

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA PARA UN PROYECTO DE INYECCIÓN
DE POLÍMEROS EN EL BLOQUE RIO ARIARI EN LA CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS**

**LUISA FERNANDA NIETO BARRERO
BRAULIO ALEJANDRO ORTEGA GARCÍA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D. C.
2016**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA PARA UN PROYECTO DE INYECCIÓN
DE POLÍMEROS EN EL BLOQUE RIO ARIARI EN LA CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE
YACIMIENTOS**

**LUISA FERNANDA NIETO BARRERO
BRAULIO ALEJANDRO ORTEGA GARCÍA**

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

Director

**JOSÉ CHIQUINQUIRÁ FERRER GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos**

Asesor

**JUAN CARLOS CASTRO ROJAS
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D. C.
2016**

Nota de aceptación

Presidente de Sustentación.
Ing. Juan Carlos Castro Rojas.

Docente jurado.
Ing. Adriangela Romero.

Docente Jurado.
Ing, Alex Cuadrado.

Bogotá, noviembre 8 de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DÍAZ.

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA.

Vicerrectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.

Secretario General:

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano facultad de ingeniería:

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI.

Director (E) Facultad de 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 e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Dios, la fuerza que hace todo lo imaginable posible.

A mi madre, Elisa Barrero Cuenca, con todo mi amor.

A mi padre, William Nieto Caicedo, gracias papá por hacer este sueño realidad.

A mi hermano, Willian Nieto Barrero, eres mi orgullo.

Alejo, este sueño que compartimos, se ha hecho realidad, gracias por tu apoyo, tu amistad, tu dedicación y esfuerzo.

Este logro es fruto del constante trabajo de todos nosotros juntos, día a día, apoyándonos para lograr alcanzar nuestras metas y proyectos, nada de esto hubiera sido posible sin su ayuda, ¡Lo logramos!

Luisa Fernanda Nieto Barrero

DEDICATORIA

A Dios por darme la sabiduría necesaria para alcanzar todo lo que me he propuesto en la vida, por darme la fortaleza para seguir adelante y no darme por vencido cuando se presentaban problemas, enseñándome a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento.

A mi Madre, Sonia Amparo García Buritica, por el gran amor y devoción que tienes por tus hijos, por el apoyo ilimitado e incondicional que siempre me has dado, por tener siempre la fortaleza de salir adelante sin importar los obstáculos, por haberme formado como un hombre de bien, y por ser la mujer que me dio la vida y me enseñó a vivirla...No hay palabras en este mundo para agradecerte Mamá.

¡TE AMO!

A mi Padre, Braulio Arturo Ortega, Gracias por darme la vida, por amarme incondicionalmente y apoyarme en todo, por sus regaños, por sus si y sus no; por enseñarme a luchar con razón y a tener siempre la frente muy en alto, por ser un ejemplo, y por ser testigo del camino recorrido para llegar hasta aquí. Mi sueño también era el suyo; Ésta meta alcanzada es también tuya Padre, resultado de tus esfuerzos y sacrificios. Por lo que ha sido y será, Gracias. Con todo el amor y admiración, jamás existirá una forma de agradecer en esta vida tu lucha y superación constante. Porque me has dado la herencia más valiosa que pudiera recibir, fruto del inmenso apoyo y confianza que en mi se depositó para que los esfuerzos y sacrificios hechos por ti no fueran en vano. ¡LO LOGRAMOS!

A La Abuela Aceneth, la Tía Consuelo, Danna y Emmanuel, por el apoyo incondicional recibido durante toda la vida, por estar siempre pendientes de mí y velando por mi bienestar. Por acompañar a mi Madre y siempre estar dispuestas a ayudar. Éste logro también es de ustedes.

A Lu, por aguantarme y ser la mejor compañera de tesis que alguien pudiera pedir. Por apoyarme y ser una verdadera amiga durante toda la carrera. Hoy doy gracias a Dios por haberte puesto en mi camino, porque sin tu ayuda incondicional, nada de esto hubiera sido posible; ahora terminamos una etapa más de la vida, pero iniciamos la siguiente con la frente en alto, con una gran sonrisa y con muchas expectativas para seguir con nuestros proyectos de vida...FUTURE LOOKS BRIGHT!

A Juli, Lina, Pao, Jay, Lucy y Caro, quienes durante años han sido mis amigos, confidentes, hermanos y gran apoyo mutuo en todo momento. Gracias por estar presentes en cada situación y alentarme a seguir luchando por el sueño de convertirme en Ingeniero de Petróleos. Los llevaré siempre en un lugar muy especial de mi corazón.

BRAULIO ALEJANDRO ORTEGA GARCIA

AGRADECIMIENTOS

A Pacific E&P por permitirnos desarrollar nuestro trabajo de grado, con la mejor disposición, por abrir las puertas de la compañía y enseñarnos siempre a dar lo mejor de nosotros, entregando todo día a día para obtener los resultados esperados.

A nuestro director de trabajo de grado, Doctor José Chiquinquirá Ferrer por su paciencia y grandes enseñanzas, por su presencia incondicional, sus apreciados y relevantes aportes, críticas, comentarios y sugerencias durante el desarrollo de esta investigación. Gracias por transmitirnos tantos conocimientos y potencializar el espíritu académico que hay en cada uno de nosotros. Es un honor haber trabajado bajo la dirección de una eminencia mundial en el área de Yacimientos. ¡Doctor Ferrer, Infinitas Gracias!

Al Ingeniero Laureano González por su desinteresada colaboración y asistencia profesional, al poner a nuestra disposición información producto de su autoría para facilitar el análisis con detalle del área en estudio. Muchas gracias por los útiles y profesionales aportes realizados durante el desarrollo de este trabajo.

Al Ingeniero Fredy de Jesús Portillo, por haber abierto las puertas de la compañía y aceptarnos de manera incondicional, proporcionando todos los insumos necesarios para culminar con esta investigación de manera satisfactoria. ¡Muchas gracias por creer en nosotros!

A la Señora Amanda Silva, infinitas gracias. Sin su colaboración nada de esto hubiera sido posible.

A CMG, Computer Modeling Group, por su apoyo desinteresado al habernos proporcionado las licencias necesarias para el desarrollo de esta investigación.

Al Ingeniero Juan Carlos Castro por su constante espíritu servicial, por su colaboración y asesoramiento en los temas técnicos de esta investigación y por creer en nosotros desde el inicio de esta investigación. ¡Muchas Gracias!

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	35
1. GENERALIDADES DEL BLOQUE RIO ARIARI	37
1.1 HISTORIA	37
1.2 LOCALIZACIÓN	37
1.3 MARCO GEOLÓGICO	39
1.3.1 Columna estratigráfica de la Cuenca Llanos Orientales	39
1.3.2 Estratigrafía	40
1.3.3 Geología estructural	44
1.3.4 Geología del petróleo	45
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	47
1.4.1 Mecanismo de producción	47
1.4.2 Tiempo de producción	47
1.4.3 Número de pozos	47
1.4.4 Producción Acumulada	48
1.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	49
2. INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLÍMEROS	51
2.1 INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLÍMEROS Y METODOS EOR	51
2.1.1 Factores que afectan la recuperación de crudo	51
2.1.2 Inyección de soluciones de polímeros como método EOR	55
2.2 TIPOS DE POLÍMERO Y SUS CARACTERÍSTICAS	55
2.2.1 Poliacrilamida Hidrolizada (HPAM)	57
2.2.2 Goma Xantana	58
2.2.3 Poliacrilamida tolerante a la salinidad PAM	59
2.2.4 Polímero hidrófobamente asociado	59
2.3 PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE POLÍMEROS	60
2.3.1 Viscosidad del polímero	60
2.3.2 Efectos de la salinidad y concentración	60
2.3.3 Efecto de cizallamiento	61
2.3.4 Efecto del PH	63
2.3.5 Efecto de la temperatura	63
2.4 ESTABILIDAD DE LOS POLÍMEROS	64
2.4.1 Estabilidad química	64
2.4.2 Reducción-oxidación	64
2.4.3 Hidrolisis	65

2.4.4	Degradación mecánica	66
2.4.5	Degradación biológica	66
2.5	FLUJO DE SOLUCIONES DE POLIMEROS A TRAVES DEL MEDIO POROSO	66
2.5.1	Retención del polímero	67
2.5.2	Pv inaccesible	67
2.5.3	Reducción de la permeabilidad	67
2.6	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLIMEROS	67
2.7	CARACTERISTICAS DE INYECTIVIDAD DE SOLUCIONES DE POLIMEROS EN PROCESOS EOR	69
2.8	VENTANA DE APLICACIÓN PARA LA APLICACIÓN DE POLÍMEROS COMO METODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA	69
2.8.1	Características del yacimiento	69
2.8.2	Características de fluidos	70
2.9	PROPIEDADES MEJORADAS MEDIANTE INYECCION DE SOLUCIONES DE POLÍMEROS	70
2.9.1	Ventajas y desventajas del uso de soluciones de polímeros	70
3.	DESCRIPCION DE LOS MODELOS ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL BLOQUE RIO ARIARI	71
3.1	MODELO PETROFÍSICO	71
3.1.1	Registros eléctricos	71
3.1.2	Datos de núcleos	71
3.1.3	Evaluación petrofísica	72
3.1.4	Modelo de arcillocidad	72
3.1.5	Modelo de porosidad	78
3.1.6	Modelo de saturación	79
3.1.7	Empleo del registro Sp	81
3.1.8	Determinación de la ecuación de saturación de agua	82
3.1.9	Determinación del valor de rshale	83
3.1.10	Modelo de permeabilidad	84
3.1.11	Definición de unidades de flujo	89
3.1.12	Definición de cortes para la determinación de la arena de yacimiento y la arena neta petrolífera (ANP)	91
3.1.13	Parámetros y cortes para cálculos de la arena neta petrolífera (Net To Pay)	95
3.2	MODELO SEDIMENTOLÓGICO	95
3.2.1	Formación Mirador	96

3.2.2	Descripción de núcleos e interpretación de horizon slices	96
3.2.3	correlaciones de pozos	98
3.2.4	Asociación y ordenamiento de facies	100
3.3	DESARROLLO MODELO ESTÁTICO	102
3.3.1	Datos básicos	103
3.3.2	Modelado Estructural	104
3.3.3	Modelado de facies	105
3.3.4	Tipo de roca. ies las cuales varían en su calidad de roca:	106
3.3.5	Petrofacies	109
3.3.6	Modelado de propiedades petrofísicas	110
3.3.7	Cálculos volumétricos	115
3.4	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DINÁMICO	117
3.4.1	Comportamiento histórico de producción	117
3.4.2	Datos de entrada para el modelo dinámico	119
3.4.3	Datos PVT	121
3.4.4	Permeabilidades relativas	122
3.4.5	Etapas de equilibrio e inicialización	125
3.4.6	Etapas de ajuste histórico	126
3.4.7	Mapas de oportunidades	134
4.	MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS DEL BLOQUE RIO ARIARI	138
4.1	SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	138
4.2	GENERALIDADES DEL SIMULADOR CMG	140
4.2.1	Generalidades del simulador Stars	140
4.2.2	Secciones del simulador	144
4.2.3	Procedimiento para la simulación de yacimientos	145
4.3	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL MODELO DEL SECTOR RIO ARIARI	146
4.3.1	Malla de simulación original	146
4.3.2	Creación del sector AL	148
4.3.3	Descripción del yacimiento	149
4.3.4	Curvas de permeabilidad relativa	157
4.3.5	Cotejo histórico	158
4.4	CONDICIONES OPERACIONALES	158
4.5	SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLÍMEROS EN EL BLOQUE RIO ARIARI	159
4.5.1	Inyección de polímeros	159
4.5.2	Inyección de agua	164

5.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA SELECCIÓN DEL MEJOR PROGRAMA DE INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLÍMERO EN EL BLOQUE RIO ARIARI	165
5.1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	165
5.2	FACTORES ANALIZADOS	165
5.2.1	Concentración del polímero	166
5.2.2	Caudal de inyección de las soluciones de Polímeros	173
5.2.3	Tiempo de inyección	179
5.3	SELECCIÓN DEL MEJOR PROGRAMA DE INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLÍMEROS PARA EL BLOQUE RIO ARIARI	186
5.3.1	Reducción de la saturación de aceite	187
5.3.2	Variación de la viscosidad del agua	188
6.	EVALUACIÓN FINANCIERA	190
6.1	ANÁLISIS DE COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)	191
6.1.1	Escenario 1	192
6.1.2	Escenario 2	193
6.2	ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	194
6.2.1	Escenario 1	195
6.2.2	Escenario 2	196
6.3	ANÁLISIS DE INGRESOS	197
6.3.1	Escenario 1	199
6.3.2	Escenario 2	200
6.4	EVALUACIÓN FINANCIERA	201
6.4.1	Valor Presente Neto (VPN)	201
6.4.2	Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	202
6.4.3	Flujo de Caja	202
6.5	CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	207
7.	CONCLUSIONES	208
8.	RECOMENDACIONES	210
	BIBLIOGRAFÍA	211

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica del Bloque Rio Ariari y vías de acceso	38
Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada Cuenta Llanos Orientales	40
Figura 3. Factores que afectan la recuperación de crudo	52
Figura 4. Recuperación de aceite en regiones sin barrer	53
Figura 5. Clasificación de los métodos EOR	54
Figura 6. Propiedades de un buen polímero	56
Figura 7. Abundancia de minerales de arcilla a lo largo de la Formación Mirador	73
Figura 8. abundancia de minerales de arcilla a lo largo de la Formación Mirador	74
Figura 9. Diferencias en radioactividad entre el registro de rayos gamma (GR) y el registro de rayos gamma corregido (HCGR) en la formación mirador (Track 4) y Distribución vertical de minerales de arcillas a partir de las curvas de Torio, Potasio y Uranio (Track 6)	75
Figura 10. Identificación de minerales pesados y accesorios presentes en la Formación Mirador	76
Figura 11. Ajuste de la arcillosidad estimada con el método Clavier a los datos de arcillosidad en %Vol. /Vol. estimados por la difracción de rayos X	77
Figura 12. Crossplot multi pozo Porosidad Efectiva Registros Vs Porosidad Efectiva núcleos @ presión de confinamiento – Campo Rio Ariari- Unidades SS4-SS3).	79
Figura 13. Ausencia de OWC, a partir de la inspección en núcleo y corroboración con datos de saturación de núcleo y/o perfiles eléctricos	80
Figura 14. Rango de Rw presentes en el bloque Rio Ariari, a partir del cómputo con el registro de potencial espontaneo	82
Figura 15. Rango de Rw presentes en el bloque Rio Ariari, a partir del cómputo con el registro de potencial espontaneo	83
Figura 16. Rangos de saturación irreducible derivada del registro MRX, para los mejores tipos de roca	85
Figura 17. Grafico de correlación de la permeabilidad del modelo vs la permeabilidad Klinkenberg medida en núcleos @ NCS	86
Figura 18. Gráficos de correspondencia entre variables de registro con la permeabilidad Klinkenberg medida en laboratorio	87

Figura 19. Log Plot mostrando la correlación de la permeabilidad del modelo (k-lambda) y la permeabilidad del multilínea vs la permeabilidad Klinkenberg	88
Figura 20. Representación de las unidades de flujo definidas con datos de Núcleo	91
Figura 21. Definición del cutoff de VCI de acuerdo a la información de facies, producción de pozo e impregnación vista en núcleo	92
Figura 22. Definición del cutoff de VCI de acuerdo a la información de facies, producción de pozo e impregnación vista en núcleo	93
Figura 23. Estimación de cutoff de permeabilidad absoluta, usando la información de permeabilidades relativas disponibles medianamente válidas	94
Figura 24. Detalle de la descripción del núcleo del pozo ES – 42A; Miembro SS2. Depósitos correspondientes a una llanura de inundación con desarrollos de pantanos. Abundante bioturbación horizontal y restos de raíces. Foto correspondiente al intervalo 5295´ - 5296	97
Figura 25. Detalle de los miembros SS1 y SS2 en el pozo ES – 44	98
Figura 26. Correlación estratigráfica N – S entre los pozos Anturio – 1, Heliconia – 1, Cadillo – 1 y Calandria – 1. Resaltado en verde el miembro SS4 y en celeste el SS3. Abajo detalle del intervalo SS1 – SS4 donde se indica en verde los intervalos impregnados de petróleo	99
Figura 27. Línea sísmica NW – SE entre los pozos Anturio – 1 y Borugo – 1 donde se muestra la descripción de los núcleos respectivos y su ubicación en la línea. Abajo la misma línea con el horizonte SS3 aplanado. Sistemas de canales interpretados	101
Figura 28. Elementos que componen el modelo estático	102
Figura 29. Flujo de trabajo para la integración del modelo estático	103
Figura 30. Distribución de las capas verticales. (Imagen tomada de Petrel @ 2013)	105
Figura 31. Modelo Sedimentario Resultante para las arenas SS4 en K=1 y SS3 en K=41	106
Figura 32. Para las arenas SS4 K=2 determinada	107
Figura 33. Para las arenas SS3 K=41 determinada	108
Figura 34. Modelo de Petrofacies Para las arenas SS4 K=2 determinada	109
Figura 35. Modelo de Petrofacies para las arenas SS3 K=41 determinada	110
Figura 36. Para las arenas SS4 K=2 determinada	111
Figura 37. Para las arenas SS3 K=41 determinada	112
Figura 38. Modelo de Distribución de la Saturación de Agua, sin incluir los pozos horizontales para las arenas SS4 K=2 y SS3 K=41	113

Figura 39. Modelo de Distribución de la Saturación de Agua, incluyendo los pozos horizontales para las arenas SS4 K=2 y SS3 K=41	113
Figura 40. Modelo de Distribución del Net Reservoir para las arenas SS4 K=2 y SS3 K=41	114
Figura 41. Mapa de Arena Neta Petrolífera para la Arena SS4	114
Figura 42. Mapa de Arena Neta Petrolífera para la Arena SS3	115
Figura 43. Histograma del Calculo Probabilístico de Oil In Place con Sw sin incluir los pozos horizontales	116
Figura 44. Histograma del Calculo Probabilístico de Oil In Place con Sw incluyendo los pozos horizontales	117
Figura 45. Producción histórica de agua y petróleo para el campo	118
Figura 46. Presiones Estática Pozos Rio Ariari	119
Figura 47. Diagrama con los Diferentes Componentes que Conforman el Modelo Dinámico de Yacimientos	120
Figura 48. Malla de Simulación Sobrepuesta en el Modelo Estático (formación Lower Mirador)	121
Figura 49. Viscosidad en Función de la temperatura y la Presión	122
Figura 50. Permeabilidades relativas vs Sw	123
Figura 51. Comportamiento de Producción vs Flujo Fraccional	124
Figura 52. Permeabilidades Relativas Asociadas al tipo de Roca	125
Figura 53. Estabilidad de los Fluidos a Volúmenes y Presión	126
Figura 54. Cotejo crudo y Agua Producida vs el Calculado	127
Figura 55. Cotejo Pozo Tatama 1Hz	128
Figura 56. Cotejo Pozo Mochelo 6Hz	129
Figura 57. Cotejo Pozo Mochelo 5Hz	130
Figura 58. Cotejo Pozo Mochelo 3D	131
Figura 59. Cotejo Pozo Mochelo 7D	132
Figura 60. Cotejo Pozo Heliconia 5D	133
Figura 61. Cotejo Pozo Heliconia 2D	134
Figura 62. Mapa del ROI para SS3	135
Figura 63. Mapas capacidad de flujo (superior) y VPNH (inferior) para SS3	136
Figura 64. Mapas de ROI (superior) y VPNH (inferior) para SS4	137
Figura 65. Secciones del Simulador Stars de CMG	145
Figura 66. Estrategia de Trabajo	146
Figura 67. Malla de Simulación Sector Bloque Rio Ariari en estudio provista por Pacific E&P	147
Figura 68. Sector en estudio	148
Figura 69. Net To Gross Sector en estudio del Bloque Rio Ariari	155

Figura 70. Distribución de la porosidad en el Bloque Rio Ariari	156
Figura 71. Permeabilidad Horizontal	156
Figura 72. Permeabilidad Vertical	157
Figura 73. Arreglo de Pozos	160
Figura 74. Presión y Tasa de Inyección	160
Figura 75. Paso 1. Creación del modelo de polímero	161
Figura 76. Paso 2. Creación del modelo de polímero	162
Figura 77. Paso 4. Creación del modelo del polímero	162
Figura 78. Adsorción de polímero	163
Figura 79. Fracción molar del polímero	163
Figura 80. Fracción molar, Inyección de Agua	164
Figura 81. Reducción de la Saturación de Aceite	187
Figura 82. Variación de la viscosidad del agua	188
Figura 83. Adsorción de los Fluidos Inyectados en el Medio Poroso	189

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción de Petróleo Acumulada en Barriles por Día	48
Gráfica 2. Producción Acumulada de Agua	49
Gráfica 3. Factor volumétrico del Petróleo	149
Gráfica 4. Viscosidad del crudo	151
Gráfica 5. Relación Gas Disuelto	152
Gráfica 6. Factor volumétrico del gas	153
Gráfica 7. Viscosidad del Gas	154
Gráfica 8. Curva de permeabilidad relativa del tipo de roca 1	158
Gráfica 9. Factor de Recobro Grilla Completa (Variación de Concentración)	167
Gráfica 10. Factor de Recobro Sector AL (Variación de la Concentración)	168
Gráfica 11. Producción de Petróleo Acumulada (Variación de la concentración)	169
Gráfica 12. Agua Acumulada (Variación de Concentración)	170
Gráfica 13. Tasa de Producción de Petróleo (Variando Concentración)	171
Gráfica 14. Tasa de Producción de agua (Variando Concentración)	172
Gráfica 15. Factor de Recobro (Variando Tasa de Inyección)	173
Gráfica 16. Factor de Recobro Sector AL (Variación de Tasa de Inyección)	174
Gráfica 17. Petróleo Acumulado (Variando Tasa de Inyección)	175
Gráfica 18. Agua Acumulada (Variando la Tasa de Inyección)	176
Gráfica 19. Tasa de Producción de Petróleo (Variando la Tasa de Inyección)	177
Gráfica 20. Tasa de Producción de Agua (Variando Tasa de Inyección)	178
Gráfica 21. Factor de Recobro (variando tiempo de inyección)	180
Gráfica 22. Factor de Recobro Sector AL (variando tiempo de inyección)	181
Gráfica 23. Petróleo Acumulado (Variando Tiempo de Inyección)	182
Gráfica 24. Agua Acumulada (Variando Tiempo de Inyección)	183
Gráfica 25. Tasa de Petróleo (Variando el Tiempo de Inyección)	184
Gráfica 26. Tasa de Agua (Variando el Tiempo de Inyección)	185
Gráfica 27. Flujo de Caja Neto	204
Gráfica 28. Flujo de Caja	204
Gráfica 29. Flujo de Caja Neto	206
Gráfica 30. Flujo de Caja	206

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Flory-Huggins	61
Ecuación 2. Ley de potencia	61
Ecuación 3. Ecuación de Meter's	62
Ecuación 4. Ecuación de Arrhenius	63
Ecuación 5. Índice de arcillosidad (Método Lineal)	76
Ecuación 6. Modelo de arcillosidad de Clavier	77
Ecuación 7. Porosidad por registro de densidad	78
Ecuación 8. Porosidad efectiva	78
Ecuación 9. Ecuación de Simandoux modificada	82
Ecuación 10. Permeabilidad lambda	84
Ecuación 11. Permeabilidad K-lambda	84
Ecuación 12. Saturación de agua irreducible	85
Ecuación 13. Índice de calidad de roca. Método de Lorenz	89
Ecuación 14. Indicador de zona de flujo. Método de Lorenz	89
Ecuación 15. Porosidad de la zona de flujo. Método de Lorenz	89
Ecuación 16. producción mayor a 5000 BPD	198
Ecuación 17. Valor Presente Neto	201

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades Roca-Fluido generales del Bloque Rio Ariari	50
Tabla 2. Características de polímeros aplicables en EOR	56
Tabla 3. Parámetros de Evaluación Petrofísica	95
Tabla 4. Acumulados de Fluidos	127
Tabla 5. Fluidos Acumulados, Agua y Petróleo	128
Tabla 6. Tamaño de la malla original de simulación	147
Tabla 7. Dimensiones de la Malla Sector AL	148
Tabla 8. Propiedades del hidrocarburo	149
Tabla 9. Condiciones Operacionales	159
Tabla 10. Condiciones de operación para la evaluación de la concentración	166
Tabla 11. Factor de Recobro Grilla Completa (Variación de Concentración)	167
Tabla 12. Factor de Recobro Sector AL (Variación de Concentración)	168
Tabla 13. Producción de Petróleo Acumulada. (Variación de Concentración)	169
Tabla 14. Agua Acumulada (Variación de Concentración)	170
Tabla 15. Tasa de Producción de Petróleo (Variando Concentración)	171
Tabla 16. Tasa de Producción de agua (Variando Concentración)	172
Tabla 17. Factor de Recobro (Variando Tasa de Inyección)	174
Tabla 18. Factor de Recobro Sector AL (Variando Tasa de Inyección)	174
Tabla 19. Petróleo Acumulado (Variación de Tasa de Inyección)	176
Tabla 20. Agua acumulada (Variando la Concentración)	177
Tabla 21. Tasa de Producción de Petróleo (Variando la Tasa de Inyección)	178
Tabla 22. Tasa de Agua (Variando Tasa de Inyección)	179
Tabla 23. Factor de Recobro (variando tiempo de inyección)	180
Tabla 24. Factor de Recobro Sector AL (variando tiempo de inyección)	181
Tabla 25. Petróleo Acumulado (Variando Tiempo de Inyección)	182
Tabla 26. Agua Acumulada (Variando Tiempo de Inyección)	183
Tabla 27. Tasa de Petróleo (Variando el Tiempo de Inyección)	184
Tabla 28. Tasa de Agua (Variando el Tiempo de Inyección)	185
Tabla 29. Comparación Costo de Polímero	186
Tabla 30. Comparación de la Producción de Petróleo Acumulado	186
Tabla 31. Comparación Tasa de Inyección	186
Tabla 32. Comparación Tiempo de Inyección	187
Tabla 33. Programa de Inyección Seleccionado	187
Tabla 34. Costo unitario de perforación	191
Tabla 35. Costo asociado a las Facilidades de Producción	191

Tabla 36. Campaña de Perforación	192
Tabla 37. Costos de Perforación	192
Tabla 38. Costo de Facilidades de Producción	192
Tabla 39. costos de inversión	192
Tabla 40. Campaña de Perforación	193
Tabla 41. Costos de perforación	193
Tabla 42. Costo de Facilidades de Producción	193
Tabla 43. Costo de Facilidades de Inyección	194
Tabla 44. Costo del Polímero	194
Tabla 45. Costos de inversión	194
Tabla 46. Producción en barriles	195
Tabla 47. Costos de Producción	195
Tabla 48. Costos de Operación	196
Tabla 49. Producción en barriles	196
Tabla 50. Costo de producción	197
Tabla 51. Costos de Operación	197
Tabla 52. Precios de referencia del crudo marcador Brent por barril	198
Tabla 53. Precio de Venta	199
Tabla 54. Producción neta en Barriles	199
Tabla 55. Ingresos	200
Tabla 56. Producción neta en barriles	200
Tabla 57. Ingresos	201

ABREVIATURAS

%	Por Ciento
°	Grados
°C	Grados Centígrados
°F	Grados Fahrenheit
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	Unidades API para la calidad del crudo
BES	Bombeo Electrosumergible
Bbl	Barriles
Bpd	Barriles por día
CAPEX	Capital Expenditure (Inversiones de Capital)
CMG	Computer Modelling Group
COT	Carbono Orgánico Total
cP	Centipoise
EOR	Enhanced Oil Recovery
Ft	Pies
H	Espesor
HPAM	Hydrolized Polyacrylamide (Poliacrilamida Hidrolizada)
ICP	Instituto Colombiano de Petróleo
Km	Kilómetros
K_h	Permeabilidad Horizontal
K_v	Permeabilidad Vertical
K_{rw}	Permeabilidad relativa de agua
K_{ro}	Permeabilidad relativa de petróleo
lb	Libra
m	Metros
mD	Milidarcy

OPEX	Operating Expenditure (Gastos de Operación)
ppm	Partes por millón
Psi	Pound Square Inch
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
Rs	Razón gas-petróleo en solución
SCF	Standar Cubic Feet
So	Saturación
Soi	Saturación inicial de petróleo
Sor	Saturación residual de petróleo
STB	Stock Tank Barrel
Swi	Saturación inicial de agua
Swirr	Saturación de agua residual
TIO	Tasa interna de oportunidad
VPN	Valor presente neto
USD	Dólar estadounidense

GLOSARIO

ABSORCIÓN: proceso mediante el cual una sustancia es retenida por otra.

ACTIVOS: son aquellos bienes que todavía están inmersos en el proceso de producción y los bienes finales pendientes de distribución, los principales activos de una empresa son: sus instalaciones y maquinaria, sus existencias inventariadas de materias primas y productos semi terminados. También hay que añadir las deudas pendientes de cobro, por ejemplo, el cobro de bienes vendidos, pero no cobrados, o el cobro de intereses por activos financieros.

ACUÍFERO: es aquel estrato o formación geológica permeable que permite la circulación y el almacenamiento del agua subterránea por sus poros o grietas.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: área en donde se depositan los sedimentos bajo ciertas condiciones físicas ya sea por acción del viento, el agua o el hielo; la localización y el clima, tal como un desierto, un plano o un río¹.

ANISOTROPIA: término usado para describir el carácter de formaciones cuyas propiedades físicas son significativamente diferentes en dos o tres direcciones ortogonales.

ANTICLINAL: configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta², donde el pliegue cuyo núcleo está constituido por las rocas estratigráficamente más antiguas; en general, es cóncavo hacia abajo.

ARCILLA: roca sedimentaria cuyo origen puede atribuirse a la alteración de la roca magmática o metamórfica después del transporte resultando como arcillas detríticas principalmente. La arcilla es un material terroso de grano fino que se hace plástico al ser mezclado con una cantidad limitada de agua. El tamaño de grano de la arcilla debe ser menor a 0,004 mm (menores de 4 micras). Está compuesta principalmente por filisilicatos hidratados que se presentan en cristales muy pequeños, (montmorillonita, caolinita, halloysita, entre otros) o silicatos aluminicos hidratados y menores cantidades de cuarzo, calizas y feldespatos³.

ARENA: sedimento detrítico que se origina por la meteorización de las rocas y que ha sido seleccionado por los agentes de transporte. Partícula silíceo o calcáreo de grano fino y suelto, cuyo tamaño oscila de 0,1 mm a 2 mm, generalmente la arena es un material no consolidado formado por granos de Cuarzo⁴.

¹ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [Citado 20 de agosto de 2016]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/depositional_environment.aspx>

² Subsecretaría de Hidrocarburos. Glosario de Términos Petroleros. 2006 p. 3.

³ PDVSA. Léxico museo minerales [en línea]. 2010. [Citado 20 de agosto 2016] Disponible en: <<http://www.pdv.com/lexico/museo/minerales/arcillas.htm>>

⁴ Idib.

ARENISCA: roca sedimentaria originada tras la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena, su textura es detrítica y su tamaño de grano varía de 1/16 mm a 2 mm. Está compuesta de un 85% por lo menos de granos de cuarzo más o menos redondeados. De acuerdo con el contenido de sus elementos o de su cementante, las areniscas pueden denominarse: Arcosas (predominio de partículas de cuarzo), areniscas arcillosas (cementante arcilla), areniscas limosas (cementante limo), areniscas calcáreas (cementante carbonatos), etc⁵.

BARRIL DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE: es el volumen de petróleo expresado en barriles de petróleo crudo a 60F, y que equivalen a la misma cantidad de energía (equivalencia energética) obtenida del crudo. Este término es utilizado frecuentemente para comparar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas.

BARRIL: unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 gal. (US) o 158.987304 litros. Un metro cúbico equivale a 6.28981041 barriles.

BARRILES DIARIOS: en producción, el número de barriles de hidrocarburos producidos en un periodo de 24 horas. Normalmente es una cifra promedio de un periodo de tiempo mayor. Se calcula dividiendo el número de barriles durante el año entre 365 o 366 días, según sea el caso.

BASAMENTO: capas de roca por debajo de las cuales no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos. Los basamentos corresponden normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes. Las rocas de basamento habitualmente poseen diferente densidad, velocidad acústica y propiedades magnéticas que las rocas suprayacentes⁶.

BASCULAMIENTO: inclinaciones de bloques geológicos, a la manera del movimiento de una báscula o balanza. Junto con el plegamiento, son responsable de la inclinación de los estratos⁷.

BUZAMIENTO: parámetro expresado en grados, normalmente sexagesimales, que define, junto con la dirección, la disposición de un plano geológico. El buzamiento indica el ángulo formado por el plano geológico respecto a un plano horizontal.

⁵ Diccionario Geológico geos. [en Línea]. 2016. [Citado 20 de agosto de 2016]. Disponible en: <<http://www.geoss.com.pe/docs/DICCIONARIO%20GEOLOGICO.pdf>>

⁶ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 20 de agosto 2016] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

⁷ Diccionario Geológico geos. [en Línea]. 2016. [Citado 20 de agosto de 2016]. Disponible en: <<http://www.geoss.com.pe/docs/DICCIONARIO%20GEOLOGICO.pdf>>

CABEZAL: equipo de control ajustado en la boca del pozo, se utiliza para controlar el flujo y prevenir explosiones y consiste de tuberías, válvulas, tomacorrientes, preventores de explosión, etc.

CAMPO: corresponde a una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello. Habitualmente, el término alude a un tamaño económico⁸.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica de los diversos materiales donde se puede encontrar, en una zona determinada, su sedimentación, su edad, los más antiguos en la parte inferior y los más modernos en la parte superior, y el espesor de las capas, empezando por las inferiores y continuando hacia las superiores⁹.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas, en la que existe paralelismo entre los materiales infrayacentes y suprayacentes¹⁰.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de origen detrítico, su textura con respecto a la redondez de sus granos va de subredondeado a subangular. El tamaño de sus granos varía entre 2mm hasta 4 mm de diámetro y está formada por consolidación de cantos guijarros o gravas constituidas en más de un 50%, por elementos detríticos redondeados de un fina y trabadas por un cemento o una matriz detrítica.
¹¹.

CRUDO PESADO: petróleo crudo con densidad igual o inferior a 22°. API.

CUENCA: una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en las que se acumulan sedimentos. La persistencia de la depositación puede producir un grado adicional de depresión o subsistencia. Las cuencas sedimentarias, o simplemente cuencas, pueden tener forma de cubeta o fosa alargada.

DESHIDROGENACIÓN: proceso mediante el cual se remueve hidrógeno de compuestos químicos, por ejemplo, la remoción de dos átomos de hidrógeno del butano para formar butileno.

DISCORDANTE: los contactos discordantes son secuencias que presentan interrupción en la depositación y se presenta un hiato (tiempo geológico durante el

⁸ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [Citado 20 de agosto de 2016]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/field.aspx>

⁹ Institut Cartogràfic i Geològic de Catalunya [en línea]. 2016. [citado 20 de agosto de 2016] Disponible en: http://www.igc.cat/web/es/mapageol_apren_columnes.html

¹⁰ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 20 de agosto 2016] Disponible en: http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html

¹¹ Ibid.

cual no hay sedimentos o estratos) entre las dos unidades y que representa el contacto. A estos contactos se les llama discordancias. Una discordancia es una superficie de la erosión o de no depositación que separa estratos más jóvenes de rocas más antiguas y que representa un hiato significativo¹².

ESQUISTO: roca metamórfica originada por arcillas y lodos que han sufrido una serie de procesos metamórficos incluyendo la producción de pizarras y filitas como pasos intermedios. Es una roca muy fisil, que puede experimentar rotura o división de un núcleo atómico pesado en dos o más fragmentos, se parte fácilmente por su microestructura además de su facilidad para meteorizarse. Su tamaño de grano varía entre 2mm y 4mm y se compone principalmente de cristales planos de micas, clorita verde, hornblenda y cuarzo.¹³

ESTRATIGRAFÍA: parte de la geología que estudia e interpreta los procesos registrados en las sucesiones sedimentarias, que permite conocer la naturaleza y la deposición de las rocas estratificadas, la correlación tanto de los materiales como de los sucesos, y la ordenación temporal correcta de la secuencia de materiales y sucesos.¹⁴

ESTRATO: capa de roca o sedimento. Originalmente, los estratos se depositan horizontal o sub-horizontalmente, aunque pueden presentar mayor inclinación cuando lo hacen sobre superficies inclinadas. Los estratos pueden ser plegados, basculados o fallados por efecto de fuerzas tectónicas. Si una secuencia de estratos no ha sido invertida, el estrato inferior es el más antiguo y el superior el más joven.

FALLA ANTITÉTICA: fallas secundarias, que normalmente forman parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto al de las fallas primarias y sintéticas asociadas. Los conjuntos de fallas antitéticas-sintéticas son habituales en las zonas de fallas directas¹⁵.

FALLA INVERSA: falla inclinada cuyo bloque elevado es el superior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque elevado¹⁶.

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

¹² Ibid.

¹³ Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Glosario [en línea] 2016 [citado 25 agosto 2015] Disponible en: <<http://www.igac.gov.co/wps/portal/igac/raiz/iniciohome/Glosario>>

¹⁴ Ibid.

¹⁵ Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [Citado 20 de agosto de 2016]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/antithetic_fault.aspx>

¹⁶ Ibid.

superficiales, originada por las fuerzas tectónicas que logran superar la resistencia de las rocas.¹⁷

FLUJO DE EFECTIVO: estado financiero que presenta el balance de los ingresos y egresos efectuados por cada uno de los organismos y en forma consolidada. Los ingresos se encuentran representados por ventas internas, ventas interorganismos, exportaciones e ingresos varios y los egresos por gastos de operación e inversión, compras interorganismos, impuestos directos e indirectos, pago de intereses y rendimientos.

FORMACIÓN: termino general para designar una serie de depósitos de distinta naturaleza cuya facies son características del medio en la que se efectúan (formaciones marinas, continentales, etc.). También conocida como un conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, depositadas en un mismo lugar durante un período.¹⁸

FUERZAS CAPILARES: las fuerzas capilares en un yacimiento de petróleo son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficial e interfacial de la roca y fluidos, el tamaño y geometría del poro, y la mojabilidad característica del sistema

COSTO DE INVERSIÓN: total de las asignaciones destinadas a la creación de bienes de capital y conservación de los ya existentes, a la adquisición de bienes inmuebles y valores por parte de la empresa, así como los recursos transferidos a las subsidiarias para los mismos fines.

COSTO DE OPERACIÓN: importe de las erogaciones que se efectúan para el desarrollo de las funciones administrativas y de producción, como son: gastos en mano de obra, adquisición de materiales, conservación, mantenimiento y servicios generales. Estas operaciones no incrementan los activos de la empresa.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: parte de la geología aplicada que se ocupa de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo crudo y de gas natural.¹⁹

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: parte de la geología que estudia las configuraciones geométricas de las rocas originadas por procesos de deformación natural, los desplazamientos y mecanismos implicados en el desarrollo de tales configuraciones, su evolución espacio-temporal y las causas que dieron lugar a su formación²⁰.

GEOLOGÍA: ciencia que estudia la composición, estructura, morfología y edad de los materiales que componen la Tierra, en especial, a partir de la observación en las

¹⁷ RACEFN Glosario de Geología [en línea].2016 [citado 25 agosto 2015] Disponible en: <http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm>

¹⁸ Diccionario Geológico. Formación [en línea]. 2000. [citado 28 enero 2016]. Disponible en: <<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=1664>>

¹⁹ Ibid.

²⁰ Ibid.

partes accesibles. Se ocupa además de la elaboración de hipótesis que permitan reconstruir la historia y la evolución de la Tierra²¹.

GRAVEDAD API: escala de gravedad específica desarrollada por el instituto estadounidense de petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresados en grados. La gravedad API está graduada en grados en un instrumento hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedarían entre 10° y 70° de gravedad API.²²

HETEROGENEIDAD: la heterogeneidad de un yacimiento puede ser definida como la variación de las propiedades del yacimiento en función del espacio. Idealmente, si el yacimiento es homogéneo, la medición de propiedades en cualquier ubicación describe completamente la distribución de dicha propiedad en todo el yacimiento. La descripción de yacimientos homogéneos es bastante simple.

HIATO: es la ausencia por no sedimentación de ciertos materiales. Corresponde al período geológico durante el cual no se da sedimentación, provocando una laguna estratigráfica.

HIDROCARBUROS: grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos.

INCONFORMIDAD: es un tipo de discontinuidad estratigráfica en el que se ponen en contacto materiales ígneos con materiales sedimentarios.

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

KERÓGENO: es una sustancia insoluble debido a su enorme peso molecular, precursora del petróleo, ya que constituye el 80 % al 90 % de la materia orgánica de las rocas pelíticas y carbonáticas organógenas. Parte de la materia orgánica que se encuentra en los sedimentos es una sustancia soluble en solventes orgánicos a la que se denomina bitumen

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

LODOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico, su textura se caracteriza por la carencia de plasticidad, fisibilidad cohesión y bajo contenido de agua. Su tamaño

²¹ RACEFN Glosario de Geología [en línea].2016 [citado 25 agosto 2015] Disponible en: <http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm>

²² Schlumberger Limited. Oil Field Glossary [en línea]. 2016 [citado 25 agosto 2015] en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms>>

de grano es menor a 0,02 mm y está compuesta principalmente por minerales de arcilla

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

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

MATRIZ: es el material de grano fino en una roca sedimentaria que llena los espacios entre los clastos mayores. Desempeña un papel intermediario entre el cemento y los clastos mayores contribuyendo así a la consistencia de la roca.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. Ese movimiento recién generado fuera de su roca generadora es la migración primaria, también denominada expulsión. El movimiento ulterior de los hidrocarburos hacia la roca yacimiento en una trampa de hidrocarburos u otra zona de acumulación es la migración secundaria. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente. La migración puede ser local o producirse a lo largo de distancias de cientos de kilómetros en las cuencas sedimentarias grandes, y es crucial para la formación de sistemas de petróleo viable²³.

MOJABILIDAD: se define como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. La mojabilidad es una función del tipo de fluido (por lo general petróleo y agua) y de la superficie sólida (con referencia al medio poroso, roca).

MONOCLINAL: pliegue con un flanco corto y fuerte buzamiento que enlaza dos flancos planos de tendencia horizontal²⁴.

²³ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [Citado 20 de agosto de 2016]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/migration.aspx>>

²⁴ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 20 de agosto 2016] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

PERMEABILIDAD: la permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados no puede existir permeabilidad.

PETRÓLEO: mezcla de carburos de hidrógeno líquidos, resultantes de la descomposición de materia orgánica (fermentación bioquímica), ocurrida en paleocuevas bajo condiciones específicas de presión y temperatura. El petróleo comúnmente se encuentra asociado con gas²⁵.

PLEGAMIENTO: fenómeno geológico que puede producirse a cualquier escala geológica y cuyo efecto es la formación de pliegues en los materiales a los que afecta. En la mayor parte de los casos, es consecuencia de compresión e implica un acortamiento²⁶.

POLIMERIZACIÓN: proceso mediante el cual se unen dos o más moléculas sencillas para formar una molécula más grande llamada polímero. En la refinación del petróleo la temperatura y la presión son utilizados para polimerizar hidrocarburos ligeros en moléculas más grandes, como las que se utilizan para producir gasolinas de alto octano. En la producción de petroquímicos, se generan uniones para formar plásticos, como son por ejemplo los polietilenos.

POLÍMERO: sustancia que consiste de grandes moléculas formadas por muchas unidades pequeñas que se repiten, llamadas monómeros. El número de unidades que se repiten en una molécula grande se llama grado de polimerización ejemplos de polímeros son el polietileno y el polipropileno.

POROSIDAD: la porosidad es la medida de los espacios huecos en una roca y resulta fundamental para que ésta actúe como almacén: porosidad = % (volumen de poros (huecos) / volumen total) x 100; la porosidad se expresa como ϕ .

POZO DE INYECCIÓN: pozo que se utiliza para inyectar agua, aire o gas a un estrato con el fin de aumentar la presión de otros pozos en el yacimiento.

POZO FLUYENTE: pozo en el que el petróleo brota a la superficie de la tierra debido a la presión de la energía del estrato. La salida espontánea del petróleo lleva pérdidas tanto de éste, como del gas y puede ser causa de incendio o de destrucción repentina de pozos.

POZO PETROLERO: perforación efectuada por medio de barrenas de diferentes diámetros y a diversas profundidades, con el propósito de definir las condiciones geológicas estructurales de la corteza terrestre, para la prospección o exploración

²⁵ Subsecretaría de Hidrocarburos. Glosario De Términos Petroleros. 2006. P. 12.

²⁶ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 20 de agosto 2016] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

de yacimientos petrolíferos. El método más utilizado es el rotario, y las perforaciones pueden desarrollarse con o sin recuperación de núcleo²⁷.

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

RAZÓN DE MOVILIDAD: se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo), y puede relacionarse con la conductancia en términos de la permeabilidad efectiva y de la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado.

RECUPERACIÓN PRIMARIA: extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para mover los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

RESERVAS POSIBLES: es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica en trampas no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas alejadas de las productoras, pero dentro de la misma provincia geológica productora, con posibilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas.

REVESTIMIENTO: nombre que reciben los diferentes tramos de tubería que se cementan dentro del pozo. Estas tuberías de revestimiento varían su diámetro y número de acuerdo a las diferentes áreas perforadas, las profundidades y las características productoras del pozo. Generalmente se revisten tres tuberías en un pozo; a la de mayor diámetro se le llama tubería superficial y de control, a la siguiente intermedia y a la de menor diámetro y mayor profundidad, tubería de explotación.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica²⁸.

ROCA RESERVORIO: o roca almacén es una roca que debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya

²⁷ Servicio Geológico Colombiano [en línea]. 2014. [Citado 20 de agosto 2016] Disponible en: <<http://www.sgc.gov.co/Servicios-de-informacion-al-ciudadano/glosario/P.aspx>>

²⁸ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [Citado 20 de agosto de 2016]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/source_rock.aspx>

libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas²⁹.

ROCA SELLO: roca impermeable que evita que el petróleo siga desplazándose o se escape, en otras palabras, es aquel tipo de roca que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio o yacimiento (generalmente lutitas), en ocasiones el sello lo constituye una anomalía estructural o estratigráfica (fallas o discordancias entre otras)³⁰.

SEDIMENTO: son los depósitos que se acumularon en el transcurso de las áreas geológicas para conformar las rocas sedimentarias posteriormente. También se pueden definir como material sólido que se acumula en la superficie terrestre y que surge por la acción de diversos fenómenos naturales que actúan en la atmósfera, la hidrósfera y la biosfera³¹.

SISTEMA PETROLERO: elementos geológicos y procesos físicos que interactúan en la naturaleza sincronizadamente para la formación de hidrocarburos. Es el que incluye la zona de maduración de la roca madre, la red de distribución natural y los acontecimientos de petróleo descubierto genéticamente relacionados³².

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

TOC: se denomina Carbono Orgánico Total (TOC, siglas en inglés) al carbón que forma parte de las sustancias orgánicas de las aguas superficiales. El carbono Orgánico Total es un parámetro que se utiliza para valorar la calidad de las aguas

TRAMPA: configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impenetrable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Las trampas se describen como trampas estructurales (en estratos deformados, tales como pliegues y fallas) o trampas estratigráficas (en zonas en las que los tipos de roca también cambian, tales como discordancias, acuñamientos y arrecifes). Una trampa es un componente esencial de un sistema petrolífero³³.

VISCOCIDAD: la viscosidad de un fluido es una medida de su resistencia a las deformaciones graduales producidas por tensiones cortantes o tensiones de tracción.

²⁹ RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [Citado 20 de agosto 2016] Disponible en: <http://www.ugr.es/agcasco/personal/rac_geologia/rac.html>

³⁰ Ibid.

³¹ Instituto Geográfico Agustín Codazzi. Glosario [en línea] 2016 [citado 25 agosto 2015] Disponible en: <<http://www.igac.gov.co/wps/portal/igac/raiz/iniciohome/Glosario>>

³² La comunidad Petrolera. Sistema petrolero [en línea] 2016. [Citado 20 de agosto 2016] Disponible en: <<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/sistema-petrolero.html>>

³³ Shlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [Citado 20 de agosto de 2016]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/trap.aspx>>

YACIMIENTO: un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo³⁴.

³⁴ Schlumberger Oilfield Glossary [en línea]. 2016 [Citado 20 de agosto de 2016]. Disponible en: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/trap.aspx>>

RESUMEN

Ante la problemática de la caída de los precios del petróleo debido a la baja en la demanda del crudo, es necesario redirigir las investigaciones hacia nuevas técnicas mejoradas que implementen procesos sostenibles desde el punto de vista ambiental y económico, esto para potencializar las reservas existentes. Los métodos EOR o de recobro mejorado son utilizados mundialmente para extraer el crudo remanente en los yacimientos, después de que la etapa de producción primaria y secundaria ha llegado a su fin. La inyección de polímeros en el yacimiento mejora la eficiencia de barrido, reduce la movilidad del agua al tiempo que aumenta su viscosidad induciendo a una mayor recuperación de crudo.

La producción en el Bloque Rio Ariari se ha caracterizado por ser complicada, esto debido a la presencia de un acuífero activo, y a la naturaleza de los fluidos altamente viscosos.

En este trabajo se evalúa técnica y financieramente la implementación de un programa de inyección de soluciones de polímeros en el bloque Rio Ariari utilizando el simulador STARS de CMG.

PALABRAS CLAVE: Inyección Soluciones Polímeros, Recobro Mejorado, Cuenca Llanos Orientales, Rio Ariari, Simulación Numérica, Yacimientos.

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda del crudo y el depletamiento de las reservas, hacen que las tecnologías de recobro mejorado sean cada vez más necesarias. La inyección de agua es considerada como uno de los métodos de recobro secundario más eficientes y económicos, siendo utilizada en más de la mitad de los campos petroleros a nivel mundial, razón por la cual los métodos de recobro químico pueden ser implementados utilizando menos recursos que otras técnicas de recobro mejorado. La inyección de polímeros es una técnica que busca evitar los problemas que se presentan en los procesos de inyección de agua, por lo que se ha convertido en la técnica de recobro mejorado químico más usada. Debido a la alta tasa de éxito que tiene se ha implementado en campos productores de petróleo desde 1920.

Mejorar el factor de recobro, permitir la extracción profunda y minimizar los impactos ambientales en los yacimientos ha generado a través de los tiempos la necesidad de formular e implementar nuevas técnicas mejoradas de recobro.

Cerca del 3% de la producción del mundo ahora viene de procesos EOR, y desde entonces este porcentaje ha incrementado, esto debido a que la producción de petróleo convencional continúa cayendo cada vez más.

El Bloque Rio Ariari produce crudo pesado de gravedad entre 9 a 11 °API y de alta viscosidad. A pesar de tener un empuje por un acuífero, la recuperación por métodos primarios es muy baja ya que no alcanza los 1000 barriles al día por la alta razón de movilidad, lo cual hace imperativo la necesidad de utilizar procesos de recuperación adicional, lo cual unido a varios métodos de procesos EOR puede incrementar razonablemente el porcentaje de petróleo recuperable. El bloque Rio Ariari, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, cuenta con siete pozos, los cuales han sido sometidos a pruebas para identificar su modelo geológico, las características del yacimiento, las propiedades petrofísicas del mismo y productividad de los pozos. Adicionalmente se adelantaron análisis tipo screening para determinar qué programas de recobro mejorado, serían apropiados para incrementar el factor de recobro del campo en estudio, siendo uno de los candidatos la inyección de polímeros. Este resultado hace que se genere la necesidad de construir y ajustar un modelo de simulación numérica de la inyección de soluciones de polímeros en el Bloque Rio Ariari en la Cuenca de los Llanos Orientales, con el fin de incrementar su factor de recobro.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la factibilidad técnico-financiera para un proyecto de inyección de polímeros en el Bloque Rio Ariari en la Cuenca de los Llanos Orientales, mediante la simulación numérica de yacimientos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Rio Ariari.
2. Describir la inyección de soluciones de polímeros como método de recobro mejorado.
3. Describir el modelo estático y dinámico del sector del Campo Rio Ariari a estudiar con base en la información de los pozos productores y las propiedades del sistema roca– fluido de la zona.
4. Construir un modelo de simulación numérica de yacimientos ajustado al OOIP y al comportamiento productivo de la zona en estudio.
5. Seleccionar el mejor programa de inyección de soluciones de polímero, por medio de un análisis de sensibilidad de concentración, tasa y tiempo de inyección en la zona en estudio.
6. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL BLOQUE RIO ARIARI

A continuación, se describe la información general del Bloque Rio Ariari, incluyendo su historia, localización, marco geológico, geología del petróleo e historia de producción.

1.1 HISTORIA

La historia del Bloque Rio Ariari empieza el día 20 de abril del año 2007 tras la firma del contrato de exploración y producción entre Petrominerales Colombia Ltda y la Agencia Nacional de Hidrocarburos sobre un área de 514.305 acres³⁵. El primer pozo exploratorio (Rio Ariari-1) se perforó en el año 2009 con una profundidad de 5,138 pies y objetivo exploratorio Formación Mirador siendo exitoso. Durante el año 2010 se perforaron los pozos Asarina-1 sin éxito y Mochelo-1 exitoso. En 2011 se perforaron los pozos exploratorios Acanto-1, Anturio-1, Calandria-1, Cadillo-1A Heliconia-1 sin éxito y Tatama-1HZ con éxito declarando comercial el Campo Rio Ariari. En el 2013 la operación del Bloque Rio Ariari pasó a la compañía Pacific E&P con una participación del 100%. A Juilo del 2016 el Bloque Rio Ariari tiene un área de 307.035 acres y continúa siendo operado por la compañía Pacific E&P. El área comercial está compuesta por 20 pozos y el área exploratoria por 5 pozos.

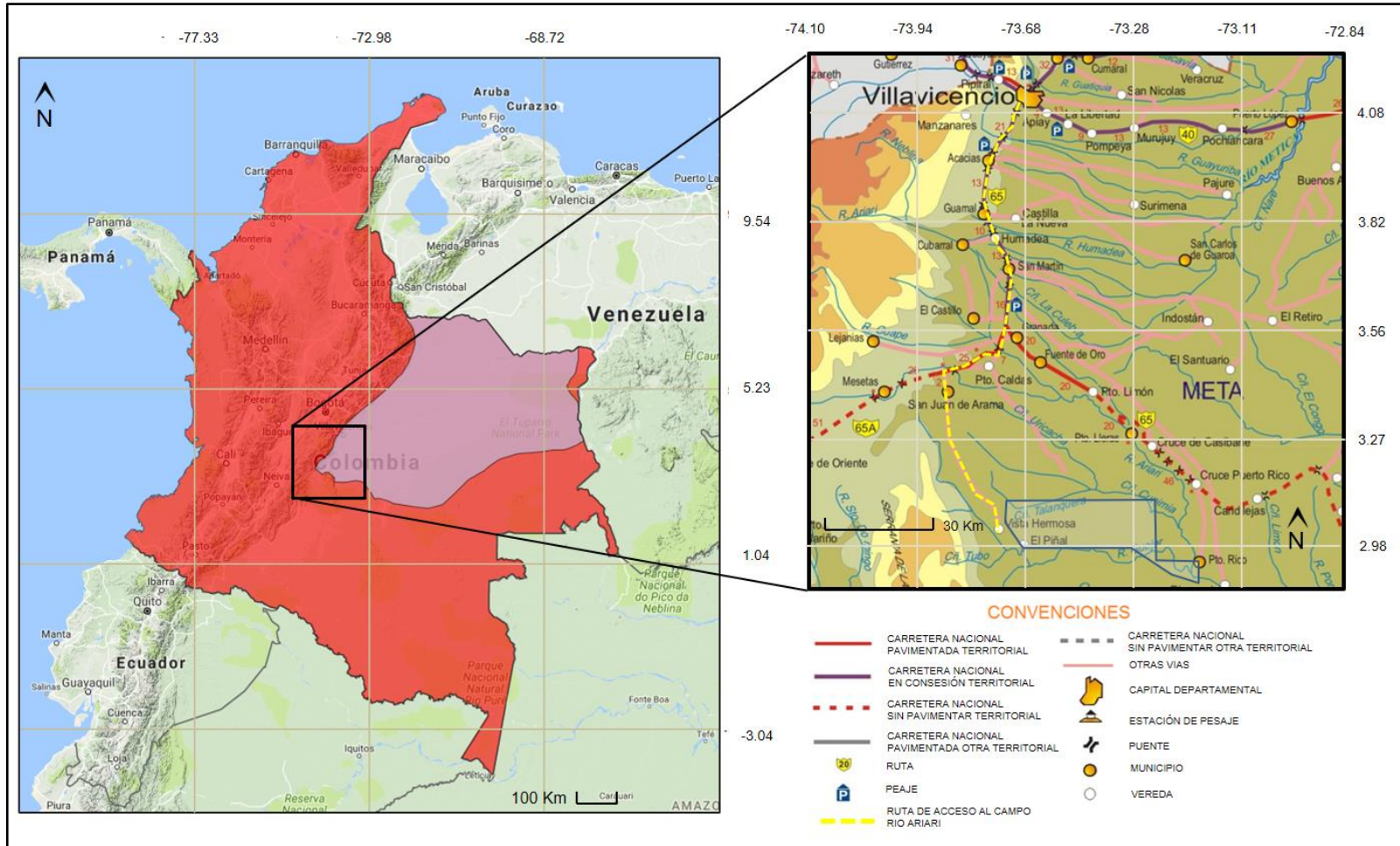
1.2 LOCALIZACIÓN

El Bloque Río Ariari, está localizado el noreste de Colombia en la parte central de la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta y cubre parte de las jurisdicciones municipales de San Juan de Arama, Puerto Lleras, Puerto Rico y Vistahermosa como se puede apreciar en la **Figura 1**.

Para acceder al Bloque Rio Ariari, partiendo de la ciudad de Bogotá, vía terrestre, tome la avenida Boyacá hacia la calle 71 sur con carrera 40, continuando hasta interceptar la carretera 40 vía Bogotá-Villavicencio. Continúe por la carretera 40 aproximadamente 125 km pasando por los municipios Chipaque, Quetame y Guayabetal hasta llegar a Villavicencio, este recorrido toma alrededor de dos horas y media. Luego toma la carretera 65, vía Acacias-Guamal hasta Granada, lo que tomará una hora aproximadamente. Después se debe tomar la carretera 65A vía San Juan de Arama-Vistahermosa, hasta llegar al Municipio de Vistahermosa en el cual se encuentra el Bloque Rio Ariari a una hora y media.

³⁵ ANH, Contratos E&P TEA Vigentes. Seguimiento a contratos.Pg 14.

Figura 1. Localización geográfica del Bloque Rio Ariari y vías de acceso.



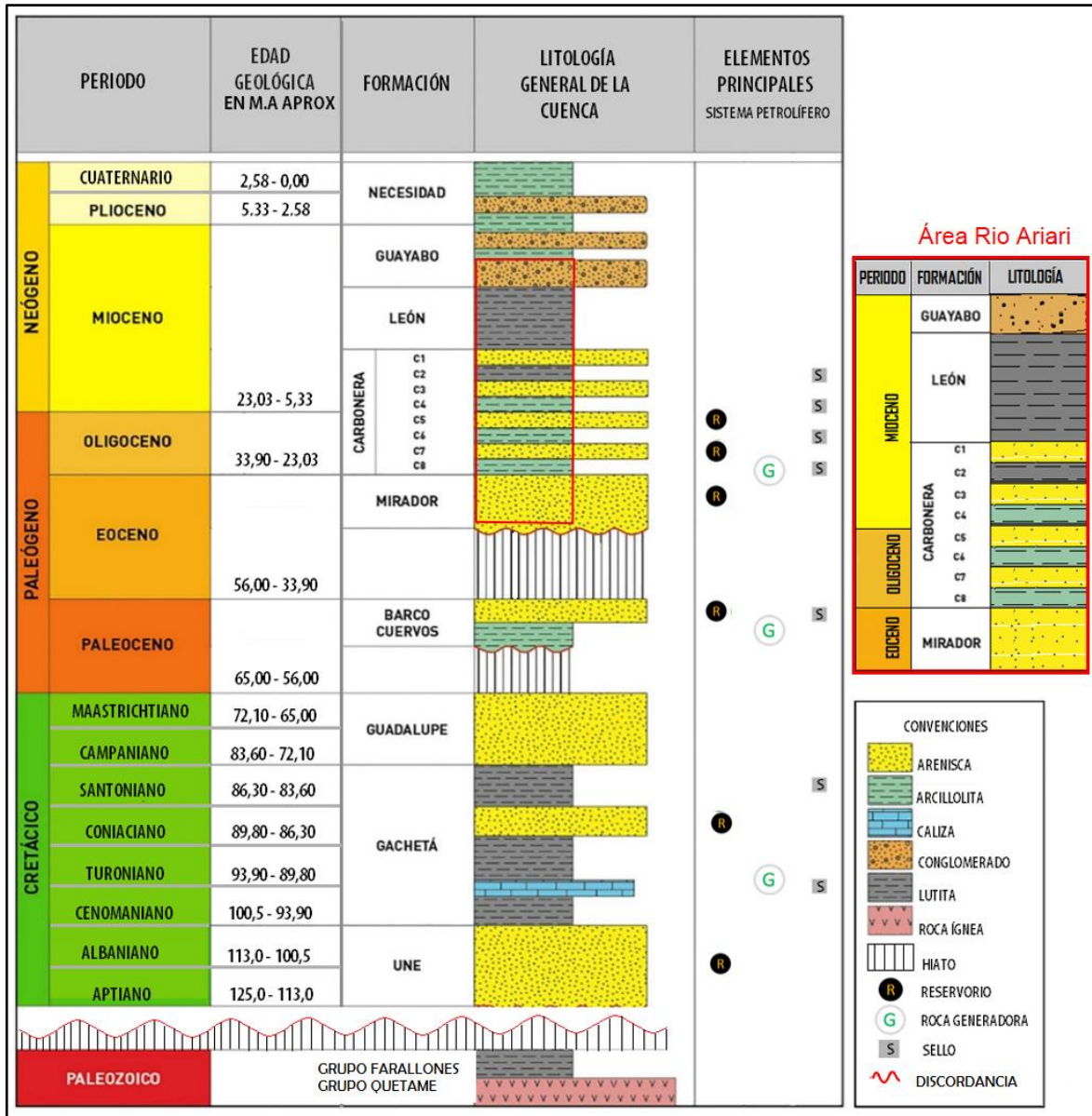
Fuente. INSTITUTO NACIONAL DE VÍAS – INVIAS. Mapa de carreteras del Meta. Disponible en <http://www.zonu.com/fullsize2/2011-08-24-14477/Mapa-de-carreteras-del-Meta.html>. Consultado en Agosto de 2016. Modificado por los Autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe la estratigrafía, geología estructural y del petróleo asociada al Bloque Rio Ariari.

1.3.1 Columna estratigráfica de la Cuenca Llanos Orientales. La columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales de la cual hace parte el bloque objetivo de estudio, está constituida por rocas Precámbricas del basamento, Paleozoicas, Mesozoicas y Cenozoicas, las cuales están separadas por tres grandes discordancias regionales, que se localizan en la base del Paleozoico, Cretáceo Superior y Eoceno Medio, como se muestra en la **Figura 2**.

Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada Cuenta Llanos Orientales



Fuente. Cuencas Sedimentarias de Colombia – Cuenca Llanos Orientales 2007. Modificada por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. En esta sección se describen las unidades estratigráficas existentes en la Cuenca de los Llanos Orientales, con énfasis en las unidades atravesadas por los pozos del Bloque Río Ariari, de la más antigua Paleozoico, a la más reciente Plioceno.

1.3.2.1 Formación Une. Según Julivert³⁶, es considerada de edad Cretáceo desde el Aptiano superior hasta el Cenomaniano inferior. Se compone principalmente de areniscas cuarzosas y presenta intercalaciones de limolitas carbonosas y lodolitas en la sección superior. Tiene un espesor entre los 50 a 350 pies en el área del Meta. En la base se identifica un ambiente de depositación de canales fluviales y en la parte superior depósitos marinos de plataforma y tipo laurel. Está en contacto discordante con el Grupo Quetame que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Gachetá que la suprayace.

1.3.2.2 Formación Gachetá. Según Julivert³⁷, corresponde a una edad en el Cretáceo desde el Cenomaniano hasta el Santoniano. Se compone de lutitas de color gris a gris oscuro con bajos desarrollos de areniscas. El espesor varía entre 200 y 400 pies en la Cuenca. Se identifica un ambiente de depositación marino predominante. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la Formación Une que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Guadalupe que la suprayace. En la zona del Bloque Rio Ariari no se ha identificado ésta formación.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. Según Julivert³⁸. Se le asigna una edad en el Cretáceo desde Campaniano-Maastrichtiano. Se compone de intercalaciones de areniscas de grano variable y lutitas silíceas oscuras. Posee un espesor que varía entre los 130 a 350 pies, con su espesor máximo en el Piedemonte Llanero con 600 pies. Se identifica un ambiente de depositación transicional en forma de estuarios hacia la parte inferior del estrato y un ambiente deposicional de llanura costera en la parte superior de la formación. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la Formación Gachetá que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Barco que la suprayace. En la zona del Bloque Rio Ariari no se ha identificado ésta formación.

1.3.2.4 Formación Barco. Según De porta³⁹, corresponde a una edad del Paleoceno. Se compone principalmente de areniscas cuarzosas, lutitas y arcillas intercaladas de grano fino a medio. Posee un espesor promedio de 420 pies. Se identifica un ambiente de depositación continental, en corrientes fluviales meandriformes con formación de canales. Esta formación se encuentra en contacto discordante con la Formación Guadalupe que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Los Cuervos que la suprayace. En la zona del Bloque Rio Ariari no se ha identificado ésta formación.

³⁶ JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Capítulo Colombia. Volumen 5. Fascículo 4^a. 1968 Pg 460.

³⁷ Ibid., Pg 251.

³⁸ Ibid., Pg 265.

³⁹ Ibid., Pg 85

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. Según De Porta⁴⁰, corresponde a una edad entre el Paleoceno superior y el Eoceno inferior. Se compone de esquistos carbonáceos grises oscuros, arcillitas intercaladas con limolitas micáceocarbonosas, areniscas de grano fino y carbones. Su espesor varía entre los 803 a 1607 pies. Se identifica un ambiente de depositación de llanuras de inundación hacia el sector oriental de la cuenca y un ambiente de llanura costera hacia el Piedemonte Llanero. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la Formación Barco que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Mirador que la suprayace. En la zona del Bloque Rio Ariari no se ha identificado ésta formación.

1.3.2.6 Formación Mirador. Según De Porta⁴¹, corresponde a una edad en el Eoceno medio y el Eoceno superior. Se compone principalmente de arenisca conglomerática gruesa, de color blanco a marrón rojizo. Su espesor varía entre los 534 a 1.312 pies. En el Bloque Rio Ariari, presenta una variación de espesor entre 100 a 400 pies, para efectos de una mejor delimitación geológica y del yacimiento, esta formación se divide en los miembros Mirador Superior y Mirador inferior, en los cuales se ha probado la presencia de hidrocarburos económicamente explotables, siendo los objetivos primarios en el desarrollo y exploración del campo. Se identifica un ambiente de depositación marino somero. Está en contacto discordante con la Formación Los Cuervos que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Carbonera que la suprayace.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Según De Porta⁴², corresponde a una edad entre el Eoceno Medio y el Oligoceno inferior. Consta de arcillas grises a gris verdoso y pardas con areniscas y algunos lechos de lignito. La Formación Carbonera ha sido dividida en ocho conjuntos, los impares (C1, C3, C5, C7) son predominantemente arenosos, los pares (C2, C4, C6, C8) son predominantemente arcillosos y lutíticos. El espesor varía entre los 1.500 a 1.640 pies. Se identifica un ambiente de depositación continental a marino somero. Está en contacto discordante con la Formación Mirador que la infrayace y en contacto concordante con la Formación León que la suprayace.

Las unidades más antiguas como C6, C7 y C8 desaparecen hacia el Oriente de la cuenca, por lo tanto, hacia el área del Bloque Rio Ariari es posible encontrar únicamente la secuencia de C1 a C5. A continuación, se describen de base a tope las unidades de la formación carbonera.

⁴⁰ De PORTA J. Léxico Estratigráfico. Capítulo Colombia. Volumen 5. Fascículo 4^a. 1968 Pg 333

⁴¹ Ibid 1968 Pg 370

⁴² Ibid Pg 116

- **Carbonera C8 (Lutita E4).** Está conformada por lodolitas e intercalaciones de arenas hacia el Oeste de la formación, su espesor varía entre 50 a 450 pies. El ambiente de depositación es transicional deltáico o estuario.
- **Carbonera C7 (Arenisca T1).** Está conformada principalmente por areniscas cuarzosas de grano fino a medio con intercalaciones de arcillolitas grises y algunas trazas de carbón y pirita, su espesor promedio es de 250 pies y el ambiente de depositación es marino de plataforma. En el área del Bloque Rio Ariari, la Arenisca T1 se ha identificado como un marcador regional fácilmente correlacionable con registros eléctricos.
- **Carbonera C6 (Lutita E3).** Está conformada por arcillas de color gris verdoso a olivo claro con delgadas capas de arenas de grano fino, ocasionalmente se encuentran capas de carbón, su espesor varía entre 100 a 150 pies.
- **Carbonera C5 (Conjunto C).** Está conformada principalmente por intercalaciones de arcillolitas color café grisáceo y areniscas poco consolidadas con laminación inclinada, de grano medio a grueso, su espesor varía entre 50 a 300 pies.
- **Carbonera C4 (Conjunto C).** Está conformada por intercalaciones de areniscas, limolitas y lutitas de color gris claro a medio con tonalidades rojizas, su espesor varía entre los 105 a 300 pies.
- **Carbonera C3 (Conjunto C).** Está compuesta principalmente de arena cuarzosa de grano medio a fino, ocasionalmente grano grueso, con selección regular, y granos subredondeados, su espesor promedio es de 150 pies. En el Bloque Rio Ariari, en la sísmica y los pozos perforados, se ha identificado claramente el nivel Carbonera C3, este nivel, presenta especial interés para la inyección de agua procedente del desarrollo del campo.
- **Carbonera C2 (Lutita E).** Está conformada por lutitas características por su color gris verdoso y algunas limolitas con paquetes de arena de grano fino a muy fino, presenta intercalaciones carbonosas y su espesor varía entre los 100 y 200 pies. Regionalmente, se conoce a la unidad C2 como un marcador fácilmente identificable en la cuenca de los Llanos y se ha denominado Lutita E.
- **Carbonera C1 (Areniscas Superiores).** Está conformada por areniscas cuarzosas de grano medio a grueso, moderadamente seleccionadas, con laminación inclinada de gran escala en la parte superior de la unidad, en la parte inferior de la unidad se encuentran bancos gruesos de arena de grano medio a fino de escala media a pequeña, con intercalaciones de lodolitas grises oscuras.

1.3.2.8 Formación León. Según De Porta⁴³, corresponde a una edad entre el Oligoceno superior y el Mioceno. Se compone predominantemente por esquistos de color gris y gris verdoso con capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas. El espesor de la formación varía entre los 1.150 y 2650 pies, en el área del Bloque Rio Ariari se perforó el Pozo Chaparral-1 y se encontró un espesor máximo de 2500 pies. Se identifica un ambiente de depositación de agua salobre. Está en contacto concordante con la Formación Carbonera que la infrayace y con la Formación Guayabo que la suprayace.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Según De Porta⁴⁴, se le asigna una edad en el Mioceno. Está conformada por arcillas de colores grises a pardo rojizos y areniscas mal seleccionadas, entre finas a muy gruesas, hacia el tope de la formación se presentan niveles carbonosos. El espesor varía entre los 2.600 pies en la sección de la Quebrada León y los 12.720 pies hacia el área de Hato Corozal. En el área del Bloque Rio Ariari, el espesor máximo es de 2500 pies aproximadamente. El ambiente de depositación es marino hacia la base y fluvio-marino a continental hacia el tope. Está en contacto concordante con la Formación León que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Necesidad que la suprayace.

1.3.2.10 Formación Necesidad. Según De Porta⁴⁵, se le asigna una edad entre el Plioceno y el Pleistoceno. Consta de arcillas de color rojo azulado alternado con areniscas de grano grueso que pueden pasar a conglomerados. Tiene un espesor de hasta 6500 pies en el área del Piedemonte Llanero. El ambiente de depositación se considera continental-fluvial. Está en contacto discordante con la Formación Guayabo que la infrayace. En el área del Bloque Rio Ariari no se ha identificado esta formación.

1.3.3 Geología estructural. La Cuenca de los Llanos es una cuenca de antepaís, caracterizada por ser un monoclinial con buzamientos regionales hacia el occidente con ángulos que varían entre 1 y 3 grados. Presenta un basculamiento hacia el oeste, la misma dirección en la que la columna estratigráfica se hace más potente en el área del Piedemonte Llanero.

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

⁴³ Ibid Pg 328

⁴⁴ De PORTA J. Léxico Estratigráfico. Capítulo Colombia. Volumen 5. Fascículo 4^a. 1968 Pg 263

⁴⁵ Ibid., Pg 384

Se diferencian cinco provincias estructurales en la Cuenca⁴⁶:

- **Provincia de Arauca:** corresponde a la parte norte de la cuenca y se caracteriza por fallas de dirección ENE-WSW.
- **Provincia de Casanare:** está ubicada en la parte central de la cuenca, corresponde a una extensa zona de plataforma con fallas normales antitéticas de dirección N – S y ENE – WSW.
- **Provincia Oriental o del Vichada:** abarca el sector este de la cuenca y se caracteriza por la baja deformación estructural y corresponde a un monoclinal buzando hacia el oeste.
- **Provincia del Meta:** se localiza en el sector sur y sureste de la cuenca, hacia el occidente de la provincia se caracteriza por un cinturón plegado (Orogenia Caledoniana) de dirección N-S, en el oriente predominan las fallas de orientación N-S normales e inversas, al occidente se caracteriza por fallas inversas de dirección NE-SSW y pliegues asociados.
- **Provincia del Piedemonte Llanero:** la Cordillera Oriental resultó de la inversión estructural de una cuenca del Triásico - Jurásico y Cretáceo temprano. El límite entre la Cordillera Oriental y el piedemonte es el sistema de fallas de Guaicáramo. El piedemonte tiene alrededor de 15 – 20 km de ancho, y está separado del antepaís, al norte y sur del área, por el sistema de fallas inversas de Cusiana – Yopal.

1.3.4 Geología del petróleo. Según la ANH⁴⁷, el sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales cuenta con un conjunto de yacimientos de excelentes características y con una historia de enterramiento y sobrecarga para producir hidrocarburos pesados y livianos⁴⁸. En el Bloque Rio Ariari, se cuenta con crudo pesado de gravedad API entre 9 a 11 °API.

En la **Figura 2** se relacionan los principales parámetros del sistema petrolífero del Campo Rio Ariari, los cuales se describen a continuación.

⁴⁶ ECOPETROL – Beicip, 1995. Estudio Geológico Regional, Cuenca Llanos Orientales.

⁴⁷ ANH Informe de prospectividad, Área de Crudos Pesados, Ronda Colombia 2008, Pg 30-35.

⁴⁸ ANH. Ronda Colombia, Llanos Orientales. 2010. Pg 2.

1.3.4.1 Roca Generadora. De acuerdo con la ANH⁴⁹, la principal roca generadora de la Cuenca Llanos Orientales y por tanto del campo corresponde a lutitas marino-continentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Éstas rocas tienen un espesor efectivo de 164 a 328 pies, contienen kerógeno tipo II y III y contenido orgánico total (% TOC) entre 1 y 3%. Como se puede apreciar en la Figura 2 la unidad C8 de la Formación Carbonera es la principal generadora de hidrocarburos del Campo Rio Ariari con un %TOC de 0.54% aproximadamente⁵⁰.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Como se observa en la Figura 2 las areniscas de las formaciones Mirador y Carbonera C5 y C7, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos, adicionalmente se conocen como formaciones productoras, la Formación Une, Formación Gachetá y la Formación Barco. Para el Campo Rio Ariari, la principal roca reservorio corresponde a las areniscas de la Formación Mirador la cual tiene una porosidad entre 4 a 6 % y permeabilidad entre 3200 y 7200 milidarcy (md).

1.3.4.3 Migración. Se han estudiado dos pulsos de migración⁵¹, el primero de ellos durante el Eoceno Tardío-Oligoceno y el segundo que empezó en el Mioceno y continúa en la actualidad. El hidrocarburo presente en la actualidad en los Llanos Orientales es producto de la migración del mismo desde la Cordillera Oriental en dirección oeste-este.

1.3.4.4 Roca sello. El sello regional de la Cuenca Llanos Orientales corresponde a las lutitas de la Formación León. Los sellos locales del Campo Rio Ariari corresponden a los niveles arcillosos de la Formación Carbonera C2, C4, C6 y C8, y se pueden considerar como sellos intraformacionales, las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe.

1.3.4.5 Trampa. Hacia el norte de la cuenca se presentan movimientos ligeros de rumbo con presencia de trampas estratigráficas como canales, barreras y pinchamientos hacia el piedemonte. Hacia el sur oriente de la cuenca las principales trampas son de tipo estructural asociadas a pliegues suaves representados en monoclinales por fallas normales y pinchamientos en la Formación Carbonera. Para el oeste, en el Piedemonte las trampas principalmente corresponden al cabalgamiento y pliegues de las capas debido a la compresión regional existente.

⁴⁹ Atlas Geoquímico de Colombia. Cuenca Llanos Orientales, Segunda Edición, Volume 14, pg 78.

⁵⁰ EEC-ECP. Análisis geoquímico Cuenca del Catatumbo. 1993

⁵¹ CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro – Vol 3 Núm 3 Dic. 2007

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La Historia de producción del Bloque Rio Ariari empieza en 2011 cuando se declara la comercialidad del campo con los pozos productores Rio Ariari-1, Tatama-1HZ y Mochelo Sur-1HZ. La producción en el Campo Rio Ariari ha sido particularmente difícil, debido a la alta viscosidad del aceite que es 700 cp y a la ubicación del yacimiento ya que éste se encuentra en el intervalo de roca que lo separa del acuífero, es decir, en una zona de transición. Una vez se inician las actividades de producción los pozos presentan altos cortes de agua (98%). A julio de 2016 el Bloque Rio Ariari cuenta con un total de 25 pozos, de los cuales solo tres son productores, Tatama-1HZ que está actualmente en producción, Mochelo Sur-1HZ que se encuentra actualmente inactivo y Rio Ariari-1 el cual está suspendido. El área comercial está compuesta por 20 pozos, mientras que el área exploratoria cuenta con 5 pozos.

1.4.1 Mecanismo de producción. El mecanismo de producción es distinto para cada yacimiento dentro de la cuenca, en el caso de los Campos Castilla, Rubiales, Caño Limón y Chichimene, el sistema de empuje predominante es por acuífero activo con baja disminución en la presión, para estos campos se ha implementado sistemas de inyección de agua y los métodos de inyección de vapor, debido al corte de agua producido en estos Campos. El mecanismo primario de producción del Bloque Rio Ariari es un acuífero activo y adicionalmente cuenta con un sistema de bombeo electrosumergible.

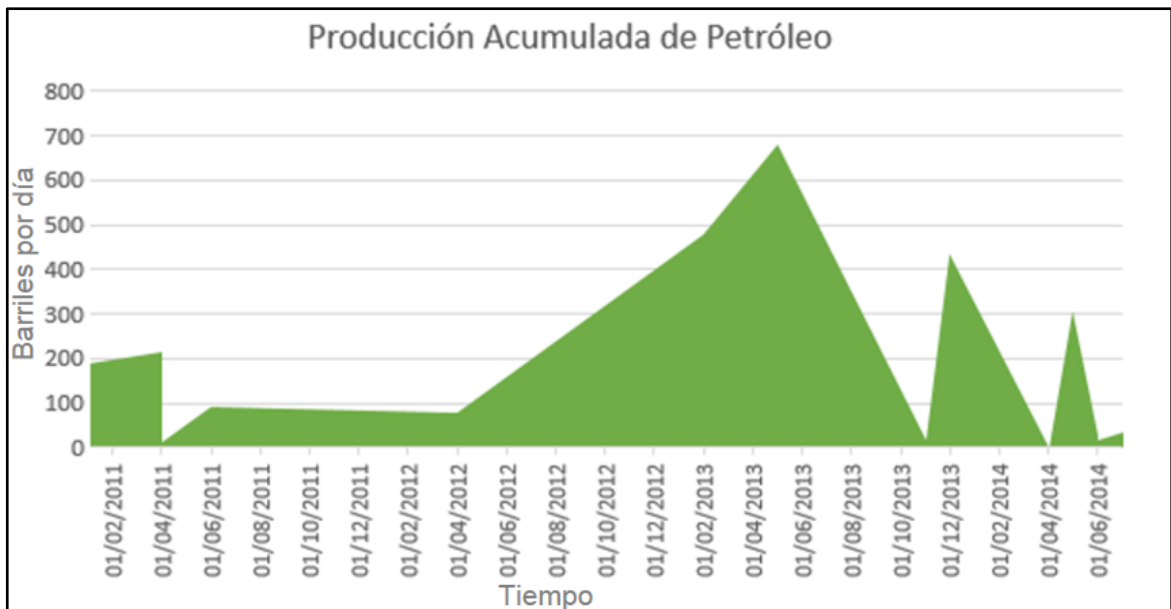
1.4.2 Tiempo de producción. Según ECOPETROL⁵², la Cuenca Llanos Orientales ha estado en producción durante 38 años, desde el descubrimiento comercial del Campo Castilla con el pozo Castilla-1 en 1977 hasta la actualidad. El Bloque Rio Ariari lleva produciendo 4 años, desde 2011 hasta 2015. En la actualidad las actividades de producción en el bloque se encuentran suspendidas.

1.4.3 Número de pozos. Desde el descubrimiento del campo en 2009 se han perforado hasta septiembre de 2015 un total de 12 pozos, de los cuales solo tres son productores, (Tatama-1hz, Mochelo sur-1hz (inactivo) y Rio Ariari-1 (suspendido)).

⁵² ECOPETROL, Producción Nacional de Crudo por Área. Estadísticas de producción 1999. Pg 49.

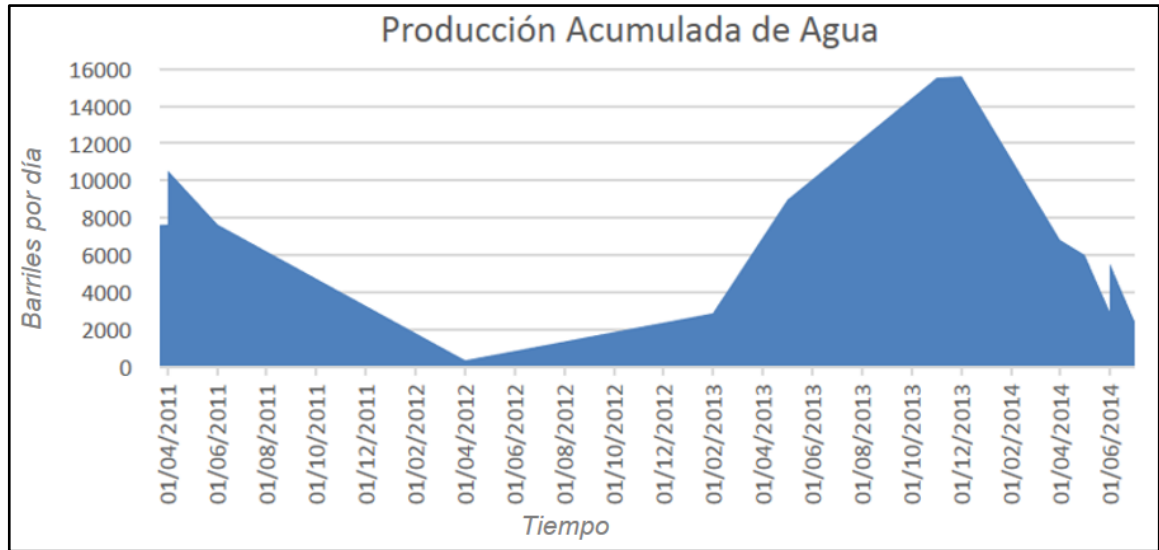
1.4.4 Producción Acumulada. La evolución de la producción en el Bloque Rio Ariari no es común ya que algunos pozos presentaron hasta un cien por ciento de corte de agua al iniciar la producción de aceite, todos los pozos producen con más del 95% de corte de agua a partir del primer día. Por lo general los pozos verticales producen menos de 100 barriles por día (BPD), La capacidad de entrega total es alta, hasta 10.000 barriles de líquido por día para la mayoría de los pozos. Los pozos horizontales del campo Tatamá-1 HZ y Mochelo-6 Hz, presentan un menor corte de agua y mayor producción de petróleo comparados con los pozos verticales. En la Gráfica 1 se muestra la producción de petróleo acumulada en el Bloque Rio Ariari y en la Gráfica 2 la producción acumulada de agua, que es siempre mayor.

Gráfica 1. Producción de Petróleo Acumulada en Barriles por Día



Fuente: Pacific E&P. Modificado por los Autores.

Gráfica 2. Producción Acumulada de Agua



Fuente: Pacific E&P. Modificado por los Autores.

1.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Las características generales del yacimiento del Bloque Rio Ariari se encuentran consignadas en la **Tabla 1**. Esta información es de vital importancia para el desarrollo del proyecto, ya que permite tener una idea de cómo proceder a estimular la formación, evitando problemas operativos y de daño durante el aprovechamiento de las reservas. Otras características como la temperatura, viscosidad y razón de movilidad del crudo, limitan el uso de algunos polímeros.

Tabla 1. Propiedades Roca-Fluido generales del Bloque Rio Ariari

Propiedad	Valor
Profundidad, pies	4500-5300
Datum, pies	5065
Gravedad API	9 a 11
Viscosidad del petróleo vivo, cp.	700
Viscosidad del petróleo muerto, cp.	1402
Presión del yacimiento, psi	2200
Presión de burbuja, psi	40
Temperatura, °F	150 - 170
Permeabilidad horizontal, md	3160 - 7120
Kv/Kh	0.8
Porosidad, fracción	26%
Tipo de roca	Arenisca
Factor de Recobro	3%
Relación Gas Petróleo Inicial, PCN/BN	6
Factor Volumétrico de Formación del Petróleo, BY/BN	1.032
Saturación de petróleo, %	58%
Coefficiente de Dykstra Parsons	0.9
BS&W	91%
Compresibilidad del petróleo saturado, 1/psi	3.39 a 4.86
OOIP en MMBO	380

Fuente: Pacific E&P. Modificado por los Autores.

2. INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLÍMEROS

Este capítulo describe el proceso de inyección de soluciones de polímeros como método de recobro mejorado (Enhanced Oil Recovery) EOR, tipos de polímero y sus características principales, propiedades de las soluciones de polímeros, flujo de los polímeros en el medio poroso, descripción de la inyección, criterios de selección y propiedades que se mejoran tras la inyección, respondiendo al objetivo específico número 2.

2.1 INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLÍMEROS Y METODOS EOR

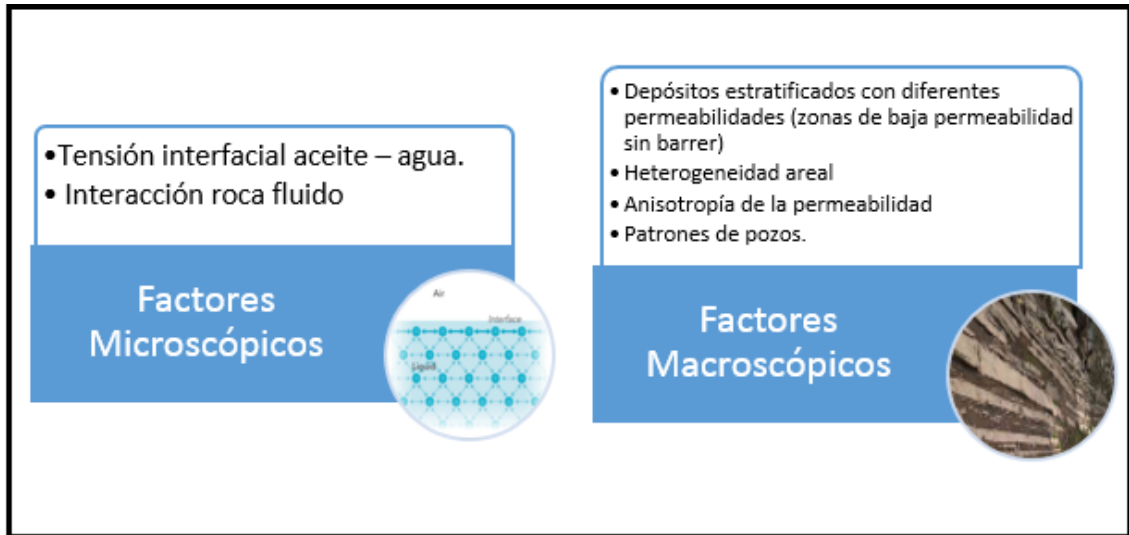
El petróleo es la fuente de energía con más demanda a nivel mundial. El agotamiento por la explotación convencional de las reservas, genera la necesidad de encontrar otras nuevas, para suplir la demanda de la industria, lo que lleva a las empresas a asumir el reto de implementar procesos de recuperación mejorada como los EOR⁵³. Una vez que el proceso de recuperación secundaria de petróleo se ha agotado, cerca de dos tercios del petróleo original in situ es dejado en el yacimiento. Los métodos de recobro mejorado convencionales como la inyección de agua y/o gas inmisible, inyección de soluciones de polímeros, recuperación térmica entre otros son muy usados y buscan explotar el remanente de crudo, por medio de la disminución de la viscosidad del crudo o desplazándolo por medio de la inyección de otro fluido generalmente más viscoso o más caliente. Los métodos de recuperación secundaria consisten en la inyección dentro del yacimiento, de un fluido con características fisicoquímicas específicas para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por medio de pozos inyectoros, y desplazan o arrastran una parte del petróleo que no fue posible recuperar por medio de los métodos primarios, incrementando así, el factor de recobro del yacimiento⁵⁴.

2.1.1 Factores que afectan la recuperación de crudo. la recuperación de crudo se ve afectada por factores microscópicos y macroscópicos como se muestra en la **Figura 3.** a continuación:

⁵³ Green D.W and Wilhite G.P. "Enhance Oil Recovery" 1998.

⁵⁴ Revista Ecopetrol "Recobro mejorado". vol.4, p. 1. 2014

Figura 3. Factores que afectan la recuperación de crudo



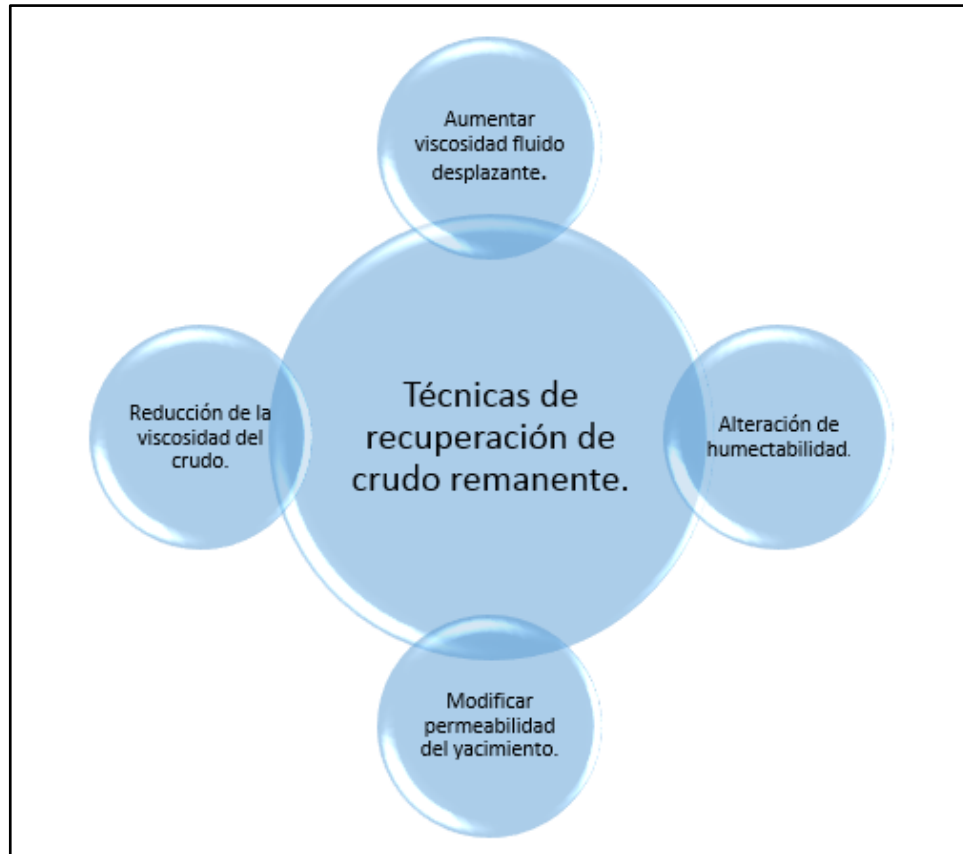
Fuente: Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, James J Sheng. Modificado por los Autores.

La recuperación de petróleo por lo general es la multiplicación de la eficiencia de desplazamiento (ED) y la eficiencia de barrido (ES). Los métodos EOR se centran en aumentar la eficiencia de desplazamiento, ya sea mediante la reducción de la saturación de petróleo residual en las regiones de barrido, o en la eficiencia de barrido desplazando el aceite remanente en regiones sin barrer, como se puede observar en la **Figura 4**. La saturación de aceite residual (S_{or}) es una función del número capilar, que es la relación de la viscosidad a la fuerza capilar. El número capilar se puede reducir significativamente, ya sea por reducción de la tensión interfacial o alterando la humectabilidad de la roca a una superficie mojada por agua. El gradiente de fractura y las caídas de presión en el pozo, son factores limitantes⁵⁵.

En la actualidad, la tarea de elegir el método de recobro mejorado adecuado para un yacimiento con características y fluidos específicos, se facilita por medio del estudio mediante la tecnología que usa distintos software desarrollados por expertos que tienen la capacidad de comparar las propiedades de cierto yacimiento con base de datos de cientos de proyectos exitosos llevados a cabo en yacimientos con características similares; este proceso se conoce como screening y provee una predicción basada en modelos analíticos aceptados en la literatura técnica.

⁵⁵ Green D.W and Wilhite G.P. "Enhance Oil Recovery" 1998.

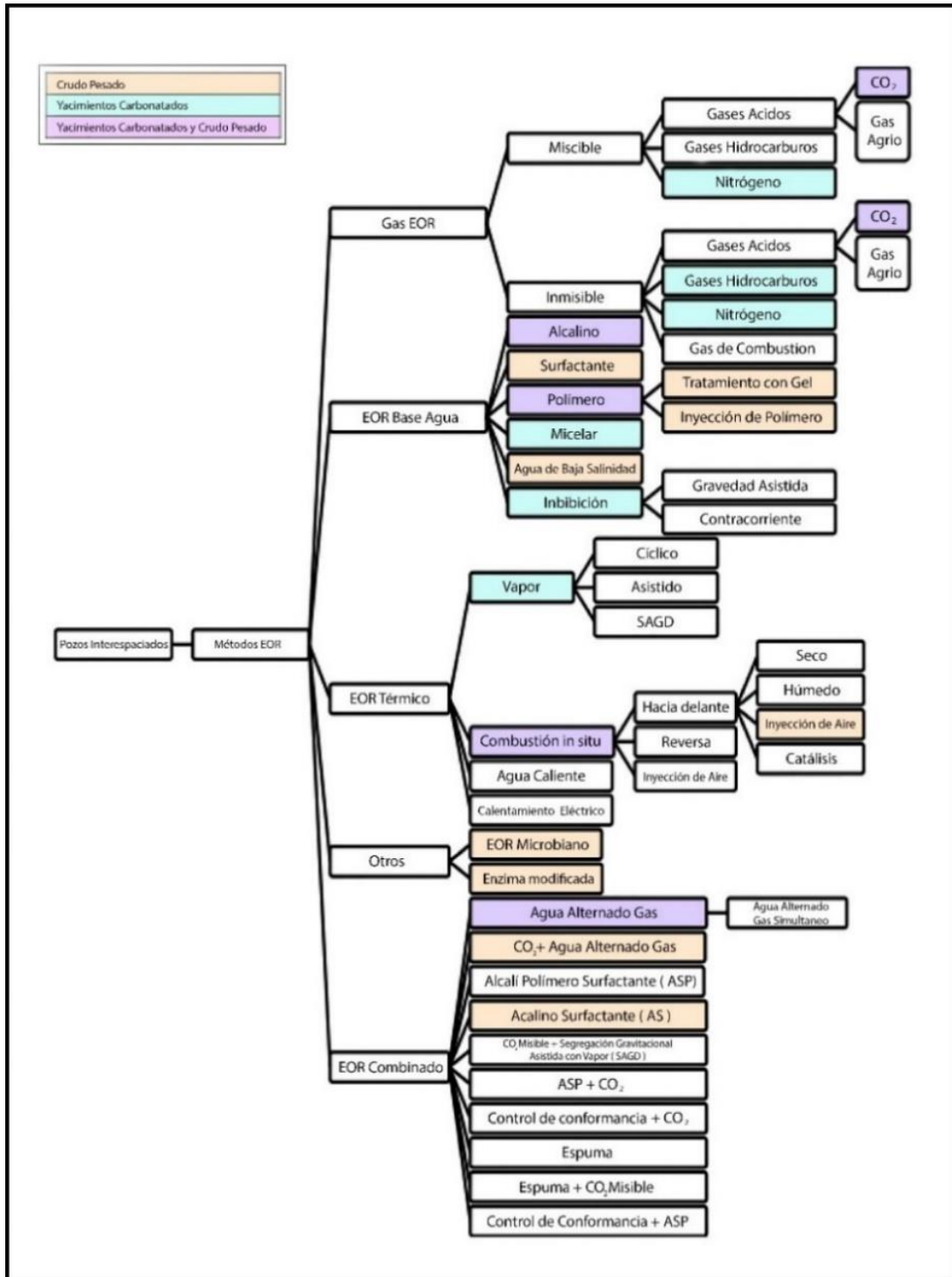
Figura 4. Recuperación de aceite en regiones sin barrer



Fuente: Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, James J Sheng. Modificado por los Autores.

El criterio de selección, o screening, ha sido propuesto para todos los métodos de recuperación avanzada de petróleo, (métodos EOR Enhanced Oil Recovery). El propósito del criterio screening, está basado tanto en resultados de campo como en mecanismos de recobro de petróleo. La producción de petróleo para proyectos EOR continúa supliendo e incrementando el porcentaje de petróleo del mundo. Cerca del 3% de la producción del mundo ahora viene de procesos EOR, y desde entonces este porcentaje ha incrementado, esto debido a que la producción de petróleo convencional continúa bajando cada vez más. En la actualidad los métodos EOR se dividen en cinco categorías principales: los métodos basados en gas, métodos basados en agua, métodos térmicos, otros, y la combinación de los anteriores mencionados, tal como se muestra en la **Figura 5**.

Figura 5. Clasificación de los métodos EOR



Fuente. SPE 130126. Modificado por los autores.

2.1.2 Inyección de soluciones de polímeros como método EOR. El control de la movilidad es uno de los conceptos más importantes en cualquier proceso de recuperación mejorada de petróleo. Se puede lograr a través de la inyección de productos químicos para cambiar la viscosidad del fluido desplazado o para reducir preferentemente la permeabilidad relativa de un fluido específico a través de inyección de soluciones de polímeros, espumas, o incluso a través de la inyección de productos químicos para modificar la humectabilidad.

Debido a que el cambio de la movilidad de aceite desplazado (permeabilidad relativa y / o viscosidad) a menudo no es factible sin la inyección de calor, con mayor frecuencia se inyectan productos químicos para cambiar la movilidad de los fluidos desplazados. Los productos químicos más comunes inyectados son polímeros cuya función obvia es aumentar la viscosidad de la solución de polímero desplazante.

Con la finalidad de aumentar el factor de recobro en los yacimientos, se implementan diversas técnicas para conseguir mejores condiciones de producción. El proceso de inyección de soluciones de polímeros incrementa la eficiencia de barrido dando como resultado mayor producción de hidrocarburos en menor tiempo, mejorando la economía del proceso.

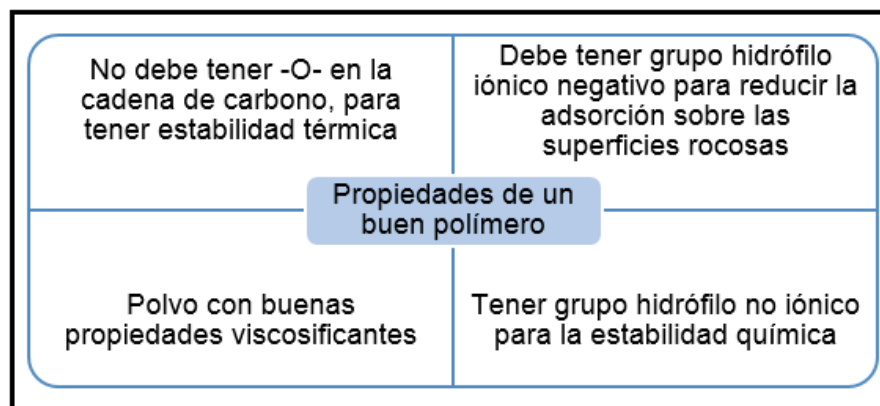
Existen ciertos factores que favorecen el proceso de inyección de soluciones poliméricas en un yacimiento, uno de ellos es que el yacimiento tenga condiciones apropiadas para la inyección de agua, si no es así la inyección de polímeros será muy difícil que funcione, otro factor importante es tener alta saturación de petróleo móvil, esto asegura que se tendrá un volumen importante para producir y por último está tener alta capacidad de almacenamiento. Como se tienen factores que favorecen el proceso, también existen aquellos considerados desfavorables, como la presencia de fracturas extensivas, yacimientos con fuerte empuje de agua, capa de gas, alto contraste en la permeabilidad, alto contenido de arcillas hinchables y calcio, problemas de inyectividad severos y agua de formación con altos niveles de salinidad.

2.2 TIPOS DE POLÍMERO Y SUS CARACTERÍSTICAS

Los dos tipos principales de polímeros utilizados en procesos EOR son sintéticos tales como las poliacrilamidas hidrolizada (HPAM) y la goma de xantano. Los menos comunes son polímeros naturales y sus derivados, tales como la goma guar, carboximetilcelulosa de sodio y hidroxietilcelulosa (HEC) entre otros.

Sobre la base de estos criterios descritos en la **Figura 6**, la poliacrilamida hidrolizada (HPAM) es un buen polímero.

Figura 6. Propiedades de un buen polímero



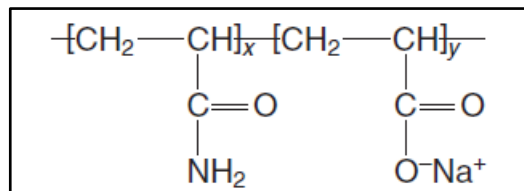
Fuente: Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, James J Sheng. Modificado por los Autores.

Tabla 2. Características de polímeros aplicables en EOR

Estructura	Características	Polímeros Ejemplo
-O- En la columna vertebral.	Baja estabilidad térmica, degradación térmica a temperatura alta. Adecuado a <math><80^{\circ}\text{C}</math>	Polioxietileno, sodio alginato, sodio carboximetil celulosa, HEC, goma de xantano.
Cadena de carbono en la Columna vertebral.	Buena estabilidad térmica, la degradación no es severa a <math><110^{\circ}\text{C}</math>	Polivinilo, poliacrilato sódico, poliacrilamida, HPAM.
-COO- en el grupo hidrofílico.	Buen agente de viscosidad, menor adsorción sobre areniscas debido a la repulsión entre los eslabones de la cadena, pero la precipitación con Ca^{2+} y Mg^{2+} , menor estabilidad química	Alginato de sodio, carboximetil celulosa de sodio, HPAM, goma de xantano.
-OH- o -CNH ₂ - en el grupo hidrofílico.	Sin precipitación con Ca^{2+} y Mg^{2+} , buena estabilidad química, pero sin repulsión entre eslabones de la cadena, por tanto, menos polvo aumentador de la viscosidad, alta adsorción debido a la unión de hidrógeno formado en las rocas de piedra arenisca.	Polivinilo, HEC, poliacrilamida, HPAM.

Fuente: Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, James J Sheng. Modificado por los Autores.

2.2.1 Poliacrilamida Hidrolizada (HPAM). El polímero más ampliamente utilizado en aplicaciones de recobro mejorado es la poliacrilamida hidrolizada⁵⁶. ya sea para una concentración de polímero o un nivel de viscosidad, las soluciones HPAM han proporcionado mayor recuperación de petróleo. la razón es que las soluciones HPAM presentan mayor viscoelasticidad que las soluciones de xantano⁵⁷. la poliacrilamida absorbe fuertemente en las superficies minerales, por lo tanto, el polímero es parcialmente hidrolizado para reducir la adsorción por reacción de la poliacrilamida con una base tal como sodio, hidróxido de potasio o carbonato de sodio. la hidrólisis convierte parte de los grupos amida (CONH₂) a grupos carboxilo (COO⁻), como se muestra en la siguiente estructura:



El grado de hidrólisis es la fracción molar de grupos amida que se convierten por hidrólisis. Se extiende de 15 a 35% en productos comerciales. La hidrólisis de poliacrilamida presenta cargas negativas en las columnas vertebrales de las cadenas de polímero que tienen un gran efecto sobre las propiedades reológicas de la solución de polímero. A bajas salinidades, las cargas negativas de las estructuras poliméricas se repelen entre sí y hacen que las cadenas poliméricas se estiren. Cuando se añade un electrolito, tal como NaCl, a una solución de polímero, las fuerzas de repulsión están protegidos por una doble capa de electrolitos; Por lo tanto, el estiramiento se reduce. El "Hidrolizado" de poliacrilamida (PAM) también se utiliza en algunas aplicaciones. Incluso la poliacrilamida no hidrolizada tendrá un pequeño porcentaje (2-4%) de los grupos hidrolizados a menos que se tomen precauciones excepcionales en el proceso de fabricación. La poliacrilamida es principalmente aniónica, pero podría ser no iónica o catiónica (Green y Willhite, 1998). Los pesos moleculares reportados de HPAM utilizados en los procesos de EOR

Cuando la hidrólisis está por encima de 40%, las cadenas flexibles están seriamente comprimidas y distorsionadas, por lo que la viscosidad se reduce. En un agua dura (con alto contenido de Ca²⁺ + y Mg²⁺), cuando la hidrólisis está por encima de 40%, se puede producir floculación.

Un proceso de recobro mejorado es largo, por lo que la estabilidad del polímero es importante. Generalmente, se requiere hidrólisis menor a 40% después de tres meses. Sin embargo, la hidrólisis de la poliacrilamida es muy rápida en condiciones ácidas y básicas. Cuando la temperatura es alta, la hidrólisis es rápida incluso en

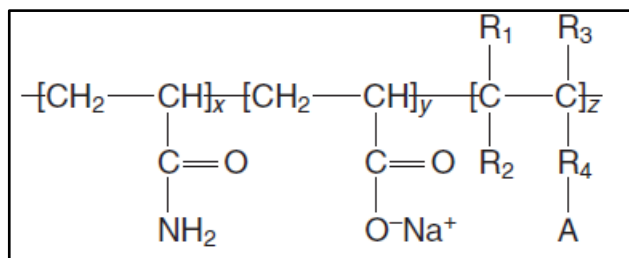
⁵⁶ Manrique et al., 2007

⁵⁷ Wang et al., 2006a

condiciones neutras. En otras palabras, la poliacrilamida hidrolizada no es tolerante a alta temperatura o alta salinidad.

El monómero de ácido acrílico debe mantenerse entre 15 y 20 ° C, y el monómero de acrilamida entre 13 y 20 ° C. La calidad del polímero será mejor si se fabrica en lugares secos. El polímero puede ser suministrado en emulsión o en polvo; la emulsión es un tipo de agua-en-aceite. La fase continua es el aceite con viscosidad mucho más baja que la viscosidad del polímero de manera que puede ser fácilmente transportado. La emulsión debe ser transportada desde el fabricante hasta el depósito dentro de los seis meses para evitar la degradación significativa. La emulsión de polímero es más cara que el polvo, tanto en la fabricación y en el transporte. El precio de un kilogramo de emulsión es aproximadamente igual al precio de un kilogramo de polvo, pero el contenido de material activo en la emulsión (~ 50%) es aproximadamente la mitad que en el polvo (~ 90%)⁵⁸.

2.2.2 Goma Xantana. El biopolímero goma xantana (goma de azúcar de maíz), o xantana, para abreviar es otro polímero ampliamente utilizado, actúa como una varilla semirrígida y es bastante resistente a la degradación mecánica. los pesos moleculares reportados promedio de biopolímero de xantano utilizados en los procesos de recuperación mejorada de petróleo van de 1 millón de a los 15 millones. Los biopolímeros de xantano se suministran como un polvo seco o como un caldo concentrado⁵⁹. En general, los copolímeros de poliacrilamida son mucho más viscoso que el biopolímero polisacárido a concentraciones equivalentes en agua dulce, pero estos copolímeros son mucho más sensibles al agua salina que los biopolímeros. La viscosidad de los copolímeros es inferior a la de los biopolímeros en el agua salina (10000 ppm). Alguna pérdida de cizalladura permanente de la viscosidad podría ocurrir por poliacrilamida, pero no para polisacárido en el pozo. Sin embargo, el factor de reducción de la permeabilidad residual de polímeros de polisacáridos es baja. En los procesos de recuperación mejorada de petróleo, la poliacrilamida hidrolizada está mucho más ampliamente utilizada. Otros biopolímeros potenciales de EOR son escleroglucano, simusan y así sucesivamente⁶⁰. La estructura de un biopolímero de xantano se muestra a continuación.



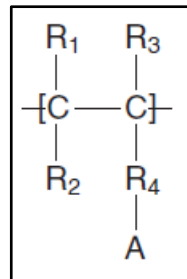
⁵⁸ Morel et al. , 2008

⁵⁹ verde y Willhite, 1998

⁶⁰ Luo et al., 2006

2.2.3 Poliacrilamida tolerante a la salinidad PAM. PAM es el nombre comercial de un nuevo producto chino; su significado en inglés es poliacrilamida tolerante a la salinidad, hay varios productos de la muestra de este tipo en el laboratorio. rsp1 se utiliza principalmente en el tratamiento de fluidos de perforación; rsp2 se utiliza principalmente en EOR; y rsp3 se utiliza principalmente en el agua de cierre o de control de perfil de inyección. el rsp2 producto comercial, que se conoce como KYPAM en EOR, se produce por Beijing Hengju⁶¹.

Este nuevo copolímero incorpora una pequeña fracción de monómeros funcionales con acrilamida para formar copolímeros en forma de peine. La estructura de un monómero funcional, hidrocarburo aromático con etileno (AHPE), y la estructura del KYPAM es

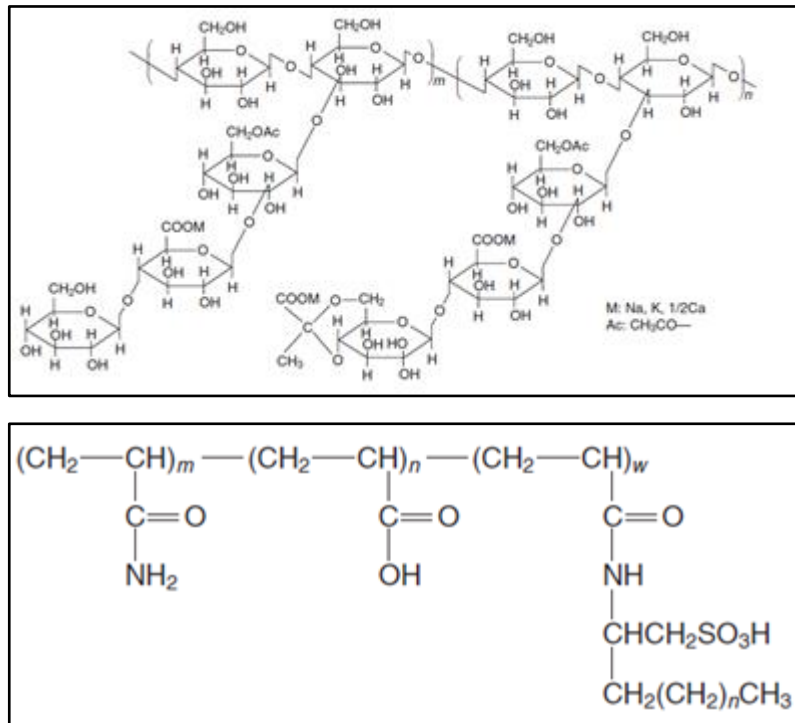


La estructura representa un grupo funcional iónico que es tolerante a Ca^{2+} o Mg^{2+} . R1, R2, R3 y afectan principalmente a la elasticidad del polímero. A medida que aumenta de número de carbonos, aumenta la elasticidad. R4 afecta la tolerancia a la salinidad del polímero. Como el número de carbono aumenta, la tolerancia a la salinidad se mejora⁶².

2.2.4 Polímero hidrófobamente asociado. el polímero asociando hidrófobamente es soluble en agua, lo que significa que contiene uno o más monómeros solubles en agua (acrilamidas) y una pequeña fracción (0,5-4%) de monómeros insolubles en agua (hidrófobos). Una estructura de polímero hidrófobamente asociar típico (HPAM) es:

⁶¹ Luo et al., 2002

⁶² Luo y Cheng, 1993



2.3 PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE POLÍMEROS

A continuación, se describen algunas propiedades y efectos de los polímeros en el recobro mejorado de hidrocarburos, como la viscosidad, salinidad, concentración, temperatura, pH, cizallamiento.

2.3.1 Viscosidad del polímero. La viscosidad es el parámetro más importante para las soluciones de polímeros. Como se mencionó anteriormente, la poliacrilamida hidrolizada HPAM, es el polímero más utilizado en la recuperación mejorada de petróleo. Algunos de los factores que afectan a la viscosidad del polímero se discuten a continuación.

2.3.2 Efectos de la salinidad y concentración. La viscosidad intrínseca de una solución homogénea poliacrilamida aumenta cuando se añade a la solución NaCl. Cuando se añade CaCl₂, el aumento de viscosidad es aún más evidente. Sin embargo, la viscosidad HPAM disminuye cuando se añade una sal monovalente (por ejemplo, NaCl).

La razón es que la sal añadida neutraliza la carga en cadenas laterales HPAM. Cuando HPAM se disuelve en agua, Na⁺ se disipa en el agua. En las cadenas de alto peso molecular los COO⁻ se repelen entre sí, lo que hace que sean extendidos, aumentando el volumen hidrodinámico, y aumento de la viscosidad. Cuando se añade la sal, -COO⁻ está rodeado por algunos iones de Na⁺, que protegen la carga. Entonces la repulsión de -COO⁻ se reduce, el volumen hidrodinámico se hace más pequeño, y la viscosidad disminuye. Cuando sales de -CaCl₂, MgCl₂, y / o BaCl₂- se añaden divalentes en una solución HPAM, su efecto es complejo. A baja hidrólisis, la viscosidad en la solución aumenta después de que llegue al mínimo. A altas hidrólisis, la viscosidad de la solución disminuye bruscamente hasta que se produce la precipitación. La dependencia de la viscosidad de la solución de polímero a velocidad de cizallamiento cero (0 de microprocesador) en la concentración de polímero y de la salinidad puede ser descrita por la ecuación de Flory-Huggins⁶³.

Ecuación 1. Flory-Huggins

$$\mu_p^0 = \mu_w \left(1 + (A_{p1}C_p + A_{p2}C_p^2 + A_{p3}C_p^3) C_{sep}^{S_p} \right),$$

Dónde:

μ_w es la viscosidad del agua e las mismas unidades que μ_p^0

C_p es la concentración de polímero en agua

A_{p1} , A_{p2} , A_{p3} , y S_p son constantes de ajuste

C_{sep} es la salinidad efectiva para el polímero.

(Los elementos en paréntesis deben ser adimensionales).

2.3.3 Efecto de cizallamiento. En general, una solución de polímero se comporta como un fluido pseudoplástico. La reducción de la viscosidad de la solución de polímero como una función de la velocidad de cizallamiento ($\dot{\gamma}$) es descrito por el modelo de ley de potencia⁶⁴, que se da por

Ecuación 2. Ley de potencia

$$\mu_p = K \dot{\gamma}^{(n-1)},$$

Dónde:

K es el índice de consistencia de flujo

⁶³ Flory, 1953

⁶⁴ Bird et al., 1960

μ_p es la viscosidad constante

n es el índice de comportamiento de flujo. En el régimen pseudoplástico $n \leq 1$ (típicamente $n = 0,4$ a $0,7$). Para un fluido newtoniano, $n = 1$

Aunque la ecuación anterior es bastante satisfactoria para describir el régimen pseudoplástico, es inadecuada a velocidades de cizallamiento altas y bajas⁶⁵. Cuando la velocidad de cizallamiento se aproxima a cero, la tensión de cizallamiento no se aproxima a cero. Existe cierta tensión de fluencia. En otras palabras, la solución HPAM comporta como un fluido Bingham. Un modelo más satisfactorio para estos regímenes de cizallamiento es la ecuación Meter's⁶⁶.

Ecuación 3. Ecuación de Meter's

$$\mu_p = \mu_w + \frac{\mu_p^0 - \mu_w}{1 + \left(\frac{\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}_{1/2}} \right)^{(p\alpha-1)},}$$

Dónde:

$P\alpha$ es un parámetro empírico que se obtiene por medidas en laboratorio mediante datos de viscosidad

μ_p^0 Es la viscosidad limitante en el (cerca de) Límite de baja cizalladura

$\dot{\gamma}_{1/2}$ Es la velocidad de cizallamiento a la que la viscosidad es la medida

μ_w Es la viscosidad del agua

En la ecuación se supone que la viscosidad del polímero a velocidad de cizallamiento infinita ($\dot{\gamma} \rightarrow \infty$) es igual a la viscosidad del agua. Un modelo más general es la ecuación de Carreau⁶⁷.

⁶⁵ Sorbie, 1991

⁶⁶ Meter's y Bird, 1964

⁶⁷ Carreau, 1972; Bird et al, 1987

2.3.4 Efecto del PH. Se sabe que el pH afecta la hidrólisis. por lo tanto, la viscosidad HPAM es dependiente. El pH aumenta inicialmente cuando se añade álcali. sin embargo, la adición de álcali finalmente dará lugar a la disminución de la viscosidad de HPAM debido al efecto de la sal. Mungan (1969) informó el efecto del pH sobre la viscosidad HPAM. Se tituló HCl en contra de la solución madre de polímero original con un pH de aproximadamente 9,8 (pH de las salmueras de campos petroleros es por lo general en el rango de 7.5 a 9.5). La concentración de polímero era 2500 mg/l. curiosamente, la viscosidad HPAM a 50 s⁻¹ disminuyó significativamente la velocidad de cizallamiento al bajar el pH.

Szabo (1979) informó de los aumentos en la viscosidad de la solución de copolímero cuando se añadió NaOH. Todas estas observaciones están probablemente relacionadas con el efecto de hidrólisis a tiempo temprano. La adición de álcali también aumenta los electrolitos, que deberían disminuir la viscosidad de la solución de polímeros. Incluso sin álcali, se producirá la hidrólisis. por lo tanto, a largo plazo, el efecto utilizado para aumentar la hidrólisis será menos importante que el efecto de la sal, y la viscosidad del polímero disminuirá. Estas declaraciones son consistentes con los reportados por Flournoy et al. (1977) en que la viscosidad aparente era muy dependiente del pH, con la máxima viscosidad aparente se produce a un pH de aproximadamente 6 a 10 para poliacrilamida y un pH de aproximadamente 4 a 9 para polisacárido. Teniendo en cuenta el efecto de degradación, la relación entre la viscosidad del polímero y el pH alcalino se vuelve más compleja.

2.3.5 Efecto de la temperatura. A una velocidad de cizallamiento baja, la viscosidad aparente de la solución de polímero disminuye con la temperatura de acuerdo con la ecuación de Arrhenius.

Ecuación 4. Ecuación de Arrhenius

$$\mu_p = A_p \exp \left[\frac{E_a}{RT} \right],$$

Donde A_p es el factor de frecuencia

E_a es la energía de la actividad de la solución de polímero

R es la constante universal de los gases

T es la temperatura absoluta

La ecuación muestra que la viscosidad disminuye rápidamente a medida que la temperatura aumenta. Al aumentar la temperatura, la actividad de las cadenas de polímero y las moléculas es mayor, y la fricción entre las moléculas se reduce; Por

lo tanto, la resistencia al flujo se reduce y la viscosidad disminuye. Los diferentes polímeros tienen diferentes E_a . Con una E_a superior, la viscosidad es más sensible a la temperatura. PAM tiene dos E_{AS} . Cuando la temperatura es inferior a 35 ° C, E_a es baja, y la viscosidad no cambia demasiado, ya que la temperatura aumenta. Cuando la temperatura es mayor de 35 ° C, E_a es alta, y la viscosidad es más sensible a las variaciones en la temperatura.

2.4 ESTABILIDAD DE LOS POLÍMEROS

La degradación del polímero se refiere a cualquier proceso que rompe la estructura molecular de las macromoléculas. Las principales vías de degradación de interés en aplicaciones de recuperación de petróleo son químicas, mecánicas y biológicas.

2.4.1 Estabilidad química. La degradación química se refiere a la ruptura de las moléculas de polímero, ya sea a través de un ataque de corto plazo por los contaminantes, tales como el oxígeno y el hierro, o por medio de ataque a más largo plazo a la cadena principal molecular mediante procesos tales como la hidrólisis. Esto último se debe a la inestabilidad intrínseca de las moléculas, incluso en ausencia de oxígeno o de otras especies de ataque. En otras palabras, la estabilidad química del polímero es controlada principalmente por las reacciones de oxidación-reducción y la hidrólisis.

2.4.2 Reducción-oxidación. La presencia de oxígeno prácticamente siempre conduce a la degradación oxidativa del polímero de poliacrilamida. Sin embargo, a una temperatura baja, el efecto del oxígeno disuelto en la viscosidad de la solución HPAM no es significativa, y la solución de polímero puede ser estable durante un largo tiempo. Al aumentar la temperatura, incluso si existe una pequeña cantidad de oxígeno, la viscosidad de la solución HPAM disminuye rápidamente con el tiempo. Por ejemplo, las vidas medias de un polímero a 50 ° c, 70 ° c, y 90 ° c son 117, 20, y 2,6 horas, respectivamente. A medida que aumenta la concentración de oxígeno, la viscosidad disminuye más rápido⁶⁸.

Yang y Treiber (1985) estudiaron la estabilidad química de la solución de poliacrilamida en condiciones de campo simulados. Se identificaron las principales variables encontradas por una solución de polímero en el campo como el oxígeno, la temperatura, captadores de oxígeno, iones de metal / metal, sulfuro de hidrógeno, pH, salinidad / dureza, aditivos químicos, y biocida. Su principal conclusión fue que la velocidad y el grado de degradación del polímero se rigen principalmente por el contenido de oxígeno de la solución y la temperatura, a pesar de que observaron que a niveles limitados de oxígeno la degradación del polímero producida es limitada.

⁶⁸ Luo et al., 2006

A niveles bajos de oxígeno (1 parte por mil millones, ppm), encontraron que sus poliacrilamidas fueron estables durante 500 días hasta 93,3 ° c y, de hecho, mostraron un aumento de la viscosidad durante este tiempo. Este incremento se había informado previamente por Ryles (1983), más adelante por Luo et al. (2006) y por Han et al. (2006). Este comportamiento se cree que es el resultado del creciente grado de hidrólisis que se produce a temperaturas elevadas. Cuando el oxígeno se consume completamente, la reacción de degradación se detuvo; este comportamiento es contrario a la sospecha general que después de la reacción que se inicia por el oxígeno, se procederá sin más el suministro de oxígeno (Luo et al., 2006).

2.4.3 Hidrolisis. El efecto de la temperatura en ausencia de la degradación oxidativa, la cadena principal de los polímeros de vinilo, tales como poliacrilamida, es bastante estable térmicamente a temperaturas tan altas como 120 ° c (Ryles, 1983). De hecho, Ryles (1988) encontró que la poliacrilamida era estable a 90 ° c durante al menos 20 meses en condiciones controladas. A temperaturas elevadas, sin embargo, los grupos amida pendientes tienden a hidrolizarse, por lo tanto, aumentan el contenido total de carboxilato del polímero. Este aumento da como resultado cambios significativos en las propiedades de la solución, la reología y el comportamiento de fase debido a que el mecanismo principal de la degradación de poliacrilamida es la hidrólisis del grupo amida. Pruebas de estabilidad térmica realizadas por Ryles (1988) mostraron que las sales disueltas tuvieron sólo un efecto menor en la velocidad de hidrólisis y que la temperatura fue el principal factor determinante. A partir de sus datos, podemos ver lo siguiente:

- Cuanto mayor sea la temperatura, más rápida será la velocidad de hidrólisis.
- Cuanto mayor sea la temperatura, mayor es el grado de hidrólisis.
- La hidrólisis se vio afectada significativamente por la temperatura.
- La concentración divalente afectó fuertemente a la reducción de la viscosidad.
- La retención más alta viscosidad se produjo en 40 a 50% de hidrólisis.

Esta observación es consistente con la observación de Kong (1996). Las observaciones anteriores son consistentes con los de Moradi-Araghi y Doe (1984). En condiciones alcalinas, en un principio la hidrólisis es rápida. Como la hidrólisis alcanza un cierto nivel, la repulsión electrostática entre grupo carboxilo y OH⁻ limita aún más la hidrólisis a pH > 13. Por último, se detiene la hidrólisis. Por lo tanto, el pH se ha encontrado que tienen un efecto mínimo.

2.4.4 Degradación mecánica. La degradación mecánica describe la descomposición de moléculas en la región de alta tasa de flujo cerca de un pozo como consecuencia de las altas tensiones mecánicas en las macromoléculas. Este efecto a corto plazo es importante sólo en el yacimiento cerca del pozo (y también en algunos de los equipos de manipulación de polímero, en los estranguladores, y así sucesivamente). Una solución de xantano. Las soluciones pre formuladas se utilizaron para investigar la degradación mecánica. La degradación mecánica del polímero es mucho más grave a tasas más altas de flujo, las distancias de flujo de más tiempo, y menor permeabilidad de salmuera de medios porosos. En un medio poroso de baja permeabilidad, el diámetro medio de la garganta de los poros es más pequeño, y la tensión que actúa sobre el polímero es más grande. Por lo tanto, es más probable para las cadenas de polímero ser rotas y la viscosidad a ser más fuertemente reducida. Del mismo modo, podemos entender los efectos de la velocidad de flujo y la distancia de flujo.

2.4.5 Degradación biológica. La degradación biológica se refiere a la descomposición microbiana de las macromoléculas de los polímeros por bacterias durante el almacenamiento o en el yacimiento. Aunque el problema es más frecuente para los biopolímeros, ya que el ataque biológico puede producirse también por polímeros sintéticos. Se ha encontrado que la HPAM puede proporcionar nutrición a bacterias sulfatos reductores (SRB). Como aumenta el número de SRB, la viscosidad de la HPAM disminuye. Por ejemplo, cuando el número de SRB llega a 36.000 / ml, la pérdida de viscosidad de HPAM es de 1000 mg / l es 19,6% (Luo et al., 2006). La degradación biológica es importante sólo a bajas temperaturas o en ausencia de biocidas eficaces. El uso de un biocida es la respuesta casi universal a la degradación biológica. Probablemente, el biocida más común usado en aplicaciones de yacimientos petrolíferos en el pasado era formaldehído (HCHO) diluido en solución acuosa⁶⁹. Debido a que el formaldehído es tóxico, se ha limitado las aplicaciones de estos días. Además, si se utiliza un biocida tal, puede afectar a otros productos químicos en el paquete que se utiliza para proteger el polímero; por ejemplo, puede interactuar con los eliminadores de oxígeno.

2.5 FLUJO DE SOLUCIONES DE POLIMEROS A TRAVES DEL MEDIO POROSO

A continuación, se describen los fenómenos que se presentan en el flujo de polímeros a través del medio poroso

⁶⁹ O'Leary et al, 1985; Luo et al., 2006

2.5.1 Retención del polímero: cuando un polímero fluye a través de los poros de la roca, se puede medir la cantidad de polímero retenido. La retención es causada por la adsorción sobre la superficie del material poroso y el entrapamiento mecánico en poros que son relativamente pequeños en comparación con la molécula de polímero en solución. La retención causa pérdida de polímero de la solución, lo cual puede causar que la eficiencia en el control de la movilidad sea destruida. La retención también puede causar retraso en la tasa de propagación del polímero.

2.5.2 Pv inaccesible: las moléculas de polímeros son más grandes que las moléculas de agua y son más grandes que algunos poros en el medio poroso. Debido a esto, los polímeros no fluyen a través de todo el espacio poroso en contacto con la salmuera. La fracción del espacio poroso que no está en contacto con la solución polimérica se denomina pv (pore volume) inaccesible y ha sido observado en todos los tipos de medio poroso tanto para poliácridamidas como para biopolímeros y es considerado una característica general del flujo de polímeros.

2.5.3 Reducción de la permeabilidad: Los polímeros reducen la permeabilidad aparente de la roca. La reducción de la permeabilidad depende del tipo de polímero, la cantidad de polímero retenido, la distribución del tamaño de poro, y el tamaño promedio del polímero con relación a los poros de la roca. La reducción de la permeabilidad es determinada experimentalmente por el primer desplazamiento de solución polimérica a través del medio poroso y después el desplazamiento del polímero con la salmuera y se mide la permeabilidad de la salmuera después que todo el polímero ha sido desplazado. En la práctica es conveniente describir la reducción de la permeabilidad en términos de la permeabilidad de la salmuera, esto se hace mediante la definición de factor de resistencia.

2.6 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLIMEROS

Los altos pesos moleculares de polímeros solubles en agua en concentraciones diluidas (ppm) aumentan significativamente la viscosidad del agua en un factor de 10 a 50⁷⁰ y también reduce la permeabilidad de la roca relativa al agua, en otras palabras, disminuyen la razón de movilidad del agua hasta cerca de la unidad o incluso menos. De esta manera, la eficiencia de barrido volumétrico puede mejorar y se puede lograr un porcentaje mayor de petróleo recuperado con un proceso de inyección de polímeros; sin embargo, el porcentaje de petróleo residual permanece constante para diferentes viscosidades, de manera que la mejora en la recuperación de crudo es evidente, ya que el mismo volumen se obtiene más temprano y con

⁷⁰ CAUDLE and ERICSON, 1954

menor corte de agua; en la práctica esto se traduce en menores costos de levantamiento en comparación que con inyección de agua solamente.

En la inyección de polímeros, una píldora de 0,3 o PV más alta de solución de polímero es inyectado dentro del yacimiento con una inyección previa de una píldora de salmuera de baja salinidad (agua fresca). La píldora de polímero es seguida por otra píldora de agua fresca y seguidamente por inyección de agua.

Ya que muchas veces el agua de formación afecta a los polímeros adversamente, la solución polimérica es frecuentemente precedida por una solución de baja salinidad (preflush) como ya se mencionó. La solución es usualmente inyectada como un bache, seguido por un agua de baja salinidad, y con agua de alta salinidad usada para desplazar el agua de baja salinidad. Este procedimiento se realiza para reducir la mezcla de la solución polimérica con agua de alta salinidad. Para disminuir el contraste de movilidad entre la solución polimérica y el agua detrás de esta, la concentración polimérica puede ser gradualmente reducida al final del bache.

El efecto primario del polímero es hacer densa al agua de tal manera que sea más eficiente en desplazar el petróleo. La inyección polimérica probablemente no reduce la saturación residual del petróleo, pero reduce la cantidad de agua que debe ser inyectada antes de alcanzar la saturación residual.

Una de las variables importantes a considerar se refiere a la reología de líquidos pseudo plásticos: Para el agua y el petróleo en la mayoría de los casos, la viscosidad es un valor constante. Sin embargo, para soluciones poliméricas este no es el caso. La viscosidad es una función de la tasa y esfuerzo de corte, de manera que la misma puede variar de rango dado que depende de la geometría de flujo y de la velocidad de flujo que a su vez está relacionado con la distribución de los canales de flujo de las rocas, obteniéndose mayores tasas de corte para distribución de granos más estrechos y tasas más bajas para granos más alargados.

Usualmente las zonas con altas permeabilidades son invadidas por el influjo de agua durante operaciones secundarias o energía natural por agua; en las zonas con baja permeabilidad no hay inyección por lo que el crudo queda en estas partes del yacimiento.

Durante el proceso de inyección de soluciones de polímeros una cantidad pobre de eficiencia de barrido vertical puede ser mejorada, porque las soluciones poliméricas primero fluyen por los caminos preparados por el agua y después debido a su alta viscosidad tienden a bloquear estas partes del yacimiento, por lo que el crudo que estaba anteriormente inmóvil comienza a fluir. El gradiente de presión en el yacimiento aumenta, y especialmente en la zona donde el fluido se encontraba inicialmente inmóvil aumenta en un proceso de inyección de soluciones de polímeros.

La solución de polímeros no es inyectada a una concentración constante, más bien en una secuencia de etapas de reducción de la concentración. El objetivo de esta secuencia es reducir la cantidad total de polímero usado y prevenir, o por lo menos

reducir, el fluido de baja concentración dentro de regiones de concentraciones más altas.

2.7 CARACTERISTICAS DE INYECTIVIDAD DE SOLUCIONES DE POLIMEROS EN PROCESOS EOR

El mantenimiento de las condiciones de movilidad es esencial en este proceso. Se pueden estimar las pérdidas de inyectividad asociadas con la inyección de soluciones poliméricas si las fracturas no están abiertas. Igualmente se puede estimar el grado de extensión de la fractura si la misma está abierta. Para ello, es necesario examinar las 3 propiedades principales de los polímeros que afectan la inyectividad:

- Residuos en el polímero.
- Reología de la solución de polímero en el medio poroso.
- Degradación mecánica del polímero.

2.8 VENTANA DE APLICACIÓN PARA LA APLICACIÓN DE POLÍMEROS COMO METODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Dado que la inyección de soluciones de polímeros no es siempre sustentable para todos los yacimientos, se deben tener presentes ciertos criterios de selección, que darán la indicación de si este proceso es viable o no. Estos criterios se enlistan a continuación.

2.8.1 Características del yacimiento. La mineralogía es importante con respecto a la compatibilidad de las soluciones poliméricas. La profundidad del yacimiento es un factor crítico solo cuando este tiene que ver con la temperatura del yacimiento, igualmente la presión de inyección y la presión de fractura. Las temperaturas menores a 200 ° f aseguran una solución polimérica estable; sin embargo, estos valores pueden variar dependiendo del tipo de polímero y producto; los aspectos que se ven modificados por la temperatura tienen que ver con la tendencia a flocular, la aceleración de reacciones de descomposición y la adsorción de la roca.

La presión del yacimiento no es crítica si esta permite que la presión de inyección sea menor que la presión de fractura y no es tan alta que requiera equipos de bombeo costosos. La porosidad del yacimiento debe ser de media a alta (más alta que 18%) para asegurar una buena capacidad de almacenamiento. La permeabilidad absoluta es considerada buena entre 50 y 250 md. Una permeabilidad moderada (entre 15 y 50md) origina presiones de inyección más altas. Las permeabilidades son considerados muy buenas (entre 250 y 1000 md) y excelentes (mayores que 1000md) aseguran mayores recobros con una inyección

de agua convencional y hacen que la inyección de polímeros sea costosa y difícil de justificar.

El concepto de variación de la permeabilidad está relacionado con la heterogeneidad del yacimiento y es mejor que la permeabilidad solamente para determinar áreas de aplicabilidad de inyección de polímeros. Los yacimientos heterogéneos son buenos candidatos para este proceso por dos razones: Las soluciones poliméricas reducen la permeabilidad de la roca, y la solución tiene una tendencia de desviar hacia áreas del yacimiento que no han sido barridas y áreas donde la inyección de agua resulta en un barrido muy bajo.

2.8.2 Características de fluidos. La viscosidad del crudo que directamente controla la proporción de movilidad del agua y del petróleo no debe ser mayor que 150 a 200 cp. Viscosidades menores que 100 cp son preferibles; sin embargo, viscosidades muy bajas solo permiten pequeñas mejoras. En crudos con altas viscosidades las variaciones de la movilidad del polímero pueden ser considerables. Los métodos térmicos de recuperación son competitivos cuando las viscosidades del crudo son altas.

La relación agua-petróleo al principio del proyecto debería ser baja, inclusive cero. Esto significará una mayor saturación de crudo movable. La aplicación de inyección de fluidos desde el comienzo de una recuperación secundaria en vez de inyección de agua permitirá mejores recobros.

2.9 PROPIEDADES MEJORADAS MEDIANTE INYECCION DE SOLUCIONES DE POLÍMEROS

El efecto de la inyección de polímero es mejorar la eficiencia de barrido vertical y areal, reduciendo la razón de movilidad del agua-crudo y desviar el fluido inyectado hacia sectores del yacimiento más amplios. El proceso no mejora la eficiencia de desplazamiento, ya que no tiene efectos en las fuerzas capilares existentes ni en tensiones interfaciales.

2.9.1 Ventajas y desventajas del uso de soluciones de polímeros. Entre las ventajas se encuentra la mejoran el barrido vertical, la aplicabilidad en pruebas de campo, la mejora en la razón de movilidad agua petróleo y el factor de recobro. Entre las desventajas se encuentra el alto costo al presentarse problemas durante el proceso de inyección, la sensibilidad a la salinidad, el posible taponamiento en la formación y la susceptibilidad al ataque bacteriano.

3. DESCRIPCION DE LOS MODELOS ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL BLOQUE RIO ARIARI

A continuación, se describen los modelos estático y dinámico del Bloque Rio Ariari. En el modelo estático se incluye, el modelo petrofísico, modelo de arcillocidad, modelo de porosidad, modelos de saturación, modelo de permeabilidad, definición de unidades de flujo, modelo sedimentológico, modelado estructural, modelado de facies, tipos de roca y el desarrollo de los cálculos volumétricos. El modelo dinámico incluye el comportamiento histórico de producción, los datos de las pruebas PVT, permeabilidades relativas y ajuste histórico. Esta información es de vital importancia para la construcción del modelo de simulación del sector en estudio y con ella se responde al objetivo específico número 3.

3.1 MODELO PETROFÍSICO

El modelo petrofísico del Bloque Rio Ariari representa un conjunto de ecuaciones, algoritmos y otros procesos matemáticos, que reproducen las condiciones estáticas del Campo. En este modelo se puede encontrar el cálculo del volumen de arcilla, la porosidad total, la porosidad efectiva, las saturaciones, el estimado de la permeabilidad entre otros.

3.1.1 Registros eléctricos. Para la elaboración del modelo petrofísico del bloque Rio Ariari, se utilizó la información de 27 pozos perforados hasta enero de 2015. Los pozos perforados cuentan con un conjunto de registros convencionales que incluyen: registro de rayos gamma (GR), potencial espontaneo (SP), registro de hueco caliper (HCAL-CALI), registro de resistividades de tipo inducción (AIT), de tipo laterolog (HRLA), registro de densidad (RHOZ-RHOB), registro de factor fotoeléctrico (PEF-PEFZ), registro de neutrón (NPOR-TNPH-NPHI) y registro sínico (DTL). Adicionalmente, varios pozos cuentan con registros eléctricos especiales como: registro dieléctrico (ADT) y registro de resonancia magnética (MRX).

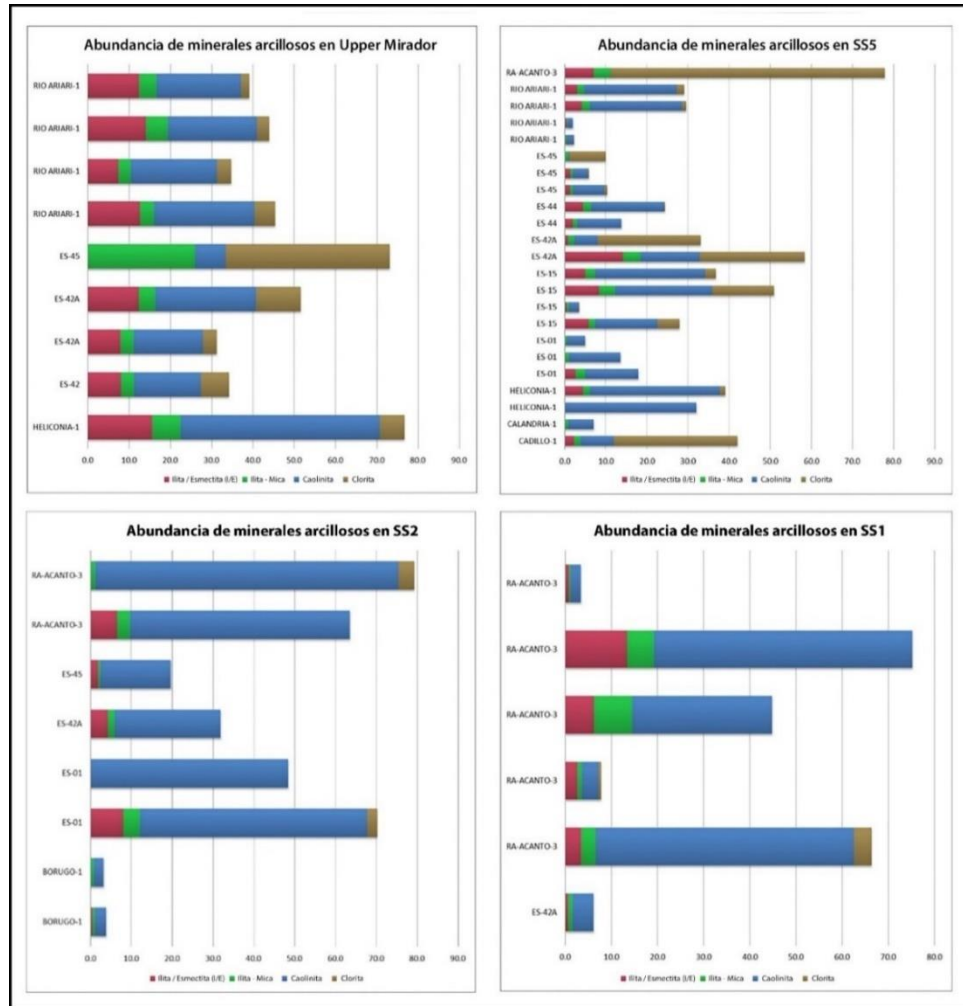
3.1.2 Datos de núcleos. En el bloque Rio Ariari se han adquirido núcleos en 25 pozos en total, esto con el objetivo de obtener información de la formación mirador compuesto por Upper Mirador y Lower Mirador. Los análisis disponibles contienen datos petrofísicos básicos como porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, densidad de granos, descripción sedimentológica, registro de Core-gamma y registro fotográfico.

3.1.3 Evaluación petrofísica. La interpretación petrofísica para el bloque Rio Ariari fue realizada a partir del empleo de los registros básicos (perfil SP, resistivo, densidad, neutrón y factor fotoeléctrico) de los pozos corazonados en el área, la cual incluyó la integración de los datos básicos de núcleos de porosidad y permeabilidad. El modelo petrofísico de Rio Ariari, reúne los principales elementos para el cálculo de las propiedades petrofísicas volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva (PHIE) y total (PHIT), permeabilidad absoluta (KINT) y saturación de agua (S_w).

3.1.4 Modelo de arcillocidad. La Formación Mirador se caracteriza por tener un contenido variado de arcillas y con proporciones importantes de cada mineral dependiendo de la unidad estratigráfica. Las unidades operacionales denominadas Upper Mirador, ss5 y ss4, contienen minerales del grupo de las caolinitas, esmectitas y cloritas, en donde están presentes en proporciones muy similares para los tres grupos, siendo la clorita la de mayor abundancia.

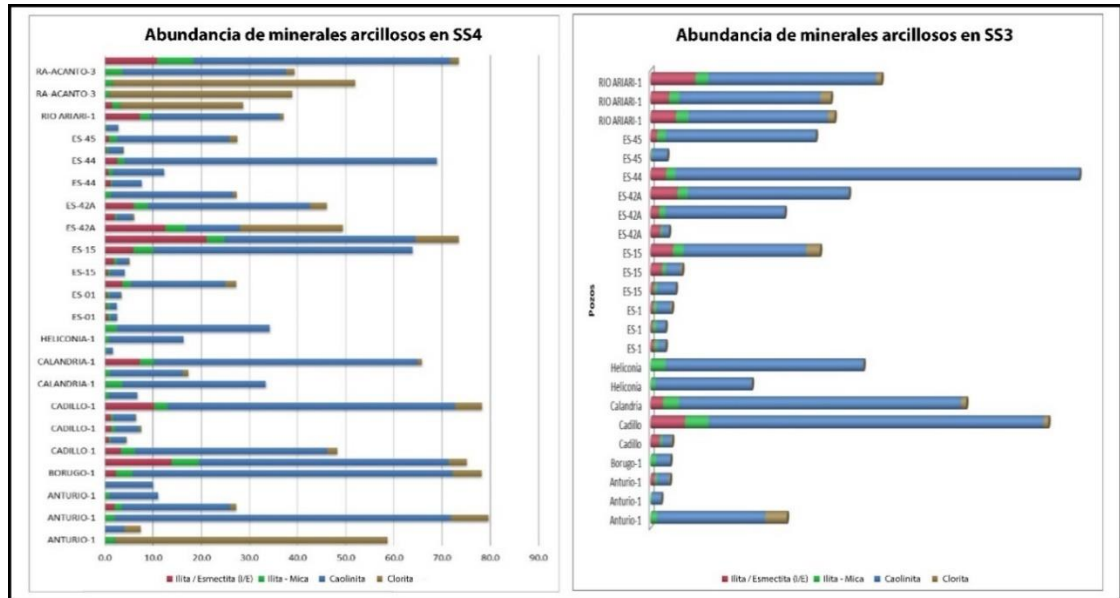
Las unidades Operacionales denominadas SS3, SS2 y SS1, están compuestas mayor mente por la Caolinita. Esta información es obtenida a partir de los análisis de rayos-X realizados en muestras de núcleo de varios pozos, y que corresponden a todas las unidades estratigráficas mencionadas anteriormente, tal como se puede observar en las **Figuras 7 y 8**.

Figura 7. Abundancia de minerales de arcilla a lo largo de la Formación Mirador



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Figura 8. abundancia de minerales de arcilla a lo largo de la Formación Mirador



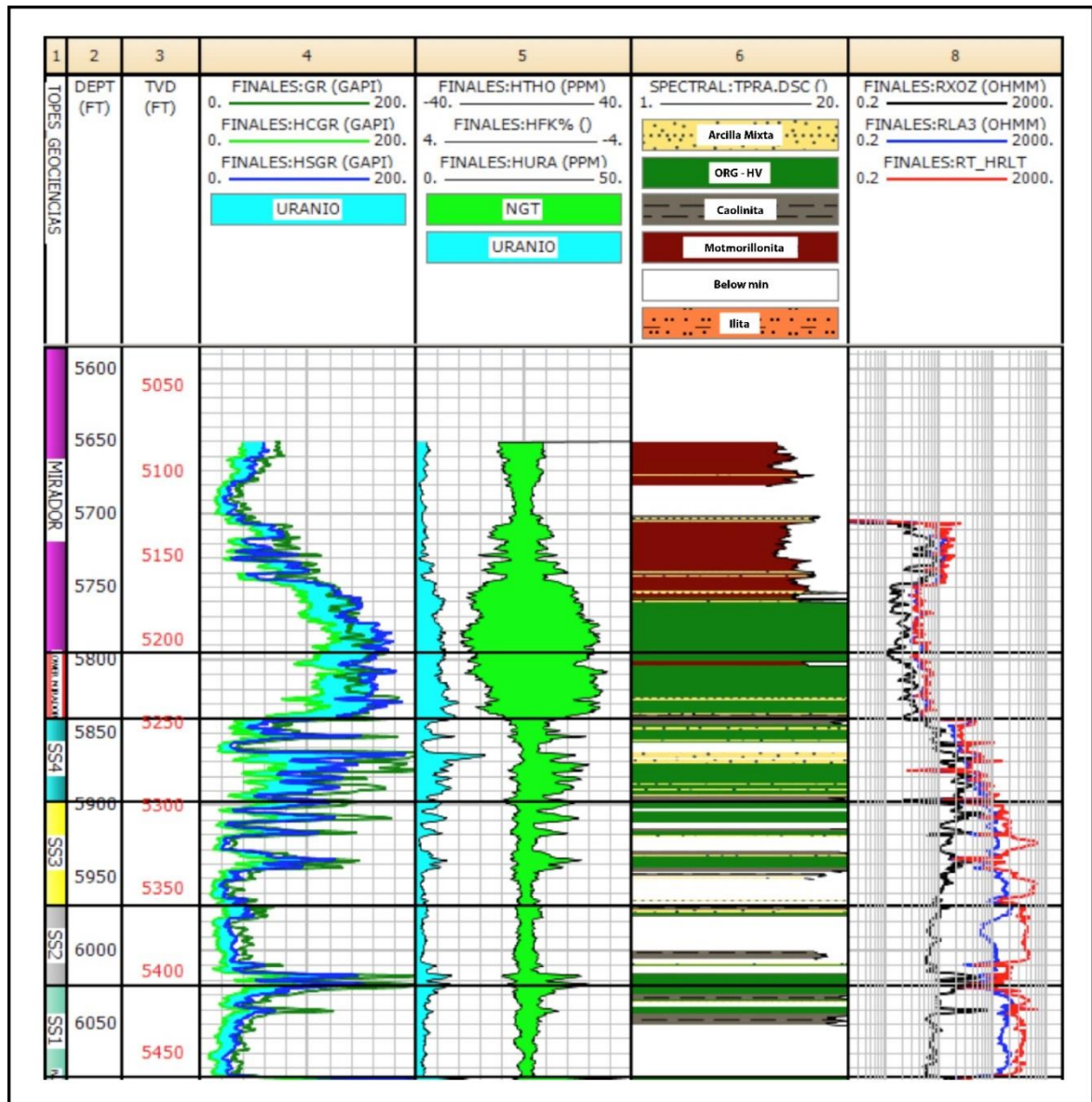
Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

El registro de rayos gamma espectral separa la radioactividad natural de la roca en sus componentes básicos de Torio, Potasio y Uranio y detecta la contribución individual de estos componentes. La relación entre Torio y Potasio permite clasificar el tipo de arcilla usando el Grafico CP-19 del SLB Chartbooks.

Así pues, se establece que la Formación Mirador, cuenta con presencia de minerales pesados asociados al Torio; La Caolinita y Clorita como minerales de arcilla predominantes.

Adicionalmente, el registro de rayos gamma espectral, permitió caracterizar la distribución vertical de las arcillas en los pozos. Tal como se puede observar en la **Figura 8**, predominan las Arcillas del grupo de las Esmectitas (Montmorillonita) en los miembros superiores de la formación Mirador. Igualmente, este perfil permite desprestigiar el contenido de Uranio.

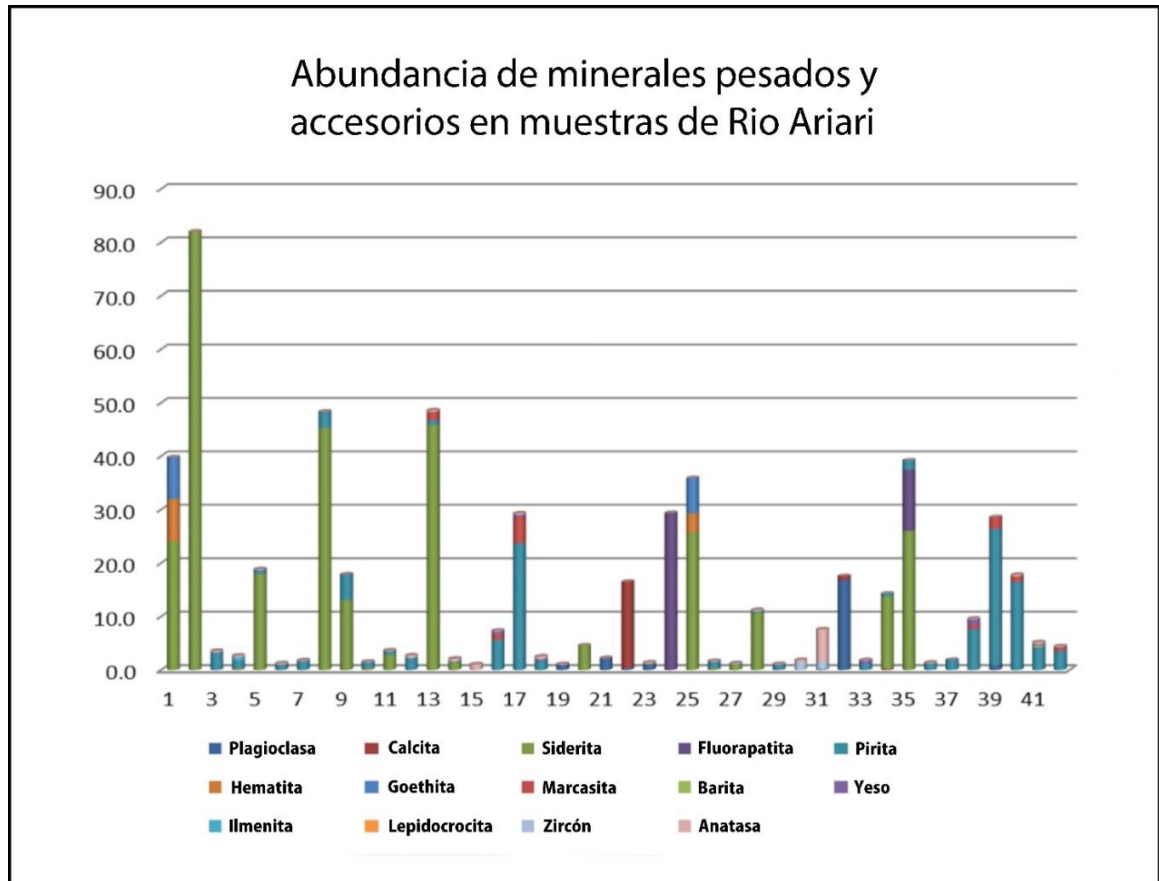
Figura 9. Diferencias en radioactividad entre el registro de rayos gamma (GR) y el registro de rayos gamma corregido (HCGR) en la formación mirador (Track 4) y Distribución vertical de minerales de arcillas a partir de las curvas de Torio, Potasio y Uranio (Track 6)



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

A continuación se muestra la abundancia de minerales pesados en las muestras estudiadas, identificados a partir del registro espectral y el análisis de difracción de rayos-X. Ver **Figura 10**.

Figura 10. Identificación de minerales pesados y accesorios presentes en la Formación Mirador.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

La arcillosidad se puede calcular usando el índice de arcillosidad, donde hay proporcionalidad entre las lecturas del registro de rayos gamma y la arcillosidad presente, como se aprecia en la **Figura 10**. Este procedimiento se conoce como método lineal y se establece a continuación:

Ecuación 5. Índice de arcillosidad (Método Lineal)

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Donde,

GR log = Lectura de rayos gamma a la profundidad de interés, GAPI

GR min = Lectura de rayos gamma mínima de la formación de interés, GAPI

GR máx. = Lectura de rayos gamma máxima de la formación de interés, GAPI

Ahora bien, usando el Índice de Arcillosidad, Clavier propuso la siguiente corrección:

Ecuación 6. Modelo de arcillosidad de Clavier.

$$V_{shClavier} = 1.7 * \sqrt{3.38 - (IGR + 0.7)^2}$$

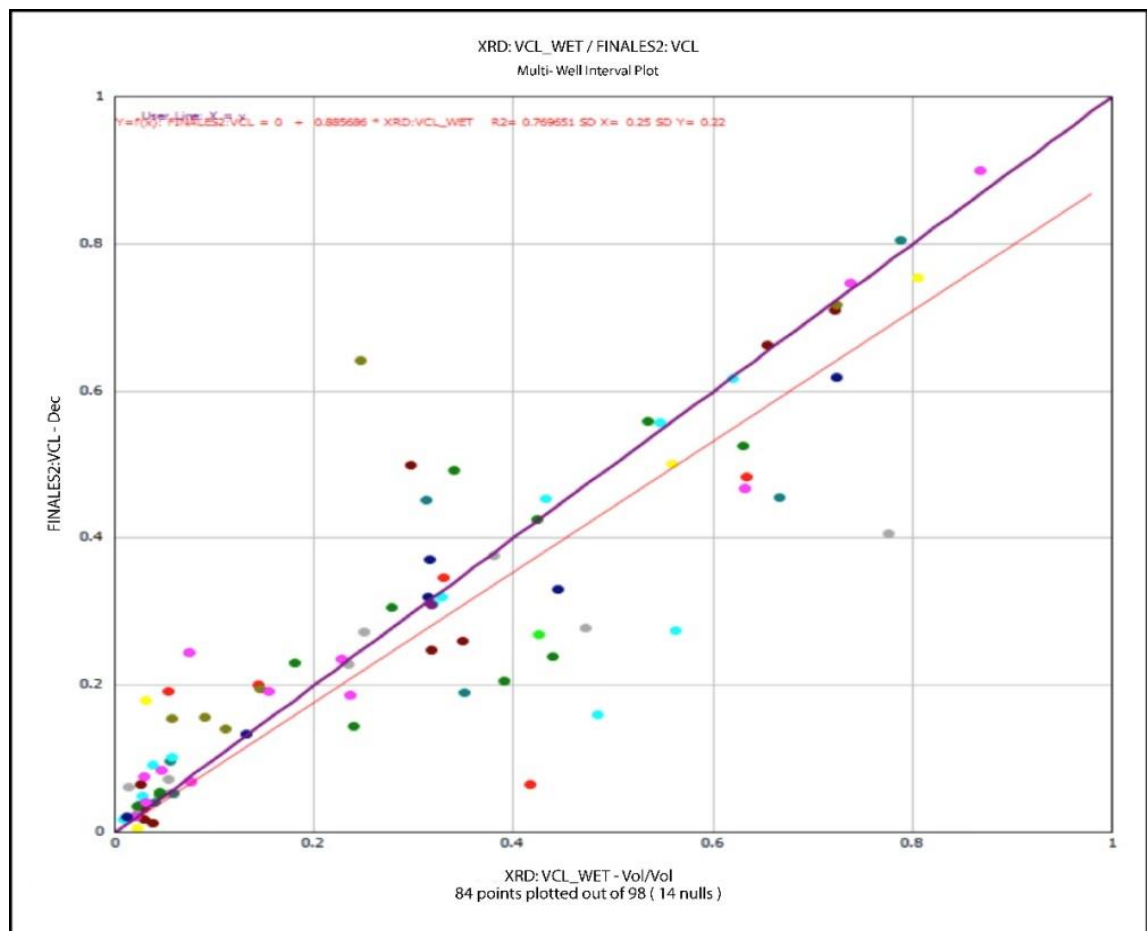
Dónde:

IGR= Índice de arcillosidad, calculado a partir de registros

VshClavier= Volumen de arcilla por Clavier

Para el modelo de arcillosidad se consideró la ecuación propuesta por Clavier et al, ya que presenta el mejor ajuste con los datos de difracción de rayos –X respecto al volumen de arcilla medido en varias muestras de Rio Ariari para todo el rango de arcillosidad (0-100%). Ver **Figura 11**.

Figura 11. Ajuste de la arcillosidad estimada con el método Clavier a los datos de arcillosidad en %Vol. /Vol. estimados por la difracción de rayos X.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.1.5 Modelo de porosidad. La porosidad fue calculada a partir de los registros densidad-neutrón adquiridos en el set básico de todos los pozos incluidos en el modelo del bloque Rio Ariari. Se utilizó la curva de neutrón n porque contiene las correcciones ambientales por temperatura, tamaño de hueco, torta de lodo (mudcake), y salinidad del fluido en el pozo, que aplican para este yacimiento. Se estableció una curva de temperatura para cada pozo basada en la máxima temperatura reportada en el pozo en el cabezal del primer registro corrido en hueco abierto y la temperatura de superficie.

Se utilizó una densidad de matriz fija de 2.65 g/cc que corresponde a areniscas para darle simplicidad al modelo. Esta densidad de grano fue verificada luego con los análisis básicos de núcleo, en donde la misma oscila entre 2.63-2.65 g/cc en los intervalos donde se considera hay predominantemente cuarzo-arenitas.

La Porosidad por densidad Neutrón se obtuvo al calcularla individualmente con las ecuaciones dadas a continuación:

Ecuación 7 Porosidad por registro de densidad

$$\Phi_{Dens} = \frac{\rho_b - \rho_m}{\rho_f - \rho_m}$$

Donde,

ρ_b es la densidad de la matriz

ρ_m es la densidad volumétrica medida con el registro

ρ_f es la densidad del fluido

$\Phi = \Phi_N$ Se asume que la porosidad, es igual a la porosidad calculada por densidad Neutrón.

Para el cómputo de la porosidad efectiva, se usa la arcillosidad calculada en el intervalo de interés y se usa la siguiente relación descrita a continuación.

Ecuación 8. Porosidad efectiva

$$PHIE = PHIT * (1 - VCL)$$

Donde

$PHIE$ = Porosidad efectiva

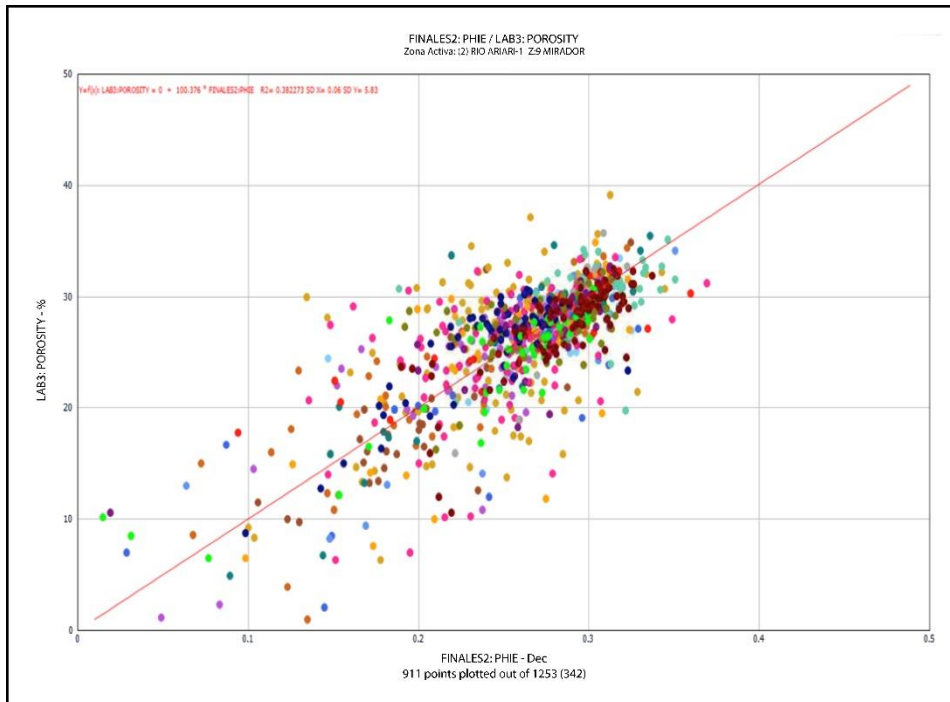
$PHIT$ = Porosidad total

VCL = Volumen de Arcilla

A continuación, se presenta un crossplot de la porosidad efectiva calculada a partir de los registros de densidad y neutrón comparado con la porosidad efectiva medida

en núcleos a la presión de confinamiento del intervalo evaluado. Como se observa en la **Figura 12** existe una dispersión considerable en especial de los datos por debajo de 20%.

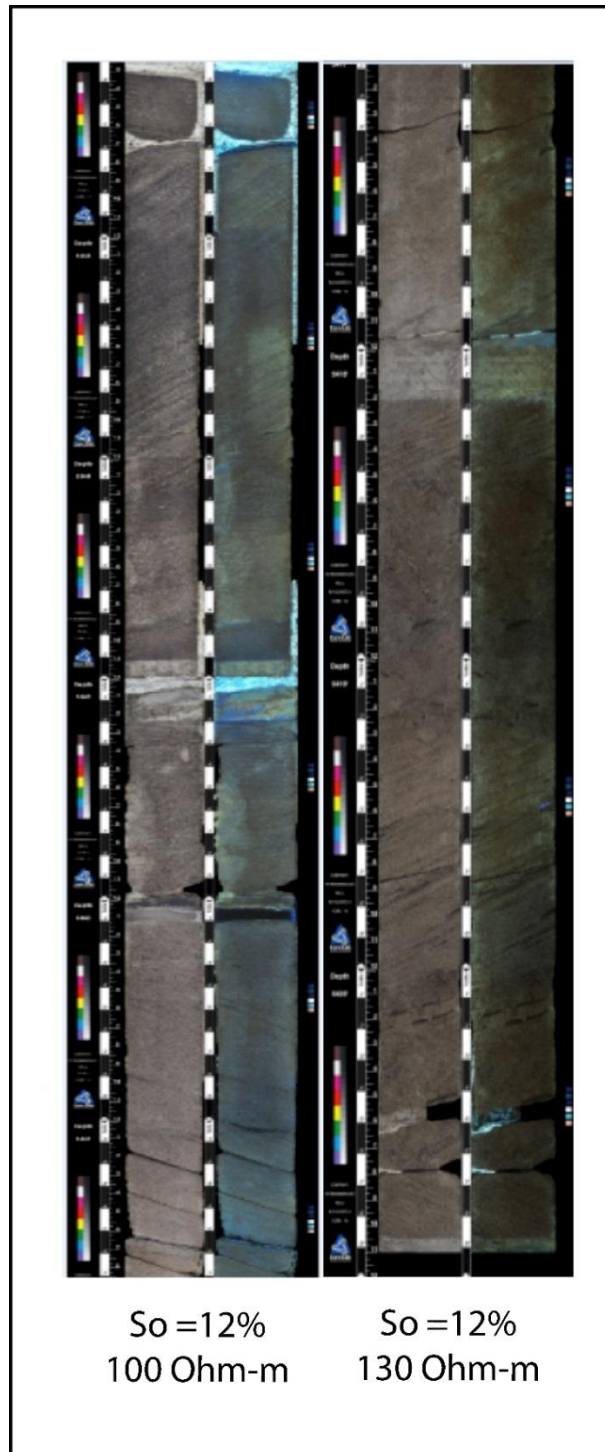
Figura 12. Crossplot multi pozo Porosidad Efectiva Registros Vs Porosidad Efectiva núcleos @ presión de confinamiento – Campo Rio Ariari- Unidades SS4-SS3).



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.1.6 Modelo de saturación. En el yacimiento del campo Rio Ariari no se identifica claramente un contacto agua petróleo (OWC) por perfiles resistivos, la resistividad registrada del agua de formación es tan dulce que nunca cae a valores menores de 80 a 100 ohm-m dentro de un mismo paquete de arena. Al realizar un análisis detallado del núcleo, se puede observar que existen muchas zonas dentro de las arenas ss3-ss2-ss1 en donde el núcleo no presenta impregnación, esto pudiera ser un indicativo del OWC, pero el análisis dieléctrico revela saturaciones de aceite en un rango de 5-20% en estas zonas. Por esta razón no se puede establecer un OWC claramente definido para el bloque Rio Ariari. Ver **Figura 13**.

Figura 13. Ausencia de OWC, a partir de la inspección en núcleo y corroboración con datos de saturación de núcleo y/o perfiles eléctricos.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

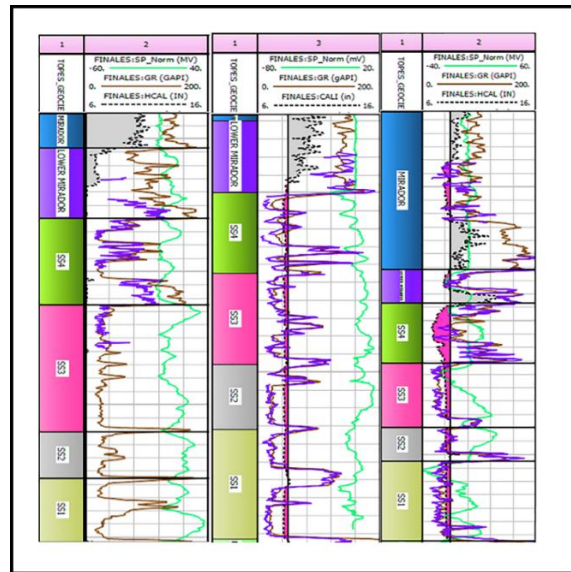
Para el cálculo de la Saturación de agua (S_w), se determinaron:

- La resistividad del agua de formación (R_w), en donde se usaron los registros de potencial espontaneo (SP), los diagramas de Pickett e información de análisis de aguas disponibles a lo largo del campo.
- El Factor de Formación (FF) e índice de Resistividad (IR), de los cuales se obtuvieron analíticamente los parámetros de exponente de cementación (m) y exponente de saturación (n).
- La ecuación de Simandoux Modificada en el cómputo de S_w .
- Los registros resistivos tipo Laterolog (HRLA-HRLT) para el cálculo de S_w .

Los registros eléctricos utilizados fueron los de tipo Laterolog (HRLA). Estos registros tipo Laterolog fueron preferidos por encima de los registros de tipo Inducción, debido a el ambiente de salinidades tan bajas como las de este yacimiento.

3.1.7 Empleo del registro Sp. En el yacimiento del bloque Rio Ariari el agua connata del reservorio presenta unos amplios rangos de salinidad a lo largo de la formación mirador, que pueden variar desde los 2500 ppm en el upper mirador, hasta 100 ppm en el miembro lower mirador. La variación de la salinidad se puede observar a partir en la **Figura 14**, donde el comportamiento del registro SP, muestra muchas deflexiones positivas relacionadas a las variaciones de salinidad en todas las arenas. La resistividad de agua de formación (R_w) se puede delimitar en los rangos de 0.5 a > 5 Ohm-m.

Figura 14. Rango de Rw presentes en el bloque Rio Ariari, a partir del cómputo con el registro de potencial espontáneo.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.1.8 Determinación de la ecuación de saturación de agua. La ecuación de simandoux modificada, tiene en cuenta el efecto de la arcillosidad en el cálculo de la saturación dentro de la ecuación original, la cual se presenta a continuación:

Ecuación 9. Ecuación de Simandoux modificada

$$S_w = \frac{-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \pm \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + 4 \times \frac{\phi^m}{a(1 - V_{sh}) \times R_w \times R_t}}}{\frac{2 \times \phi^m}{a \times (1 - V_{sh}) \times R_w}}$$

Donde,

Vsh: Volumen de arcilla

Rsh: Resistividad de la arcilla húmeda

Rw: Resistividad del agua de formación @ Temp. Yacimiento

m: Exponente de cementación

n: Exponente de saturación

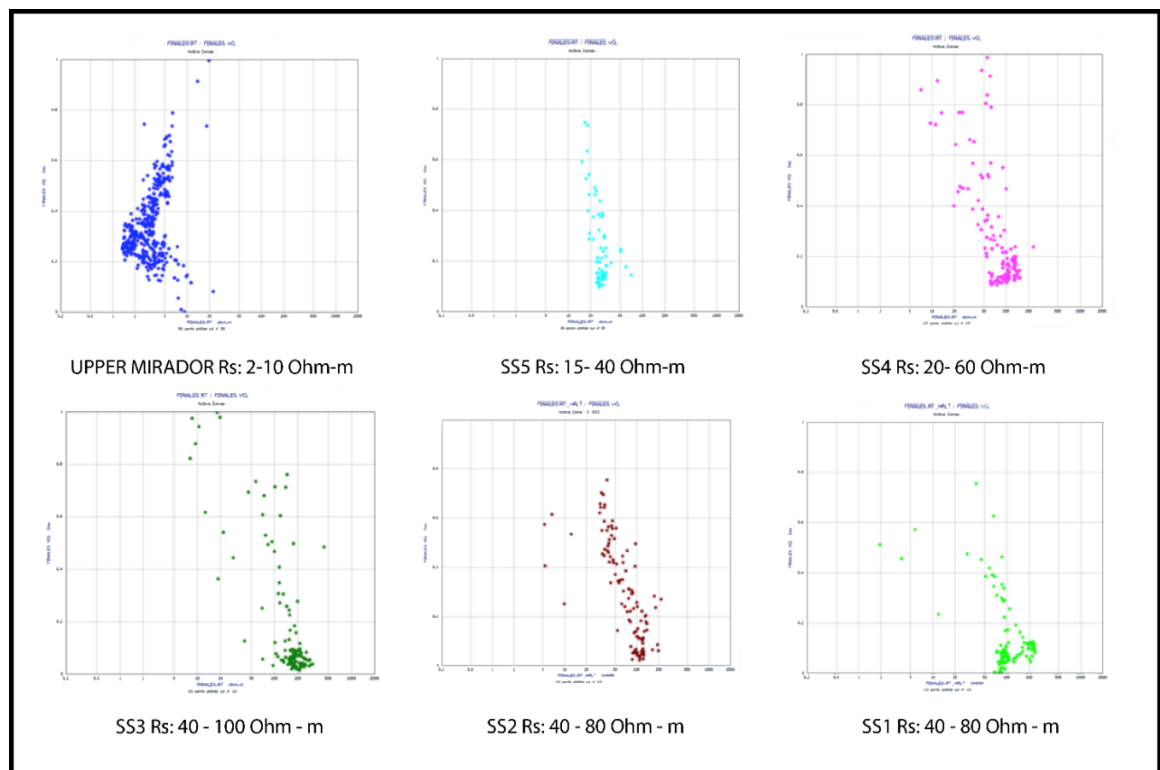
Ø: Porosidad efectiva

Rt: Resistividad total de la formación.

Todas las variables de la ecuación de Simandoux modificada a excepción de la resistividad de la arcilla húmeda son conocidas de la construcción de modelos como el de porosidad efectiva y el volumen de arcilla, de registros eléctricos directamente como la resistividad total de la formación que se obtiene al leer la herramienta de resistividad tipo laterolog y del análisis de núcleos como es el caso de los exponentes de saturación (n) y exponentes de cementación (m).

3.1.9 Determinación del valor de rshale. En la **Figura 15**, se observan varios gráficos vcl vs rt , los cuales permitieron obtener el valor de resistividad de arcilla húmeda o wet clay. El valor de rt se obtuvo con la curva rt_hrlt del registro laterolog. A continuación, se presentan los resultados obtenidos del valor de arcilla húmeda, tomados por registros para cada arena, asumiendo que el valor obtenido por cada unidad corresponde al tipo de arcilla que se deposita en el ambiente sedimentario correspondiente.

Figura 15. Rango de R_w presentes en el bloque Rio Ariari, a partir del cómputo con el registro de potencial espontáneo.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.1.10 Modelo de permeabilidad. Se realizaron varios cálculos de permeabilidad, entre ellos se calculó la permeabilidad intrínseca (kint) o k-lambda, y una regresión multilínea a partir de registros. Se tomaron en cuenta la Caolinita, Illita, Cuarzo, Calcita y minerales pesados agrupados bajo un mineral “sintético” para representarlos todos. La ecuación que domina esta estimación de permeabilidad es dada por:

Ecuación 10. Permeabilidad lambda

$$K_{A1} = \frac{Z_1 \times \phi^{m^*+2}}{\rho_m^2 (1 - \phi)^2 (\sum M_i S_{oi})^2}$$

Donde,

KA1 = Permeabilidad lambda, mD

Z1 = Factor de permeabilidad, adimensional

ϕ = Porosidad, adimensional

m^* = exponente de cementación, adimensional

ρ_m = Densidad de la matriz, g/cc

Mi = Fracción en peso del mineral i, adimensional

Soi = Área superficial específica, m² /g

Debido a que varios de los pozos horizontales y desviados no cuentan con registros de densidad de neutrones ni interpretación mineralógica, se tomó en cuenta la formulación genérica dada a continuación, para intentar emular la permeabilidad K-lambda:

Ecuación 11. Permeabilidad K-lambda

$$K = a \times \frac{\phi^b}{S_{wi}^c}$$

Donde los coeficientes son,

a = 11000 (Modificado de SLB Chart K3-10000)

b = 5 (Modificado de SLB Chart K- 4.5)

c = 2

Phi = Porosidad efectiva, adimensional

Swi = Saturación de agua irreducible

Para el cálculo de la saturación irreducible de agua, se tomó la información del registro de resonancia magnética en los pozos, en donde se computo de las lecturas de BFV y PHIE de la resonancia, de la siguiente manera:

Ecuación 12. Saturación de agua irreducible

$$S_{wirr} = \frac{BFV}{PHIE}$$

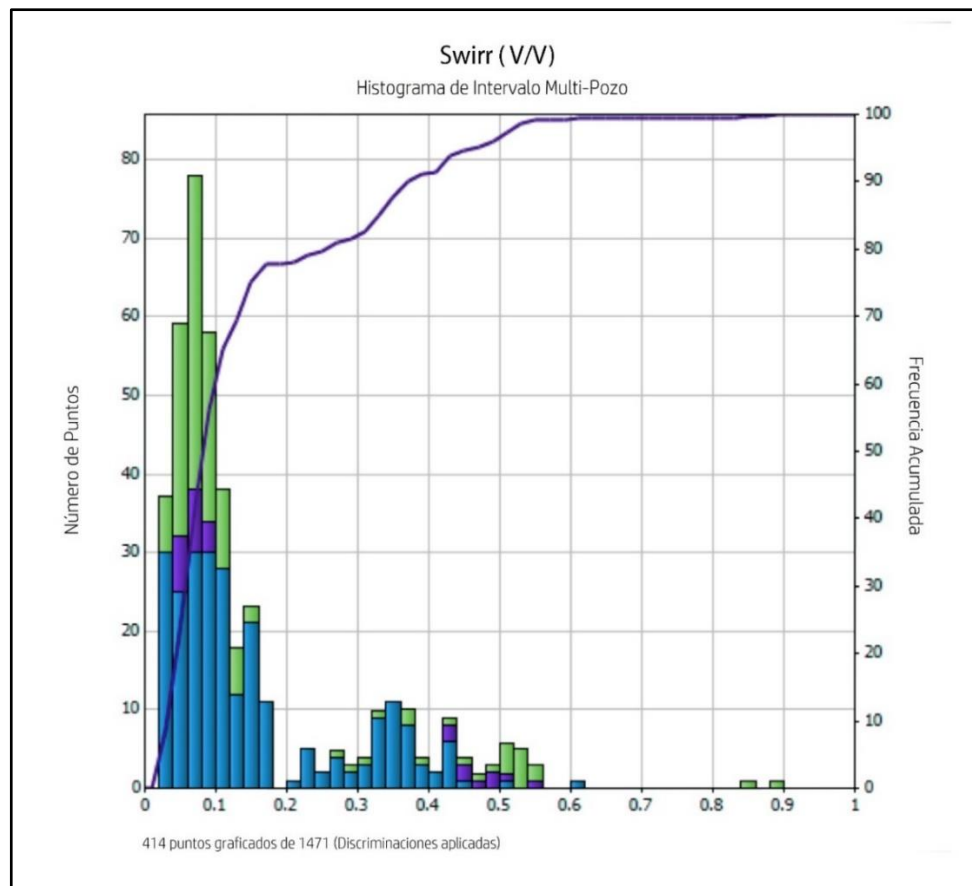
Swirr= Saturación de agua irreducible

PHIE= Porosidad efectiva

BFV=Volumen de fluido ligado

Los rangos de Swirr se encuentran entre 0.04-0.15 para el mejor tipo de roca, entre 0.25-0.5 para rocas intermedias y 0.8-0.95 para roca de mala calidad y sellos, esta información se puede corroborar en la **Figura 16**.

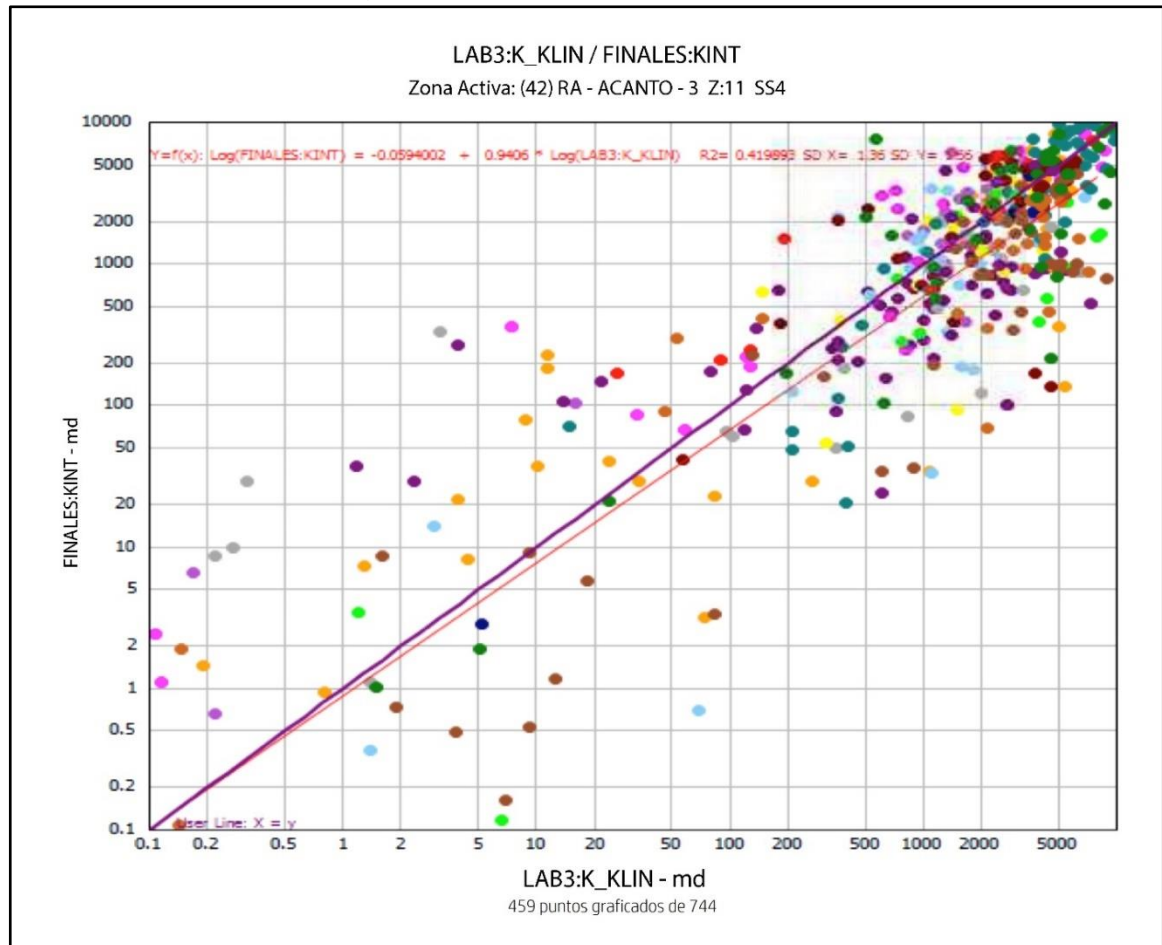
Figura 16. Rangos de saturación irreducible derivada del registro MRX, para los mejores tipos de roca.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

La proporcionalidad de la permeabilidad-K-lambda en los pozos estudiados es aceptable de acuerdo con el crossplot presentados a continuación. Este crossplot fue hecho para las arenas SS4-SS3 que son las arenas objetivo. Ver **Figura 17**.

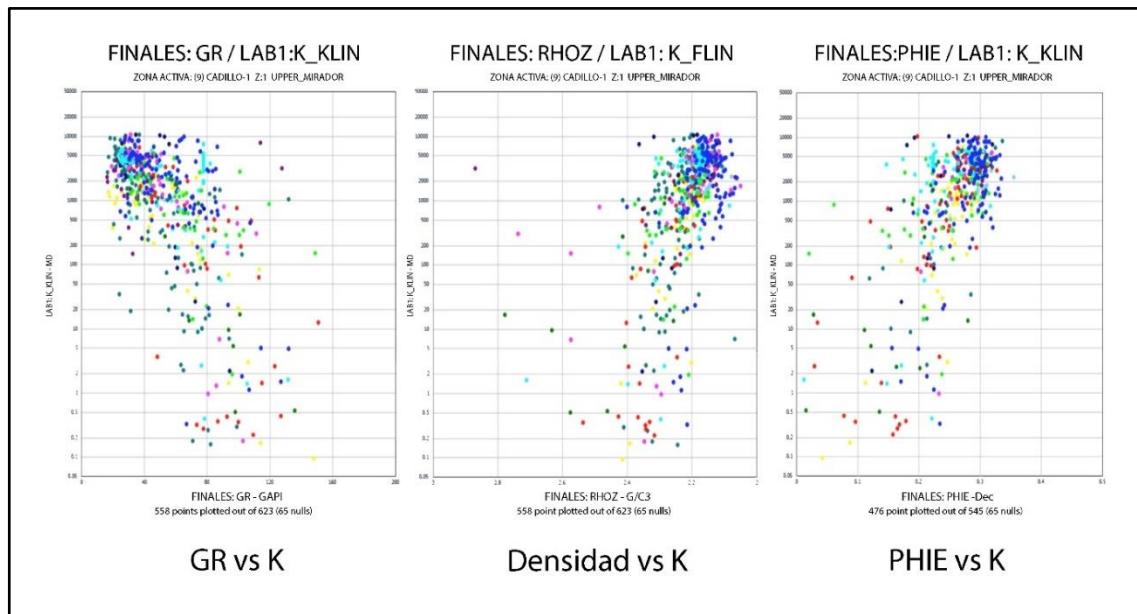
Figura 17. Gráfico de correlación de la permeabilidad del modelo vs la permeabilidad Klinkenberg medida en núcleos @ NCS.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

A partir de los registros Gamma Ray (GR), Densidad (RHOZ-RHOB) y Porosidad efectiva (PHIE), se estableció un modelo de regresión multilineal el cual corresponde a la tendencia de la permeabilidad K-Lambda. En la **Figura 18** se puede observar la ecuación y los gráficos de correspondencia entre los datos de laboratorio y cada registro.

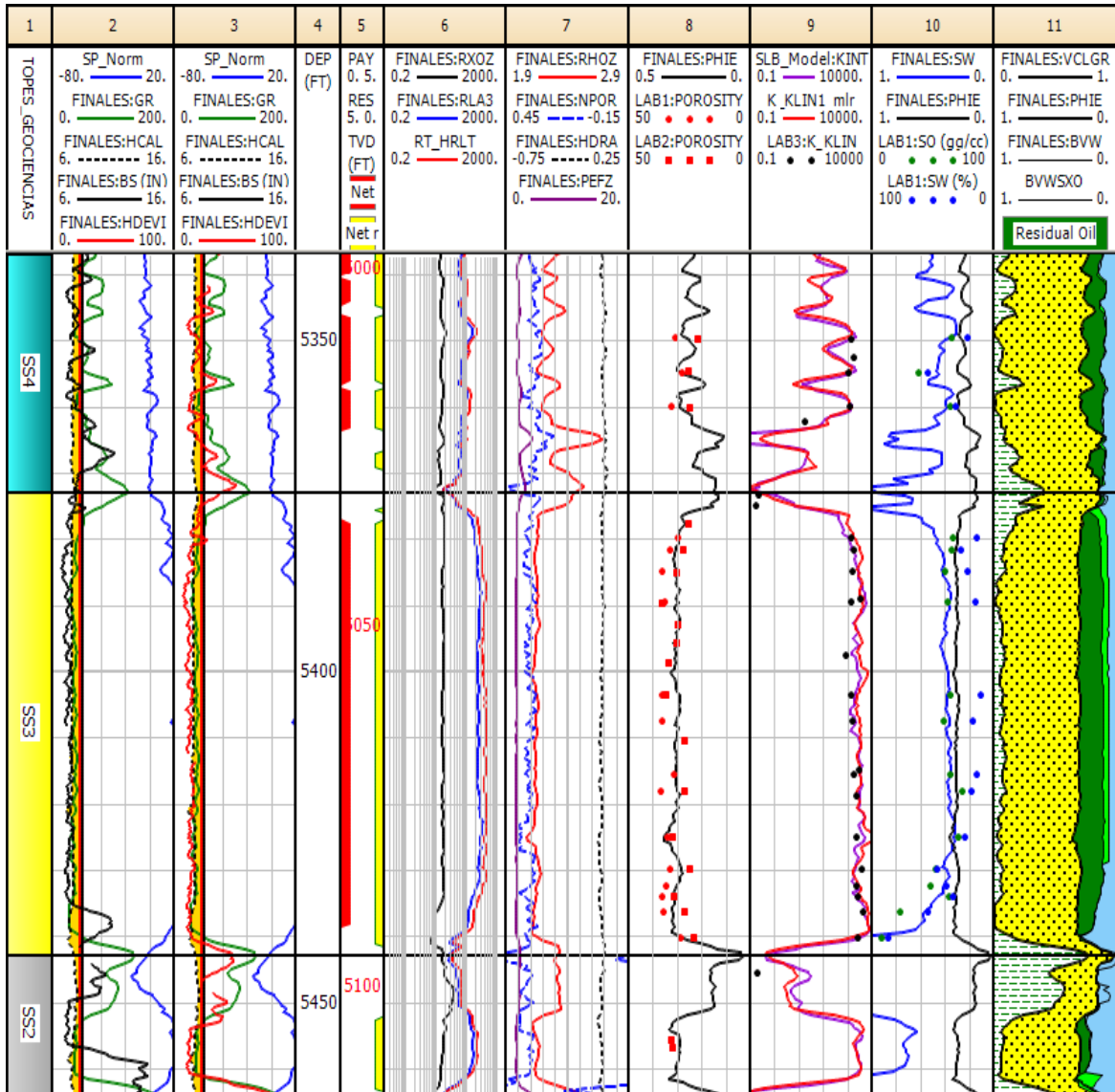
Figura 18. Gráficos de correspondencia entre variables de registro con la permeabilidad Klinkenberg medida en laboratorio.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Al analizar la **Figura 19**, se puede establecer una correspondencia en las zonas que son objetivo en el yacimiento y que mantienen la tendencia de las curvas entre la permeabilidad K-lambda y la derivada por regresión.

Figura 19. Log Plot mostrando la correlación de la permeabilidad del modelo (k-lambda) y la permeabilidad del multilíneal vs la permeabilidad Klinkenberg.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.1.11 Definición de unidades de flujo. Las unidades de flujo definidas para Rio Ariari, parten de la definición de los parámetros RQI, PHIZ y FZI definidos por Amaefule, d.j tiab et al, (jude o. amaefule, 1993). Para definir el número de unidades a utilizarse en Rio Ariari, se utilizó la metodología de los gráficos de Lorenz, donde los límites son impuestos para separar las unidades de flujo a partir de una curva de FZI continua en los pozos. Las ecuaciones empleadas para tal definición son las descritas a continuación.

Ecuación 13. Índice de calidad de roca. Método de Lorenz

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K_{abs}}{\phi_e}}$$

Donde,

RQI, es índice de calidad de roca

ϕ_e , es la porosidad efectiva de la prueba de núcleo (fracción)

K, es la permeabilidad, mD

Ecuación 14. Indicador de zona de flujo. Método de Lorenz

$$FZI = \frac{RQI}{PHIZ}$$

Donde,

FZI, es el indicador de zona de flujo

RQI, es índice de calidad de roca

PHIZ, es la porosidad normalizada (Fracción)

Ecuación 15 Porosidad de la zona de flujo. Método de Lorenz

$$PHIZ = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e}$$

Donde,

PHIZ, es la porosidad normalizada (Fracción)

ϕ_e , es la porosidad efectiva de la prueba de núcleo (fracción)

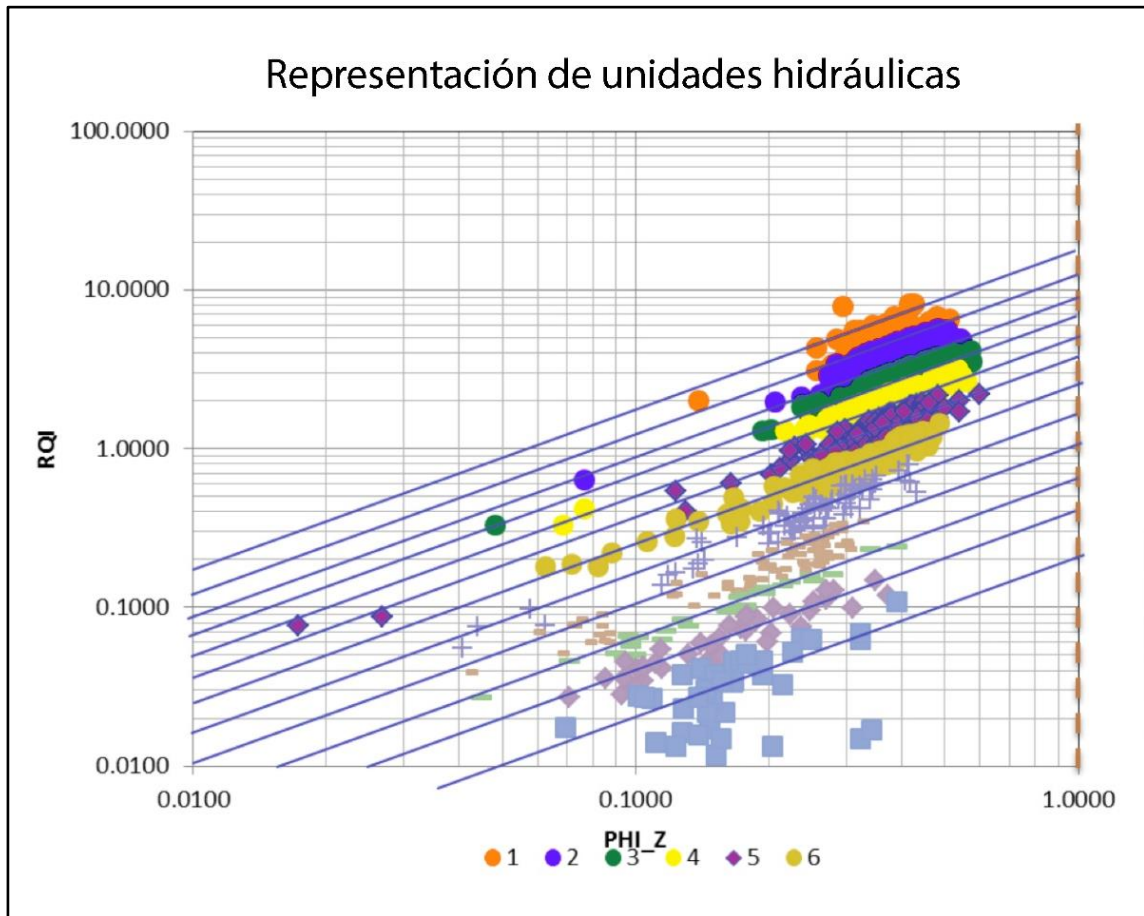
Estas ecuaciones fueron usadas a lo largo de los pozos corazonados en Rio Ariari, empleando los datos de Porosidad efectiva y Permeabilidad absoluta definidas para el modelo petrofísico actual.

A partir de la metodología empleada por G.W Gunter, M Finneran et al (G.W Gunter, 1997), empleando los datos de núcleo de los pozos, se establecieron un número finito de Unidades, a partir de la construcción de un Lorenz Plot Estratigráfico y Lorenz Plot Modificado. Estos Gráficos permitieron establecer en profundidad la velocidad de flujo (FUS), el almacenamiento (DPHI) y las capacidades de flujo (DKH) de la formación Mirador, así como determinar zonas de flujo, zonas de estrangulamiento del flujo, barreras y sellos.

Los límites impuestos a partir del indicador de flujo Zonal (FZI) fueron definidos de tal manera que se pudiesen agrupar correctamente las unidades de flujo alrededor de isólinas de pendiente 1. De esta manera también se buscó que las unidades de flujo tuviesen correspondencia a los deltas de capacidad de flujo DKH y capacidad de almacenamiento DPHIH definidos con ayuda del SMLP, puestos en profundidad en todos los pozos.

La diferenciación de las unidades de flujo a partir de rangos FZI escogidos sobre un plot de RQI Vs. PHIZ con datos de núcleo, se muestra a continuación en la **Figura 20**. En esta se aprecia en color Rojo-Azul los datos de mejor calidad de roca y en Violeta y aguamarina los de peor calidad.

Figura 20. Representación de las unidades de flujo definidas con datos de Núcleo



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.1.12 Definición de cortes para la determinación de la arena de yacimiento y la arena neta petrolífera (ANP). Los valores de corte definidos en Rio Ariari para la definición de arena yacimiento y arena neta petrolífera con base en los análisis básicos de laboratorio, la impregnación observada en núcleo, y permeabilidades relativas dio como resultado los siguientes valores:

NET RESERVOIR

- VCL \leq 25%
- PHIE \geq 20%
-

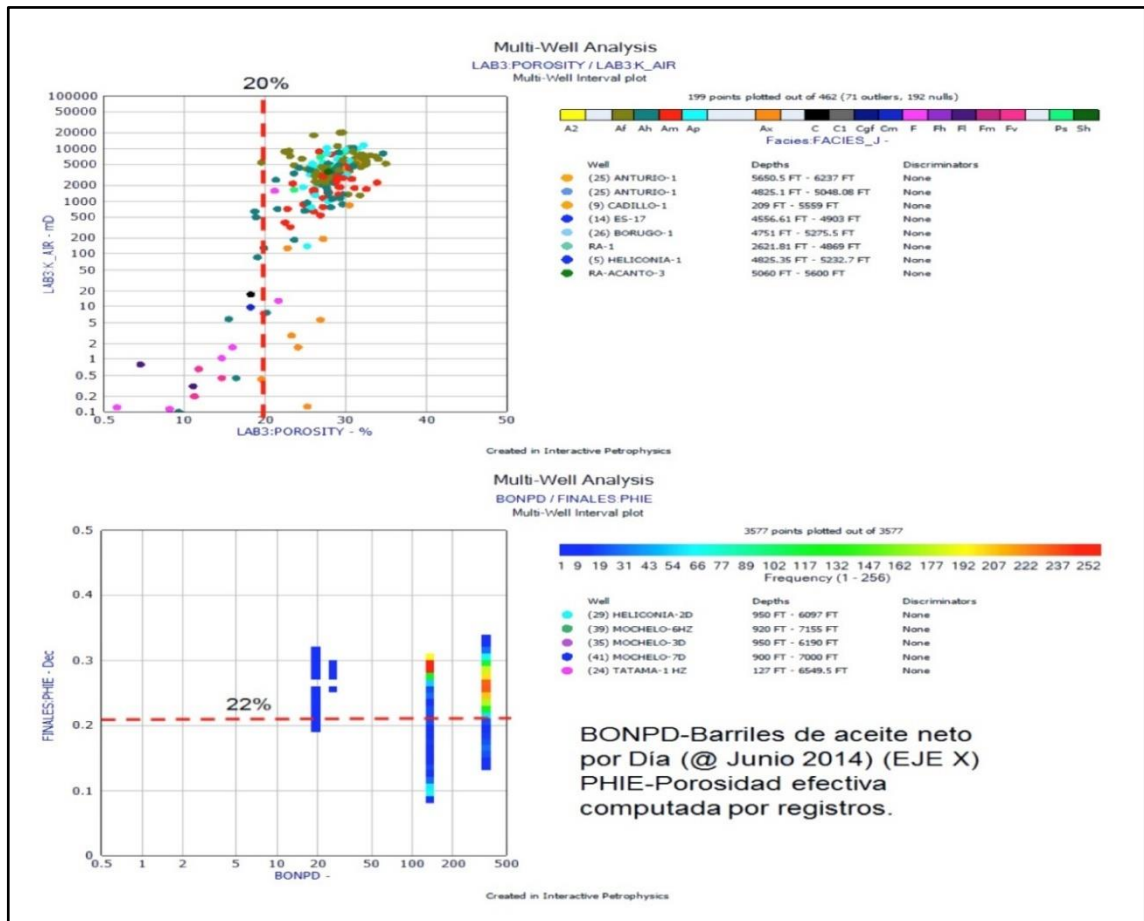
NET PAY (ARENA NETA PETROLIFERA)

- VCL \leq 25%
- PHIE \geq 20%
- SW \leq 60%

En el caso de la arcillosidad se estableció un límite máximo de 30% y mínimo de 18% y siendo un valor de corte medio 25%, guiados por la impregnación de núcleo puestos en un gráfico de ajuste VCL de núcleo respecto a VCL de registros, apoyados en las facies denominadas reservorio de acuerdo a la descripción sedimentológica y gráfico de frecuencias con datos de producción.

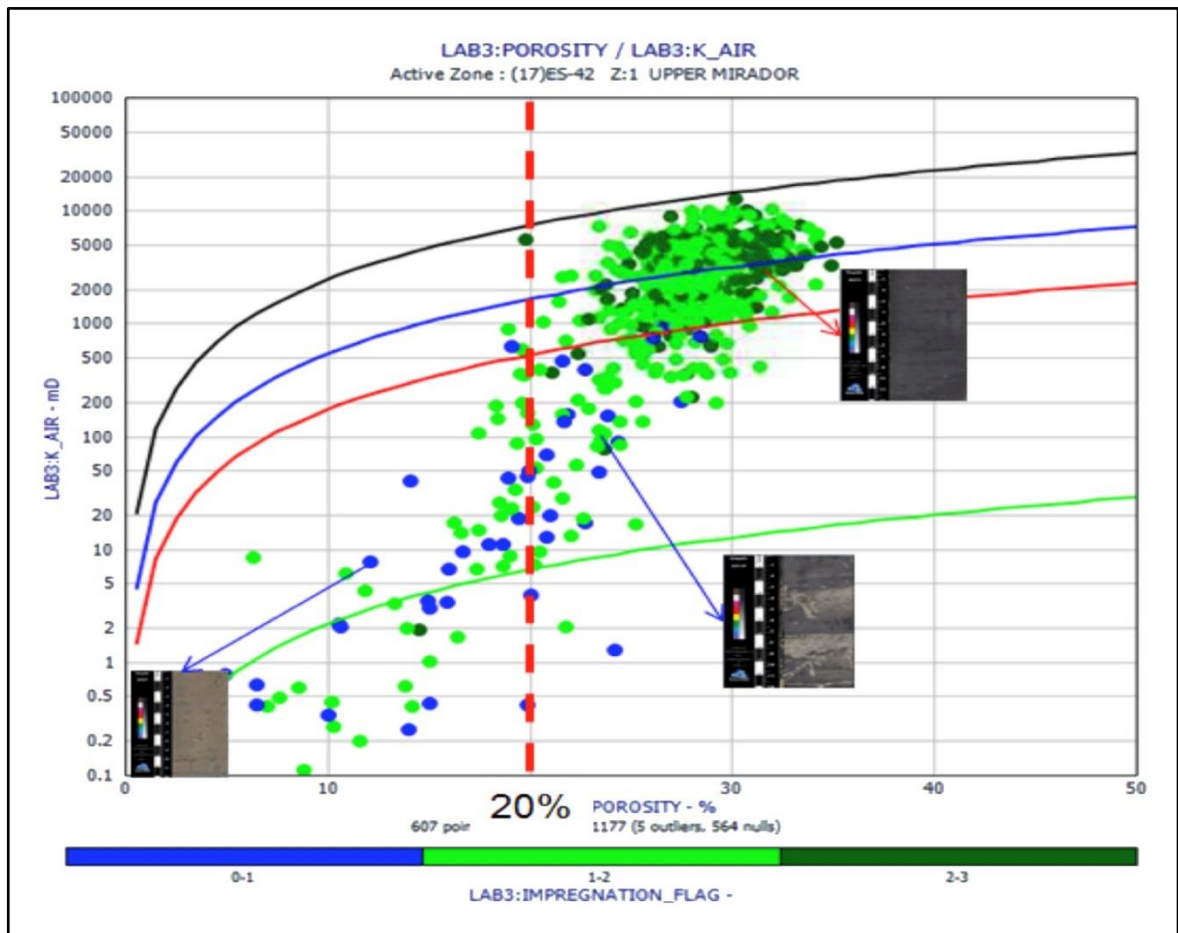
En el caso de la porosidad efectiva se tomó como límite mínimo 20% apoyados en un gráfico K-PHI con impregnación como tercera variable, también con discriminación por facies y producción neta. Ver **Figura 21** y **22**.

Figura 21. Definición del cutoff de VCI de acuerdo a la información de facies, producción de pozo e impregnación vista en núcleo.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

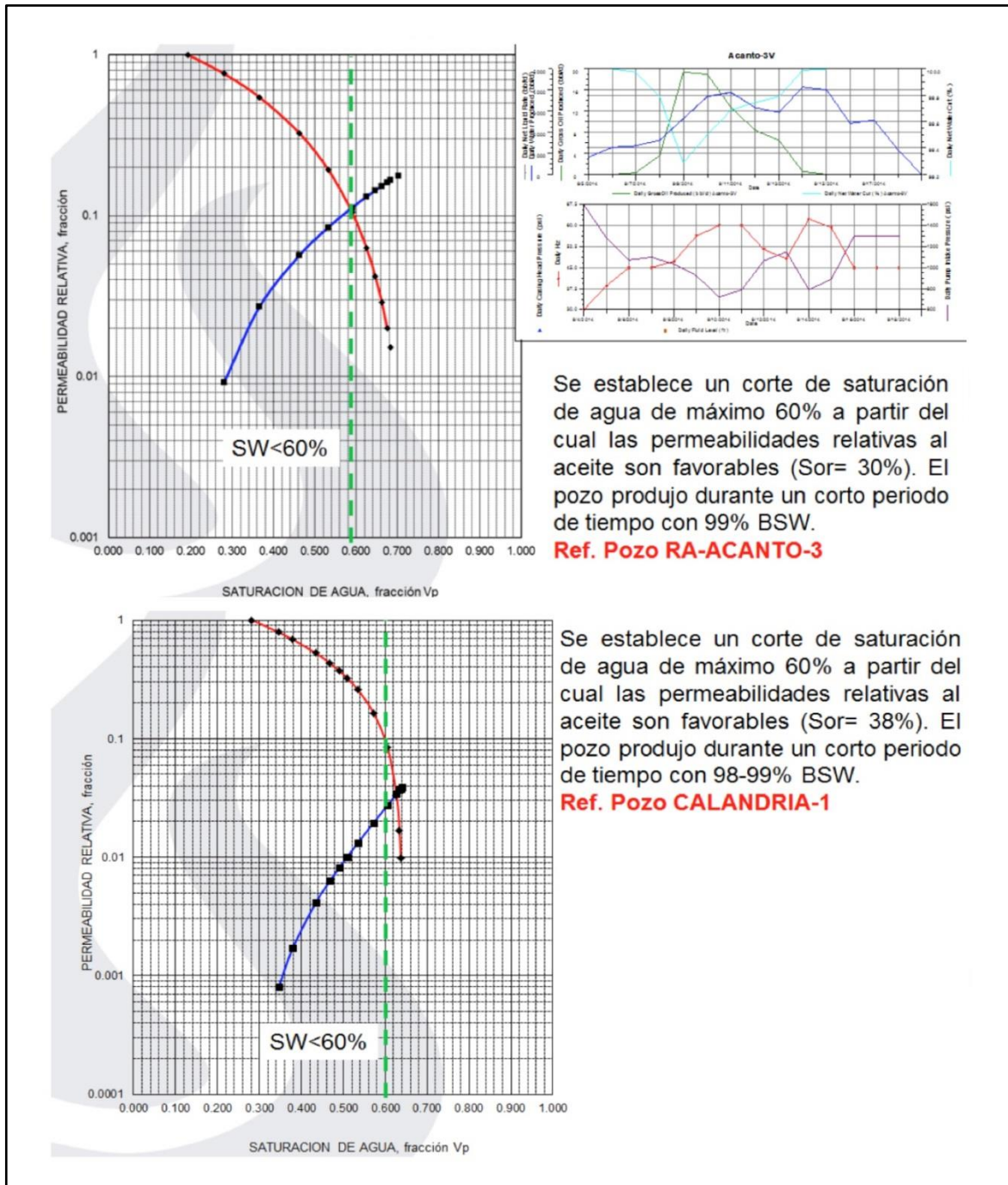
Figura 22. Definición del cutoff de VCI de acuerdo a la información de facies, producción de pozo e impregnación vista en núcleo.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

La permeabilidad absoluta se tomó como 60% y como límite máximo. Igualmente se utilizó la información de producción de los pozos, los cuales iniciaron con alto porcentaje de BSW, reflejando también una producción de aceite baja. Ver **Figura 23**.

Figura 23. Estimación de cutoff de permeabilidad absoluta, usando la información de permeabilidades relativas disponibles medianamente válidas.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.1.13 Parámetros y cortes para cálculos de la arena neta petrolífera (Net To Pay). A continuación, se resumen los parámetros básicos utilizados en la evaluación petrofísica de los pozos del bloque Rio Ariari.

Tabla 3. Parámetros de Evaluación Petrofísica.

Formación Mirador	
Parámetros de evaluación petrofísica	
Rw a Temp.(°F)	Upper Mirador: 2 y 4.6 (Heliconia) a 77F
	SS5: 4.6 y 10 (Heliconia) a 77F
	SS4: 5.9 y 10 (Heliconia) y 10 a 77F
	SS3: 10 (Mochelo)- 12.9 (Rio Ariari)- 30 (Borugo)- 80 (Heliconia) a 77F
	SS2: 10 (Mochelo)-12.6 (Rio Ariari) -30 (Borugo)-40 (Calandria) – 60 (Anturio)- 80 (Heliconia) a 77F
	SS1: 28 y 40 (Mochelo)- 12.6 (Rio Ariari) – 40 y 80 (Heliconia)- 12.6 y 16 (Acanto) - 60 (Anturio) y 30 a 77F
a	1
m	1.66-1.84
n	1.72-1.86
Rhob Matriz (g/cc)	2.65
Modelos utilizados	
Arcillosidad	HCGR Clavier
Porosidad	Densidad-Neutrón
Saturación de agua	Modified Simandoux
Cutoffs Usados	
Arcillosidad	<=25%
Porosidad	>=20%
Saturación de agua	<=60%

Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.2 MODELO SEDIMENTOLÓGICO

A continuación, se describe el modelo sedimentológico del sector Rio Ariari, las facies, descripción de núcleos, correlaciones de pozos, asociación y ordenamiento y síntesis de resultados.

3.2.1 Formación Mirador. Modelos de facies estuarinas y de valles de incisión. la descripción de núcleos en la formación mirador se realizó a escala 1:10 y su digitalización a escala 1:50 y 1:100. Con el fin de interpretar las facies sedimentarias y el sistema depositacional existente durante la acumulación de la secuencia litológica perteneciente a esta formación, se analizaron las texturas de roca, estructuras sedimentarias, trazas fósiles y asociaciones litológicas de estas. Cada litofacies reconocida de manera individual es una unidad de roca definida con base en sus características litológicas distintivas, incluyendo composición, tamaño de grano, características de estratos (gradación, contactos, espesor) y estructuras biogénicas y sedimentarias. Cada una representa un evento depositacional individual. Las litofacies pueden ser agrupadas en asociaciones de litofacies, los cuales son característicos de un sistema depositacional.

La Formación Mirador en el sector de estudio corresponde a sedimentos de origen estuarino depositados en un sistema depositacional desarrollado en valles de incisión. Estas facies transicionales son el resultado de un paleoambiente complejo originadas por la creación de espacio de acomodación por un proceso de erosión fluvial y relleno de este espacio por otros procesos como depositación fluvial, estuarina e inclusive marina.

Las características de esta formación involucran además un rango de procesos fluviales, mareales y de olas y la consiguiente variabilidad en la salinidad del agua. Esta importante asociación de los valles de incisión con el relleno del estuario resulta en la relación de estos dos ambientes los cuales se consideran contiguos en un enfoque vinculado a un modelo de facies (intervalo SS1 – Lower Mirador).

Las litofacies reconocidas en los núcleos de perforación corresponden principalmente a estuarios; ambientes complejos, ya que estos contienen los productos depositacionales inter relacionados de olas y procesos fluviales dentro de un área relativamente restringida (3D del Bloque Rio Ariari).

Los reportes de análisis palinológicos realizados a pozos de este bloque reportan paleoambientes de depósito y edades desde el Ordovícico (marino abierto), Paleoceno (marino abierto), Eoceno (fluvio deltaico, no marino a brackish) a Oligoceno (deltaico a marino marginal).

3.2.2 Descripción de núcleos e interpretación de horizon slices. En esta etapa se reconoció una variabilidad y repetición vertical y lateral de facies en cortas distancias, lo cual puede llevar a confusiones en la interpretación. Las litofacies se distinguieron al observar ciertos atributos sedimentológicos como estructuras sedimentarias, rango de tamaño de grano y bioturbación. De esta forma se interpretaron secuencias de canales estuarinos y planicies de mareas. La base para la interpretación de estructuras formadas en este sistema transicional es el comportamiento de la energía de depósito.

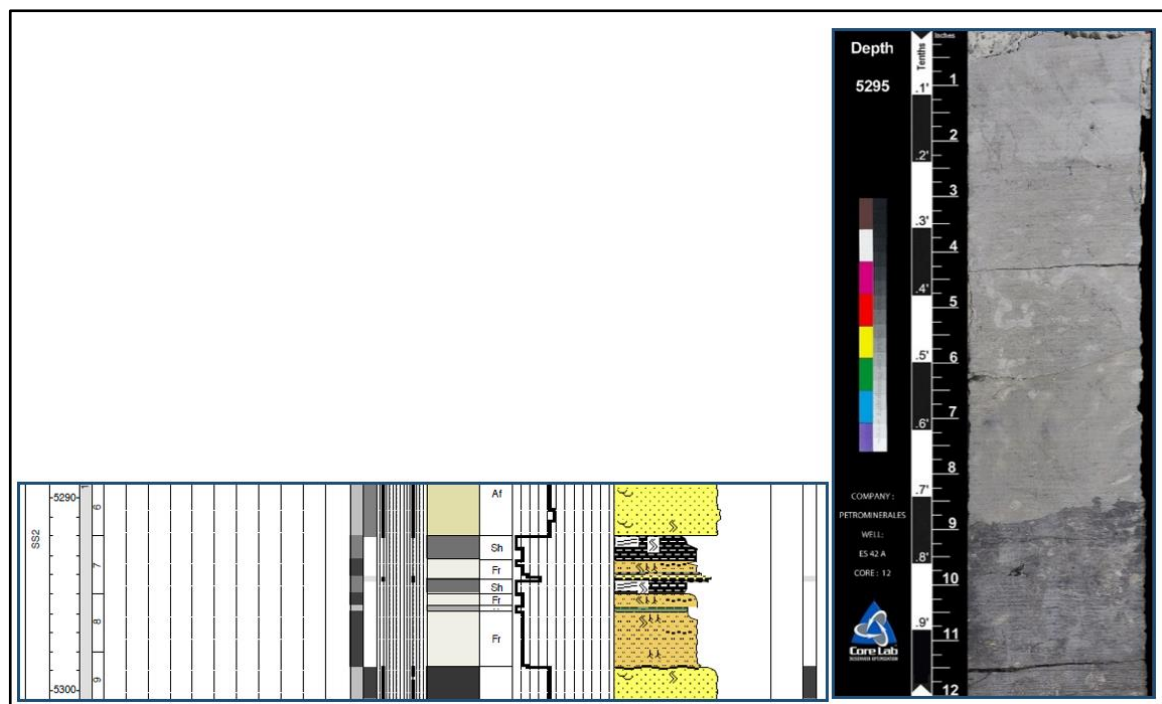
El registro GR fue una herramienta útil para una identificación simple y rápida de la litología presente. Al comparar las descripciones de los núcleos y los registros de

pozo en las correlaciones, se tiene una idea de la calidad y continuidad de los cuerpos arenosos, areno-lodosos) y lodosos.

El contacto entre sedimentos fluviales y las suprayacentes estuarinas se conoce como superficies de inundación inicial o alternativamente superficies transgresivas. La depositación de estos sedimentos en un sistema fluvio estuarino se caracteriza por condiciones cambiantes en los regímenes de energía y salinidad, lo que da como resultado una alternancia en el tipo facies (ensamblaje de facies).

Tal como se observa en la **Figura 24** las facies con alto contenido de materia orgánica e intensamente bioturbada, se encuentran frecuentemente en los sedimentos más finos, incluyendo el shale oscuro, carbón y turba. Estos sedimentos son suprayacidos a su vez por una sucesión grano creciente.

Figura 24. Detalle de la descripción del núcleo del pozo ES – 42A; Miembro SS2. Depósitos correspondientes a una llanura de inundación con desarrollos de pantanos. Abundante bioturbación horizontal y restos de raíces. Foto correspondiente al intervalo 5295' - 5296'

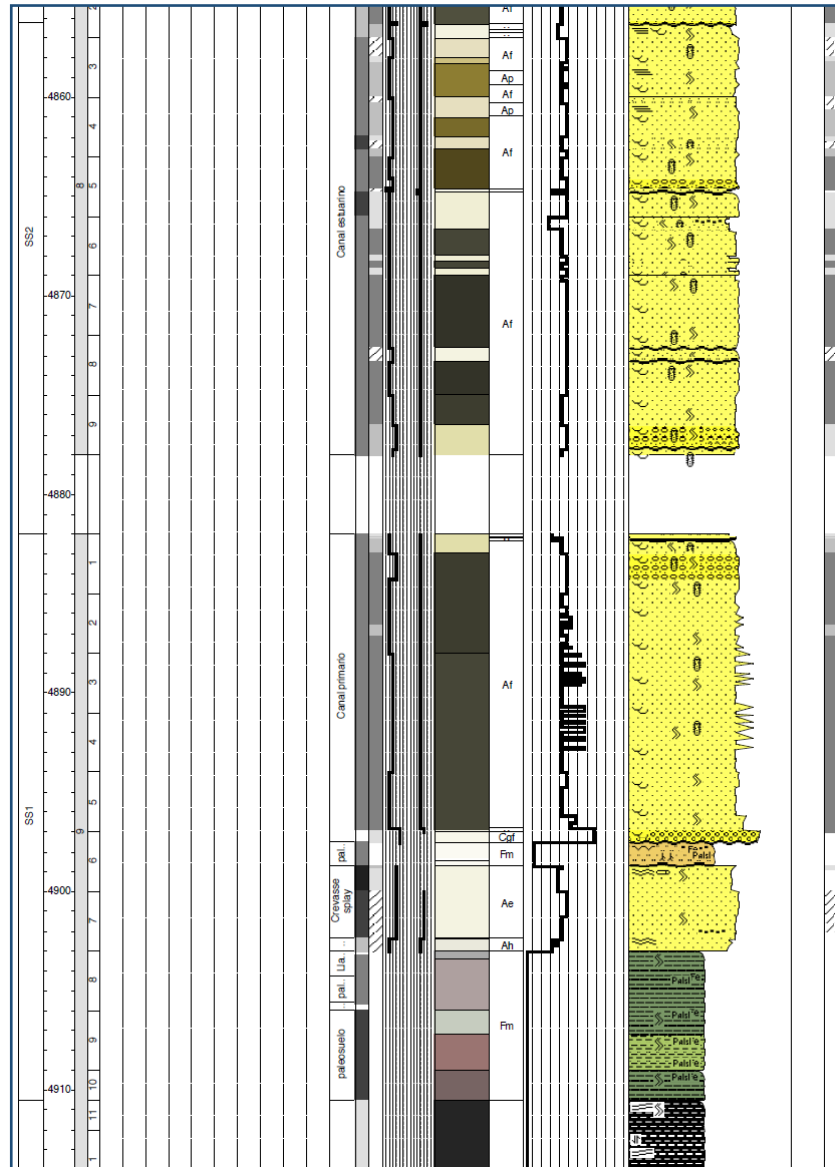


Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Los miembros SS1 y SS2 son distinguidos por contener evidencia de sedimentos fluviales, como conglomerados areno lodosos y depósitos de canal con su base erosiva, los cuales no se reconocieron en los sedimentos de los miembros SS3 y SS4. En la **Figura 25** se pueden apreciar estos miembros inferiores que contienen estructuras de mareas y fauna de aguas salubres que pueden avanzar tierra

adentro, así como una geometría y estratigrafía fluvio estuarina. Estos miembros presentan una sucesión grano creciente.

Figura 25. Detalle de los miembros SS1 y SS2 en el pozo ES – 44.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.2.3 correlaciones de pozos. La plantilla utilizada en las correlaciones de pozo contiene los registros gr, registros resistivos e indicadores sensitivos de variaciones arena; además se utilizan los registros DT y RHOB. El GR tiene normalmente en estas secuencias formas de campana y embudo y variaciones debidas a cambios ambientales que pueden ser detectadas e indican cambios en la energía del medio. También es un claro indicador de la presencia y variación de lutita.

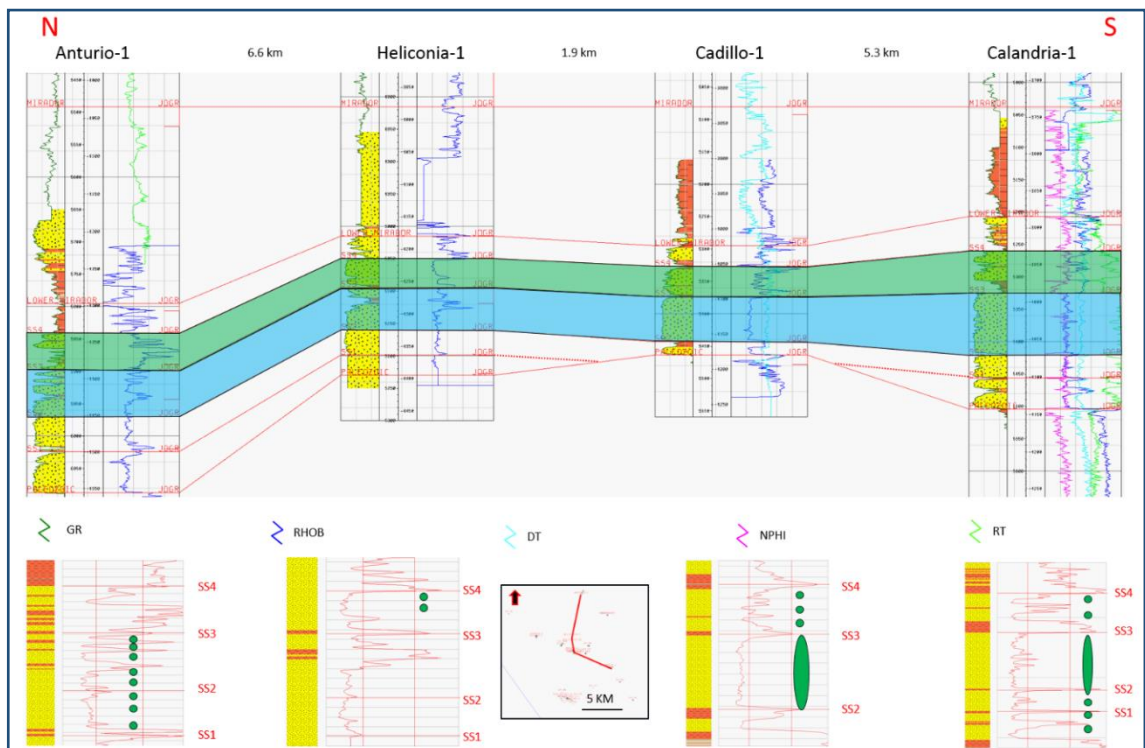
Al utilizar el registro GR se está midiendo la radioactividad de la roca la cual es generalmente una función directa del contenido de los intervalos arcillosos y por lo tanto del tamaño de grano y energía de depósito. Los incrementos en la radioactividad observados reflejan un incremento en el contenido de arcillas y/o limos con un decrecimiento en la energía de depósito. En estos casos se interpretan depósitos de planicies estuarinas, lagunares o de sobre banco.

Las correlaciones son basadas en la identificación de patrones de apilamiento vistos en el registro GR. Las capas que resultan de estas correlaciones son basadas en la correlación lateral de sedimentos coetáneos. No están basados solamente en la correlación de litologías exactas.

La correlación se basó en los cambios sistemáticos de electrofacies ligados al tipo de roca y por ende a cambios de facies, los cuales fueron apreciados en los núcleos de perforación.

A continuación, en la **Figura 26**, se muestra la correlación estratigráfica entre los pozos Anturio – 1, Heliconia – 1, Cadillo – 1 y Calandria – 1. En este grafico se encuentra señalado en color verde el miembro SS4 y en azul el SS3.

Figura 26. Correlación estratigráfica N – S entre los pozos Anturio – 1, Heliconia – 1, Cadillo – 1 y Calandria – 1. Resaltado en verde el miembro SS4 y en celeste el SS3. Abajo detalle del intervalo SS1 – SS4 donde se indica en verde los intervalos impregnados de petróleo.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

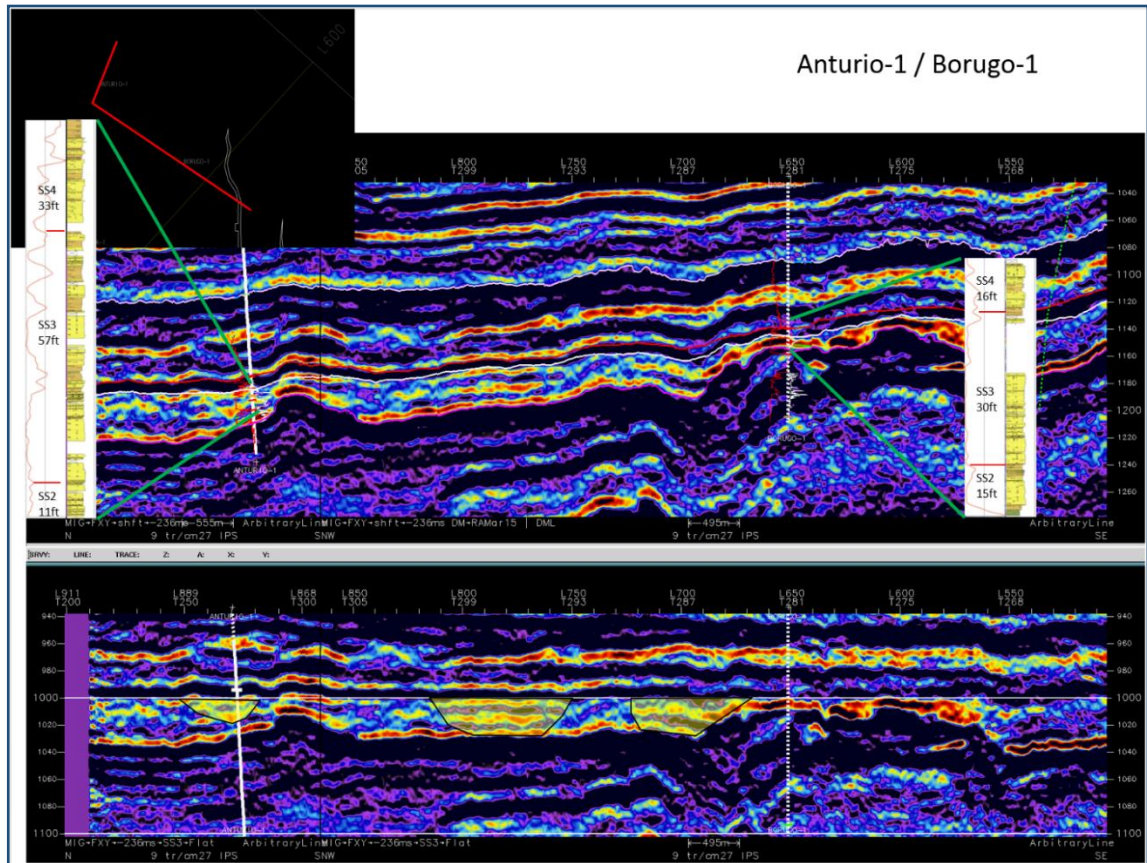
3.2.4 Asociación y ordenamiento de facies. La asociación y ordenamiento de facies hace referencia al conjunto de características sedimentarias comúnmente asociadas como espesor, extensión lateral (correlación), continuidad y forma de las unidades litológicas; tipos de roca, estructuras sedimentarias físicas. este ensamblaje de facies de la formación mirador está por lo tanto basado en observaciones más que en interpretaciones. Estas facies se apilan en ensamblajes debido a que representan varios tipos de eventos depositacionales que frecuentemente ocurren juntos sobre todo el sistema depositacional transicional. Son facies de canal estuarino y de planicie estuarina con sus respectivas subdivisiones.

Las facies de la Formación Mirador llegan a ser apiladas en unidades estratigráficas debido a que la energía del medio cambió a través del tiempo en varias oportunidades, permitiendo acumular diferentes litofacies. La naturaleza de estos cambios es a menudo predecible, lo que significa que las sucesiones de litofacies resultantes son igualmente predecibles; facies de canal estuarino y de planicie estuarina, relacionadas a cambios en la energía del medio en cambios de salinidad y predominio de condiciones fluviales o mareales.

Las facies fluviales y transicionales se interpretan principalmente con base en la litología, estructuras sedimentarias (tipo) y bioturbación (tipo densidad y asociaciones), que al final indican el tipo de paleoambiente donde fueron depositadas.

3.2.5 Síntesis de resultados. La descripción de núcleos y el método de la correlación con registros en sistemas transicionales se aplican a esta sucesión estuarina y fluvio estuarina con alguna dificultad debido a los cambios laterales de facies en cortas distancias y a la presencia de superficies de erosión que se refieren a ausencias en el registro sedimentario. Por esta razón y tal como se puede observar en la **Figura 27**, los horizon slices se ven como un rompecabezas; particularmente hacia el tope de la secuencia geológica. en esta parte fueron particularmente útiles las descripciones de núcleos. la correlación se basó en los cambios sistemáticos de electrofacies ligados al tipo de roca y por ende a cambios de facies. estas características pueden ser estilo de los canales y variaciones en los patrones de apilamiento de los cuerpos de arena y presencia de lutitas.

Figura 27. Línea sísmica NW – SE entre los pozos Anturio – 1 y Borugo – 1 donde se muestra la descripción de los núcleos respectivos y su ubicación en la línea. Abajo la misma línea con el horizonte SS3 aplanado. Sistemas de canales interpretados.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Las correlaciones estratigráficas, cross sections y mapas fueron construidas para desarrollar información areal del entramado del yacimiento y luego extender estas cross sections y mapas fuera del yacimiento. Si las variaciones en las propiedades geológicas de esta unidad dentro del Bloque Rio Ariari son ignoradas, pueden tener impactos económicos severos en operaciones de exploración y desarrollo.

La comprensión de la geometría de los cuerpos de arena, ayudará a predecir volúmenes de arena neta a partir del pozo. La ubicación y dirección de los principales canales, permite predecir la tendencia de estos cuerpos de arena.

El modelo de facies se basa en la interpretación cualitativa de los procesos responsables de la erosión, transporte y depósito del sedimento y de las características de pequeña y gran escala que registran estos procesos durante la depositación de los sedimentos de la Formación Mirador.

En los miembros SS1 – SS4 se pueden identificar secciones de lutita, que son muy importantes, ya que estas se depositaron en regímenes de baja energía y por lo general cubren grandes áreas geográficas, lo que las hace correlacionables a largas distancias.

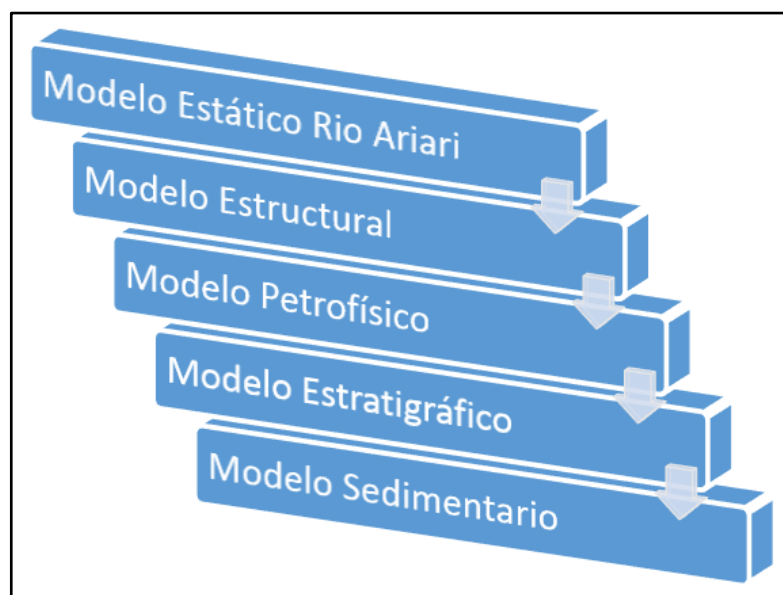
Los cuerpos de areniscas depositadas en estos canales fluvio estuarinos y estuarinos que en estas rocas almacenadoras tienden a ser grano decrecientes hacia el tope del miembro, generalmente son discontinuos lateralmente y no son buenos marcadores de correlación debido a que muestran cambios de espesor y de carácter entre pozos.

En la mayoría de los casos, las trazas fósiles encontradas están bien preservadas y tienen una gran importancia en la interpretación, pues están presentes “in situ” y son indicadores ambientales de origen transicional. El espesor y demás atributos de las unidades reservorio, están relacionados al estilo deposicional. El ambiente deposicional es la base para predecir las propiedades espaciales en el campo y su distribución regional. Resulta de gran importancia tener en cuenta la distribución de los fluidos en los diferentes cuerpos de arena. Ahí debe apreciarse la conectividad existente, los contactos agua-petróleo, la calidad de la arenisca, entre otros.

3.3 DESARROLLO MODELO ESTÁTICO

El modelo estático del bloque Rio Ariari es el resultado de la integración de los elementos que se ilustran en la **Figura 28**.

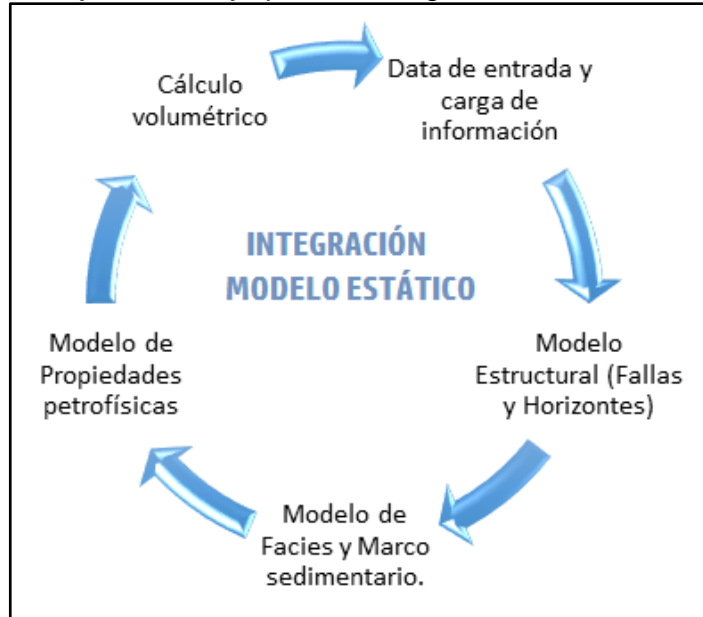
Figura 28. Elementos que componen el modelo estático.



Fuente: Pacific E&P. Modificado por los Autores.

El flujo de trabajo realizado para la integración de este modelo, está compuesto por 5 etapas, como se puede observar en la **Figura 29**.

Figura 29. Flujo de trabajo para la integración del modelo estático



Fuente: Pacific E&P. Modificado por los Autores.

3.3.1 Datos básicos. Los datos básicos de entrada para la generación del modelo estático son los siguientes:

- Datos Básicos de pozos (Coordenadas de superficie, KB, TD, Desviación).
- Registros básicos de pozo (GR, Res, Densidad).
- Resultantes de la evaluación petrofísica (ϕ , VSh, SW, K, Petrofacies)
- Carga de Data Estratigráfica. Topes Estratigráficos actualizados y revisados con la sísmica.
- Carga de Data Proveniente de la Interpretación Sísmica Trazas y polígonos de fallas.
- Interpretación de horizontes sísmicos (SS4, SS3, SS2 y Paleozoico).
- Representación del Modelo Sedimentario de forma determinística.
- Resumen de la Evolución Petrofísica valores de Reservorio Neto (Net Reservoir) y Arena Neta (Net Pay).

3.3.2 Modelado Estructural. Es la primera fase del Modelo Estático, está basado en el Modelamiento de las fallas y horizontes interpretadas en la sísmica el resultado de este modelo refleja el comportamiento estructural del campo. A continuación, se describe cada uno de los pasos para la construcción del modelado estructural.

3.3.2.1 Modelado de Fallas. El modelado de fallas se realizó a partir de los Fault Sticks interpretados en la sísmica, para obtener como resultado final los planos de fallas, los cuales respetan la dirección y buzamiento de las fallas interpretadas por el intérprete sísmico. Dentro del modelo del Bloque Rio Ariari fueron interpretadas y modeladas 4 fallas de orientación NS localizadas en el sector este del área.

3.3.2.2 Construcción de la Grilla. La Grilla es el esqueleto principal en donde se realiza la propagación del modelo sedimentológico y de las propiedades petrofísicas. La elaboración de la grilla se realiza mediante el proceso de Pillar gridding o construcción esquelética de la grilla de Petrel @ 2013. Para esto se necesitan los siguientes parámetros:

- Límite (Boundary): Es el límite del área de la Grilla en el caso de Rio Ariari se utilizó como límite el área de la Sísmica 3D.
- Dimensiones de la celda: Las dimensiones de la celda se escogen en base al objetivo final del modelaje estático, en este caso en consenso con el Simulador de Yacimientos (Ing. Laureano González), se decidió realizar un tamaño de celda de 20 x 20. En cuanto a las dimensiones verticales serán de 4 pies de espesor, debido al detalle que se necesita en la zona de interés y al input del modelo sedimentológico, lo cual se detallará en informes posteriores.
- Dirección de la grilla: En cuanto a la dirección la grilla se realizó con la orientación general de la sedimentación (valor aproximado) 7°NW.

3.3.2.3 Modelado de Horizontes. Luego de tener generada la grilla, se procede a modelar los horizontes que representan el tope y la base de cada una de las zonas a ser modeladas. El Modelo de Rio Ariari está conformado por:

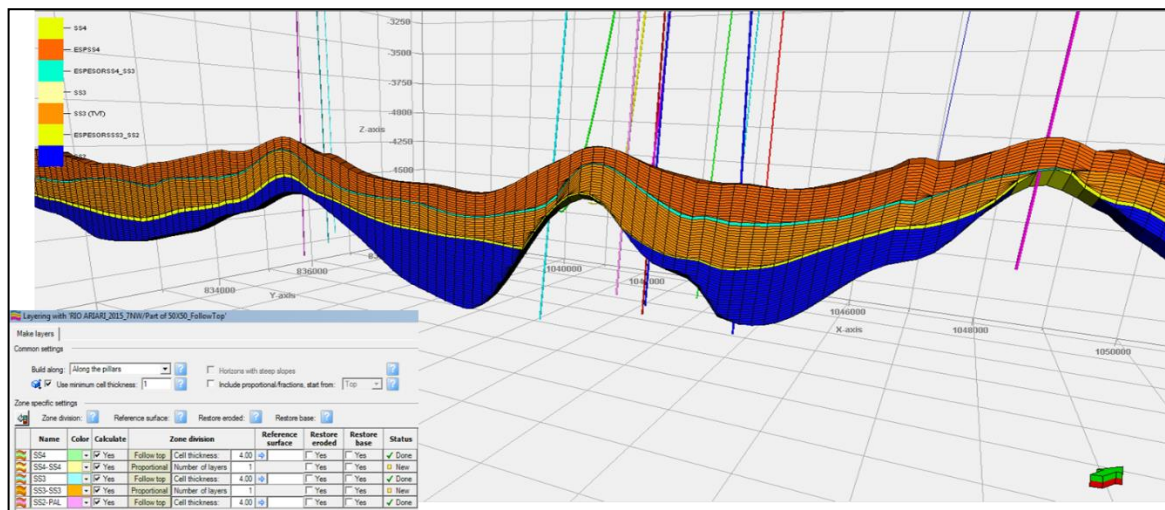
- 4 horizontes principales que representan el tope de las secuencias sedimentarias principales SS4, SS3, SS2 y Pz. Los datos de entrada para la generación de estos horizontes se obtienen de la interpretación en tiempo de los mismos en la Sísmica 3D, posteriormente convertidos a profundidad y los topes estratigráficos de cada una de las secciones objetivos.
- Horizontes Secundarios: Se generaron dos horizontes adicionales basados en el tope de rocas de un intervalo observado en más del 90% de los pozos, y que separan las arenas SS4, SS3 y SS2. Los datos de entrada para la determinación de estos horizontes son sus topes estratigráficos y un mapa de espesor total para cada una de las zonas.

3.3.2.4 Generación de celdas verticales (layering). La generación de las capas o estratificación se realizó siguiendo los lineamientos enlistados a continuación:

- Las capas Verticales de las arenas principales se definieron siguiendo el tope de la Arena y con un espesor de 4 pies.
- Las celdas entre los horizontes secundarios y el tope de la arena siguientes es una sola capa y proporcional.

En la **Figura 30** se puede observar una vista aleatoria en “j” en donde se observa la distribución de las celdas verticales.

Figura 30. Distribución de las capas verticales. (Imagen tomada de Petrel @ 2013).



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

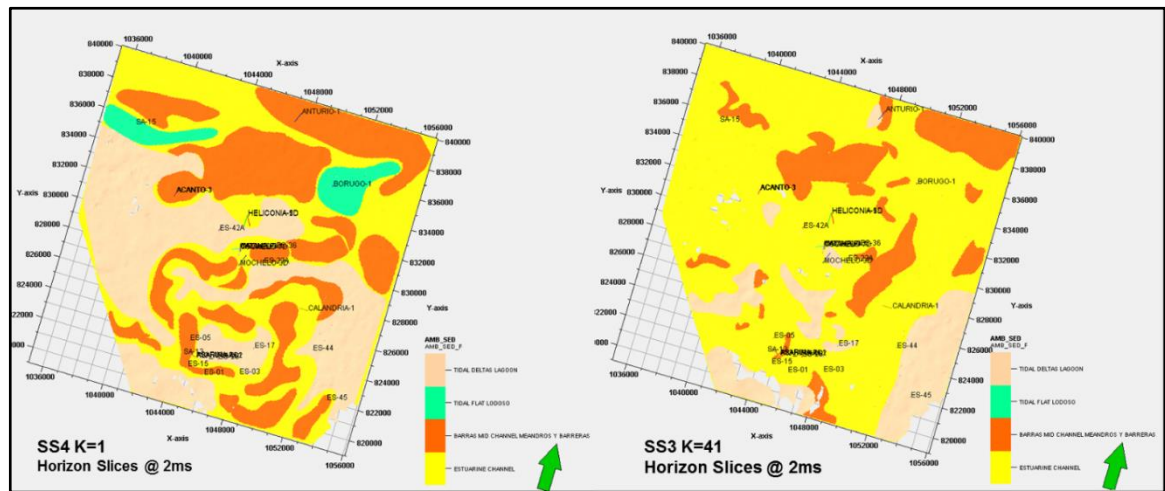
3.3.3 Modelado de facies. El primer paso para el modelado de facies es la representación del modelo sedimentológico de manera determinística el cual se realizó con la siguiente metodología:

- Se generó un modelo determinístico para las arenas SS4 y SS3 en base a la integración de la descripción de los núcleos existentes en el Bloque y la interpretación de los horizon slices.
- Se generaron 8 horizon slices 4 para cada arena y cada 4 metros que equivalen aproximadamente a 16 pies.
- Cada horizon slice se utilizó como tendencia cada cuatro capas, ya que cada una presenta un espesor aproximado de 4 pies.
- Se georreferenció cada uno de los horizon slices con el objetivo de generar polígonos para cada uno de las zonas sedimentarias identificadas.
- Se generaron un total de 8 submodelados determinísticos uno para cada uno de los horizon slices.
- Se integraron los 8 submodelados para generar una sola propiedad integrada que involucrara todos los submodelos, mediante una ecuación en el Property

Calculator (asignándole un número específico de layering para cada uno de los submodelos).

El modelo sedimentario resultante se puede observar en la **Figura 31**.

Figura 31. Modelo Sedimentario Resultante para las arenas SS4 en K=1 y SS3 en K=41.



Fuente. Pacific E&P. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

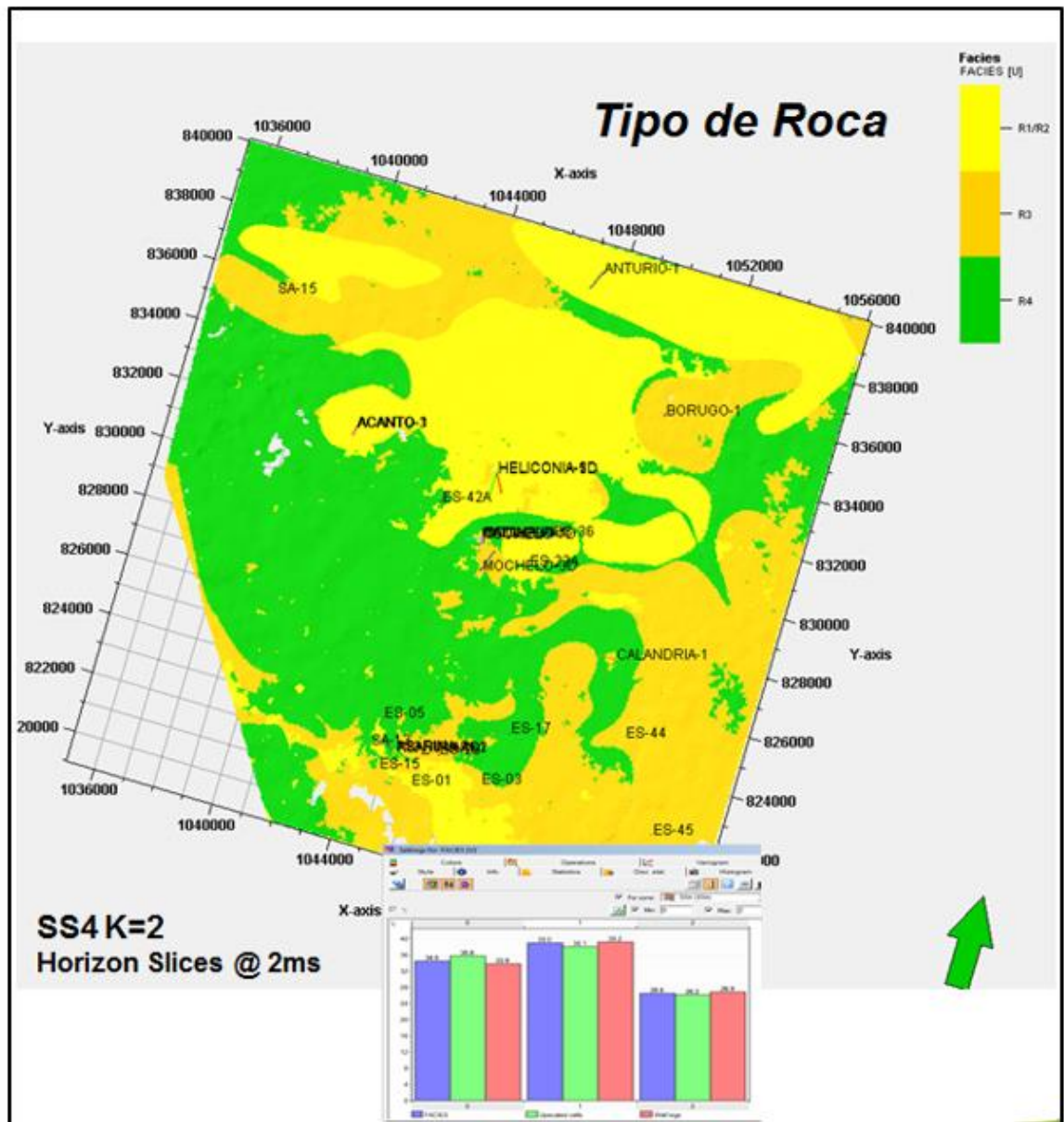
3.3.4 Tipo de roca. Con base a la integración de los datos existentes se definieron las siguientes facies las cuales varían en su calidad de roca:

- R1/R2: calidad de roca buena.
- R3: calidad de roca media.
- R4: calidad de roca pobre.

Teniendo en cuenta la calidad de la roca, se generó un registro discreto con los parámetros obtenidos en base al valor de GR. Con base a este registro discreto se realizó la propagación de las facies dentro del modelo sedimentario.

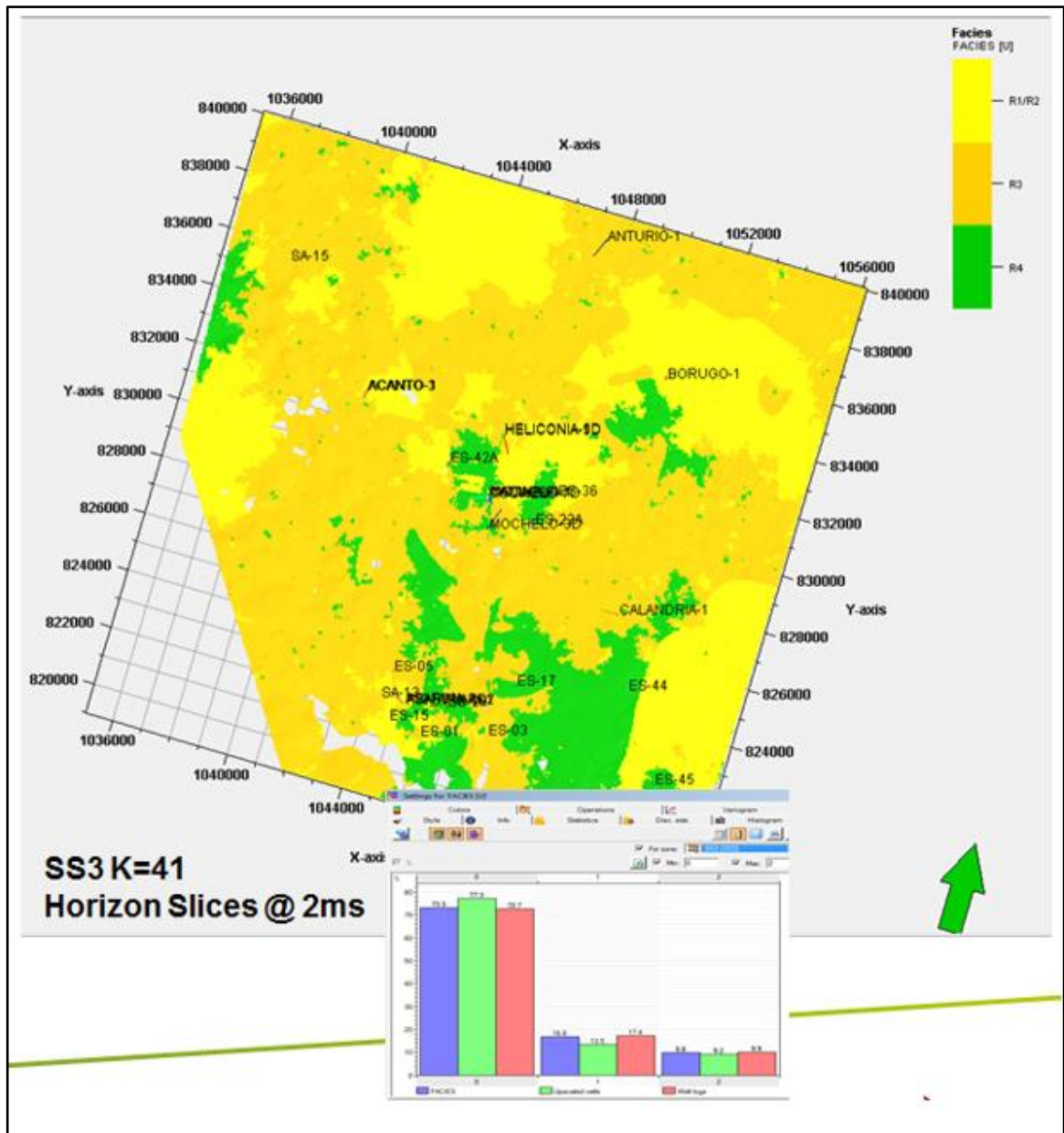
Adicionalmente se definió la curva de proporción vertical de las facies en cada uno de los marcos sedimentarios interpretados, para ser utilizada en el modelado de facies. El cual se realizó mediante el Método de Indicador Secuencial de Simulación (Sequential Indicator Simulation) y respetando la curva de proporción vertical definida anteriormente, condicionado al modelo ambiental. Las **Figuras 32 y 33** muestran los histogramas para cada una de las arenas objetivos.

Figura 32. Para las arenas SS4 K=2 determinada.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

Figura 33. Para las arenas SS3 K=41 determinada.



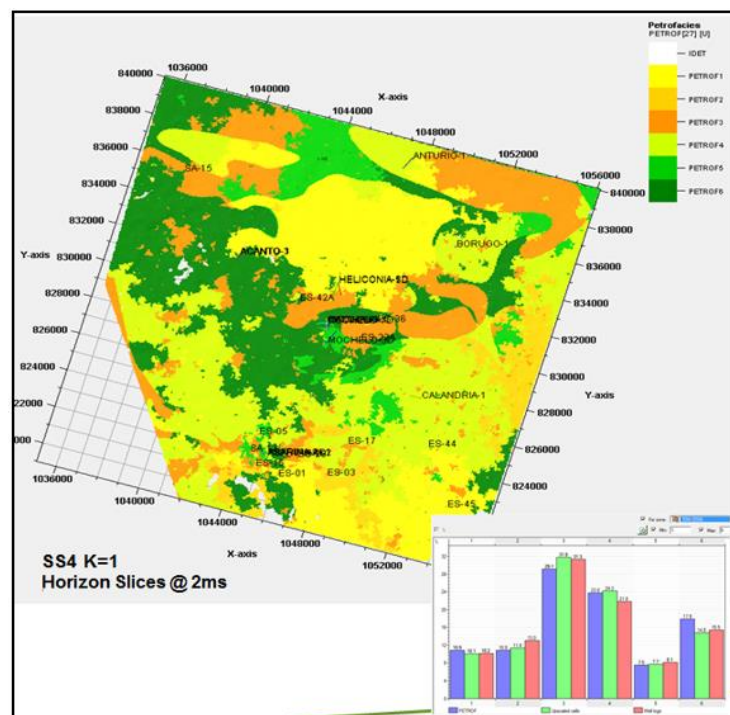
Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

3.3.5 Petrofacies. Del modelo petrofísico resultaron 6 petrofacies identificadas desde la 1 hasta las 6, siendo las 5 y 6 las que presentan mayor contenido de porcentaje de arcilla metamorizadas y menor calidad de roca, para realizar la correlación de facies y petrofacies se observaron en los pozos ambos registros discretos y con más de un 95% se obtuvo la siguiente relación p1y p2 con r1/r2, las p3 y p4 con r3 y p5 y p6 con r4. en base a esta relación se realizó el modelado de petrofacies dentro del modelado de facies descrito en la sección anterior.

El escalado de registros (Scale Well Logs) se realizó con Bias en las facies escaladas y para cada una de las zonas a modelar y se utilizó un método de escalado. Adicionalmente se definió la curva de proporción vertical de las petrofacies en cada uno de las facies modeladas.

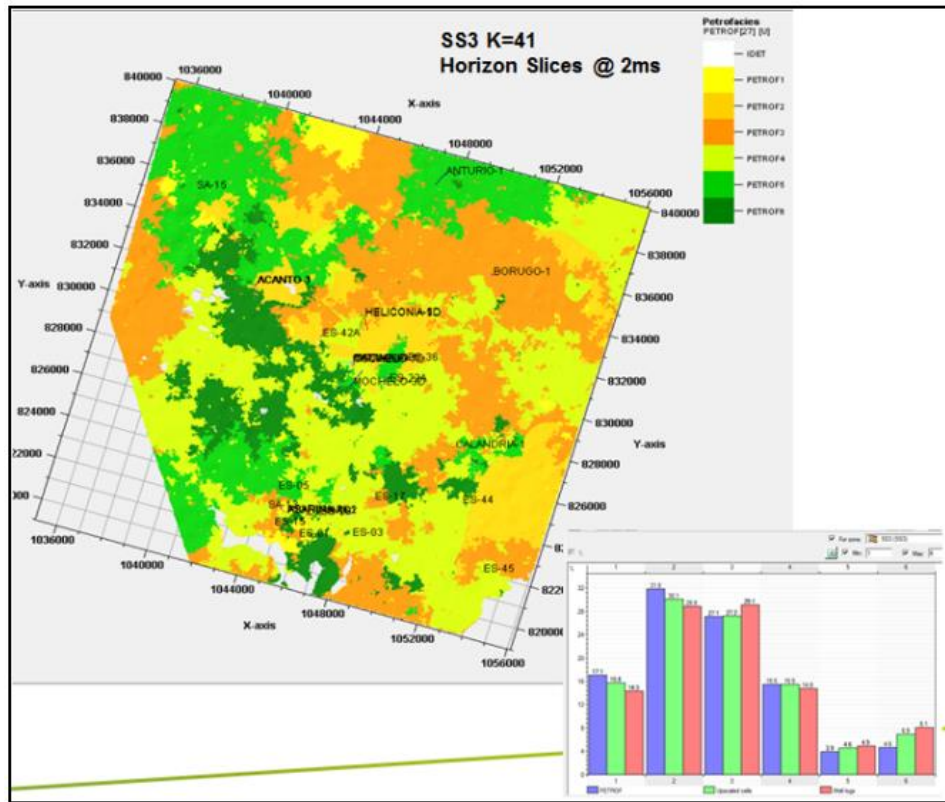
El modelado de petrofacies se realizó mediante el Método de Indicador Secuencial de Simulación (Sequential Indicator Simulation) y respetando la curva de Proporción vertical definida anteriormente. el modelo de facies representando la propagación de cada una de las petrofacies se puede observar en las **Figuras 34 y 35**.

Figura 34. Modelo de Petrofacies Para las arenas SS4 K=2 determinada



Fuente. Pacific E&P. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

Figura 35. Modelo de Petrofacies para las arenas SS3 K=41 determinada



Fuente. Pacific E&P. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

3.3.6 Modelado de propiedades petrofísicas. El objetivo principal del modelado de las propiedades petrofísicas es la predicción de las mismas en las zonas del bloque donde no existe un set robusto de datos. Todas las propiedades petrofísicas se calcularon en base al modelado de las petrofacies.

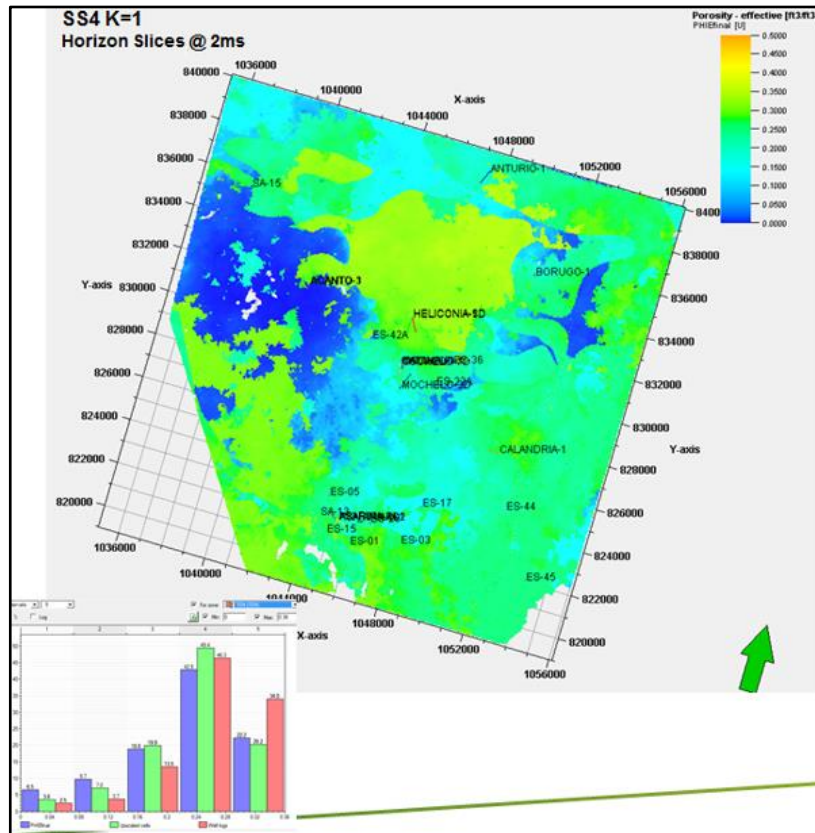
3.3.6.1 Modelado de Porosidad. El modelado de la porosidad se realizó implementando tres procesos enlistados a continuación:

- El escalado de registros (Scale Well Logs) se realizó teniendo como base a las petrofacies, el método de escalado utilizado es el Simple ya que el Through Cell no respetaba la data de los pozos horizontales. Adicionalmente se utilizó un promedio para cada una de las zonas a modelar con el objetivo de representar con el menor % de error la data de entrada (Registros) y el escalado.
- En el análisis de datos (Data Analysis) se acotaron los rangos de salida en cada una de las petrofacies. Estos rangos fueron determinados en un análisis de integración de diversos parámetros. Los rangos varían en los siguientes

intervalos P1 y P2= Porosidad 0.24-0.34, P3 y P4= Porosidad 0.14-0.30, P5 y P6= Porosidad 0.15-0.

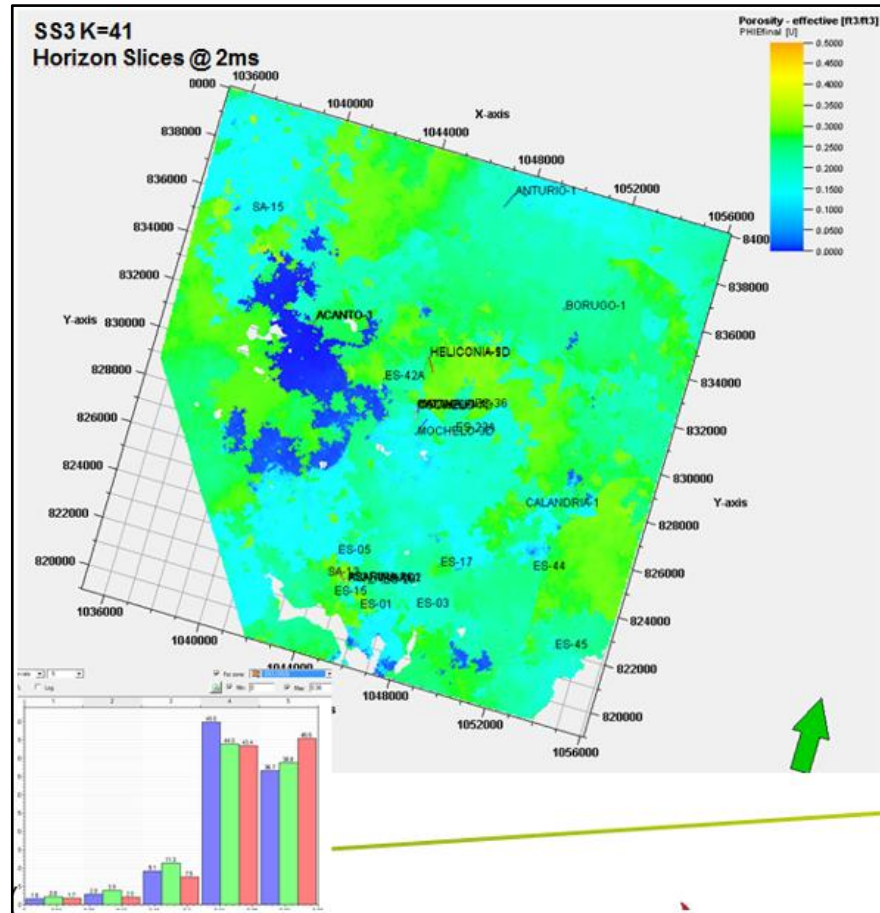
- El Modelado de la Porosidad se realizó condicionado al modelado de petrofacies y con el Método de Gaussian Random Function Simulation, respetando la normalización y datos de salida definidos en el Data Analysis. El modelado de la porosidad para las arenas SS3 y SS4 se puede observar en las **Figuras 36** y **37**.

Figura 36. Para las arenas SS4 K=2 determinada.



Fuente. Pacific E&P. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

Figura 37. Para las arenas SS3 K=41 determinada.



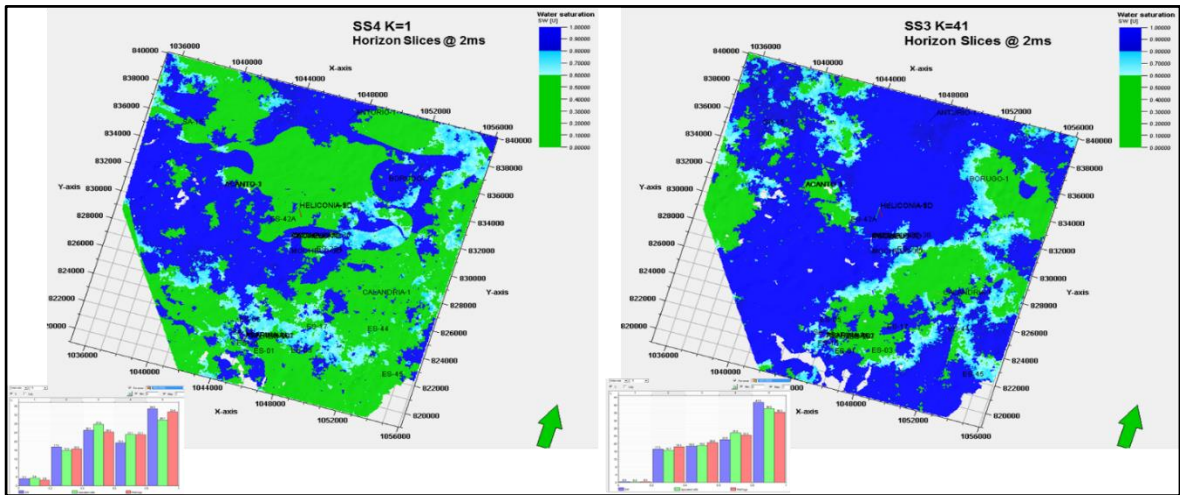
Fuente. Pacific E&P. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

3.3.6.2 Modelado de Sw. El modelado de la saturación de agua se realizó implementando tres procesos enlistados a continuación:

- En el escalado de Registros (Scale Well Logs) se utilizó un promedio para cada una de las zonas a modelar con el objetivo de representar con el menor % de error.
- En el análisis de datos se acotaron los rangos de salida en cada una de las petrofacies. Colocando altos valores de Sw en las rocas con menor calidad de roca.
- El modelado de Saturación de Agua se realizó condicionado al modelado de Petrofacies y con el Método de Gaussian Random Function Simulation, respetando la normalización y datos de salida definidos anteriormente.

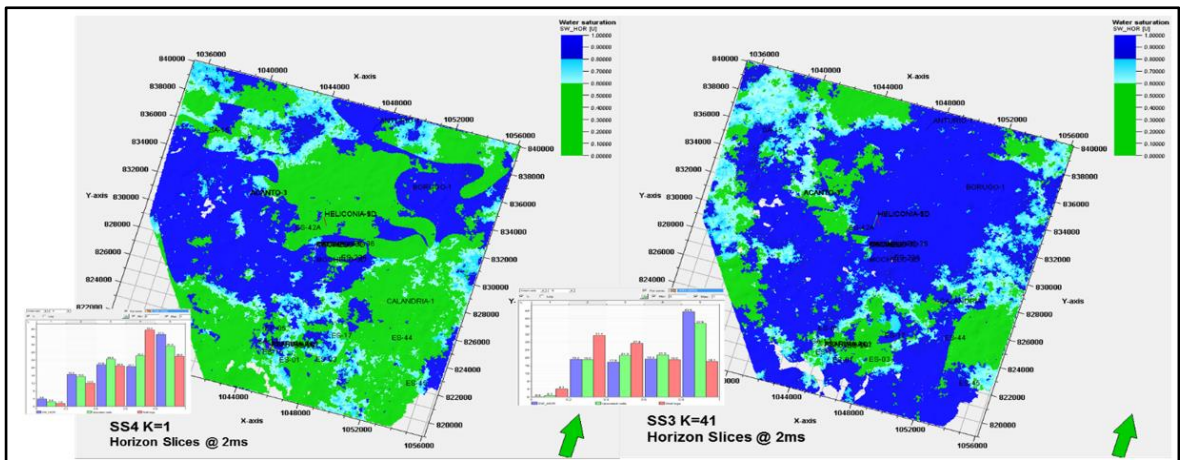
Tal como se puede observar en las **Figuras 38 y 39**, se realizaron dos modelados de Sw; uno sin incluir los pozos horizontales y otra que los incluye.

Figura 38. Modelo de Distribución de la Saturación de Agua, sin incluir los pozos horizontales para las arenas SS4 K=2 y SS3 K=41.



Fuente. Pacific E&P. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

Figura 39. Modelo de Distribución de la Saturación de Agua, incluyendo los pozos horizontales para las arenas SS4 K=2 y SS3 K=41.



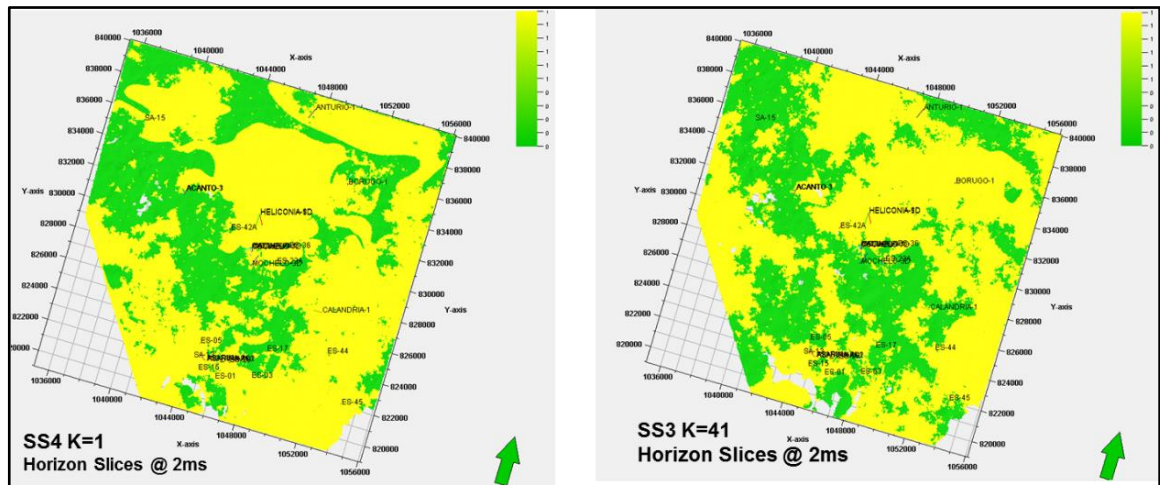
Fuente. Pacific E&P. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

3.3.6.3 Generación de Reservorio Neto y Arena Neta. A continuación, se describe el procedimiento para la determinación del Reservorio Neto y la Arena Neta para el Bloque Rio Ariari.

- **Reservorio Neto:** La distribución de Net Reservoir (Arena Neta) se generó a partir de los cortes entregados por el Modelo petrofísico. En este su usaron valores de V_{cl} menores a 25% y Porosidades mayores a 20%. El modelado del reservorio neto puede observarse en la **Figura 40**.

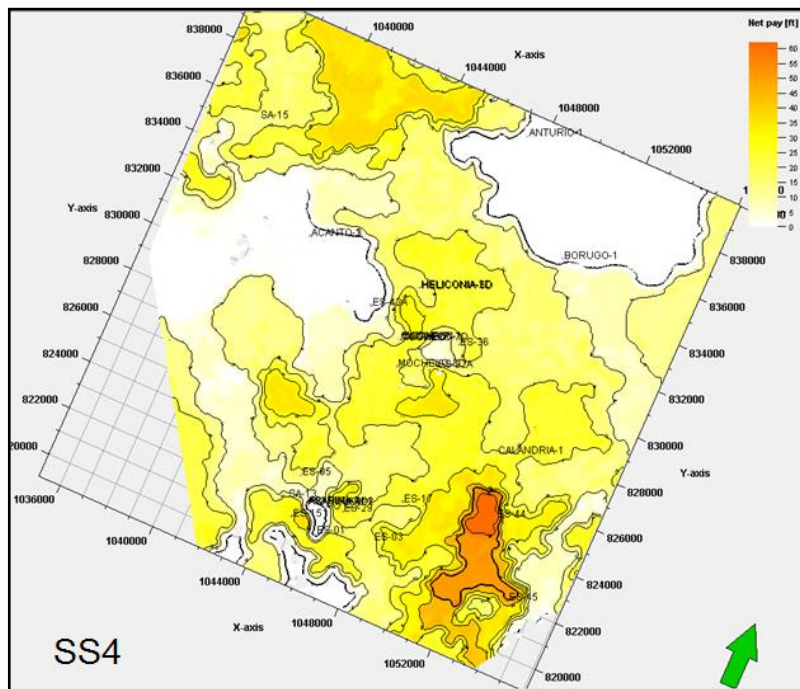
- **Arena Neta:** Los mapas arena neta petrolífera se generaron a partir de los cortes entregados por el modelo petrofísico, donde se utilizaron valores de Vcl menores a 25%, porosidades mayores a 20% y Sw menores de 60%. Los mapas de arena neta petrolífera pueden observarse en las **Figuras 40 y 41**.

Figura 40. Modelo de Distribución del Net Reservoir para las arenas SS4 K=2 y SS3 K=41.



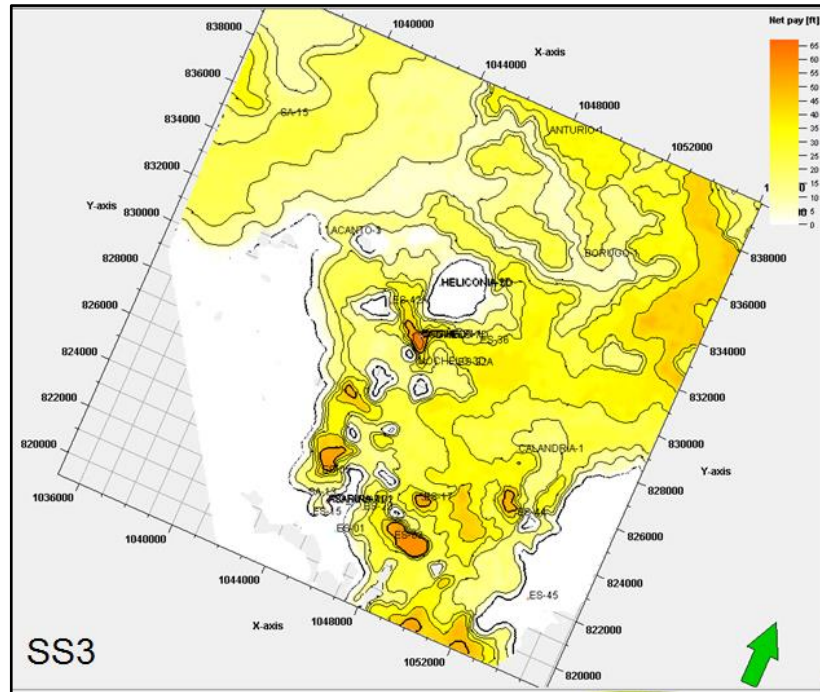
Fuente. Pacific E&P. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

Figura 41. Mapa de Arena Neta Petrolífera para la Arena SS4



Fuente. Pacific E&P. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

Figura 42. Mapa de Arena Neta Petrolífera para la Arena SS3



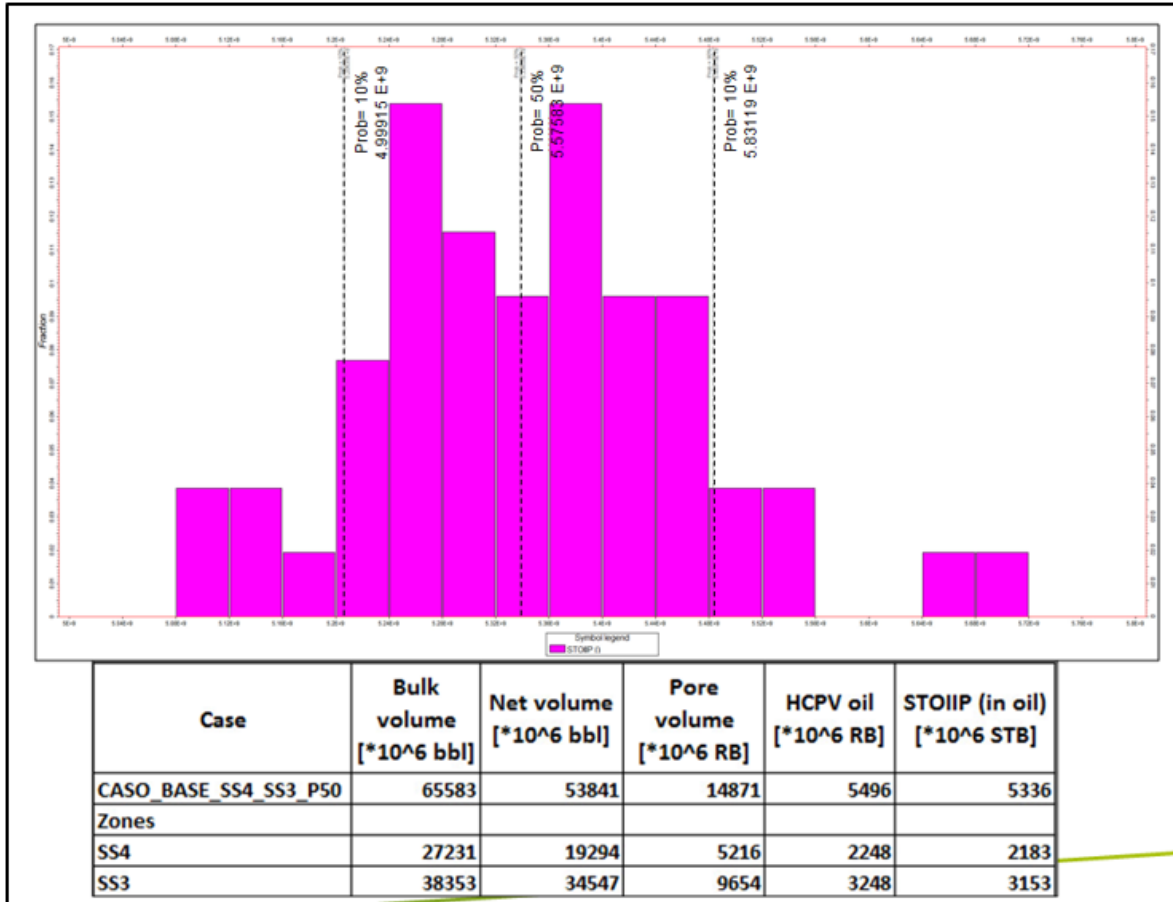
Fuente. Pacific E&P. Imagen tomada de Petrel @ 2013.

3.3.7 Cálculos volumétricos. En base a todas las propiedades modeladas se realizó el cálculo de petróleo original en sitio (POES) para el bloque de Rio Ariari, en las arenas ss4 y ss3. para este cálculo se utilizaron los siguientes parámetros:

3.3.7.1 Caso Sw. Para el cálculo del POES en las arenas SS4 y SS, asumiendo la no existencia de pozos horizontales, se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

- Boundary: Limite de la Sísmica
- Petrofacies: Se filtraron las facies con menor calidad de roca P5 y P6.
- N/G = Net Reservoir
- Porosidad
- Sw sin pozos horizontales

Figura 43. Histograma del Calculo Probabilístico de Oil In Place con Sw sin incluir los pozos horizontales.



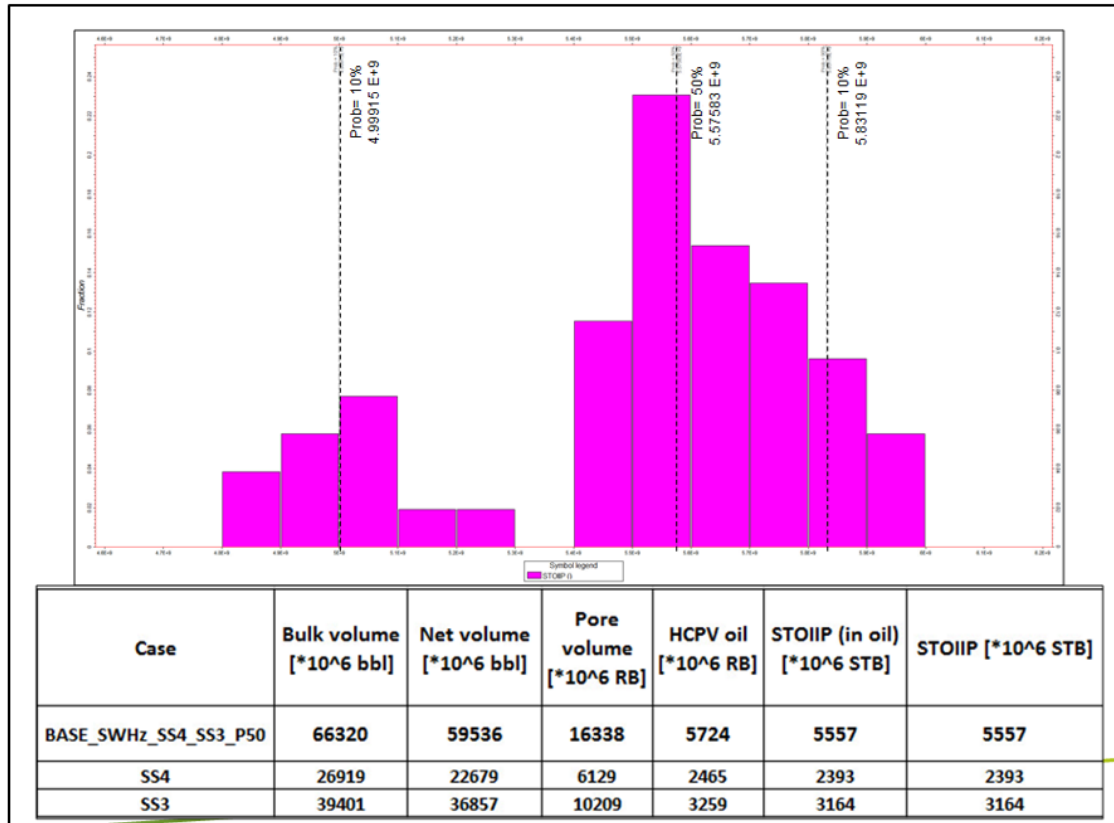
Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.3.7.2 Caso Sw pozos horizontales. Para el cálculo del POES en las arenas SS4 y SS, asumiendo la existencia de pozos horizontales, se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

- Boundary: Limite de la Sísmica
- Petrofacies: Se filtraron las facies con menor calidad de roca P5 y P6.
- N/G = Net Reservoir
- Porosidad
- Sw con pozos horizontales

En cada uno de los casos antes mencionados se realizaron un cálculo probabilístico para tener los valores P10, P50 y P90 en la **Figura 44** se observan los histogramas de estos cálculos y el valor de POES del P50.

Figura 44. Histograma del Calculo Probabilístico de Oil In Place con Sw incluyendo los pozos horizontales.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.4 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DINÁMICO

A continuación, se describe el modelo dinámico del Campo Rio Ariari, incluyendo su comportamiento histórico de producción, los datos de las pruebas PVT, permeabilidades relativas y ajuste histórico. Esta información es de vital importancia para la construcción del modelo de simulación del sector en estudio.

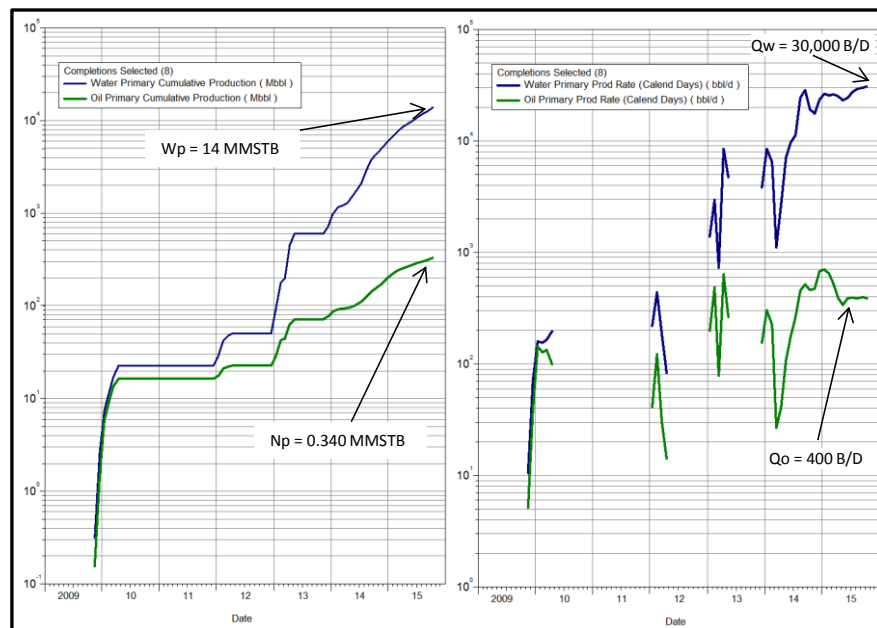
3.4.1 Comportamiento histórico de producción. La producción de campo Rio Ariari (Formación Mirador) inició en diciembre de 2011 a través del pozo tatama-1hz. dicho pozo ha producido unos 200 mil barriles de petróleo pesado a diciembre de 2015, siendo este el mejor pozo productor del campo. sin embargo, del mismo pozo se han extraído, durante el mismo periodo, casi 7 millones de barriles de agua. esto resulta en una relación agua-petrolero (rap) acumulada de 35, lo que se considera alto desde el punto de vista económico.

la mayoría de los pozos producen o han producido de la formación mirador del bloque Rio Ariari. a excepción del pozo rio-ariari-1 que produjo petróleo de la formación Upper Mirador, los 7 pozos productores restantes han producido o producen de la formación Lower Mirador.

La producción de campo Rio Ariari está caracterizada por altas tasa de producción de fluidos con altos valores de BSW (> 95%). El alto corte de agua inicial se atribuye a una serie de factores, entre los cuales predomina la alta relación de movilidad (≈ 100) debido a la diferencia de viscosidades entre el crudo y el agua a condiciones de yacimiento (1000 cp para el petróleo vs. 0.5 cp para el agua). Por otro lado, se entiende que existe agua móvil en la zona de aceite dado que se infiere que estamos en una zona de transición causada principalmente a una pequeña diferencia en densidades entre el crudo y el agua a condiciones de yacimiento. Estas condiciones hacen poco factible la producción económica del campo mediante producción primaria, por lo parece inminente la aplicación de Procesos de Recuperación Mejorada para hacer rentable su explotación.

La **Figura 45** muestra la producción histórica de agua y petróleo para el campo. En la parte izquierda de la figura, se puede observar la producción acumulada de 340.000 barriles de petróleo y 14'000.000 de barriles de agua para finales de 2015, por otro lado, en la parte derecha se puede observar los caudales de agua y petróleo que para finales de 2015 estuvieron alrededor de 400 barriles de petróleo y 30.000 barriles de agua por día.

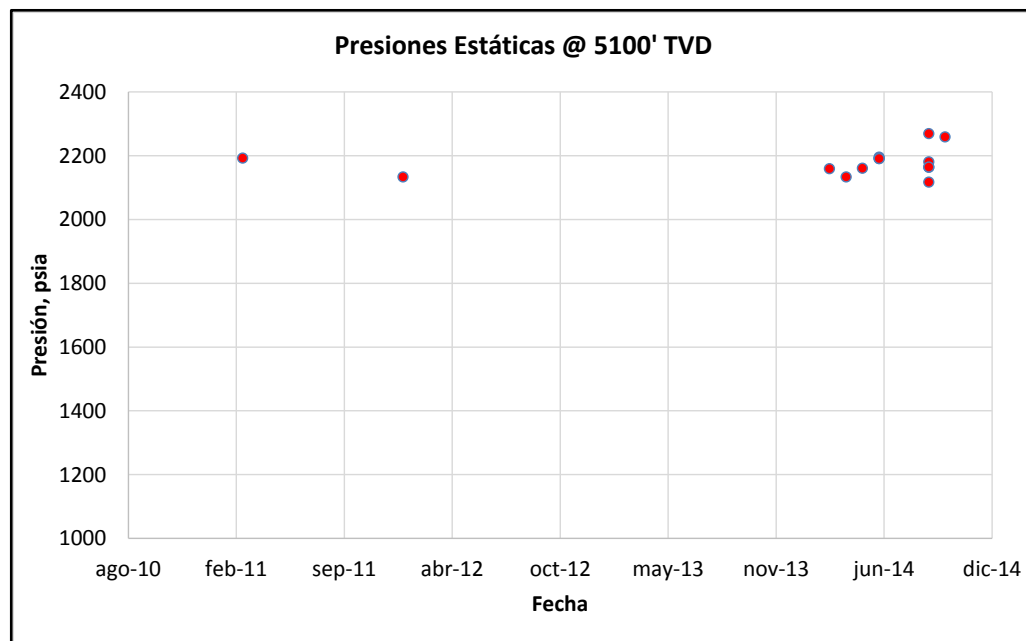
Figura 45. Producción histórica de agua y petróleo para el campo.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

En el campo se han estimado presiones estáticas mediante pruebas MDT, DST y PBU en varios de los pozos productores y otros pozos que se han perforado y probado. Como se puede observar en la **Figura 46** no se aprecia una caída significativa de presión a través del tiempo, producto de la extracción de más 14 millones de barriles de fluidos. Esto indica la presencia de una fuente de mantenimiento de presión bastante efectiva, la cual puede ser un acuífero infinito o a causa de una recarga de agua permanente, probablemente proveniente de la Macarena.

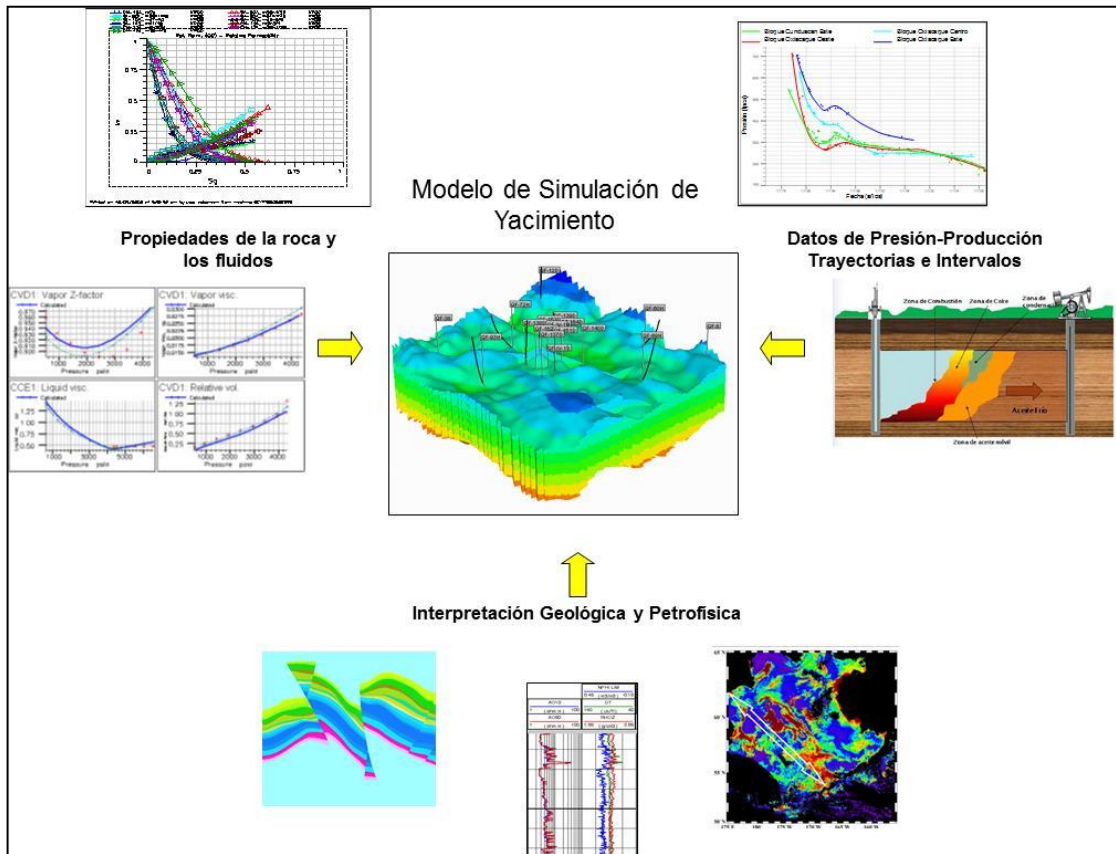
Figura 46. Presiones Estática Pozos Rio Ariari



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.4.2 Datos de entrada para el modelo dinámico. El modelo de simulación involucra no solo la integración de la información proveniente de las diferentes disciplinas de geociencias que permiten la generación del modelo geológico 3d, sino que también incorpora datos sobre interacción dinámica roca-fluido y los datos recurrentes como son los pozos y la información histórica de presión y producción. el modelo dinámico del campo Rio Ariari inicialmente fue construido en la plataforma petrel, dado que este paquete ofrece mejores funcionalidades para el proceso de transición del modelo estático al dinámico. a continuación, se presenta un diagrama con los diferentes componentes que conforman el modelo dinámico de yacimientos tal como se observa en la **Figura 47**.

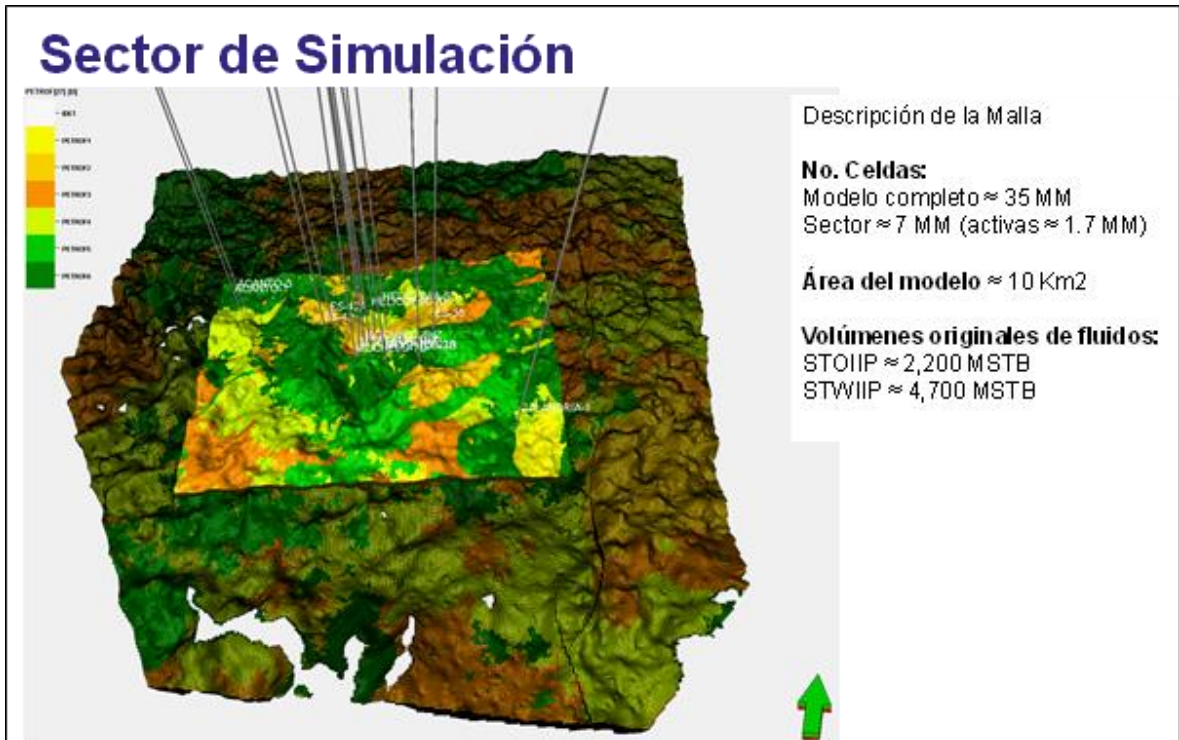
Figura 47. Diagrama con los Diferentes Componentes que Conforman el Modelo Dinámico de Yacimientos.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Dada la gran extensión del bloque Rio Ariari, cubierto por sísmica, fue necesario extraer un sector para el estudio dinámico de tal manera que se pudieran hacer las corridas de simulación en tiempos razonables. La **Figura 48** muestra la malla de simulación sobrepuesta en el modelo estático (formación Lower Mirador) de tal manera que se puede observar la diferencia en tamaño. En la misma imagen se presentan las dimensiones de ambas mallas, así como los volúmenes de fluidos del modelo dinámico antes de iniciar la etapa de ajuste histórico.

Figura 48. Malla de Simulación Sobrepuesta en el Modelo Estático (formación Lower Mirador)

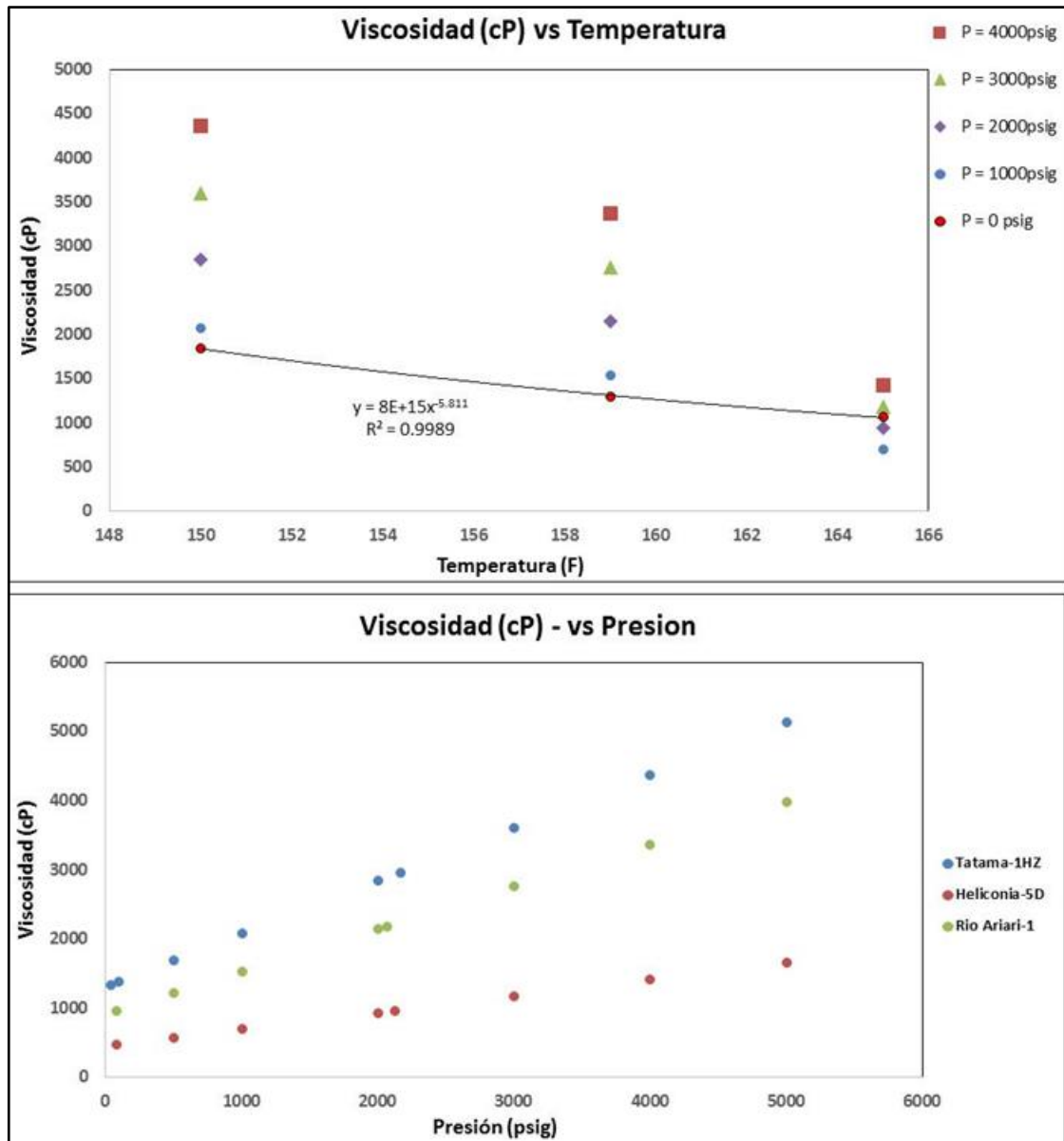


Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.4.3 Datos PVT. En Rio Ariari se cuenta con 3 sets de análisis PVT composicionales. en los 3 estudios se realizaron pruebas de expansión a composición constante “Constant Composition Expansion, cce”, flash tests y mediciones de viscosidad en función de presión a temperatura constante. en cada una de las pruebas, se utilizaron temperaturas diferentes. Se utilizó el PVT del pozo HEL-5D como base para la generación del modelo de fluidos de Rio Ariari. De igual forma se utilizó como referencia la viscosidad del crudo muerto a 159F.

En la **Figura 49**, se observa que a pesar de tener diferentes PVT la viscosidad en función de la temperatura sigue una tendencia bastante lineal para cada una de las diferentes presiones consideradas. Esto se puede interpretar como un mismo tipo de crudo desde el punto de vista de viscosidad.

Figura 49. Viscosidad en Función de la temperatura y la Presión.

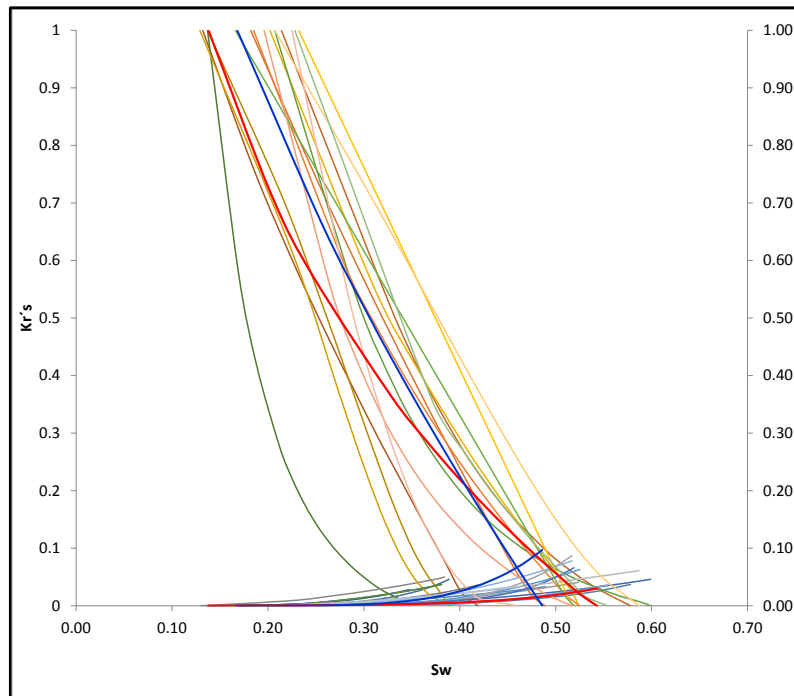


Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.4.4 Permeabilidades relativas. Tal como se detalla en el capítulo del modelo petrofísico, descrito en el Capítulo 3.1, para el campo Rio Ariari se cuenta con un número importante análisis especiales de núcleo (scal), donde se han medido parámetros tales como permeabilidades relativas, presiones capilares y humectabilidad de la roca.

Lo mismo se observa, en las mediciones de humectabilidad, donde además se obtuvieron resultados opuestos al comparar los análisis entre 2 laboratorios, es decir, las muestras enviadas a un laboratorio arrojaron resultados diversos de humectabilidad al agua, mixta y al petróleo; mientras que otro laboratorio determinó que la mayoría de las muestras eran preferencialmente humectadas por petróleo. Ver **Figura 50**.

Figura 50. Permeabilidades relativas vs Sw.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Con la información de núcleos disponible actualmente se han hecho análisis de yacimientos para tratar de entender el comportamiento de producción.

En la siguiente **Figura 51**, se muestran las plantillas utilizadas para asociar el comportamiento de producción con las curvas teóricas de flujo fraccional (Fw).

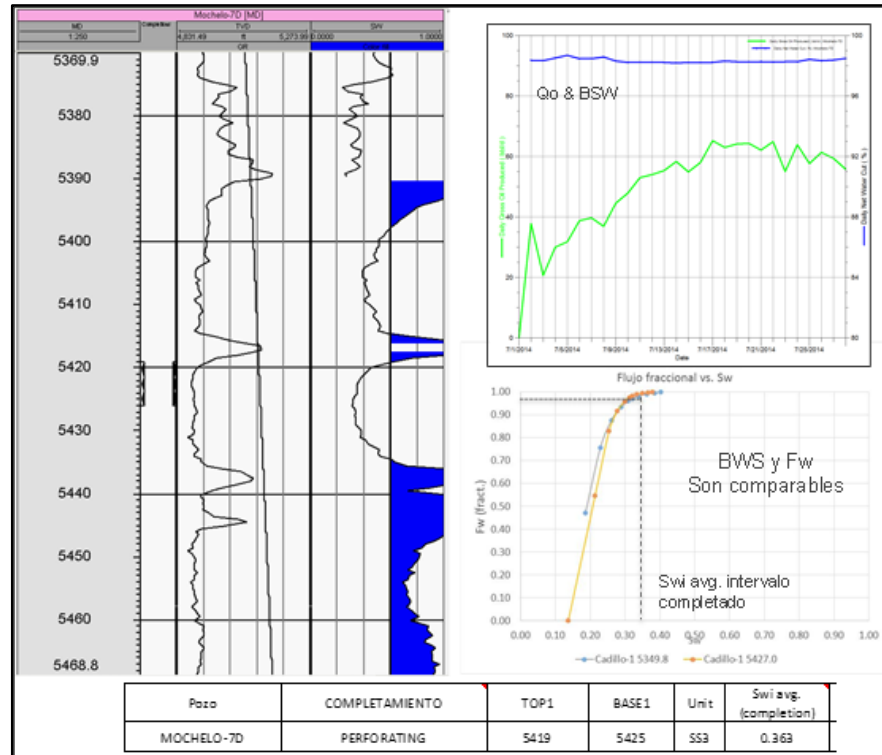
La figura presenta los registros de GR y Sw para el pozo Mochelo-7D, al igual que las curvas históricas de caudal de producción de agua y petróleo.

Para determinar el BSW esperado, se toma el valor de Sw del intervalo completado (Sw=36%) y con ese valor se lee en la gráfica de Fw y se corta la curva generada a partir de las curvas Krs disponible para dicho pozo, para finalmente obtener en el eje Y el valor de BSW.

Como se puede observar en la gráfica dicho valor es mayor al 95%, lo que se puede comparar con el comportamiento real del BSW. Si se analizan las variables que componen la ecuación de Fw, se puede concluir que la variable donde el BSW

podría influir drásticamente, es la viscosidad del petróleo (μ_o). Por lo tanto, las simulaciones deben estar enfocadas en esa dirección.

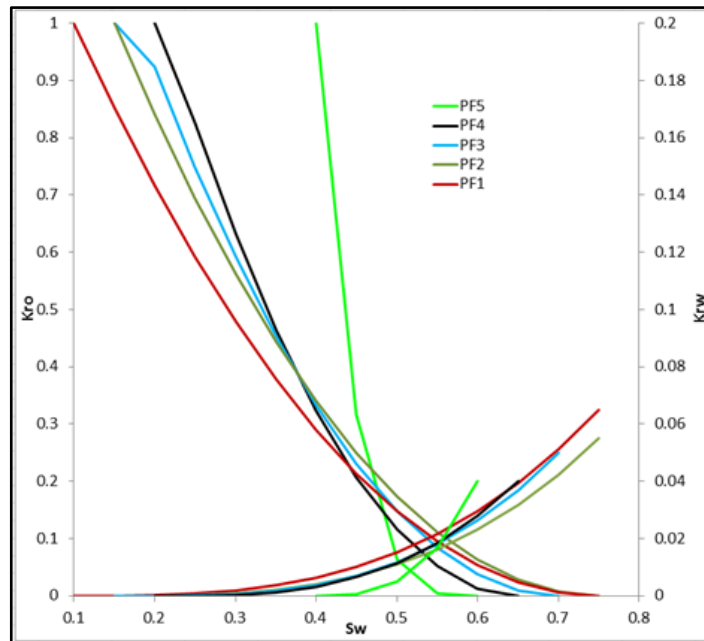
Figura 51. Comportamiento de Producción vs Flujo Fraccional.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Con el objetivo de avanzar en el estudio de simulación, el grupo de petrofísica en conjunto con el de yacimientos acordaron usar de manera provisional 5 sets de curvas “promedio” que son representativas tanto de las curvas experimentales como de las características (porosidad-permeabilidad) de los 5 tipos de roca definidos en el modelo petrofísico. Ver **Figura 52**.

Figura 52. Permeabilidades Relativas Asociadas al tipo de Roca.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

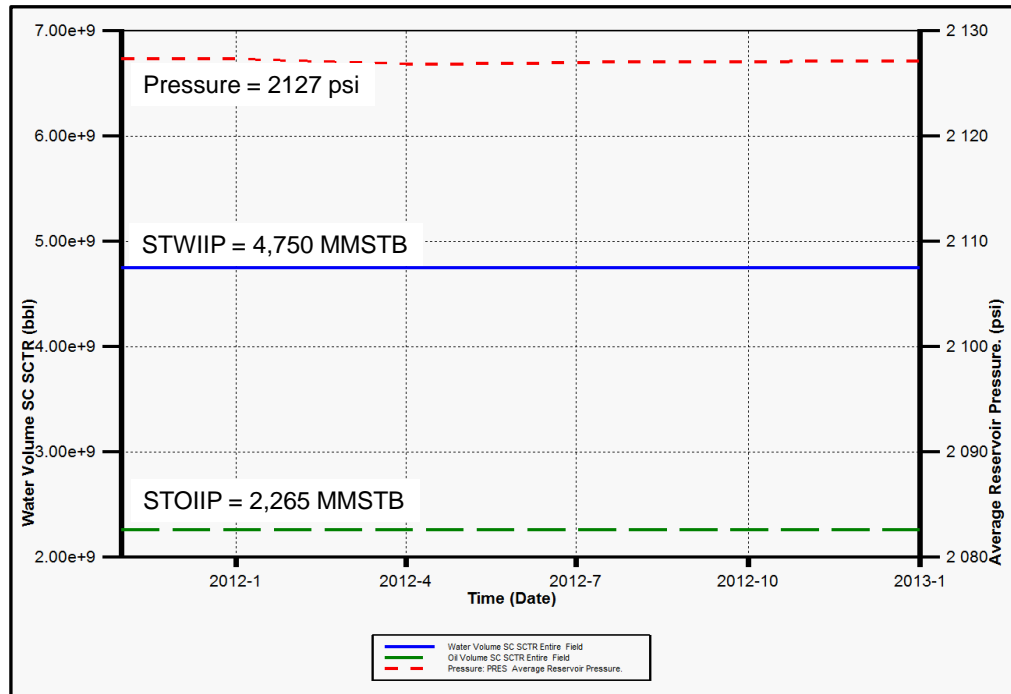
3.4.5 Etapa de equilibrio e inicialización. La distribución de fluidos en la formación mirador del Bloque Rio Ariari se considera caótica principalmente porque los fluidos originales (agua y petróleo) tienen densidades similares y se encuentran compartiendo el mismo espacio poroso en proporciones similares. Esto dificulta la determinación de contactos agua-petróleo originales bien sea a través de registros o núcleos. Por lo tanto, la inicialización del modelo de simulación se hizo considerando la saturación de agua resultante del modelo estático sin contactos de agua-petróleo, es decir, la simulación se arrancó en condición de no-equilibrio.

Para esto es necesario generar la propiedad 3D de presión de tal manera que el flujo de fluidos en la simulación se rige por la variación de esta propiedad y las curvas de permeabilidades relativas y saturaciones de cada celda. El cálculo de presión en el sector se generó utilizando la opción SWATINIT que permite inicializar el modelo de simulación en equilibrio, pero incluyendo el cálculo de saturación de agua y tablas de presiones capilares. La distribución 3D de presión resultante (a condiciones iniciales) se exportó junto con las demás propiedades en formato Rescue para ser usadas por el simulador de petróleo negro (Imex) de la compañía CMG. Ver **Figura 53**.

Una vez cargado el modelo estático 3D con sus propiedades, las tablas PVT y los 5 sets de permeabilidades relativas se llevó a cabo una corrida de simulación por 2 años y sin pozos, con la finalidad de verificar la estabilidad de los fluidos y la presión

del yacimiento. A continuación, se presenta un gráfico de volumen de fluidos y presión donde se confirma dicha estabilidad dado que no existe extracción de fluidos y donde segregación de los fluidos ya que no existen diferencias marcadas de densidades entre el agua y el petróleo.

Figura 53. Estabilidad de los Fluidos a Volúmenes y Presión.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.4.6 Etapa de ajuste histórico. Las trayectorias y los completamientos de los pozos que han producido de lower mirador al igual que los datos históricos de producción de agua, petróleo, presión de fondo fluyente (bhp) y profundidad del sensor de presiones de las bombas, se incluyeron en la etapa de ajuste histórico.

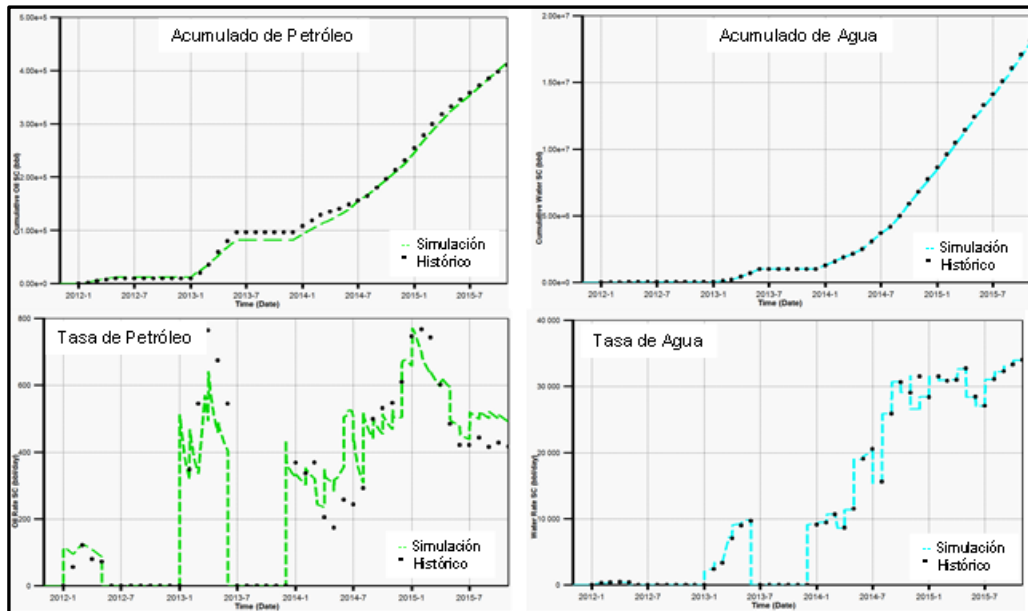
Para iniciar las corridas de ajuste histórico fue necesario establecer una variable de control, de tal manera que el simulador tomó esos valores como datos de entrada y luego a través de la ecuación de difusividad (que incluye la ecuación de Darcy, balance de materia y ecuaciones de comportamiento de fluidos) se calculan las demás variables. En el Bloque Rio Ariari se decidió utilizar la tasa de líquido, dado que grandes volúmenes de agua son extraídos diariamente. Por esta razón, los parámetros a ajustar fueron tasa de agua, tasa de petróleo, presión estática y BHP.

Las curvas K_{rw} , el tamaño y el tipo de acuífero, la permeabilidad y extensión de las posibles barreras de flujo de la roca sello, el índice de productividad de los pozos y

la relación de permeabilidad vertical a la horizontal (K_v/K_h), fueron los parámetros principales utilizados para lograr el ajuste histórico.

A continuación, se presentan los resultados del ajuste a nivel de campo, en donde se puede apreciar que los datos calculados se acercan bastante bien a la producción y presión real. Esto permite mayor confianza sobre los resultados que se obtenga en escenarios establecidos para la etapa de pronósticos. Tal como se puede observar en la **Figura 54**, los ajustes hechos a los parámetros mencionados en el párrafo anterior se logró un cotejo bastante bueno del agua y petróleo producido a nivel de campo.

Figura 54. Cotejo crudo y Agua Producida vs el Calculado.



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

En la **Tabla 4** se muestra el acumulado de fluidos y las diferencias @ noviembre de 2015 del campo.

Tabla 4. Producciones Acumuladas de Fluidos

	Wp (MSTB)	Np (STB)
Historia	18,139	410,789
Simulación	18,006	416,717
%Diff	-0.73%	1.44%

Fuente: Pacific E&P. Modificada por los Autores.

A continuación, se presentan las **Figuras 55** y **56** de producción y presión de cada pozo, así como una tabla de acumulados de fluidos y el porcentaje diferencia entre

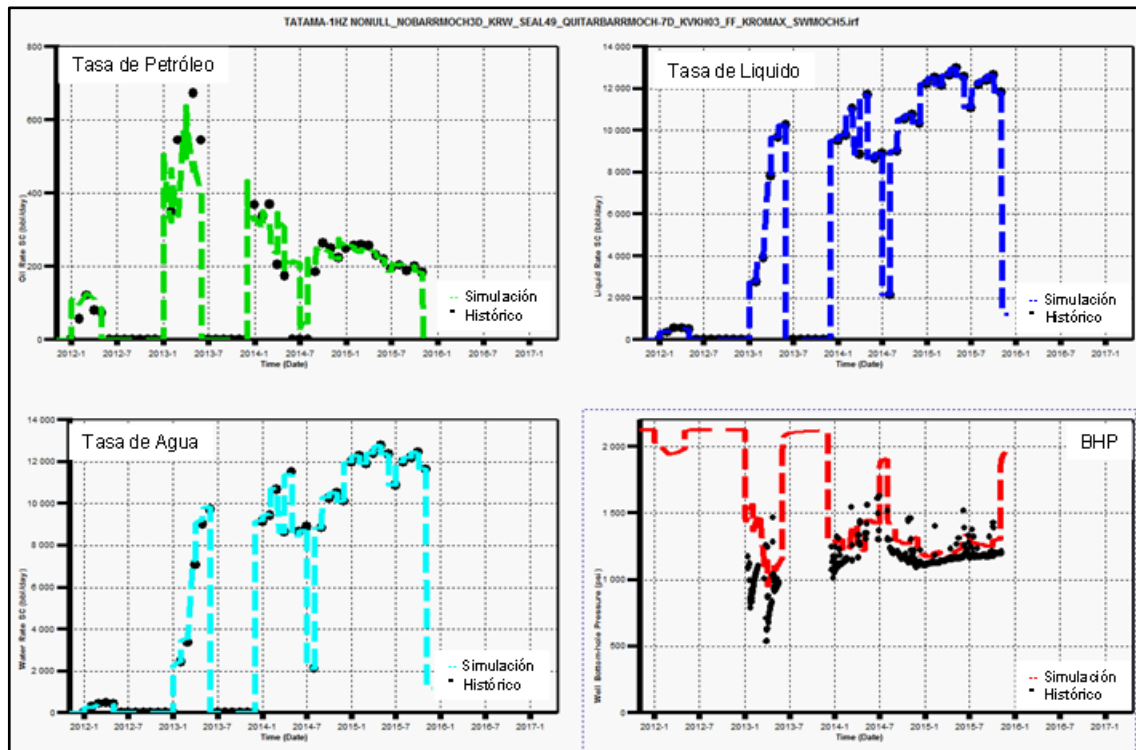
el cálculo del simulador y los datos reales. De igual forma se observa un ajuste a nivel de pozo dentro del rango establecido al iniciar la etapa de ajuste, particularmente en aquellos pozos que se han mantenido produciendo. En la **Tabla 5**, se presentan los acumulado de fluidos y diferencias @ noviembre de 2015 por pozo

Tabla 5. Fluidos Acumulados, Agua y Petróleo.

Pozo	Acumulado de Agua @ Nov-2015			Acumulado de Petróleo @ Nov-2015		
	Historia	Simulación	% Diferencia	Historia	Simulación	% Diferencia
Tatama-1HZ	8,366,000	8,368,000	0.02%	243,097	246,700	1.48%
Mochelo-6HZ	4,574,300	4,591,300	0.37%	89,600	84,083	-6.16%
Mochelo-5HZ	1,689,000	1,693,100	0.24%	43,345	39,571	-8.71%
Mochelo-3D	1,616,400	1,597,900	-1.14%	24,566	32,437	32.04%
Mochelo-7D	559,446	565,617	1.10%	5,016	3,894	-22.37%
Heliconia-5D	550,506	547,593	-0.53%	817	1,373	68.05%
Heliconia-2D	521,713	520,414	-0.25%	3,353	7,929	136.47%

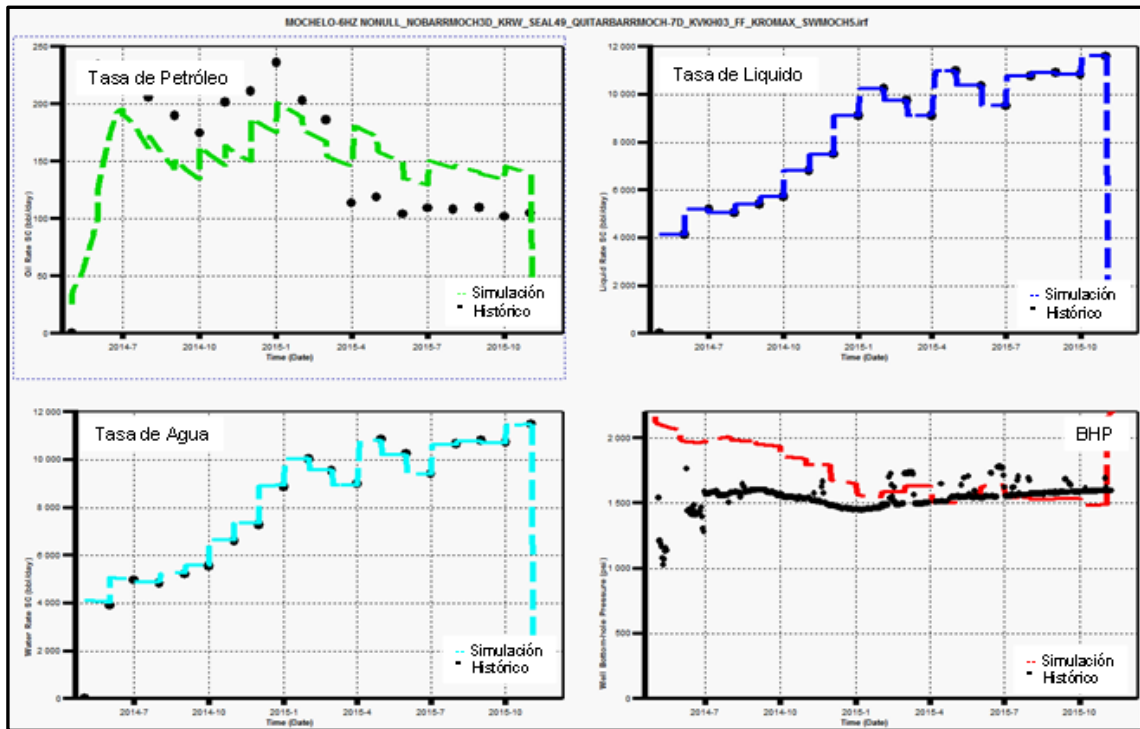
Fuente: Pacific E&P. Modificada por los Autores.

Figura 55. Cotejo Pozo Tatama 1Hz.



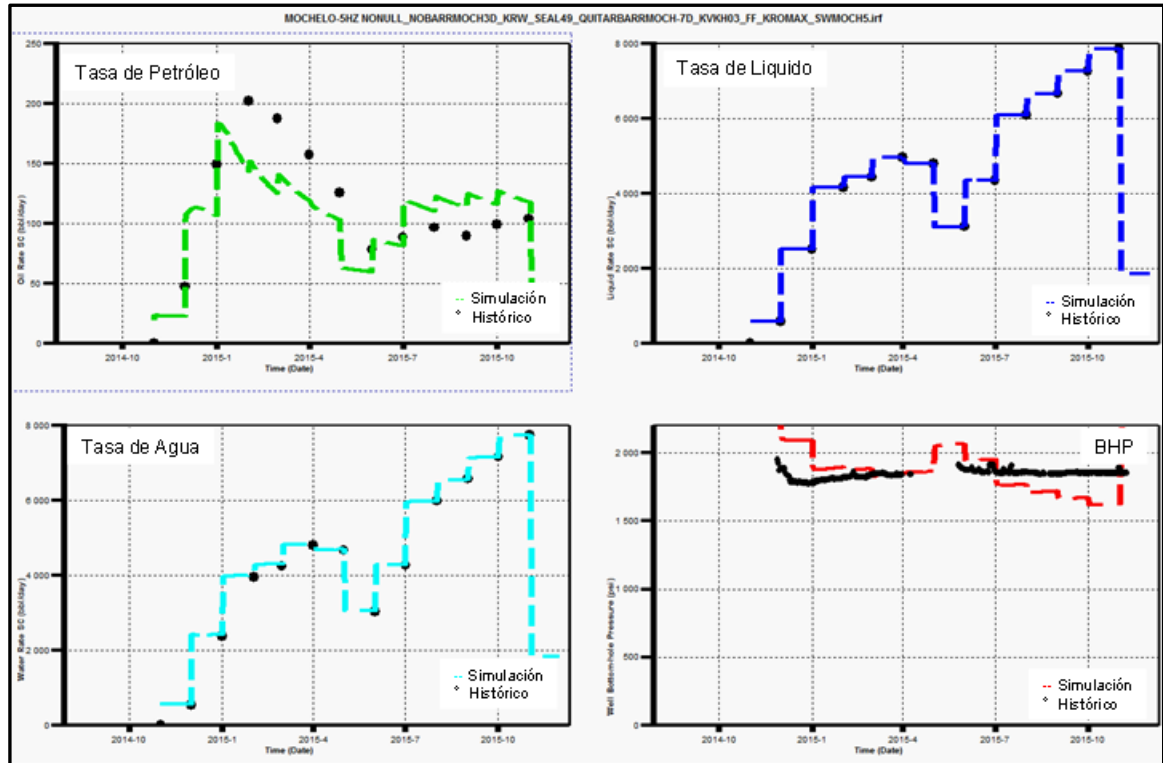
Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Figura 56. Cotejo Pozo Mochelo 6Hz.



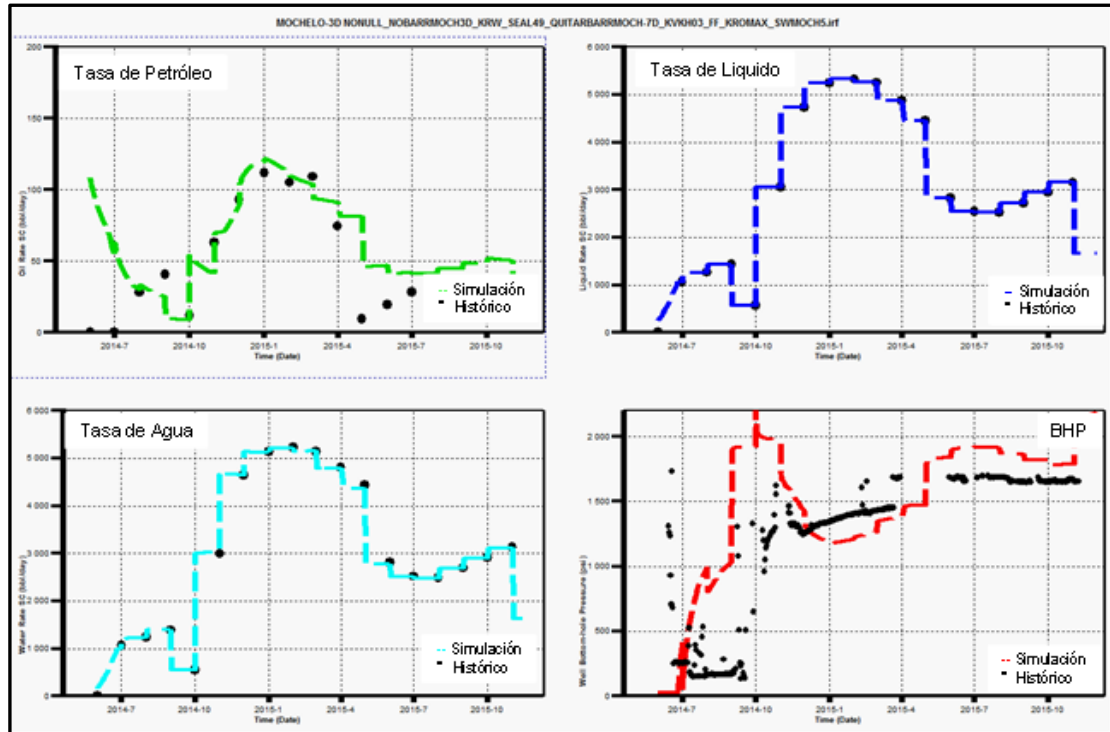
Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Figura 57. Cotejo Pozo Mochelo 5Hz.



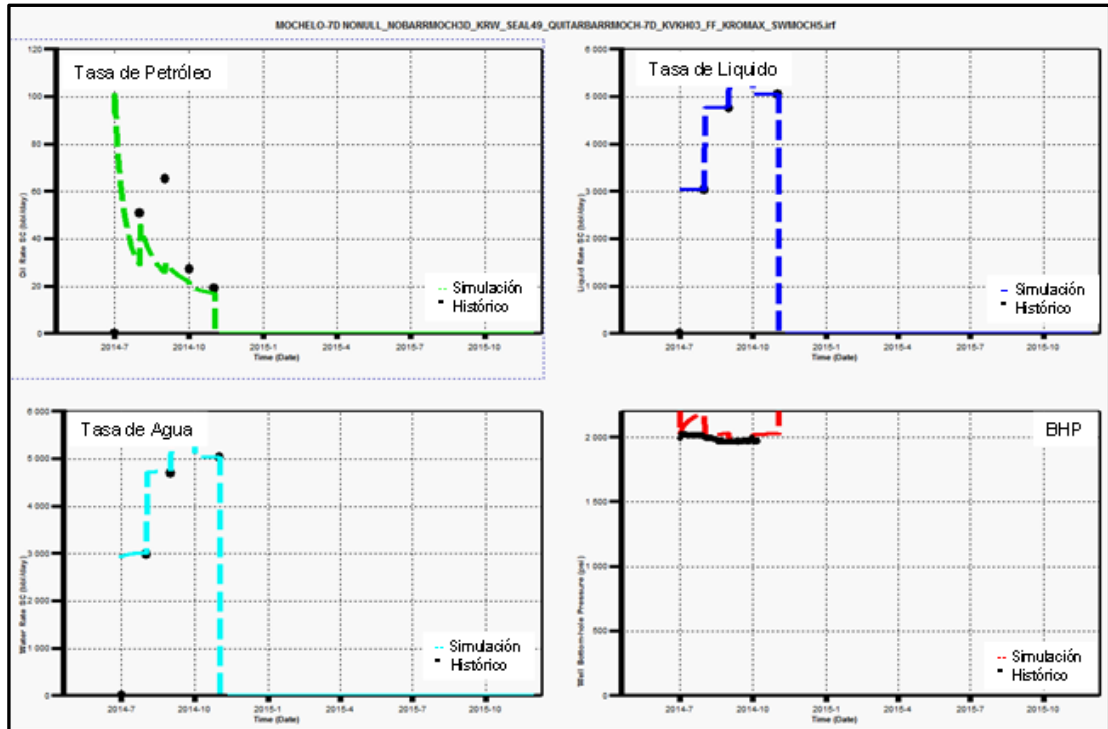
Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Figura 58. Cotejo Pozo Mochelo 3D



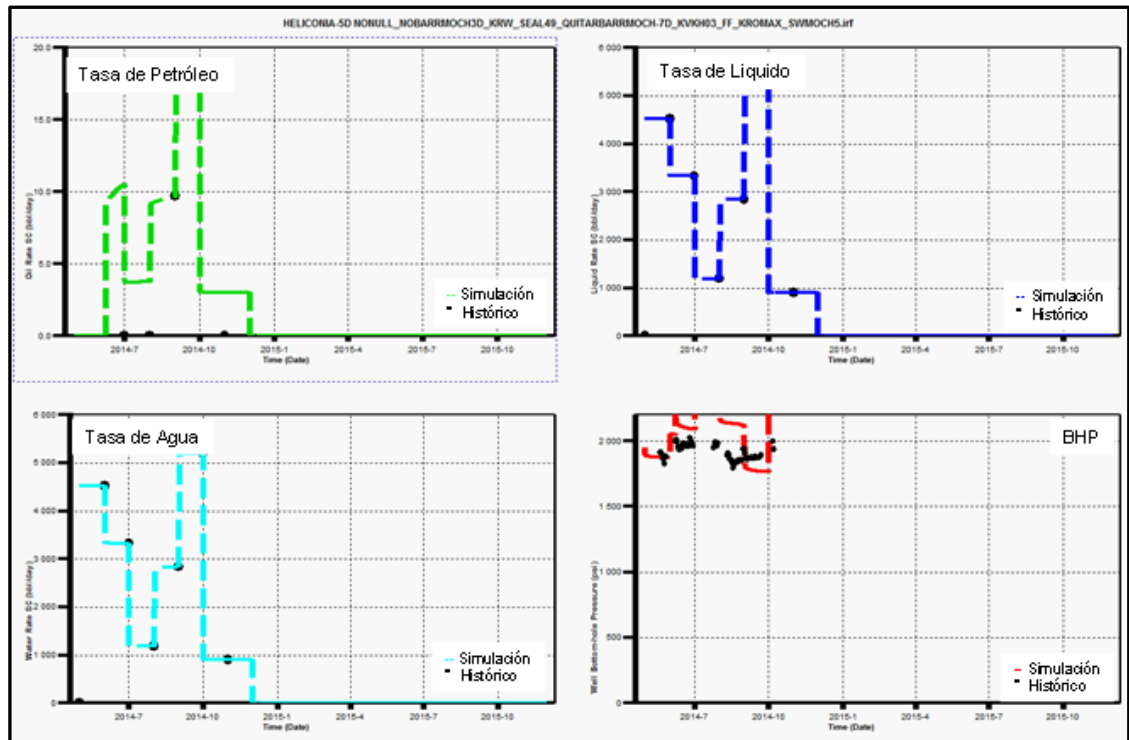
Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Figura 59. Cotejo Pozo Mochelo 7D



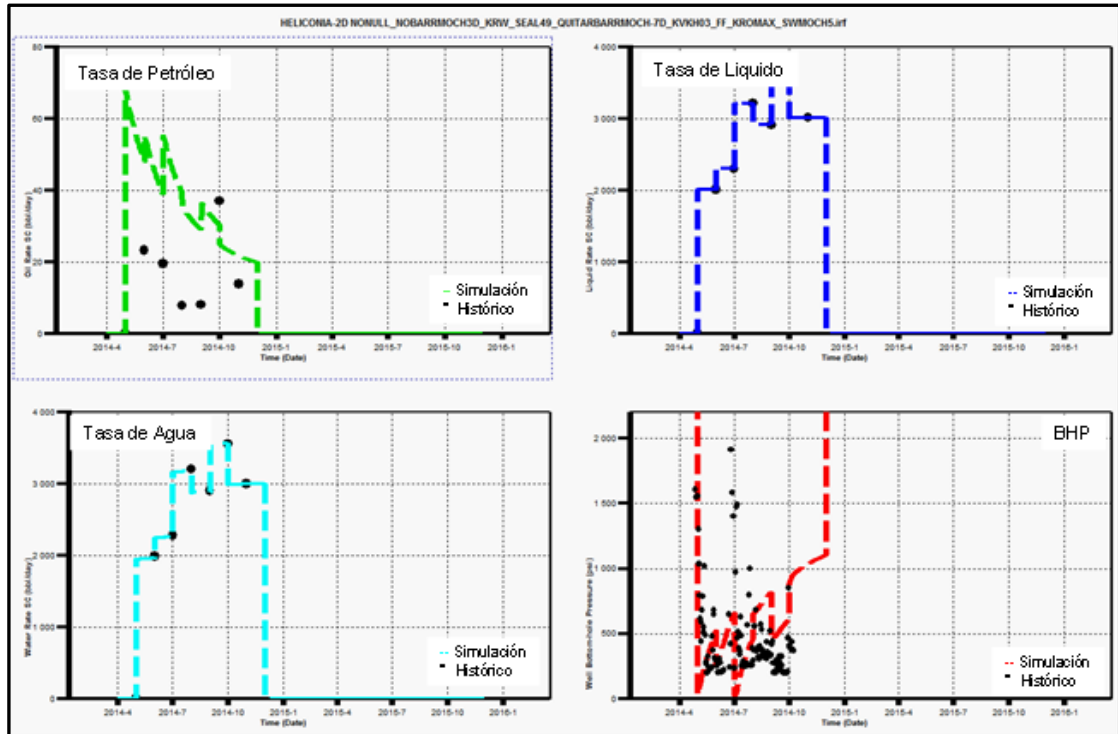
Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Figura 60. Cotejo Pozo Heliconia 5D



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Figura 61. Cotejo Pozo Heliconia 2D



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

3.4.7 Mapas de oportunidades. Los modelos de simulación son comúnmente utilizados para determinar zonas futuras de drenaje dado que dichos modelos son capaces de representar las condiciones actuales de presión, temperatura y saturaciones del yacimiento; además de las propiedades petrofísicas. La generación de estos mapas por lo general se realiza luego de lograr un ajuste histórico satisfactorio, dado que se cuenta con un modelo capaz de predecir el comportamiento de presión y producción de los escenarios de desarrollo.

Para generar los mapas de Oportunidad de Yacimiento (ROI por sus siglas en inglés, Reservoir Opportunity Index), es necesario determinar los parámetros o variables claves que han permitido el mejor o peor desempeño, en términos de producción de hidrocarburos, de los pozos de un campo.

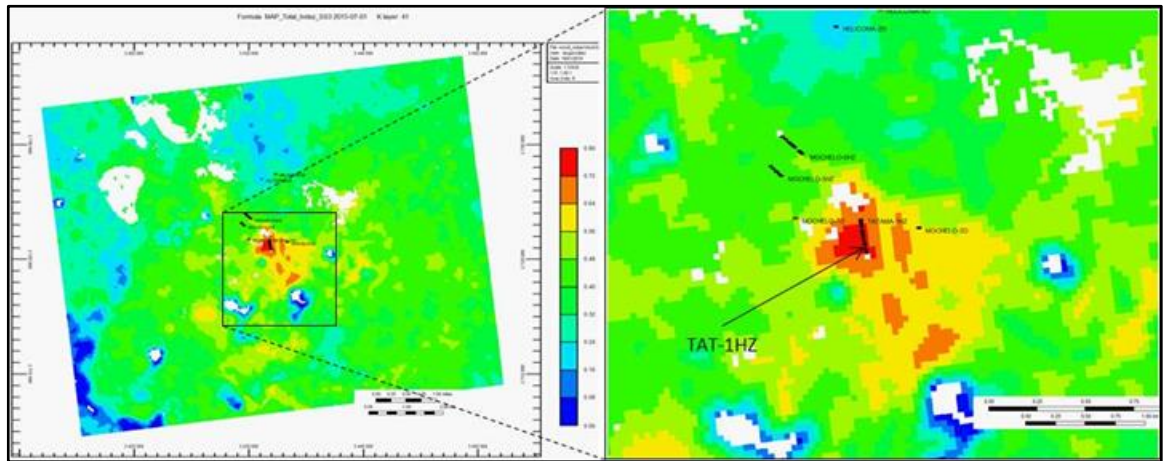
Para el Bloque Rio Ariari se inició la búsqueda de un indicador representativo generando el ROI tradicional, que es simplemente multiplicar la capacidad de flujo normalizada ($k \cdot h$) por el volumen poroso neto de hidrocarburo normalizado ($\text{Net Pore Volume} \cdot S_o$).

En el post-procesador de CMG se ingresaron las fórmulas de Capacidad de Flujo y Volumen Poroso Neto de hidrocarburo (VPNH). Luego se observaban mínimos

máximos significativos en los intervalos de clase (P5 y P95) y finalmente se normalizaban los parámetros para acortarlos en el rango de 0 a 1.

A continuación, en la **Figura 62** se observa el mapa del ROI mencionado arriba para la unidad SS3, tanto para todo el sector de simulación como un acercamiento en la zona donde se encuentran los pozos productores.

Figura 62. Mapa del ROI para SS3.

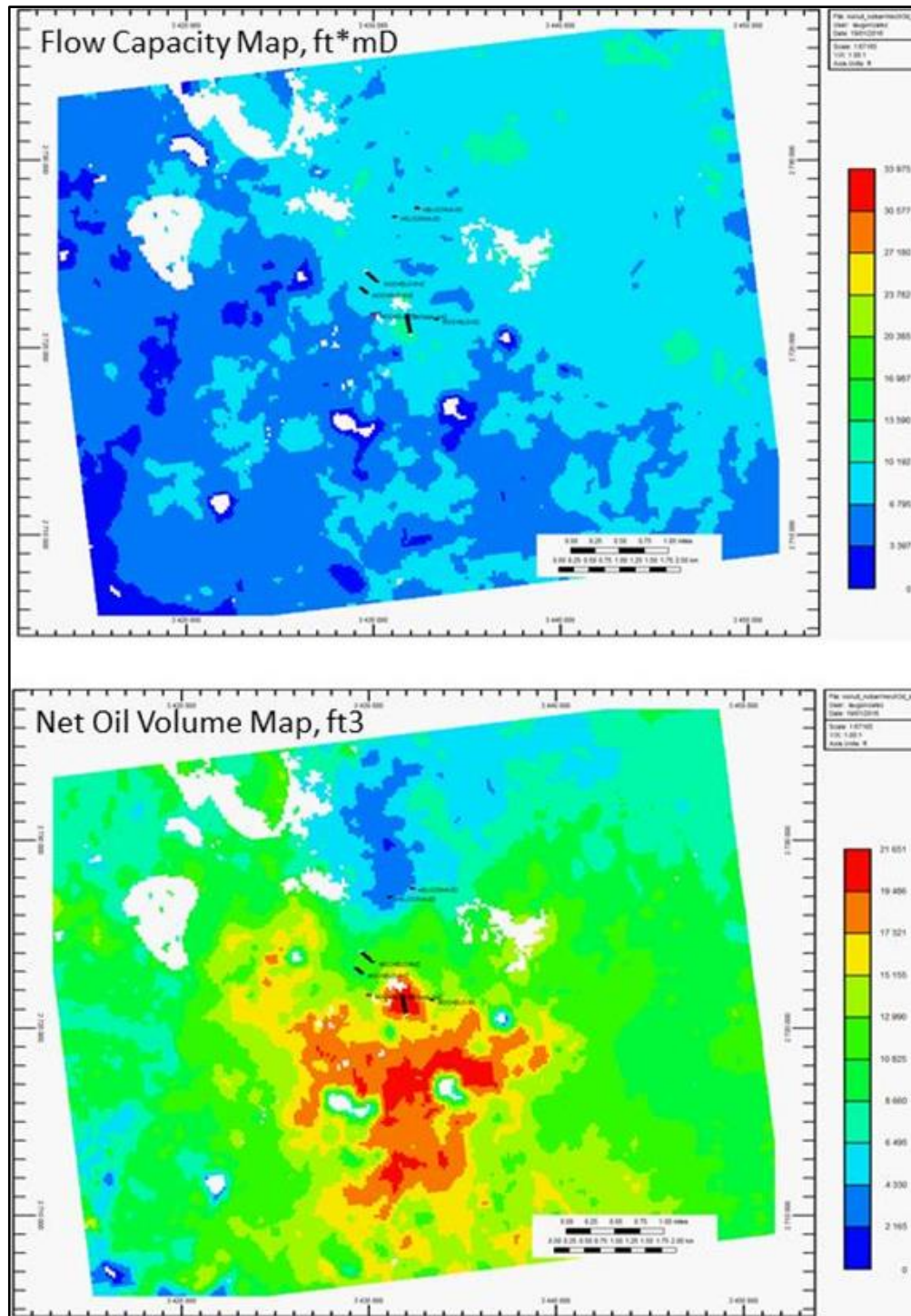


Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

Por otro lado, se podría concluir que el volumen de petróleo es un factor clave en la producción de los pozos, ya que la permeabilidad en general, es bastante alta en todo en campo y la presión prácticamente es constante, por lo cual esta última no ha sido incluida para el cálculo del indicador ROI.

A continuación, en la **Figura 63** se presentan los mapas de Capacidad de Flujo y Volumen de Poroso Neto de Hidrocarburo para la unidad SS3. El mapa de volumen de petróleo presenta mayor relación con lo observado en la producción de los pozos de Rio Ariari.

Figura 63. Mapas capacidad de flujo (superior) y VPNH (inferior) para SS3.

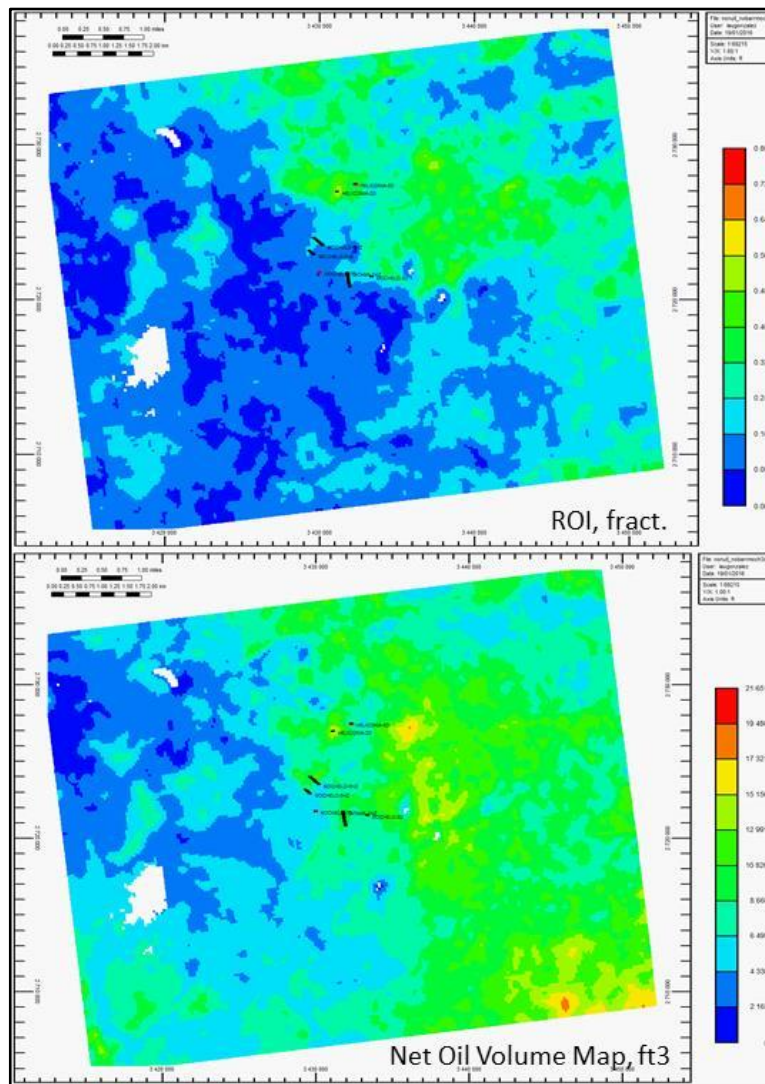


Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores.

De este análisis se concluye que los mapas de ROI y VPNH pueden ser usados para determinar posibles áreas para desarrollo del campo, particularmente para establecer áreas pilotos para pruebas de recuperación mejorada (EOR).

En base a metodología diseñada y el análisis realizado para la unidad SS3, se generaron los mapas de ROI y Volumen de Petróleo para la unidad SS4, que se presenta continuación en la **Figura 64**. Lo primero que podemos identificar en estos mapas es que los colores son menos intensos que los observados en los mapas de la unidad SS3 (cabe destacar que se emplearon las mismas escalas), eso indica que los valores de ROI y volumen de petróleo son comparativamente menor en SS4, haciendo esta unidad menos atractiva desde el punto de vista de producción.

Figura 64 Mapas de ROI (superior) y VPNH (inferior) para SS4



Fuente. Pacific E&P. Modificada por los autores

4. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS DEL BLOQUE RIO ARIARI

A continuación, se describe la simulación numérica de yacimientos aplicado en el Bloque Rio Ariari, partiendo de las generalidades de la simulación numérica y del simulador STARS de la compañía CMG, usado en el proyecto. Después se describe el procedimiento para la simulación, la malla de simulación usada, la creación de un sector de estudio, y algunas propiedades del yacimiento como las curvas PVT, propiedades petrofísicas, curvas de permeabilidad relativa y la determinación de la heterogeneidad. También se enuncian las condiciones operacionales y el procedimiento de la simulación de la inyección de polímeros y agua. Cumpliendo así con el objetivo específico número 4 del trabajo de investigación.

4.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

Según Fredy Escobar un yacimiento es una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Factores como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportará el yacimiento a lo largo de su vida productiva; la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que toman las compañías petroleras, ya que es de acuerdo a estos factores, se puede alcanzar el desarrollo óptimo del campo⁷¹.

La simulación numérica de yacimientos se ha practicado desde comienzos de 1960, como un medio para predecir comportamientos futuros de los yacimientos y campos petroleros. El nacimiento de la simulación de yacimientos, en su concepción moderna, está estrechamente relacionado con la disponibilidad de procesadores rápidos y eficientes además de la evolución paralela de métodos numéricos que permitan la resolución de grandes grupos de ecuaciones diferenciales distintas para describir flujos multifásicos en medios heterogéneos tanto en dos como tres dimensiones⁷².

El actual uso generalizado de esta herramienta en la comunidad de ingenieros de yacimiento, es de hecho, relacionado a muchos factores, no todos estrictamente técnicos, los cuales se enlistan a continuación:

⁷¹ Escobar Fredy. Ingeniería de Yacimientos.

⁷² Vasco, D. W, Yoon, S., Datta-Gupta, A., "Integrating Dynamic Data Into High-Resolution Reservoir Models Using Streamline-Based Analytic Sensitivity Coefficients ", SPE, 1999.

- **Aplicabilidad:** La aplicabilidad de esta herramienta no tiene competencia de alguna otra técnica. Se podría decir que no existe algún problema en la rutina diaria de un ingeniero de yacimientos que no pueda ser potencialmente abordado a través de la simulación numérica.
- **Facilidad de uso:** Los paquetes modernos de simulación están provistos de procesadores interactivos que facilitan enormemente el uso de modelos. La disponibilidad de opciones predeterminadas y diferentes niveles de experticia permiten que hasta el más incauto de los ingenieros finalice con algún tipo de resultado el problema a la mano.
- **Aceptación.** La administración ha sido formada a través de los años, por los mismos ingenieros de yacimientos, para aceptar la simulación como una técnica estándar. Actualmente, en muchas compañías, el alto nivel de gestión requiere estudios del soporte de las herramientas⁷³.

Los recientes desarrollos en las técnicas de simulación numérica de yacimientos proporcionan herramientas para la simulación de los mismos a escala fina. El entendimiento de los frentes de inyección y su interacción con las heterogeneidades de la formación pueden ser visualizadas fácil y rápidamente, y por lo tanto proveen de una manera natural e intuitiva una comprensión dinámica de los yacimientos⁷⁴.

Los principales objetivos en la simulación numérica de yacimientos son la determinación de las reservas, la predicción de las tasas de recuperación y la optimización de la recuperación de hidrocarburos bajo diversas condiciones operativas, prediciendo de esta forma, el desempeño futuro del yacimiento⁷⁵.

En conclusión, la simulación numérica de yacimientos permite inferir el comportamiento real de las unidades geológicas en estudio, basándose en el comportamiento de un modelo creado a partir de la integración de datos sísmicos, geológicos y petrofísicos que reproducen las condiciones reales del yacimiento.

⁷³ Cosentino Luca, (2001). Integrated Reservoir Studies, Institut Francais Du Pétrole Publications, Editions TECHNIP.

⁷⁴ Thiele, M. R., Batycky, R. P. y Fenwick, D. H. "Streamline Simulation for Modern Reservoir-Engineering Workflows", Distinguished Author Series, SPE, 2010.

⁷⁵ Economides, M. J., Nolte, K. G. "Reservoir Stimulation", Wiley, 3er Ed. 2010.

4.2 GENERALIDADES DEL SIMULADOR CMG

Las operadoras de petróleo y gas se enfrentan a desafíos previamente desconocidos, la necesidad de que los ingenieros de yacimientos estén lo suficientemente entrenados y la recuperación mejorada de hidrocarburos que cada vez es más compleja. Mediante el uso del programa de simulación de yacimientos CMG, los ingenieros de yacimientos son capaces de maximizar la productividad y con confianza realizar previsiones económicas con un menor riesgo.

CMG es el estándar de la industria petrolera para los procesos avanzados de simulación numérica de yacimientos. Este programa está encargado de proporcionar soluciones prácticas para el modelamiento de yacimientos de petróleo/gas, encaminado hacia la recuperación de petróleo avanzada (EOR/IOR) para los procesos de ingeniería de yacimientos, consultoría, capacitación y apoyo técnico para los procesos de ingeniería de yacimientos, consultoría, capacitación y apoyo técnico para los clientes de todo el mundo.

4.2.1 Generalidades del simulador Stars. Stars es un procesador avanzado de nueva generación de cmg, el cual tiene la capacidad de realizar simulaciones avanzadas de inyección de fluidos, aplicaciones térmicas, inyección de vapor, modelamiento de pozos horizontales, modelamiento de yacimiento con doble porosidad y permeabilidad, modelamiento de permeabilidades direccionales, entre otros. stars fue desarrollado para simular la inyección de vapor, combustión seca y húmeda, junto con muchos tipos de procesos con aditivos químicos, utilizando una amplia gama de modelos de malla y porosidad, tanto en campo y como a escala de laboratorio. a continuación, se muestran los procesos que pueden modelarse por medio del simulador stars de cmg.

Procesos Térmicos

- Inyección de vapor.
- Inyección cíclica de vapor.
- SAGD (Inyección de vapor, drenaje por gravedad asistida).
- ES- SAGD.
- VAPEX térmico.
- Inyección de agua caliente.
- Inyección solvente caliente.
- Inyección de aire.
- OTA y LTO (Temperatura alta y baja de oxidación).
- THAI (Inyección de aire).
- Calentamiento eléctrico.
- Inyección de agua con diferencial de temperatura.

Procesos Químicos

- Gelificación simple o multi-etapa de componentes múltiples.
- Inyección de espumas, emulsiones y aceites espumosos.
- Inyección de ASP (alcalino-surfactante-polímeros).
- Recobro mejorado microbiano.
- VAPEX
- Inyección de agua de baja salinidad
- Acidificación de yacimientos.

Sólidos Transporte y Deposición

- CHOP (Producción en frío de petróleo pesado).
- Transporte de arenas y de producción (agujeros de gusano).
- Precipitación y floculación de asfáltenos,
- Precipitación de ceras.

Procesos Geomecánicos

- Compactación y subsidencia.
- Fallo de la roca.
- Dilatación.
- Desplazamiento.

Modelamiento De Yacimientos Naturalmente E Hidráulicamente Fracturados

- Porosidad dual.
- Permeabilidad dual.
- Integración del software de diseño de fractura FracProPT.
- Integración del software de diseño de fractura WellWhi.

El simulador STARS de CMG se caracteriza por desarrollar e implementar durante las simulaciones, los procesos y análisis descritos a continuación:

- **Formulación Adaptiva Implícita.** El modo adaptivo implícito de STARS determina de paso de tiempo a paso de tiempo que los bloques de malla deben de ser resueltos completamente en modo implícito o explícito. Esta característica reduce la cantidad de tiempo requerido para completar una corrida del simulador mientras que se guarda la precisión de los cálculos.
- **Avances de la opción Gridding.** El usuario puede aplicar refinamiento local para la malla (LGR por sus siglas en inglés) en coordenadas cartesianas, cilíndricas y combinadas para la malla de simulación del yacimiento lo más cercanas posible al modelo geológico. LGR puede ser usada para estudiar los

efectos cercanos a los pozos y variaciones extremas en las propiedades del yacimiento que se puedan encontrar en fracturas naturales o inducidas.

- **Avance del método de la solución de la matriz.** CMG desarrollo AIMSOL, un programa de inversión de la matriz, para resolver grandes y complejos conjuntos de ecuaciones en la simulación a escala de campo la producción de aceite del campo y la producción de los procesos mejorados. AIMSOL usa incompleta la Eliminación Gaussiana como un paso pre condicionado para acelerar el GMRES y es ideal para la solución del jacobiano generado por las matrices en conjunto con la formulación adaptativa implícita de CMG.
- **Interacción compresiva roca-fluido.** STARS permite para modelado estándar de funciones de permeabilidad relativa y presión capilar incluyendo opciones de modificación punto final, dependiente de la temperatura, cálculo de la fase media, suposición de mojabilidad e histéresis drene/imbibición. También puede especificar conjuntos de datos roca-fluido para interpolar sobre de los componentes de la composición local, tensión interfacial y/o numero capilar.
- **Modelo de pozos discretizado.** Pozos horizontales, especialmente pozos con circulación de doble flujo, requiere una aproximación más sofisticada del modelado del pozo para respuestas complejas acerca del pozo y operaciones concernientes. En particular, esto incluye el impacto del tiempo transitorio de la respuesta, las caídas de presión, diseño del flujo multifásico y conductividad del flujo caliente, etc. STARS proporciona un eficiente y consistente método para modelar estos fenómenos de discretización de pozos y resolviendo problemas de flujo simultáneamente para pozo/yacimiento.
- **Modelo de componentes dispersos.** Para un modelo de componentes dispersos/dispersión estabilizada, STARS proporciona una estructura subyacente para el modelado de transporte de componentes suspendidos en una fase. Esto permite el modelado robusto de polímeros y geles, emulsiones y espumas, finos suspendidos, floculación de asfáltenos, y depósito y taponamiento. En conjunción con las propiedades del componente flexible para la opción de STARS, el concepto de componentes dispersos permite la flexibilidad para diseñar apropiadamente los modelos de simulación para fenómenos complejos.
- **Modelo geomecánico.** STARS tiene distintas opciones para modelar efectos geomecánicos junto al tratamiento estándar elástico/plástico. Depende de la historia irreversible está disponible en dos modelos empíricos: dilatación/compactación utilizada dentro de la simulación cíclica de vapor y

compactación/rebote para la fase en calma. Adicionalmente, un modelo a la par simulando fenómenos que introduzcan tensión tal como deformación plástica, dilatación cizallamiento, deformación por esfuerzos y descarga. ∞ Modelo para yacimientos naturalmente fracturados. El flujo de fluidos a través yacimientos naturalmente fracturados puede ser simulado usando de uno a cuatro modelos: doble porosidad, doble permeabilidad, múltiple interacción continua o refinamiento vertical.

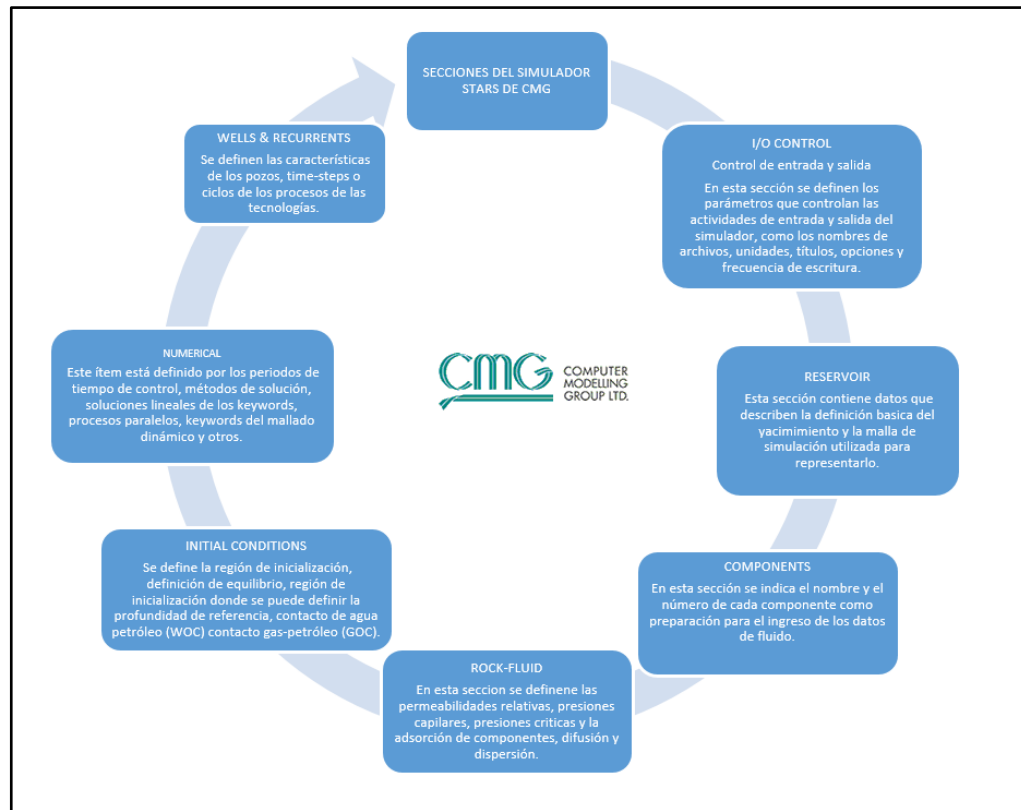
- **Modelos para polímero, espuma y gel.** STARS es el simulador de espumas más usado comercialmente en el mundo. Este tiene la capacidad de ser exacto en el modelado de geles usando una reacción general del modelo cinético para manejar multi-etapas, multi-componentes de gelificación y sinéresis. ∞ Tiempo dimensionado de las corridas. Ese simulador determina el almacenaje interno requerido para ejecutar una corrida y distribuirla automáticamente en el tiempo de la corrida. En la práctica el límite para el tamaño del trabajo es el espacio disponible para el proceso en la computadora, en STARS no es limitante, en términos del número de bloques de malla, pozos o número de terminaciones.
- **Propiedades de los componentes simplificados o rigurosos.** Densidad del líquido, viscosidad y adsorción pueden ser definidos por medio de correlaciones estándar. Los datos de capacidad calorífica y temperatura dependen de todas las otras propiedades son opcionales para minimizar datos de entrada para simulaciones isotermales.
- **Modelado de pozos – fuente/sumidero, modelos semi-analíticos y discretizados.** Acoplado completamente para el modelado de pozo dado que hace tres implementaciones Modelo estándar fuente/sumidero, Modelo semi-analítico para hidráulica de pozo y pérdida de calor y el Modelo de pozo discretizado para pozos horizontales con una o doble circulación de flujo.
- **Formulación de los componentes definidos por el usuario.** El usuario define los componentes que pueden aparecer en alguno de los tres fluidos (aceite, gas, agua) y en una fase inmóvil (sólido, líquido adsorbido, líquido atrapado). Un componente puede ser una forma específica de material, tal como una burbuja pequeña de gas entrando en la fase del aceite, para el modelado de procesos especiales.
- **Reacciones cinéticas definidas por el usuario.** STARS permite al usuario modelar reacciones cinéticas para gastos, temperatura y concentración dependiendo de los procesos tales como combustión o inyección de ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero). Transferencia de masa entre las fases

dependiendo de la velocidad del flujo de fluidos simulando la formación y/o el rompimiento de las emulsiones y espumas si es posible. Las reacciones de múltiples sólidos pueden también ser modeladas.

- **Malla dinámica (DynaGrid, Dynamic Gridding).** El refinamiento de la malla dinámica y amalgamación. Los pequeños bloques de malla en el modelo es una característica única donde y cuando se requiere y un bloque grande en todas partes restantes del modelo. En un modelo típico el rango del tiempo de corrida decrece de 5 a 2 tiempos.
- **Procesamiento paralelo.** El procesamiento paralelo es soportado por multi-CPU, el cual proporciona un decremento significativo en los tiempos de corrida del modelo. CMG es un método único de paralelización que permite a cualquier modelo ser paralelizado no obstante de la complejidad de la malla o la colocación de los pozos.
- **Paradyn.** Esta poderosa combinación de procesamiento paralelo y mallado dinámico multiplica la reducción del tiempo de corrida, factores para ambas opciones, resultando una reducción de 30 a 3 tiempos dependiendo de los parámetros del modelo y número de CPU's utilizados.

4.2.2 Secciones del simulador. Todos los simuladores tienen secciones, pueden ser entre seis y nueve, dependiendo de la versión del simulador y las especificaciones del mismo. el simulador Stars de la compañía CMG, cuenta con siete como se observa en la **Figura 65**.

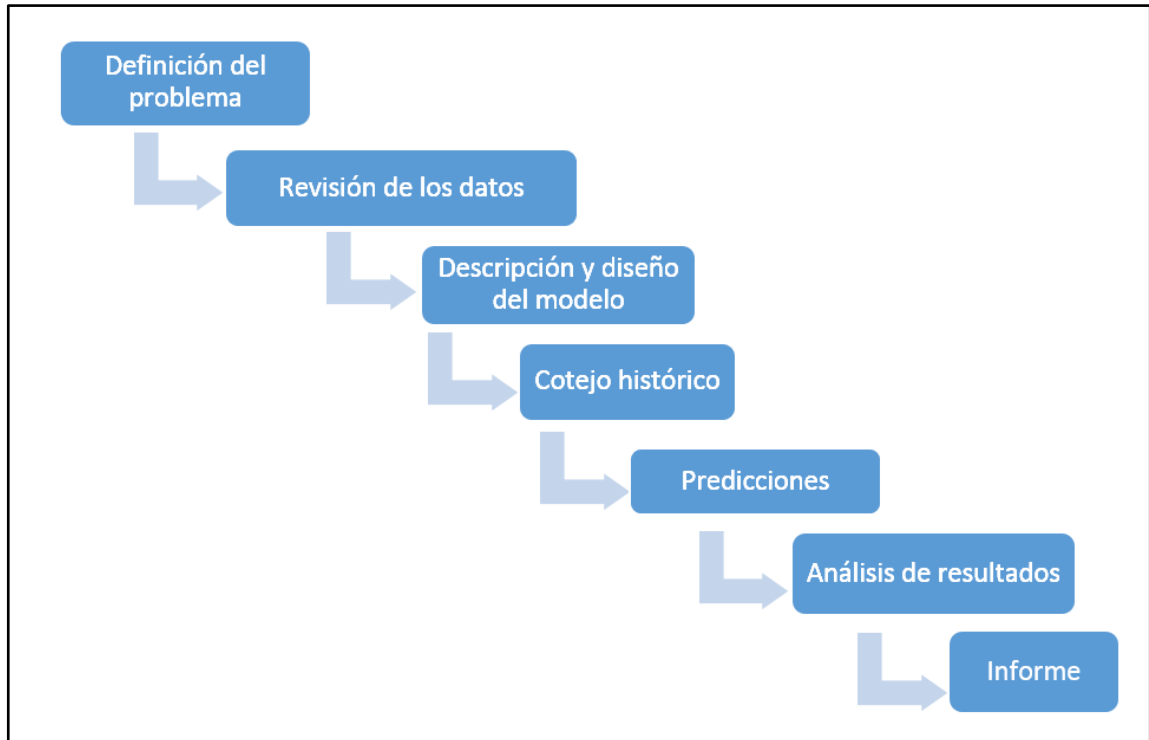
Figura 65. Secciones del Simulador Stars de CMG.



Fuente: CMG.

4.2.3 Procedimiento para la simulación de yacimientos. Para realizar la simulación del yacimiento del proyecto, se siguió una estrategia de trabajo metódica descrita en la Figura 66.

Figura 66. Estrategia de Trabajo.



Fuente: CMG

La información brindada por la compañía Pacific E&P para la realización de este proyecto ha sido utilizada anteriormente para realizar otros estudios. El modelo de simulación del Sector Rio Ariari, ha sido trabajado anteriormente por la compañía, por tal razón se asume que la información es correcta ya que ha sido corroborada. El cotejo histórico y el análisis PVT con el que se va a trabajar en el proyecto, se han obtenido del modelo estático de simulación del Bloque Rio Ariari.

4.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL MODELO DEL SECTOR RIO ARIARI

A continuación, se presentan las principales características del modelo de simulación del sector en estudio, mostrando la malla de simulación original, la creación del sector de estudio, las curvas pvt de las fases petróleo y gas, propiedades petrofísicas, curvas de permeabilidad relativa y heterogeneidad del yacimiento.

4.3.1 Malla de simulación original. La malla de simulación del bloque rio ariari fue provista por la compañía Pacific E&P. cuenta con un total de 80,500 celdas distribuidas en las coordenadas x, y y z como se muestra en la **Tabla 6**.

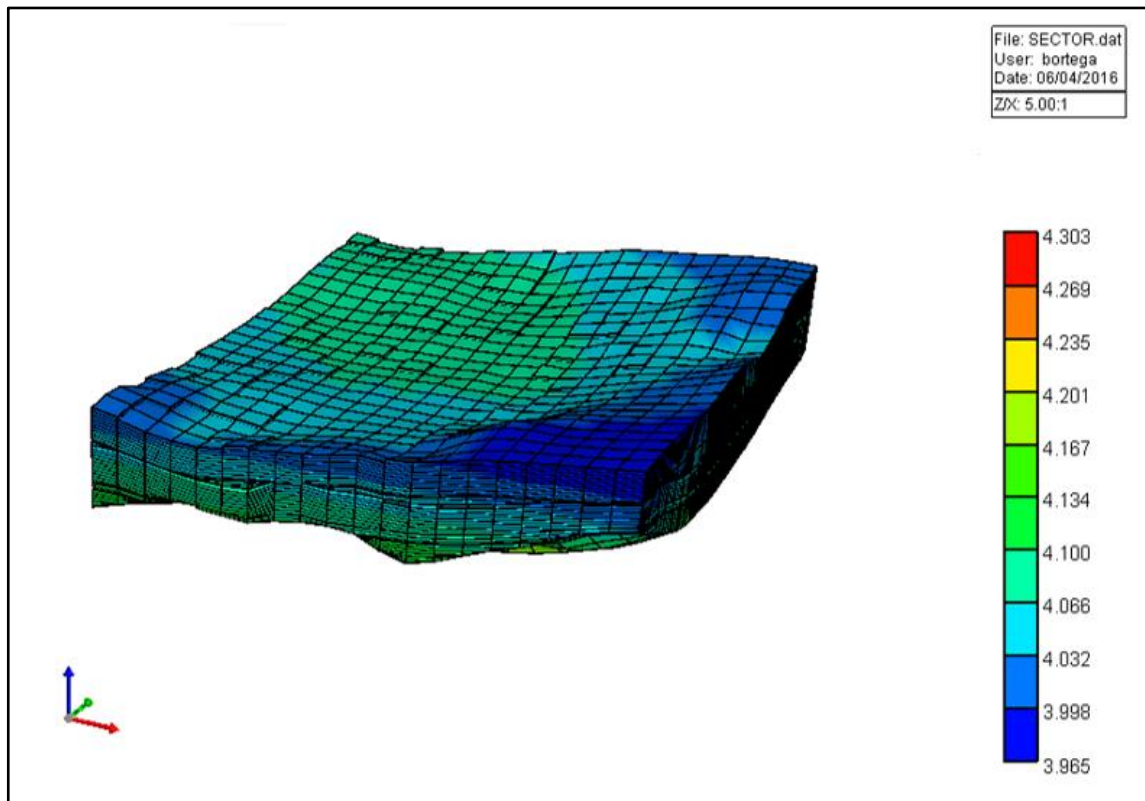
Tabla 6. Tamaño de la malla original de simulación.

Coordenadas x	20
Coordenadas y	23
Coordenadas z	175
total	80,500

Fuente: CMG

En la **Figura 67** se muestra la malla de simulación del sector del Bloque Rio, la cual fue modelada a partir de la herramienta Builder del simulador CMG. El modelo del sector en estudio cuenta con cinco unidades geológicas y seis tipos de roca distribuidas a lo largo del yacimiento. Además, el yacimiento cuenta con un acuífero de 100 pies de espesor. La porosidad promedio del modelo es de 35% y la permeabilidad promedio es de 4000 md. También se conoce que las rocas del yacimiento están mojadas preferencialmente al agua. El sector modelado no cuenta con pozos existentes.

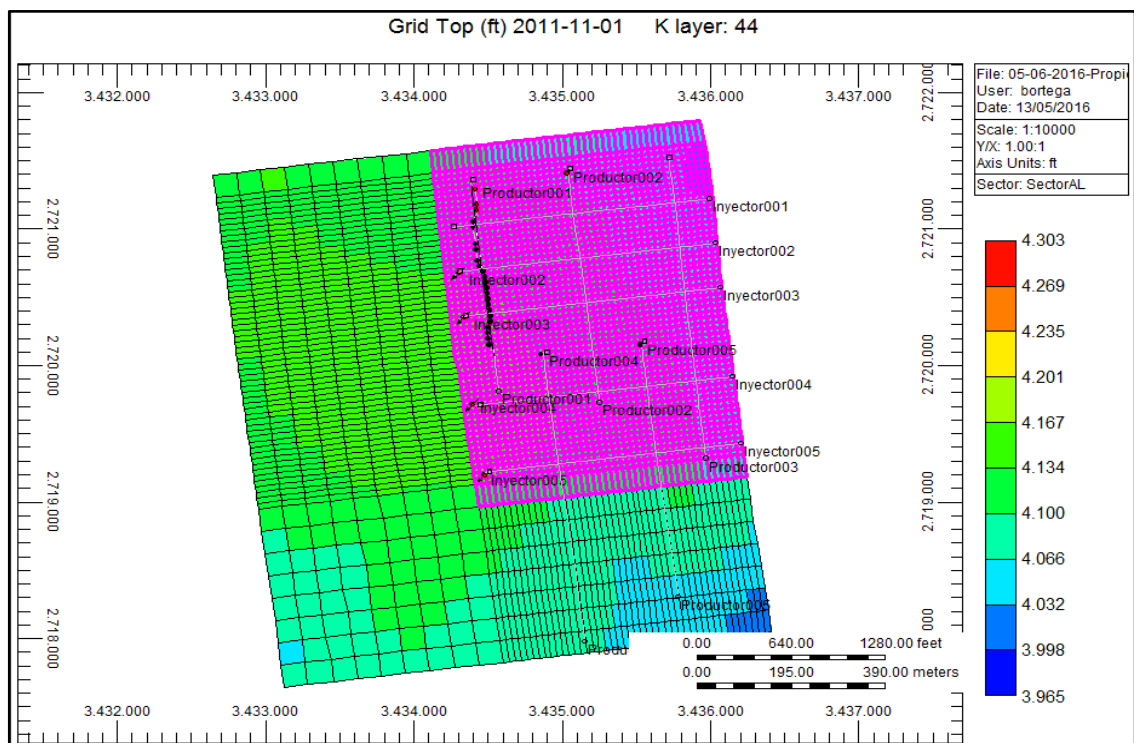
Figura 67. Malla de Simulación Sector Bloque Rio Ariari en estudio provista por Pacific E&P.



Fuente. CMG.

4.3.2 Creación del sector AL. La malla original provista por la compañía Pacific E&P corresponde a una malla gruesa. La simulación de un proceso de inyección de polímeros con una malla de esta dimensión, no sería detallada, por lo que se decidió junto con el director del proyecto, crear un nuevo sector en la malla original donde el tamaño de los bloques sea menor. Es decir, un sector en el cual, la malla de simulación sea más fina. si se dividiera la malla original por completo para hacerla más fina, las corridas de simulación serían menos viables, ya que tomarían mucho más tiempo y requerirían de una capacidad de memoria y procesamiento del equipo al que no pueden acceder los estudiantes, razón por la cual se decidió crear el sector al en cuál se analizará los resultados de las corridas de simulación. Ver **Figura 68**.

Figura 68. Sector en estudio



Fuente. CMG.

La nueva malla con el Sector AL, cuenta con un total de 605,875 celdas distribuidas en las coordenadas X, Y y Z como se muestran en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Dimensiones de la Malla Sector AL

Coordenadas x	53
Coordenadas y	65
Coordenadas z	175
total	602,876

Fuente: CMG.

4.3.3 Descripción del yacimiento. Se iniciará por la descripción de los fluidos del yacimiento en la tabla donde se muestra la composición del petróleo del campo, peso molecular, temperatura crítica y presión crítica. Ver **Tabla 8**.

Tabla 8. Propiedades del hidrocarburo

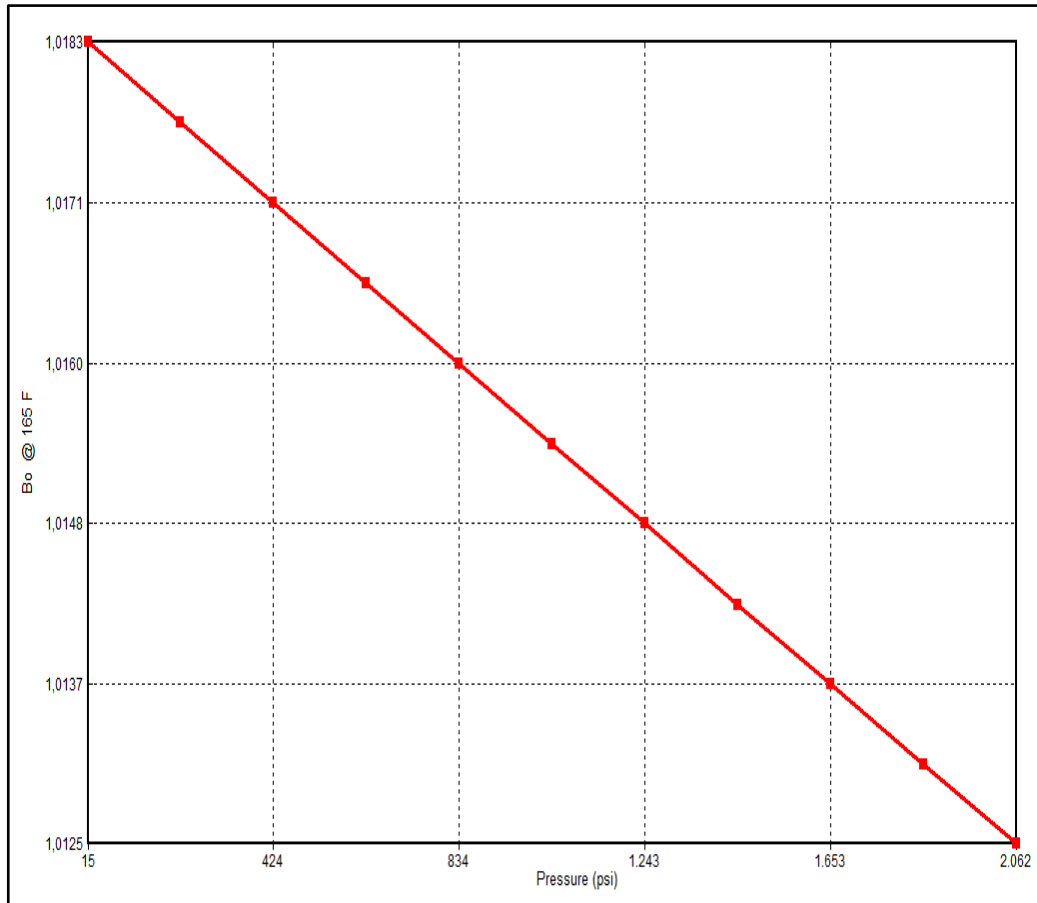
Componente	Peso molecular	T crítica (F)	P crítica (Psi)
CO2toC2H	279.508	-218.98	517.19
C3HtoC7	751.312	396.88	496.95
C8toC36	423.813	1001.02	213.73

Fuente: Pacific E&P. Modificada Por los Autores.

4.3.3.1 CURVAS PVT DE LA FASE PETRÓLEO. A continuación, se presentan las curvas PVT correspondientes al comportamiento del crudo presente en el sector del Bloque Rio Ariari en estudio.

- **Factor Volumétrico:** ésta propiedad hace referencia a la relación del volumen que tiene el crudo en el yacimiento y al volumen del mismo a condiciones de superficie como se muestran en la **Gráfica 3**.

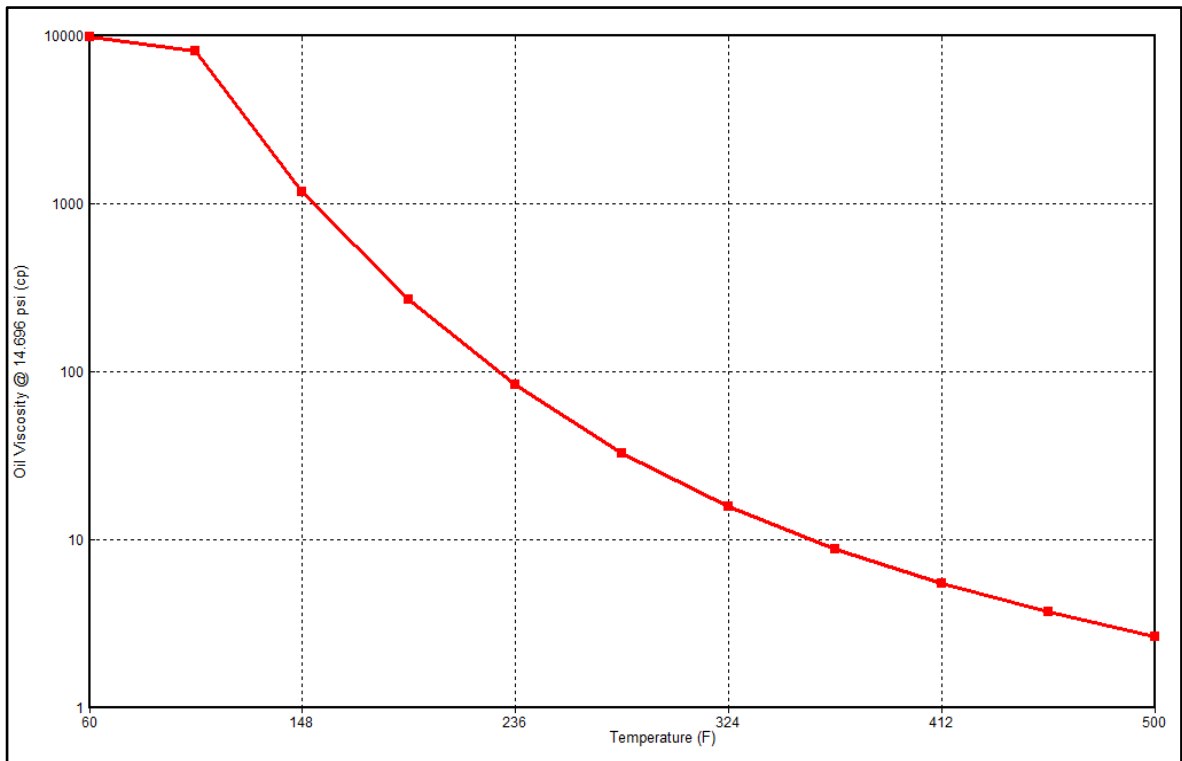
Gráfica 3. Factor volumétrico del Petróleo.



Fuente: CMG.

- **Viscosidad del aceite:** ésta propiedad hace referencia a la resistencia del aceite a fluir, cumpliendo con su comportamiento teórico, ya que disminuye mientras que la temperatura aumenta como se puede observar en la **Gráfica 4**.

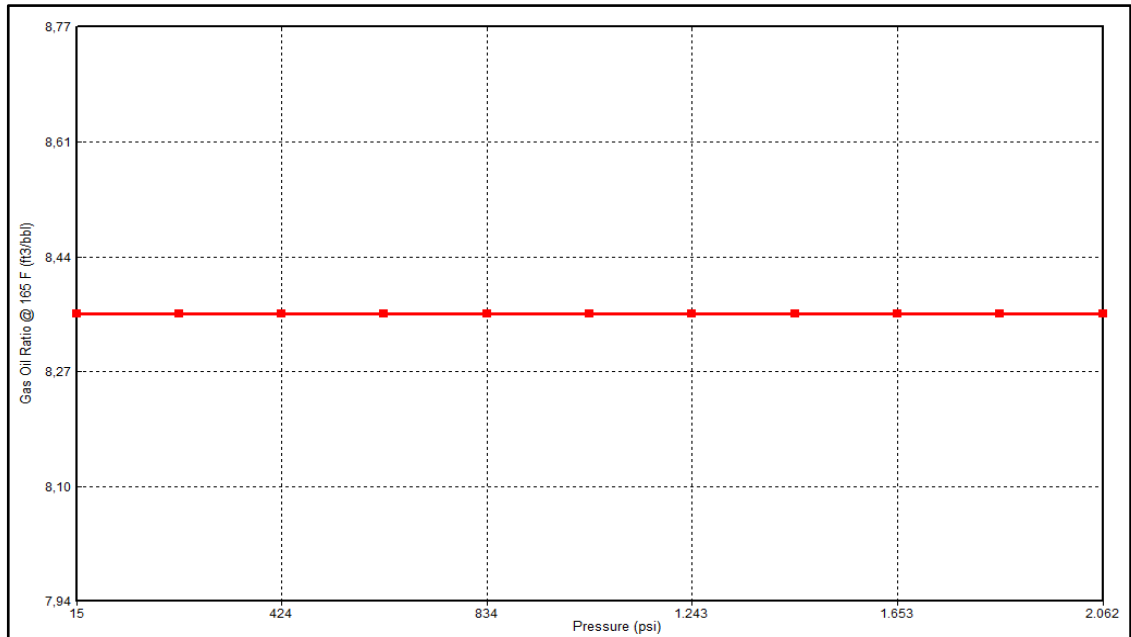
Gráfica 4. Viscosidad del crudo



Fuente: CMG.

- **Relación gas disuelto:** se refiere a la relación de gas disuelto en el petróleo, la **Gráfica 5** muestra que el yacimiento no cuenta con gas, según los resultados obtenidos en laboratorio.

Gráfica 5. Relación Gas Disuelto

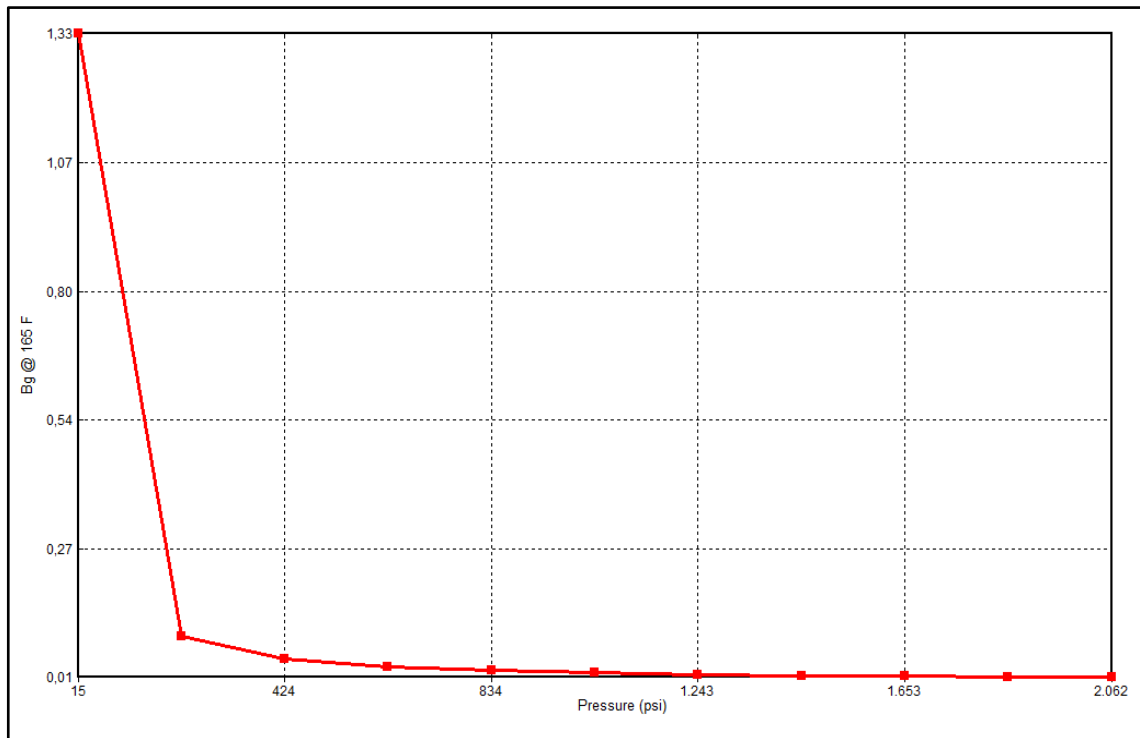


Fuente: CMG.

4.3.3.2 Curvas PVT de la fase gas. A continuación, se presentan las curvas PVT de la fase gas presente en la zona de estudio del Bloque Rio Ariari.

- **Factor Volumétrico del gas:** Hace referencia al volumen del gas a condiciones de yacimiento y el volumen del mismo a condiciones de superficie, su comportamiento se puede ver en la **Gráfica 6**.

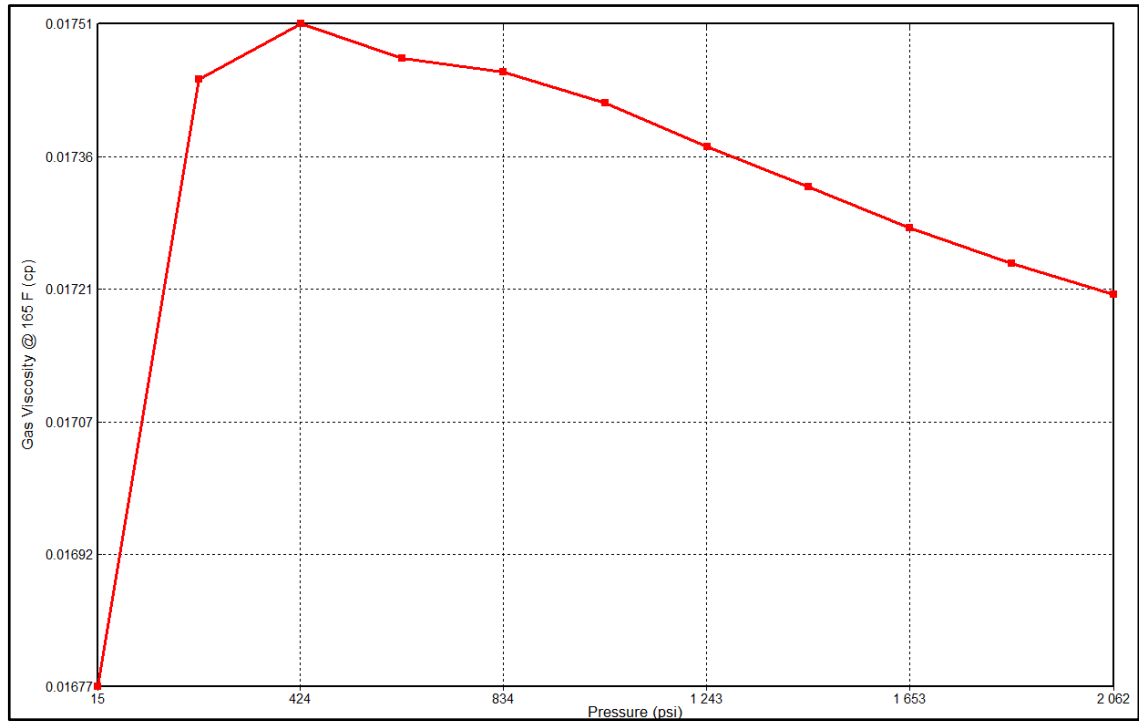
Gráfica 6. Factor volumétrico del gas



Fuente: CMG.

Viscosidad del Gas: Hace referencia a la resistencia del gas a fluir, los resultados obtenidos en laboratorio se pueden ver en la **Gráfica 7**.

Gráfica 7. Viscosidad del Gas.

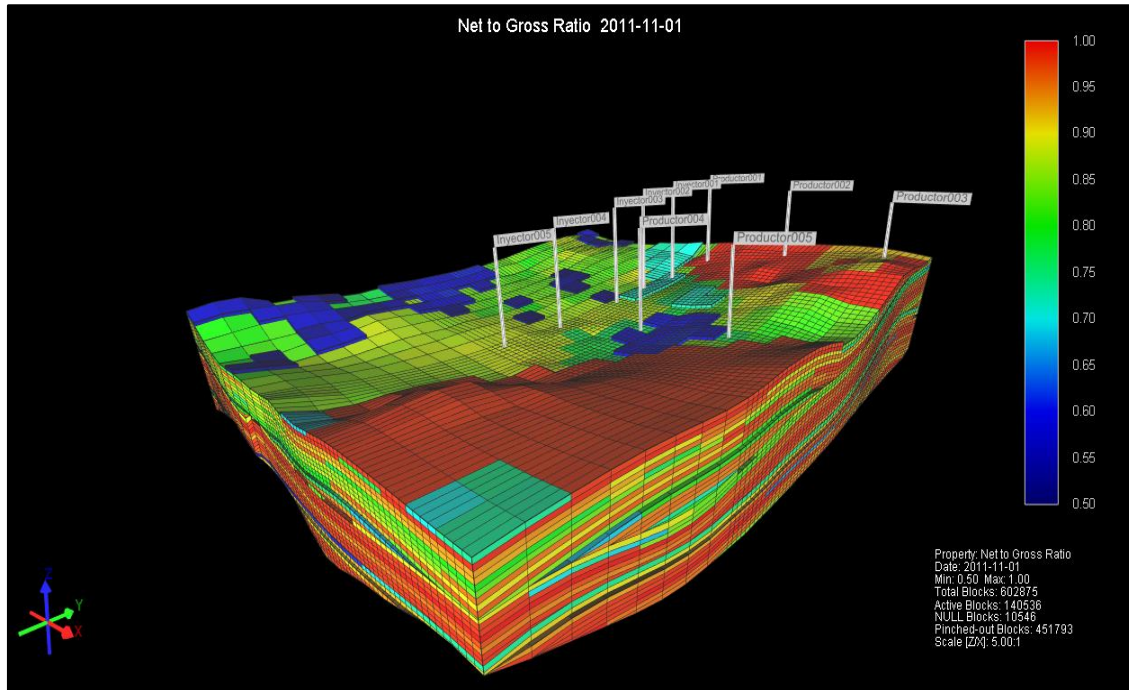


Fuente: CMG.

4.3.3.3 Propiedades petrofísicas. La información petrofísica ha sido brindada por la compañía, entre ella se incluye la porosidad, permeabilidad y Net To Gross presentes en el sector en estudio del Bloque Rio Ariari.

El modelo de Net To Gross del sector en estudio del Bloque Rio Ariari, es una propiedad que relaciona el porcentaje de arenas limpias comparadas con otras rocas presentes como se muestra en la **Figura 69**.

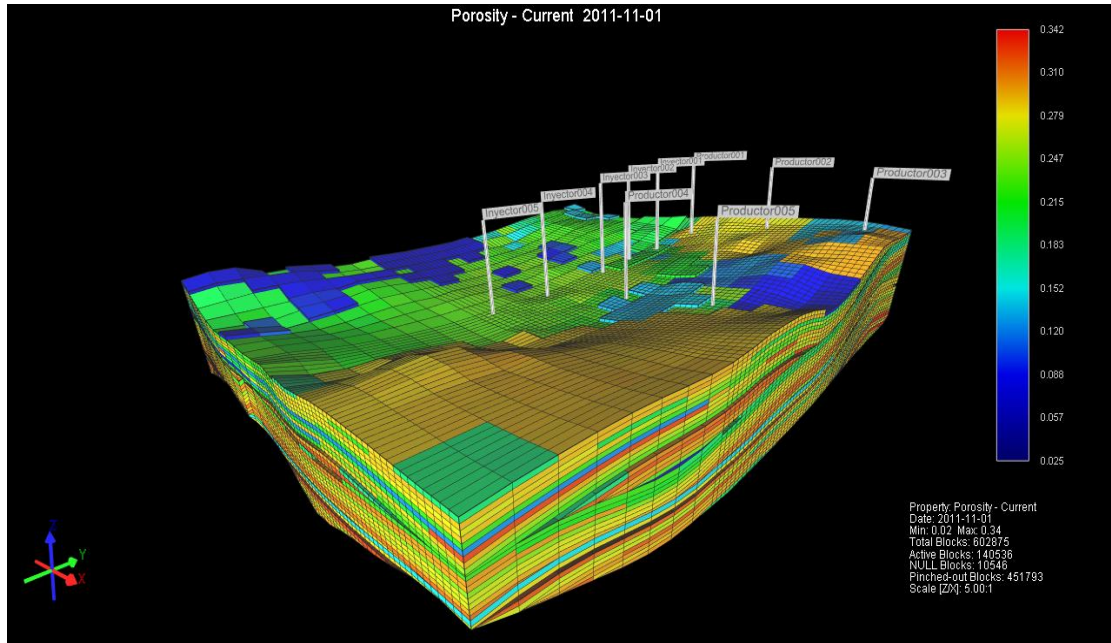
Figura 69. Net To Gross Sector en estudio del Bloque Rio Ariari.



Fuente. CMG.

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que es capaz de almacenar fluidos. En la **Figura 70** se puede ver la distribución de esta propiedad en el sector en estudio.

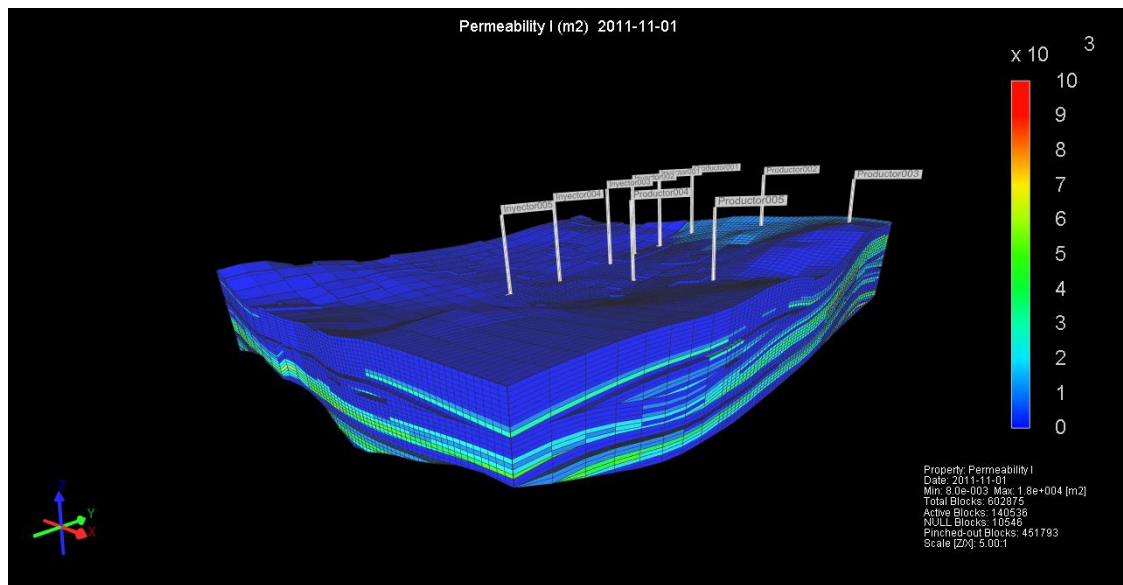
Figura 70. Distribución de la porosidad en el Bloque Rio Ariari.



Fuente. CMG.

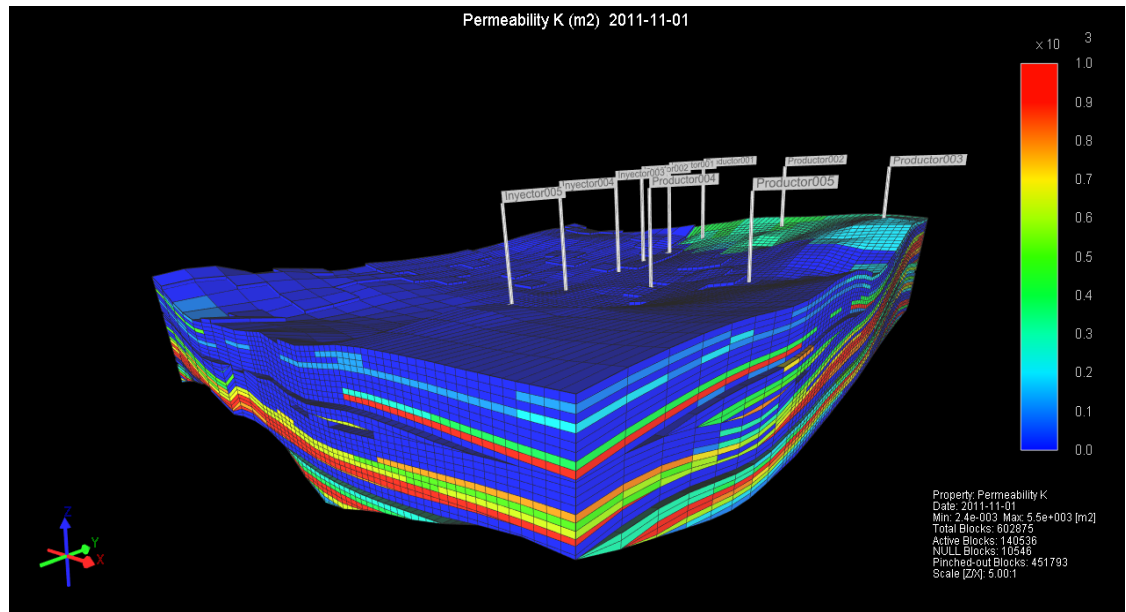
La permeabilidad es una propiedad anisotrópica, por lo que es necesario evaluar dicha propiedad en los planes X Y y Z donde X y Y se encuentran ubicados en el plano por lo que tienen igual magnitud. En la **Figura 71** se puede ver la variación de la permeabilidad horizontal y en la **Figura 72** su comportamiento en el eje vertical.

Figura 71. Permeabilidad Horizontal



Fuente. CMG.

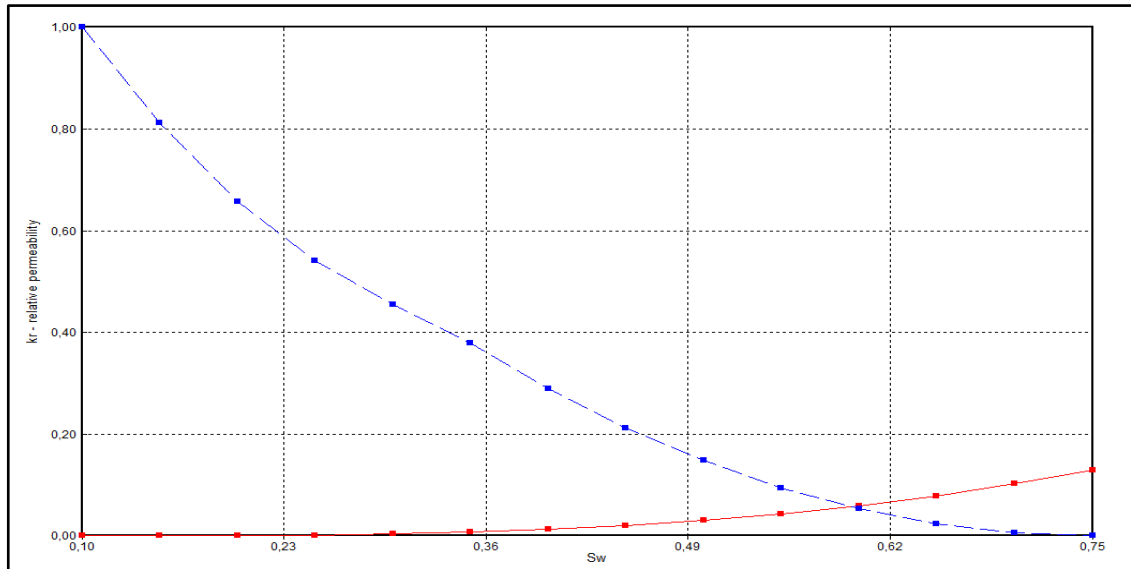
Figura 72. Permeabilidad Vertical



Fuente. CMG.

4.3.4 Curvas de permeabilidad relativa. La permeabilidad se refiere a la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, si los poros de la roca no se encuentran interconectados no hay permeabilidad. La permeabilidad se subdivide en tres tipos, permeabilidad relativa, permeabilidad efectiva y permeabilidad absoluta. la permeabilidad relativa, es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación determinada y la permeabilidad absoluta de dicho fluido en condiciones de saturación total, éste tipo de permeabilidad adapta la ecuación de darcy a las condiciones de flujo multifásico. la permeabilidad efectiva se refiere a la capacidad que tiene un fluido preferencialmente de fluir en presencia de otro fluido inmiscible y la permeabilidad absoluta, es la medición de la permeabilidad obtenida cuando existe un solo fluido o fase en la roca.

Gráfica 8. Curva de permeabilidad relativa del tipo de roca 1



Fuente. CMG.

Como se puede observar en la **Gráfica 8**, correspondiente a la curva de permeabilidad relativa, el tipo de roca 1 está preferencialmente mojada al agua. Éste mismo comportamiento se observa en los tipos de roca restantes. El término mojabilidad en ingeniería de yacimientos, es la medida de la preferencia que la roca tiene bien sea por el aceite o la salmuera.

4.3.5 Cotejo histórico. La malla de simulación utilizada para el desarrollo del presente proyecto, fue modelada y validada por la compañía Pacific E&P, considerando las propiedades reales del yacimiento, incluyendo datos de presión de registros, y producción, razón por la cual el cotejo histórico está implícito en el modelo de simulación.

4.4 CONDICIONES OPERACIONALES

Las condiciones operacionales son aquellos parámetros que definen los programas de inyección de soluciones de polímeros. Estas condiciones o parámetros operacionales son de gran importancia, ya que, si no se determinan de la manera adecuada, podrán contribuir con el daño de la formación, lo que implicaría un aprovechamiento limitado de los recursos hidrocarbúricos contenidos en el Bloque Rio Ariari.

En el caso de estudio, se cuenta con 5 pozos inyectores y 5 pozos productores que operan como se muestran en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Condiciones Operacionales

Presión de Producción	1000 Psi
Presión de Inyección	2500 Psi
Temperatura	150°F

Fuente. Pacific E&P.

Los parámetros mostrados en la tabla anterior se establecieron de acuerdo a las necesidades de Pacific E&P y a las condiciones propias del yacimiento. La tasa de inyección con la que se realizó la simulación fue de 5000 bbl/día, puesto que la compañía sugirió el establecimiento de este parámetro, adicionalmente el yacimiento requiere una tasa de inyección elevada, debido a que la presión de la formación es alta (2200 psi).

4.5 SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLÍMEROS EN EL BLOQUE RIO ARIARI

Con la finalidad de interpretar el incremento en la producción de hidrocarburos en el sector del bloque en estudio, se llevaron a cabo simulaciones las cuales representan el comportamiento del yacimiento, bajo diferentes escenarios de estimulación, para comparar las diferentes propuestas y elegir la mejor, asumiendo esta como la que dé un factor de recobro más alto.

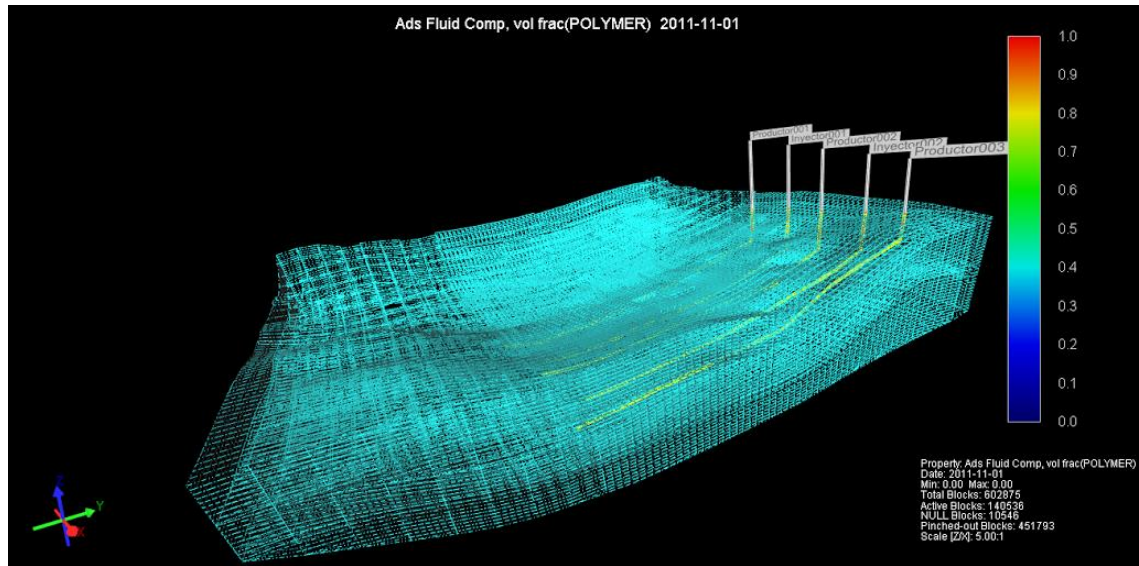
4.5.1 Inyección de polímeros. Se llevó a cabo la simulación la inyección de soluciones de polímero con el fin de determinar la aplicabilidad de éste proyecto en el sector de Bloque Rio Ariari en estudio y el incremento en el factor de recobro obtenido tras la estimulación.

4.5.1.1 Escenarios para la inyección de soluciones de polímeros. Para llevar a cabo las corridas de simulación de inyección de polímeros, se comenzó por definir un arreglo de pozos, el cual está formado por un total de diez pozos, cinco pozos productores y cinco pozos inyectoros. El patrón pozos fue elegido después de realizar varias corridas de prueba con patrones normales e invertidos de cinco pozos. Algunas corridas se realizaron con pozos verticales, pero los resultados obtenidos no eran satisfactorios.

Las corridas de simulación realizadas con pozos horizontales, arrojaron mejores resultados. Se consultó el artículo científico publicado por la SPE-169149-MS, el cual recomendaba el uso de pozos horizontales ya que esto junto a una alta permeabilidad del yacimiento pueden eliminar la preocupación de tener una baja inyectividad cuando se usan soluciones de polímeros de alta concentración como en el caso de estudio. Algunas de las corridas de prueba se realizaron con el patrón

propuesto en el artículo científico, arrojando mejores resultados que las anteriormente nombradas. Debido a esto se decidió añadir cuatro pozos más al patrón, dos productores y dos inyectores, se realizaron varias corridas de prueba con este patrón y tras compararlo con los propuestos anteriormente, se tomó la decisión de utilizar este para el proyecto. Es arreglo de pozos se muestra a continuación en La **Figura 73**.

Figura 73. Arreglo de Pozos.

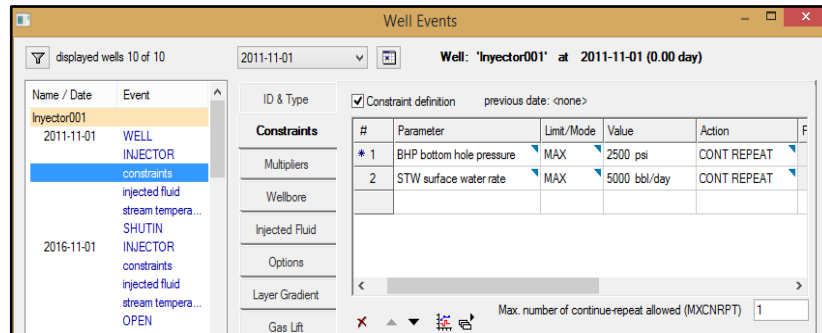


Fuente. CMG.

4.5.1.2 Creación del modelo de inyección de polímeros. Una vez definido el arreglo de pozos a usar en el proyecto, se debe crear el modelo de inyección. El procedimiento se muestra a continuación.

- **Presión de Inyección.** Para comenzar, se deben definir las condiciones de operación de los pozos, la presión de inyección que en este caso será de 2500 psi, se incorpora en el simulador en la sección que se muestra en la **Figura 74**.
- **Caudal de Inyección.** Al igual que la presión, la tasa de inyección es una de las condiciones de operación que se deben de incorporar al simulador como se muestra en la **Figura 74** para crear el modelo químico.

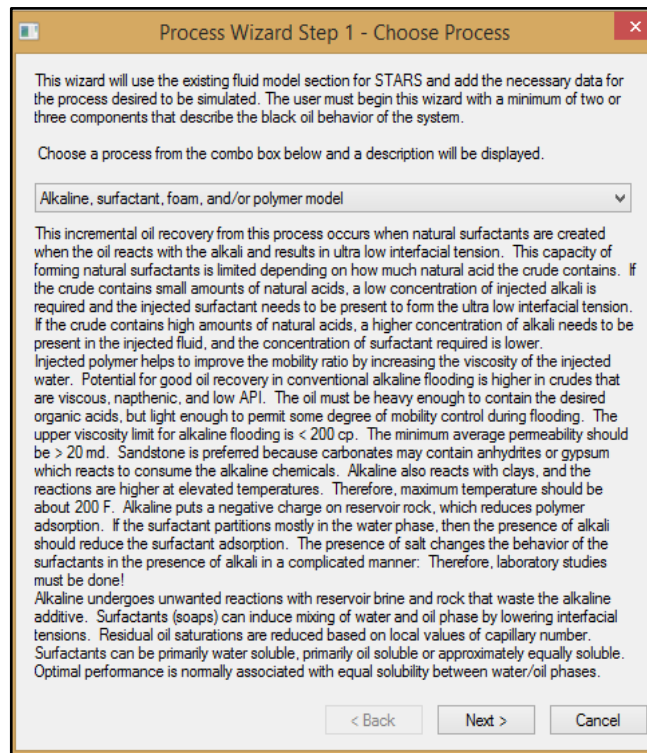
Figura 74. Presión y Tasa de Inyección.



Fuente. CMG.

- **Modelo de inyección de polímeros.** Una vez definidas las condiciones de operación se procede a modelar el polímero, con sus propiedades. Para esto se accede a “Process Wizard” y elegir el modelo químico que será usado. En el caso del proyecto corresponde al modelo “Alkaline, Surfactant, Foam, and/or Polymer model” como se muestra en la **Figura 75**.

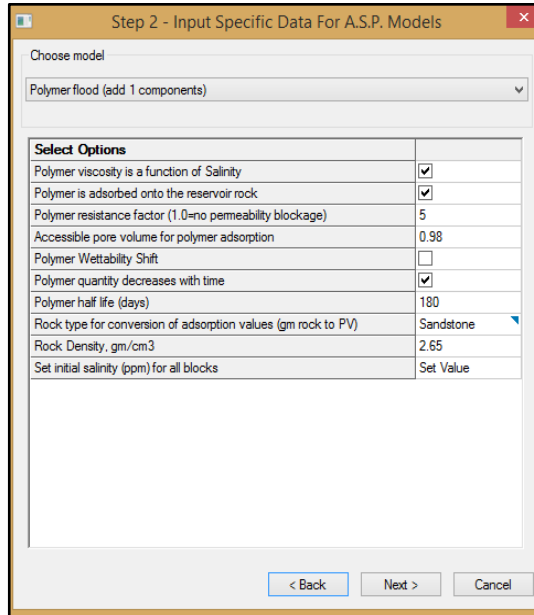
Figura 75. Paso 1. Creación del modelo de polímero



Fuente. CMG.

El paso 2 consiste en especificar las propiedades del polímero, como la adsorción, el factor de resistencia, el volumen poroso accesible, vida media, tipo de roca entre otras como se muestra en la **Figura 76**.

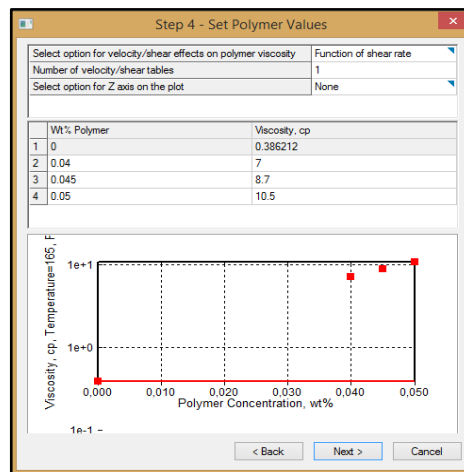
Figura 76. Paso 2. Creación del modelo de polímero



Fuente. CMG.

Luego se debe determinar si hay reacción de adsorción, en el caso en estudio, no se considero adsorción del polímero en el medio poroso. El cuarto paso consiste en especificar la viscosidad del polímero variando con la cocentración del mismo como se meustra en la **Figura 77**.

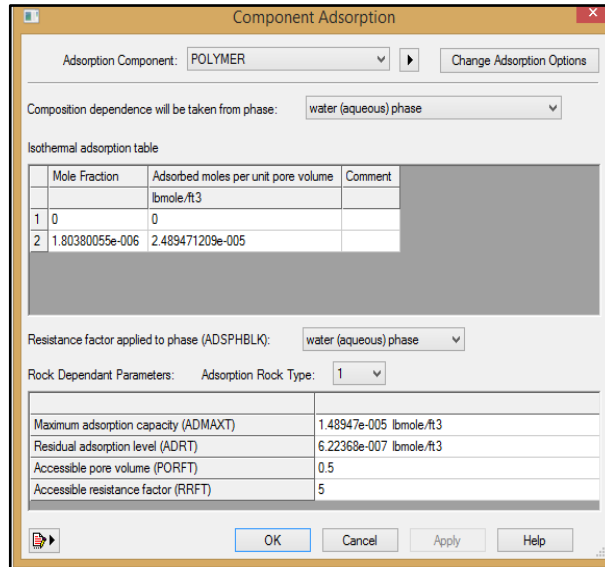
Figura 77. Paso 4. Creación del modelo del polímero



Fuente. CMG.

Paso seguido, se procede a definir la adsorción del polímero, como se muestra en la **Figura 78**. y así finaliza la creación del modelo químico del polímero.

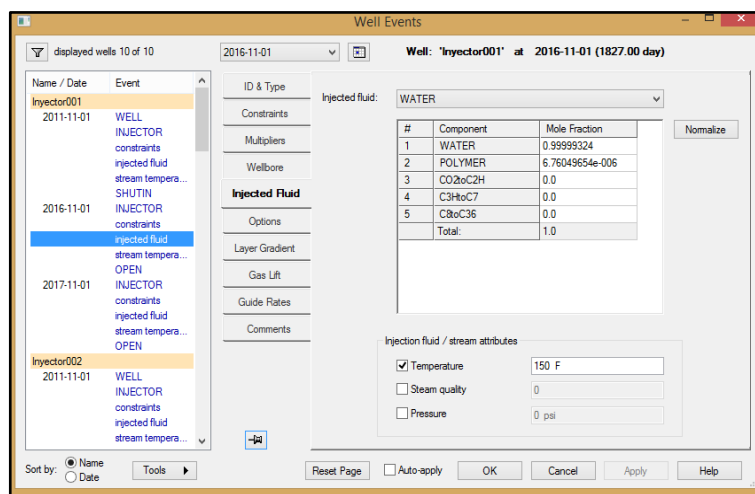
Figura 78. Adsorción de polímero



Fuente. CMG.

Ahora se procede a aplicar el modelo químico creado anteriormente en los pozos inyectoros. Para finalizar se especifica la fracción molar de polímero en los pozos inyectoros, de esta forma se determina la concentración de polímero usado en cada corrida de simulación, como se muestra en la **Figura 79**.

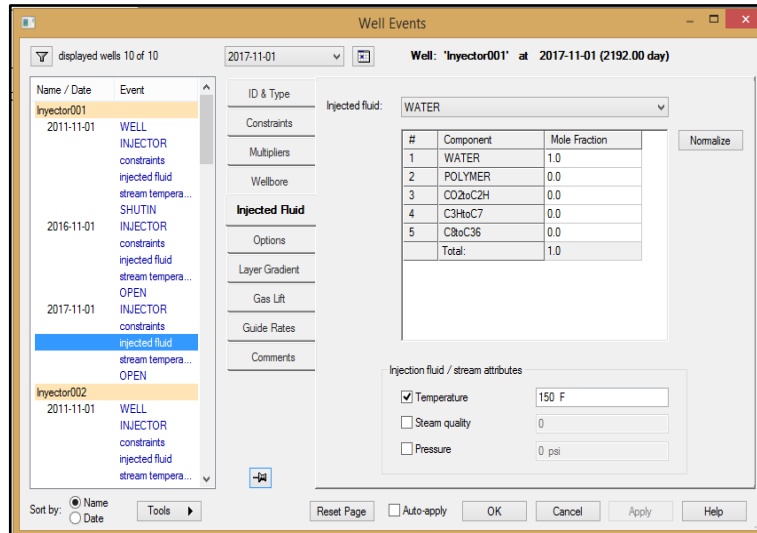
Figura 79. Fracción molar del polímero



Fuente. CMG.

4.5.2 Inyección de agua. La simulación de inyección de agua se realizó de forma conjunta a la de polímeros, ya que en el proyecto se pretende llevar a cabo la inyección por baches, de polímero seguido por inyección de agua. El modelo de inyección requiere solo especificar, la fracción molar en los pozos inyectoros como se muestran en la **Figura 80**. cabe resaltar que las condiciones de operación usadas en la inyección de polímeros, son iguales a las de la inyección de agua.

Figura 80. Fracción molar, Inyección de Agua



Fuente. CMG.

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA SELECCIÓN DEL MEJOR PROGRAMA DE INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLÍMERO EN EL BLOQUE RIO ARIARI

Con el objetivo de seleccionar el mejor programa de inyección de soluciones de polímero en el Bloque Rio Ariari y dando respuesta a los objetivos 5 del trabajo de grado, se realizó un análisis de sensibilidad a la concentración del polímero, al caudal y al tiempo de inyección de las soluciones a inyectar.

5.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad se llevó a cabo para establecer los escenarios en los cuales la inyección de soluciones de polímeros genera un mayor factor de recobro, y para determinar cuáles son los parámetros operacionales adecuados al aplicar este proceso de recobro mejorado.

En este análisis de sensibilidad se cuantifican los volúmenes de petróleo recuperado durante una inyección de soluciones de Polímero, haciendo variaciones en la concentración del polímero, el caudal y el tiempo de inyección de las soluciones de polímero.

Debido a que los parámetros operacionales son los únicos que pueden manipularse durante un proyecto de inyección de soluciones de polímeros, estos son los factores que generan mayor interés y demandan mayor cuidado, puesto que estos pueden manejarse de tal modo que al menor costo se obtengan las mejores eficiencias de recobro.

Una vez seleccionado el patrón a utilizar, se realizaron diferentes corridas de simulación en las que se variaron condiciones operacionales como el tiempo de inyección, concentración de las soluciones de polímero a inyectar y caudales de inyección, con la finalidad de elegir el mejor programa de inyección, cumpliendo así con el objetivo 5 del proyecto de grado. Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

5.2 FACTORES ANALIZADOS

A continuación, se describen los factores en estudio para este análisis de sensibilidad. En este caso se estableció que las variaciones deberían aplicarse en las condiciones operacionales del proceso. La concentración del polímero, la tasa y el tiempo de inyección se analizaron para finalmente determinar cuál sería el mejor programa de inyección de soluciones Polímeros en el Bloque Rio Ariari.

5.2.1 Concentración del polímero. Las soluciones de polímeros son mezclas líquidas de largas cadenas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente. La concentración de una solución expresa la cantidad de soluto presente en una cantidad de solvente o de solución. en términos cuantitativos, esto es, la relación o proporción matemática entre la cantidad de soluto y la cantidad de solvente o, entre soluto y solución. esta relación suele expresarse en porcentaje, en esta oportunidad se utilizó la relación de partes de por millón, que mide cuantas partes de soluto están contenidos de 1 millón de partes de solución. El análisis se realizó a tres concentraciones diferentes, 300, 600 y 1000 PPM.

Las concentraciones evaluadas corresponden al rango en el cuál según la literatura, se emplea la HPAM. Adicionalmente se realizó una corrida de simulación, disminuyendo la concentración del polímero con los valores anteriormente nombrados, cada 4 meses para así completar el año de inyección. Las condiciones de operación de las corridas de prueba se muestran a continuación en la **Tabla 10**.

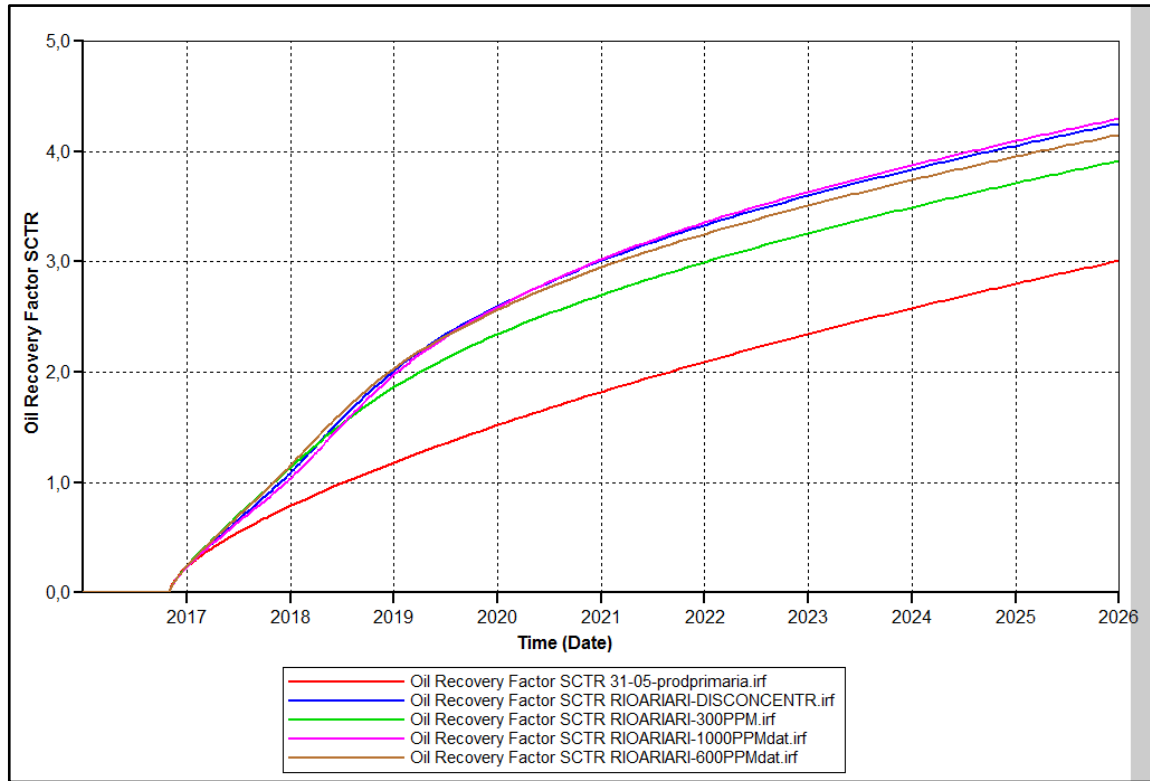
Tabla 10. Condiciones de operación para la evaluación de la concentración

Pozos Productores Horizontales	3
Pozos Inyectores Horizontales	2
Caudal de inyección	5000 BPD
Presión de Inyección	2500 psi
Concentración	VARIABLE
Inyección de Polímero	1 año
Inyección de agua	9 años

Fuente: Simulación CMG

Tras llevar a cabo las corridas de simulación a concentración de polímero variable, se obtuvo un incremento en el factor de recobro tanto de la grilla completa como del sector creado como se puede observar en la **Gráficas 9 y 10**.

Gráfica 9. Factor de Recobro Grilla Completa (Variación de Concentración)



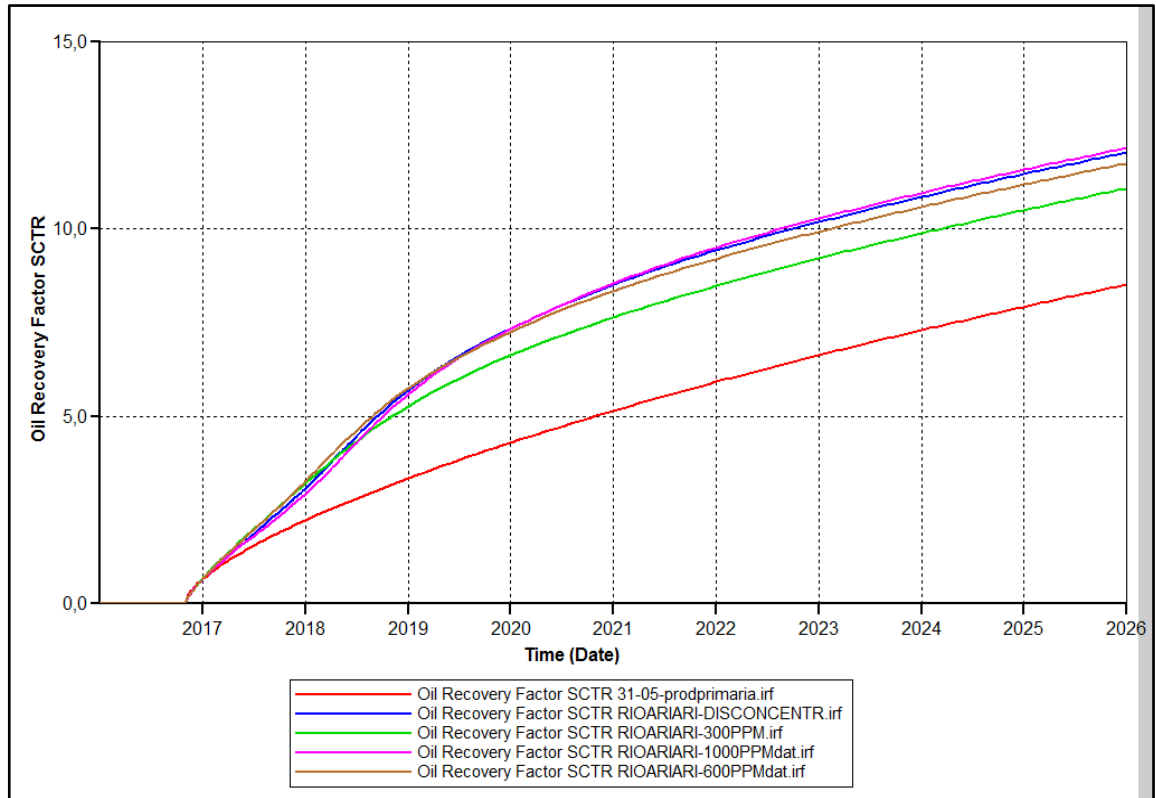
Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Tabla 11. Factor de Recobro Grilla Completa (Variación de Concentración).

	Primaria	Dis-concentración	300 PPM	1000 PPM	600 PPM
Año	Factor de recobro	Factor de recobro	Factor de recobro	Factor de recobro	Factor de recobro
2016	0.0158766	0.0182077	0.0187221	0.0182077	0.0184616
2017	0.715474	0.944757	0.99875	0.901478	0.998013
2018	1.12	1.88	1.76	1.84	1.91
2019	1.47	2.52	2.28	2.51	2.49
2020	1.77	2.95	2.65	2.96	2.9
2021	2.05	3.28	2.95	3.31	3.21
2022	2.3	3.56	3.22	3.59	3.47
2023	2.54	3.8	3.46	3.84	3.7
2024	2.76	4.02	3.68	4.06	3.92
2025	2.97	4.22	3.88	4.26	4.12
2026	3.18	4.41	4.08	4.46	4.31

Fuente. CMG.

Gráfica 10. Factor de Recobro Sector AL (Variación de la Concentración).



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Tabla 12. Factor de Recobro Sector AL (Variación de Concentración).

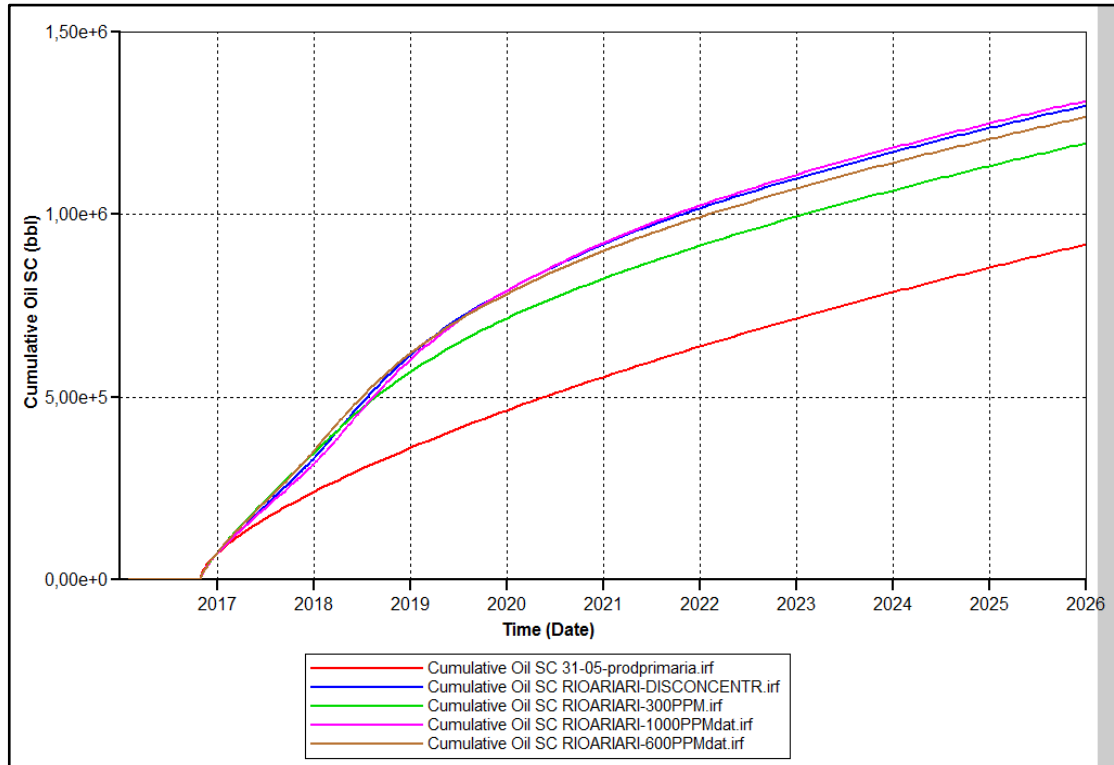
	Primaria	Dis-concentración	300 PPM	1000 PPM	600 PPM
Año	Factor de recobro	Factor de recobro	Factor de recobro	Factor de recobro	Factor de recobro
2016	0.044942	0.0515406	0.052997	0.0515406	0.0522593
2017	2.03	2.68	2.83	2.56	2.83
2018	3.18	5.33	4.99	5.2	5.42
2019	4.15	7.13	6.44	7.1	7.05
2020	5.02	8.35	7.49	8.37	8.2
2021	5.8	9.3	8.35	9.36	9.07
2022	6.52	10.07	9.1	10.16	9.82
2023	7.19	10.75	9.78	10.86	10.48
2024	7.82	11.37	10.41	11.49	11.09
2025	8.42	11.95	10.99	12.07	11.66
2026	8.99	12.48	11.54	12.61	12.19

Fuente. CMG.

Como se pudo observar en las **Tablas 11** y **12** el factor de recobro tras la inyección de soluciones de polímeros en el sector de estudio aumenta más de 1% en la grilla completa, y 3% en el sector AL, obteniendo su mayor valor a una concentración de

1000 PPM. Otro de los resultados obtenidos tras la evaluación de la concentración de las soluciones de polímeros inyectadas, es la producción de petróleo acumulado, la cual también incrementa en más de 250.000 barriles de petróleo tras la inyección como se puede observar en la **Gráfica 11** y la **Tabla 13**.

Gráfica 11. Producción de Petróleo Acumulada (Variación de la concentración)



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

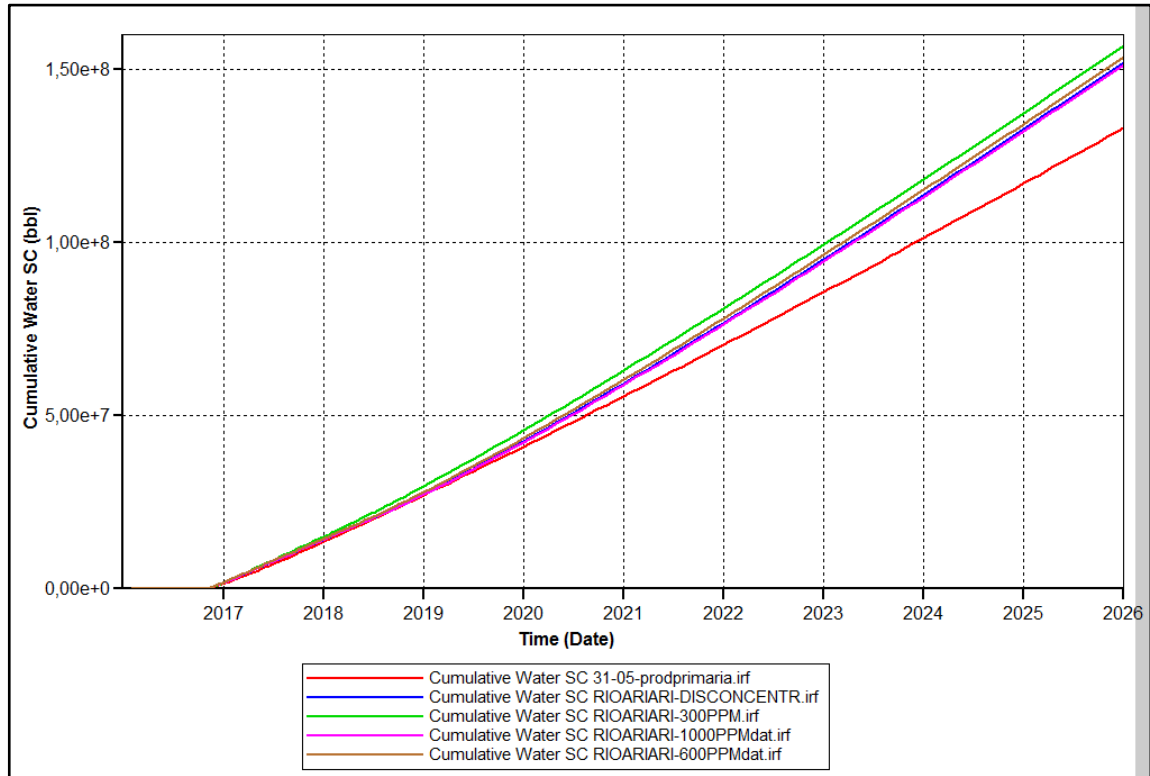
Tabla 13. Producción de Petróleo Acumulada. (Variación de Concentración)

Año	Primaria	Dis-concentración	300 PPM	1000 PPM	600 PPM
	Petróleo acumulado (bbl)	Petróleo acumulado (bbl)	Petróleo acumulado (bbl)	Petróleo acumulado (bbl)	Petróleo acumulado (bbl)
2016	4847.92	5559.71	5716.8	5559.71	5637.23
2017	218829.5	289128.38	305642.63	275878.97	305453.97
2018	343089.63	575073.56	538449.44	561339.44	584699.75
2019	448075.09	768718	695052.31	766083.38	760379.44
2020	541361.69	900425.5	808379.63	903061.81	884022.56
2021	625769.75	1002675.94	900829.44	1009718.75	978852.38
2022	703495.25	1086129.75	981955.19	1096047	1058880.25
2023	775858	1159533.63	1054989.38	1171043.25	1130617.38
2024	844019.5	1226573.75	1122451.25	1239135.75	1196581.88
2025	908342.69	1288650.13	1185335	1301885.63	1257480.38
2026	969574.13	1346739.25	1244723.38	1360663	1314603.75

Fuente. CMG.

Uno de los beneficios del uso de soluciones de polímero como fluido desplazante, es la disminución de la producción de agua. Por esta razón se evaluó la producción de agua acumulada durante los 10 años de predicción, obteniendo los siguientes resultados. Ver **Gráfica 12**.

Gráfica 12. Agua Acumulada (Variación de Concentración)



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

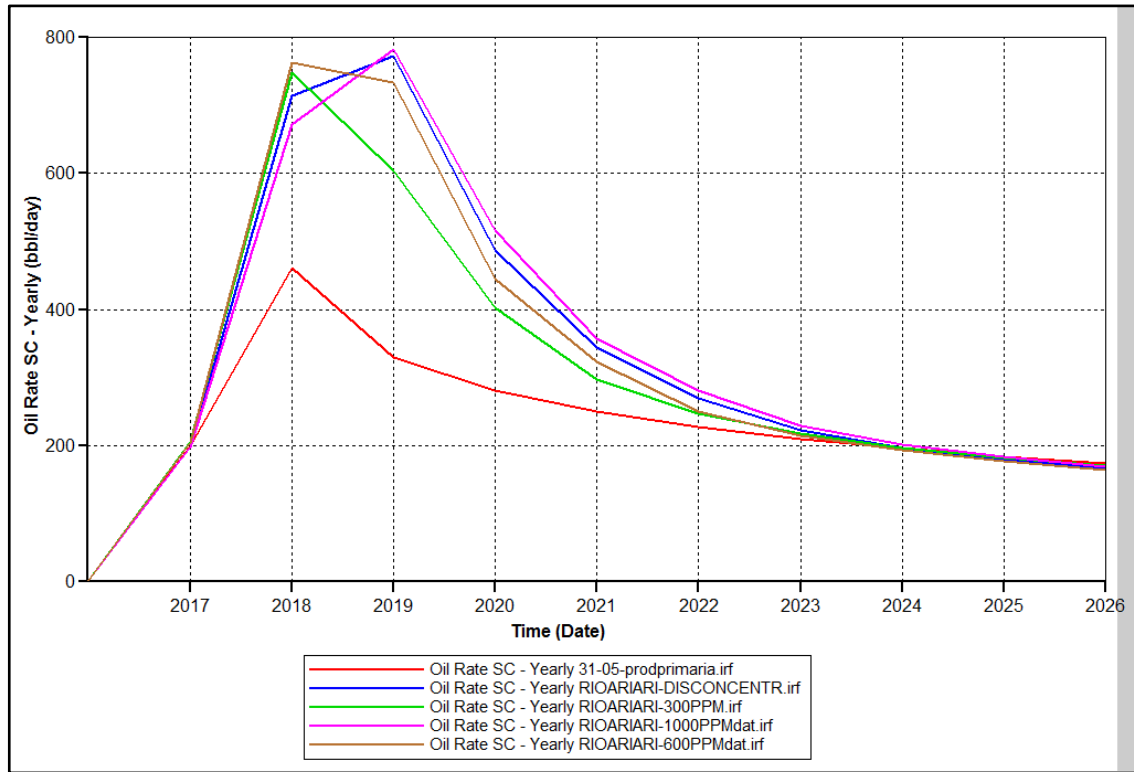
Tabla 14 Agua Acumulada (Variación de Concentración)

	Primaria	Dis-concentración	300 PPM	1000 PPM	600 PPM
	Agua acumulada	Agua acumulada	Agua acumulada	Agua acumulada	Agua acumulada
Año	(bbbl)	(bbbl)	(bbbl)	(bbbl)	(bbbl)
2016	22931.14	21838.54	22368.96	21838.54	22110.34
2017	11489832	12162577	12916074	12103064	12440343
2018	24752434	25040246	27019806	24914424	25495546
2019	38671600	39949024	42964416	39657248	40777576
2020	53113896	56426500	60094524	56032660	57457828
2021	67929600	73826376	77925720	73326456	75060320
2022	83097624	91941016	96257280	91368728	93294160
2023	98575136	110531448	114984056	109915168	111948864
2024	114373376	129540792	134086072	128896248	130996504
2025	130377272	148796960	153409584	148135664	150285328
2026	146601792	168310624	172966896	167635120	169823776

Fuente. CMG.

Se puede observar en la **Tabla 14**, que durante el año en que se inyectan soluciones de polímero al yacimiento a cualquier concentración la producción de agua es menor. La tasa de producción es otro punto importante de evaluación, ya que el análisis económico del proyecto se basará en este parámetro. Las tasas de producción de petróleo se muestran a continuación. **Gráfica 13**.

Gráfica 13. Tasa de Producción de Petróleo (Variando Concentración)



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

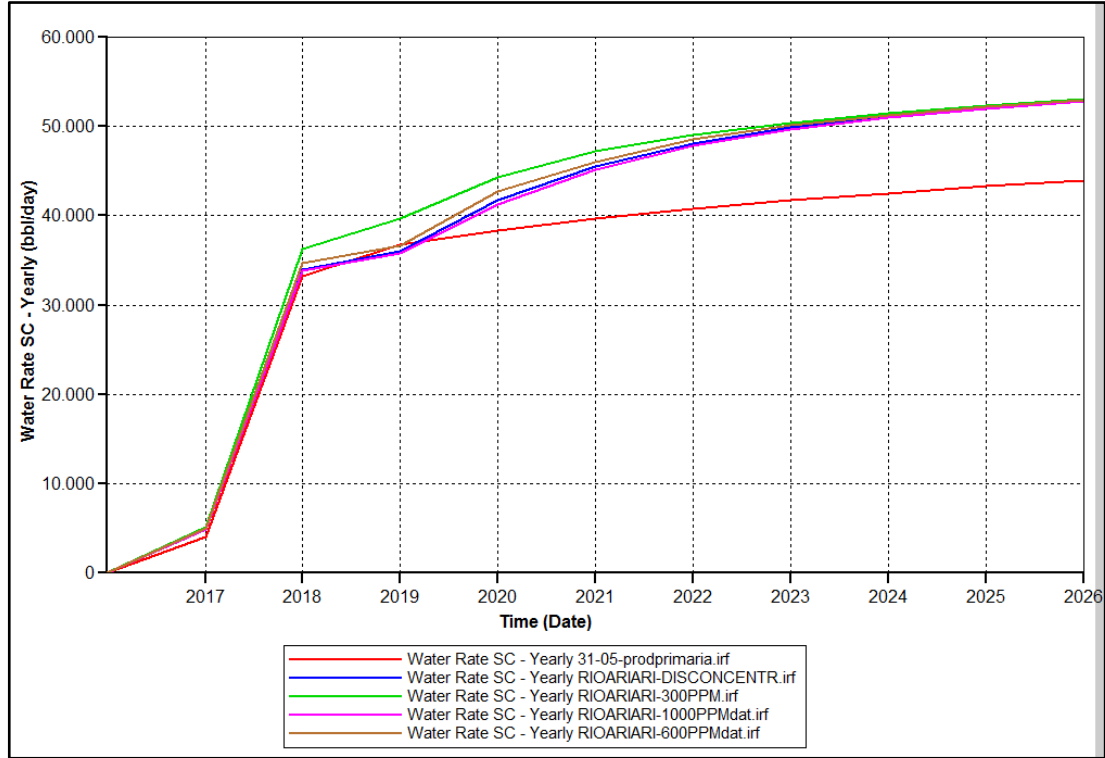
Tabla 15. Tasa de Producción de Petróleo (Variando Concentración)

Año	Primaria	Dis-concentración	300 PPM	1000 PPM	600 PPM
	Tasa de Petróleo	Tasa de Petróleo	Tasa de Petróleo	Tasa de Petróleo	Tasa de Petróleo
	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria
	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD
2016-11	4493.86	3138.32	3352.07	3138.32	3179.15
2016-12	909.81	988.05	1014.97	988.05	1018.44
2017	570.18	726.4	820.3	726.4	799.54
2018	306.84	674.75	512.69	706.81	612.25
2019	267.94	404.69	351.81	427.25	382.19
2020	241.06	313.31	272.06	325.75	289.88
2021	220.63	247.13	234.88	256.94	233.5
2022	204.5	211.5	208.94	216.75	205.25
2023	191.38	190.38	190.75	193.88	187.25
2024	180.5	175.63	177.25	177.75	172.5
2025	171.44	163.88	166.88	165.63	160.75
2026	163.63	153.88	153.88	153.13	151.88

Fuente. CMG.

Como pudo observarse en la **Tabla 15** La tasa producción de petróleo con inyección de polímeros a cualquier concentración es mayor hasta 2022.

Gráfica 14. Tasa de Producción de agua (Variando Concentración)



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Tabla 16. Tasa de Producción de agua (Variando Concentración)

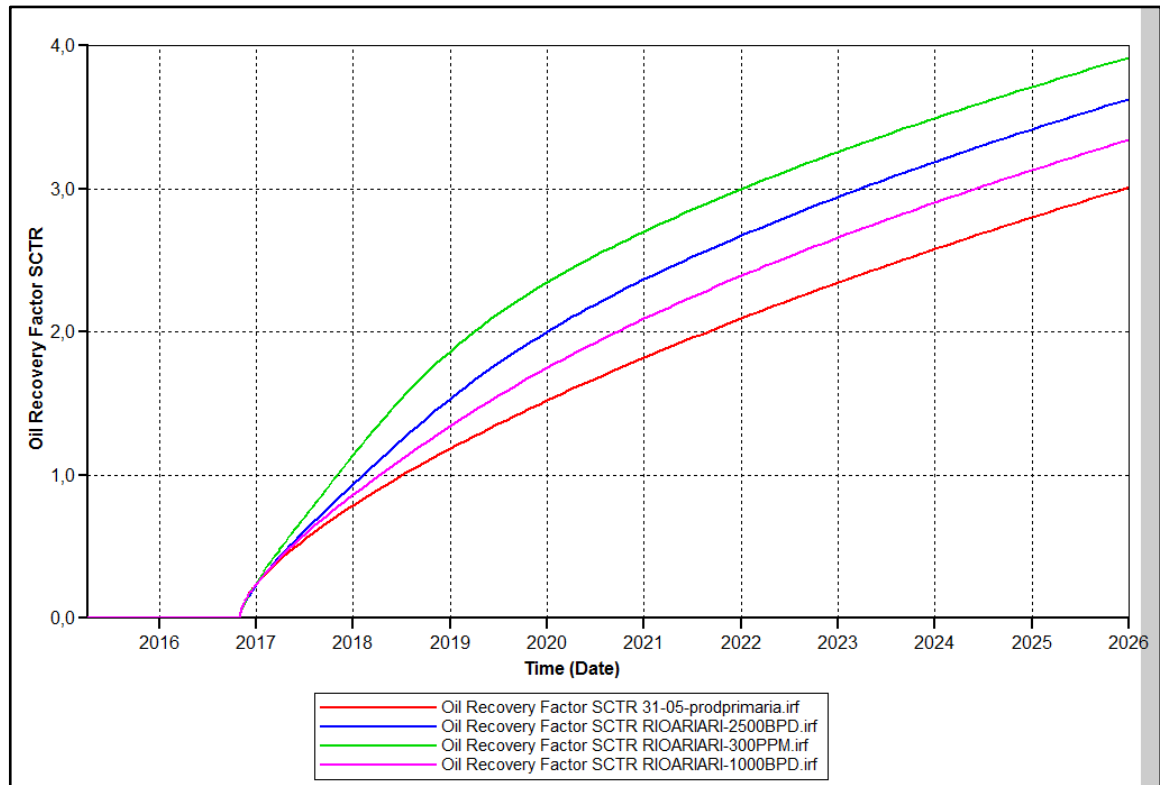
Año	Primaria	Dis-concentración	300 PPM	1000 PPM	600 PPM
	Tasa de agua	Tasa de agua	Tasa de agua	Tasa de agua	Tasa de agua
	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria
	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD
2016-11	22113.84	18511.54	17863.18	18511.54	18414.85
2016-12	25103.31	30200.13	31546.5	30200.13	31197.56
2017	30269.25	33481.75	35554.75	33481.75	34948
2018	37452	37852	41998	37700	38974
2019	38880	43680	45500	43324	44192
2020	40104	46500	48080	46204	47116
2021	41136	48880	49648	48624	49304
2022	42032	50392	50848	50264	50640
2023	42832	51512	51808	51416	51640
2024	43552	52400	52616	52352	52496
2025	44184	53152	53312	53104	53232
2026	44752	53808	53776	154	155.88

Fuente. CMG.

Como pudo observarse en la **Tabla 16** La tasa producción de agua es menor en la producción primaria que con cualquiera de las concentraciones de inyección de polímeros.

5.2.2 Caudal de inyección de las soluciones de Polímeros. Con el fin de entender el impacto del caudal de desplazamiento sobre la recuperación de petróleo se analizan las curvas de producción de petróleo en función del tiempo y de la inyección acumulada en diferentes escenarios. Ya que seleccionar caudales muy altos, pueden originar canalizaciones tempranas que después no pueden revertirse. Para la sensibilidad del caudal de inyección se evaluó el comportamiento del yacimiento cuando se inyectaban soluciones de polímeros a 1000, 2500 y 5000 Barriles por Día (BPD). Los resultados obtenidos se pueden observar a continuación iniciando por el factor de recobro en la grilla completa, en la **Gráfica 15**.

Gráfica 15. Factor de Recobro (Variando Tasa de Inyección)



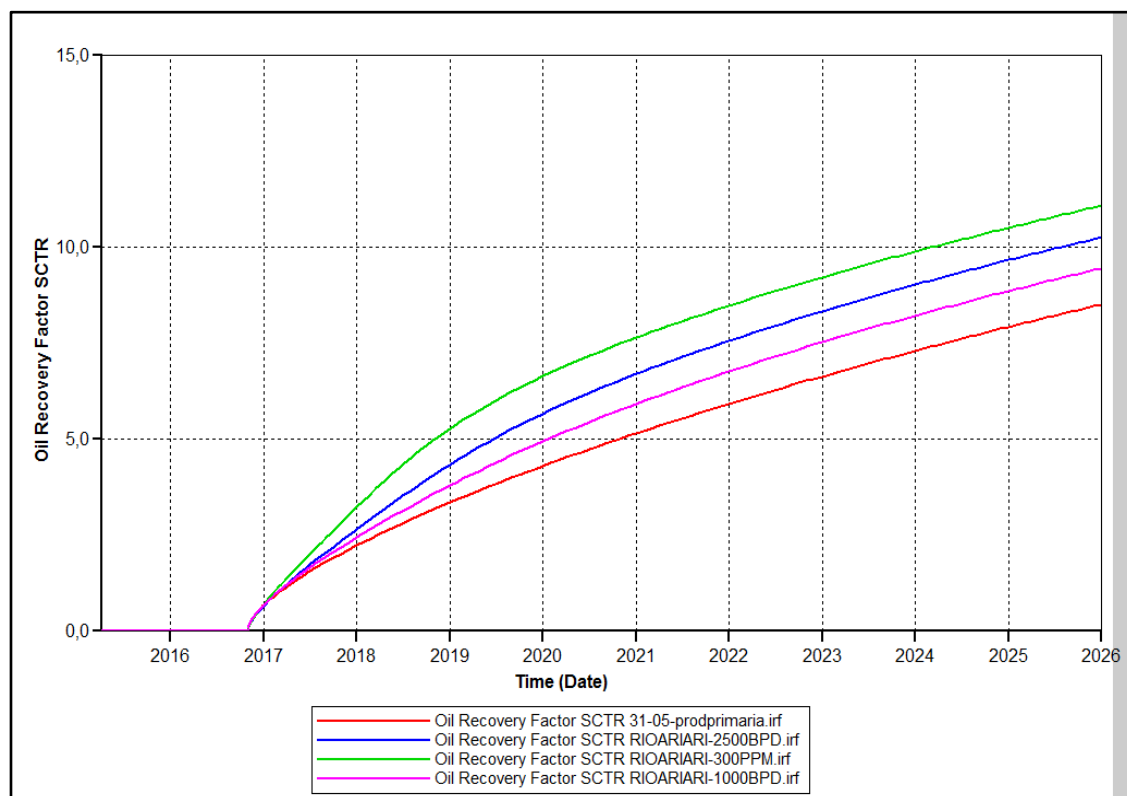
Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Tabla 17. Factor de Recobro (Variando Tasa de Inyección)

	Primaria	2500 BPD	5000 BPD	1000 BPD
Año	Factor de Recobro	Factor de Recobro	Factor de Recobro	Factor de Recobro
2016	0.0159349	0.0189623	0.0187689	0.0159354
2017	0.715474	0.831496	0.99875	0.775493
2018	1.12	1.44	1.76	1.27
2019	1.47	1.93	2.28	1.69
2020	1.77	2.31	2.65	2.04
2021	2.05	2.62	2.95	2.34
2022	2.3	2.9	3.22	2.62
2023	2.54	3.15	3.46	2.86
2024	2.76	3.38	3.68	3.09
2025	2.97	3.59	3.88	3.31
2026	3.18	3.79	4.08	3.51

Fuente. CMG.

Gráfica 16. Factor de Recobro Sector AL (Variación de Tasa de Inyección)



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

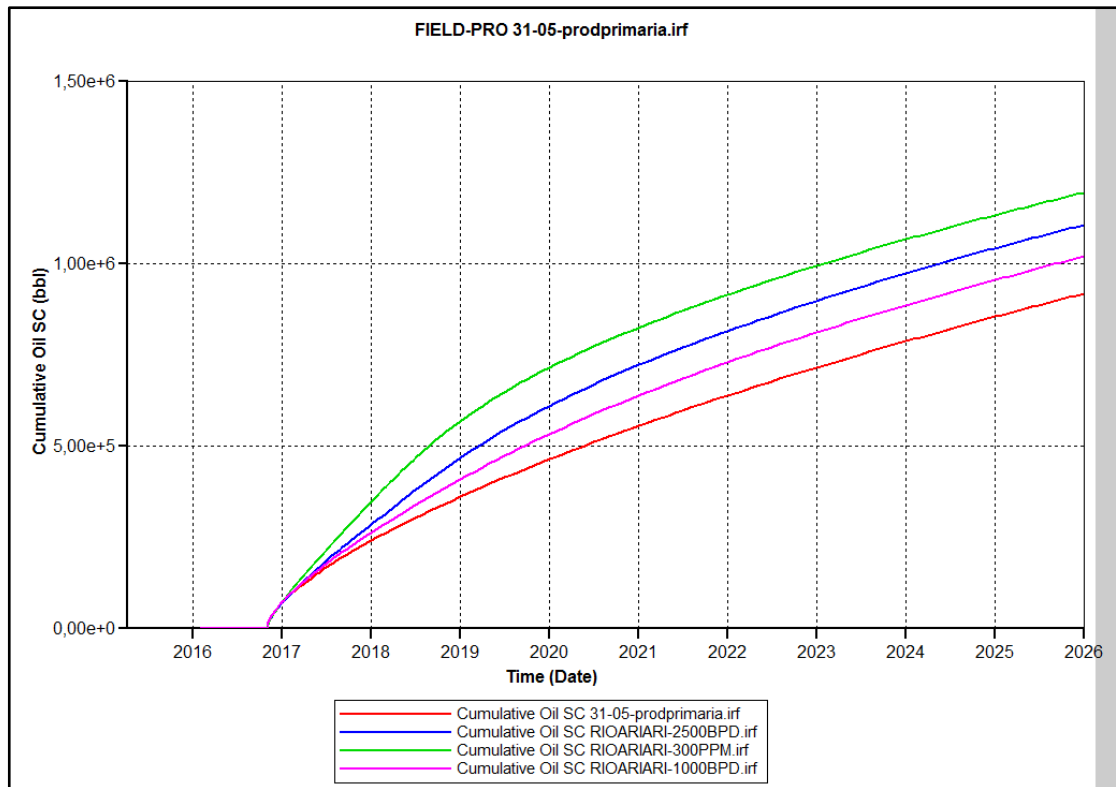
Tabla 18. Factor de Recobro Sector AL (Variando Tasa de Inyección)

	Primaria	2500 BPD	5000 BPD	1000 BPD
Año	Factor de Recobro	Factor de Recobro	Factor de Recobro	Factor de Recobro
2016	0.0451071	0.0536767	0.0531294	0.0451085
2017	2.03	2.35	2.83	2.2
2018	3.18	4.08	4.99	3.59
2019	4.15	5.47	6.44	4.77
2020	5.02	6.54	7.49	5.77
2021	5.8	7.43	8.35	6.63
2022	6.52	8.21	9.1	7.41
2023	7.19	8.91	9.78	8.11
2024	7.82	9.56	10.41	8.76
2025	8.42	10.16	10.99	9.36
2026	8.99	10.73	11.54	9.93

Fuente. CMG.

El factor de recobro aumenta en todos los casos, obteniendo su mayor valor a una tasa de 5000 BPD, tanto en la malla completa como en el Sector AL. Ver **Gráfica 17** y **Tabla 18**. A continuación, se muestran los resultados de producción acumulada. Ver **Gráfica 18**.

Gráfica 17. Petróleo Acumulado (Variando Tasa de Inyección)



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

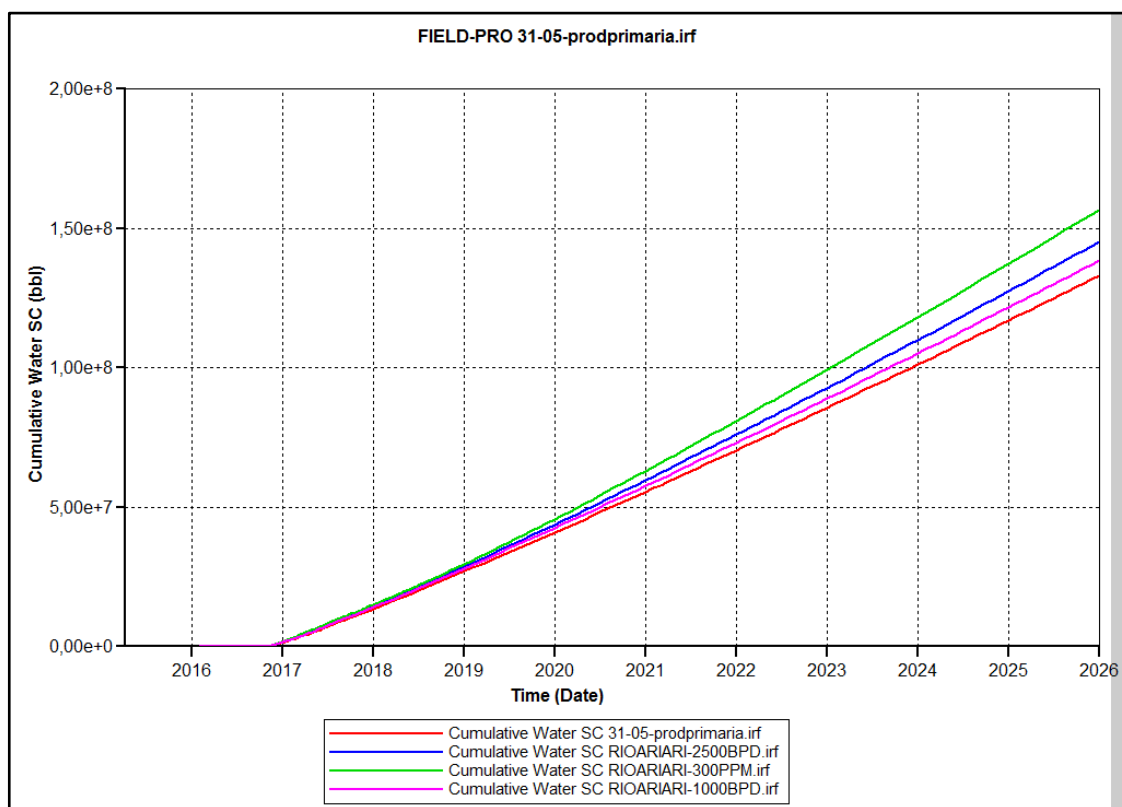
Tabla 19. Petróleo Acumulado (Variación de Tasa de Inyección)

	Primaria	2500 BPD	5000 BPD	1000 BPD
Año	Petróleo acumulado	Petróleo acumulado	Petróleo acumulado	Petróleo acumulado
2016	4865.72	5790.13	5731.09	4865.87
2017	218469.94	253897.09	304968.25	236796.73
2018	343089.63	440209.69	538449.44	387100.66
2019	448075.09	589559.88	695052.31	514577.13
2020	541361.69	705821.44	808379.63	622254.75
2021	625769.75	801156.06	900829.44	715576.94
2022	703495.25	885226.5	981955.19	798830.25
2023	775858	961434.31	1054989.38	874462.75
2024	844019.5	1031573.88	1122451.25	944473.06
2025	908342.69	1096482.5	1185335	1009681.56
2026	969574.13	1157414.38	1244723.38	1071142.13

Fuente. CMG.

Tras la inyección de soluciones de polímeros en el Bloque Rio Ariari, se puede observar un notable incremento en la producción de crudo pesado, cuando se inyecta a una tasa mayor, la producción es mayor. Ver **Tabla 19**.

Gráfica 18. Agua Acumulada (Variando la Tasa de Inyección)



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

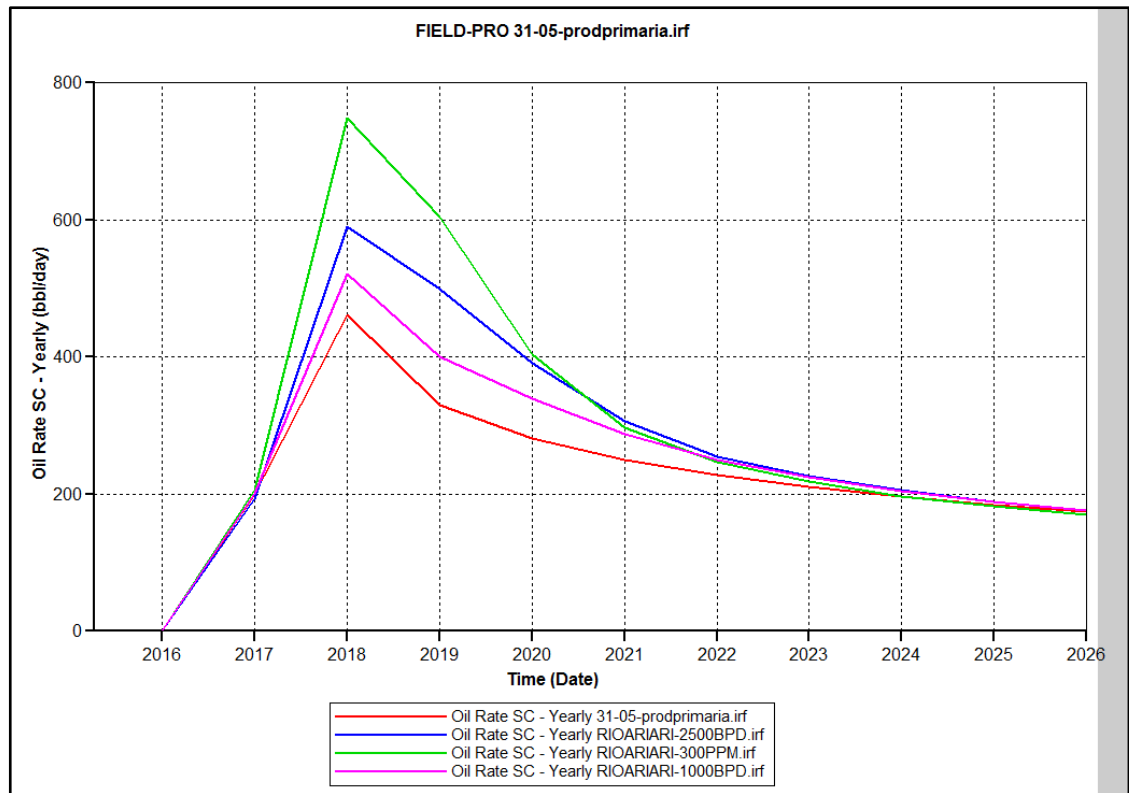
Tabla 20. Agua acumulada (Variando la Concentración)

	Primaria	2500 BPD	5000 BPD	1000 BPD
Año	Agua acumulada	Agua acumulada	Agua acumulada	Agua acumulada
2016	23015.35	22705.77	22426.35	23084.67
2017	11456404	12462069	12881581	11990583
2018	24752434	26309554	27019806	25739252
2019	38671600	41247148	42964416	40145012
2020	53113896	56993152	60094524	55137360
2021	67929600	73277688	77925720	70546520
2022	83097624	89994248	96257280	86337920
2023	98575136	107072304	114984056	102461352
2024	114373376	124515720	134086072	118923528
2025	130377272	142191936	153409584	135601616
2026	146601792	160108848	172966896	152509200

Fuente. CMG.

A continuación, se observan las tasas de producción de crudo y agua en el sector en estudio del Bloque Rio Ariari, al igual que las producciones acumuladas de fluidos, las tasas de producción de fluidos tras la inyección de polímeros son mayores. Ver **Gráfica 19** y **20**.

Gráfica 19. Tasa de Producción de Petróleo (Variando la Tasa de Inyección)



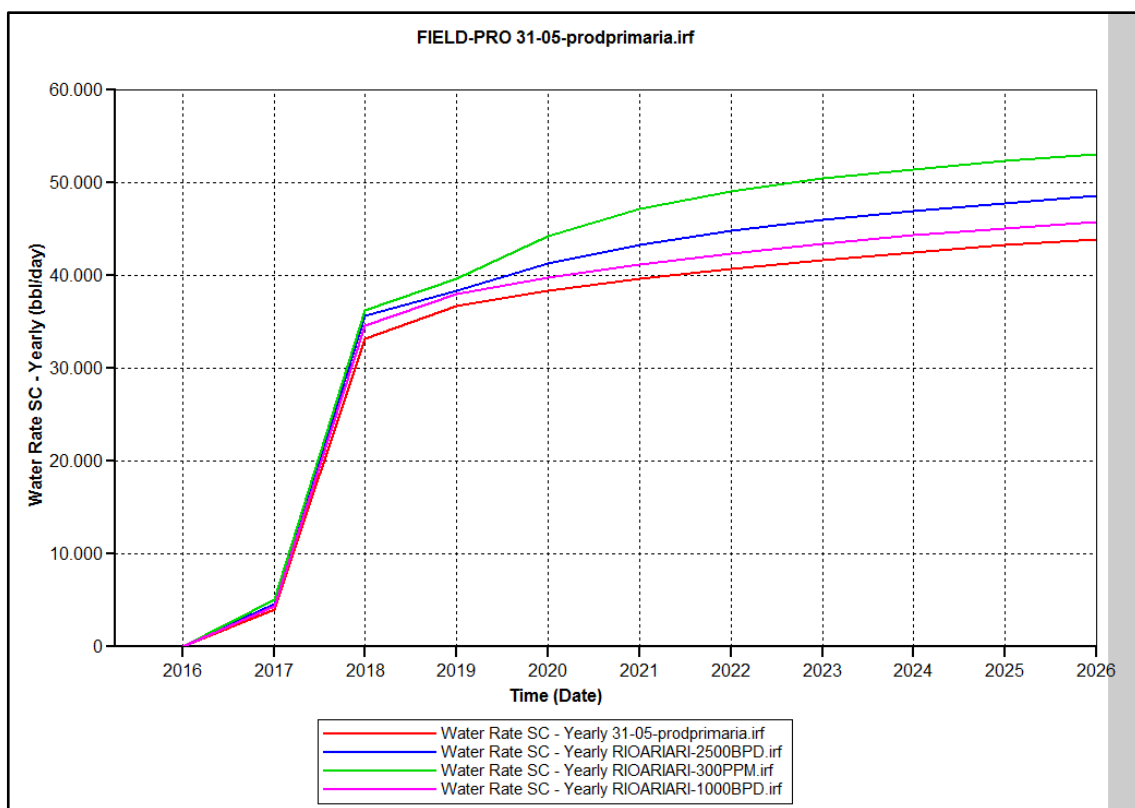
Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Tabla 21. Tasa de Producción de Petróleo (Variando la Tasa de Inyección)

	Primaria	2500 BPD	5000 BPD	1000 BPD
	Tasa de petróleo	Tasa de petróleo	Tasa de petróleo	Tasa de petróleo
Año	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria
2016-11	5029.02	5925.13	5862.15	5029.17
2016-12	909.81	903.82	1014.97	895.28
2017	390.05	530.13	714.56	450.95
2018	311	474.91	532.38	382.56
2019	270.56	359.31	361	321.66
2020	242.94	285.94	276.31	274.13
2021	222.19	244.63	237.31	241.75
2022	205.69	219.56	210.81	217.5
2023	192.38	200.38	192.13	199.25
2024	181.38	184.75	178.25	185.06
2025	172.13	172.38	167.63	173.63
2026	164.25	162.63	158.88	164.25

Fuente. CMG.

Gráfica 20. Tasa de Producción de Agua (Variando Tasa de Inyección)



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Tabla 22. Tasa de Agua (Variando Tasa de Inyección)

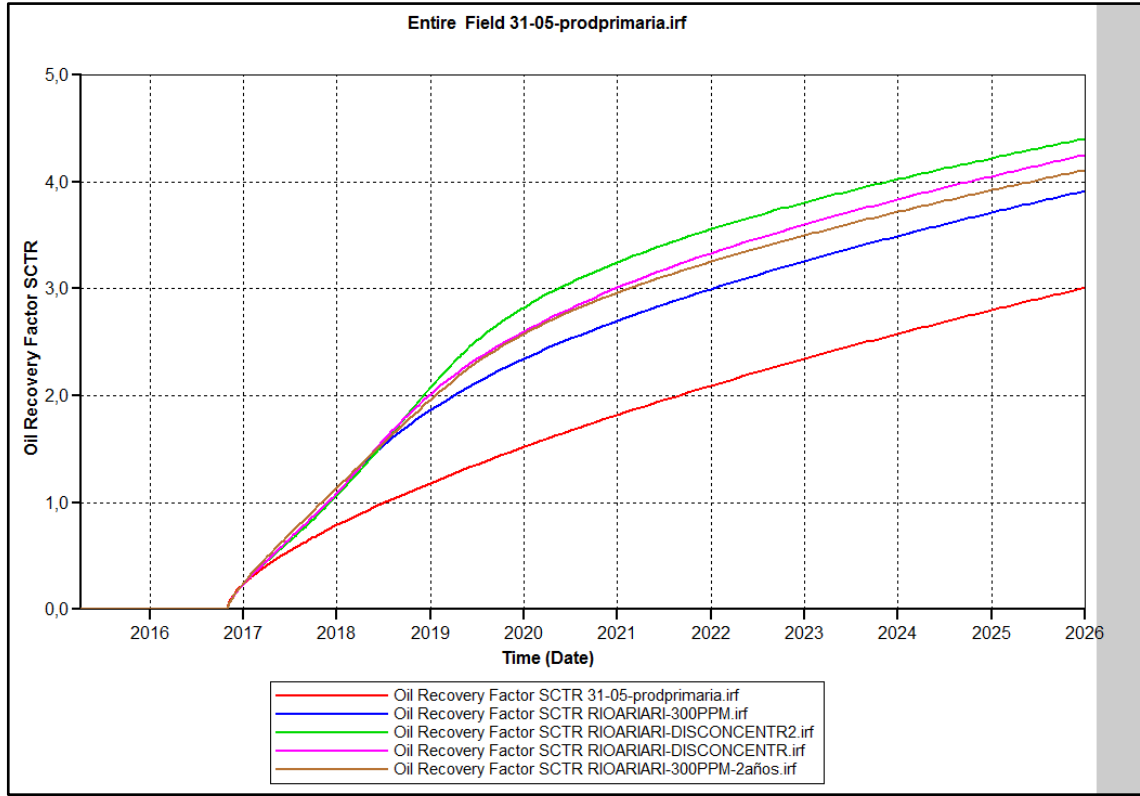
	Primaria	2500 BPD	5000 BPD	1000 BPD
	Tasa de Agua	Tasa de Agua	Tasa de Agua	Tasa de Agua
Año	Diaria	Diaria	Diaria	Diaria
2016-11	23787.75	23240.77	22952.72	23859.41
2016-12	25103.38	28933.13	31546.5	26819.56
2017	35110	36733	36495	36391
2018	37318	39406	41588	38568
2019	38780	42008	45232	40200
2020	40008	43832	47916	41576
2021	41056	45200	49536	42720
2022	41960	46272	50760	43704
2023	42768	47208	51736	44560
2024	43488	48032	52552	45320
2025	44136	48752	53248	46000
2026	44704	49360	53856	46592

Fuente. CMG.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la sensibilidad hecha con la variación de la tasa de inyección, la más favorable técnicamente corresponde a 5000 BPD.

5.2.3 Tiempo de inyección. El tiempo de inyección es un parámetro importante que debe analizarse con el objetivo de optimizar el proceso de inyección. para esto, se analizó la respuesta del yacimiento manteniendo las tasas de inyección constantes, y variando la duración del ciclo de inyección. La decisión de inyectar de una forma u otra depende de la disponibilidad del polímero en campo. La **Gráfica 21** muestra el comportamiento del factor de recobro al variar el tiempo de inyección.

Gráfica 21. Factor de Recobro (variando tiempo de inyección)



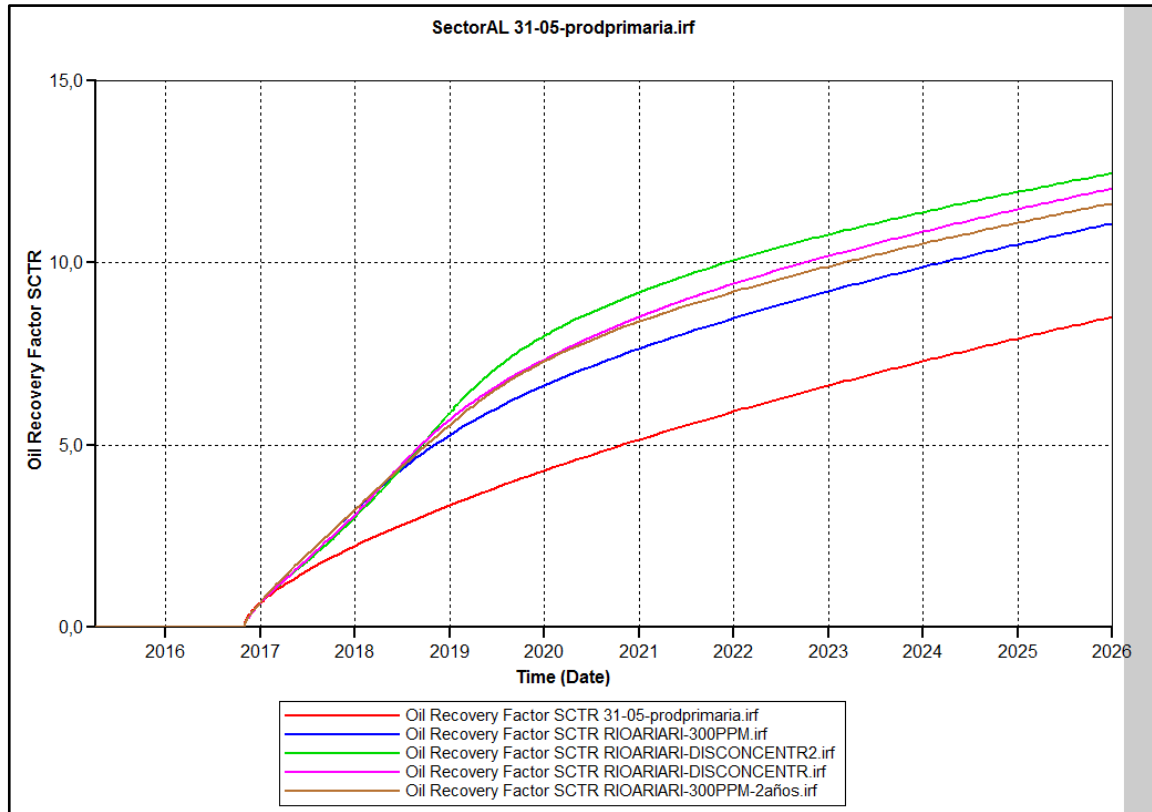
Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Tabla 23. Factor de Recobro (variando tiempo de inyección)

	Primaria	1 año 300 PPM	Disminuyendo con 2 años	Disminuyendo con 1 año	2 años 300 PPM
	Factor de Recobro	Factor de Recobro	Factor de Recobro	Factor de Recobro	Factor de Recobro
2016	0.715474	0.99875	0.921797	0.944757	0.99875
2017	0.716552	1	0.923894	0.946696	1
2018	1.12	1.76	1.9	1.88	1.83
2019	1.47	2.28	2.73	2.52	2.5
2020	1.77	2.65	3.19	2.95	2.91
2021	2.05	2.95	3.51	3.28	3.21
2022	2.3	3.22	3.77	3.56	3.46
2023	2.54	3.46	3.99	3.8	3.68
2024	2.76	3.68	4.19	4.02	3.89
2025	2.97	3.88	4.37	4.22	4.08
2026	3.18	4.08	4.55	4.41	4.26

Fuente. CMG.

Gráfica 22. Factor de Recobro Sector AL (variando tiempo de inyección)



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Tabla 24. Factor de Recobro Sector AL (variando tiempo de inyección)

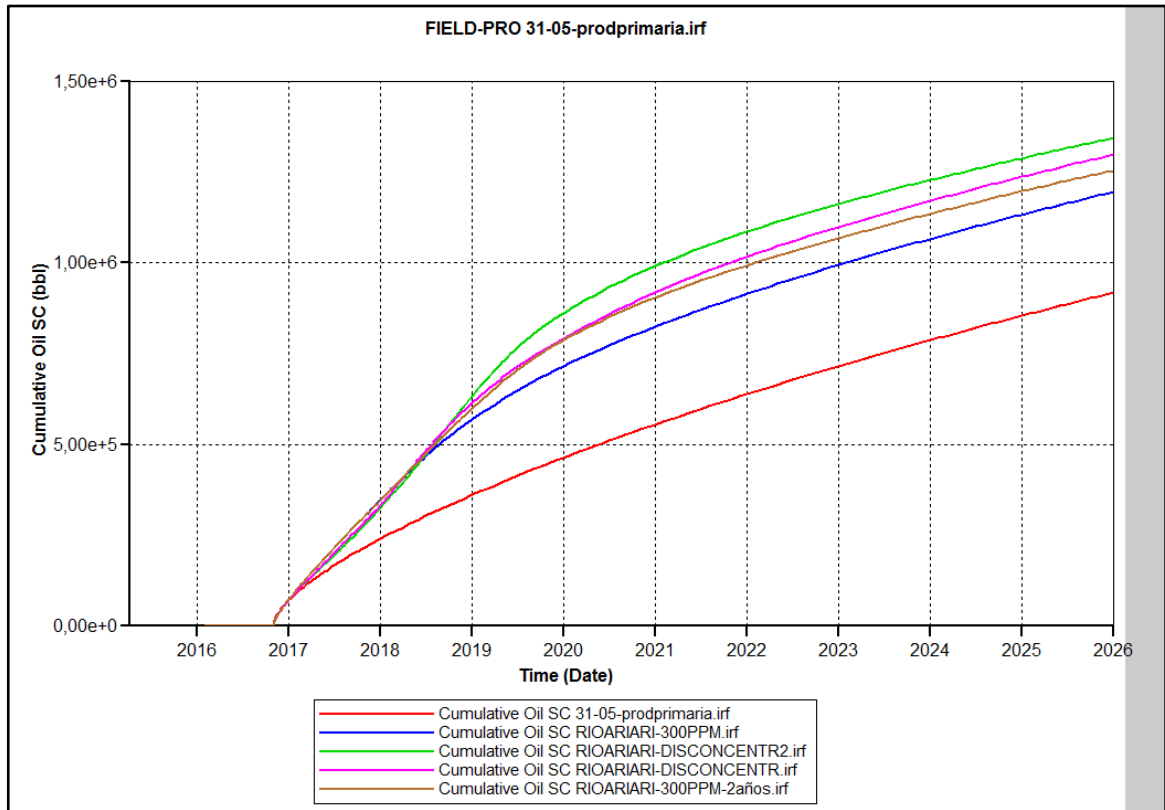
	Primaria	1 año 300 PPM	Disminuyendo con 2 años	Disminuyendo con 1 año	2 años 300 PPM
	Factor de Recobro	Factor de Recobro	Factor de Recobro	Factor de Recobro	Factor de Recobro
2016	2.03	2.83	2.61	2.67	2.83
2017	2.03	2.83	2.62	2.68	2.83
2018	3.18	4.99	5.38	5.33	5.18
2019	4.15	6.44	7.74	7.13	7.07
2020	5.02	7.49	9.02	8.35	8.24
2021	5.8	8.35	9.94	9.3	9.08
2022	6.52	9.1	10.67	10.07	9.79
2023	7.19	9.78	11.29	10.75	10.43
2024	7.82	10.41	11.86	11.37	11.01
2025	8.42	10.99	12.38	11.95	11.55
2026	8.99	11.54	12.87	12.48	12.06

Fuente. CMG.

Como se observa en las **Tablas 23** y **24** el factor de recobro de petróleo en la malla completa y el sector AL, incrementa tras la inyección de soluciones de polímeros en todos los tiempos evaluados. El mayor incremento en el factor de recobro, se

observa en el caso en el que se disminuye la concentración del polímero de 1000 PPM a 300 PPM cada 8 meses, es decir se inyectan 2 años de polímero.

Gráfica 23. Petróleo Acumulado (Variando Tiempo de Inyección)



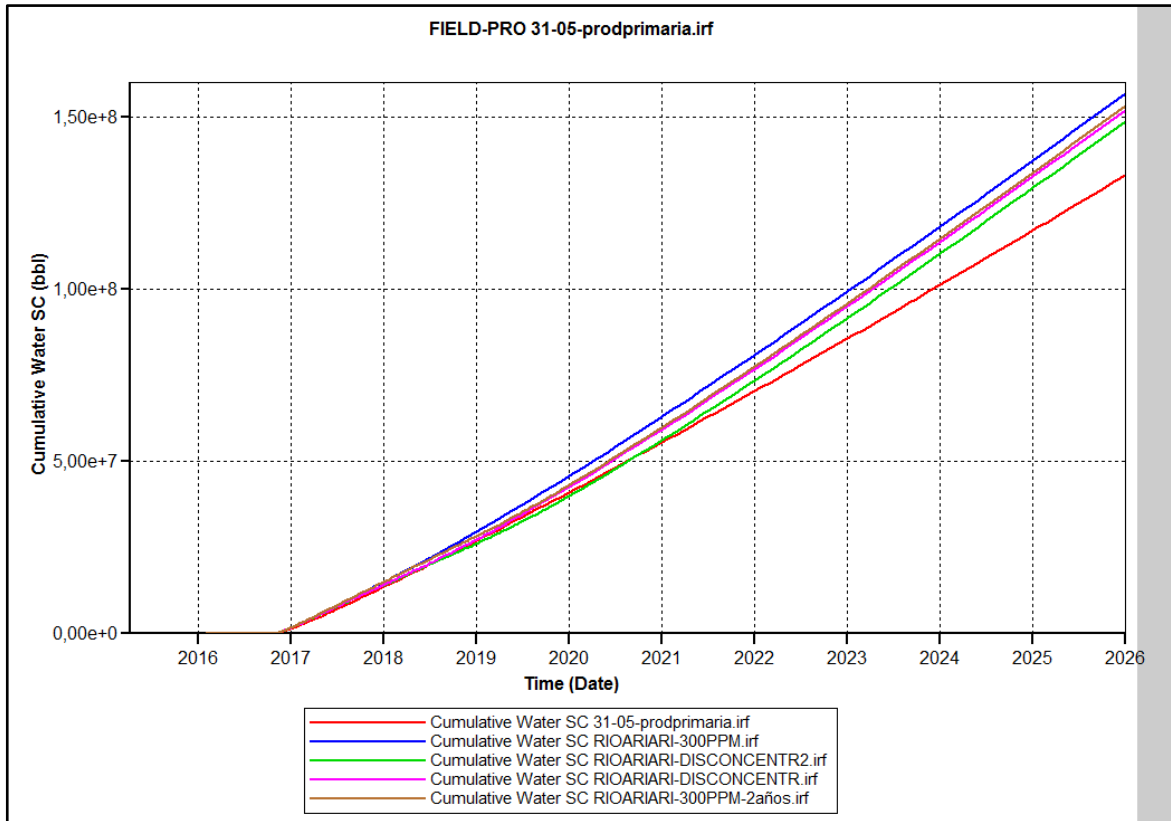
Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Tabla 25. Petróleo Acumulado (Variando Tiempo de Inyección)

	Primaria	1 año 300 PPM	Disminuyendo con 2 años	Disminuyendo con 1 año	2 años 300 PPM
	Petroleo Acumulado	Petroleo Acumulado	Petroleo Acumulado	Petroleo Acumulado	Petroleo Acumulado
2016	4719	5613.34	5462.78	5462.78	5613.34
2017	218798.97	305585.34	282110.72	289073.28	305586
2018	343089.63	538449.44	580867.06	575073.56	559177.25
2019	448075.09	695052.31	834982.69	768718	763152.13
2020	541361.69	808379.63	973159.44	900425.5	888371.5
2021	625769.75	900829.44	1072019	1002675.94	979998.88
2022	703495.25	981955.19	1150670.5	1086129.75	1056291.13
2023	775858	1054989.38	1218121.63	1159533.63	1124694.63
2024	844019.5	1122451.25	1278984.5	1226573.75	1187515.13
2025	908342.69	1185335	1335182.88	1288650.13	1245810
2026	969574.13	1244723.38	1388187	1346739.25	1300944.13

Fuente. CMG.

Gráfica 24. Agua Acumulada (Variando Tiempo de Inyección)



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

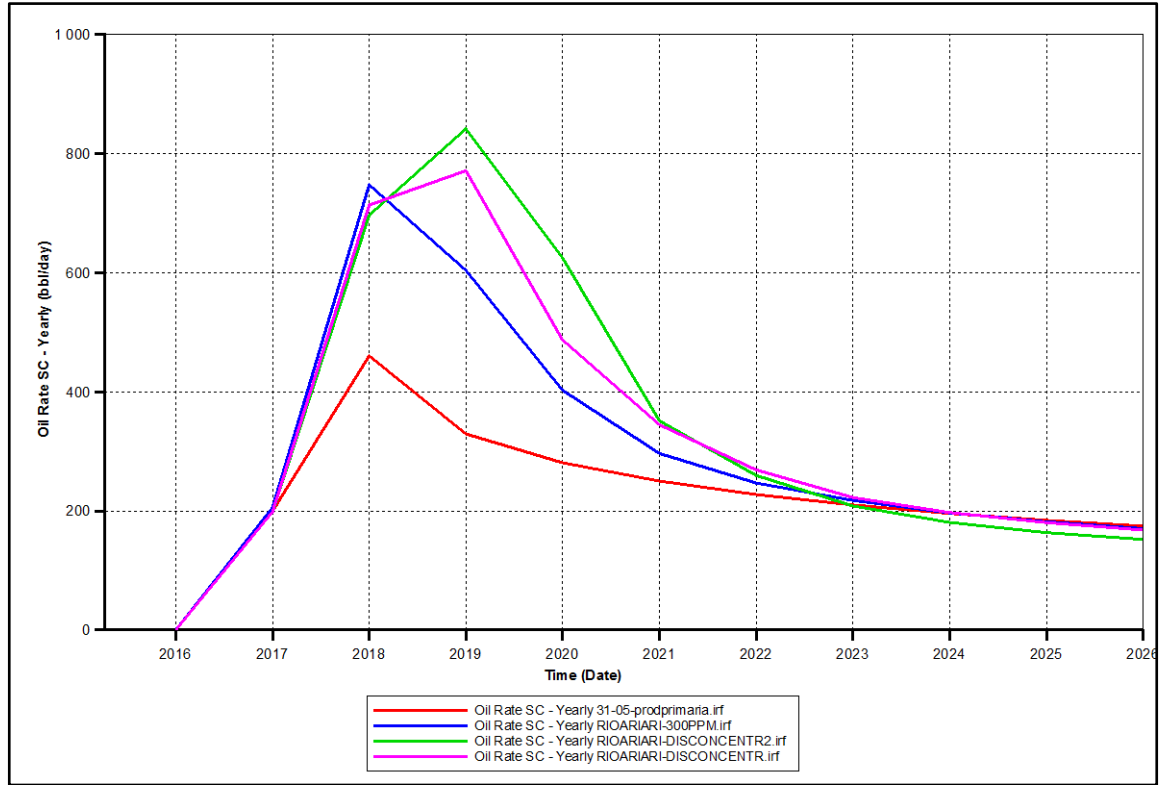
Tabla 26. Agua Acumulada (Variando Tiempo de Inyección)

	Primaria	1 año 300 PPM	Disminuyendo con 2 años	Disminuyendo con 1 año	2 años 300 PPM
	Agua Acumulada	Agua Acumulada	Agua Acumulada	Agua Acumulada	Agua Acumulada
2016	22321.35	21953.4	21419.57	21419.57	21953.4
2017	11456404	12881581	12115946	12131063	12881586
2018	24752434	27019806	24170150	25040246	26153340
2019	38671600	42964416	37457020	39949024	40510380
2020	53113896	60094524	53376504	56426500	56967564
2021	67929600	77925720	70507496	73826376	74536720
2022	83097624	96257280	88519968	91941016	92800680
2023	98575136	114984056	107115184	110531448	111496704
2024	114373376	134086072	126153248	129540792	130595152
2025	130377272	153409584	145441552	148796960	149932224
2026	146601792	172966896	164983136	168310624	169511504

Fuente. CMG.

Como se puede observar en las **Tablas 25** y **26** las producciones de fluidos incrementan a todos los tiempos de inyección evaluados, mostrando su mayor valor cuando se inyecta disminuyendo la concentración de las soluciones de polímeros cada 8 meses, es decir inyectando por dos años.

Gráfica 25. Tasa de Petróleo (Variando el Tiempo de Inyección).



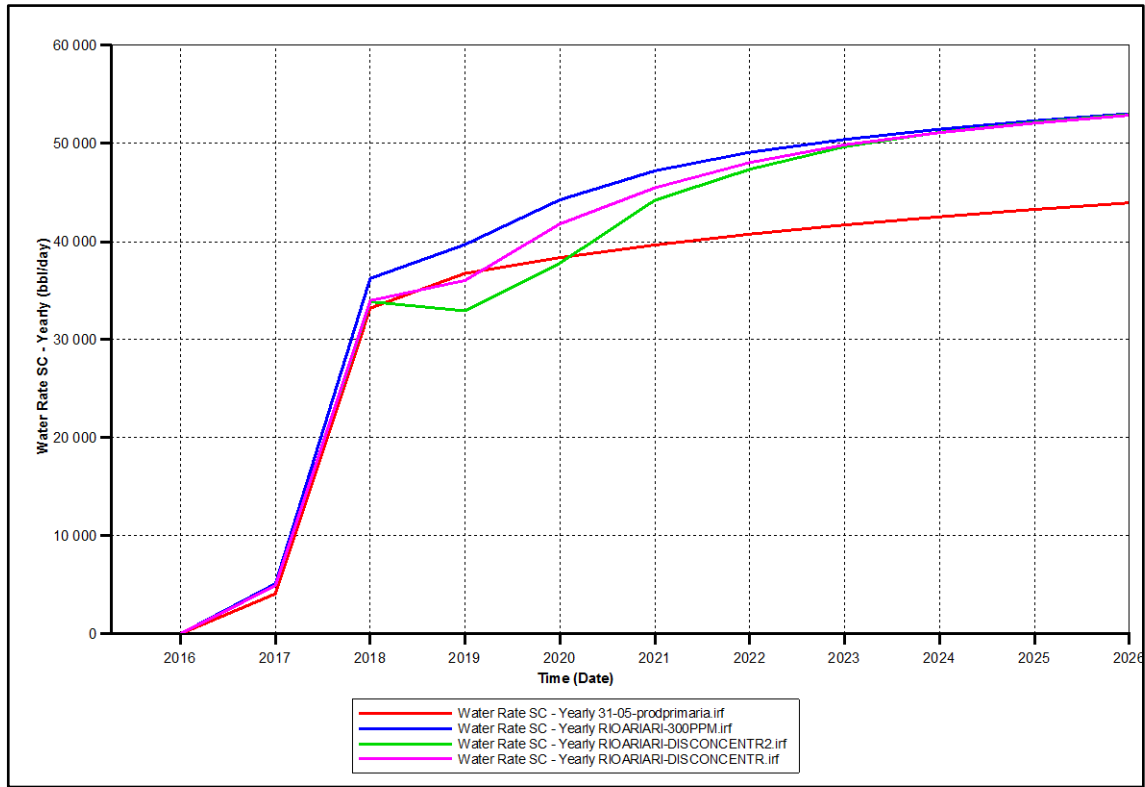
Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Tabla 27. Tasa de Petróleo (Variando el Tiempo de Inyección)

	Primaria	1 año 300 PPM	Disminuyendo con 2 años	Disminuyendo con 1 año	2 años 300 PPM
	Tasa de Petróleo	Tasa de Petróleo	Tasa de Petróleo	Tasa de Petróleo	Tasa de Petróleo
2016-11	5029.02	5862.15	5695.88	5695.88	5862.15
2016-12	909.81	1014.97	988.05	988.05	1014.98
2017	200.04	206.04	198.89	198.89	206.04
2018	460.73	748.15	697.02	714.03	748.05
2019	329.6	604.46	842.14	771.83	687.94
2020	281.25	403.06	625.54	487.51	515.76
2021	250.45	296.76	351.4	344.96	321.27
2022	227.89	247.21	259.86	269.26	241.45
2023	210.27	218	208.72	222.89	204.57
2024	196.08	197.1	181.07	197.64	184.51
2025	184.44	182.1	163.91	180.73	169.38
2026	174.72	170.54	152.36	168.14	158.09

Fuente. CMG.

Gráfica 26. Tasa de Agua (Variando el Tiempo de Inyección)



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Tabla 28. Tasa de Agua (Variando el Tiempo de Inyección)

	Primaria	1 año 300 PPM	Disminuyendo con 2 años	Disminuyendo con 1 año	2 años 300 PPM
	Tasa de Agua	Tasa de Agua	Tasa de Agua	Tasa de Agua	Tasa de Agua
2016-11	23787.75	22952.72	22427.1	22427.1	22952.72
2016-12	25103.38	31546.5	30200.13	30200.13	31546.75
2017	4085.02	5124.34	4925.83	4925.83	5124.34
2018	33221.54	36244.11	33871.8	33983.13	36245.9
2019	36766.84	39695.12	32934.68	36047.03	36333.48
2020	38372.56	44259.57	37798.34	41802.12	40509.75
2021	39661.99	47226.33	44218.89	45490.29	45575.73
2022	40762.25	49109.44	47380.25	48059.75	48542.34
2023	41705.05	50421.7	49678.03	49878.71	50264.42
2024	42536.72	51465.62	51152.15	51117.04	51393.69
2025	43283.76	52324.89	52167.02	52085.2	52325.86
2026	43952.29	53055.21	52966.93	52881.23	53097.05

Fuente. CMG.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la sensibilidad evaluada con el tiempo de inyección, técnicamente el mejor escenario corresponde a la inyección de soluciones de polímeros durante 2 años, disminuyendo la concentración cada 8 meses.

5.3 SELECCIÓN DEL MEJOR PROGRAMA DE INYECCIÓN DE SOLUCIONES DE POLÍMEROS PARA EL BLOQUE RIO ARIARI

De acuerdo a los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad, según la concentración de soluciones de polímero a inyectar, 1000 PPM de concentración de polímero ofrece mayor producción de petróleo, pero debido al costo operativo ver **Tabla 29**, se consideró que sería más conveniente para compañía inyectar disminuyendo la concentración de 1000 PPM a 300 PPM cada 4 meses, ya que sería menos costoso e igualmente productivo como se puede ver en la **Tabla 30**.

Tabla 29. Comparación Costo de Polímero

	Costo Polímero	
1000 PPM	\$ 2.879.553.60	Diferencia
Dis-concentración	\$ 1.343.791.68	\$ 1.535.761.92

Fuente: Pacific E&P.

Tabla 30. Comparación de la Producción de Petróleo Acumulado

1000 PPM	Dis-concentración	
Petróleo acumulado	Petróleo acumulado	
(bbl)	(bbl)	Incremento
1360663	1346739.25	1.023306%

Fuente. CMG.

En cuanto a la tasa de inyección, 5000 BPD ofrece mejores resultados en el análisis de sensibilidad a cualquier concentración como se puede ver en la **Tabla 31**, por lo que se eligió como la mejor tasa de inyección.

Tabla 31. Comparación Tasa de Inyección

	Primaria	2500 BPD	5000 BPD	1000 BPD
Año	Petróleo acumulado	Petróleo acumulado	Petróleo acumulado	Petróleo acumulado
2026	969574.13	1157414.38	1244723.38	1071142.13

Fuente. CMG.

El tiempo de inyección que mostró mejores resultados en el análisis de sensibilidad, corresponde a la inyección de soluciones de polímeros durante 2 años, disminuyendo la concentración cada 8 meses, pero debido al costo operativo y a que el incremento en la producción de petróleo respecto a la inyección de polímeros disminuyendo la concentración de 1000 PPM a 300 PPM cada 4 meses, es decir inyectando por un año, no es muy grande, se decidió que un año será el mejor tiempo de inyección para la compañía.

Tabla 32. Comparación Tiempo de Inyección

	Petroleo Acumulado bbl	Costo de Polímero
Disminuyendo con 2 años	1.335.182.88	\$ 2.687.583.36
Disminuyendo con 1 año	1.288.650.13	\$ 1.343.791.68
Diferencia	3%	50%

Fuente. CMG

Luego de realizar las sensibilidades anteriormente expuestas y analizar los resultados obtenidos, se decidió que el mejor programa de inyección de soluciones de polímeros para el Bloque Rio Ariari, consiste en inyectar disminuyendo la concentración de las soluciones de polímeros de 1000 PPM por cuatro meses, 600 PPM por cuatro meses y 300 PPM por 4 meses, para completar así un año. La tasa de inyección elegida es 5000 BPD y el tiempo de inyección de polímeros un año.

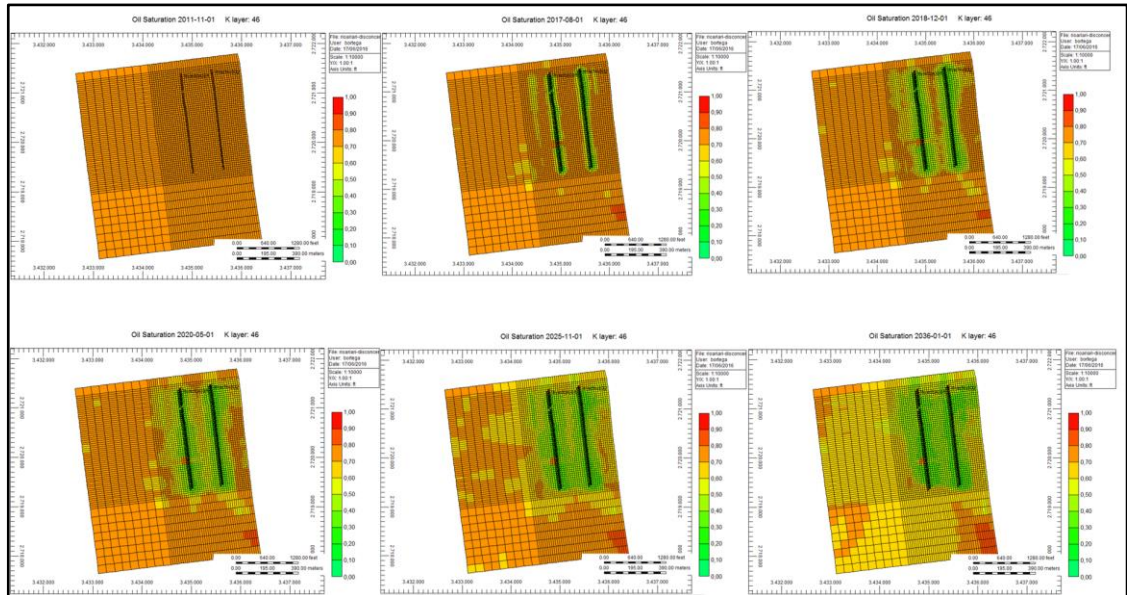
Tabla 33. Programa de Inyección Seleccionado

Concentración	Disminuyendo de 1000 PPM, 600 PPM y 300 PPM cada 4 meses.
Tasa de Inyección	5000 BPD
Tiempo de Inyección	1 año

Fuente. CMG.

5.3.1 Reducción de la saturación de aceite. En la siguiente gráfica se puede observar la reducción de la saturación de aceite en los 10 años de evaluación del proyecto.

Figura 81. Reducción de la Saturación de Aceite.



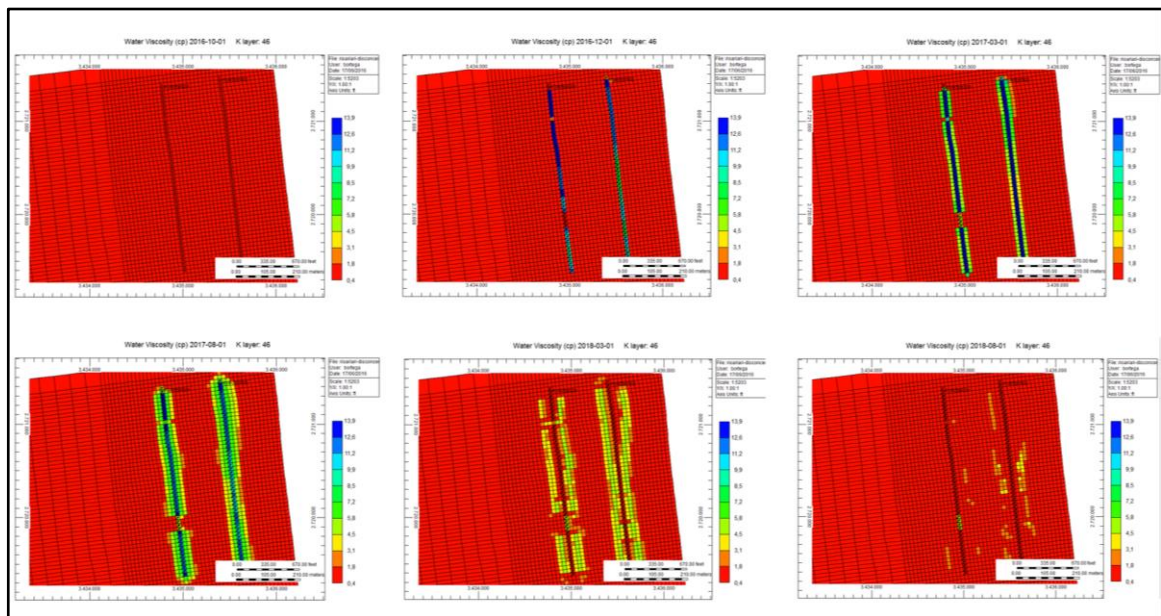
Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

Los pozos fueron ubicados estratégicamente para lograr drenar los fluidos del sector AL. Se hicieron varias pruebas de colocación y espaciamiento, siendo esta disposición, la que arrojó mayores factores de recobro.

Es importante resaltar que después de los 10 años de producción y al inyectar soluciones de polímero por un año, se logra el objetivo de drenar los fluidos de la zona en estudio. Tal como se puede apreciar en la gráfica, al inicio de la evaluación, se contaba con una saturación de aceite del 80% aproximadamente. Al finalizar los 10 años de evaluación, se puede observar que el porcentaje de aceite residual corresponde aproximadamente al 20%, lo que indica que se produjo durante este periodo de tiempo, un 60% de los fluidos originales en sitio.

5.3.2 Variación de la viscosidad del agua. En la siguiente gráfica se puede observar la variación de la viscosidad del agua, en el periodo de evaluación de 10 años. Tal como se muestra en la **Figura 82**, el polímero tiene una eficacia de 2 años aproximadamente, luego de este tiempo empieza a degradarse mecánicamente o se pierde en el medio poroso.

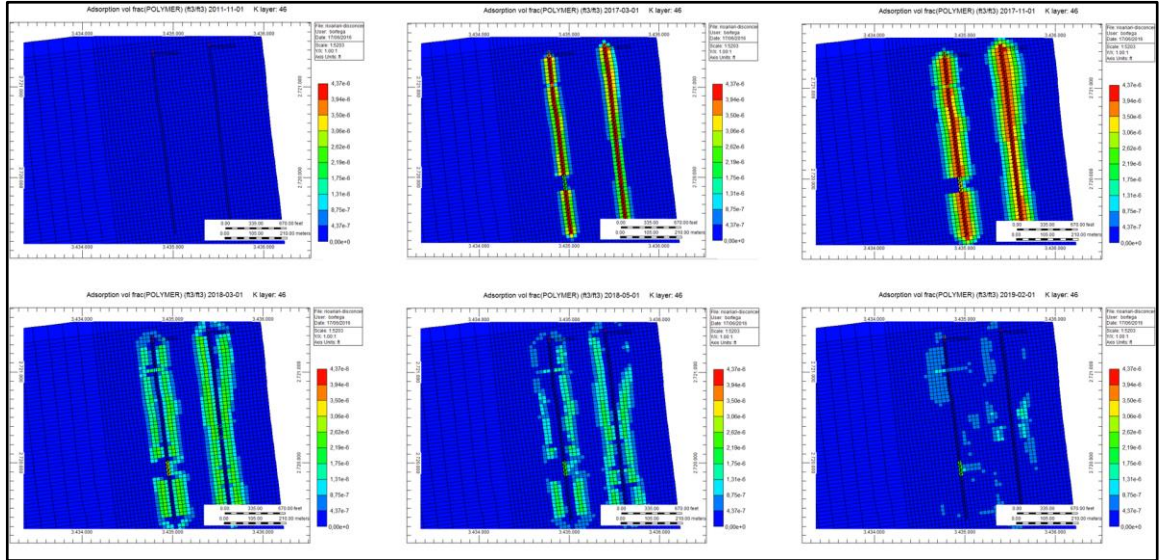
Figura 82. Variación de la viscosidad del agua



Fuente. Simulación realizada por los Autores. CMG.

También se presenta la **Figura 83** donde se puede observar la absorción del polímero en las rocas del yacimiento en el periodo de evaluación. De igual forma se corrobora que la efectividad de las soluciones de polímero es de dos años, puesto que después de este tiempo el fluido inyectado es absorbido casi en su totalidad por el medio poroso.

Figura 83. Adsorción de los Fluidos Inyectados en el Medio Poroso



Fuente. Simulación realizada por los autores. CMG.

Por las razones expuestas anteriormente y analizando los perfiles de producción de la presente investigación, se puede concluir que la inyección de soluciones de polímeros en el yacimiento Rio Ariari mejora la eficiencia de barrido, incrementando la producción en menor tiempo, lo que se traduce en menores costos por tiempo de utilización de equipos en superficie, mano de obra y gastos de la química del proceso.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA

La producción con la energía natural del yacimiento o producción primaria en el Bloque Río Ariari ha sido particularmente difícil, debido a que el crudo no fluye con facilidad por ser pesado, es decir de gravedad API entre 9° a 11° y alta viscosidad (700 Centipoise), adicionalmente el flujo se dificulta por la presencia de un fuerte acuífero activo y la ubicación del yacimiento, el cual se encuentra en una zona de transición. Esto hace necesario evaluar un método de recobro mejorado.

Los métodos de recobro mejorado son estrategias usadas para mejorar la recuperación de petróleo mediante técnicas sofisticadas, cuyo propósito es restaurar la presión de la formación, mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento. Estas técnicas pueden ser empleadas en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento.

La inyección de soluciones de polímeros es un método de recuperación mejorada que consiste en adicionar polímeros solubles en agua, antes de que esta sea inyectada en el yacimiento, con el fin de mejorar la eficiencia de barrido, incrementando la producción.

En el presente proyecto se evaluó el comportamiento de la producción del sector en estudio del Bloque Rio Ariari, en dos escenarios, el escenario 1 consiste en la producción primaria mediante tres pozos productores horizontales y el escenario 2 corresponde a un programa de inyección de soluciones de polímeros, empleando dos pozos inyectores horizontales y tres pozos productores horizontales. El programa de inyección de soluciones de polímeros anteriormente nombrado, se seleccionó por presentar mayor producción tras realizar una serie de análisis y simulaciones en el programa STARS de CMG donde se hicieron varias corridas variando parámetros como el tiempo de inyección, la concentración del polímero y la tasa de inyección del mismo. Para ambos escenarios se emplearon pozos horizontales, ya que por experiencia en otros proyectos del campo éstos presentan un menor corte de agua y mayor producción de petróleo comparados con los pozos verticales. El sector en estudio del Bloque Rio Ariari, no cuenta actualmente con pozos perforados, así que, para el análisis financiero de ambos escenarios, es necesario suponer campañas de perforación.

La evaluación financiera se hace con un enfoque de compañía operadora, el proyecto estudia una prospección a 10 años en periodos anuales de 365 días, donde el periodo cero corresponde a noviembre de 2015, con una tasa de interés y oportunidad (TIO) establecida por la compañía Pacific E&P del 12% anual y como unidad monetaria de valor constante se utiliza el dólar americano (USD).

Se utilizó el indicador valor presente neto (VPN) para evaluar los dos escenarios y adicionalmente se realizó un análisis de costos de inversión, costos de operación e ingresos para ambos escenarios.

6.1 ANÁLISIS DE COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX del inglés (Capital Expenditure), corresponde a inversiones de capital que crean beneficios. Son utilizados por una compañía para adquirir o mejorar los activos fijos tales como equipamientos, propiedades, maquinaria, vehículos, con la finalidad de aumentar la capacidad productiva de una empresa. En el sector petrolero los costos de inversión corresponden a los costos de perforación de pozos con el fin poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie y a las facilidades de producción que son un conjunto de equipos mediante los cuales se realiza la separación de las tres o de dos fases de un campo de petróleo o de gas, y además se implementa el tratamiento de cada una de las fases para poderlas comercializar o disponerlas sin alterar el equilibrio del medioambiente.

Los costos asociados a la perforación de un pozo horizontal ya sea inyector o productor en dólares se pueden apreciar en la **Tabla 34**.

Tabla 34. Costo unitario de perforación

	Pozo Productor Horizontal	Pozo Inyector Horizontal
Montaje	160.000	160.000
Servicios de perforación	495.518	95.518
Supervisión	31.824	31.824
Transporte	161.087	161.087
Consumibles	125.359	125.359
Tangibles	1.073.566	403.039
Facilidades de superficie	1.099.999	1.506.000
TOTAL	3.147.353	2.482.827

Fuente: Pacific E&P

Al igual que las actividades de perforación de pozos, las facilidades de producción son parte de las inversiones, en la **Tabla 35** se muestran los costos relacionados con las facilidades de producción.

Tabla 35. Costo asociado a las Facilidades de Producción

	Costo
Manejo de carga	24.312.971
Supervisión e ingeniería	610.000
Tratamiento de Crudo	1.668.794
Tratamiento de Agua	2.156.206
Servicios Auxiliares	4.608.399
Adicionales	278.390
TOTAL	33.634.760

Fuente: Pacific E&P

6.1.1 Escenario 1. Representa los costos requeridos para la perforación de tres pozos productores horizontales y las facilidades de producción necesarias. Los pozos requeridos en este escenario se perforan según la campaña de perforación mostrada en la **Tabla 36**.

Tabla 36. Campaña de Perforación

Periodo (Anual)	Número de pozos Productores
0	3

Fuente: Pacific E&P

A continuación, en la **Tabla 37** se observan los costos de perforación de la campaña anteriormente descrita.

Tabla 37. Costos de Perforación

Periodo (Anual)	Costo por Pozo Productor Horizontal	Número de pozos Productores	USD
0	3.147.353	3	9.442.059

Fuente: Pacific E&P

El costo asociado a las facilidades de producción se muestra en la **Tabla 38**.

Tabla 38. Costo de Facilidades de Producción

Periodo (Anual)	USD
0	33.634.760

Fuente: Pacific E&P.

El total de los costos de inversión se presentan en la **Tabla 39**.

Tabla 39. costos de inversión

Periodo (Anual)	COSTOS	USD
0	Costos de Perforación	9.442.059
	Costos de Facilidades de Producción	33.634.760
	TOTAL Periodo 0	43.076.819

Fuente: Pacific E&P.

6.1.2 Escenario 2. Representa los costos requeridos para la perforación de tres pozos productores horizontales y dos pozos inyectores horizontales, las facilidades de producción, las facilidades de inyección que son las mismas para el polímero y el agua y el costo del polímero que va a usarse ya que este se adquiere una sola vez. Los pozos requeridos en este escenario se perforan según la campaña de perforación mostrada en la **Tabla 40**.

Tabla 40. Campaña de Perforación

Periodo (Anual)	Número de pozos Productores	Número de pozos Inyectores
0	3	2

Fuente: Pacific E&P

Los costos de perforación de la campaña anteriormente descrita se muestran en la **Tabla 41**.

Tabla 41. Costos de perforación

	Periodo (Anual)	Costo por pozo	Número de pozos	USD
Productor	0	3.147.353	3	9.442.059
Inyector		2.482.827	2	4.965.654
			TOTAL	14.407.713

Fuente: Pacific E&P

El costo asociado a las facilidades de producción se muestra en la **Tabla 42**.

Tabla 42. Costo de Facilidades de Producción

Periodo (Anual)	USD
0	33.634.760

Fuente: Pacific E&P

El costo asociado a las facilidades de inyección necesarias para llevar a cabo la inyección de soluciones de polímero y agua en el campo, se muestran en la **Tabla 43**.

Tabla 43. Costo de Facilidades de Inyección

	Costo
Silo de Almacenamiento	95.000
Unidad de Preparación	158.000
Tanque de Maduración	187.000
Bomba de Transferencia	130.000
Bomba de Inyección	590.000
Línea de Transferencia	340.000
TOTAL	1.500.000

Fuente: Pacific E&P

El costo asociado al polímero necesario para realizar la inyección se muestra en la **Tabla 44.**

Tabla 44. Costo del Polímero

Periodo (Anual)	USD
0	1.343.791

Fuente. TIORCO

El total de los costos de inversión se presentan en la **Tabla 45.**

Tabla 45. Costos de inversión

Periodo (Anual)	COSTOS	USD
0	Costos de Perforación	14.407.713
	Costos de Facilidades de Producción	33.634.760
	Costos de Facilidades de Inyección	1.500.000
	Costo del polímero	1.343.791
	TOTAL Periodo 0	50.886.264

Fuente: Pacific E&P.

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX del inglés (Operating Expenditure), se refiere a los costos asociados con el mantenimiento de equipos y gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento y operación, necesarios para la producción y el funcionamiento del sistema. Los costos de operación del presente proyecto corresponden a los costos de operación y mantenimiento de pozos, equipos e instalaciones para la producción de un barril de petróleo equivalente, a Pacific E&P le cuesta 12 USD llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el cabezal, dicho valor hace referencia al LIFTING COST, este costo está directamente relacionado con la producción de fluidos en el

bloque, adicionalmente el costo de mantenimiento de las facilidades de superficie se estima en 60.000 dólares anual, según Pacific E&P.

6.2.1 Escenario 1. Los costos de operación están directamente relacionados con la producción de fluidos en el bloque, en la **Tabla 46** se muestra la producción de éste escenario obtenida tras la simulación.

Tabla 46. Producción en barriles

Periodo (Anual)	Producción Diaria	Producción Anual
1	5404	1.972.460
2	570	208.050
3	307	112.055
4	268	97.820
5	241	87.965
6	221	80.665
7	205	74.825
8	191	69.715
9	181	66.065
10	171	62.415

Fuente: Simulador STARS de CMG

Para este escenario donde se perforaron 3 pozos productores horizontales, los cuales operaron en el tiempo total de la evaluación bajo un esquema primario de explotación de reservas, los costos de operación correspondientes al Lifting Cost se pueden ver en **Tabla 47**.

Tabla 47. Costos de Producción

Periodo (Anual)	Producción Anual (Bbl)	Lifting Cost	USD
1	1.972.460	12	23.669.520
2	208.050	12	2.496.600
3	112.055	12	1.344.660
4	97.820	12	1.173.840
5	87.965	12	1.055.580
6	80.665	12	967.980
7	74.825	12	897.900
8	69.715	12	836.580
9	66.065	12	792.780
10	62.415	12	748.980

Fuente: Pacific E&P.

El costo de mantenimiento de pozos es de 60.000 dólares anual como se dijo anteriormente, los costos de operación se presentan a continuación en la **Tabla 48**.

Tabla 48. Costos de Operación

Periodo (Anual)	Costos de Producción	Mantenimiento	USD
1	23.669.520	60.000	23.729.520
2	2.496.600	60.000	2.556.600
3	1.344.660	60.000	1.404.660
4	1.173.840	60.000	1.233.840
5	1.055.580	60.000	1.115.580
6	967.980	60.000	1.027.980
7	897.900	60.000	957.900
8	836.580	60.000	896.580
9	792.780	60.000	852.780
10	748.980	60.000	808.980

Fuente: Pacific E&P.

6.2.2 Escenario 2. Los costos de operación están directamente relacionados con la producción de fluidos en el bloque, en la **Tabla 49** se muestra la producción de éste escenario obtenida tras la simulación.

Tabla 49. Producción en barriles

Periodo (Anual)	Producción Diaria	Producción Anual
1	4126	1.505.990
2	726	264.990
3	675	246.375
4	405	147.825
5	313	114.245
6	247	90.155
7	212	77.380
8	190	69.350
9	176	64.240
10	164	59.860

Fuente: Simulador STARS de CMG

Para este escenario donde se perforaron 3 pozos productores horizontales y dos pozos inyectores horizontales, los cuales operaron en el tiempo total de la evaluación, los costos de operación correspondientes al Lifting Cost se pueden ver en la **Tabla 50**.

Tabla 50. Costo de producción

Periodo (Anual)	Producción Anual (Bbl)	Lifting Cost	USD
1	1.505.990	12	18.071.880
2	264.990	12	3.179.880
3	246.375	12	2.956.500
4	147.825	12	1.773.900
5	114.245	12	1.370.940
6	90.155	12	1.081.860
7	77.380	12	928.560
8	69.350	12	832.200
9	64.240	12	770.880
10	59.860	12	718.320

Fuente: Pacific E&P.

El costo de mantenimiento de pozos es de 60.000 dólares anual como se dijo anteriormente, los costos de operación se presentan a continuación en la **Tabla 51**.

Tabla 51. Costos de Operación

Periodo (Anual)	Costos de Producción	Mantenimiento	USD
1	18.071.880	60.000	18.131.880
2	3.179.880	60.000	3.239.880
3	2.956.500	60.000	3.016.500
4	1.773.900	60.000	1.833.900
5	1.370.940	60.000	1.430.940
6	1.081.860	60.000	1.141.860
7	928.560	60.000	988.560
8	832.200	60.000	892.200
9	770.880	60.000	830.880
10	718.320	60.000	778.320

Fuente: Pacific E&P.

6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos corresponden a entradas de dinero recibidas por prestación de servicios o venta de un producto. En el caso del comercio de hidrocarburos, los ingresos se obtienen tras su venta. El cálculo de los ingresos del presente proyecto, se hace de acuerdo a la producción de crudo, las regalías y los precios de referencia del crudo, proyectados hasta el año 2026.

Las regalías corresponden a la contraprestación económica de propiedad del estado otorgada por la explotación de un recurso natural no renovable. En Colombia

cuando la producción no supera los 5.000 BPD las regalías se toman como un 8 % de la producción; este valor lo propone la Agencia Nacional de Hidrocarburos, para hidrocarburos de gravedad API menor a 15. Cuando la producción está entre 5.000 y 125.000 BPD el porcentaje de regalías se calcula mediante la **Ecuación 16**⁷⁶.

Ecuación 16. producción mayor a 5000 BPD

$$\%Regalías = 8 + \left(\frac{Producción (BPD)}{1000} - 5 \right) * 0.1$$

$$\% Regalías = 8 + \left(\frac{5404}{1000} - 5 \right) * 0.1$$

$$\% Regalías = 8.04\%$$

Para calcular el precio de venta del petróleo durante los 10 años de evaluación, se utilizaron las proyecciones de los precios publicados por el Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido⁷⁷, donde se presentaban valores altos, medio y bajos, tomando los bajos, ya que se aproximan más a la realidad; dichos valores se presentan en la **Tabla 52**.

Tabla 52. Precios de referencia del crudo marcador Brent por barril

Año	Precio Bajo	Precio Medio	Precio Alto
2016	38	71	104
2017	31	74	117
2018	30	76	128
2019	30	78	138
2020	38	75	142
2021	45	92	146
2022	53	99	151
2023	60	106	155
2024	68	113	159
2025	75	120	164
2026	75	120	168

Fuente: Departamento de Energía y Cambio Climático de Reino Unido. DECC.
[Citado 20 Agosto 2016]

Luego de tener en cuenta el precio de referencia del Brent para los años futuros se deben ajustar, ya que este se ve afectado por la gravedad API y el contenido de azufre, de acuerdo a las propiedades del crudo del Campo Rio Ariari, se genera un

⁷⁶ Ley 756 de 2002, artículo 16.

⁷⁷ DECC 2015 Fossil Fuel Price Assumptions

castigo de 55% y se descuentan US 19.09, teniendo en cuenta lo anterior el precio de venta del crudo del campo durante el periodo de evaluación del proyecto se muestra en la **Tabla 53**.

Tabla 53. Precio de Venta

Periodo (Anual)	Precio bajo	Castigo	USD
1	38	19.09	18.91
2	31	19.09	11.91
3	30	19.09	10.91
4	30	19.09	10.91
5	38	19.09	18.91
6	45	19.09	25.91
7	53	19.09	33.91
8	60	19.09	40.91
9	68	19.09	48.91
10	75	19.09	55.91

Fuente: Pacific E&P

6.3.1 Escenario 1. Para calcular los ingresos es necesario el porcentaje de regalías correspondiente a cada periodo de la evaluación del proyecto para conocer la producción de petróleo neta, ésta se presenta en la **Tabla 54**.

Tabla 54. Producción neta en Barriles

Periodo (Anual)	Producción	%	Regalías	Producción neta
1	1.972.460	8.04	158.586	1.813.874
2	208.050	8.00	16.644	191.406
3	112.055	8.00	8.964	103.091
4	97.820	8.00	7.826	89.994
5	87.965	8.00	7.037	80.928
6	80.665	8.00	6.453	74.212
7	74.825	8.00	5.986	68.839
8	69.715	8.00	5.577	64.138
9	66.065	8.00	5.285	60.780
10	62.415	8.00	4.993	57.422

Fuente: Pacific E&P.

Conociendo la producción neta y el precio de venta se calculan los ingresos que se ven reflejados en la **Tabla 55**.

Tabla 55. Ingresos

Periodo (Anual)	Producción neta (Bbl)	Precio de Venta	USD
1	1.813.874	18.91	34.300.357
2	191.406	11.91	2.279.645
3	103.091	10.91	1.124.723
4	89.928	10.91	981.114
5	80.928	18.91	1.530.348
6	74.212	25.91	1.922.833
7	68.839	33.91	2.334.330
8	64.138	40.91	2.623.886
9	60.780	48.91	2.972.750
10	57.422	55.91	3.210.464
TOTAL			53.280.450

Fuente: Pacific E&P.

6.3.2 Escenario 2. Para calcular los ingresos es necesario el porcentaje de regalías correspondiente a cada periodo de la evaluación del proyecto para conocer la producción de petróleo neta, ésta se presenta en la **Tabla 56**.

Tabla 56. Producción neta en barriles

Periodo (Anual)	Producción	Regalías (8%)	Producción neta
1	1.505.990	120.479	1.385.511
2	264.990	21.199	243.791
3	246.375	19.710	226.665
4	147.825	11.826	135.999
5	114.245	9.140	105.105
6	90.155	7.212	82.943
7	77.380	6.190	71.190
8	69.350	5.548	63.802
9	64.240	5.139	59.101
10	59.860	4.789	55.071

Fuente: Pacific E&P

Conociendo la producción neta y el precio de venta se calculan los ingresos que se ven reflejados en la **Tabla 57**.

Tabla 57. Ingresos

Periodo (Anual)	Producción neta (Bbl)	Precio de Venta	USD
1	1.385.511	18.91	26.200.013
2	243.791	11.91	2.903.551
3	226.665	10.91	2.472.915
4	135.999	10.91	1.483.749
5	105.105	18.91	1.987.536
6	82.943	25.91	2.149.053
7	71.190	33.91	2.414.053
8	63.802	40.91	2.610.140
9	59.101	48.91	2.890.630
10	55.071	55.91	3.079.020
TOTAL			48.190.660

Fuente: Pacific E&P.

6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para la evaluación financiera de cualquier proyecto es necesario tener como referencia indicadores financieros específicos, ya que gracias a ellos se puede determinar la viabilidad del caso en estudio, todo esto mediante la comprensión y el análisis global de los ingresos y egresos del proceso. En este proyecto se tomó como indicador financiero el valor presente neto (VPN), por sugerencia de la compañía.

6.4.1 Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión, ya que permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: maximizar la inversión. El valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual. Si es positivo significará que el valor de la empresa tendrá un incremento equivalente al monto del Valor Presente Neto. Si es negativo quiere decir que la empresa reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no modificará el monto de su valor. Ver **Ecuación 17.**

Ecuación 17. Valor Presente Neto

$$VPN(i) = \sum F_n (1 + i)^{-n} = 0$$

Donde,

VPN= Valor presente neto.

F_n = Flujo de efectivo para cada periodo.

N = Periodo de tiempo.

i = Interés o Tasa interna de interés de oportunidad.

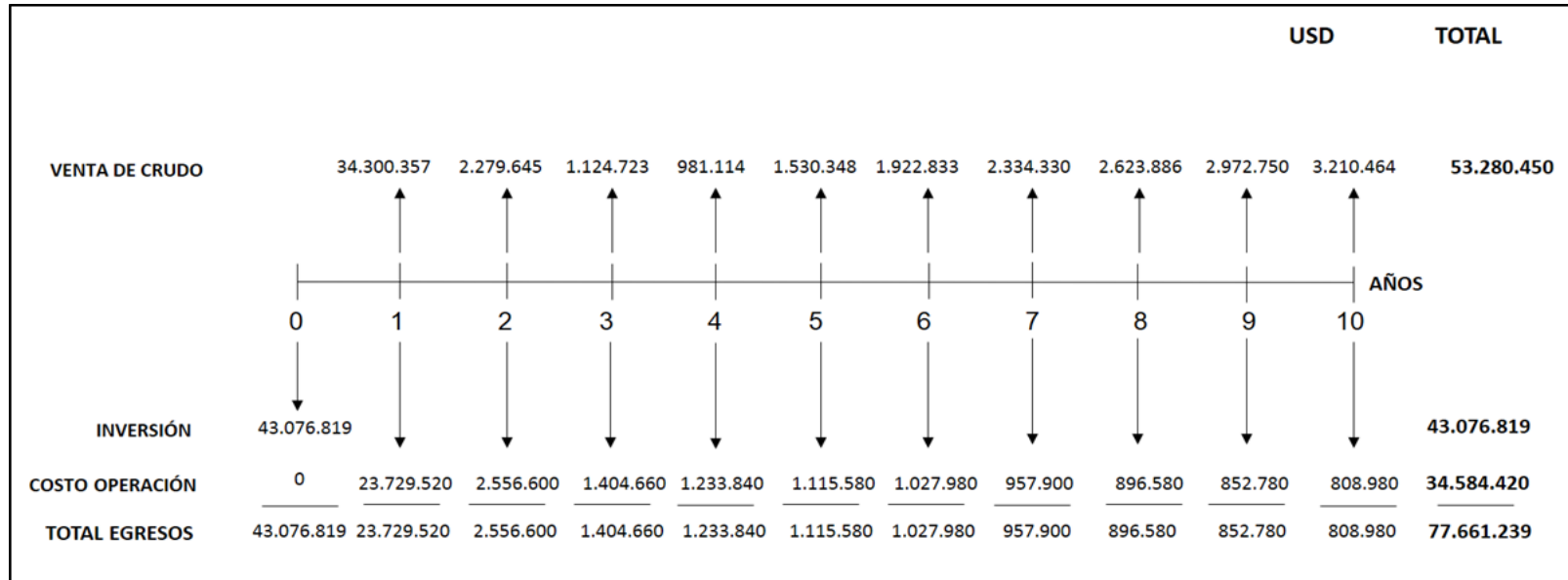
Para determinar la factibilidad del proyecto se debe obtener el valor presente neto, si éste es positivo o mayor que cero es un indicativo de que el proyecto será atractivo, por el contrario, si el valor presente neto es negativo o menor que cero, el proyecto no será atractivo, el proyecto no será atractivo, si el valor presente neto es cero el proyecto será indiferente financieramente.

6.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). Es la rentabilidad mínima que exige una empresa al momento de evaluar económicamente un proyecto; debe satisfacer las expectativas de los inversionistas y es establecido directamente por la empresa. En el caso de Pacific E&P es del 12% anual.

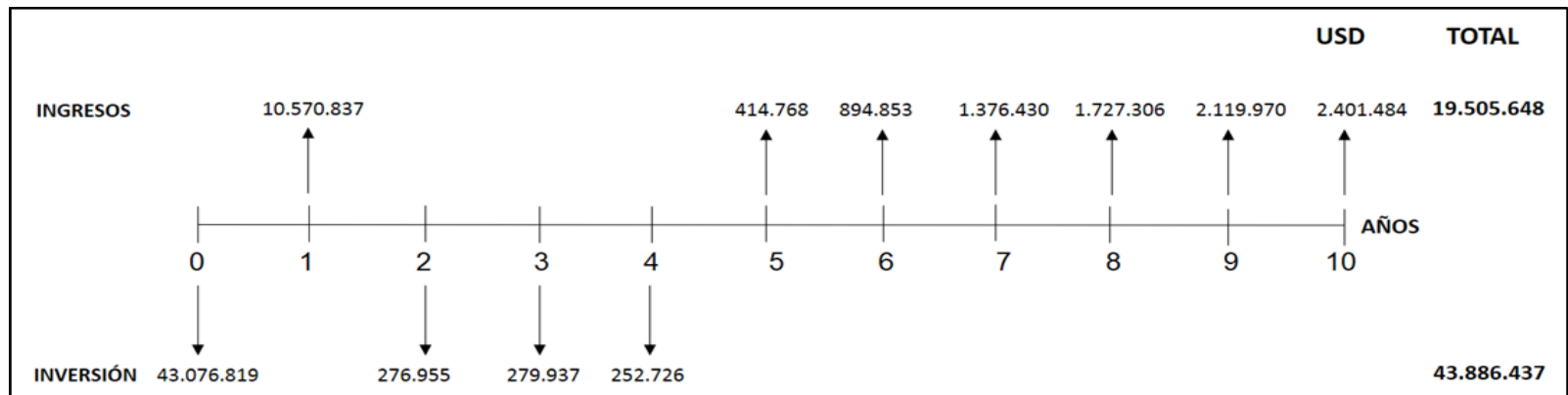
6.4.3 Flujo de Caja. El flujo de caja es la representación gráfica de ingresos y egresos que tiene un proyecto a futuro, también puede entenderse como la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado. Las líneas verticales hacia arriba representan los ingresos por venta de crudo, las líneas verticales hacia abajo representan los costos de inversión y de operación.

6.4.3.1 Escenario 1. El flujo de caja se puede apreciar en la **Gráfica 27** y el flujo de caja neto en la **Gráfica 28**.

Gráfica 27. Flujo de Caja



Gráfica 29. Flujo de Caja Neto



Después de realizar el flujo de caja correspondiente a los 10 años de evaluación del proyecto, se procede a realizar el cálculo del VPN mediante la ecuación.

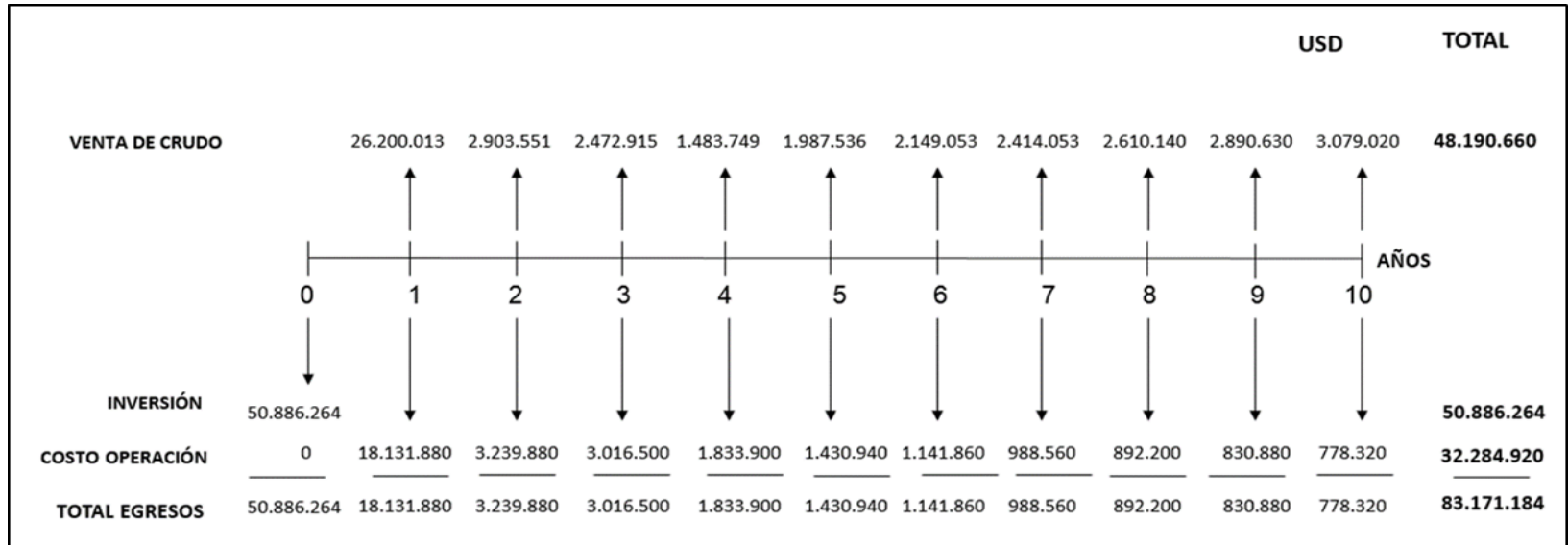
$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.12)} = & -43.076.819 + \frac{10.570.837}{(1 + 0.12)^1} - \frac{276.955}{(1 + 0.12)^2} - \frac{279.937}{(1 + 0.12)^3} - \frac{252.726}{(1 + 0.12)^4} \\
 & + \frac{414.768}{(1 + 0.12)^5} + \frac{894.853}{(1 + 0.12)^6} + \frac{1.376.430}{(1 + 0.12)^7} + \frac{1.727.306}{(1 + 0.12)^8} + \frac{2.119.970}{(1 + 0.12)^9} \\
 & + \frac{2.401.484}{(1 + 0.12)^{10}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.12)} = & -43.076.819 + 9.438.247 - 220.787 - 199.254 - 160.612 + 235.351 \\
 & + 453.360 + 622.627 + 697.630 + 764.482 + 773.214
 \end{aligned}$$

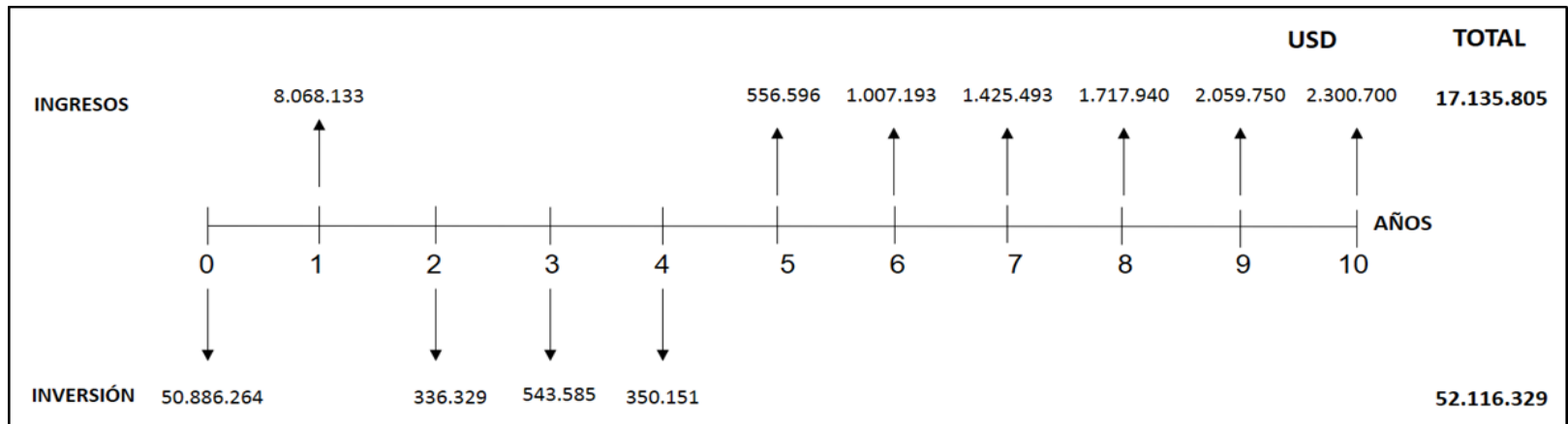
$$VPN_{(0.12)} = -30.672.561$$

6.4.3.2 Escenario 2. El flujo de caja se puede apreciar en la **Gráfica 29** y el flujo de caja neto en la **Gráfica 30**.

Gráfica 28. Flujo de Caja



Gráfica 31. Flujo de Caja Neto



$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.12)} = & -50.886.264 + \frac{8.068.133}{(1 + 0.12)^1} - \frac{336.329}{(1 + 0.12)^2} - \frac{543.585}{(1 + 0.12)^3} - \frac{350.151}{(1 + 0.12)^4} \\
 & + \frac{556.596}{(1 + 0.12)^5} + \frac{1.007.193}{(1 + 0.12)^6} + \frac{1.425.493}{(1 + 0.12)^7} + \frac{1.717.940}{(1 + 0.12)^8} + \frac{2.059.750}{(1 + 0.12)^9} \\
 & + \frac{2.300.700}{(1 + 0.12)^{10}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.12)} = & -50.886.264 + 7.203.690 - 268.119 - 386.913 - 222.527 + 315.828 \\
 & + 510.275 + 644.821 + 693.847 + 742.766 + 740.764
 \end{aligned}$$

$$VPN_{(0.12)} = -40.911.832$$

6.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, ninguno de los dos escenarios cumple con las expectativas de la compañía, es decir ningún de los dos provee una tasa de interés de oportunidad de 12% anual.

7. CONCLUSIONES

- Mediante la simulación numérica de yacimientos se determinó que técnicamente es viable la implementación de un programa de inyección de soluciones de polímeros en un sector del Bloque Rio Ariari, puesto que, al evaluar los diferentes escenarios de producción con inyección de soluciones de polímeros, hubo un aumento en el factor de recobro del 3.12%.
- En el campo Rio Ariari no se identifica claramente un contacto OWC mediante perfiles resistivos y/o Dieléctrico, ya que la resistividad por ser el agua de formación tan dulce nunca cae a valores mínimos ($>80-100$ Ohm-m) dentro de un mismo paquete de arena, sin embargo, se observa un buen mantenimiento de la presión a lo largo del tiempo, y un alto corte de agua desde el inicio de la producción, lo que ratifica que la formación cuenta con un acuífero activo.
- Con los parámetros económicos utilizados en la evaluación financiera de la presente investigación, ninguno de los escenarios de producción genera un VPN positivo.
- El mejor programa de inyección de soluciones de polímeros para el Bloque Rio Ariari es el que implementa un año de inyección de soluciones de polímeros disminuyendo la concentración cada 4 meses. De esta manera se obtuvo un factor de recobro en el sector AL de 16.44% frente a un factor de recobro de producción primaria de 13.32%.
- Al ser la producción de agua muy superior a la de petróleo (BSW promedio 99% aproximadamente), se espera que el costo de producción de petróleo esté principalmente relacionado con la producción de agua asociada.
- El costo de producción y tratamiento de agua y el precio de venta del crudo son los principales responsables de la variación del Valor presente neto.
- El polímero tiene una efectividad de 2 años, después de este tiempo, las soluciones de polímero pierden su efectividad por degradación mecánica o porque tienden a perderse en el medio poroso.
- La viscosidad de las soluciones de polímeros es considerablemente menor a la del crudo original. Esto permite una reducción en la razón de movilidad, lo que genera una mayor recuperación de hidrocarburos en un menor tiempo, con un menor corte de agua.
- Teniendo en cuenta las propiedades inherentes del yacimiento Rio Ariari tales como la temperatura, presión, viscosidad del crudo, salinidad y heterogeneidad

del yacimiento, se establece que el mejor tipo de polímero a utilizar son las HPAM o Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas.

- Los parámetros operacionales para el programa de inyección de soluciones de polímeros en un sector del Bloque Rio Ariari fueron establecidos a partir de la presión de fractura del yacimiento, de las necesidades y recomendaciones de la compañía y del patrón de inyección escogido para esta investigación. De este modo la simulación se realizó con 5 pozos horizontales de los cuales 3 fueron perforados inicialmente como productores y 2 que se perforaron para operar como pozos inyectoros, a una presión de 2500 psi con una tasa de inyección de 5000 barriles por día.
- Al evaluar financieramente este proyecto se determina que no es atractivo para la compañía ya que no se alcanza la tasa de interés y oportunidad esperada del 12% anual.

8. RECOMENDACIONES

- Evaluar tecnologías que permitan el control del fuerte acuífero del yacimiento del Bloque Rio Ariari, causal de la baja producción de crudo y el alto corte de agua mayor al 95%.
- Evaluar técnicas de recobro mejorado que permitan disminuir la viscosidad del aceite y cambiar la mojabilidad de la roca, con el fin de incrementar la producción de crudo en el Bloque Rio Ariari.
- Dividir la inversión de la inyección de polímeros propuesta en la investigación con otros proyectos prospecto en la zona, para no castigar el proyecto financieramente.

BIBLIOGRAFÍA

AHMAD, Aladasani. BAOJUN Bai. Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques. SPE-130726-MS. 2010.

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook 4ed. Oxford: Elsevier, 2012. 1454 p.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, [En Línea] [≤http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf): [Citado el 9 de julio de 2016]. 209 p.

_____. Estudio integrado de crudos pesados en la Cuenca de los llanos Orientales.

_____. Las regalías en el sector de los hidrocarburos. [En Línea] Disponible en internet [≤http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf): [Citado el 9 de julio de 2016].

ALDANA, H., GUTIERREZ, C, Análisis mediante simulación numérica de la inyección de baches de surfactante/polímero para el campo Yariguí Cantagallo operador por Ecopetrol S.A. 2015. Universidad de América, Bogotá, Colombia.

ALMANZA, C., REYES, D. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con Alcalí/Surfactante/Polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. 2014. Universidad de América, Bogotá, Colombia.

BACCA, Guillermo, Ingeniería Económica. 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2005.

BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas PVT. Maracaibo. Universidad de Zulia, 1996.

BARRENECHE, C., DIAZ, E. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de polímero en un campo x de Ecopetrol S.A. 2014. Universidad de América, Bogotá, Colombia.


BEICIP. Estudio Geológico Regional, Cuenca Llanos Orientales. ECOPETROL S.A. 1995

CASTRO, R., MAYA, G., MERCADO, D., TRUJILLO, M., SOTO, C., PÉREZ, H., LOBO, A., ORDOÑEZ, A. SANDOVAL, J.E. Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia. 2010. (SPE-139199-MS).

COMPUTER MODELLING GROUP Ltd. Polymer flood process manual. 2013.

DE PORTA, J. Léxico estratigráfico, América Latina. Volumen 4. Fascículo 4b.

- DECC, Departamento de energía y cambio climático reino unido. Fossil Fuel Price Assumptions. Precios del petróleo. 2015
- DONALDSON, E. Enhanced Oil Recovery II, Processes and operation. 1989.
- ECOBAR, Fredy. Fundamentos de ingeniería de Yacimientos.
- ESPINOSA Carlos., TORRES Kelly. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. 2012. Universidad de San Buenaventura, Cartagena, Colombia.
- GREEN D.W., WILHITE G.P. "Enhance Oil Recovery" 1998.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, Documentación. Presentación de tesis, trabajo de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008, 70 p.
- _____. Referencias Bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 4490. Bogotá. 1998.
- _____. Referencias Documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 5613. 1998.
- LEVIT, D, POPE, G., Selection of polymer for Enhanced oil Recovery. Univerisity of Texas Austin. SPE-113845. 2008
- MINISTERIO DE MINAS E HIDROCARBUROS, 1970. Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2da. Edición. Bol. Geol., Pub. Espec. N° 4, 756 p.
- OLAJIRE, A. "Review of ASP EOR (Alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges, Energy, vol. 77, pp. 963-982, 2014.
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela. 2009.
- _____. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda Edición.
- SALEH, L., WEI, M., BAI, B. Data Analysis and Novel Screening Criteria for Polymer Flooding Based on a Comprehensive Database. Society of Petroleum Engineers. SPE-169093. 2014.
- SHENG, J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, Teory and Practice. Oxford. 2011.
- ZHANG, G., SERIGHT, R. Effect of Concentration on HPAM retention in porous media. New Mexico, Petroleum Recovery Research Center. SPE-166265. 2013.


 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Agosto - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros **Luisa Fernanda Nieto Barrero y Braulio Alejandro Ortega García** en calidad de titulares de la obra **Evaluación técnico financiera para un proyecto de inyección de soluciones de polímeros en el Bloque Rio Ariari en la Cuenca de los Llanos Orientales mediante simulación numérica de yacimientos**, elaborada en el año **2015**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad de 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 de 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.


	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Agosto - 2016

- 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:


Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.


Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.


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.

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.

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 8 días del mes de Noviembre del año 2016.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Luisa Fernanda	Nieto Barrero
Documento de Identificación No.	Firma
1032453537	Luisa Fernanda Nieto Barrero

Autor 2

Nombres	Apellidos
Braulio Alejandro	Ortega García
Documento de Identificación No.	Firma
1113653522	Braulio Alejandro Ortega G

Nota: Incluya un apartado (copie y pegue el cuadro anterior), para los datos y la firma de cada uno de los autores de la obra.