

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA
MEDIANTE SIMULACIÓN ANALÍTICA EN CINCO POZOS DEL BLOQUE V
CENTRO DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO MEDIANTE EL SOFTWARE
SAHARA

BRANDOL JAIR MONROY ALVARADO
JOSÉ DAVID PERÉZ SANCHÉZ

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

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA
MEDIANTE SIMULACIÓN ANALÍTICA EN CINCO POZOS DEL BLOQUE V
CENTRO DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO MEDIANTE EL SOFTWARE
SAHARA

BRANDOL JAIR MONROY ALVARADO
JOSÉ DAVID PERÉZ SANCHÉZ

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
JAIRO ALBERTO PEDRAZA RAMÍREZ
Ingeniero de Petróleos

Orientador
JUAN CARLOS CASTRO
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de aceptación

Ing. Adriangela Romero Chiquinquirá

Ing. Fabián Fernández Bedoya

Bogotá D.C, marzo de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y rector del claustro:

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vice-rectora 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:

Geólogo. 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

Le doy gracias a Dios y a la Virgen del Carmen por sus bendiciones, con su ayuda me permitieron afrontar las adversidades y disfrutar los momentos que se me presentaron a lo largo de esta etapa tan importante en mi vida que ya termina.

A mis padres Saul Monroy Pedraza y Rita Alvarado Garcia, quienes formaron mis cimientos para ser la persona que soy hoy en día, sus vidas son un ejemplo de admiración para mí, los consejos que me brindaron me ayudaron y motivaron para afrontar las circunstancias que se presentaron en estos años que han transcurrido, para cumplir esta meta.

A mis hermanos Fabian Leonardo y Juan Esteban, los momentos que compartimos, en el transcurso de este proyecto fueron muy gratos para mí, puesto que siempre pienso en ellos, como las personas a las que mis acciones van a ser tomadas de guía o ejemplo, por eso este logro cumplido me llena de alegría.

A mis amigos y compañeros con los que compartí en cada clase, me brindaron momentos muy gratos, los espacios que se dieron siempre tenían esas charlas en las que debatimos, reíamos, todo esto para pasar los mejores instantes posibles independientemente de las circunstancias. Siempre vi en ellos un incentivo, el cual me permite llevarlos muy presentes en mi mente.

A mis demás familiares infinitas gracias, en especial a mi Mamá Graciela, por su cariño y palabras de aliento, las cuales fueron un apoyo muy fuerte para mí, permitiéndome terminar este camino con la mejor energía y actitud posible.

Brandol Jair Monroy Alvarado

Es primordial dar gracias a Dios y a la Santísima Virgen de Chiquinquirá, por iluminarme con aquellas personas que me han acompañado durante esta etapa que finaliza, puesto que son ellas a las que dedico este triunfo.

Mis Padres Jorge Heladio y Nohora Luisa, quienes son el pilar fundamental de mi formación, ya que me brindaron la posibilidad de ser lo que soy hoy, una semejanza de lo mejor de cada uno de ustedes respeto, carisma y ganas de salir adelante, afrontando cada situación que se presenta en el camino.

A mis hermanos Jorge Luis y Andrés Felipe, los que de una u otra forma estuvieron dispuestos a aprender algo al lado mío. Son ellos los que me enseñan el rumbo profesional y aconsejan, que el esfuerzo y compromiso son el camino a seguir para lograr los triunfos.

A Natalia, mi novia, por recorrer junto a mi esta etapa de la vida que nos ha dejado muchas enseñanzas, por tener esa disciplina y cariño que me infundiste durante la carrera, demostrándome que ese pequeño tiempo más de dedicación, es la fortaleza que consagra al profesional.

Mis amigos y compañeros de estudio, gracias a ustedes viví cosas que no olvidare, como las tardes de estudio y encuentros socio-académicos. Sin importar el momento, la característica principal fue la risa que surgía entre nosotros, haciendo que este camino sea alegre y fácil de transcurrir.

A mi Familia, especialmente a mi abuelita, quien ora por el bienestar de todos y que promulga que todo lo que nos propongamos y hagamos sea bajo el manto del Señor.

José David Pérez Sánchez

AGRADECIMIENTOS

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

El Ingeniero Jairo Alberto Pedraza Ramírez, por haber aceptado la realización del proyecto de grado, por abrirnos las puertas a esta nueva experiencia y por creer en nosotros.

A los Ingenieros Juan Carlos Castro y Adriangela Chiquinquirá Romero, por su confianza, preocupación y apoyo, antes, durante y después de la realización de este proyecto.

A los Ingenieros Fredy Alexander Cárdenas y Carol Stephany Rojas Muños, por su dedicación, comprensión y por compartir su conocimiento, asesorándonos en las diferentes etapas en la culminación de este proyecto.

Los docentes María Eugenia Chamorro, Óscar González quienes colaboraron en la realización de este proyecto, ya que sin su ayuda no hubiera sido posible realizarlo.

A los docentes de la Universidad de América por ser realmente la fuente de formación académica, proporcionando sus conocimientos para la formación de profesionales íntegros.

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

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	22
OBJETIVOS	29
1. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	30
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	30
1.2 LOCALIZACIÓN	31
1.3 MARCO GEOLOGICO	33
1.3.1 Columna Estratigráfica.	33
1.3.2 Estratigrafía.	33
1.3.2.1 Formación La Luna.	33
1.3.2.2 Formación Umir.	33
1.3.2.3 Formación La Paz.	35
1.3.2.4 Formación Mugrosa.	35
1.3.2.5 Formación Colorado.	35
1.3.2.6 Formación Real.	35
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	36
1.4.1 Geología del petróleo.	37
1.4.1.1 Roca generadora.	37
1.4.1.2 Rocas almacenadoras.	37
1.4.1.3 Roca Sello.	38
1.4.1.4 Trampa.	38
1.4.1.5 Migración.	38
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	38
1.5.1 Método de producción.	39
1.5.2 Tiempo de producción.	40
1.5.3 Número de pozos.	40
1.6 GRÁFICA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA	40
2. PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA	43
2.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA	43
2.1.1 Inyección de agua.	43
2.1.1.1 Inyección periférica o externa.	44
2.1.1.2 Inyección en arreglos o dispersa.	46
2.2 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO.	47
2.3 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE INYECCIÓN	49
2.4 CONCEPTOS EN UNA INYECCIÓN DE AGUA	49
2.4.1 Desplazamiento inmisible.	49
2.4.1.1 Tipos de desplazamiento inmisible.	50
2.4.2 Relación de movilidad.	51

2.4.3	Razón de movilidad.	51
2.4.4	Tensión Superficial.	52
2.4.5	Tensión Interfacial.	52
2.4.6	Presión Capilar.	52
2.4.7	Fuerzas Viscosas.	52
2.4.8	Humectabilidad.	53
2.5	PATRONES DE INYECCIÓN	53
2.6	VARIABLES DE LA INYECCIÓN DE AGUA	54
2.6.1	Factores que controlan la inyección de agua.	54
2.6.1.1	Profundidad del yacimiento.	54
2.6.1.2	Arreglos de los pozos.	54
2.6.1.3	Permeabilidad.	54
2.6.1.4	Humectabilidad de la roca.	54
2.6.1.5	Saturación de gas inicial.	54
2.6.1.6	Saturación de los fluidos.	55
2.6.1.7	Razón de movilidad.	55
2.6.1.8	Viscosidad del petróleo.	55
2.6.1.9	Tasa de inyección y buzamiento.	55
2.7	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO	55
2.7.1	Eficiencia areal de barrido.	56
2.7.2	Eficiencia vertical de barrido.	56
2.7.3	Eficiencia volumétrica de barrido.	57
2.7.4	Problemas frecuentes con la inyección de agua	58
2.7.4.1	Problemas en el yacimiento.	58
2.7.4.2	Problemas en los pozos productores e inyectores.	58
2.7.4.3	Problemas en superficie.	60
2.8	METODOS PARA PREDECIR INYECCIÓN DE AGUA	60
2.8.1	Método Volumétrico.	60
2.8.2	Método Empírico.	60
2.8.3	Métodos Analíticos.	61
2.8.3.1	Método de Dykstra y Parsons.	61
2.8.3.2	Método de Buckley-Leverett.	61
2.8.3.3	Método de Craig - Ceffen – Morse.	62
2.8.3.4	Modelo de flujo segregado.	62
2.8.3.5	Curva Característica.	62
2.8.3.6	Método de WOR.	62
2.9	INYECCION DE AGUA BLOQUE V CENTRO	63
3.	GENERALIDADES DEL SOFTWARE ANALÍTICO SAHARA Y CONSTRUCCIÓN MODELO DE SIMULACIÓN ANALÍTICO	65
3.1	SOFTWARE ESPECIALIZADO SAHARA	65
3.1.1	Herramientas del Software SAHARA.	65
3.1.1.1	Mapeo.	66
3.1.1.2	Polígono.	66
3.1.1.3	Volumetrías.	66

3.1.1.4	Diagnostico.	66
3.1.1.5	Limites económicos.	66
3.1.1.6	Análisis de locaciones.	66
3.1.1.7	Análisis curvas tipo.	66
3.1.1.8	Tablero de control.	66
3.2	MODELO DINÁMICO Y ESTÁTICO	67
3.2.1	Modelo dinámico.	67
3.2.1.1	Localización de pozos.	68
3.2.1.2	Tabla de pozos.	69
3.2.1.3	Desviaciones.	70
3.2.1.4	Instalaciones.	71
3.2.1.5	Estados mecánicos.	73
3.2.1.6	Cañoneos.	74
3.2.1.7	Cementaciones.	75
3.2.1.8	Historia de producción.	76
3.2.1.8	Historia de inyección.	76
3.2.2	Modelo estático.	78
3.2.2.1	Mapas.	79
3.2.2.2	Mapa Polígono.	79
3.2.2.3	Mapa de topes.	80
3.2.2.4	Mapa de porosidad.	80
3.2.2.5	Mapa de permeabilidad vertical (Kx).	81
3.2.2.6	Mapa saturación agua (Sw).	82
3.2.2.7	Mapa de saturación petróleo (So).	83
3.2.2.8	Mapa Volumen Poral.	84
3.2.2.9	Mapa Petróleo Original en Sitio (POES).	85
3.2.2.10	Volumetrías.	86
3.2.2.11	Mapa 3D.	88
4.	SIMULACIÓN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA	89
4.1	PROPIEDADES PVT	92
4.2	CURVA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	92
4.3	GENERACIÓN DE MALLAS PARA LA INYECCIÓN	93
4.4	TABLA DE CAPAS	96
4.5	TABLA POZO – CAPA	96
4.6	AJUSTE HISTORICO	97
4.7	AJUSTE HISTÓRICO LÍQUIDO	99
4.8	AJUSTE HISTORICO DEL PETRÓLEO	101
4.9	ANÁLISIS AJUSTE HISTÓRICO	103
5.	PLAN DE EXPANSIÓN	105
5.1	PRUEBA DE INYECTIVIDAD	105
5.2	CASO BASE	106
5.3	ESCENARIO-1 AUMENTO TASA DE INYECCIÓN EN UN 15%	107
5.4	ESCENARIO-2 DISMINUCIÓN TASA DE INYECCIÓN EN UN 15%	108

5.5	ESCENARIO-3 OPTIMIZACIÓN VOLÚMENES DE INYECCIÓN	110
6.	ANÁLISIS FINANCIERO	114
6.1	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	114
6.2	ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	115
6.3	ANÁLISIS DE INGRESOS	116
6.3.1	Precio de venta del crudo.	116
6.3.2	Regalías	116
6.4	EVALUACIÓN FINANCIERA	117
6.4.1	Tasa de interés de oportunidad (TIO).	117
6.4.2	Valor presente neto (VPN).	118
6.4.2.1	Cálculo impuesto de renta.	118
6.4.2.2	Flujos de efectivo.	119
6.4.3	Conclusión de la evaluación financiera.	121
7.	CONCLUSIONES	122
8.	RECOMENDACIONES	123
	BIBLIOGRAFÍA	124
	ANEXOS	126

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Ventajas y desventajas de la inyección periférica o externa	44
Tabla 2. Ventajas y desventajas de la inyección en arreglos o dispersa.	47
Tabla 3. Problemas en el Yacimiento.	58
Tabla 4. Problemas en los pozos productores.	59
Tabla 5. Problemas en los pozos inyectores.	59
Tabla 6. Información del Modelo Estático y Dinámico.	67
Tabla 7. OOIP Sahara y oficial.	88
Tabla 8. Factores métodos de cálculo.	89
Tabla 9. Descripción escenarios iniciales.	90
Tabla 10. Especificaciones Datos de cálculo-opciones de cálculo.	91
Tabla 11. Porcentajes de error simulación original y Simulado.	103
Tabla 12. Resultados escenario caso base.	106
Tabla 13. Resultados escenario aumento tasa de inyección 15%.	107
Tabla 14. Resultados escenario aumento tasa de inyección 15% por pozo.	108
Tabla 15. Resultados escenario disminución tasa de inyección 15%.	109
Tabla 16. Resultados escenario disminución tasa de inyección 15% por pozo.	109
Tabla 17. Caudales propuestos de inyección.	111
Tabla 18. Resultados escenario optimización volúmenes de inyección.	111
Tabla 19. Resultados escenario optimización tasa de inyección.	112
Tabla 20. Costos de inversión.	115
Tabla 21. Costos de operación.	115
Tabla 22. Ajuste del precio de venta.	116
Tabla 23. Porcentaje de regalías según la Ley 756 de 2002.	117
Tabla 24. Ingresos totales.	117
Tabla 25. Ingresos Brutos.	119
Tabla 26. Calculo de impuesta de renta.	119

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Yariguí-Cantagallo.	32
Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio Magdalena y el Campo Yariguí-Cantagallo.	34
Figura 3. Corte geológico Campo Yariguí-Cantagallo.	37
Figura 4. Inyección de agua.	43
Figura 5. Yacimiento con una capa de gas.	45
Figura 6. Yacimiento anticlinal con un acuífero.	45
Figura 7. Yacimiento monoclinal con una capa de gas o acuífero.	46
Figura 8. Inyección de Arreglos o Dispersa.	47
Figura 9. Distribución de saturación de los fluidos en el yacimiento durante la inyección de agua.	48
Figura 10. Saturaciones de los fluidos en el momento en que se alcanza la ruptura.	49
Figura 11. Pistón sin fugas.	50
Figura 12. Pistón con fugas.	50
Figura 13. Humectabilidad de la roca según su ángulo.	53
Figura 14. Posición del frente de invasión.	56
Figura 15. Eficiencia vertical de barrido.	57
Figura 16. Eficiencia de barrido volumétrica a un tiempo t.	57
Figura 17. Mapa de polígonos con especificación de los patrones a evaluar.	64
Figura 18. Localización pozos Bloque V.	68
Figura 19. Tabla de pozos.	69
Figura 20. Datos de desviaciones de pozo YR-517.	70
Figura 21. Trayectorias pozo YR-517.	71
Figura 22. Datos de instalaciones del pozo inyector YR-517.	72
Figura 23. Datos de instalaciones del pozo productor YR-528.	72
Figura 24. Estado mecánico YR-517.	73
Figura 25. Datos de cañoneos del pozo inyector YR-517.	74
Figura 26. Datos de cañoneos del pozo productor YR-528.	75
Figura 27. Historia de producción Pozo YR-528.	76
Figura 28. Perfil de inyección Pozo YR-517, agosto 30 de 2012.	77
Figura 29. Factores de alocación YR-517.	78
Figura 30. Mapa Polígono.	79
Figura 31. Mapa de Topes.	80
Figura 32. Mapa de Porosidad.	81
Figura 33. Mapa de Permeabilidad vertical (Kx) arena CG2A.	82
Figura 34. Mapa Saturación de Agua.	83
Figura 35. Mapa Saturación de Petróleo.	84

Figura 36. Mapa de Volumen poral.	85
Figura 37. Mapa de Petróleo Original en Sitio.	86
Figura 38. Determinación Volumen Poral mediante volumetría.	87
Figura 39. Determinación POES mediante volumetría.	87
Figura 40. Mapa 3D Campo Yariguí-Cantagallo.	88
Figura 41. Escenarios iniciales.	90
Figura 42. Ventana datos de cálculo opciones de cálculo.	91
Figura 43. Propiedades PVT.	92
Figura 44. Datos de permeabilidades y saturaciones pozo CG-24.	92
Figura 45. Curva de permeabilidades relativas.	93
Figura 46. Mallado en software Sahara.	94
Figura 47. Ventana de mallado automático.	94
Figura 48. Ventana de cálculo de volumen poral.	95
Figura 49. Datos Pozo – Capa YR-528.	96
Figura 50. Datos Pozo – Capa YR-528.	96
Figura 51. Datos Pozo – Capa YR-521.	97
Figura 52. Simulación líquida y petróleo inicial.	98
Figura 53. Coeficientes de inyección.	100
Figura 54. Ajuste líquido Pozo YR-528.	101
Figura 55. Regiones PVT.	102
Figura 56. Ajuste petróleo Pozo YR-528.	102
Figura 57. Ajuste líquido y petróleo proyecto.	104
Figura 58. Step Rate Test para el pozo YR-522 del Campo Yariguí-Cantagallo.	106
Figura 59. Flujo de neto de efectivo del escenario-3.	120

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Grafica 1. Historia de producción Petróleo y Gas, Campo Yariguí-Cantagallo.	41
Grafica 2. Producción acumulada Petróleo y Gas, Campo Yariguí-Cantagallo.	42
Grafica 3. Porcentajes de error simulación original y Simulado.	103
Grafica 4. Influencia de la tasa de inyección sobre el petróleo acumulado.	110
Grafica 5. Comparativo de los acumulados de petróleo de cada uno de los escenarios.	113

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Movilidad.	51
Ecuación 2. Razón de movilidad.	51
Ecuación 3. Presión capilar.	52
Ecuación 4. Presión capilar para un sistema de agua-petróleo.	52
Ecuación 5. Eficiencia de desplazamiento.	56
Ecuación 6. Eficiencia volumétrica de barrido.	57
Ecuación 7. Valor presente neto.	118
Ecuación 8. Cálculo del valor presente neto (VPN) del escenario de mejora planteado.	120

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Estados mecánicos pozos inyectoros.	127
Anexo B. Desviaciones pozos inyectoros	131
Anexo C. Ajuste historico pozos influenciados por los cinco inyectoros.	135
Anexo D. Produccion y produccion petróleo acumulado por año y escenario.	141

LISTA DE ABREVIATURAS

Ac	Acres
API	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
Aprox	Aproximadamente
Bbl	Barriles
BOPD	Barriles de Petróleo por día
BOPM	Barriles de Petróleo por minuto
BWPD	Barriles de agua producida por día
BS&W	Porcentaje de agua y sedimentos (Basic sediments and wáter)
Bg	Factor volumétrico del gas
Bo	Factor volumétrico del aceite (Volumetric Oil factor)
Boi	Factor volumétrico inicial del aceite (Volumetric Oil factor)
DPRES	Registro de resistividad profundo (Depth Resistivity)
EUR	Último recobro esperado (Estimated Ultimate Recovery)
Exp	Exponente
°F	Grados Fahrenheit (unidad de temperatura)
ft	Pies (unidad de longitud en sistema ingles)
FR	Factor de Recobro
GR	Registro de Rayos Gamma (Gamma Ray)
GRcl	Rayos Gamma limpio (Gamma Ray Clean)
GCM	Gerencia Campos Menores
hNeto	Espesor Neto
Hu	Espesor útil
K	Permeabilidad
KPC	Miles de pies cúbicos
KSCFD	Miles de pies cúbicos por día
Kro	Permeabilidad relativa del petróleo
Krw	Permeabilidad relativa del agua
Kx	Permeabilidad horizontal
MBbl	Millones de barriles
mM	Milímetros
M	Metros
mD	Milidarcies (unidad de medida de permeabilidad)
Np	Producción de petróleo acumulada
OFM	Oil field manager
PHIE	Curva sintética de porosidad efectiva
POES	Petróleo Original en Sitio
Ppm	Partes por millón
Prom	Promedio
Psi	Unidad de presión (Libra por pulgada cuadrada)
Psia	Unidad de presión absoluta (Libra por pulgada cuadrada)

PVT	Presión, Volumen, Temperatura
Pyto	Presión de Yacimiento
Q	Caudal
Qg	Caudal de gas
Qi	Caudal inicial
Qo	Caudal de petróleo
Qw	Caudal de agua
RAP	Relación agua – Petróleo
RGP	Relación gas – aceite
SCF	Pies cúbicos estándar (Standar Cubic feet)
So	Saturación de aceite
Sor	Saturación de aceite residual
SP	Registro de potencial espontaneo (Spontaneal Potential)
SPC	Registro de potencial espontaneo corregido
STB	Barriles estándar (Stock Tank Barriels)
Sw	Saturación de agua
Swbt	Saturación de agua al breakthrough
Swc	Saturación de agua critica
Swirr	Saturación de agua irreducible
Swisec	Saturación de agua al proceso secundario
TVD	True Vertical Deep/ Profundidad Vertical Total
TVDSS	True Vertical Depth Subsea/ Medida vertical de profundidad del pozo tomando como referencia el nivel medio de la superficie del mar.
Tyto	Temperatura de Yacimiento
Vp	Volumen poroso
VMM	Valle Medio del Magdalena
VSM	Valle Superior del Magdalena
VSHL	Curva de volumen de arcilla
Ø	Porosidad
μ	Viscosidad

GLOSARIO

ACRE: medida de superficie equivalentes a 43560 pies cuadrados.

ACUIFERO: roca o sedimento a través de la cual el agua subterránea se mueve con facilidad.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos (procesos sedimentarios) y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas) que la diferencian de zonas adyacentes. Los minerales que los componen se originaron y se depositaron en el mismo lugar. Otros sedimentos se forman lejos del lugar donde se acumulan. Estos materiales son transportados por acción de la gravedad, agua y viento.

API: Instituto Americano del Petróleo, entidad norteamericana que emite especificaciones y recomendaciones para la industria petrolera.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria clástica de origen detrítico. Su textura es clástica y compacta, de tamaño menor a 0.0039 mm, formada por partículas del tamaño de la arcilla, su composición es una mezcla de hidróxidos de hierro y aluminio.

ARENISCA: roca sedimentaria consolidada de textura detrítica, sus granos poseen un diámetro entre 0.062 a 2 mm, compuesta de arenas cementadas en una matriz de naturaleza muy variada, generalmente de tipo silíceo distinguida por contener cuarzo, feldespato y otros fragmentos de minerales.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada de origen orgánico o detrítico. Su textura es compacta y rugosa, formada por al menos un 50% de calcita, el resto se compone por dolomita, aragonito y siderita.

CAMPO: área de uno o múltiples yacimientos, donde se presenta una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo, los cuales están agrupados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

CAPA: unidad estratigráfica más pequeña de una formación geológica; la cual está marcada por planos de división bien delimitados denominados planos de estratificación.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica utilizada, para especificar y describir verticalmente la ubicación de unidades litológicas en un área determinada mostrando una secuencia de rocas. Las rocas más antiguas se ubican en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

CUARZOARENITA: roca sedimentaria de origen marino. Su textura es granular y áspera, formada por más del 95% de cuarzo y algunas contienen algo de cemento carbonatado, posee partículas mayores de 50 micrómetros.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos. Pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Si las rocas generadoras se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y compactación, pueden generarse hidrocarburos.

EFICIENCIA AREAL: es la fracción de área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido efectivamente el proceso de recuperación secundaria.

EFICIENCIA DE RECOBRO: es la fracción de aceite recuperado del yacimiento teniendo en cuenta el volumen del POES.

ESPACIAMIENTO: distribución de pozos en un campo. Cuando se trate de pozos desviados, la distribución se hará proyectando en la superficie el fondo del pozo.

ESPESOR: dimensión de una capa o de un estrato de roca sedimentaria, este se mide en forma perpendicular a su extensión lateral entre la base y el tope, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal.

ESTRATIFICACIÓN: depósito alternado de rocas de diferentes tamaños de grano, o por el depósito alternado de sedimentos de diferente composición.

FACTOR DE RECOBRO: relación existente entre el petróleo producido y el Petróleo Original en Sitio.

FACTOR VOLUMÉTRICO: relación volumétrica que muestra la diferencia entre una cantidad de fluido a condiciones de yacimiento y ese mismo volumen a condiciones superficiales.

FALLA: interrupción o superficie de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial. Su origen suele estar asociado a episodios geológicos de deformación, ya sean de tipo compresivo o distensivo. La clasificación de las fallas puede ser normal o inversa y se realiza de acuerdo a cómo ha sido el movimiento relativo de los bloques, respecto del buzamiento del propio plano de falla.

FORMACIÓN: Conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, identificada por sus características litológicas y posición estratigráfica, depositadas durante un periodo de tiempo. Las cuales pueden ser múltiples formando grupos, y las subdivisiones forman los miembros.

FRIABLE: el grado de consolidación o coherencia en una roca clástica, cuando una muestra de esta, puede romperse con la máxima presión ejercida por los dedos de la mano.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una aplicación de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que se encarga del estudio de las estructuras del subsuelo. Originadas por procesos de deformación natural, desplazamientos y mecanismos, implicados en su formación.

GRAVEDAD API: escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para determinar la gravedad específica del petróleo crudo.

INFRAYACENTE: estrato, formación o unidad litológica, que yace en contacto inferior con respecto a otra, por lo tanto, es considerada como más antigua.

INYECCIÓN: proceso de recobro secundario que se aplica cuando los mecanismos de producción natural ya no son suficientes.

KERÓGENO: mezcla de compuestos químicos orgánicos presentes en las rocas sedimentarias insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura determinadas provoca una reagrupación en su estructura interna, desprendiendo hidrocarburos.

LIFTING COST (COSTO DE LEVANTAMIENTO): costo de producir un barril de petróleo desde el subsuelo hasta las facilidades de producción.

LIMONITA: mezcla de óxidos de hierro. Se origina por la descomposición de la pirita. Se encuentra con mucha frecuencia en zonas oxidadas con depósitos minerales de hierro.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, el tamaño de sus granos varía entre 0.0625 y 0.002 mm y compuesta de partículas de arcilla, pero que carecen de la estructura estratificada. Es rica en feldespato, arenisca arkósica y conglomerado de gujarros de cuarzo.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, el tamaño de grano es menor a 0.0039 mm y está compuesta por minerales de las arcillas, que son el producto de alteración de otros minerales como los feldespatos, o el producto de procesos diagenéticos.

MARCO GEOLÓGICO: breve descripción geológica de zona determinada abarcando la estratigrafía, columna estratigráfica, geología estructural y geología del petróleo asociada.

MIEMBRO: unidad litoestratigráfica de rango inferior con respecto a la formación, establecida en diferencias claras a las zonas adyacentes en una formación.

MIGRACIÓN: proceso de movimiento del hidrocarburo formado en la roca fuente hacia la roca reservorio.

MONOCLINAL: estructura geológica donde los estratos están inclinadas uniformemente con buzamiento moderado y dirigido hacia una sola dirección.

PERMEABILIDAD: capacidad de un cuerpo para permitir el paso de fluidos a través de él. Para que sea permeable, la roca debe tener poros o fracturas interconectados, por lo tanto, generalmente existe una relación entre la porosidad y la permeabilidad.

PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES): cantidad de petróleo que se almacena en un yacimiento originalmente.

PLIEGUE: estructura geológica ondulada formada por esfuerzos compresionales, que deforman las rocas por curvamiento sin llegar a fragmentarlas.

POROSIDAD: relación entre el volumen de poros en un material con respecto a su volumen total.

POZO: ducto que permite comunicar una zona productora de hidrocarburos de un yacimiento con la superficie.

POZO INYECTOR: pozo usado para inyectar fluidos a un yacimiento.

POZO PRODUCTOR: pozo usado para recuperar fluidos de un yacimiento.

POROSIDAD EFECTIVA: espacio libre de la roca en el cual pueden almacenarse hidrocarburos.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: presión resultante de la fuerza ejercida en una cantidad de área por el peso de la columna de agua.

PROFUNDIDAD VERTICAL TOTAL (TVD): mayor profundidad vertical alcanzada por la perforación.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS: propiedades relacionadas a la litología de un yacimiento, dan indicios de sus características y posibles fluidos contenidos en él.

RESERVA: cantidad de hidrocarburo que es posible de extraer con la tecnología actual.

PVT: pruebas de laboratorio realizadas a los fluidos producidos en campos petrolíferos, para determinar el comportamiento de dichos fluidos a diferentes presiones y temperaturas.

RECOBRO MEJORADO: técnicas de explotación de hidrocarburos, diferentes a la producción por flujo natural, reinyección de agua y gas, mantenimiento de presión, que impliquen nuevas tecnologías y procedimientos.

RECUPERACIÓN PRIMARIA: sistema por el cual se extrae aceite y/o gas de un yacimiento por acción de la energía natural del mismo o por métodos artificiales que no impliquen la aplicación de energía adicional al mismo.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: recuperación de aceite y/o gas mediante el incremento de la presión y/o barrido volumétrico del hidrocarburo por la implementación de diferentes sistemas de recobro.

ROCA ALMACENADORA: roca sedimentaria, que poseen excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo se almacene y fluya libremente a través de ella, y dadas sus características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evita el escape de los hidrocarburos.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria rica en contenido de materia orgánica, depositadas bajo condiciones reductoras y de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos

ROCA SELLO: roca impermeable que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio, en ocasiones este tipo de roca la constituye una anomalía estructural o estratigráfica tales como fallas o discordancias.

SATURACIÓN IRREDUCTIBLE: mínima fracción de fluido contenido en el espacio poroso de la roca por debajo de la cual ese fluido ya no puede fluir.

SATURACIÓN RESIDUAL DEL PETRÓLEO: mínima saturación de petróleo hasta la cual este puede fluir en el yacimiento.

SATURACIÓN: fracción del volumen poroso de una roca ocupado por fluidos que pueden ser agua o hidrocarburos en estado líquido o gaseoso.

SIMULACIÓN ANALÍTICA: construcción de modelos que permiten visualizar y analizar el posible comportamiento del yacimiento y sus fluidos por la aplicación de diferentes procesos.

SIMULADOR: herramienta de aprendizaje y construcción que, mediante un programa de software, pretende representar el comportamiento de fenómenos de la realidad.

SUBLITOARENITAS: Arenitas conformadas en más de un 25% por fragmentos de rocas que pueden ser originadas por fragmentos de rocas sedimentarias, metamórficas e ígneas.

SUPRAYACENTE: estrato, formación o unidad litológica, que yace en contacto superior con respecto a otra, por lo tanto, es considerada como más joven.

TRAMPA: estructura geológica que hace posible la acumulación de hidrocarburos en las rocas porosas y permeables, pero imposibilita su migración ya que se encuentran sellados por rocas impermeables.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso con características de porosidad, permeabilidad, temperatura y presión donde se encuentra acumulado un volumen de hidrocarburo.

RESUMEN

El Campo Yariguí-Cantagallo está localizado en la en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena de Colombia y es operado por ECOPETROL S.A. a lo largo de este proyecto se puede encontrar una descripción respecto a las condiciones actuales del campo, contextualizar su ubicación y características geológicas.

Partiendo de una exposición de los conceptos claves respecto al proceso de recobro secundario de inyección de agua y del software empleado, se elaboró un modelo de simulación analítica.

La simulación analítica se hará a través del simulador comercial Sahara, efectuando una evaluación en términos de diferentes alternativas de tasas de inyección de agua, lo cual permitirá una análisis cualitativo y cuantitativo del esquema de explotación, para así obtener un escenario que presente las mejores características técnicas de inyección y aprovechamiento de recursos.

Ultimando se realizó un análisis financiero que permita conocer desde este punto de vista el desarrollo sostenible del proyecto, lo que se vería reflejado en la recuperación de los recursos destinados en este esquema de explotación y garantizando los ingresos establecidos a largo plazo.

PALABRAS CLAVE: Software SAHARA, Inyección Agua, Bloque V Centro, Campo Yariguí-Cantagallo, Cuenca Valle Medio Magdalena.

INTRODUCCIÓN

El factor de recobro en los campos colombianos es del 18%, el objetivo de ECOPETROL S.A. es aumentar el factor de recobro, mediante la implementación de sistemas secundarios de recuperación, uno de los métodos utilizados es la inyección de agua, esta se inyecta en la zona de producción, el fin de este proceso es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo productor.

En muchos de los campos Colombianos se presentan limitaciones al momento de realizar inyección de agua, debido a la limitada caracterización de los yacimientos, para realizar el modelo de inyección, una de las técnicas para conocer o predecir el comportamiento del yacimiento bajo un esquema de producción, es mediante la simulación de yacimientos, la cual se basa en un software especializado que incluye las características petrofísicas de la roca, requeridas para analizar el flujo de los fluidos de interés en el tiempo, para pronosticar la producción futura del yacimiento bajo una serie de escenarios potenciales, y así definir el modelo óptimo de inyección y producción para el desarrollo del yacimiento, obteniendo el máximo recobro del reservorio.

En el Bloque V Centro del Campo Yariguí-Cantagallo se realiza una implementación de sistemas secundarios de recuperación, uno de los métodos utilizados es la inyección de agua, esta se inyecta en la zona de producción, con el fin de mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo productor. Se cuenta con un estudio de inyección de agua, para el cual el modelo de simulación actual no caracteriza el comportamiento de producción en el arreglo de cinco pozos en el Bloque V centro.

Por esto se realizó una simulación analítica, mediante el software Sahara, lo que permite una evaluación de los patrones de inyección con respecto a los regímenes de flujo y las propiedades petrofísicas, esto se adaptará más a las condiciones que presentadas en el yacimiento. Logrando una optimización de los procesos de inyección de agua, se analizó el flujo de los fluidos de interés en el tiempo, para pronosticar el aumento de la producción del yacimiento bajo una serie de escenarios potenciales, y así definir el modelo óptimo de inyección y producción para el desarrollo, en cada uno de los pozos productores con respecto a cinco pozos inyectoros en el Bloque V Centro.

A partir del análisis de resultados se seleccionó un escenario que permita un mayor aprovechamiento de los recursos y que presente un aumento de la producción acumulada de petróleo, para así evaluar la viabilidad financiera del escenario a partir del indicador financiero valor presente neto (VPN).

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnicamente los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del Bloque V Centro del Campo Yariguí-Cantagallo mediante el software SAHARA.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir las generalidades del Bloque V Centro, del Campo Yariguí-Cantagallo.
2. Describir el modelo actual de inyección de agua del Bloque V Centro.
3. Describir las características del software especializado, funcionamiento, parámetros de implementación, en el proceso de inyección de agua.
4. Construir un modelo de simulación analítica para cinco pozos del Bloque V Centro, del Campo Yariguí-Cantagallo.
5. Simular los patrones de inyección y el efecto del pozo inyector sobre los pozos productores y la eficiencia volumétrica en el sector analizado.
6. Evaluar a partir del análisis de resultados, estrategias de mejora adicionales que incrementan la recuperación de petróleo, para cinco pozos del Bloque V Centro, del Campo Yariguí-Cantagallo.
7. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto a partir del indicador financiero valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

En este capítulo se presenta la historia, localización, marco geológico, geología del petróleo, e historia de producción del campo Yariguí-Cantagallo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Yariguí-Cantagallo perteneció a las Concesiones Cantagallo y San Pablo. En 1937 se otorga la Concesión Cantagallo a la compañía de petróleos del Valle del Magdalena, con una extensión de 17 Km². “En la etapa exploratoria del Campo, entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía SOCONY VACUUM, perfora dos pozos, que fueron Cimitarra 1, cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo No 1 (CG-1), el cual alcanzó una profundidad de 1494 pies, encontrando rocas del grupo Girón a 1145 pies, con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 (posteriormente CG-2) el cual alcanzó una profundidad de 6170 pies, encontró sedimentos del Cretáceo a 6153 pies”¹.

Para el desarrollo del Campo entre 1943 y 1949 se perforaron 12 pozos. Luego siguió un receso hasta 1951, cuando la Concesión Cantagallo es adquirida por la Compañía SHELL CÓNDOR. De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales. Dando inicio a la producción comercial del campo en el año 1952, de julio de ese mismo año a diciembre de 1953 se perforaron 7 pozos, de los cuales 6 resultaron productores. “En 1953 se le otorga la Concesión San Pablo a la compañía SHELL CÓNDOR con el descubrimiento del Campo Yariguí”². En el periodo de 1954 a 1962 se perforaron 40 pozos en el Campo Yariguí.

En junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41. Luego de unas negociaciones entre ECOPETROL S.A y SHELL CÓNDOR, entre 1974 y 1975, las Concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL S.A mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A. En el periodo de 1976 a 1983, bajo la administración de ECOPETROL S.A se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a 69) y uno en Cantagallo (CG-23). “En 1986 revierte al Estado Colombiano la Concesión San Pablo y el 14 de diciembre de 1987 revierte la Concesión Cantagallo”³.

Entre el período de 2003 a 2008 se realizó la perforación de 45 pozos. “En agosto 9 de 2007 se aprobó formalmente la unificación de los Campos Yariguí y Cantagallo,

¹ ECOPETROL S.A. Actualización del modelo estático y plan de desarrollo de los yacimientos del Campo Yariguí Cantagallo - VMM – Colombia, 2005. 15 p.

² ECOPETROL S.A. Informe ejecutivo semestral Campo Yariguí-Cantagallo, 2011. 5 p.

³ ECOPETROL S.A. Actualización del modelo estático y plan de desarrollo de los yacimientos del Campo Yariguí Cantagallo - VMM – Colombia, 2005. 17 p.

mediante la resolución 12-4175 del Ministerio de Minas y Energía⁴. Finalmente, en el lapsus de 2009 a 2010 se inicia el proyecto de producción secundaria, obteniéndose resultados favorables por parte de la compañía ECOPETROL S.A. A octubre de 2016 el Campo Yariguí-Cantagallo tiene un área de 3000 acres, continua bajo la operación de ECOPETROL S.A, en este también se realizan procedimientos de Inyección de agua y recobro mejorado para incrementar la producción.

1.2 LOCALIZACIÓN

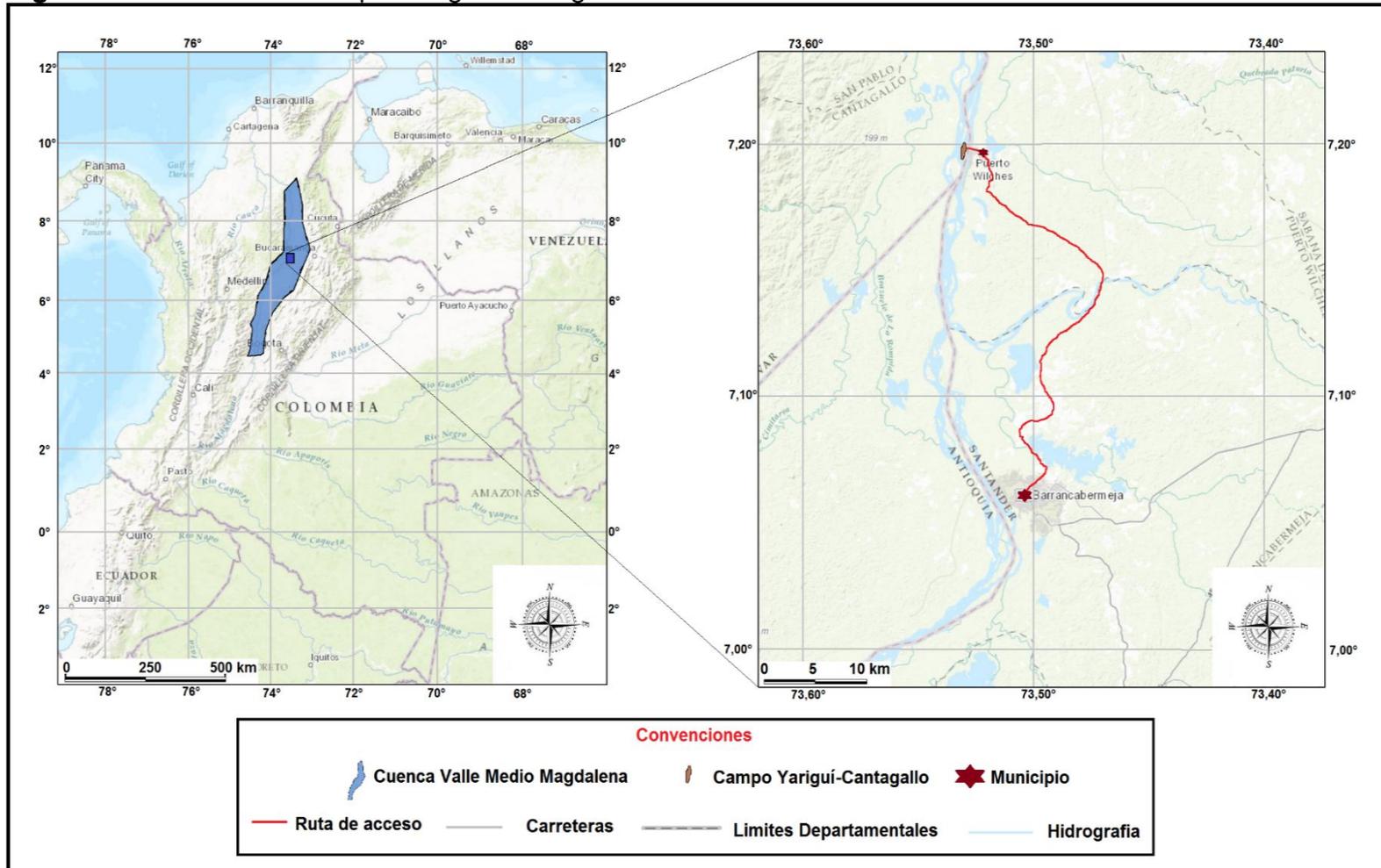
El Campo Yariguí-Cantagallo se localiza en la sección Noroccidental de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, en el Bloque 2218 Magdalena Medio, ubicado en territorios de los departamentos de Santander y Bolívar, en jurisdicción de Puerto Wilches y Cantagallo, entre las márgenes oriental y occidental del Río Magdalena. Se encuentra a una distancia aproximadamente de 20 kilómetros al noroeste de Barrancabermeja y a 290 kilómetros al noreste de Bogotá D.C.

La ruta Bogotá-Barrancabermeja se puede realizar por vía aérea con una duración de 55 minutos, por vía terrestre, saliendo de Bogotá por la calle 80 hacia La Vega, de ahí se toma la carretera nacional 50 con rumbo al occidente hasta llegar a Guaduas, en un trayecto de 58 kilómetros, en Guaduas se toma dirección norte, empalmando la carretera nacional 56 en un trayecto aproximadamente de 60 kilómetros, hasta llegar a jurisdicción de La Dorada donde se toma la carretera nacional 45 (Ruta del sol) continuando hacia el norte por esta vía se llega a Barrancabermeja en aproximadamente 246 km.

Desde Barrancabermeja hacia el Campo Yariguí-Cantagallo se accede por vía terrestre en dirección norte, se toma la carretera que pasa por el Llanito y Puente Sogamoso, hasta llegar a Puerto Wilches, este trayecto tiene una distancia de 49,7 kilómetros en vehículo con un tiempo de una hora y 26 minutos. A continuación, se muestra la **Figura 1** donde se ilustra la ubicación de la Cuenca del Valle Medio Magdalena y el Campo Yariguí-Cantagallo.

⁴ JULIO, Juliette y ROCHA, Jorge. Determinación de la continuidad de la arena B3 en la caracterización petrofísica de la formación mugrosa mediante registros durante la perforación (LWD) de pozos horizontales en el Campo Yariguí. Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero de petróleos. Universidad de América. 16 p.

Figura 1. Localización Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: <https://geovisor.anh.gov.co/#>. [Citado 5 de octubre 2016] [En Línea]. Modificado por los auto

1.3 MARCO GEOLOGICO

En esta sección se describe la estratigrafía, la geología estructural, y del petróleo asociada al Campo Yariguí-Cantagallo.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 2**, presenta la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y del Campo Yariguí-Cantagallo.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se realiza una breve descripción de las formaciones perforadas por los pozos del Campo Yariguí-Cantagallo, de la más antigua a la más reciente.

1.3.3 Formación La Luna. Según M. Julivert⁵ edad Cretácico Superior Cenomaniano. Está compuesta por calizas gris oscuras arcillosas, lutitas grises a negras calcáreas en capas delgadas, lutitas gris oscuras con delgadas intercalaciones de calizas arcillosas y capas delgadas de chert negro. El espesor medido a través de la información sísmica y de pozos es de 2.000 pies, su ambiente de deposición es marino de aguas profundas. Su contacto infrayacente con la Formación Simití es gradacional y existe una ligera discontinuidad estratigráfica con la Formación Umir que la suprayace.

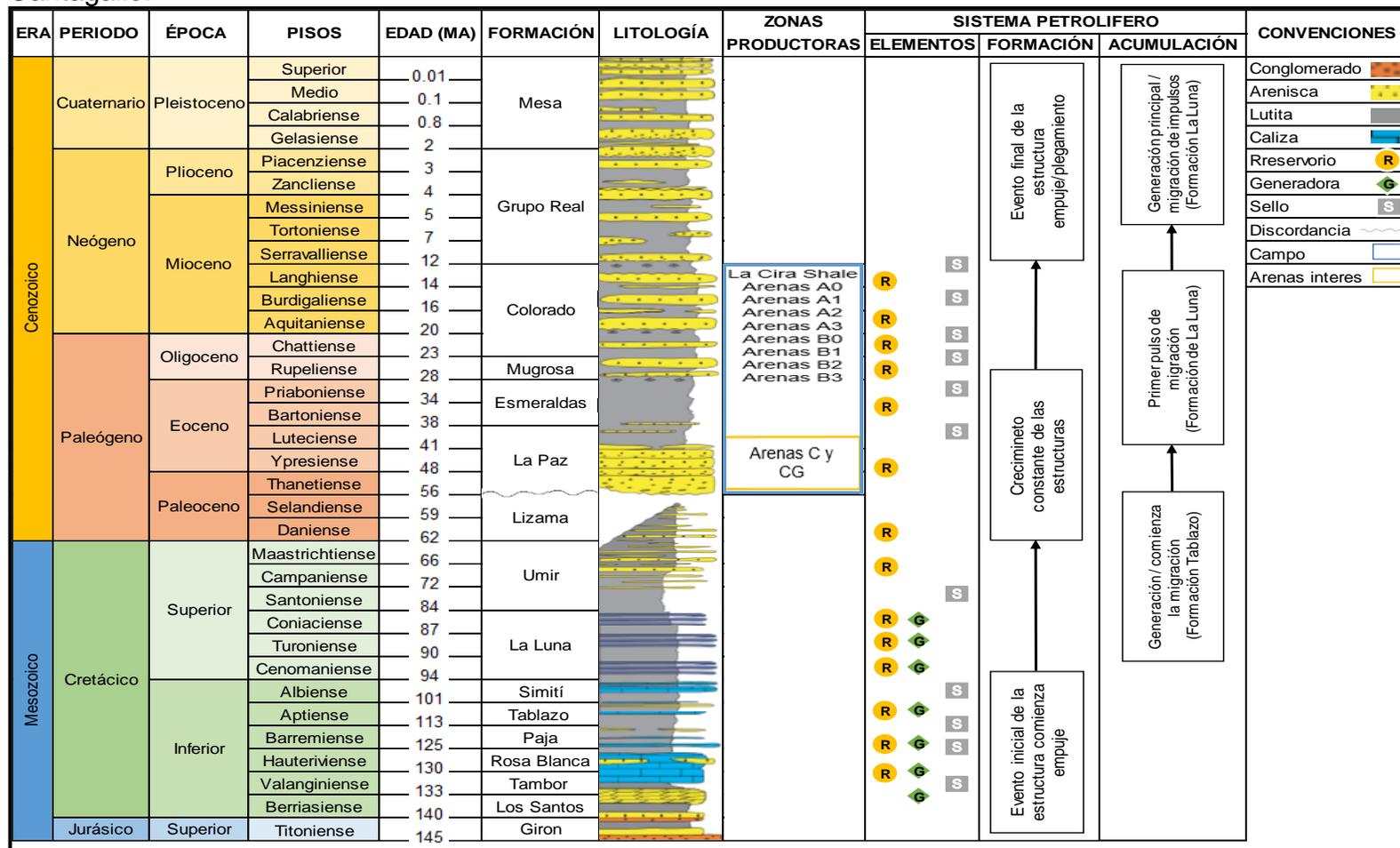
1.3.3.1 Formación Umir. Según M. Julivert ⁶ edad Cretácico Superior Santoniano. La parte inferior de la formación se compone de lutitas en láminas delgadas, de color gris oscuro, azul grisáceo a negro, con delgadas láminas carbonáceas y micáceas; caracterizada por capas delgadas, lentes y pequeñas acumulaciones ferruginosas. La parte superior consta de lutitas blanda, de color negro, en capas delgadas con numerosas laminitas de carbón, láminas delgadas de mineral de hierro, arenisca de grano fino y limonita. El espesor varía entre los 2850 pies a los 4400 pies, su ambiente de sedimentación es marino de aguas someras. “La Formación Umir infrayace en discontinuidad estratigráfica sobre la Formación La Luna y el contacto superior con la suprayacente Formación Lizama es discordante.”⁷

⁵ JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Francia. 1968. 301 p.

⁶ Ibíd., 437 p.

⁷ CENTRO DE ESTUDIOS REGIONALES-UIS. Plan de ordenamiento territorial, 2009. 31 p.

Figura 2. Columna Estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio Magdalena y el Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ECOPETROL S.A. Factibilidad de inyección de agua en el Campo Yariguí-Cantagallo. Informe Final. Piedecuesta. 2006. 22 p. Modificado por los autores.

1.3.3.2 Formación La Paz. Según J. De Porta⁸ edad Paleógeno Paleoceno. Constituida principalmente de cuarzoarenitas, sublitoarenitas masivas y conglomeráticas, de color gris claro, con estratificación cruzada e intercalaciones dispersas de limolitas y arcillas que se encuentran en los dos tercios inferiores de la formación. Posee un espesor promedio de 2.000 pies, su ambiente de depositación es continental de canales fluviales. La Formación La Paz infrayace discordantemente sobre la Formación Lizama y suprayace con la Formación Esmeraldas de forma discordante.

1.3.3.3 Formación Mugrosa. Según J. De Porta⁹ edad Paleógeno Oligoceno. Está conformada por una alternancia de cuarzoarenitas muy arcillosas, micáceas, feldespáticas, con estratificación cruzada, con zonas de bioperturbación. Esta formación se encuentra dividida en cuatro miembros informales de base a techo: Arenas B3, Arenas B2, Arenas B1, y Arenas B0; las Arenas B3 conforman la base de la formación, teniendo un espesor de 60 pies. Según estudios geológicos e información de pozos recopilada, el espesor de la Formación Mugrosa es variable de unos 3000 pies a 1700 pies. Su ambiente de depositación es de corrientes fluviales. Esta unidad infrayace con la Formación Esmeraldas en una discordancia regional y suprayace de forma concordante con la Formación Colorado.

1.3.3.4 Formación Colorado. Según J. De Porta¹⁰ edad Paleógeno Oligoceno. Está compuesta litológicamente por lodolitas de color gris claro, púrpura y moteado de rojo, con intercalaciones de areniscas de grano medio a fino con alternancia de arcillolitas. El espesor varía entre los 690 pies a los 3000 pies, su ambiente de depositación es continental de tipo fluvial, con amplios canales principales. Esta unidad infrayace concordantemente sobre la Formación Mugrosa y suprayace de forma discordante con la Formación Real.

1.3.3.5 Formación Real. Según J. De Porta¹¹ edad Neógeno Mioceno. Está compuesta por capas gruesas de areniscas conglomeráticas, con fragmentos de guijos finos a medios, con estratificación cruzada, intercaladas con capas medias a gruesas de areniscas cuarzosas tabulares con matriz arcillosa y lodolitas silíceas friables de color gris claro y púrpura grisáceo, parcialmente limosa. El espesor es de aproximadamente 2600 pies, su ambiente de depositación es de tipo fluvial con corrientes entrelazadas. Este Grupo infrayace discordantemente sobre La Formación Colorado y Suprayace de forma discordante con la Formación Mesa.

⁸ DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Francia. 1974. 303 p.

⁹ Ibíd., 372 p.

¹⁰ Ibíd., 141 p.

¹¹ Ibíd., 412 p.

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

“La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es de tipo intramontañosa ya que está entre la cordillera Oriental y Central en Los Andes colombianos, afectada por pliegues y fallas que conforman un valle amplio, el cual se caracteriza por el desarrollo de terrazas aluviales, diques y una llanura de inundación”¹²

Como se evidencia en la **Figura 3** la estructura del Campo Yariguí-Cantagallo, es un monoclinal fallado de una longitud aproximada de 7 Km. de largo por 2 Km. de ancho, buzando hacia el sureste y limitada al Noroeste por la falla Cantagallo generada por esfuerzos compresivos.

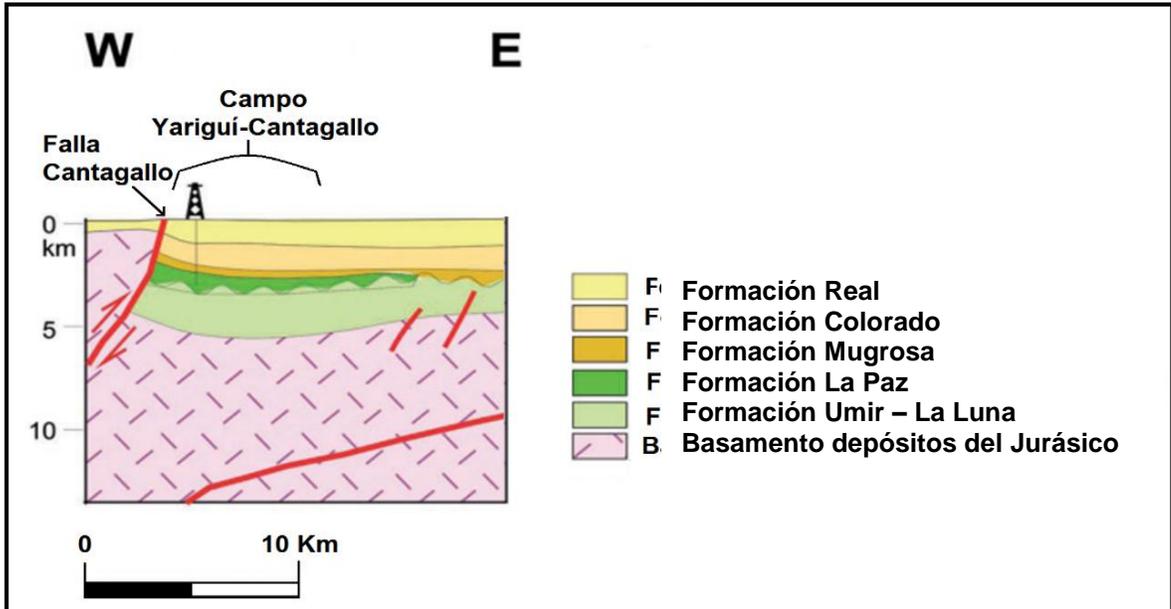
Según ECOPETOL S.A. La Falla de Cantagallo, es el principal control estructural del campo, tiene un rumbo aproximado de N33°E y es considerada de tipo normal con un buzamiento casi vertical. El desplazamiento vertical asociado a esta falla alcanza los 7000 pies, que es debido a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura y a la ausencia de sedimentos Cretáceos y parte de Terciarios al oeste de la falla. Esta falla ha servido de barrera para la migración de hidrocarburos y junto con la discordancia del Eoceno, son los principales responsables de la acumulación de hidrocarburos en el campo.

“Existen otras fallas transversales, principalmente de tipo normal, que cortan el monoclinal en cinco bloques de los cuales el bloque V contiene la mayoría de las reservas del Campo y el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos”.¹³

¹² RESTREPO ÁNGEL. Juan Darío. Los sedimentos del río Magdalena: reflejo de la crisis ambiental. Medellín: Fondo Editorial Universidad EAFIT, 2005. p. 65.

¹³ ECOPETROL S.A. Actualización del modelo estático y plan de desarrollo de los yacimientos del campo Yariguí-Cantagallo - VMM – Colombia. Bogotá. 2005. p. 25.

Figura 3. Corte geológico Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: SARMIENTO, Luis. Geología del petróleo en Colombia, Cuenca Valle Medio Magdalena. Editorial Universidad Eafit, ANH. Pag 56. Modificado por los Autores.

1.4.1 Geología del petróleo. A continuación, se describen los principales parámetros asociados al sistema petrolífero del Campo Yariguí-Cantagallo.

1.4.1.1 Roca generadora. Según la ANH¹⁴ la roca madre se presenta en la Formación La Luna, la cual es rica en carbonatos, los aportes de materia orgánica son de origen fluvial y continental, y oscila entre el uno y seis por ciento, el Kerógeno que genera la formación es de tipo II y el Ro tiene valores de 0.06%-1.2%.

1.4.1.2 Rocas almacenadoras. En la cuenca del Valle Medio Magdalena, “En el Cretáceo cuatro formaciones pueden considerarse como rocas almacenadoras potenciales: Los Santos, Rosablanca, Tablazo y La Luna (en calizas fracturadas). En el Cenozoico, las rocas almacén están conformadas por los niveles de areniscas presentes en las formaciones La Paz hasta la Formación Mugrosa – Colorada”.¹⁵

En el Campo Yariguí-Cantagallo se encuentran tres arenas productoras de hidrocarburos, las rocas reservorio del campo pertenecen a las Arenas Cantagallo, las Arenas C y las Arenas B, las arenas se localizan contra la Falla Cantagallo, la

¹⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas.pdf. 2009. [citado octubre 17 de 2016]. p. 79.

¹⁵ *Ibíd.* P 79.

acumulación de hidrocarburos se genera tanto por la acción efectuada por la Falla Cantagallo, como también por la acción deposicional en la distribución de clásticos.

- **Arenas Cantagallo.** “El espesor promedio neto petrolífero es de aproximadamente 300 pies con una porosidad promedio de 20% y una permeabilidad del orden de 136 mD”¹⁶, perteneciente a la Formación La Paz.
- **Arenas C.** El espesor promedio neto petrolífero es de aproximadamente 80 pies, con una porosidad promedio de 19%, perteneciente a la Formación La Paz.
- **Arenas B.** El espesor promedio neto petrolífero es de aproximadamente 40 pies, con una porosidad promedio de 20%, perteneciente a la Formación Mugrosa.

1.4.1.3 Roca Sello. Para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena los sellos corresponden a “los niveles arcillosos intra-formacionales de las unidades terciarias y las unidades arcillosas del Cretáceo, siendo estas últimas las más efectivas dado su espesor y extensión regional”¹⁷.

En el Campo Yariguí-Cantagallo la Formación Mugrosa representa el sello ya que consiste en niveles de arcillas que supra e infrayace las arenas productoras del campo.

1.4.1.4 Trampa. Para el Campo Yariguí-Cantagallo se presenta una trampa de tipo estructural, como se expuso anteriormente el campo presenta una estructura monoclinal fallado, asociado a la Falla Cantagallo dando así el entrampamiento de los fluidos.

1.4.1.5 Migración. En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se presentan dos vías de migración, una migración lateral que está dada por las areniscas del eoceno y una migración vertical dada por las fallas que tienen contacto con la Formación La Luna. Para el Campo Yariguí-Cantagallo “La Falla Cantagallo y las fallas secundarias son las barreras principales de la migración de hidrocarburo”¹⁸.

1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En la etapa exploratoria del Campo que cubría un área de 17 km², “entre 1941 y 1942 la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la

¹⁶ ECOPETROL S.A. Actualización del modelo estático y plan de desarrollo de los yacimientos del campo Yariguí-Cantagallo - VMM – Colombia. Bogotá. 2005. p. 25.

¹⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas.pdf. 2009. [citado octubre 17 de 2016]. p. 79.

¹⁸ ECOPETROL S.A. Informe final de inyección de agua Campo Yarigui-Cantagallo, diciembre 2006. 20 p.

Compañía SOCONY VACUUM, perfora dos pozos, que fueron Cimitarra 1, cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo No 1 (CG-1), el cual alcanzó una profundidad de 1494 pies, con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el Cimitarra 2 (posteriormente CG-2) el cual alcanzó una profundidad de 6170 pies, encontró sedimentos del Cretáceo a 6153 pies. El pozo produjo 286 barriles de petróleo de 20.1 °API, considerándose a este pozo como el descubridor del Campo”¹⁹.

Los pozos en su mayoría son direccionales y fueron perforados desde islas naturales o construidas artificialmente, debido a que los yacimientos se encuentran debajo del río Magdalena. El Campo alcanzó su máximo desarrollo en agosto de 1962, con una producción de 20340 BOPD, un BSW del 2% y con 43 pozos activos. El 14 de febrero de 2014 tal como lo publica ECOPETROL S.A.²⁰ el Campo Yariguí-Cantagallo, logro una producción de 18175 barriles de petróleo por día, una cifra record que no se registraba desde 1962.

1.5.1 Método de producción. De acuerdo con el comportamiento general de la producción primaria y los análisis de los diferentes estudios, se puede afirmar que en las arenas B y C de todos los bloques, el principal mecanismo de producción ha sido el de gas en solución; este mecanismo predomina igualmente en las arenas CG de los bloques II y III. En las arenas CG del bloque IV se ha producido principalmente por el empuje natural del acuífero y en las arenas CG del bloque V, se ha producido por un efecto combinado de expansión de gas en solución, empuje parcial de agua y segregación gravitacional teniendo en cuenta el alto buzamiento (45-50°) cerca de la falla Cantagallo.

Desde que se inició su desarrollo en septiembre de 1943 hasta diciembre de 2005, el Campo ha producido bajo desarrollo primario. Inicialmente, produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas / aceite inicial y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto, fue necesario producir los yacimientos con sistemas de levantamiento artificial (gas lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y bombeo electro sumergible).

“En 1995 ECOPETROL S.A inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas para eliminar los vertimientos al río Magdalena y dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. Las pruebas de inyectividad se realizaron en el pozo YR-8 (arenas CG) durante un mes (en 1994), alcanzando una tasa de inyección 1900 BWPD con 2280 psi”²¹.

¹⁹ ECOPETROL S.A. Actualización del modelo estático y plan de desarrollo de los yacimientos del Campo Yariguí Cantagallo - VMM – Colombia, 2005. 15 p.

²⁰ ECOPETROL S.A. Boletines 2014: Campo Cantagallo Ecopetrol alcanzo record de producción, 2014. 1p.

²¹ ECOPETROL S.A. Informe ejecutivo semestral Campo Yariguí-Cantagallo, 2011. 19 p.

En el año 2003, con base en el estudio “Caracterización y Plan de Desarrollo de los Yacimientos del Campo Yariguí-Cantagallo realizado por el Departamento de Yacimientos de ECOPETROL S.A, se inició el proyecto Desarrollo Adicional Campo Yariguí-Cantagallo”²² con el cañoneo adicional en las arenas CG o C en ocho pozos y la perforación de cuatro pozos “infill”.

Durante los años 2004 y 2005 se trabajó en el estudio “Factibilidad de Inyección de Agua en el Campo YR-CG, en el cual en la primera fase que se desarrolló en el año 2004 con la asesoría del Dr. William Cobb, se concluye que la recuperación secundaria de hidrocarburos mediante inyección de agua es factible”²³.

El campo actualmente produce crudo de aproximadamente 21° API y viscosidad de 20 cP a unas condiciones de temperatura de yacimiento de 140°F.

1.5.2 Tiempo de producción. El Campo Yariguí-Cantagallo lleva en producción 74 años desde que inició su producción en el año 1942 a octubre de 2016.

1.5.3 Número de pozos. Actualmente existen 106 pozos activos, de los cuales 50 están con recobro secundario, 8 están con recobro mejorado y 48 son productores.

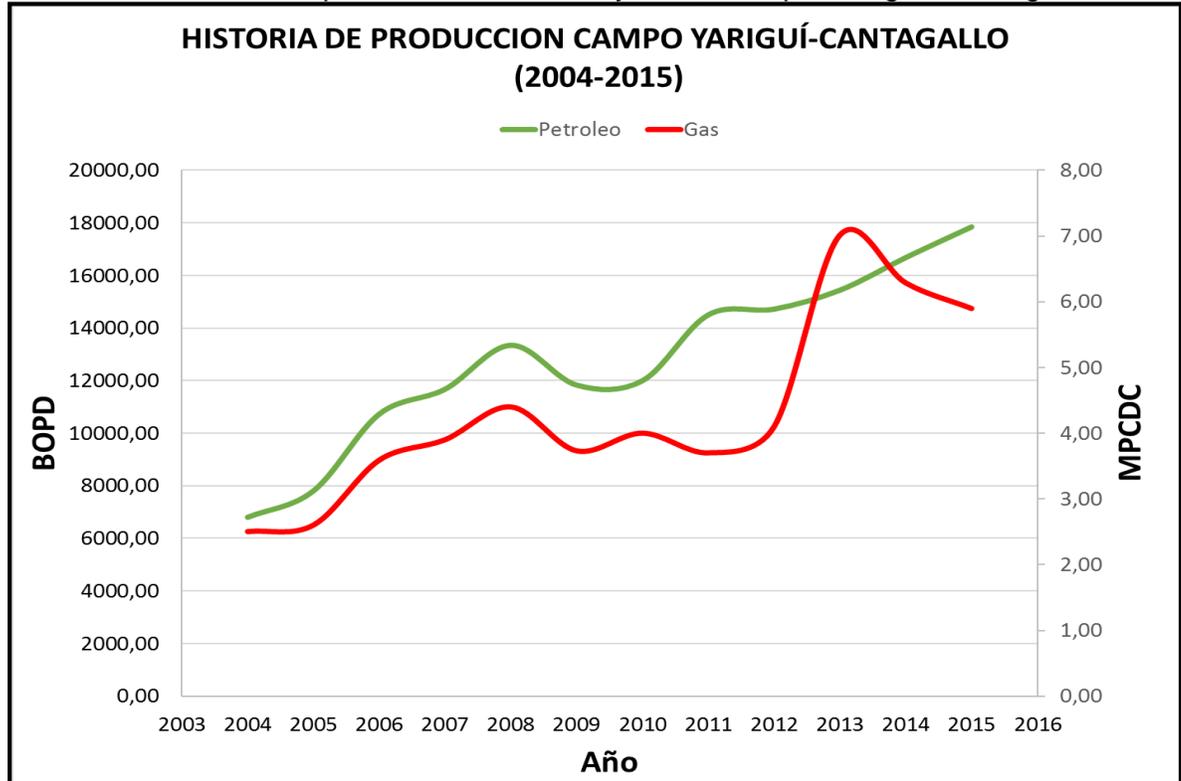
1.6 GRÁFICA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA

La **Gráfica 1** expone la evolución anual de la producción de petróleo y gas desde el año 2004 hasta el 2015 del Campo Yariguí-Cantagallo. En la gráfica se observa un aumento en la producción desde el año 2004 al 2008 debido al mejoramiento de las facilidades del campo, hacia el año 2009 se presenta un declive en la producción del campo, esto se debe a que empezaron los trabajos de recuperación secundaria por medio de inyección de agua, lo que ha permitido pasar de un promedio de producción anual para el 2009 de 11820 BOPD a 17834 BOPD en el 2016. Para marzo de 2016 se presentó un caudal de 17149 BOPD.

²² Gómez V., Fernández F., Nieto J., Santacruz R. “Caracterización y plan de desarrollo de los yacimientos del Campo Yariguí-Cantagallo (VMM–Colombia)”, ECOPETROL, 2002.

²³ Soto C. P.; Gómez V., et all. “Factibilidad técnica de la inyección de agua en el bloque V del Campo Yariguí – Cantagallo, Evaluación del potencial secundario, Informe preliminar”, ECOPETROL - ICP, diciembre de 2004.

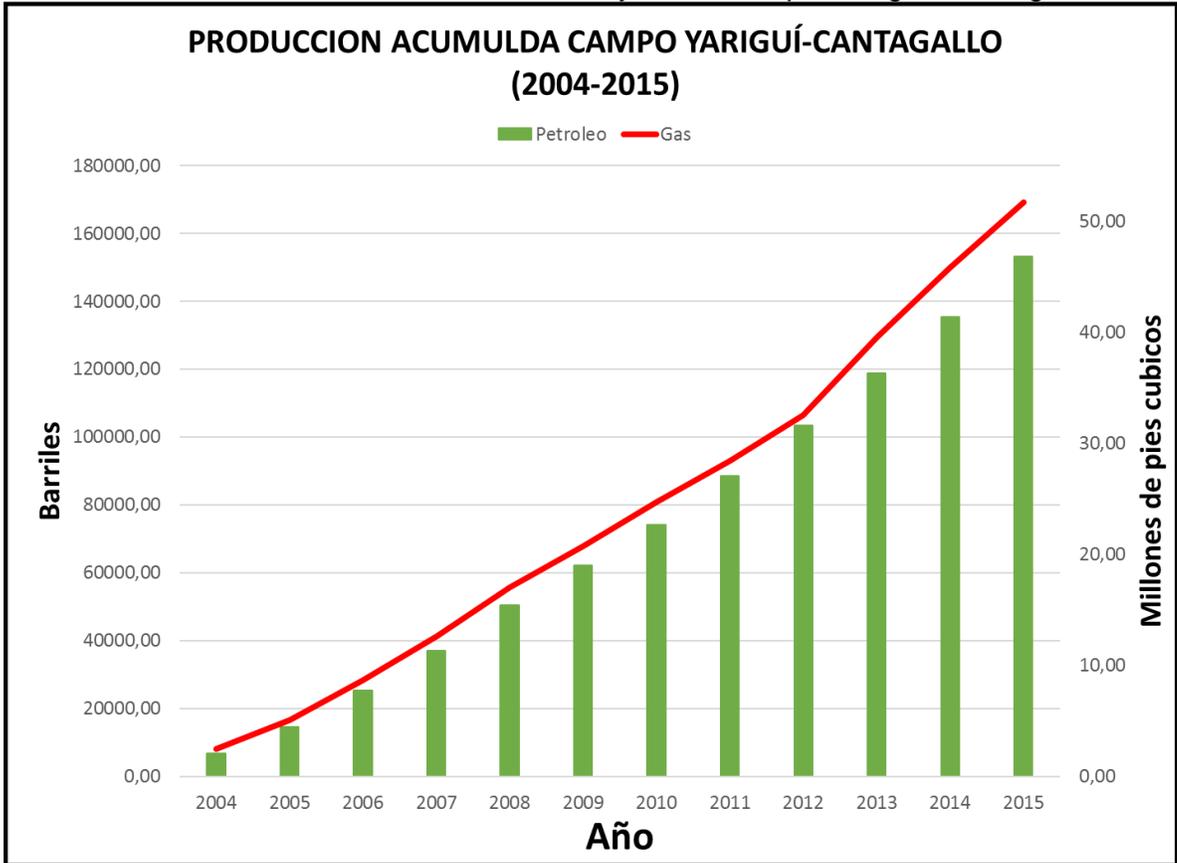
Grafica 1. Historia de producción Petróleo y Gas, Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ANH. IEP_junio_05_2014-1 [Base de datos]. [Consultado 12 de octubre de 2016]. Disponible en <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-participaciones/Sistema-Integrado-deOperaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>>. Modificado por los autores.

En la **Grafica 2** se muestra la producción acumulada de petróleo y gas desde el año 2004 hasta el 2015 del Campo Yariguí-Cantagallo, como se observa en la gráfica la producción acumulada en este periodo fue de 153274 Barriles de petróleo y 51,73 millones de pies cúbicos de gas.

Grafica 2. Producción acumulada Petróleo y Gas, Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ANH. IEP_junio_05_2014-1 [Base de datos]. [Consultado 12 de octubre de 2016]. Disponible en <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-participaciones/Sistema-Integrado-deOperaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>>. Modificado por los autores.

2. PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

En este capítulo se presentan los temas relacionados con la inyección de agua en el Bloque V Centro del Campo Yariguí-Cantagallo, partiendo de conceptos teóricos del recobro secundario por inyección de agua, patrones de inyección y métodos para predecir inyección de agua.

2.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

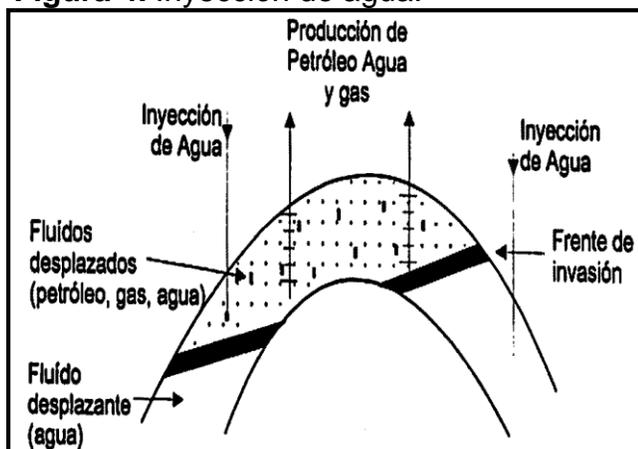
Consisten en inyectar internamente al yacimiento, fluidos como el agua para así poder mantener la presión de este. Estos fluidos son inyectados dentro de los pozos inyectoros para que puedan desplazar el crudo hacia los pozos productores.

El objetivo principal no es solo restaurar la presión de la formación sino aprovechar de la manera más adecuada la energía del yacimiento para obtener el mayor volumen de hidrocarburo posible, es decir, mejorar el desplazamiento del petróleo en el yacimiento.

Dependiendo el tipo recuperación secundaria, ya sea inyección de agua o inyección de gas pueden llegar a permitir elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio entre 10 - 40%, según el caso.

2.1.1 Inyección de agua. Es un mecanismo secundario de recobro mediante el cual los fluidos del yacimiento son desplazados hacia los pozos productores por la acción del agua inyectada. Como se observa en la **Figura 4**.

Figura 4. Inyección de agua.



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 11.

2.1.1.1 Inyección periférica o externa. Los pozos inyectoros están ubicados en la parte central del yacimiento, y los productores en el contorno del yacimiento, se caracteriza porque se utiliza cuando no se tiene una buena información del yacimiento. En la **Tabla 1** son expuestas según Paris de Ferrer²⁴ las ventajas y desventajas de este tipo de inyección.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de la inyección periférica o externa.

Ventajas	Desventajas
Se utiliza en pocos pozos.	Una fracción de agua inyectada no alcanza a desplazar petróleo.
Se obtiene un factor de recobro alto de petróleo y a la vez una mínima producción de agua.	No se obtiene un seguimiento detallado del frente de invasión.
Se usa pozos productores viejos como inyectoros.	No se tiene buena comunicación entre la periferia y el centro de yacimiento.
Los costos de las instalaciones de producción de superficie son bajos.	La recuperación de inversión es a largo plazo, dado que los procesos de invasión y desplazamientos son bastantes lentos.

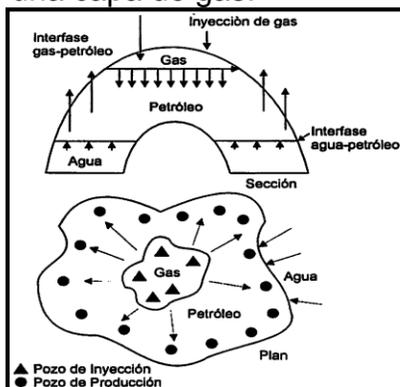
Fuente: DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 3. Maracaibo, Venezuela, 2001, p. 38.

Este tipo de inyección ocurre en los siguientes casos:

- **Yacimiento con una capa de gas:** Si el yacimiento es una estructura anticlinal regular, los pozos de inyección se agrupan en la parte superior de la estructura, o tope del anticlinal. Como se observa en la **Figura 5**.

²⁴ PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 3. Maracaibo, Venezuela, 2001, p. 38.

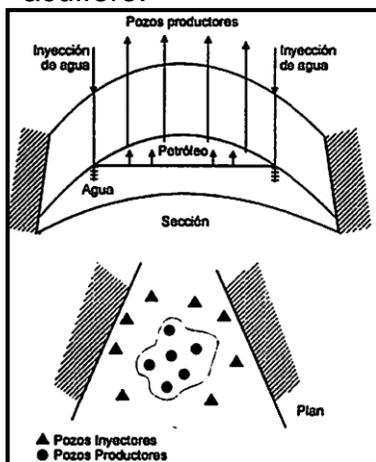
Figura 5. Yacimiento con una capa de gas.



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 12.

- **Yacimiento anticlinal con un acuífero:** En este caso los pozos inyectoros forman un aro alrededor del yacimiento. Como se observa en la **Figura 6**.

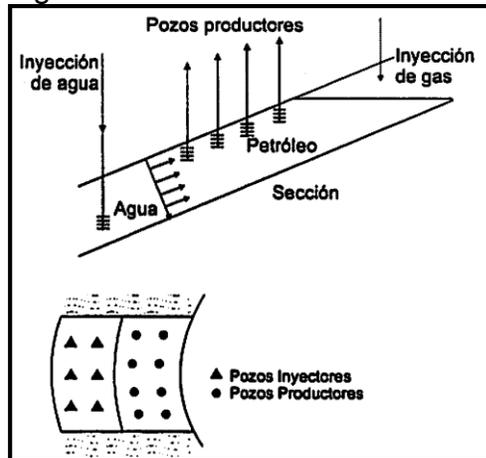
Figura 6. Yacimiento anticlinal con un acuífero.



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 12.

- **Yacimiento monoclinal con una capa de gas o acuífero:** En este caso, para la inyección de agua los inyectoros están agrupados en una o más líneas localizadas hacia la parte inferior del yacimiento, para la inyección de gas se ubican en la parte superior del yacimiento. Como se observa en la **Figura 7**.

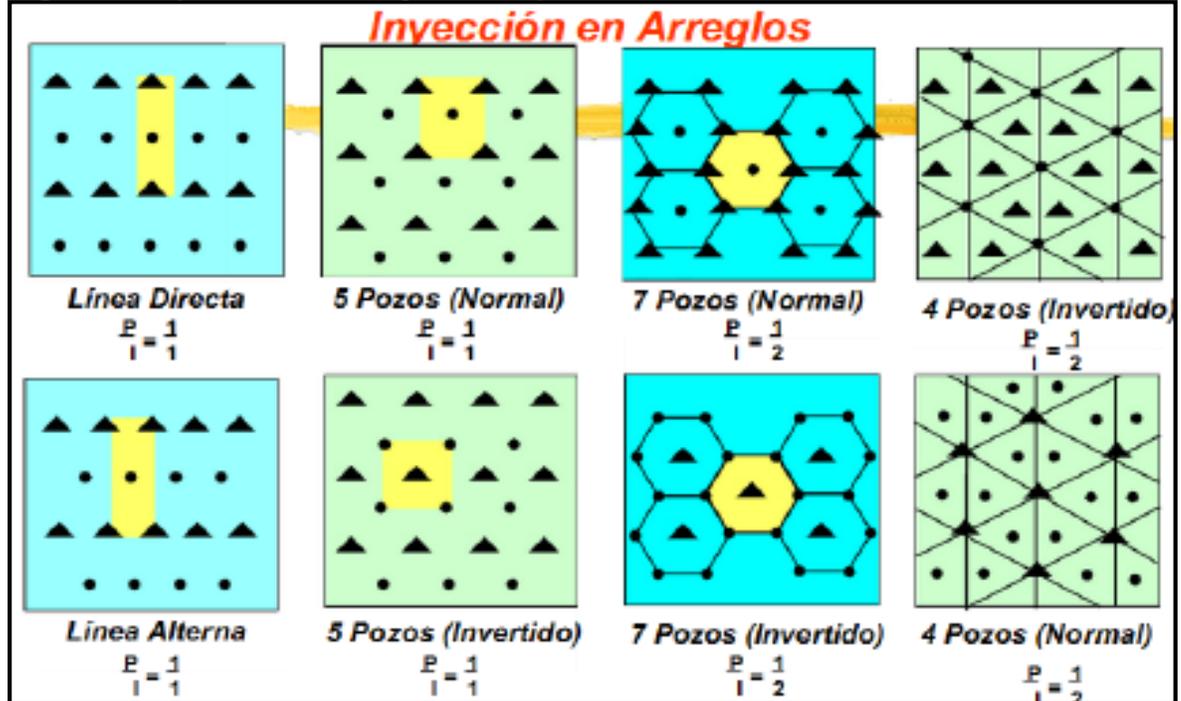
Figura 7. Yacimiento monoclinal con una capa de gas o acuífero.



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 12.

2.1.1.2 Inyección en arreglos o dispersa. Este tipo de inyección se emplea de una manera más regular en yacimientos con bajo buzamiento y una gran extensión areal. Se inyecta el agua directamente en la zona de petróleo, una vez invadida esta zona se obtiene como resultado un desplazamiento por parte de los fluidos hacia los pozos productores. Para obtener un barrido uniforme del yacimiento, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores, esto se ejecuta convirtiendo los pozos productores existentes a inyectores o perforando nuevos pozos inyectores interespaciados. Con esto se desea obtener una distribución uniforme de los pozos, depende de la estructura, del límite del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad, del número y posición de pozos existentes. En la **Figura 8** se observan algunos tipos de arreglos.

Figura 8. Inyección de Arreglos o Dispersa.



Fuente: REA GODOY, Michael. Inyección de agua en arreglos [en línea][20 de septiembre del 2016]. Disponible en internet en: <http://es.scribd.com/doc/44-506438/INYECCION-DE-AGUA>.

Según Magdalena²⁵ este tipo de inyección posee sus ventajas y desventajas, como se observa en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Ventajas y desventajas de la inyección en arreglos o dispersa.

Ventajas	Desventajas
Rápida respuesta de las presiones del yacimiento	Requiere más recursos humanos por lo que exige un mayor seguimiento de control.
Altas eficiencias del barrido areal	Tiene un mayor grado de riesgo.
Bajo efecto negativo de las diferencias sobre el factor de recobro	Los costos son altos, dado al alto número de pozos inyectoros

Fuente: DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 3. Maracaibo, Venezuela, 2001, p. 38.

2.2 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

Fundamentalmente la presión del yacimiento es restaurada con una compresión del gas por el empuje del agua inyectada, disolviendo nuevamente el gas libre en el banco de aceite. La respuesta en la producción de aceite ocurre después del

²⁵ PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 3. Maracaibo, Venezuela, 2001, p. 40.

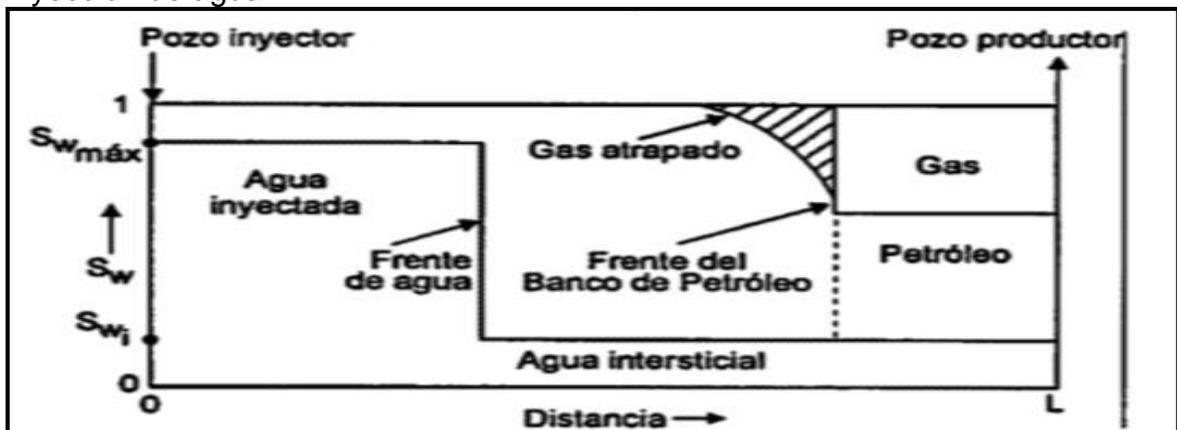
llenado, en donde este ocupa el espacio que antes había sido ocupado por el gas y es desplazado de manera más sencilla por el agua.

En yacimientos heterogéneos mojados por agua resulta más ineficiente la inyección de agua debido a la absorción espontánea de la misma en capas de alta permeabilidad, por el contrario, cuando un yacimiento es homogéneo generalmente muy poca agua de la inyectada es producida antes de que las tasas de producción de aceite lleguen a sus picos más altos. Generalmente cierta cantidad de petróleo denominada remanente, queda en la roca almacenadora y permanece irrecuperable, aun así, teóricamente en una roca mojada por agua todo el petróleo puede ser desplazado por la fase mojante, siempre y cuando el gradiente de presión sea suficientemente alto.

La **Figura 9** ilustra el comportamiento de la saturación de los fluidos durante la inyección de agua, la cual se divide en etapas. La primera etapa es la de invasión, donde se aumenta la presión en el yacimiento, el petróleo se desplaza para formar un banco de petróleo, este banco empuja el gas móvil, en ciertas condiciones el gas puede ser atrapado por el banco de petróleo, detrás de dicho banco viene el banco de agua donde se encuentran el agua inyectada y petróleo residual.

La segunda etapa es el llene, donde todo el gas, excepto el atrapado, se desplaza hacia el pozo productor antes de que se produzca el petróleo, para que suceda esto el agua inyectada debe ser igual al volumen ocupado por el gas libre en el yacimiento. La tasa de producción de petróleo aumenta y es igual a la tasa de inyección de agua.

Figura 9. Distribución de saturación de los fluidos en el yacimiento durante la inyección de agua.

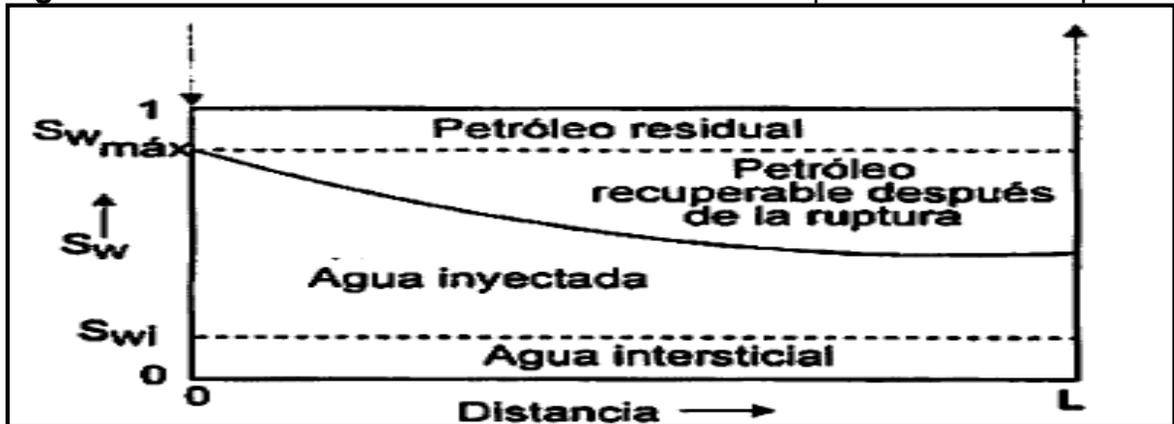


Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 13.

En la **Figura 10** se muestra la tercera etapa que es la ruptura, se comienza una producción significativa de agua. La cuarta etapa es posterior a la ruptura, la producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo, el proceso

de finalizará hasta alcanzar el límite económico, se caracteriza por un incremento en la relación de movilidad del agua, en la eficiencia areal y en la relación agua-petróleo.

Figura 10. Saturaciones de los fluidos en el momento en que se alcanza la ruptura.



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 14.

En la práctica el petróleo desplazado dependerá de la cantidad de agua que sea inyectada, de la velocidad y de la razón de movilidad.

2.3 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE INYECCIÓN

Se mencionan los factores que afectan el fluido de inyección, así como las características propicias del mismo.

- El agua no debe ser corrosiva.
- El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación.
- El agua no debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección.
- El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación.
- El agua producida e inyectada debe ser manipulada separadamente, si no son completamente compatibles.

2.4 CONCEPTOS EN UNA INYECCIÓN DE AGUA

Los conceptos más importantes para entender el proceso de cómo se desarrolla una inyección de agua son:

2.4.1 Desplazamiento inmiscible. Según CIED PDVSA²⁶, Es un proceso mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso,

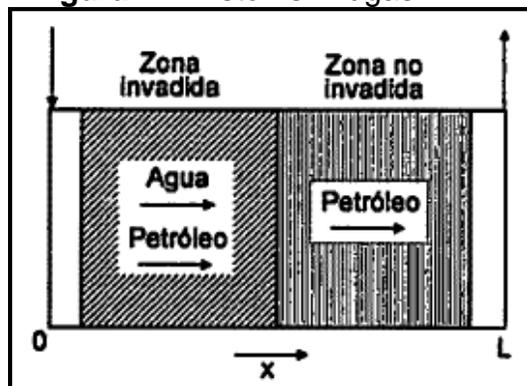
²⁶CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 14.

generalmente los fluidos desplazantes son el agua y el gas, y el fluido desplazado es el petróleo, para que exista el desplazamiento es necesario que el fluido desplazante disponga de más energía que el fluido desplazado.

2.4.1.1 Tipos de desplazamiento inmiscible. El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo, ya que las saturaciones de los fluidos cambian en el transcurso del tiempo, en este sentido existen dos tipos de desplazamiento inmiscible.

- **Pistón sin fugas.** Ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad, donde la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual. En la **Figura 11** se observa este comportamiento.

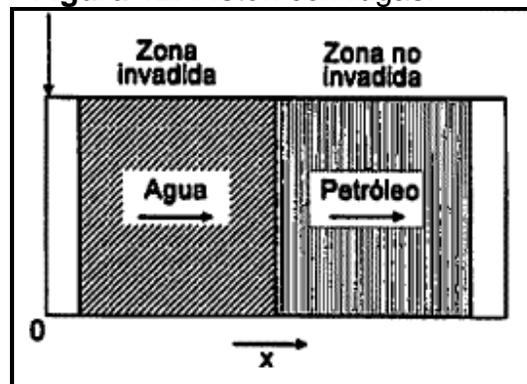
Figura 11. Pistón sin fugas.



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 35.

- **Pistón con fugas.** El petróleo remanente tiene movilidad y ocurre flujo de dos fases en la zona invadida, donde la saturación de petróleo es mayor que la residual. En la **Figura 12** se observa este comportamiento.

Figura 12. Pistón con fugas.



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 35.

2.4.2 Relación de movilidad. Es la principal variable ya que provee una medida de la facilidad con la cual el agua inyectada puede desplazar el petróleo. Esta variable es inversamente proporcional al proceso de inundación puesto que entre menor sea el valor de esta, mayor será la efectividad del proceso de inundación. Como se detalla en la **Ecuación 1 y 2**. Entre menor sea este valor, más efectivo será el proceso de inundación. Su ecuación general es la siguiente:

Ecuación 1. Movilidad.

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f}$$

Fuente: ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, cap. 2. Neiva, Colombia, p 105.

Dónde:

λ : Movilidad fluido.

K: Permeabilidad efectiva.

μ : Viscosidad fluido, cp.

2.4.3 Razón de movilidad. Razón de movilidad de la fase desplazante y la movilidad de la fase desplazada. Con base en la **Ecuación 1**, se da la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Razón de movilidad.

$$M = \frac{|K_{rw}| \bar{S}_{wbt}}{|K_{ro}| S_{wi}} \times \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

Fuente: SMITH, James y COBB, William. Waterflooding.1995. p.131.

Dónde:

M: Movilidad

K_{rw} : Permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} : Permeabilidad relativa del aceite.

μ_o : Viscosidad del aceite, cp.

μ_w : Viscosidad del agua, cp.

S_{wbt} : Saturación de agua promedio al breakthrough (ruptura), fracción.

S_{wi} : Saturación de agua inicial, fracción.

Una relación de movilidad de M es igual a uno, indica que el agua y el petróleo se mueven a la misma velocidad relativa. Si la relación de movilidad es mayor que

uno, el agua tiene mayor movilidad y si es menor que uno, el petróleo tiene mayor movilidad, lo cual es más conveniente en general, para realizar un proceso de inyección de agua.

2.4.4 Tensión Superficial. Fuerza que actúa en el plano de superficie por unidad de longitud entre dos fluidos inmiscibles siendo líquido y gas.

2.4.5 Tensión Interfacial. Fuerza por longitud requerida para crear una nueva superficie entre dos fluidos inmiscibles los cuales son líquidos.

2.4.6 Presión Capilar. “Diferencia de presión a través de la interface que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferiblemente la roca.”²⁷ Como se observa en la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Presión capilar.

$$P_c = \rho_{nm} - \rho_m$$

Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 3. Maracaibo, Venezuela, 2001, p. 39.

Dónde:

m: Fase mojante.

nm: Fase no mojante.

En la **Ecuación 4** se presenta un sistema de agua-petróleo.

Ecuación 4. Presión capilar para un sistema de agua-petróleo.

$$P_c = \rho_o - \rho_w$$

Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 3. Maracaibo, Venezuela, 2001, p. 39.

2.4.7 Fuerzas Viscosas. Son el “reflejo en la magnitud de la caída de presión que ocurre como resultado del flujo de fluidos a través de un medio poroso.”²⁸ Para el

²⁷PARIS DE FERRER, Op., Cit., p. 39.

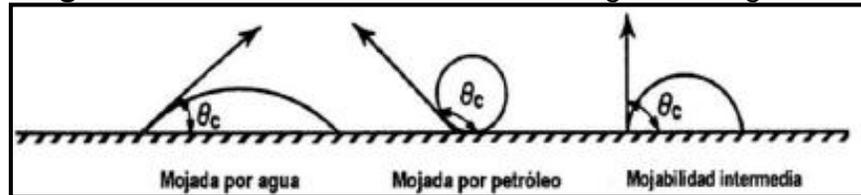
²⁸ Ibíd., p. 44.

cálculo de las fuerzas ya mencionadas, se debe considerar que el medio poroso está formado por un conjunto de tubos capilares paralelos.

2.4.8 Humectabilidad. Preferencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible, la superficie sólida es la roca y los fluidos son: agua, petróleo y gas. Esta se mide mediante un análisis de núcleos, depende de la densidad del fluido, a mayor densidad mayor será la humectabilidad, mayor es el volumen de espacio ocupado y se expresa midiendo el ángulo de contacto entre la superficie líquida y sólida como se puede observar en la **Figura 13**.

La Humectabilidad puede llegar afectar ciertos factores, como: la localización del petróleo y del agua en el espacio poroso, la saturación de agua irreducible, el valor del petróleo residual y el mecanismo de desplazamiento.

Figura 13. Humectabilidad de la roca según su ángulo.



Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 3. Maracaibo, Venezuela, 2001, p. 38.

2.5 PATRONES DE INYECCIÓN

Se conocen los patrones geométricos entre pozos de inyección y de producción que son empleados para distribuir eficazmente el fluido inyectado en el área de interés. Esencialmente los pozos pueden distribuirse en patrones de dos y tres puntos característicos, los demás patrones son obtenidos de la combinación y varían de acuerdo al número de patrones dependiendo del número de pozos productores.

Para una selección de un patrón apropiado a las características de cada tipo de campo es necesario contar con toda la información disponible acerca del yacimiento como la capacidad de producción de aceite deseada, tiempo de vida del proyecto de inyección, distribución espacial entre los pozos existentes, índices de inyectividad y productividad de la formación.

Este patrón debe proporcionar la capacidad de inyección suficiente para producir el petróleo deseado y así maximizar el recobro de aceite como una mínima producción de agua, también se debe utilizar la mayor cantidad de pozos existente para minimizar el requerimiento de nuevos pozos.

2.6 VARIABLES DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Al momento de iniciar un estudio de la viabilidad de implementar un método de recobro secundario mediante inyección de agua es de vital importancia tener en cuenta todas las variables que afectan al mismo, como los que se muestran a continuación.

2.6.1 Factores que controlan la inyección de agua. La inyección de agua es controlada por los siguientes factores

2.6.1.1 Profundidad del yacimiento. La profundidad del yacimiento tiene una influencia técnica y económica. Un yacimiento poco profundo tiene restricción en la presión de inyección, la cual debe ser menor que la presión de fractura. El costo de este tipo de proyectos está directamente relacionado con la profundidad.

2.6.1.2 Arreglos de los pozos. En operaciones de inyección de agua se espera que una gran parte del espacio poroso del yacimiento entre en contacto con el fluido desplazante. Para lograr este objetivo, hay dos tipos de arreglos de pozos, los arreglos periféricos y los arreglos geométricos. El tipo de arreglo a usar depende del conocimiento geométrico que se tenga del yacimiento.

2.6.1.3 Permeabilidad. Se debe considerar bajo dos parámetros el primero es la magnitud, las rocas del yacimiento controla en alto de grado la tasa de inyección de agua que puede mantenerse en un pozo de inyección, a una presión determinada en el fondo del pozo, frente a la zona de inyección. El segundo parámetro es la variación, si existen diferencias muy grandes de permeabilidad entre los estratos productores, la ruptura del agua ocurrirá primero en los estratos más permeables y luego ira ocurriendo en los estratos con permeabilidad menor, por lo tanto, el desplazamiento del petróleo no es tan uniforme.

2.6.1.4 Humectabilidad de la roca. En rocas humectadas por agua, el petróleo ocupa la parte más conductiva de los espacios porosos, mientras que el agua ocupa la parte menos conductiva. En rocas humectadas por petróleo, sucede lo contrario, por lo tanto se tendrá una menor recuperación de petróleo.

2.6.1.5 Saturación de gas inicial. Cuando en un yacimiento existe una saturación de gas inicial, la inyección de agua resulta en un proceso de dos desplazamientos bifásicos. El petróleo forma un banco o una zona de petróleo que desplaza parte del gas libre, dejando cierta cantidad de gas atrapado. El petróleo y el gas atrapado son desplazados luego por el agua, esto produce una reducción de la saturación de petróleo residual y un aumento de la eficiencia de desplazamiento.

2.6.1.6 Saturación de los fluidos. Es necesario que la saturación inicial de petróleo sea lo suficientemente alta y la residual lo más baja posible, la diferencia en la saturación de petróleo al comienzo y al final de la inyección determina la cantidad de petróleo recuperado. Si la saturación de agua excede un valor crítico, no se puede formar un banco de petróleo, si la saturación de agua es tan alta, la roca es más permeable al agua que al petróleo, el proceso de inyección será menos eficiente.

2.6.1.7 Razón de movilidad. Una razón de movilidad igual 1 indica que el petróleo y el agua se mueven a la misma velocidad relativa. Cuando $M < 1$, el agua se mueve más lenta que el petróleo, acarreado a altas saturaciones de agua a la ruptura, y altas eficiencias de desplazamiento. Valores de $M > 1$, indican que el agua detrás del frente de invasión se mueve más rápido que el petróleo que se encuentra delante del frente, la eficiencia de desplazamiento se reduce.

2.6.1.8 Viscosidad del petróleo. La recuperación de petróleo es inversamente proporcional a su viscosidad. Esta afecta la razón de movilidad, cuya influencia en la recuperación es considerable y puede aumentar mientras menor sea la viscosidad del petróleo.

2.6.1.9 Tasa de inyección y buzamiento. Cuando se inyecta agua y el desplazamiento es buzamiento arriba, se obtiene una mejor inyectando a bajas tasas, para que las fuerzas de gravedad proporcionen un efecto a favor. Si el desplazamiento es buzamiento abajo, se debe inyectar a altas tasas, para que el agua no se canalice a través del petróleo. Para una tasa de inyección constante, la eficiencia de desplazamiento aumenta si la inyección es buzamiento arriba y el ángulo de buzamiento aumenta; y disminuye si la inyección es buzamiento abajo y el ángulo de buzamiento aumenta.

2.7 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

Está relacionada con las fuerzas viscosas y capilares que interaccionan en el medio poroso y el fluido inyectado que se encuentra in situ. Esta interacción depende de la distribución, tamaño de los poros, de las formas e interconectividad y de la mojabilidad.

La eficiencia de desplazamiento es un factor microscópico que se obtiene de pruebas de laboratorio de desplazamiento lineal, se calcula normalmente para determinar la saturación de petróleo residual que queda detrás del frente de invasión. Esta permite estimar el comportamiento de un yacimiento sometido a la inyección de un fluido, al relacionar el petróleo producido con el petróleo in situ al comienzo de la invasión. En la **Ecuación 5** se muestra la eficiencia de desplazamiento.

Ecuación 5. Eficiencia de desplazamiento.

$$E_D = \frac{N_p}{N}$$

Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 78.

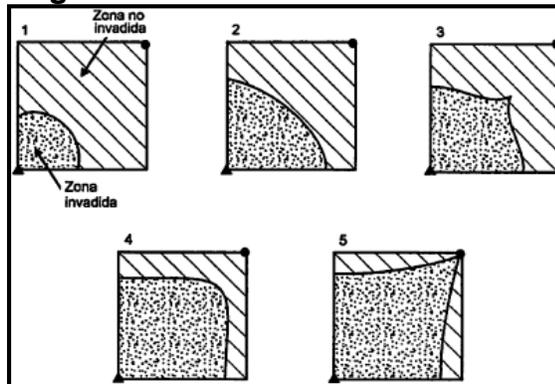
Donde:

N_p : Volumen de petróleo de la zona invadida (BN).

N : Petróleo en el yacimiento al comienzo de la inyección (BN).

2.7.1 Eficiencia areal de barrido. Se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. Esta eficiencia se puede ver afectada por las propiedades de las rocas, propiedades del sistema roca-fluido, localización de pozos inyectores y productores, razón de movilidad y volumen del fluido inyectado. En la **Figura 14** se observa la posición del frente de invasión en intervalos de tiempo sucesivos hasta la ruptura.

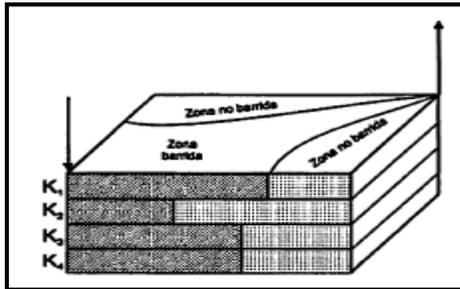
Figura 14. Posición del frente de invasión.



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 99.

2.7.2 Eficiencia vertical de barrido. Se rige, principalmente por la heterogeneidad del yacimiento. Es una fracción del área vertical del yacimiento la cual es contactada por el fluido desplazante. Los factores que afectan esta eficiencia pueden ser la razón de movilidad, volumen de fluido inyectado, fuerzas gravitacionales y fuerzas capilares. En la **Figura 15** se observa esta eficiencia.

Figura 15. Eficiencia vertical de barrido.



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 108.

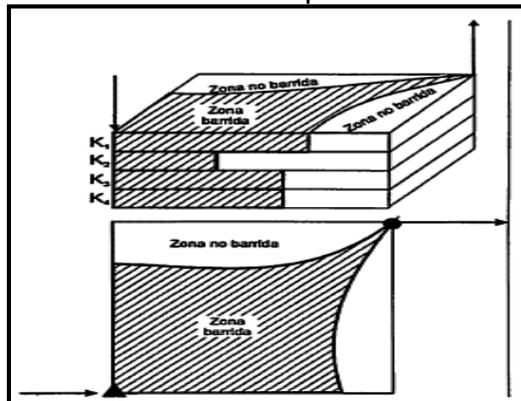
2.7.3 Eficiencia volumétrica de barrido. Es la fracción del volumen total del yacimiento que es invadido con el fluido desplazante. Se calcula a partir del alcance de la invasión vertical, debido, a la estratificación, cobertura areal, arreglo y espaciamiento de los pozos. Los factores que afectan esta eficiencia son la heterogeneidad del yacimiento, razón de movilidad, fuerza de gravedad y tasa de flujo. La Ecuación 6 muestra la eficiencia volumétrica de barrido. En la **Figura 16** se observa la eficiencia de barrido volumétrica a un tiempo t de invasión.

Ecuación 6. Eficiencia volumétrica de barrido.

$$E_v = \frac{\text{Volumen poroso invadido}}{\text{Volumen poroso total}}$$

Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 108.

Figura 16. Eficiencia de barrido volumétrica a un tiempo t .



Fuente: CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997, p 109.

2.7.4 Problemas frecuentes con la inyección de agua. Es posible encontrar los siguientes tipos de problemas cuando se realiza un proceso de inyección de agua.

2.7.4.1 Problemas en el yacimiento. Hacen referencia a la geología y a las propiedades de los fluidos, algunos de estos se presentan en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Problemas en el Yacimiento.

Problema	Causa	Solución
Baja eficiencia de desplazamiento.	Anisotropía en la permeabilidad, fracturas, relación de movilidad inversa, buzamiento de la formación.	Balancear los patrones, realinear los patrones, re completamientos, pozos Infill.
Canalización (Zonas ladronas).	Líneas de alta permeabilidad.	Aislamiento mecánico / químico.
Alta saturación de gas.	Demora en la implementación de una inyección de agua.	Cierre de pozos con producción alta de gas. Mayor inyección que producción. Selección apropiada de pozos inyectoros y productores.
Alta saturación de agua.	Entrada del agua del acuífero.	Evitar áreas de alta saturación de agua: uso de polímeros y químicos para reducir la invasión de agua.
Patrones de inyección desbalanceados.	Descuido en la evaluación, anisotropía en la permeabilidad, problemas en la Inyectividad.	Evaluar y entender la caracterización del yacimiento y el balance de los patrones, hacer los ajustes necesarios.

Fuente: THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management, 1998, p.151.

2.7.4.2 Problemas en los pozos productores e inyectoros. Relacionados con las condiciones mecánicas y espaciamiento entre los pozos productores e inyectoros, se presentan en la **Tabla 4** y en la **Tabla 5**, los problemas de manera general que afectan la condición física y mecánica del pozo.

Tabla 4. Problemas en los pozos productores.

Problema	Causa	Solución
Depósito de Carbonato de calcio o sulfato de bario.	Compatibilidad del agua de formación con el agua inyectada, reacciones químicas.	Solventes ácidos, mecánicos y químicos, programa de tratamiento químico.
Sedimentos ácidos, sulfuro de hierro.	Reacciones químicas.	Solventes químicos.
Daño de formación.	Asfáltenos, parafinas, sedimentos ácidos, carbonato de calcio, arcillas antigénicas.	Solventes químicos, inhibidores, aditivos contra sedimentos ácidos y solventes mecánicos.
Canalización. (zonas ladronas)	Líneas de alta permeabilidad. Fracturas naturales.	Aislamiento mecánico / químico. Realineación de los patrones.
Excesivas fallas en las bombas (pistones).	Niveles de fluido inadecuados. Mal diseño del sistema de bombeo.	Controlador de apagado de las bombas, cambio de la frecuencia de bomba, modificación del sistema de bombeo.

Fuente: THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management, 1998, p.151.

Tabla 5. Problemas en los pozos inyectores.

Problema	Causa	Solución
Perdidas en la inyectividad.	Daño de formación, creciente presión del yacimiento.	Aislamiento de fracturas, estimulación.
Daño de formación.	Migración de finos, asfáltenos, parafinas, sulfuros de hierro.	Ácidos, solventes químicos, inhibidores, aislamiento de las fracturas.
Aceite remanente	Diseño inapropiado del tapón del separador de agua libre.	Mantenimiento del free water knockout.
Modificación del perfil de inyección.	Dificultad en la aplicación	Enfocarse en el control de calidad de los procedimientos químicos y de completamiento.

Fuente: THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management, 1998, p.151.

2.7.4.3 Problemas en superficie. Relacionados con los equipos usados en la inyección de agua, o con el agua usada para el proceso, la cual puede ser reinyectada o tomada de fuentes naturales cercanas al campo, estos problemas se presentan en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Problemas en superficie.

Problema	Causa	Solución
Capacidad limitada en la inyección.	Diseño inapropiado de las facilidades.	Buena comunicación entre los departamentos involucrados en el proyecto.
Depósito de Carbonato de calcio o sulfato de bario	Diferente agua de formación.	Inhibidores, separación del agua.
Baja calidad del agua.	Sistema de filtración, free wáter-knockout.	Mantenimiento al sistema de filtrado.

Fuente: THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management, 1998, p.152.

2.8 METODOS PARA PREDECIR INYECCIÓN DE AGUA

Estos métodos permiten predecir el comportamiento del yacimiento mediante la obtención de características como petróleo recuperado, producción de petróleo, producción de agua entre otros esto se hace resolviendo ecuaciones matemáticas donde se obtienen las características del yacimiento.

En esta sección se demostrarán los diferentes métodos de predicción del comportamiento del yacimiento tales como el método volumétrico, empíricos y analíticos haciendo un mayor énfasis en los últimos métodos, ya que son los que utiliza el software especializado SAHARA.

2.8.1 Método Volumétrico. Este método está asociado a la determinación de los hidrocarburos originales en sitio, brinda información del recobro esperado por la inyección de agua, pero no proporciona datos de las tasas de producción de aceite y el comportamiento en el tiempo. Su principal función en la inyección de agua es la comparación con otros métodos para así disminuir la incertidumbre del yacimiento.

2.8.2 Método Empírico. Se basa en el resultado de datos pasados de proyectos de inyección de agua a partir del cual se infieren tendencias del comportamiento a partir del histórico de producción e inyección de fluido y se correlaciona con yacimientos similares para predecir el comportamiento a futuro del yacimiento a investigar.

2.8.3 Métodos Analíticos. Estos métodos combinan el componente matemático del proceso con un sistema de correlaciones empíricas, haciendo suposiciones sobre el comportamiento y características del yacimiento de acuerdo con las variables que más afectan el problema que desea predecir.

2.8.3.1 Método de Dykstra y Parsons. “El yacimiento se considera como un sistema estratificado formado por varios estratos y la recuperación de petróleo se calcula en función de la razón de movilidad y de la variación de la permeabilidad del sistema”²⁹. Este método hace las siguientes suposiciones según Paris de Ferrer.

- Estratos de permeabilidad uniforme y aislados.
- Desplazamiento tipo pistón sin fugas.
- Flujo continuo y sistema lineal.
- Porosidad y permeabilidad relativa al petróleo y agua igual en todas las capas.
- Fluidos incompresibles.
- Caída de presión igual en cada estrato.
- Razón de movilidad es la misma en cada estrato.

2.8.3.2 Método de Buckley-Leverett. “Permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal de petróleo cuando se inyecta agua o gas a una tasa constante en un yacimiento”³⁰. La estimación de tasa de producción de petróleo y agua de producción la da a cualquier tiempo y considera tres etapas: Antes de la ruptura, en el momento de la ruptura y después de la ruptura. Buckley-Leverett hace las siguientes suposiciones para el desarrollo del método.

- Flujo lineal.
- Formación homogénea.
- Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- Fluidos inmiscibles.
- Permeabilidades relativas.
- Presión de desplazamiento mayor a la del punto de burbuja.
- Flujo continuo o estacionario.
- Presión y temperatura constantes.

²⁹ PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, 2ª Edición. Venezuela, 2001. 119 p.

³⁰ PDVSA, Cied. Recobro adicional del petróleo por métodos adicionales. Vol. 2. Zulia, Venezuela. Octubre 1997. 133 p.

2.8.3.3 Método de Craig - Ceffen – Morse. Este método utiliza los resultados obtenidos en unas pruebas de desplazamiento, efectuadas con agua y gas en un patrón de cinco pozos. Basándose en la teoría de Buckley-Leverett y la modificación de Welge considera los efectos de la eficiencia areal, mecanismos de desplazamiento, estratificación e inyectividad variable. Este método hace las siguientes suposiciones.

- Sin gas atrapado antes del frente de invasión.
- Adaptar los cálculos a otros patrones.
- Cubrimiento vertical del 100% del estrato.

2.8.3.4 Modelo de flujo segregado. Según INTERFACES³¹ este método se basa en la hipótesis de que, tanto por segregación vertical como por canalización de un fluido en otro, las fases se mueven simultáneamente en la dirección del gradiente de presiones en dos zonas diferenciadas: el agua se mueve en una zona de saturación residual de petróleo y el petróleo en una zona de saturación de agua connata. De esta forma el flujo es independiente de las curvas de permeabilidad relativa, y las permeabilidades efectivas ponderadas verticalmente son una función lineal de las permeabilidades terminales (a las saturaciones S_{wc} y $1 - S_{or}$).

2.8.3.5 Curva Característica. Según INTERFACES³² el cálculo mediante este método hace que el sistema utilice una curva dada como dato, de Producción Acumulada Secundaria en función de la Inyección Acumulada, ambas en términos de la saturación móvil (MOVs) y en condiciones de yacimiento.

De esta manera, el simulador utilizará estas curvas empíricas en vez de las ecuaciones de los modelos analíticos. Puede trabajarse con una sola curva característica a nivel de yacimiento o con diversas curvas asignadas a las diferentes capas del proyecto.

2.8.3.6 Método de WOR. Según INTERFACES³³, dado que WOR vs Factor de Recuperación, es lineal en escala logarítmica, este comportamiento puede ser caracterizado mediante la ecuación de una recta. Debido a que los elementos de flujo están completamente cerrados y no tienen comunicación, la producción mensual de líquido en condiciones de yacimiento está determinada por la inyección recibida por cada uno de ellos.

³¹ INTERFACES S.A. Manual de instrucciones y operación de la herramienta SAHARA. Buenos Aires: Interfaces, versión 3.2, 2011. p 459 [PDF].

³² Ibíd. 464 p.

³³ Ibíd. 465 p.

2.9 INYECCION DE AGUA BLOQUE V CENTRO

A continuación, se van a describir las características actuales de inyección de agua en el Bloque V Centro, puesto que es el área de estudio para la evaluación técnica de los patrones de inyección.

Según ECOPETROL S.A.³⁴ la selección del Bloque V Centro para realizar el proceso de recobro secundario por inyección de agua se debió a su menor complejidad estructural, su aceite original, sus reservas remanentes, presión y su comportamiento de producción. También se tomó en cuenta la importancia de este bloque en el campo ya que tiene una extensión de 82% del área Campo, la magnitud de sus reservas originales (78% del OOIP del Campo) y su volumen de producción acumulada (82% del Campo). El mecanismo de producción es de efecto combinado por expansión de gas en solución, empuje parcial de agua y segregación gravitacional.

“El Bloque V, Localizado al Norte del Campo, está limitado por el sistema de fallas Caño patico al Sur, la falla Cantagallo al Occidente y el contacto agua – petróleo al Oriente”³⁵. Por consiguiente, el agua inyectada en el bloque, es producida en el mismo, factor que permite un análisis independiente del resto del campo.

La inyección de agua en el Bloque V Centro fue definida por ECOPETROL S.A basada en condiciones operativas, de diseño y operacionales, y desde un punto de vista técnico-financiero la compañía concluyo que el esquema de inyección de agua con patrones invertidos, era el más apropiado para llevar a cabo la explotación de esta parte del campo.

El aumento de la producción de petróleo se vio reflejada aproximadamente a los tres meses de iniciada la inyección de agua en los patrones, después se comprobó mediante el uso de trazadores radioactivos que se vieron reflejado tiempo después posiblemente asociado a la ruptura. En la actualidad la compañía continúa utilizando los trazadores radioactivos como medio de verificación de los patrones de inyección y análisis de posibles canalizaciones del agua de inyección debida a la heterogeneidad vertical del yacimiento.

En la **Figura 17** se observa el mapa de polígonos a emplear en el desarrollo de este proyecto, especificando los patrones a los cuales se les va hacer la evaluación de los patrones de inyección.

³⁴ ECOPETROL S.A. Factibilidad de inyección de agua en el Campo Yariguí-Cantagallo. Informe Final. Piedecuesta. 2006. 28 p

³⁵ ECOPETROL S.A. Actualización del modelo estático y plan de desarrollo de los yacimientos del Campo Yariguí Cantagallo - VMM – Colombia, 2005. 110 p.

3. GENERALIDADES DEL SOFTWARE ANALÍTICO SAHARA Y CONSTRUCCIÓN MODELO DE SIMULACIÓN ANALÍTICO

En este capítulo se describirán las características del software especializado, partiendo de esta información, y junto con el modelo estático suministrado por ECOPETROL S.A. se tomará como base para cargar información de pozos y producción.

3.1 SOFTWARE ESPECIALIZADO SAHARA

El software especializado SAHARA es un simulador analítico que tiene su principal aplicación en simular el comportamiento de un yacimiento en presencia de un agente externo como la inyección del agua en el Campo Yariguí-Cantagallo. Este presenta una gran utilidad en el desarrollo de este proyecto ya que permite evaluar el desempeño y análisis del potencial del yacimiento o yacimientos pertenecientes al mismo campo, como se presenta en este caso con la presencia de tres yacimientos. Por tal razón es necesario una herramienta para consolidar, trabajar e interpretar el gran volumen de información de manera práctica, este software ha sido concebido para el manejo en forma integrada de la información necesaria para lograr la comprensión de los comportamientos físicos que manejan el reservorio. SAHARA contiene una serie de herramientas de cálculo que permiten obtener una variedad de resultados útiles para el análisis y el seguimiento del campo que se desea estudiar. De esta manera permite visualizar zonas candidatas a ser desarrolladas mediante esta tecnología y zonas donde se requiere una optimización y a su vez integrar los métodos empleados usualmente para la predicción analítica para proyectos de inyección de agua.

El software ofrece la posibilidad de trabajar con múltiples escenarios de producción, lo cual facilita la importación de datos de diferentes fuentes, así como la generación de diferentes pronósticos de producción. Esta característica es de gran ayuda en el control de gestión de la operación.

Es ampliamente usado desde hace más de 15 años por diferentes compañías en el mundo, dispone de un simulador de mallas de inyección multicapa que permite hacer un ajuste por pozo de la producción histórica y generar pronósticos utilizando los siguientes modelos analíticos y Semi-analíticos utilizados en la industria:

- Flujo Segregado.
- Buckley- Leverett.
- Craig-Geffen-Morse.
- Curva Característica.
- Método WOR-Np.

3.1.1 Herramientas del Software SAHARA. Este software posee características que permiten una fácil generación del modelo estático y dinámico, los cuales son

esenciales para hacer la Simulación y predicción del comportamiento del yacimiento. A continuación, se describirán algunas herramientas.

3.1.1.1 Mapeo. Consiste en generar, a partir de los datos puntuales, los valores sobre una grilla regular mediante una variedad de algoritmos. Y también la evolución de las variables en el tiempo.

3.1.1.2 Polígono. Son empleados para delimitar o representar un área de concesión, un bloque o área de interés. Son importados o creados dentro de Sahara. También permite definir en un área propiedades específicas incluyendo sus límites.

3.1.1.3 Volumetrías. Esta herramienta permite calcular el volumen de los diversos mapas del proyecto se complementa mediante la utilización de la herramienta polígonos.

3.1.1.4 Diagnostico. Compara datos de producción de un escenario a distintas fechas o de dos escenarios entre sí en un rango de fechas. El análisis puede realizarse tanto a nivel de pozo como de grupos de pozos.

3.1.1.5 Límites económicos. Corta las curvas de producción para el Escenario, Pozos y Fases seleccionados, de acuerdo a ciertos límites en el caudal de petróleo mínimo o de relación agua-petróleo indicándole los límites económicos a utilizar.

3.1.1.6 Análisis de locaciones. Esta opción realiza un análisis de nuevas locaciones de pozos, mostrando información de cada una en función de su ubicación y datos de producción de los pozos vecinos.

3.1.1.7 Análisis curvas tipo. El módulo Análisis de curvas tipo incluye cinco tipos de análisis declinatorios: Fetkovich, Corrêa, Agarwal-Gardner, Blasingame y NPI. Todos ellos siguen el mismo proceso, que consiste en el ajuste de datos de producción frente a curvas tipo fijas, obteniendo así información de reservas y características del reservorio, además de eventuales pronósticos del tipo Caudal vs. Tiempo.

3.1.1.8 Tablero de control. La ventana está orientada a la visualización de información mediante la presentación simultánea de una serie de gráficas altamente configurables.

Todas las herramientas anteriormente descritas muestran los beneficios de este software para el proceso de inyección de agua, lo cual facilita la generación de nuevas prácticas técnicas, reducción de los tiempos de estudio del

comportamiento de los yacimientos generando un incremento en el factor de recobro.

La gerencia de ECOPETROL S.A. ha identificado en el software SAHARA una gran herramienta para comprender el proceso de inyección de agua en sus diferentes proyectos de explotación y permite un fortalecimiento de su área tecnológica ya que este software no tiene un elevado costo de sus licencias y lo puede implementar en toda la organización.

3.2 MODELO DINÁMICO Y ESTÁTICO

Para realizar un modelo de simulación analítico es importante contar con información concerniente al Modelo Estático y Dinámico, que sea completa, actualizada y de calidad, para obtener un modelamiento que permita realizar un análisis válido. En la **Tabla 6** se expone la información recopilada, que fue cargada inicialmente al software y la fuente donde fue extraída.

Tabla 6. Información del Modelo Estático y Dinámico.

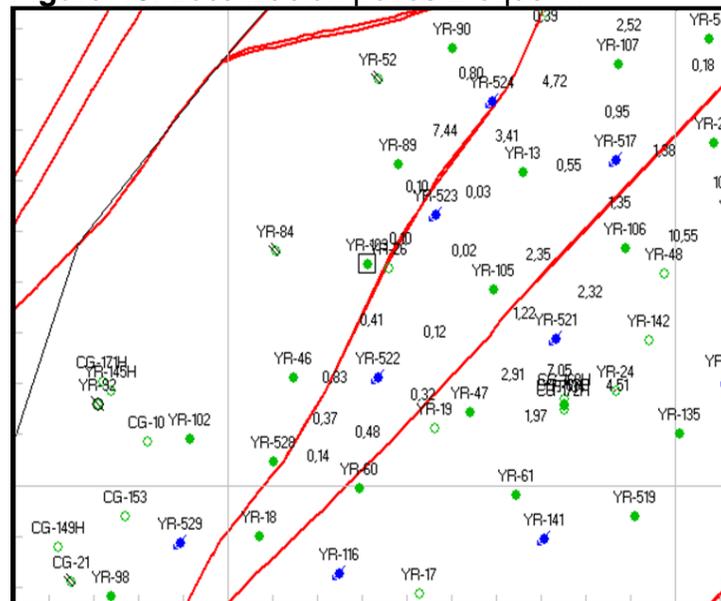
Modelo	Categoría	Fuente
Dinámico	Localización de los pozos	Base de datos OFM
	Desviaciones	Base de datos OFM
	Intervenciones	Excel-Distribución
	Estados mecánicos	Open-Wells
	Producción	Base de datos OFM
Estático	Estados de capa	Excel-Distribución
	Mapa del campo	Geología
	Mapas de topes y bases	Geología
	Propiedades petrofísicas	Geología-Registros

3.2.1 Modelo dinámico. En esta sección se crean los archivos de entrada al simulador SAHARA empleando plantillas de Excel, que son importadas a SAHARA para saber los datos del pozo como su localización, las desviaciones, estados mecánicos, historia de producción, entre otros.

3.2.1.1 Localización de pozos. Según Muñoz ³⁶ La localización de pozos es una información clave, para dar una idea preliminar respecto al campo, en SAHARA se puede exportar a partir de las plantillas generadas en Excel que contienen información de las coordenadas “X” y “Y” de los pozos, adicionalmente presenta el nombre y alias de estos, contiene la fecha de completamiento, profundidad total, presión al datum y estado actual de los pozos lo cual permite identificar si es productor, inyector, abandonado o seco.

El sistema puede determinar la cantidad de capas que atraviesa y a la vez el espesor total para cada una de las locaciones, al igual que permite la opción de apreciar el número de pozos vecinos en un radio, en donde dicho radio puede llegar a ser modificable. En la **Figura 18** se observa la localización de los pozos en el Bloque V.

Figura 18. Localización pozos Bloque V.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia.
Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

³⁶ ROJAS MUÑOZ, Carol Stephanny. Simulación analítica del proceso de inyección de agua en un sector de la formación chicoral del campo Toki-Toki de Ecopetrol S.A. Bogotá: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Proyecto de grado para optar al Título de Ingeniero de petróleos, 2013. p. 73.

3.2.1.2 Tabla de pozos. En la tabla de pozos se encuentra la información general de los pozos, como: nombre, coordenadas, alias, nivel del terreno, altura de Kelly bushing, fecha de completamiento, profundidad total, estado del pozo (abierto, cerrado, abandonado), bloque, y otro tipo de información que puede ser cargada para identificar de una mejor manera el pozo, como se observa en la **Figura 19**.

Figura 19. Tabla de pozos.

Datos de Pozo																	
Datos Generales Atributos Trazas de Pozos																	
Pozo																	
#	UWI	Nombre Completo	Nombre	Alias	X	Y	Datum	GL	DF	KB	RT	Profundidad total	Fecha de Perforación	Fecha de Completación	Fecha última reparación	Fecha de Abandono	Flag
							[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	
176	YARI0517D	Yanigua 517	YARI0517	YR-517	1018726	1307197	242,50	216,90	242,50	242,50		8783,00	06-02-2011	25-09-2011			⊗
177	YARI0518D	Yanigua 518	YARI0518	YR-518	1019995	1309012	232,50	215,50	232,50	232,50		8951,00	20-12-2010	06-01-2011			⊗
178	YARI0519D	Yanigua 519	YARI0519	YR-519	1018721	1307127	239,20	216,20	239,20	239,20		8471,00	02-05-2011	31-08-2011			⊗
179	YARI0520D	Yanigua 520	YARI0520	YR-520	1017687	1306910	238,33	215,20	238,33	259,60		8723,00	23-01-2010	29-05-2010			⊗
180	YARI0521D	Yanigua 521	YARI0521	YR-521	1018725	1307187	242,50	216,90	242,50	241,80		8487,00	27-07-2011	23-12-2011			⊗
181	YARI0522D	Yanigua 522	YARI0522	YR-522	1018722	1307137	242,40	216,80	242,40	242,40		8233,00	23-03-2011	19-08-2011			⊗
182	YARI0523D	Yanigua 523	YARI0523	YR-523	1018720	1307115	242,50	216,90	242,50	242,50		8558,00	03-04-2011	08-01-2011			⊗
183	YARI0524D	Yanigua 524	YARI0524	YR-524	1018723	1307157	242,50	216,90	242,50	242,50		8671,00	14-05-2011	25-10-2011			⊗

Fuente: ECOPEL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

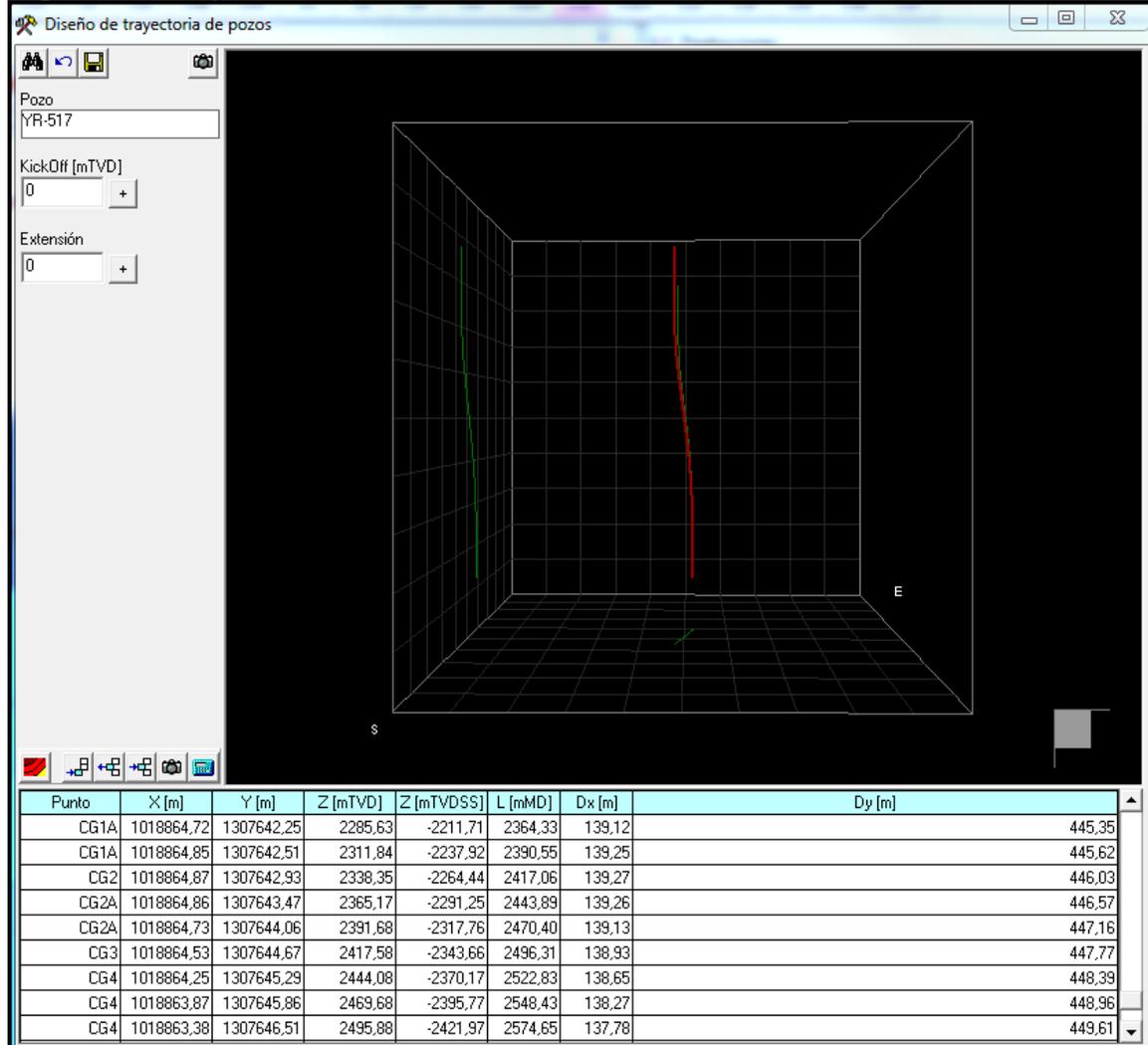
3.2.1.3 Desviaciones. Se tiene en cuenta la información original de los pozos desviados por medio de la base de datos de OFM, para que a su vez dicha información sea cargada a SAHARA y así obtener las trayectorias deseadas. En este caso, las desviaciones hacen referencia al Bloque V, como se observa la tabla generada en la **Figura 20**, y en la **Figura 21** donde se aprecia las trayectorias de los pozos.

Figura 20. Datos de desviaciones de pozo YR-517.

#	X ft	Y ft	Z ft TVDSS	MD ft	Capa
46	288,90	920,08	-4469,71	4892,00	B1
47	298,70	951,25	-4550,34	4979,00	B1
48	308,45	982,73	-4631,94	5067,00	B1
49	318,04	1014,06	-4713,61	5155,00	B1
50	327,37	1044,59	-4794,54	5242,00	B1
51	336,33	1073,88	-4875,97	5329,00	B1
52	344,94	1102,08	-4958,88	5417,00	B1
53	352,93	1128,92	-5041,25	5504,00	B1
54	360,21	1154,41	-5122,01	5589,00	B2
55	367,42	1179,68	-5206,00	5677,00	B2
56	374,05	1202,95	-5288,52	5763,00	B2
57	380,18	1225,01	-5371,42	5849,00	B2
58	385,90	1245,61	-5452,65	5933,00	B2
59	391,77	1266,17	-5536,98	6020,00	B2
60	397,57	1286,00	-5621,49	6107,00	B2
61	402,87	1305,04	-5705,19	6193,00	B2
62	408,10	1323,72	-5790,00	6280,00	B2
63	413,73	1341,02	-5875,07	6367,00	B3
64	418,92	1357,10	-5961,43	6455,00	C
65	423,68	1372,18	-6045,97	6541,00	C1A
66	428,37	1386,85	-6131,59	6628,00	C1A
67	432,33	1400,71	-6220,43	6718,00	C2
68	435,80	1411,93	-6302,59	6801,00	C2
69	439,31	1422,09	-6387,92	6887,00	C2A
70	442,56	1431,12	-6475,39	6975,00	C3A
71	450,30	1451,36	-6735,47	7236,00	C5
72	451,63	1455,70	-6823,35	7324,00	C5
73	452,37	1458,42	-6909,30	7410,00	C6
74	453,38	1459,78	-6996,29	7497,00	CG
75	454,58	1460,23	-7083,28	7584,00	CG1
76	455,62	1460,55	-7169,27	7670,00	CG1
77	456,45	1461,11	-7256,27	7757,00	CG1A
78	456,85	1461,99	-7342,26	7843,00	CG1A
79	456,92	1463,36	-7429,25	7930,00	CG2
80	456,87	1465,13	-7517,23	8018,00	CG2A
81	456,47	1467,05	-7604,21	8105,00	CG2A
82	455,81	1469,07	-7689,18	8190,00	CG3
83	454,88	1471,09	-7776,15	8277,00	CG4
84	453,64	1472,97	-7860,12	8361,00	CG4
85	452,04	1475,11	-7946,08	8447,00	CG4
86	450,06	1477,36	-8032,03	8533,00	CG5
87	447,87	1479,69	-8118,97	8620,00	CG5
88	445,38	1482,31	-8217,90	8719,00	CG5

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

Figura 21. Trayectorias pozo YR-517.



Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

3.2.1.4 Instalaciones. Los datos de intervenciones son los que se han llevado a cabo, en cada uno de los pozos, se encuentra generalmente en archivos de texto que se deben someter a algún tipo de conversión, para poder importarlo a SAHARA. Como se observa a continuación en la Figura 22 se muestra las intervenciones para un pozo inyector YR-521 y para un pozo productor YR-528 en la **Figura 23**.

Figura 22. Datos de instalaciones del pozo inyector YR-517.

Fecha [MDA]	Topo [ft MD]	Base [ft MD]	Número de Intervención	Número de Secuencia	Tipo	Diámetro interno [in]	Diámetro externo [in]	Linea	Fecha de remoción [MDA]	Grado	Marca	Peso [lb/ft]	Subtipo	Observaciones
02/06/2011	0,00	998,00	1	1	Pozo Abiert		12,250 0							POZO ABIEI
02/06/2011	998,00	8783,00	1	1	Pozo Abiert		8,500 0							POZO ABIEI
02/06/2011	8776,00	8783,00	1	5	Tapón		7,000 0							CEMENTO
02/06/2011	997,00	998,00	1	2	Zapato	8,755	9,625 0			N-80		43,500		SUPERFICIE
02/06/2011	0,00	998,00	1	1	Casing	8,755	9,625 0			N-80		43,500		SUPERFICIE
02/06/2011	0,00	8778,00	1	3	Casing	6,992	7,000 0			P-110		29,000		PRODUCCIC
02/06/2011	8776,00	8778,00	1	4	Zapato	6,992	7,000 0			P-110		29,000		PRODUCCIC
02/06/2011	0,00	998,00	1	1	Topo de cer		9,625 12,250 0							TOPE DE CE
02/06/2011	5500,00	8778,00	1	1	Topo de cer		7,000 8,500 0							TOPE DE CE
25/09/2011	7750,00	7756,00	2	2	Packer	2,310	2,875 0							RETRV
25/09/2011	7837,00	7841,00	2	6	Packer	2,442	7,000 0							RETRV
25/09/2011	8014,00	8018,00	2	14	Packer	2,442	7,000 0							RETRV
25/09/2011	8136,00	8142,00	2	14	Packer	2,442	7,000 0							RETRV
25/09/2011	8239,00	8243,00	2	14	Packer	2,442	7,000 0							RETRV
25/09/2011	8445,00	8450,00	2	14	Packer	2,442	7,000 0							RETRV
25/09/2011	0,00	7678,00	2	1	Tubing	2,992	3,500 0			J-55		9,200		STANDARD
25/09/2011	7756,00	7816,00	2	3	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	7825,00	7837,00	2	5	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	7841,00	7975,00	2	11	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	7984,00	8014,00	2	13	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	8018,00	8097,00	2	15	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	8106,00	8136,00	2	13	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	8142,00	8216,00	2	15	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	8225,00	8239,00	2	13	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	8243,00	8406,00	2	15	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	8415,00	8445,00	2	13	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	8450,00	8512,00	2	15	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	8523,00	8582,00	2	17	Tubing	2,441	2,875 0			N-80		6,500		STANDARD
25/09/2011	7744,00	7746,00	2	6	On-Off	2,310	5,500 0							ON-OFF TO ON-OFF TOOL
25/09/2011	7816,00	7825,00	2	4	Mandril	2,360	5,500 0							MANDRIL
25/09/2011	7975,00	7984,00	2	12	Mandril	4,000	5,500 0							MANDRIL
25/09/2011	8097,00	8106,00	2	16	Mandril	4,000	5,500 0							MANDRIL
25/09/2011	8216,00	8225,00	2	16	Mandril	4,000	5,500 0							MANDRIL
25/09/2011	8406,00	8415,00	2	16	Mandril	4,000	5,500 0							MANDRIL
25/09/2011	8512,00	8523,00	2	16	Mandril	4,000	5,500 0							MANDRIL
25/09/2011	7678,00	7679,00	2	2	Niple	2,442	3,500 0			J-55		6,300		CROSSOVER
25/09/2011	7679,00	7710,00	2	3	Niple	2,441	2,875 0			J-55		6,300		NIPLE
25/09/2011	7710,00	7713,00	2	4	Niple	2,441	2,875 0			J-55		6,300		SLIDING SLI
25/09/2011	7713,00	7744,00	2	5	Niple	2,441	2,875 0			J-55		6,300		NIPLE
25/09/2011	7746,00	7750,00	2	7	Niple	2,441	2,875 0			J-55		6,300		NIPLE
25/09/2011	8582,00	8583,00	2	24	Niple	2,875 0								SETTING NI
25/09/2011	8583,00	8584,00	2	26	Niple	2,875 0								DISPOSITIV

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

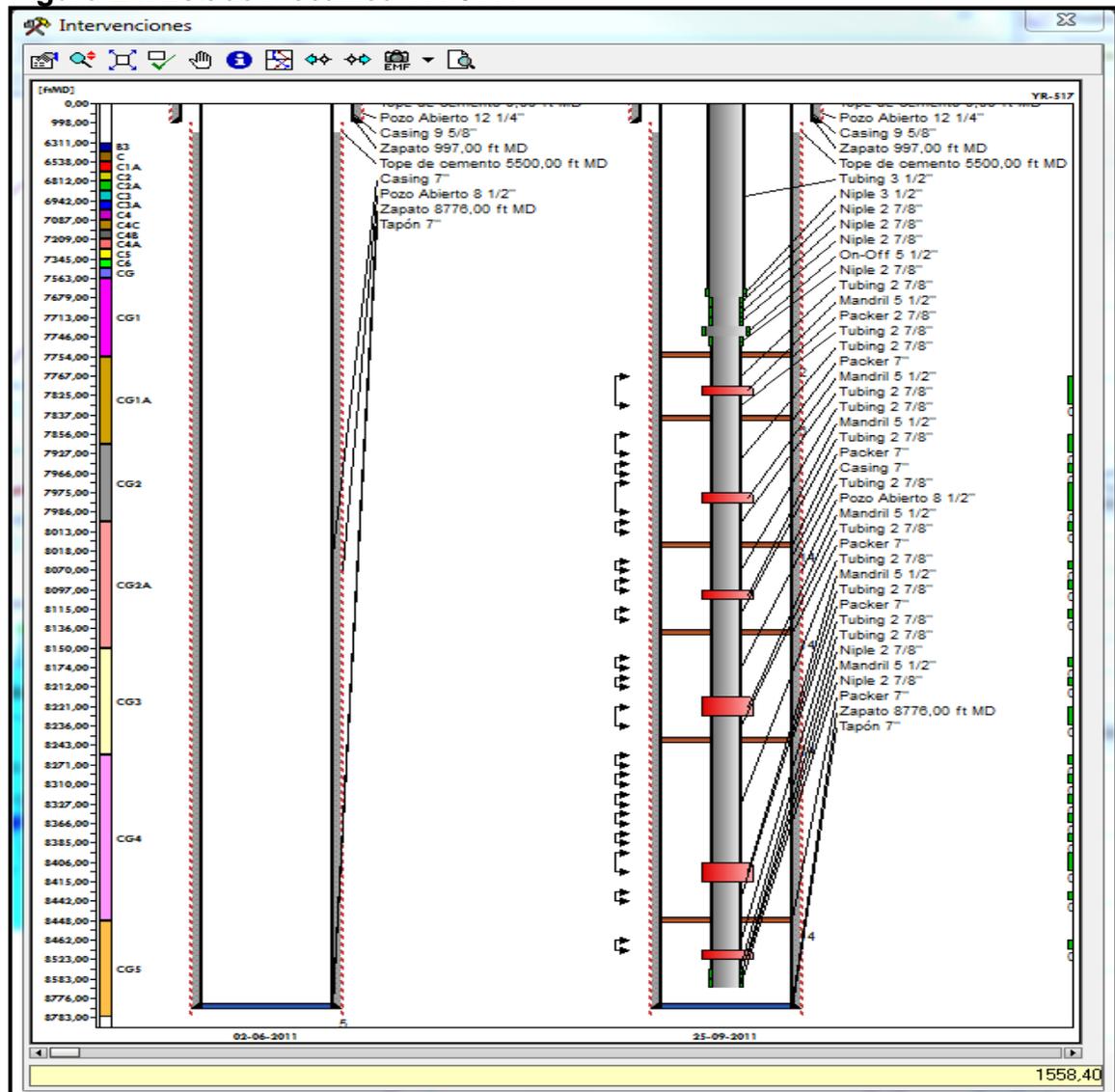
Figura 23. Datos de instalaciones del pozo productor YR-528.

Fecha [MDA]	Topo [ft MD]	Base [ft MD]	Número de Intervención	Número de Secuencia	Tipo	Diámetro interno [in]	Diámetro externo [in]	Linea	Fecha de remoción [MDA]	Grado	Marca	Peso [lb/ft]	Subtipo	Observaciones
09/12/2011	0,00	1010,00	1	1	Pozo Abiert		12,250 0							POZO ABIEI
09/12/2011	8158,00	8208,00	1	5	Tapón		7,000 0							CEMENTO
09/12/2011	1002,00	1004,00	1	2	Zapato	8,755	9,625 0			N-80		43,500		SUPERFICIE
09/12/2011	1004,00	8208,00	1	2	Pozo Abiert		8,500 0							POZO ABIEI
09/12/2011	0,00	1004,00	1	1	Casing	8,755	9,625 0			N-80		43,500		SUPERFICIE
09/12/2011	0,00	8203,00	1	3	Casing	6,992	7,000 0			P-110		29,000		PRODUCCIC
09/12/2011	8201,00	8203,00	1	4	Zapato	6,992	7,000 0			P-110		29,000		PRODUCCIC
09/12/2011	0,00	1004,00	1	1	Topo de cer		9,625 12,250 0							TOPE DE CE
09/12/2011	3700,00	8203,00	1	1	Topo de cer		7,000 8,500 0							TOPE DE CE
25/02/2012	0,00	6655,00	1	1	Tubing	2,992	3,500 0			J-55		9,300		STANDARD
25/02/2012	6656,00	6716,00	1	3	Tubing	2,441	2,875 0			J-55		6,200		STANDARD
25/02/2012	6717,00	6868,00	1	5	Tubing	2,992	3,500 0			J-55		9,300		STANDARD
25/02/2012	6869,00	6883,00	1	7	Bomba elect	2,000	4,000 0							ESP SERIE 400 90 E
25/02/2012	6883,00	6896,00	1	8	Bomba elect	2,000	4,000 0							ESP SERIE 400 90 E
25/02/2012	6909,00	6917,00	1	11	Bomba	2,000	4,560 0							PROTECTOR
25/02/2012	6655,00	6656,00	1	2	Niple		3,500 0							BLEEDER VA BLEEDER VALVE
25/02/2012	6716,00	6717,00	1	4	Niple		3,500 0							CHECK VAL CHECK VALVE
25/02/2012	6868,00	6869,00	1	6	Niple		3,500 0							CABEZA DE CABEZA DESCA
25/02/2012	6896,00	6904,00	1	9	Niple	2,000	4,000 0							SEPARADOR MANEJADOR. G
25/02/2012	6904,00	6907,00	1	9	Niple	2,000	4,000 0							SEPARADOR SEPARADOR. G
25/02/2012	6907,00	6909,00	1	10	Niple	2,000	2,875 0							INTAKE INTAKE DRS
25/02/2012	6917,00	6925,00	1	12	Bomba	2,000	4,560 0							PROTECTOR PROTECTOR
25/02/2012	6941,00	6945,00	1	14	Niple		4,560 0							SENSOR SENSOR
25/02/2012	6925,00	6941,00	1	13	Bomba		4,560 0							MOTOR MOTOR 456 , N

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

3.2.1.5 Estados mecánicos. En SAHARA la plantilla es catalogada como instalaciones y contiene información respecto a los elementos que conforman el pozo, las profundidades en donde fueron asentados y la fecha en la cual fue instalado y/o removido según sea el caso. La forma de cargar esta información en SAHARA es por medio de una plantilla creada en Excel. En la **Figura 24** se observa el estado mecánico para el pozo donde se muestran las tuberías y diámetros de la misma (Casing, Tubing y Liner), accesorios (juntas, crossover, nipples, anclas), empaques y tapones.

Figura 24. Estado mecánico YR-517.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

3.2.1.6 Cañoneos. Son de gran importancia en los proyectos de inyección de agua, debido a que proporciona información respecto al estado de capa de las formaciones que aportan/inyectan o no fluidos en un periodo determinado. Para poder apreciar los cañoneos en SAHARA, es necesario importar una plantilla de Excel. La **Figura 25** y **Figura 26** se muestra la ventana con los datos en la opción de intervenciones para el pozo inyector YR-521 y para el pozo productor YR-528.

Figura 25. Datos de cañoneos del pozo inyector YR-517.

Fecha [MDA]	Tope [ft MD]	Base [ft MD]	Cañón	Carga
25/09/2011	7767,00	7834,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	7856,00	7927,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	7935,00	7966,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	7974,00	7986,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	7998,00	8013,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8033,00	8070,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8084,00	8097,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8115,00	8134,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8156,00	8174,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8182,00	8212,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8221,00	8236,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8258,00	8271,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8280,00	8310,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8319,00	8327,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8344,00	8366,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8375,00	8385,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8395,00	8412,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8424,00	8442,00	HSD 4-1/2"	0,42
25/09/2011	8462,00	8512,00	HSD 4-1/2"	0,42

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia.
Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

Figura 26. Datos de cañoneos del pozo productor YR-528.

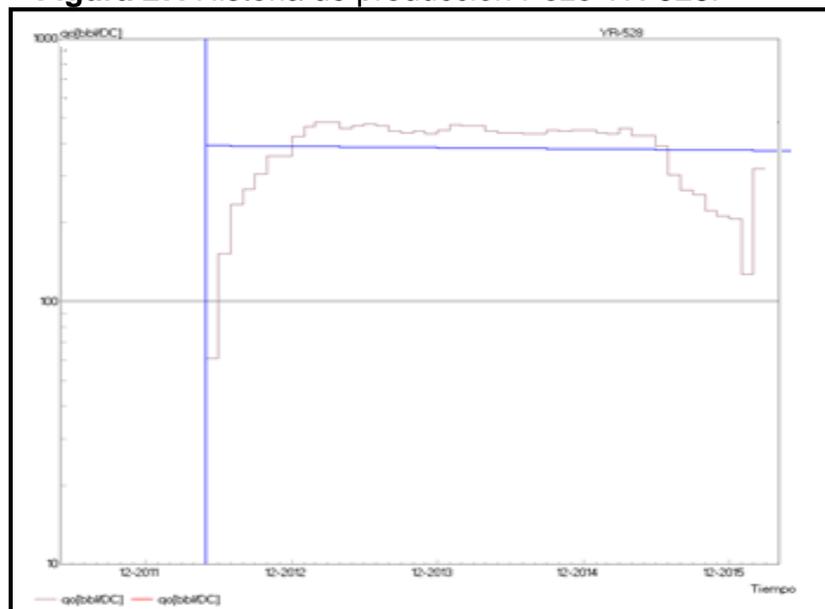
Datos de Intervenciones				
YR-528		<input checked="" type="checkbox"/> Ocultar columnas sin datos		
Fechas	Punzados	Cementación	Ensayos	Estimulaciones
Fecha [MDA]	Tope [ft MD]	Base [ft MD]	Cañón	Carga
25/02/2012	7052,00	7105,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7130,00	7158,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7172,00	7190,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7201,00	7226,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7240,00	7273,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7283,00	7297,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7328,00	7345,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7366,00	7386,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7393,00	7408,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7415,00	7443,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7451,00	7464,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7490,00	7522,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7530,00	7581,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7590,00	7602,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7628,00	7688,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7692,00	7730,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7760,00	7774,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7778,00	7807,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7832,00	7840,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET
25/02/2012	7847,00	7930,00	"HSD 4-1/2"	POWER JET

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

3.2.1.7 Cementaciones. Para obtener la data se usó información histórica relacionada con las operaciones ejecutadas en los intervalos cargados en la plantilla de cañoneos, esta función es de gran importancia debido a que permite relacionar las operaciones con los estados de capa y determinar aperturas, aislamientos, cementaciones remediales y cierres de las mismas. Se debe cargar el identificador por pozo, la fecha de cementación, las profundidades abarcadas, el volumen de fluido empleado, el tipo de cemento y la presión alcanzada si se cuenta con dicha información.

3.2.1.8 Historia de producción. En esta sección se empleó información por medio de un cotejo histórico que es brindado por la base de datos de OFM. SAHARA dispone de un simulador de mallas que se emplea para el proceso de inyección multicapa, el cual permite realizar un ajuste por pozo de la producción histórica y a su vez generar pronósticos. Para el Bloque V se dispone información desde - hasta -, la cual es cargada en SAHARA como producción por pozo y distribuida por medio de una herramienta del mismo programa como producción por capa. La plantilla para la realización de la gráfica, debe contener el identificador por pozo y la producción de petróleo, agua y gas mensual. Tal como se puede observar en la **Figura 27**.

Figura 27. Historia de producción Pozo YR-528.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Oil Field Manager. 2016.

3.2.1.9 Historia de inyección. Las tasas de inyección históricas se cargan desde plantillas de Excel, las cuales contienen la información de la inyección mes a mes, estas plantillas tienen una diferenciación de los caudales para cada una de las capas del yacimiento, esta distribución se realiza mediante un análisis KH para conocer el potencial de flujo. Puesto que se debe considerar la magnitud y la variabilidad de la permeabilidad, ya que si se la permeabilidad es muy baja no será posible inyectar a altas tasas pero si se cuenta con capas continuas y de alta permeabilidad causaran una temprana irrupción en el pozo productor, ocasionando que no se realice un buen barrido vertical del yacimiento.

En la **Figura 28** se observa el perfil de inyección para el mes de agosto de 2012 del el Pozo YR-517 donde se puede observar el caudal inyectado, presión y barriles de agua inyectados por pie en cada una de las arenas.

Figura 28. Perfil de inyección Pozo YR-517, agosto 30 de 2012.

	Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor		ARENA	R 1 (TZ) Agosto 30/2012		
			Intervalo (ft)	TOTAL (ft)		QW (BWPD)	Presión (Psi)	BWPD/FT
PAQUETE 6	7767	7782	15	64	CG1A	24	2950	1.7
	7783	7803	20					
	7804	7824	20					
	7825	7834	9					
PAQUETE 5	7856	7866	10	124	CG1A - CG2	332	2950	32.5
	7867	7887	20		CG2			
	7889	7909	20					
	7910	7927	17					
	7935	7951	16					
	7952	7966	14					
	7974	7986	12					
	7998	8013	15		CG2A	0	2950	0.0
PAQUETE 4	8033	8036	3	65	CG2A	419	2950	167.6
	8037	8057	20					
	8058	8070	12					
	8084	8097	13					
	8115	8120	5					
	8121	8134	13			0	2950	0.0
PAQUETE 3	8156	8163	7	58	CG3	0	2950	0.0
	8164	8174	10					
	8182	8184	2					
	8185	8205	20					
	8206	8212	6					
	8221	8226	5					
	8227	8236	9			396	2950	232.9
PAQUETE 2	8258	8268	10	112	CG4		2950	283.7
	8270	8271	1					
	8280	8290	10					
	8291	8310	19					
	8319	8327	8			238	2950	29.8
	8344	8353	9					
	8354	8366	12					
	8375	8385	10					
	8395	8395	0			6	2950	0.6
	8397	8412	15			343	2950	857.5
	8424	8438	14			0	2950	0.0
8439	8442	3						
PAQUETE 1	8462	8480	18	48	CG5	1403	2950	77.5
	8481	8501	20					
	8502	8512	10					
TOTAL			471			4257	En tubería	

Fuente: ECOPELROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Oil Field Manager. 2016.

De los perfiles se obtiene el porcentaje de inyección para cada una de las capas y fechas, asegurándose que la suma del porcentaje de distribución sea del 100%. Posterior a ello y con los datos mensuales de inyección, el software SAHARA realiza la distribución por capa, lo cual es una operación básica del porcentaje en cada capa por el valor de inyección de agua del pozo.

Los porcentajes de distribución se ingresan en el software SAHARA mediante los “Factores de Alocación”, como se presenta en el ejemplo de la **Figura 29**.

Figura 29. Factores de alocación YR-517.

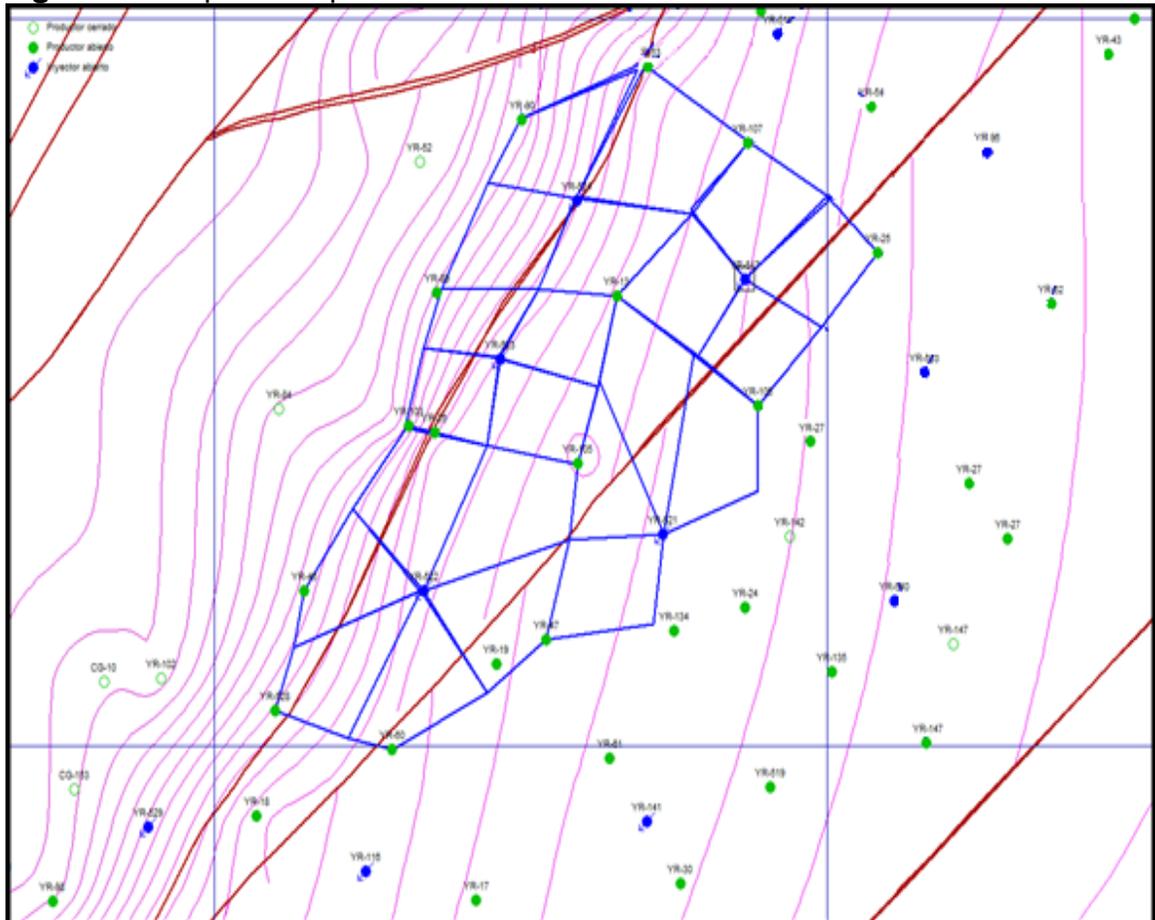
ID	Fecha	CG1A	CG2	CG2A	CG3	CG4
	DMA					
1	IDENTIFICADO	FECHA	CG1A	CG2	CG2A	CG3
2	YARI0517	01-05-2012	1,27	22,88	18,32	9,30
3	YARI0517	01-11-2012	0,00	0,00	24,23	9,98
4	YARI0517	01-06-2013	5,01	0,00	20,18	11,48
5	YARI0517	01-10-2013	0,00	2,32	0,00	22,69
6	YARI0517	01-12-2013	0,00	0,00	18,41	26,22
7	YARI0517	01-03-2014	4,34	2,92	4,54	32,06
8	YARI0517	01-07-2014	0,00	0,00	12,51	17,52
9	YARI0517	01-11-2014	3,69	19,84	13,04	17,82
10	YARI0517	01-12-2014	9,96	12,08	13,07	25,33

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Oil Field Manager. 2016.

3.2.2 Modelo estático. El estudio de simulación analítica demanda el manejo de información geológica y petrofísica del campo, estos datos son suministrados al software Sahara para que genere los mapas de contorno y se pueda visualizar la heterogeneidad de las diferentes propiedades del yacimiento.

3.2.2.3 Mapa de topes. En la **Figura 31** se puede observar el mapa de topes de la formación la paz del Campo Yariguí-Cantagallo, con este mapa se puede determinar el espesor de cada una de las arenas presentes en esta formación. Esta información es suministrada a partir de información geológica evaluada en la toma de registros de pozo.

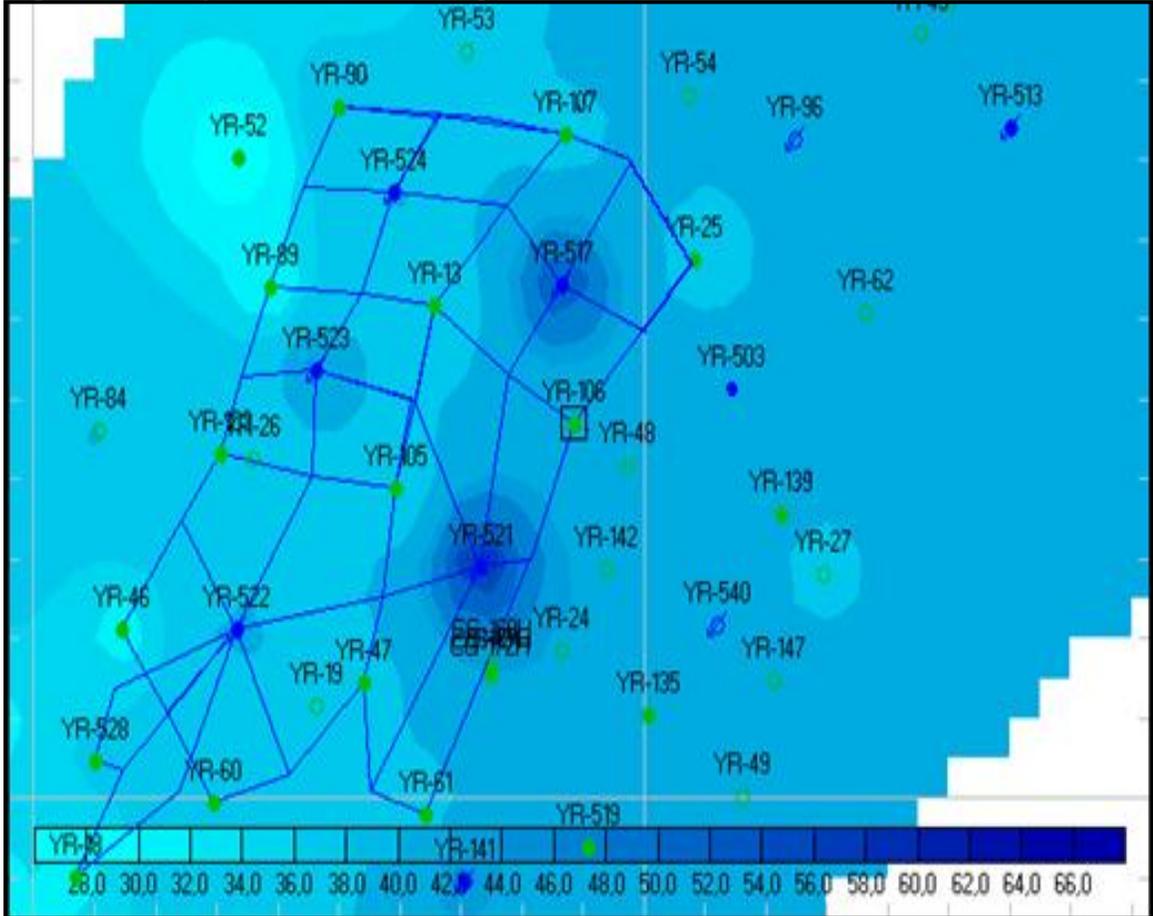
Figura 31. Mapa de Topes.



Fuente: ECOPELROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

3.2.2.4 Mapa de porosidad. En la **Figura 32** se detalla el mapa de porosidad del campo donde se puede observar que la parte sur-este del polígono presenta una porosidad baja. De esta forma se precisa gráficamente la capacidad de almacenamiento que tiene la capa resaltando que puede ser de agua, petróleo o gas.

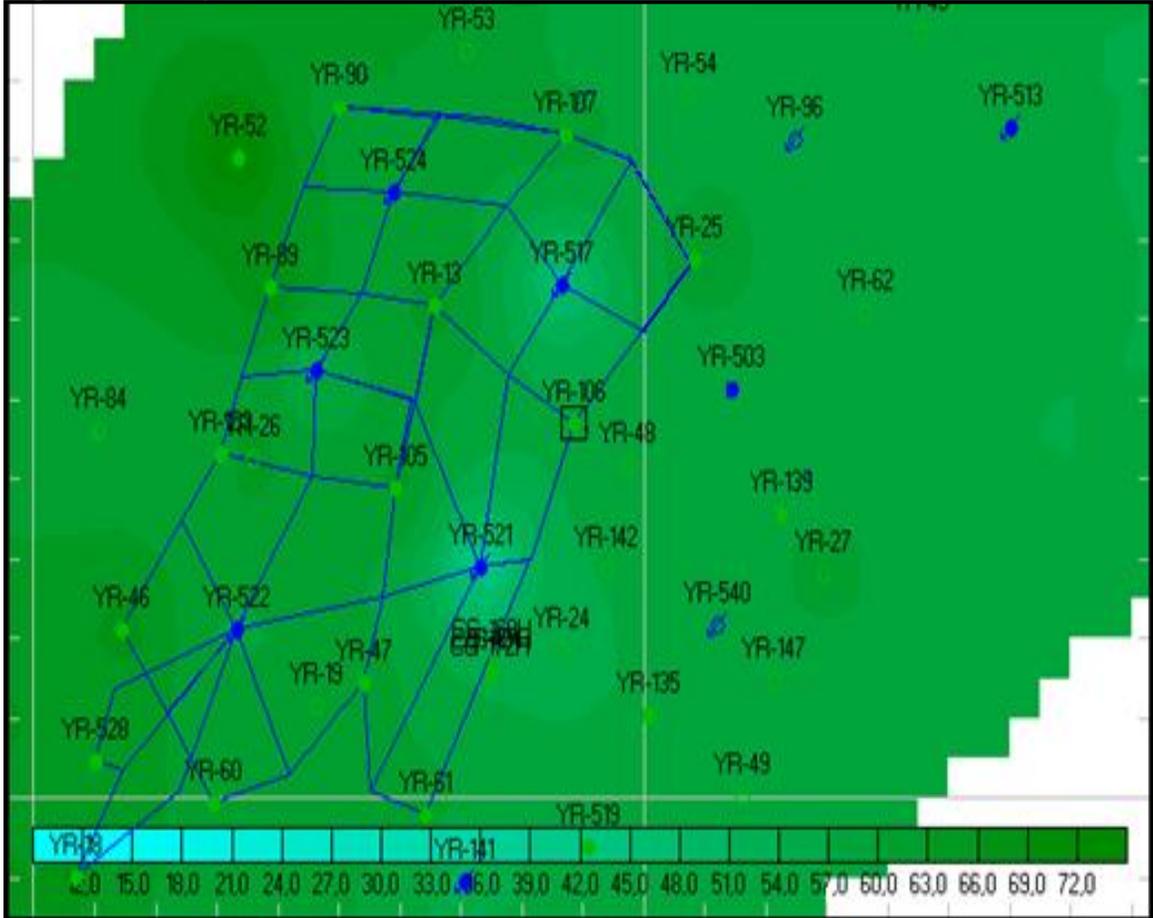
Figura 34. Mapa Saturación de Agua.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

3.2.2.7 Mapa de saturación petróleo (S_o). Para la creación de este mapa es necesario la saturación de petróleo inicial (S_{oi}) la cual es definida en base al mapa de saturación de agua. La **Figura 35** muestra gráficamente el cambio de la saturación de petróleo en las zonas de influencia de los pozos inyectoras, que se encuentran en el espacio poral de la Formación La Paz.

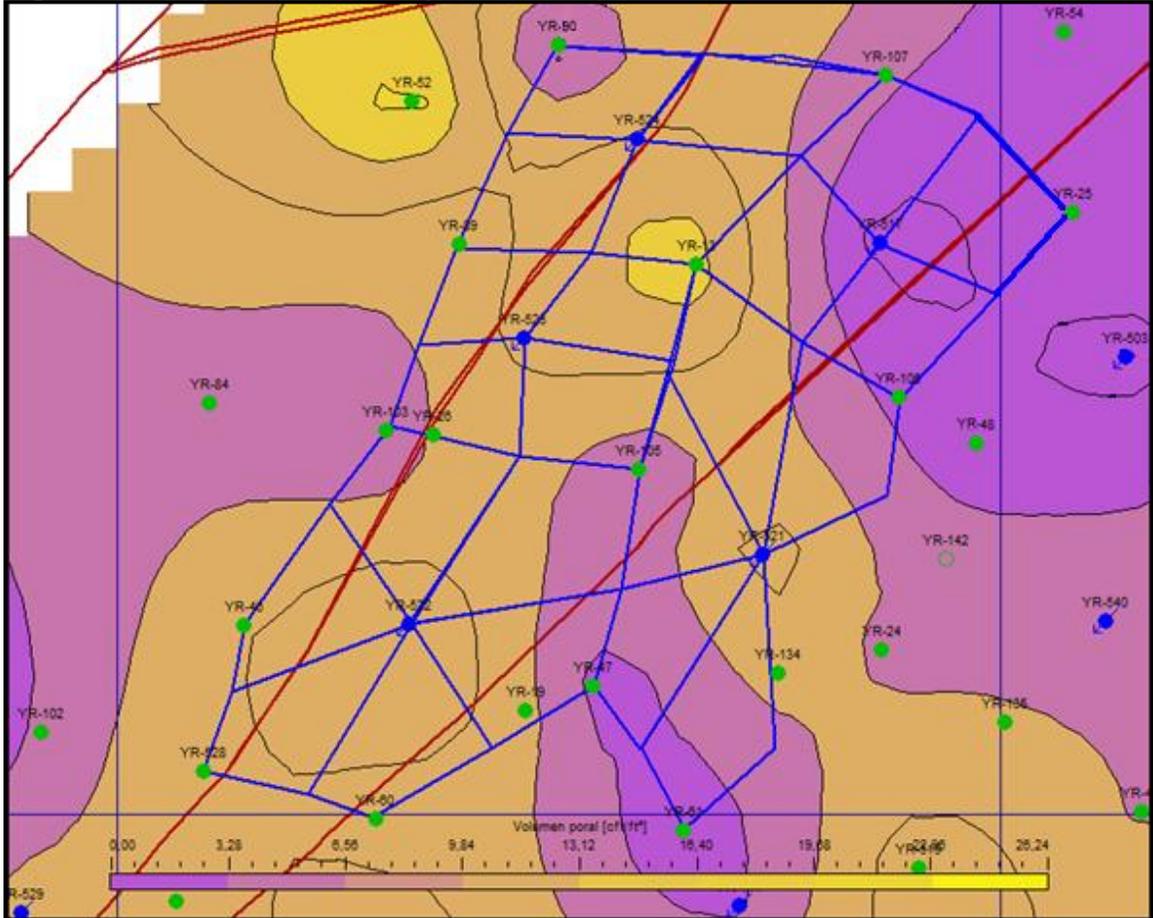
Figura 35. Mapa Saturación de Petrleo.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

3.2.2.8 Mapa Volumen Poral. El mapa de volumen poral representa el espacio de la roca en el cual se pueden almacenar hidrocarburos efectivamente. En caso de no existir el mapa de porosidades este puede obtenerse por medio del dato de porosidad media de cada capa. En la **Figura 36** se puede observar el mapa de volumen poral para la formación La Paz.

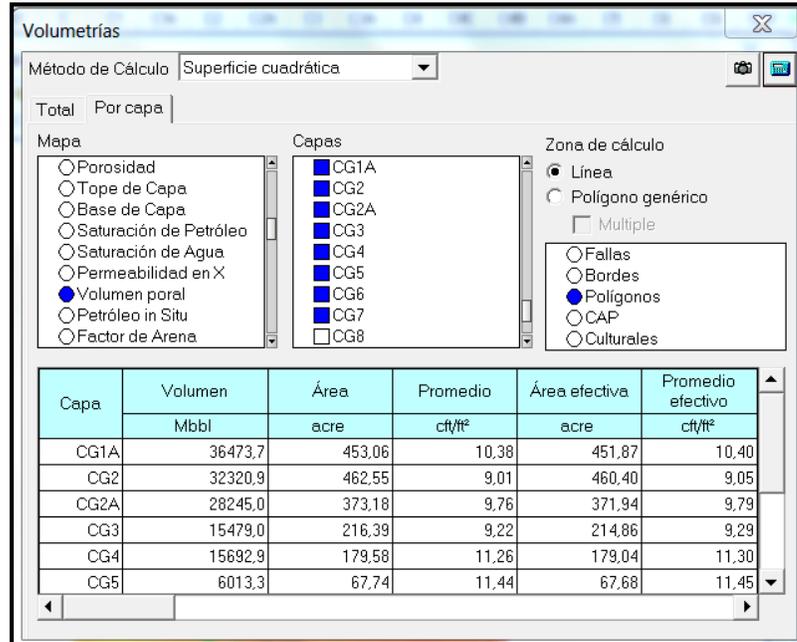
Figura 36. Mapa de Volumen poral.



Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

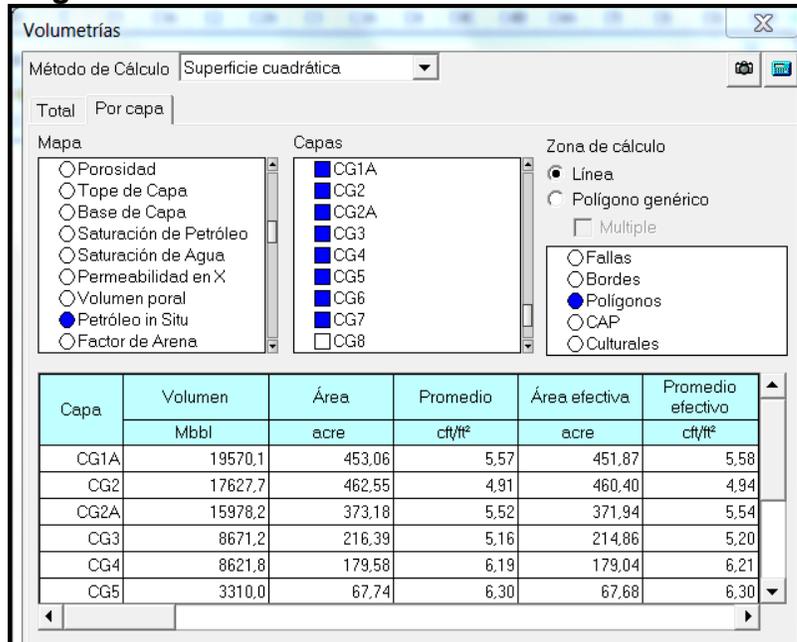
3.2.2.9 Mapa Petróleo Original en Sitio (POES). Para la elaboración de este mapa es necesario contar con la información del mapa de volumen poral. Una vez obtenida esta información se puede acceder a las operaciones de mapa y seleccionar la variable mapa petróleo in situ. Una vez calculado el petróleo original en sitio, se puede obtener el mapa, tal como se observa en la **Figura 37** donde se puede apreciar que la zona sur-este del polígono presenta un valor menor de petróleo original en sitio con respecto a las otras zonas.

Figura 38. Determinación Volumen Poral mediante volumetría.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

Figura 39. Determinación POES mediante volumetría.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

Como método de validación del modelo construido se generó la volumetría con base en los mapas de OOIP y se realizó una comparación de los datos de OOIP por capa con los valores oficiales del modelo estático, obteniendo los resultados mostrados en la **Tabla 7**.

Tabla 7. OOIP Sahara y oficial.

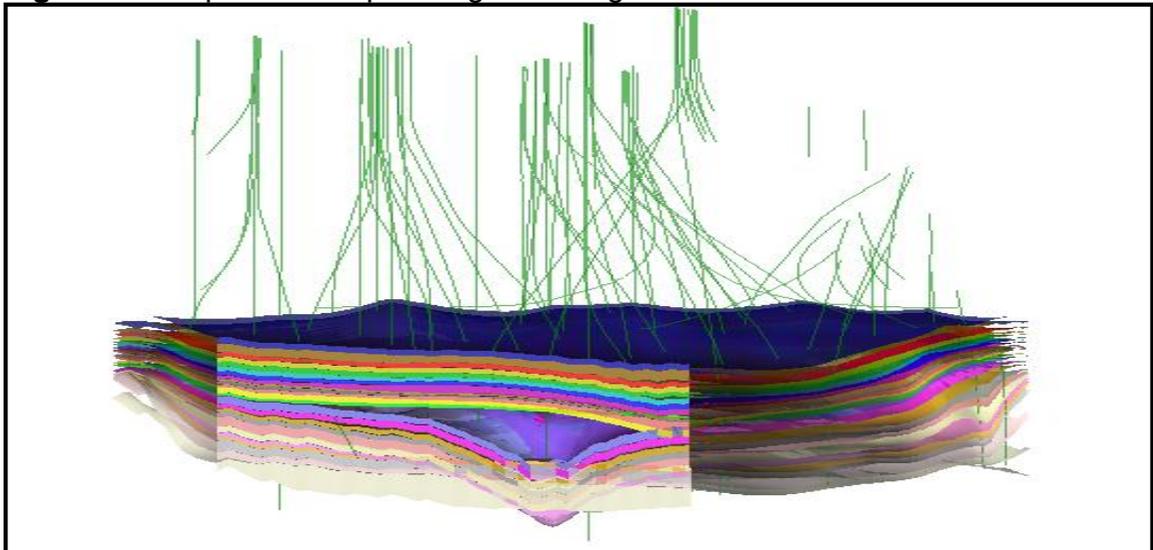
Capa	Volumen SAHARA(MBBL)	Volumen oficial (MBBL)
CG1A	19570,1	19974,1
CG2	17627,7	18153,7
CG2A	15978,2	16177,8
CG3	8671,2	9775,8
CG4	8671,8	8781,7
CG5	3310	3415,1
Total	73829	76278,2

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

La variación de un 3.21% en los datos se debe a que el modelo creado para Sahara, se basó en información suministrada por el área petrofísica, aunque es información válida para el desarrollo de este proyecto todavía no han sido oficializados.

3.2.2.11 Mapa 3D. En la **Figura 40** se observa el mapa 3D del Capo Yariguí-Cantagallo donde se pueden diferenciar las distintas capas que presentes, igualmente se detallan los respectivos pozos del campo.

Figura 40. Mapa 3D Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

4. SIMULACIÓN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

En este capítulo se evalúan los patrones de inyección y el efecto del pozo inyector sobre los pozos productores, el cual refleje el mejor comportamiento de la producción en los cinco arreglos analizados en este proyecto, mediante un ajuste en el simulador analítico SAHARA.

Para realizar el ajuste histórico se empleó el método de cálculo **FLUJO SEGREGADO** esta decisión fue tomada de manera conjunta con los ingenieros de la compañía basándose en las condiciones del campo, ya que los demás métodos de cálculo toman en cuenta consideraciones para su idealización, y estas no tienen aplicabilidad en el bloque. En la **Tabla 8** se exponen los factores por los cuales, los demás métodos de cálculo fueron descartados y las ventajas ofrecidas por el método de flujo segregado.

Tabla 8. Factores métodos de cálculo.

Método de Calculo	Factores
Buckley-Leverett.	Este método asume un flujo lineal en función de la saturación de agua, considerando constante su propagación en el volumen poroso, es decir no toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, además el método fue idealizado a tasas de inyección constante y esta particularidad no se presenta en los 5 pozos inyectores.
Curva característica	En la compañía consideran el uso de este método cuando el yacimiento es poco desarrollado, como se mencionó anteriormente el Campo Yariguí-Cantagallo lleva en producción 74 años, desde que inició su producción en el año 1942 a octubre de 2016, considerando que es un campo maduro este método no garantiza la confiabilidad de sus resultados.
Craig Geffen y Morse (CGM)	Este método es uno de los más utilizados en la industria, pero necesita información de laboratorio, sobre la relación entre la movilidad y la eficiencia areal a la ruptura, y el incremento de la eficiencia después de la ruptura, la cual la compañía no contiene.
Flujo Segregado	Este método es el más empleado en la compañía ya “tiene aplicabilidad en casi todos los casos de flujo horizontal de agua-petróleo” ³⁷ , y también porque es independiente de las formas de las curvas de permeabilidad relativa.

³⁷ SHI,H; JEPSON,P; RHYNE,D; Segregated Modeling of Oil-Water Flows, Stanford University,MIST, Chevron Texaco ERTC; SPE 84232, Oct 2003.p 09.

Para realizar el ajuste histórico se crearon escenarios en los cuales se almacenara la información concerniente a la historia de producción del campo, caudales de inyección y la predicción realizada por el software. En la **Tabla 9** se exponen los escenarios planteados inicialmente, incluyendo la descripción de la información cargada.

Tabla 9. Descripción escenarios iniciales.

Escenario	Descripción
Historia	Son los datos históricos de producción de líquido y petróleo cargados
Inyección	Datos históricos de inyección.
Flujo	Almacena los resultados simulados por el método de Flujo segregado .

En la **Figura 41** se observa los escenarios iniciales creados en el software SAHARA para este proyecto, donde en el ítem “Tipo” se especifica la característica de la información obtenida. Donde Medido e Inyección son datos cargados y Cálculo pertenecería a información obtenida mediante la simulación.

Figura 41. Escenarios iniciales.

Nombre	Descripción	Ref.	Tipo	Subfase
Historia	Historia		Medido	P/S/T
Flujo	Flujo Segregado	FSEI	Cálculo	P/S/T
Inyección		Iny	Inyección	P/S/T

Fuente: ECOPELROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

En la **Tabla 10** se especifica las opciones que se deben completar en la ventana “datos de cálculo-opciones de cálculo” que es mostrada en la **Figura 42**.

Tabla 10. Especificaciones Datos de cálculo-opciones de cálculo.

Opción	Descripción
Método de Calculo	Se selecciona el método de Flujo segregado, ya explicado anteriormente.
Escenario de resultados	Es el escenario en donde será almacenada la información obtenida de la simulación en SAHARA.
Escenario de inyección	Se toma la opción inyección, para que realice el cálculo con la historia de inyección.
Año de finalización	2016 puesto que es el año de finalización del ajuste.
Caudal mínimo petróleo	El caudal mínimo de petróleo que se puede presentar (1 BOPD).
Saturación inicial de elementos	Saturación inicial de petróleo de los elementos de flujo, dato tomado en cada capa.
Datos de calculo	Saturación de cada capa que atraviesan las mallas, en este caso de las regiones de cálculo creadas.
Tiempo de respuesta	Periodo de llene que tendrá el escenario, la opción seleccionada fue fe seis meses ya es el tiempo de respuesta de los trazadores radioactivos.

Figura 42. Ventana datos de cálculo opciones de cálculo.

The screenshot shows the 'Datos de Cálculo' window with the following settings:

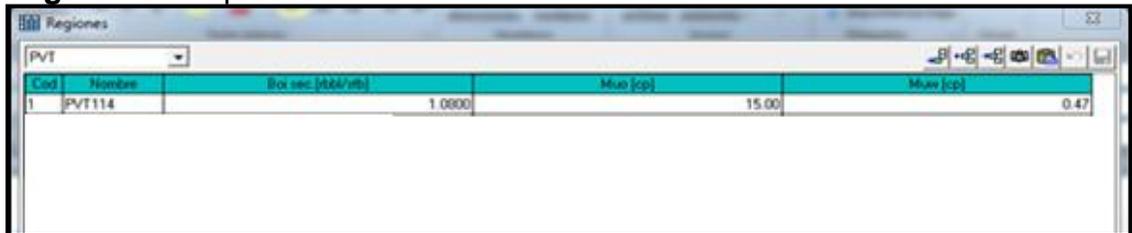
- Opciones de cálculo:**
 - Método de Cálculo: Flujo Segregado, Curva Característica
 - Eficiencia volumétrica: 1,0000
 - Buckley-Leverett (Fwi > 0)
 - CGM
 - Método WOR: $10^{(a + b * Np/N)}$ (a: 1,0000, b: 175,0000)
 - Usar Curva de Llenado
- Cálculo:**
 - Año de finalización del cálculo: 2016
 - Calcular todas las capas, Sólo las capas seleccionadas
 - Wid Máximo: 10,0
- Límites Económicos:**
 - Usar Límites
 - Sólo en pronóstico
 - qo min[bb]: 1,0
 - WLR[fr.]: 0,9850
- Sat. Inicial de Elementos:**
 - Wid, So
 - de Capa, dato esporádico, dato esporádico interpolado
 - Sólo del pozo productor
- Datos de Cálculo:**
 - de Capa, de Regiones de cálculo
- Primarias de cálculo:**
 - de Pozo, de Capa
 - Cortar la primaria al inicio de la secundaria
 - No cortar primaria al inicio de la secundaria
 - Cortar primaria sólo en los períodos en que hay secundaria
- Tiempo de respuesta:**
 - Usar
 - Constante [meses]: 6
 - Ponderado por Volumen Poral [Mbb/mes]: 0,0

Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

4.1 PROPIEDADES PVT

Por medio del software SAHARA, en el Bloque V del Campo Yariguí-Cantagallo es posible hacer el modelamiento analítico del proceso de inyección de agua, por lo que es fundamental disponer de las propiedades roca fluido, las cuales permiten conocer y predecir el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. En el Campo Yariguí-Cantagallo solo se cuenta con una prueba PVT representativa, esta fue realizada por un muestro de superficie, en la cual se tomaron muestras de petróleo en el separador junto con las mediciones de temperatura, presión y caudal del petróleo, además se garantizó que el muestreo fuera a flujo constante. Esta información ayudó a predecir y estimar algunas propiedades importantes, para el proceso de inyección de agua, tal como la viscosidad y el factor volumétrico, como se observa en la **Figura 43**.

Figura 43. Propiedades PVT.



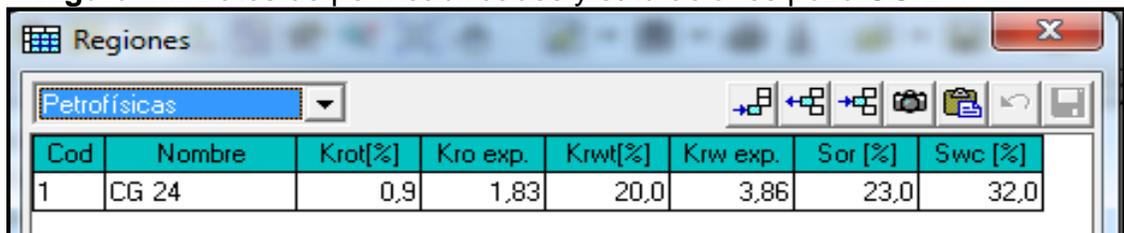
Cod	Nombre	Bra sec [mM/ab]	Mua [cp]	Mua [cp]
1	PVT114	1.0000	15.00	0.47

Fuente: ECOPELROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

4.2 CURVA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Para el Bloque V del Campo Yariguí-Cantagallo se cuenta con una prueba realizada sobre un core del pozo CG-24. Se decide emplear los datos de permeabilidades y saturaciones de agua y aceite, tabulados en los resultados de la prueba como se muestra en la **Figura 44**, para modelar la curva de permeabilidades relativas con la menor incertidumbre posible, lo cual es posible observar en la **Figura 45**.

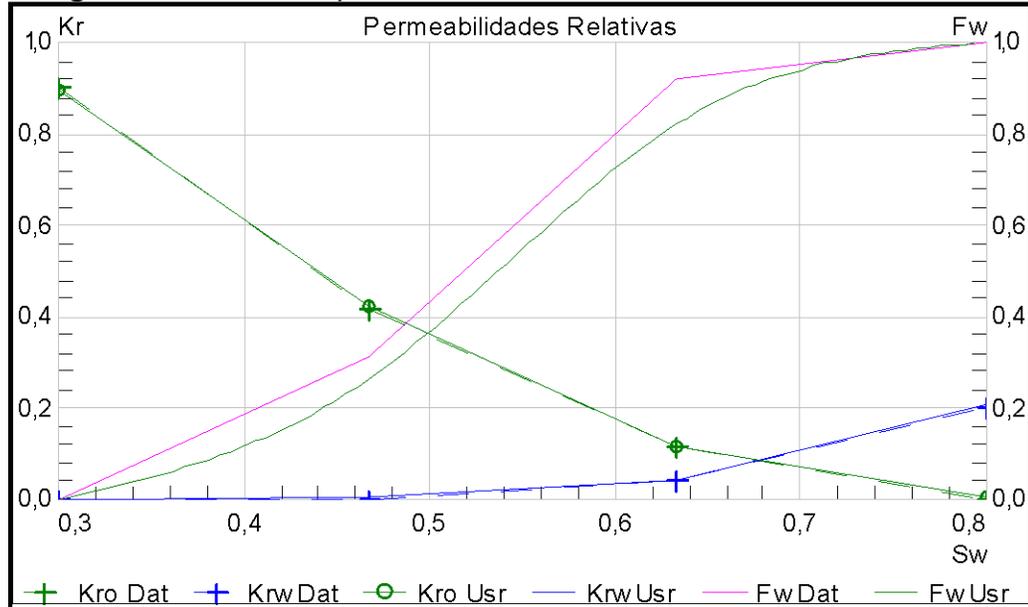
Figura 44. Datos de permeabilidades y saturaciones pozo CG-24.



Cod	Nombre	Krot[%]	Kro exp.	Krwt[%]	Krw exp.	Sor [%]	Swc [%]
1	CG 24	0,9	1,83	20,0	3,86	23,0	32,0

Fuente: ECOPELROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

Figura 45. Curva de permeabilidades relativas.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

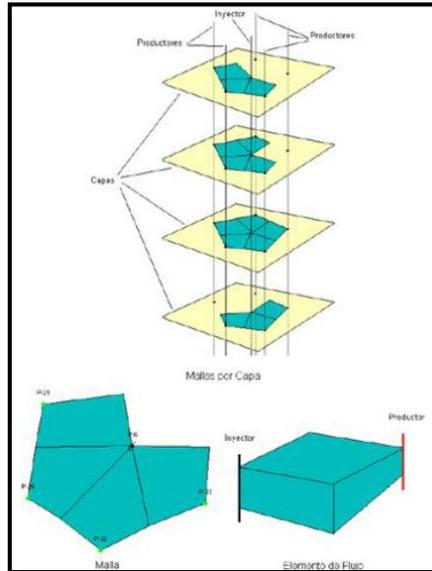
4.3 GENERACIÓN DE MALLAS PARA LA INYECCIÓN

Sahara dispone de un simulador de mallas de inyección multicapa, que permite hacer un ajuste por pozo. Una vez esté cargada la información requerida por el software, existe la opción de generar un mallado que puede generarse de manera manual por medio de la herramienta de mallas o de manera automática, para conexiones entre pozos inyectores y productores, la cual está representada por, la geometría, las saturaciones, las capas, las fechas de creación y finalización, el volumen poral, entre otros.

El mallado se construye a partir de un análisis de patrones. Este análisis se realizó a través de gráficos de producción e inyección de los pozos que en principio presentaran influencia, se cruzaron los estados de capa, tasas de producción e inyección, incremento en corte de agua, producción de líquido y cortes transversales para observar la estructura y cómo tiene canales preferentes a la inyección.

En la **Figura 46** Se puede observar la manera en que el simulador de Sahara vincula los pozos inyectores con los productores asociados según los factores anteriormente mencionados y la historia de inyección del campo.

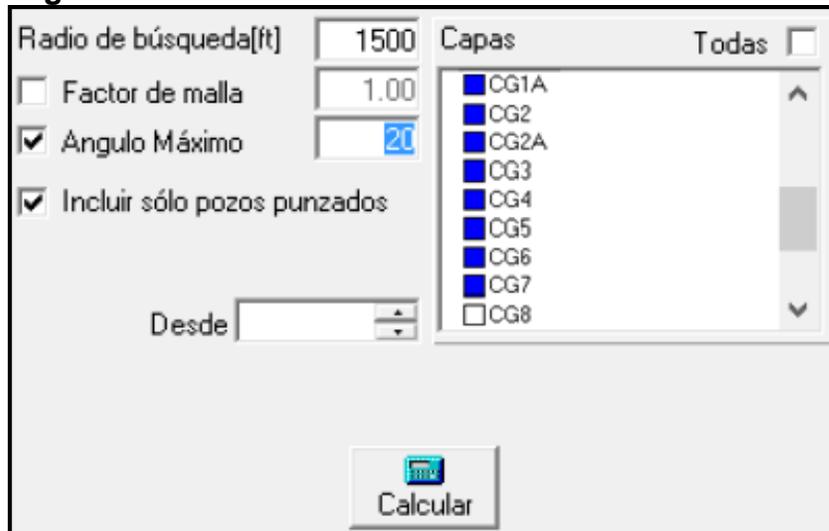
Figura 46. Mallado en software Sahara.



Fuente: INTERFACES S.A. Manual del usuario Sahara, versión 3.2, p 451.

Para este proyecto se realizaron análisis de influencias observando el comportamiento producción–inyección y la conexión de las arenas. Para el Campo Yariguí-Cantagallo se trabajó con mallado automático en el Bloque V, para las capas de interés CG tal como se aprecia en la **Figura 47** y para el desarrollo del plan de expansión.

Figura 47. Ventana de mallado automático.



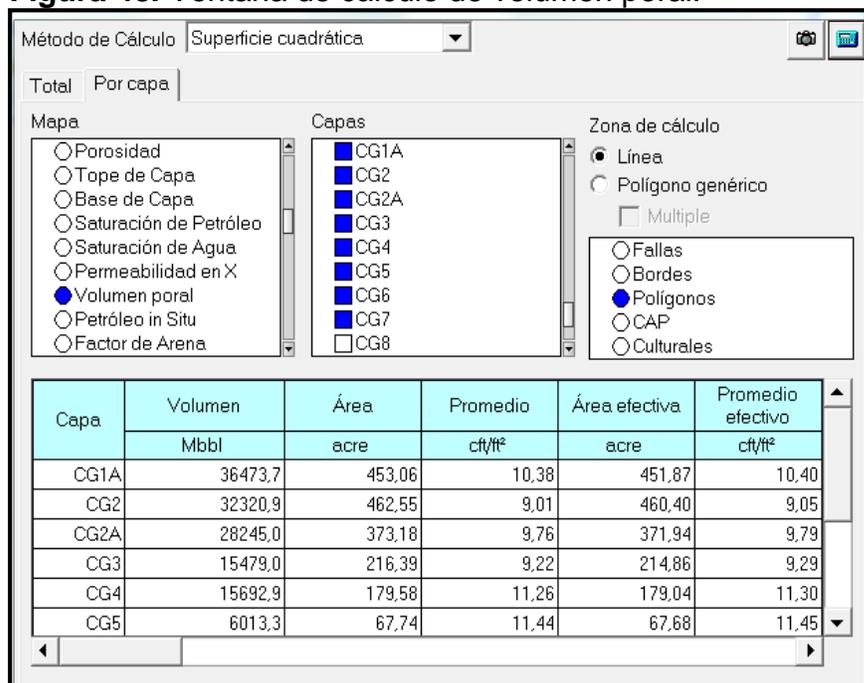
Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

El mallado generado debe ser modificado manualmente para ajustarlo a las características específicas de producción y geometría del campo. Es necesario tomar en cuenta las fallas ya que estas actúan como elemento sellante lo que restringe la comunicación de pozos inyectores con pozos productores, y que una zona no puede ser contactada por dos pozos inyectores a la vez, ya que calcularía un doble volumen poral inyectado lo cual no es verídico, debido a que una vez que el volumen poral sea contactado producto de la inyección, no podrá ser llenado por el volumen de inyección de otro pozo inyector.

Con la modificación de la geometría de las mallas generadas se puede variar la invasión del frente de agua y la cantidad de aceite recuperado, logrando así un mejor ajuste del modelo. Las mallas creadas deben ser ajustadas hasta el punto de obtener escenarios óptimos, en caso de no ofrecer buenos resultados, las mallas deben ser reajustadas nuevamente.

El paso a seguir una vez se ha realizado el mallado es seleccionar el método de volumen poral, para este propósito se selecciona el mapa de volumen poral, el cual fue el elegido para trabajar este proyecto debido a que esta opción, utiliza el mapa seleccionado para constituir el volumen de cada unidad de flujo. En la **Figura 48** se puede apreciar el cálculo de volumen poral de elementos para el mallado.

Figura 48. Ventana de cálculo de volumen poral.



Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

4.4 TABLA DE CAPAS

En esta sección se recopila la información de las capas que conforman el modelo, los valores que se requieren para esta tabla son extraídos de análisis básicos y especiales de los núcleos y de pruebas PVT, como se observa en la **Figura 49**.

Figura 49. Datos Pozo – Capa YR-528.

Capa	So Dng (%)	Sat (%)	Swm sec. (%)	Swc (%)	Sw Dng (%)	Sg sec. (%)	Sg Dng (%)	Bo sec. (bb/ub)	Bg (bb/ub)	Bw (bb/ub)	Ri (ucl/ub)	Kro (%)	Kro exp.	Krw (%)	Krw exp.	Muo (cp)	Muv (cp)	M
CA4	56.0	20.0	46.0	30.0	0.0	1.5	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	225.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
C5	53.4	20.0	47.8	30.0	0.0	0.9	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	225.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
C6	45.5	20.0	56.8	30.0	0.0	0.8	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	225.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
LA PAZ_CG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0000	0.00000	0.0000	225.0	0.9	0.00	0.2	0.00	0.00	0.47	7
C6	49.9	20.0	51.9	30.0	0.0	2.9	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	299.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
CG1	62.5	20.0	45.7	30.0	0.0	3.3	0.0	1.0800	0.17811	0.0000	299.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
CG1A	70.0	20.0	45.7	30.0	0.0	3.3	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	299.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
CG2	70.0	20.0	46.4	30.0	0.0	4.6	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	299.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
CG2A	75.0	20.0	48.9	30.0	0.0	4.4	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	299.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
CG3	53.5	20.0	52.3	30.0	0.0	4.3	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	299.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
CG4	51.6	20.0	53.7	30.0	0.0	4.2	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	299.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
CG5	49.1	20.0	55.1	30.0	0.0	3.9	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	299.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
CG6	48.4	20.0	55.3	30.0	0.0	3.1	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	299.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
CG7	45.8	20.0	56.4	30.0	0.0	1.5	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	299.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7
CG8	44.7	20.0	57.5	30.0	0.0	1.0	0.0	1.0800	0.17811	1.0000	299.0	0.9	1.83	0.2	3.86	15.00	0.47	7

Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

4.5 TABLA POZO – CAPA

En esta sección se carga la información de cada uno de los pozos productores e inyectores, referencia a la petrofísica tal como se observa en la **Figura 50** y la **Figura 51**, los datos mínimos que se deben suministrar son: espesores útiles, porosidad, permeabilidad y topes de capas de cada uno de los pozos. Los espesores cargados en SAHARA son los siguientes: espesor total (ht), espesor útil (hu) el cual hace referencia al espesor neto y espesor permeable.

Figura 50. Datos Pozo – Capa YR-528.

Formación Capa	hu	hk	ht	hi	Top	Base	So	Sw	Sg	Kx	Ky	Kz	RD	xTop	yTop	xBas	yBas	RRock	RPVT	RSat	CLL	CC	WDR	RI
	(ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(ft MD)	(ft MD)	(%)	(%)	(%)	(mD)	(mD)	(mD)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)							(m)
CG		85.63	123.00	14.80	7188.00	7311.00	70.00	41.73										1.00	1.00	15.00	1.00	2.00		
CG1	3.64	146.00	152.99	16.70	7311.00	7464.00	70.00			29.40								1.00	1.00	16.00	1.00	2.00		
CG1A	49.88	67.37	144.98	11.50	7464.00	7609.00	70.00	48.15		26.10								1.00	1.00	17.00	1.00	2.00		119.82
CG2	49.09	95.62	113.97	16.10	7609.00	7723.00	70.00	43.49		61.90								1.00	1.00	18.00	1.00	2.00		148.76
CG2A	67.29	110.63	136.95	17.80	7723.00	7860.00	70.00	60.38		31.30								1.00	1.00	19.00	1.00	2.00		160.11
CG3	49.09	109.63	138.95	17.30	7860.00	7999.00	70.00	44.36		61.40								1.00	1.00	20.00	1.00	2.00		133.74
CG4	69.67	114.00	118.95	21.00	7999.00	8118.00	70.00			26.30								1.00	1.00	21.00	1.00	2.00		119.12
CG5	58.37	71.97	16.60	8118.00	8190.00	70.00												1.00	1.00	22.00	1.00	2.00		
CG6	171.38	198.93	18.20	8190.00	8389.00	70.00				11.70								1.00	1.00	23.00	1.00	2.00		
CG7	22.37	97.98	12.10	8389.00	8467.00	70.00												1.00	1.00	24.00	1.00	2.00		
CG8						70.00												1.00	1.00	25.00	1.00	2.00		

Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

Figura 51. Datos Pozo – Capa YR-521.

Formación Capa	h _u	h _k	h _r	f _i	Top	Base	S _o	S _w	S _g	K _x	K _y	K _z	RD	xTop	yTop	xBas	yBas	RRock	RPVT	RSat	CLL	CC	wDR	RI
	[m]	[m]	[m]	[%]	[N.MD]	[N.MD]	[%]	[%]	[%]	[mD]	[mD]	[mD]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]							[m]
CG		85.63	123.00	14.80	7188.00	7311.00	70.00	41.73										1.00	1.00	15.00	1.00	2.00		
CG1	3.64	146.00	152.99	16.70	7311.00	7464.00	70.00			29.40								1.00	1.00	16.00	1.00	2.00		
CG1A	49.98	67.37	144.98	11.50	7464.00	7609.00	70.00	48.15		26.10								1.00	1.00	17.00	1.00	2.00		119.82
CG2	49.09	95.62	113.97	16.10	7609.00	7723.00	70.00	43.49		61.90								1.00	1.00	18.00	1.00	2.00		148.76
CG2A	67.29	110.63	136.95	17.80	7723.00	7860.00	70.00	60.38		31.30								1.00	1.00	19.00	1.00	2.00		160.11
CG3	49.09	109.63	138.95	17.30	7860.00	7999.00	70.00	44.36		61.40								1.00	1.00	20.00	1.00	2.00		133.74
CG4	69.67	114.00	118.95	21.00	7999.00	8118.00	70.00			26.90								1.00	1.00	21.00	1.00	2.00		119.12
CG5		58.37	71.97	16.60	8118.00	8190.00	70.00											1.00	1.00	22.00	1.00	2.00		
CG6		171.38	198.93	18.20	8190.00	8389.00	70.00			11.70								1.00	1.00	23.00	1.00	2.00		
CG7		22.37	97.98	12.10	8389.00	8467.00	70.00											1.00	1.00	24.00	1.00	2.00		
CG8						70.00												1.00	1.00	25.00	1.00	2.00		

Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

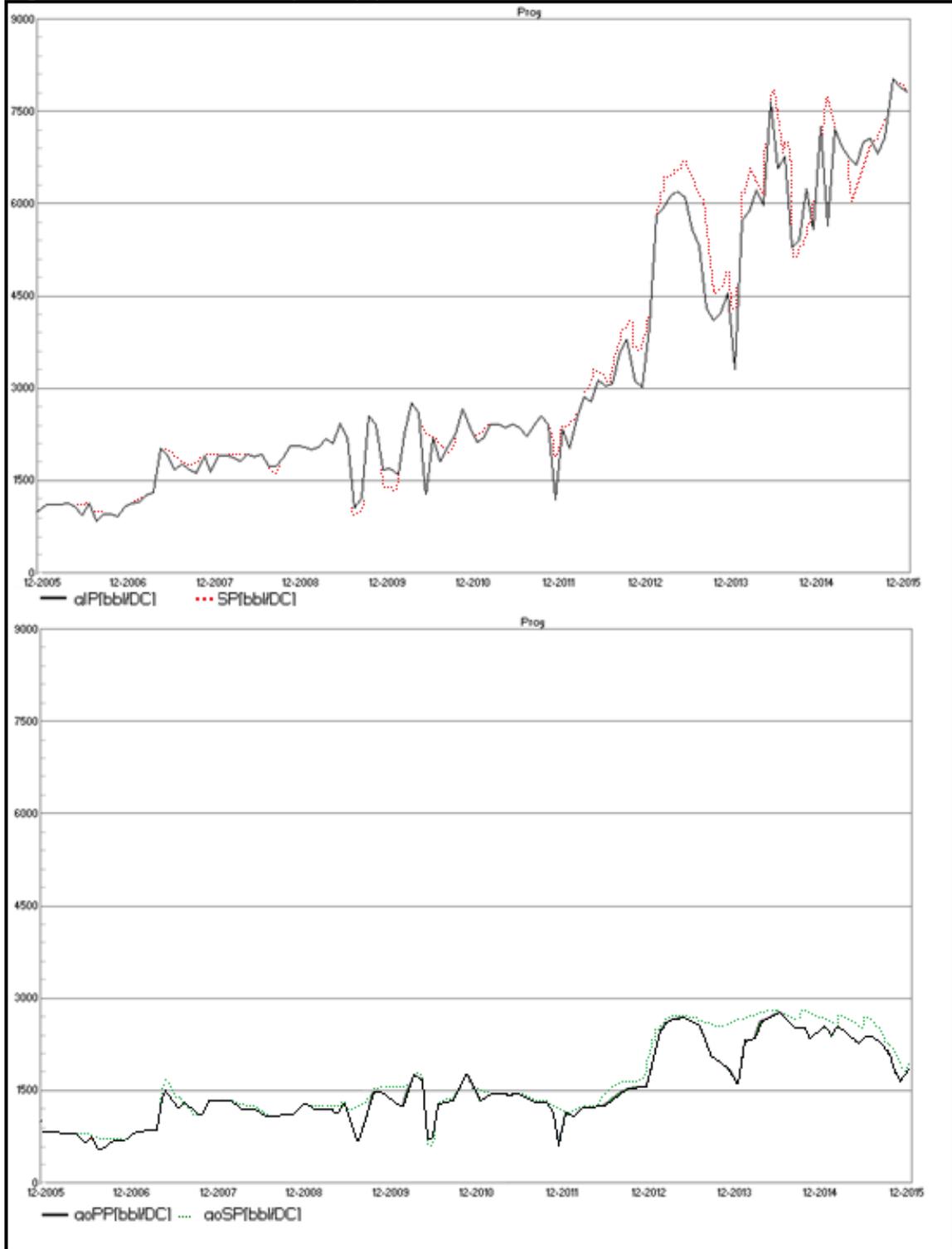
4.6 AJUSTE HISTORICO

Una vez creadas las mallas para los patrones de inyección, SAHARA utiliza la información petrofísica cargada en la sección de datos pozo-capa, volumen poral calculado dentro de la malla y por capas, para calcular los datos de producción simulados durante el periodo histórico de los pozos productores, esta producción histórica calculada es almacenada en el escenario **FLUJO** explicado anteriormente.

En la **Figura 52** se observa la simulación inicial obtenida por el método de flujo segregado, esta se realiza con el fin de obtener una idea cualitativa del comportamiento representado por la simulación inicialmente, en la cual se detalla que antes del inicio de la inyección en el 2012, hay una buena superposición de las líneas punteadas que hacen referencia a la simulación realizada por el software SAHARA sobre las líneas continuas, las cual indican la historia de producción de líquido y petróleo, obteniendo una buena representatividad de la historia de producción de líquido y petróleo. En contraste después del inicio de la inyección no se presenta un buen sobre-posicionamiento de la simulación realizada sobre la historia de producción. Por consiguiente, se realiza un ajuste histórico, con el fin de obtener caudales de producción de petróleo y líquido que no difieran respecto a la producción histórica de los arreglos analizados y así permita obtener un modelo verídico.

Los criterios para lograr un buen ajuste pozo a pozo son los siguientes: en primer lugar, se tienen en cuenta los coeficientes de inyección en los patrones y luego se realiza un ajuste mediante la creación de regiones PVT.

Figura 52. Simulación líquida y petróleo inicial.



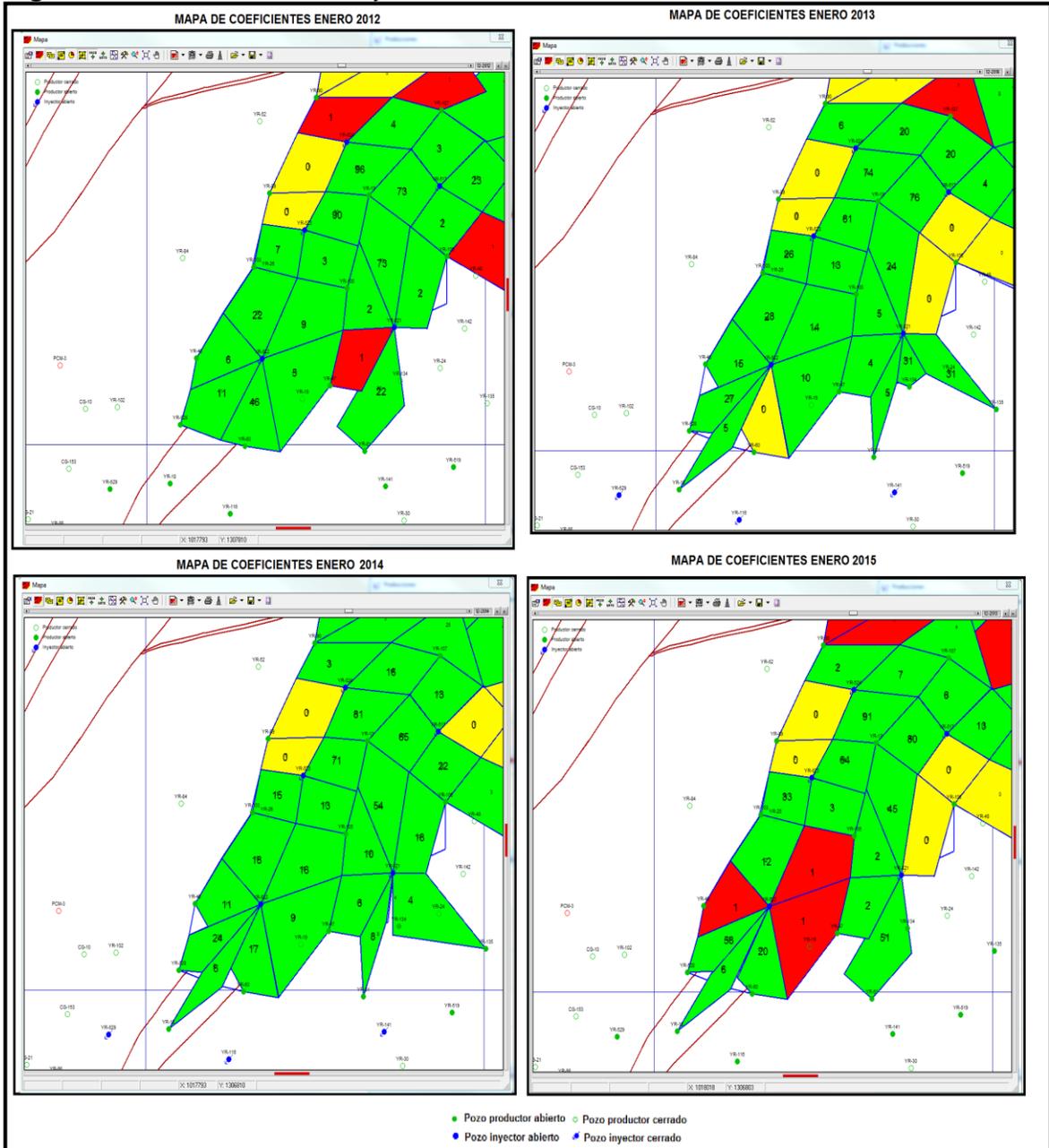
Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

4.7 AJUSTE HISTÓRICO LÍQUIDO

Un factor para completar el ajuste de la producción de líquido es la variación mes a mes de los coeficientes de inyección que cada uno de los inyectores tiene con los productores del patrón, de tal manera, que los valores de producción en los pozos productores se acerquen a los valores reales. El ajuste de los coeficientes de inyección se realiza por la variación de la heterogeneidad que tienen los yacimientos, puesto que a medida que avanza el frente de invasión se expone a diferentes condiciones de roca y fluidos, variando así la influencia del agua en las diferentes zonas de avance, lo cual ocasiona un reflejo en la producción líquido y petróleo.

En la **Figura 53** se exponen cuatro ejemplos del mapa de coeficientes de inyección para los cinco patrones para enero del 2012, 2013, 2014 y 2015, es importante resaltar que el ajuste de estos coeficientes se realizó desde el inicio de la inyección de agua, de cada uno de los pozos inyectores.

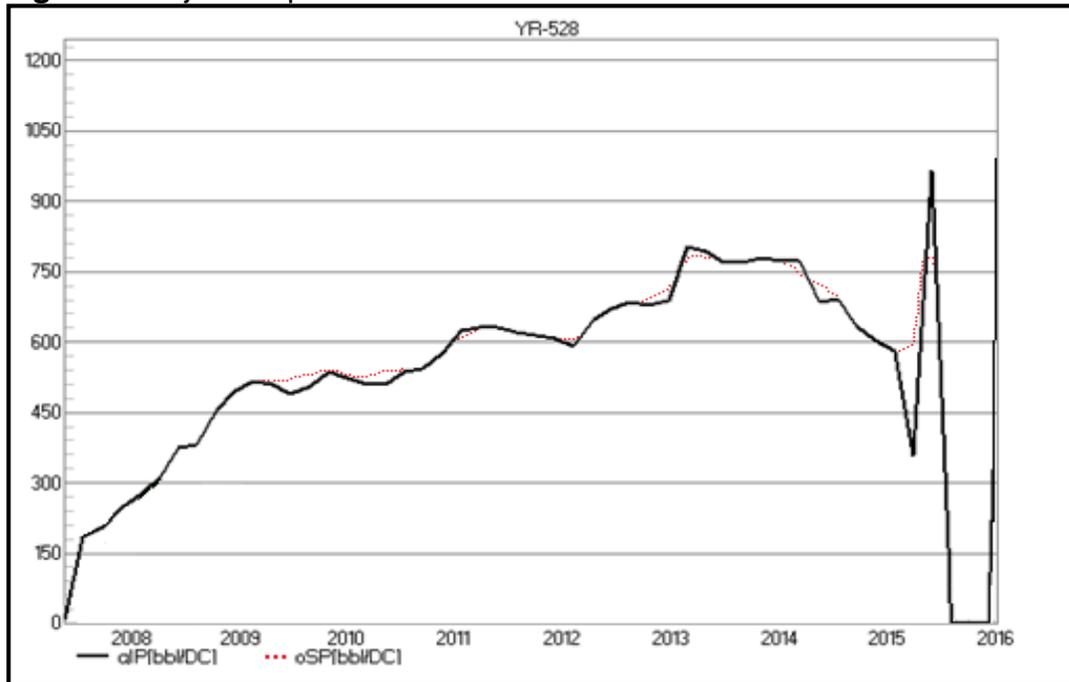
Figura 53. Coeficientes de inyección.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

La **Figura 54** ejemplifica el ajuste de líquido para el Pozo YR-528, en ésta gráfica la línea continua representa la producción de líquido histórica (qIP[bb/DC]) y la línea punteada roja pertenece a los valores de caudal de líquido mensual para el escenario **Flujo** (qSP[bb/DC]).

Figura 54. Ajuste líquido Pozo YR-528.



Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

4.8 AJUSTE HISTORICO DEL PETRÓLEO

El ajuste de petróleo es el complemento del ajuste líquido, de igual forma el cálculo de la producción de crudo es almacenado en el escenario FLUJO. Para el ajuste de la producción histórica de petróleo calculada, se utilizan variaciones en la viscosidad del crudo; debido a que éste proyecto solo tiene una región de PVT fue necesario crear nuevas regiones manteniendo constantes los valores de Factor volumétrico de aceite y viscosidad del agua de la región original, variando los valores de viscosidades según sean las necesidades de ajuste.

La variación de la viscosidad se da ya que esta es inversamente proporcional a la producción de petróleo, es decir una disminución de las viscosidades representara un aumento en los valores calculados en la historia de producción de petróleo. En el desarrollo de este proyecto se crearon tres regiones PVT para lograr el ajusté de la producción de los diferentes pozos analizados. En la **Figura 55** se muestra la ventana de “Regiones-PVT” realizadas.

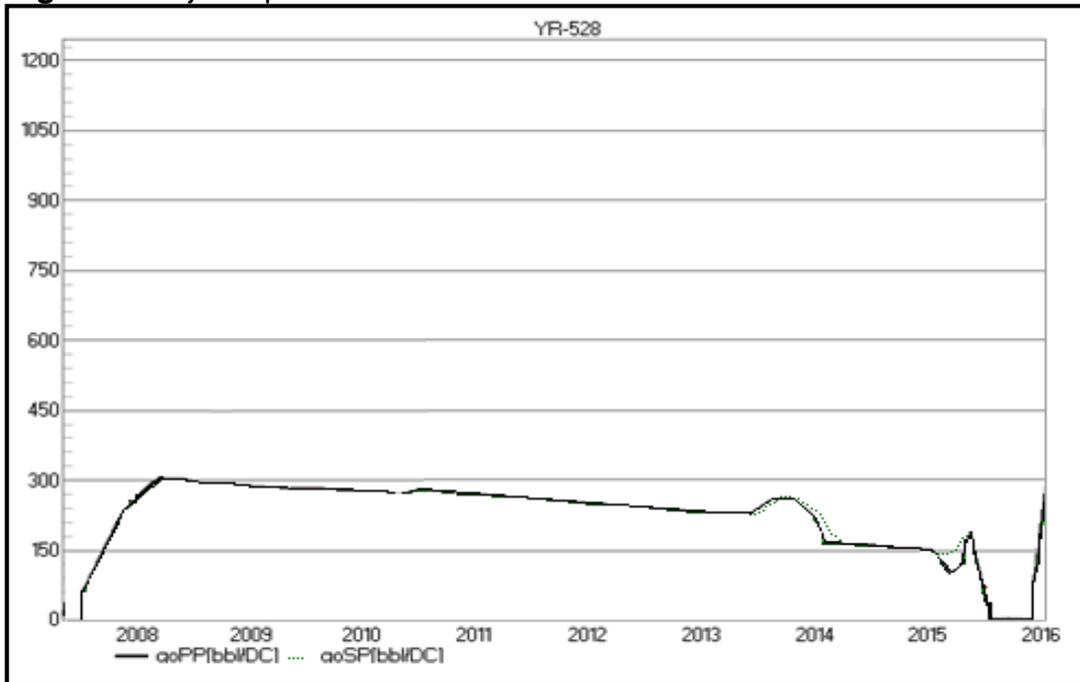
Figura 55. Regiones PVT.

Cod	Nombre	Boi sec [bb/stb]	Muo [cp]	Muw [cp]
1	PVT114	1.0800	15.00	0.47
2	PVT1	1.0800	3.00	0.47
3	PVT2	1.0800	30.00	0.47
4	PVT3	1.0800	60.00	0.47

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

De esta forma se logró ajustar la tendencia de la historia de producción de petróleo, un ejemplo de este ajuste es el representado en la **Figura 56**, donde se observa el sobre-posicionamiento de la línea punteada verde (qoSP [bb/DC]), que representa los datos simulados sobre la línea continua (qoPP [bb/DC]) que representa los valores de petróleo reales, permitiendo observar un cotejo histórico bastante representativo al comportamiento del pozo.

Figura 56. Ajuste petróleo Pozo YR-528.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

4.9 ANÁLISIS AJUSTE HISTÓRICO

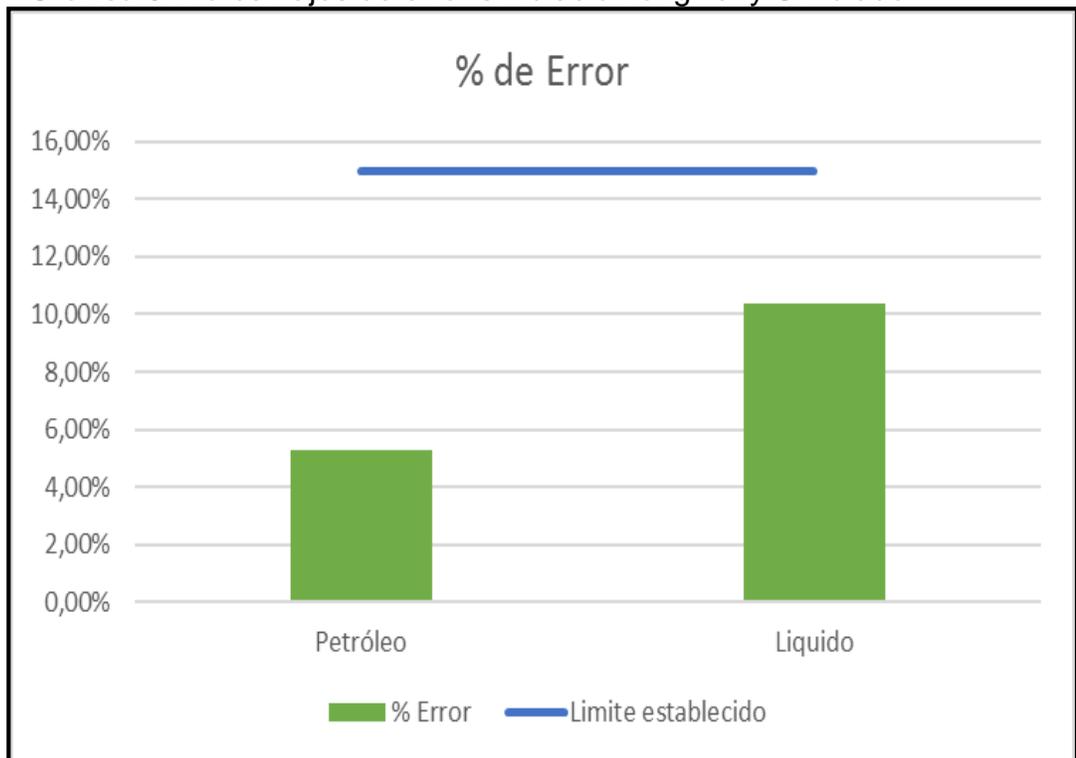
En la **Tabla 11** se observa la producción acumulada de líquido y petróleo, para la producción real y simulada, y en la **Grafica 3** se destaca que el porcentaje de error fue menor al 15% establecido para el ajuste de la historia de producción de este proyecto, garantizando la medida de calidad del ajuste.

Tabla 11. Porcentajes de error simulación original y Simulado.

Producción	Np Real(Mbls)	Np Simulado (Mbls)	% Error
Petróleo	26456	27858	5,30%
Líquido	50552	55789	10,36%

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2015.

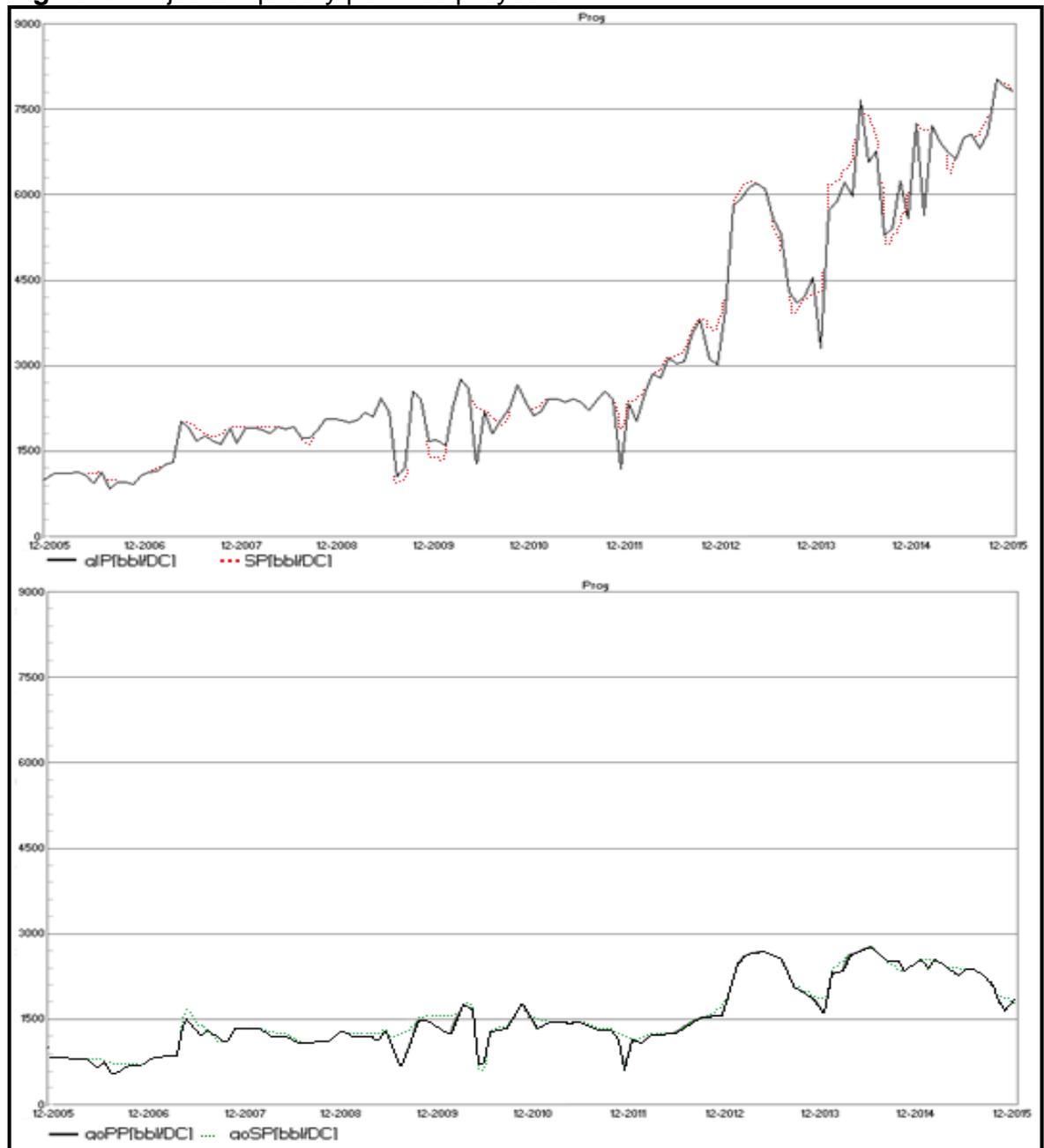
Grafica 3. Porcentajes de error simulación original y Simulado.



La diferencia en la producción real y simulada, se debe a que SAHARA no toma en cuenta las presiones del yacimiento, y que el ajuste busca la mejor representación del yacimiento, y que el análisis de este proyecto se implementó en un área determinada y no se consideraron otros factores externos de influencia en el área de estudio.

En la **Figura 57** se observa la representatividad del comportamiento simulado, que tiene un mejor ajuste a la historia de producción. Este ajuste se logró por la descripción acertada de las propiedades petrofísicas del Bloque V, pero en mayor medida, se debe al ajuste realizado de los coeficientes de inyección, ya que estos valores son una cuantificación de la influencia en el tiempo que tiene cada inyector sobre sus productores asociados.

Figura 57. Ajuste líquido y petróleo proyecto.



Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

5. PLAN DE EXPANSIÓN

Después de ajustar el modelo en SAHARA y garantizar la calidad de la información obtenida mediante la representatividad del comportamiento de los fluidos, esta herramienta es la base para generar predicciones que permitan la evaluación del proceso de inyección de agua, para lo cual se generó la predicción caso base y a partir de su análisis, se generaron tres escenarios relacionados con la variación del caudal de inyección, obteniendo un escenario que da un manejo efectivo del agua inyectada y mejora el recobro en los cinco patrones.

5.1 PRUEBA DE INYECTIVIDAD

La prueba de inyectividad permite determinar el límite de fluido que se puede inyectar en un pozo. En llegado caso que se sobrepase dicho límite, se generará un daño en la formación, es decir, se sobrepasará el gradiente de fractura. Para los pozos inyectoros se cuenta con una prueba *Step Rata Test* que es frecuentemente utilizada para determinar el caudal de fractura del yacimiento.

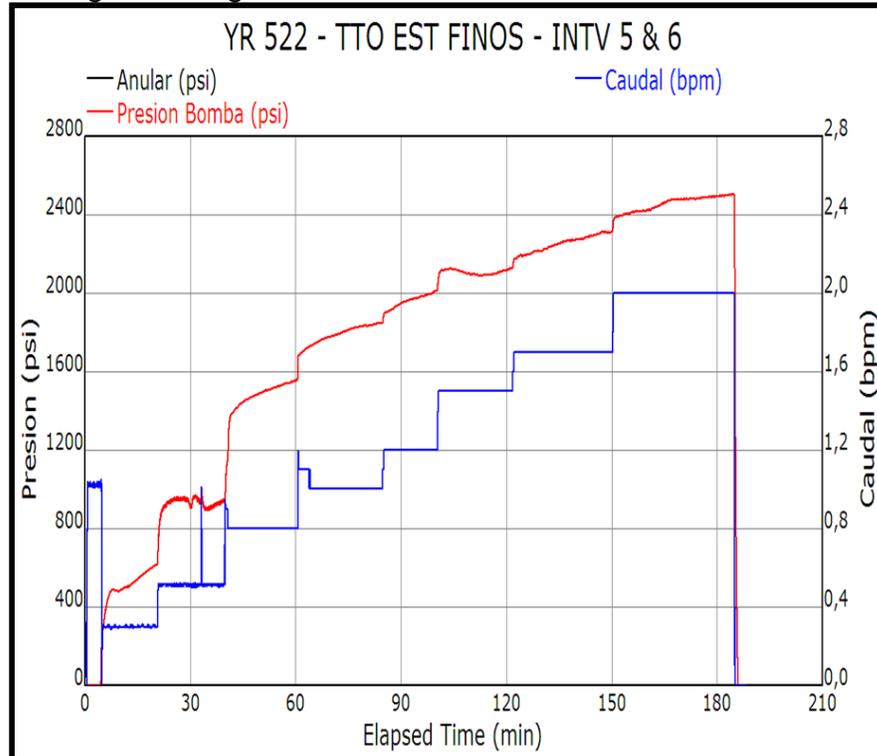
Según BAKER HUGHES³⁸ “el día 15 de agosto de 2011 se inicia la intervención STR del pozo YR 522, en el intervalo 7511 ft – 7570 ft; con tapón en fondo a 7581 ft y empaque posicionado en 7502 ft.” En la **Figura 58** se muestra la prueba *Step Rata Test realizada* por BAKER HUGHES.

En esta prueba se observa que el máximo caudal de inyección es de 1,7 BOPM a 2311 psi. Equivalentes a 2448 BOPD. Pero para efectos de cuantificación de presión y bombeos de diagnóstico, es necesaria una prueba de inyectividad extendida para presurizar el yacimiento y determinar condiciones operativas de presión y caudal a corto y mediano plazo.

El aumento del caudal de inyección en un 15% para cada uno de los pozos inyectoros fue sugerido por los ingenieros de ECOPETROL S.A. a partir de un informe técnico de la empresa, dado que al poseer una prueba de inyectividad no representativa, no se pudo determinar el caudal máximo de inyección y correlacionarlo con los pozos inyectoros del campo.

³⁸ BAKER HUGHES. Reporte Final Estimulación YR 522 - 5 Int & 6 Int. 2011. Bogotá. 7 p.

Figura 58. Step Rate Test para el pozo YR-522 del Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: BAKER HUGHES. Reporte Final Estimación YR 522 - 5 Int & 6 Int. 2011. Bogotá. 7 p.

5.2 CASO BASE

El desarrollo de este escenario contempla continuar la inyección de agua a las tasas actuales de inyección hasta el año 2036, año establecido por la compañía para el análisis de su portafolio. En la **Tabla 12** se encuentra el resultado de petróleo acumulado (Np) al año 2036.

Tabla 12. Resultados escenario caso base.

Escenario	Caso Base
Acumulado de petróleo (Mbbbl)	36,404
Volumen de Petróleo incremental (Mbbbl)	-----
Total tasa de inyección(BWPD)	15248

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

5.3 ESCENARIO-1 AUMENTO TASA DE INYECCIÓN EN UN 15%

Este escenario plantea un aumento de las tasas de inyección en un 15% en los cinco pozos inyectoros analizados en este proyecto, con el fin de identificar zonas que se puedan ver influenciadas por el aumento en los caudales de inyección.

En la **Tabla 13** se encuentra el Np producido para el año 2036, en la cual se puede apreciar un aumento de volumen de petróleo incremental de 0,208 Mbbl con respecto al caso base.

Tabla 13. Resultados escenario aumento tasa de inyección 15%.

Escenario	Caso Base	Escenario 1
Acumulado de petróleo (Mbbl)	36,404	36,612
Volumen de Petróleo incremental (Mbbl)	-----	0,208
Total, tasa de inyección(BWPD)	15248	17536

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

En la **Tabla 14** se discrimina el Np producido por cada pozo, detallándose que en los pozos productores asociados a los inyectoros YR-521 y YR-522 no reflejan un aumento en el acumulado de producción de petróleo comparándolo con el caso base, esta particularidad se debe a que el barrido no es eficiente en la zona de influencia de los pozos inyectoros causada por la heterogeneidad del mismo, canalizaciones, presencia de lentes de arena que impiden la influencia del agua en los pozos productores o que la saturación de aceite ya sea la residual.

Tabla 14. Resultados escenario aumento tasa de inyección 15% por pozo.

Pozo	Np Base (Mbbbl)	Np Escenario-1 (Mbbbl)	Volumen de petróleo incremental (Mbbbl)	Inyector asociado
YR-13	4,953	4,989	0,036	YR-517, YR-521, YR-523, YR-524
YR-25	2,193	2,215	0,023	YR-517
YR-46	2,705	2,706	0,000	YR-522
YR-47	2,294	2,295	0,001	YR-521, YR-522
YR-60	1,456	1,458	0,002	YR-522
YR-61	1,654	1,656	0,001	YR-521
YR-89	2,112	2,132	0,020	YR-523, YR-524
YR-90	3,476	3,503	0,027	YR-524
YR-103	4,747	4,778	0,031	YR-522, YR-523
YR-105	2,374	2,391	0,018	YR-521, YR-522, YR-523
YR-106	2,466	2,483	0,017	YR-517, YR-521
YR-107	4,949	4,980	0,030	YR-517, YR-524
YR-528	1,026	1,027	0,001	YR-522

Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

5.4 ESCENARIO-2 DISMINUCIÓN TASA DE INYECCIÓN EN UN 15%

Se realizó la predicción con una disminución del 15% de las tasas de inyección, esto con el fin de confirmar zonas que tienen una fuerte influencia de la inyección de agua.

En la **Tabla 15** se muestra el acumulado de petróleo obtenido en este escenario, apreciando una disminución de -0,229 Mbbbl en la cantidad de barriles incrementales, sin embargo, discriminando estos valores por pozo en la **Tabla 16**, se detalla que la producción de los pozos asociados a los inyectores YR-517, YR-523 y YR-524 se estuvieron fuertemente afectados por la reducción de las tasas de inyección, por lo cual es necesario conservar la inyección a las mismas tasas o aumentarlas. Los inyectores YR-521 y YR-522 generaron valores muy cercanos en sus pozos de su influencia, comparándolo con el caso base por lo cual no justifica mantener las tasas de inyección actuales y se recomienda una disminución de estas.

Tabla 15. Resultados escenario disminución tasa de inyección 15%.

Escenario	Caso Base	Escenario-2
Acumulado de petróleo (Mbbbl)	36,404	36,174
Volumen de Petróleo incremental (Mbbbl)	-----	-0,229
Total tasa de inyección(BWPD)	15248	12960

Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

Tabla 16. Resultados escenario disminución tasa de inyección 15% por pozo.

Pozo	Np Base (Mbbbl)	Np Escenario-2 (Mbbbl)	Volumen de petróleo incremental (Mbbbl)	Inyector asociado
YR-13	4,953	4,931	-0,021	YR-517, YR-521, YR-523, YR-524
YR-25	2,193	2,176	-0,017	YR-517
YR-46	2,705	2,703	-0,002	YR-522
YR-47	2,294	2,293	-0,001	YR-521, YR-522
YR-60	1,456	1,454	-0,002	YR-522
YR-61	1,654	1,654	0,000	YR-521
YR-89	2,112	2,091	-0,020	YR-523, YR-524
YR-90	3,476	3,447	-0,029	YR-524
YR-103	4,747	4,718	-0,029	YR-522, YR-523
YR-105	2,374	2,352	-0,022	YR-521, YR-522, YR-523
YR-106	2,466	2,455	-0,011	YR-517, YR-521
YR-107	4,949	4,918	-0,031	YR-517, YR-524
YR-528	1,026	0,982	-0,043	YR-522

Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

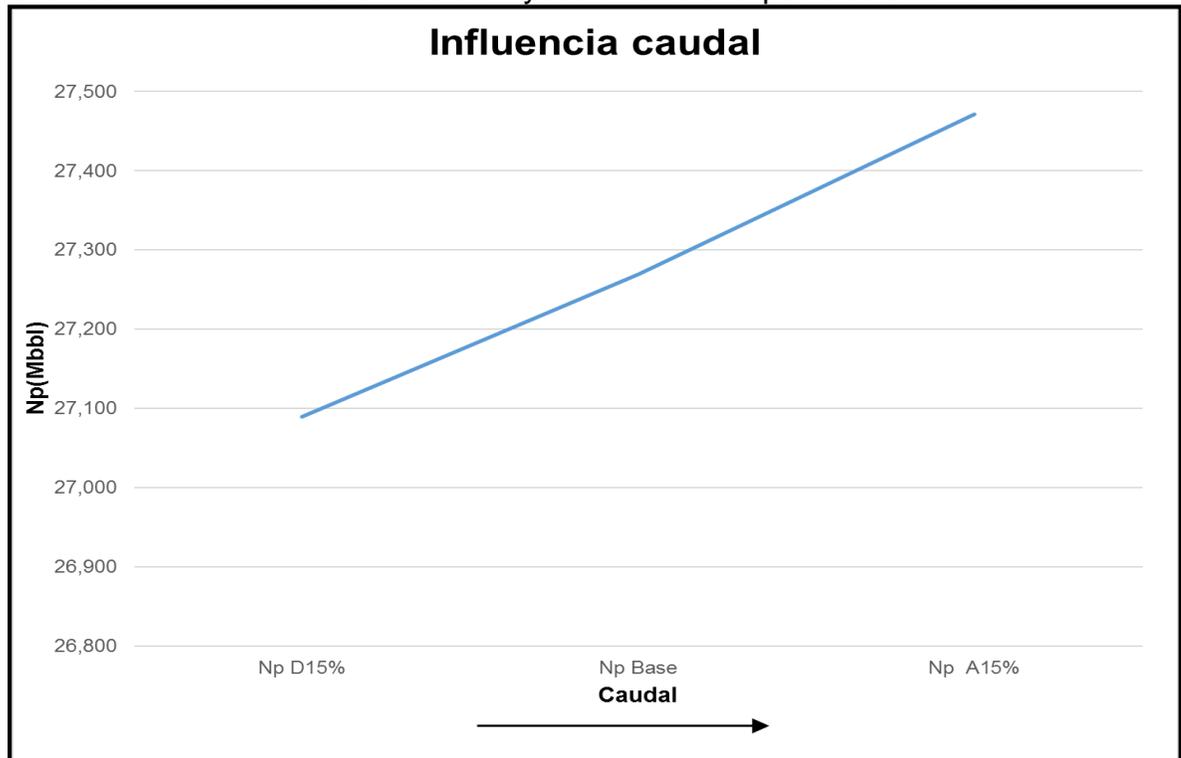
Otro factor a considerar es el coeficiente de inyección, puesto que este valor mantendrá la proporcionalidad de agua inyectada que influenciara los pozos productores, por consiguiente, los pozos con alta tasa de inyección y un coeficiente bajo se ven claramente afectados dado el bajo coeficiente con que se logró su ajuste de líquido, por tanto, pequeñas variaciones en tasa los afectan fuertemente en producción.

5.5 ESCENARIO-3 OPTIMIZACIÓN VOLÚMENES DE INYECCIÓN

Partiendo de la información recopilada en los anteriores escenarios de estudio, se decidió generar un nuevo escenario en el cual los caudales de inyección mantendrán las tasas actuales de inyección, aumentarán o disminuirán, según la influencia de los pozos inyectoros.

En la **Grafica 4** se detalla la influencia de la tasa de inyección de los pozos inyectoros sobre el petróleo acumulado de los pozos productores asociados a los pozos YR-517, YR-523 y YR-524, observando que el petróleo acumulado producido es directamente proporcional a las tasas de inyección, se atribuye este comportamiento a que los tres son patrones de cinco puntos invertidos, y debido a su excelente geometría para conformar este arreglo, permite un barrido efectivo en sus zonas de influencia.

Grafica 4. Influencia de la tasa de inyección sobre el petróleo acumulado.



El incremento presentado en los pozos asociados a los inyectoros YR-521 y YR-522 no es considerable para aumentar sus tasas de inyección, sin embargo el pozo YR-528 asociado al inyector YR-522 es uno de los pozos más prometedores del campo ya que fue perforado el 2007 y para la predicción del caso base alcanza un petróleo acumulado de 1,026 Mbbls lo cual lo hace atractivo en comparación de otros pozos del campo, que alcanzaron esa misma producción acumulada, pero en más tiempo de producción, no obstante en el escenario de aumento de agua de inyección

no presento variaciones en su petróleo acumulado, debido a que llega a la zona de saturación de petróleo residual, así mismo cuando se realizó la disminución del caudal de inyección se vio fuertemente afectado, por consiguiente su pozo inyector asociado mantendrá las mismas tasas de inyección para beneficiarse de su producción. Para el pozo YR-521 se acatará la recomendación explicada en el numeral ...5.3....

En la **Tabla 17** se presenta los caudales propuestos de inyección por cada pozo, los caudales fueron seleccionados en base a la influencia que tuvo cada pozo inyector sobre los productores.

Tabla 17. Caudales propuestos de inyección.

Pozo	Caso Base (BWPD)	Escenario-3 (BWPD)	ΔQ (BWPD)
YR-517	2859	3300	441
YR-521	3091	2700	-390
YR-522	3589	3600	11
YR-523	2904	3350	446
YR-524	2805	3200	395

En la **Tabla 18** se presentan los valores de la producción acumulada de petróleo para el Escenario-3 los cuales son bastante prósperos, ya que el volumen de petróleo incremental fue de 0,209 Mbbls, obteniendo un recobro semejante al Escenario-1, el cual tiene un caudal total de inyección de 17536 BWPD, en contraste al caudal necesario para el escenario de optimización es de 16150 BWPD, generando un menor uso del recurso hídrico por consiguiente una disminución en los costos de gestión y tratamiento de agua, o posibilita el uso de esta agua restante en otros procesos.

Tabla 18. Resultados escenario optimización volúmenes de inyección.

Escenario	Caso Base	Escenario-3
Acumulado de petróleo (Mbbl)	36,404	36,613
Volumen de Petróleo incremental (Mbbl)	-----	0,209
Total tasa de inyección(BWPD)	15248	16150

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

El desarrollo de este escenario se presentó una mejoría en el volumen incremental de los pozos productores. En la **Tabla 19** se observa que los ajustes propuestos a los caudales de inyección tienen una influencia adecuada sobre cada productor lo cual redundará en una mejora del recobro de petróleo en esta zona.

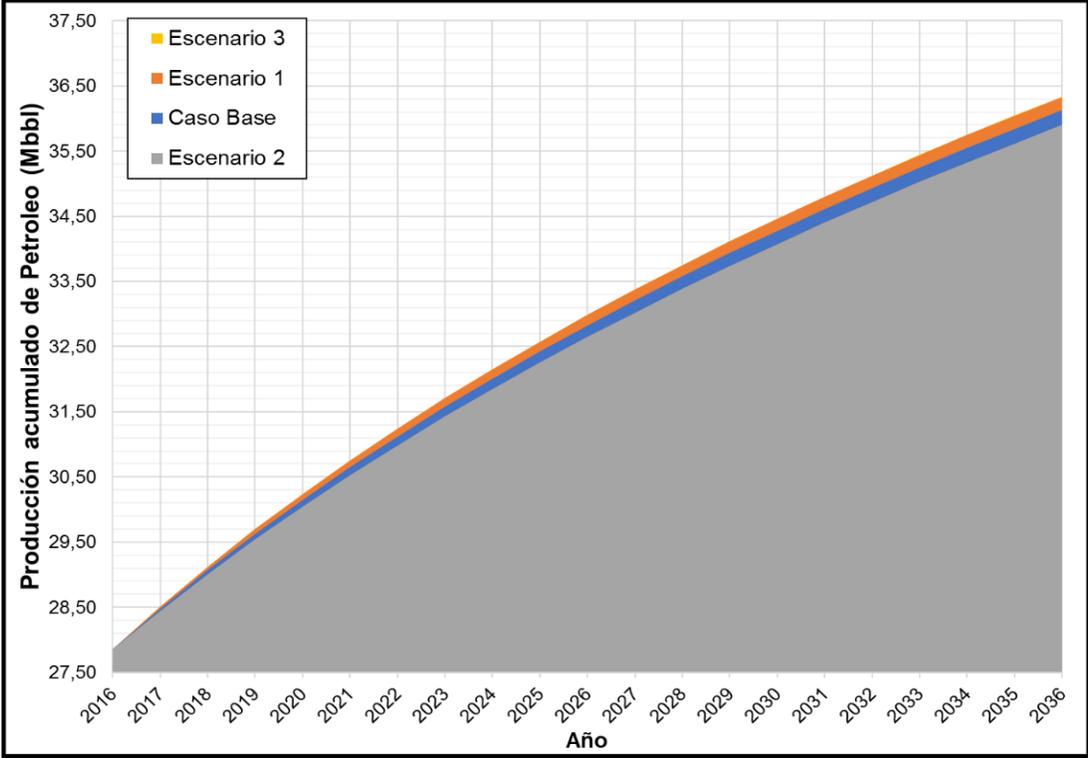
Tabla 19. Resultados escenario optimización tasa de inyección.

Pozo	Np Base (Mbbbl)	Np Escenario-3 (Mbbbl)	Volumen de petróleo incremental (Mbbbl)	Inyector asociado
YR-13	4,953	4,990	0,038	YR-517, YR-521, YR-523, YR-524
YR-25	2,193	2,216	0,024	YR-517
YR-46	2,705	2,707	0,002	YR-522
YR-47	2,294	2,295	0,001	YR-521, YR-522
YR-60	1,456	1,456	0,000	YR-522
YR-61	1,654	1,655	0,001	YR-521
YR-89	2,112	2,133	0,021	YR-523, YR-524
YR-90	3,476	3,503	0,027	YR-524
YR-103	4,747	4,779	0,031	YR-522, YR-523
YR-105	2,374	2,390	0,017	YR-521, YR-522, YR-523
YR-106	2,466	2,484	0,018	YR-517, YR-521
YR-107	4,949	4,978	0,029	YR-517, YR-524
YR-528	1,026	1,028	0,002	YR-522

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C., Colombia. Simulador SAHARA versión 3.2. 2016.

En la **Grafica 5** se observa el comportamiento de la producción de petróleo acumulado a través del tiempo, de los escenarios presentados en este capítulo. Se destaca que el comportamiento del Escenario-1 y el Escenario-3 presentan valores similares de producción de petróleo acumulado, las cuales fueron para el Escenario-1 de 36,612 Mbbbl y para el Escenario-3 de 36,614 de Mbbbl, pero este último escenario como se explicó anteriormente tiene un mejor aprovechamiento de los recursos, en gran medida por su disminución de los caudales de inyección en comparación del Escenario-1, por consiguiente se decide realizar la evaluación financiera de la predicción del Escenario-3, la cual se va exponer en el siguiente capítulo.

Grafica 5. Comparativo de los acumulados de petróleo de cada uno de los escenarios.



6. ANÁLISIS FINANCIERO

El Campo Yariguí-Cantagallo, es un campo maduro operado por Ecopetrol S.A. Para el desarrollo de este proyecto se tomó como referencia 18 pozos, los cuales 13 pozos son productores y 5 pozos son inyectores activos a la fecha. Para evaluar la viabilidad financiera del proyecto se apoyará en la predicción realizada en el Escenario-3 del anterior capítulo, ya que según él punto de vista técnico es el de mejores cualidades técnicas para su implementación.

Para este análisis financiero se utilizará una unidad monetaria de valor constante dólar (USD), la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) es del 11,1% efectiva anual, el indicador financiero que se empleara es el Valor Presente Neto (VPN) y el periodo de evaluación es de 21 años, ya que la predicción del escenario-3 se realizó en el mismo intervalo de tiempo. Adicionalmente se realiza un análisis de costos de inversión (CAPEX), un análisis de costos de operación (OPEX) y un análisis de ingresos.

Si se realiza este proyecto el aumento promedio de la producción incremental será de 10000 bbl/año, con la situación actual del precio del petróleo esto representaría un beneficio monetario de carácter importante, dado que el recobro mejorado por inyección de agua no presenta riesgos considerables para su ejecución y si no se realiza el proyecto, se pueden presentar rendimientos decrecientes en cuanto a la producción, por ende los ingresos generados se disminuirían afectando de manera negativa los objetivos económicos y de desarrollo planteados por Ecopetrol S.A para el Campo Yariguí-Cantagallo.

6.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Son egresos de capital para adquirir o mejorar los activos productivos (tales como edificios, maquinaria, equipos y vehículos) con el fin de aumentar la capacidad o eficiencia de una empresa. Para el análisis de inversión en el proceso de Inyección de agua, en las arenas CG del Campo Yariguí-Cantagallo, se cuenta actualmente con unas facilidades para llevar a cabo el proceso de inyección y producción de agua, con las nuevas condiciones del escenario planteado, por ende, no se requiere modificar dichas facilidades porque tienen una capacidad aún mayor a la requerida. Lo anterior explica por qué en los costos de inversión inicial se incluyen los costos, como: estudios técnicos y, obras civiles, las cuales son construcción de infraestructuras del Campo Yariguí-Cantagallo, como se pueden observar en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Costos de inversión.

PERIODO	DESCRIPCIÓN	COSTO (USD)
2016	Estudio técnico	\$430.394
2016	Obras civiles	\$996.864
	TOTAL	\$1.427.258

Fuente: ECOPEPETROL S.A., piso 12.
Bogotá D.C.

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Dinero que la compañía desembolsa durante el desarrollo y/o ejecución del proyecto, ocasionados por mantenimiento de equipos, y otros gastos de funcionamiento. Para el análisis de operación en el proceso de Inyección de agua, en las arenas CG del Campo Yariguí-Cantagallo, se hace referencia al costo de extraer un barril de petróleo, y llevarlo hasta el cabezal del pozo (superficie). Para establecer los costos de producción de un (1) barril de crudo incremental se utilizó el lifting cost suministrado por la compañía, el cual contempla los costos de inyección de agua por barril, tratamiento de agua, mantenimiento de subsuelo y superficie, tal como se observan en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Costos de operación.

Año	Producción Base (Bbl/Año)	Producción Escenario-3 (Bbl/Año)	Incremental Escenario-3 (Bbl/Año)	Lifting cost (USD/BbL)	Costo Total (USD/Año)
2016	622568	653061	30493	5,8	\$176.860,160
2017	586207	611511	25304	5,8	\$146.762,590
2018	553846	575080	21234	5,8	\$123.155,566
2019	524862	542857	17995	5,8	\$104.372,534
2020	498753	514139	15386	5,8	\$89.237,062
2021	475113	488372	13259	5,8	\$76.902,031
2022	453608	465116	11508	5,8	\$66.746,584
2023	433962	444015	10053	5,8	\$58.308,443
2024	415945	424779	8834	5,8	\$51.238,478
2025	399361	407166	7805	5,8	\$45.269,588
2026	384047	390977	6930	5,8	\$40.195,022
2027	369863	376045	6182	5,8	\$35.853,016
2028	356688	362225	5537	5,8	\$32.115,754
2029	344418	349398	4980	5,8	\$28.881,321
2030	332963	337458	4494	5,8	\$26.067,774
2031	322245	326316	4070	5,8	\$23.608,710
2032	312195	315893	3698	5,8	\$21.449,931
2033	302752	306122	3370	5,8	\$19.546,901
2034	293863	296943	3080	5,8	\$17.862,791
2035	285481	288303	2822	5,8	\$16.366,964
2036	277564	280156	2592	5,8	\$15.033,795

6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos corresponden a la venta de los barriles incrementales de producción de petróleo propuestos en los escenarios de mejora planteados para el proceso de inyección de agua. Se debe tener en cuenta, el marcador de referencia Brent por lo tanto este será el empleado para el análisis de ingresos, de estos ingresos generados se deben descontar las regalías correspondientes.

6.3.1 Precio de venta del crudo. El precio de referencia Brent, es utilizado principalmente en los mercados de Europa, África, Oriente Medio y en empresas operadoras como Ecopetrol S.A., el crudo debe cumplir con una gravedad API mínimo de 38 y un contenido de azufre máximo de 0.37%.

El análisis se basa en los valores definidos por la empresa Ecopetrol S.A., donde se establece el precio de comercialización del crudo producido para el Campo Yariguí-Cantagallo, se define un valor promedio de 43,5 USD/BL para el periodo de evaluación. En el Campo Yariguí-Cantagallo se produce un petróleo crudo de gravedad promedio de 20 API, por esto se debe realizar un ajuste de calidad al precio establecido y otro ajuste producido por el transporte requerido para llevarlo al punto de exportación, que es el puerto de Coveñas, estos ajustes se observan en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Ajuste del precio de venta.

	USD/BL
Precio de referencia	43,5
Ajuste de calidad y transporte	7,5
Precio de venta	36

Fuente: ECOPETROL S.A., piso 12. Bogotá D.C.

6.3.2 Regalías. Para la determinación de la producción neta de petróleo en cualquier campo del país, es necesario descontar las regalías que el Estado Colombiano recibe por el uso del subsuelo para la explotación de los hidrocarburos. El valor de las regalías es establecido con base a la producción, clasificación del campo y a las reservas encontradas, también puede ser calculada a partir de la producción promedio diaria de petróleo por campo; según la ley 756 de 2002, las regalías pueden ser aplicadas de la siguiente manera como se muestra en la **Tabla 23**. El porcentaje de regalías es del 8%, pagado por ECOPETROL S.A., para este Campo con respecto a la producción de este. Y en la Tabla 24 se muestran los ingresos totales.

Tabla 23. Porcentaje de regalías según la Ley 756 de 2002.

Producción BPD	Regalías %
Hasta 5000	8
De 5000 a 125000	$\%=8+(Producción-5000)*0,1$
De 125000 a 400000	20
De 400000 a 600000	$\%=20+(Producción-400000)*0,25$
Más de 600000	25

Fuente: COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 756. (23, julio, 2002). Diario oficial Bogotá, D.C., 2002.p 20; modificada por los autores.

Tabla 24. Ingresos totales.

Año	Incremental Escenario-3 (Bbl/Año)	Regalías (%)	Producción Neta (Bbl/Año)	Precio de venta (USD/Bbl)	Ingreso Total (USD)
2016	30493	8	28054	36	\$1.009.932,502
2017	25304	8	23280	36	\$838.064,996
2018	21234	8	19535	36	\$703.260,752
2019	17995	8	16556	36	\$596.003,157
2020	15386	8	14155	36	\$509.574,393
2021	13259	8	12198	36	\$439.137,115
2022	11508	8	10587	36	\$381.146,008
2023	10053	8	9249	36	\$332.961,317
2024	8834	8	8127	36	\$292.589,377
2025	7805	8	7181	36	\$258.504,959
2026	6930	8	6376	36	\$229.527,438
2027	6182	8	5687	36	\$204.733,087
2028	5537	8	5094	36	\$183.392,029
2029	4980	8	4581	36	\$164.922,302
2030	4494	8	4135	36	\$148.855,977
2031	4070	8	3745	36	\$134.813,875
2032	3698	8	3402	36	\$122.486,505
2033	3370	8	3101	36	\$111.619,547
2034	3080	8	2833	36	\$102.002,695
2035	2822	8	2596	36	\$93.461,008
2036	2592	8	2385	36	\$85.848,156

6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para determinar la viabilidad del proyecto de inyección de agua mediante los escenarios de mejora planteados, se escogen como indicadores el valor presente neto (VPN), para lo cual se utilizará una tasa de interés de oportunidad (TIO) establecida por Ecopetrol S.A.

6.4.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO). La tasa interna de oportunidad o tasa mínima de descuento, es la tasa de interés mínima a la que el inversionista, está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto. Se utiliza para determinar el valor actual neto de los flujos futuros de caja del proyecto. Para los proyectos Ecopetrol S.A. fija una TIO de 11,1%.

6.4.2 Valor presente neto (VPN). Es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto en valores monetarios actuales, es decir, el VPN refleja el valor de la inversión y el retorno de la misma en términos presentes, al tener en cuenta la tasa de interés que afecta el proyecto durante su tiempo de ejecución.

“Presenta unas características especiales que lo hacen adecuado para la comparación de alternativa. Primero tiene en cuenta el efecto del tiempo en el valor del dinero de acuerdo a la tasa de interés de oportunidad que se use y segundo una tasa de interés dada, equivale al flujo de caja en el momento cero”³⁹ haciéndolo adecuado para el desarrollo de este proyecto ya que se va a comparar tres escenarios que se llevan a cabo en un periodo de tiempo. En la **Ecuación 7** se muestra la fórmula para realizar el cálculo del VPN.

Ecuación 7. Valor presente neto.

$$VPN(i) = -inversión + \frac{ingresos}{(1+i)^1} + \frac{ingresos}{(1+i)^1} + \dots + \frac{ingresos}{(1+i)^n} + \frac{ingresos}{(1+i)^n}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005.p197.

Donde:

- *VPN*: Es el valor del presente neto.
- *i*: es la tasa de interés de oportunidad.
- *n*: es el número del periodo a evaluar.

Según MENDOZA cuando el valor presente neto es mayor a cero, indica que la inversión produce ganancias por encima de la rentabilidad exigida, lo cual lo convierte en un proyecto viable, y si es menor a cero produce pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida y esto origina el rechazo del proyecto, por último, si el valor presente neto es igual a cero quiere decir que el proyecto no produce ni ganancias ni pérdidas.

6.4.2.1 Cálculo impuesto de renta. En la Tabla **25** se muestran los ingresos brutos los cuales se obtienen de la diferencia entre los ingresos totales y el costo total. Una vez calculados estos ingresos se deben obtener los impuestos respectivos. Se tendrá en cuenta el impuesto de renta con base a la utilidad generada del proyecto, este valor será de 33% y será descontado según parámetros gubernamentales de la Ley 1607 del 2012⁴⁰ del ingreso bruto del proyecto. El cálculo del impuesto de renta al escenario-3, se muestra en la Tabla 26.

³⁹ MENDOZA, Yorcelis; PEREIRA, Carolina; SOTELO, Carmen y YANES, Esther. Evaluación de proyectos. 2008. p. 37.

⁴⁰ CONGRESO DE COLOMBIA; Ley No. 1607 de diciembre de 2012

Tabla 25. Ingresos Brutos.

Año	Costo Total (USD/Año)	Ingreso Total (USD)	Ingresos brutos (USD)
2016	\$176.860,160	\$1.009.932,502	\$833.072,342
2017	\$146.762,590	\$838.064,996	\$691.302,406
2018	\$123.155,566	\$703.260,752	\$580.105,186
2019	\$104.372,534	\$596.003,157	\$491.630,624
2020	\$89.237,062	\$509.574,393	\$420.337,331
2021	\$76.902,031	\$439.137,115	\$362.235,084
2022	\$66.746,584	\$381.146,008	\$314.399,425
2023	\$58.308,443	\$332.961,317	\$274.652,874
2024	\$51.238,478	\$292.589,377	\$241.350,900
2025	\$45.269,588	\$258.504,959	\$213.235,371
2026	\$40.195,022	\$229.527,438	\$189.332,415
2027	\$35.853,016	\$204.733,087	\$168.880,070
2028	\$32.115,754	\$183.392,029	\$151.276,275
2029	\$28.881,321	\$164.922,302	\$136.040,981
2030	\$26.067,774	\$148.855,977	\$122.788,203
2031	\$23.608,710	\$134.813,875	\$111.205,165
2032	\$21.449,931	\$122.486,505	\$101.036,573
2033	\$19.546,901	\$111.619,547	\$92.072,646
2034	\$17.862,791	\$102.002,695	\$84.139,904
2035	\$16.366,964	\$93.461,008	\$77.094,044
2036	\$15.033,795	\$85.848,156	\$70.814,361

Tabla 26. Calculo de impuesto de renta.

Periodo	1	2	3	4	5	6
Utilidad antes de impuestos	701.342,015	581.989,581	488.375,522	413.891,081	353.871,106	304.956,330
Base Gravable	701.342,015	581.989,581	488.375,522	413.891,081	353.871,106	304.956,330
Impuesto de renta (33%)	231.442,865	192.056,562	161.163,922	136.584,057	116.777,465	100.635,589
Utilidad despues de impuestos	469.899,150	389.933,019	327.211,600	277.307,024	237.093,641	204.320,741

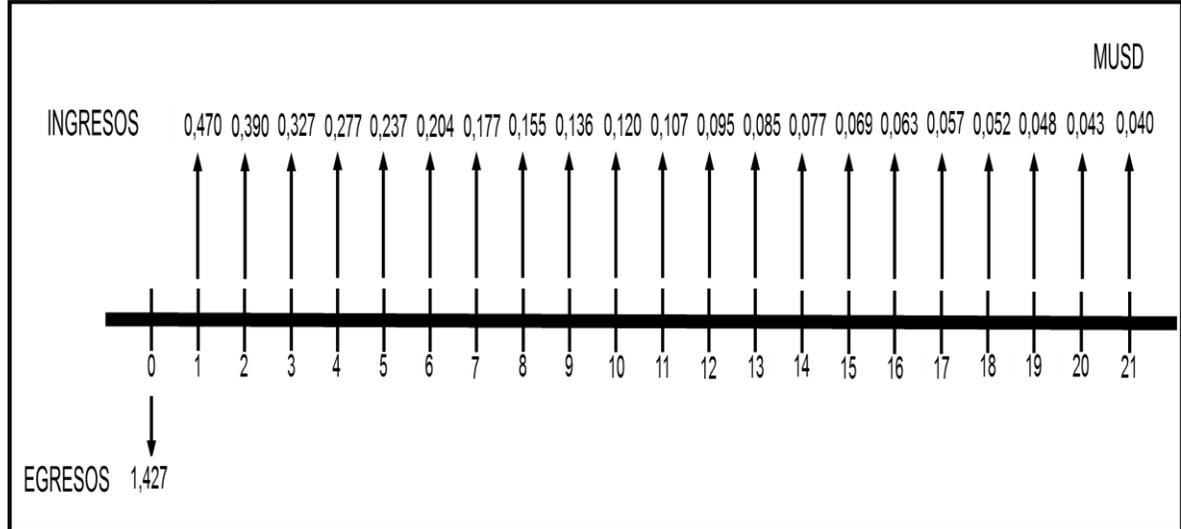
Periodo	7	8	9	10	11	12
Utilidad antes de impuestos	264.684,728	231.223,137	203.187,068	179.517,333	159.394,054	142.175,755
Base Gravable	264.684,728	231.223,137	203.187,068	179.517,333	159.394,054	142.175,755
Impuesto de renta (33%)	87.345,960	76.303,635	67.051,732	59.240,720	52.600,038	46.917,999
Utilidad despues de impuestos	177.338,768	154.919,502	136.135,336	120.276,613	106.794,016	95.257,756

Periodo	13	14	15	16	17	18
Utilidad antes de impuestos	127.355,576	114.529,376	103.372,206	93.620,746	85.060,073	77.513,574
Base Gravable	127.355,576	114.529,376	103.372,206	93.620,746	85.060,073	77.513,574
Impuesto de renta (33%)	42.027,340	37.794,694	34.112,828	30.894,846	28.069,824	25.579,479
Utilidad despues de impuestos	85.328,236	76.734,682	69.259,378	62.725,900	56.990,249	51.934,095

Periodo	19	20	21
Utilidad antes de impuestos	70.835,205	64.903,478	59.616,775
Base Gravable	70.835,205	64.903,478	59.616,775
Impuesto de renta (33%)	23.375,618	21.418,148	19.673,536
Utilidad despues de impuestos	47.459,587	43.485,330	39.943,239

6.4.2.2 Flujos de efectivo. Es la representación gráfica de los flujos de entrada y salida de efectivo del proyecto, donde la línea horizontal representa el tiempo y las líneas verticales hacia arriba representan los ingresos, correspondiente al precio de venta del crudo y las líneas verticales hacia abajo representan los egresos, correspondientes a la inversión y costos de producción. En la Figura 59 se muestra el flujo de neto de efectivo del escenario-3, para el realizar el cálculo del valor presente neto (VPN).

Figura 59. Flujo de neto de efectivo del escenario-3.



A continuación, en la **Ecuación 8** se puede observar el cálculo del valor presente neto (VPN) del escenario-3, para la inyección de agua en el Bloque V Centro del Campo Yariguí-Cantagallo.

Ecuación 8. Cálculo del valor presente neto (VPN) del escenario de mejora planteado.

$$\begin{aligned} \text{VPN} = & -\frac{1427258}{(1 + 0,111)^0} + \frac{469899,150}{(1 + 0,111)^1} + \frac{389933,019}{(1 + 0,111)^2} + \frac{327211,600}{(1 + 0,111)^3} \\ & + \frac{277307,024}{(1 + 0,111)^4} + \frac{237093,641}{(1 + 0,111)^5} + \frac{204320,741}{(1 + 0,111)^6} + \frac{177338,768}{(1 + 0,111)^7} \\ & + \frac{154919,502}{(1 + 0,111)^8} + \frac{136135,336}{(1 + 0,111)^9} + \frac{120276,613}{(1 + 0,111)^{10}} + \frac{106794,016}{(1 + 0,111)^{11}} \\ & + \frac{95257,756}{(1 + 0,111)^{12}} + \frac{85328,236}{(1 + 0,111)^{13}} + \frac{76734,682}{(1 + 0,111)^{14}} + \frac{69259,378}{(1 + 0,111)^{15}} \\ & + \frac{62725,900}{(1 + 0,111)^{16}} + \frac{56990,249}{(1 + 0,111)^{17}} + \frac{51934,095}{(1 + 0,111)^{18}} + \frac{47459,587}{(1 + 0,111)^{19}} \\ & + \frac{43485,330}{(1 + 0,111)^{20}} + \frac{39943,239}{(1 + 0,111)^{21}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VPN} = & -1427258 + 422951,530 + 315908,924 + 238608,832 + 182013,933 \\ & + 140071,446 + 108649,592 + 84879,981 + 66741,144 + 52789,109 \\ & + 41979,823 + 33549,980 + 26935,909 + 21717,508 + 175579,028 \\ & + 14281,299 + 11641,848 + 9520,539 + 7809,073 + 6423,279 \\ & + 5297,386 + 4379,737 \end{aligned}$$

$$\text{VPN} = 386471,9 \text{ USD}$$

6.4.3 Conclusión de la evaluación financiera. Desde el punto de vista financiero, utilizando el Valor Presente Neto (VPN), el escenario-3 planteado para el proceso de inyección de agua como método de recobro secundario, es factible para Ecopetrol S.A. debido a que es mayor que cero: USD 354.781,68, descontado a la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) de 11,1%. Este resultado se logra debido a que el incremental de producción de petróleo que se obtuvo es considerable, después de la implementación del escenario, dadas las características del campo y las condiciones operativas de este.

7. CONCLUSIONES

- Se describieron las generalidades del Bloque V Centro, del Campo Yariguí-Cantagallo, dando un enfoque a las formaciones que fueron atravesadas a través de la perforación de los pozos, para el marco geológico y la geología estructural.
- Se presentaron las características operacionales del modelo actual de inyección de agua en el Bloque V Centro, tomando esta sección para el estudio por su importancia en cuanto a la extensión (82% del área del Campo), magnitud de reservas (78% OOIP del Campo), producción de petróleo acumulada (82% del Campo) y se especificó que el agua utilizada para el proceso de inyección es producida por el Campo.
- Se explicaron las características del software especializado, para realizar el funcionamiento con los parámetros de implementación básicos requeridos, basados en la información suministrada por Ecopetrol S.A, para la construcción del modelo estático y del modelo dinámico en el proceso de inyección de agua.
- Se utilizó el método de cálculo de flujo segregado para realizar la simulación analítica en los cinco pozos inyectores, por su aplicabilidad en los diferentes casos de flujo horizontal de agua-petróleo, debido a las diferencias de densidades de los fluidos. Esto permitió efectuar el ajuste histórico para líquido y petróleo con un porcentaje de error admisible menor del 15%.
- Con la realización de la sensibilidad en los coeficientes de inyección y mostrando el comportamiento año a año a partir del 2012, se determinó el patronamiento más adecuado, permitiendo una mejor distribución del agua inyectada, logrando una sobresaliente influencia del efecto del pozo inyector sobre los pozos productores.
- Se evaluó técnicamente a partir del análisis de resultados, que el escenario-3 genera el mayor incremento en la recuperación de petróleo el cual es de 36,613 Mbbls, presentando una tasa de inyección de 16150 BWPD lo que genera un menor uso del recurso hídrico para los pozos evaluados. Esto se obtiene de la variación de los caudales de inyección para el periodo de evaluación establecido de 21 años.
- A partir del análisis financiero se estableció que el escenario-3, es factible, debido a que su valor presente neto es mayor que cero, lo que representa USD 354.781,68, descontado a la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) de 11,1%. Este resultado se logra debido a que el incremental de producción de petróleo que se obtuvo es considerable, dadas las características del campo y las condiciones operativas de este.

8. RECOMENDACIONES

- Realizar la simulación analítica para las demás áreas del Bloque V. ya que esto permitiría una mejor interpretación del modelo de recobro secundario.
- Realizar sensibilidades en la geometría de los polígonos de cada arreglo para identificar cual genera un comportamiento más representativo con el fin de obtener una producción incremental de petróleo y aumento del factor de recobro.
- Evaluar la posibilidad de implementar el proyecto para las arenas B correspondientes a la Formación Mugrosa y las arenas A correspondientes a la Formación Colorado.
- Realizar nuevas pruebas de inyectividad extendidas para presurizar el yacimiento y determinar condiciones operativas de presión y caudal a largo plazo, con el fin de analizar los efectos de cuantificación de presión y bombeos de diagnóstico.
- Realizar simulaciones analíticas con los diferentes métodos de cálculo que ofrece el software SAHARA tales como Buckley-Leverett, Craig, Geffen, y Morse para realizar diversas analogías y obtener posibles escenarios de desarrollo.
- Realizar sensibilidades en el cambio de tasas futuras para identificar los porcentajes que generan mayor recuperación de petróleo y aquellos que no justifican el aumento por disminución de recuperación adicional de petróleo.
- Desarrollar la perforación de nuevos pozos inyectores y productores de forma regular, para que no se obstruyan los radios de drenaje, y determinar la factibilidad de evaluar una nueva inyección de agua por arreglos.
- Aumentar el potencial de explotación implementando estrategias tecnológicas mediante otros métodos de recobro secundario, en un periodo de evaluación menor al que se tomó, proporcionando un aumento del factor de recobro actual, de acuerdo con los nuevos cálculos de volumen de petróleo en sitio.
- Realizar una evaluación para un método de recobro terciario como lo es la inyección de polímero-surfactante, con el fin de obtener una alternativa de desarrollo para la explotación a corto y mediano plazo, para lograr un mejor barrido y aumentar la producción actual de petróleo.
- Tomar un registro ILT (Injection Log Test) que permita actualizar las respuestas de los pozos con respecto al proceso de inyección de agua.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). IEP_junio_05_2014-1 [Base de datos]. [Consultado 12 de Octubre de 2016]. Disponible en <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-participaciones/Sistema---Integrado-deOperaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>.

_____. informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas.pdf. 2009. [citado Octubre 17 de 2016].

CENTRO DE ESTUDIOS REGIONALES-UIS. Plan de ordenamiento territorial, 2009.

CIED PDVSA. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. 1997
DE PORTA, J. Colombie: Tertiaire et Quaternaire. Paris: Centre National de la Reserche Scientifique, 1974 [consultado 12 de Octubre de 2016]. Disponible en Internet: <http://www.cnrseditions.fr/sciences-de-la-terre/2918-05-4-Amerique-latine-Colombie-Tertiaire-quaternaire.html>.

ECOPETROL S.A. Actualización del modelo estático y plan de desarrollo de los yacimientos del Campo Yariguí Cantagallo - VMM – Colombia, 2005.

_____. Factibilidad de inyección de agua en el Campo Yariguí-Cantagallo. Informe Final. Piedecuesta. 2006.

_____. Informe ejecutivo semestral Campo Yariguí-Cantagallo, 2011.

GÓMEZ V., FERNÁNDEZ F., NIETO J., SANTACRUZ R. “Caracterización y plan de desarrollo de los yacimientos del Campo Yariguí-Cantagallo (VMM–Colombia)”, ECOPETROL, 2002.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias Bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613 [en línea] [consultado 16 agosto 2016] Disponible en internet: <http://www.politecnicojic.edu.co/www.politecnicojic.edu.co/images/stories/politecnico/biblioteca/NTC5613.pdf>

_____. Referencias Documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: ICONTEC, 1998.

_____. Documentación. Presentación de Tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá: ICONTEC, 2008.

INTERFACES S.A. Manual de instrucciones y operación de la herramienta SAHARA. Buenos Aires: Interfaces, versión 3.2, 2011. [PDF].

JULIO, Juliette y ROCHA, Jorge. Determinación de la continuidad de la arena B3 en la Caracterización petrofísica de la formación mugrosa mediante registros durante la perforación (LWD) de pozos horizontales en el Campo Yariguí. Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero de petróleos. Universidad de América.

JULIVERT, M. Colombie: Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, et intrusions d'âge mésozoïque – tertiaire. Paris: Centre National de la Reserche Scientifique, 1968 [consultado 10 de octubre de 2016]. Disponible en Internet: <http://www.cnrseditions.fr/sciences-de-la-terre/2917-05-4-Amerique-latine-Colombie-precambrien-paleozoique-mesozoique-intrusions-dage-mesozoique.html>.

MENDOZA, Yorcelis; PEREIRA, Carolina; SOTELO, Carmen y YANES, Esther. Evaluación de proyectos. 2008.

PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Maracaibo, Venezuela, 2001.

REA GODOY, Michael. Inyección de agua en arreglos [en línea] [10 de agosto de 2016]. Disponible en internet en: <http://es.scribd.com/doc/44-506438/INYECCION-DE-AGUA..>

RESTREPO ÁNGEL. Juan Darío. Los sedimentos del río Magdalena: reflejo de la crisis ambiental. Medellín: Fondo Editorial Universidad EAFIT, 2005.

ROJAS MUÑOZ, Carol Stephanny. Simulación analítica del proceso de inyección de agua en un sector de la formación chicoral del campo Toki-Toki de Ecopetrol S.A. Bogotá: Fundación Universidad de América. Facultada de Ingeniería. Proyecto de grado para optar al Título de Ingeniero de petróleos, 2013.

SARMIENTO, Luis. Geología del petróleo en Colombia, Cuenca Valle Medio Magdalena. Editorial Universidad Eafit, ANH.

SOTO C. P.; GÓMEZ V., et all. “Factibilidad técnica de la inyección de agua en el bloque V del Campo Yariguí – Cantagallo, Evaluación del potencial secundario, Informe preliminar”, ECOPETROL – ICP.

SCHLUMBERGER. Oilfiel Glossary. [En línea]. [10 de octubre de 2016] disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/porosity.aspx>

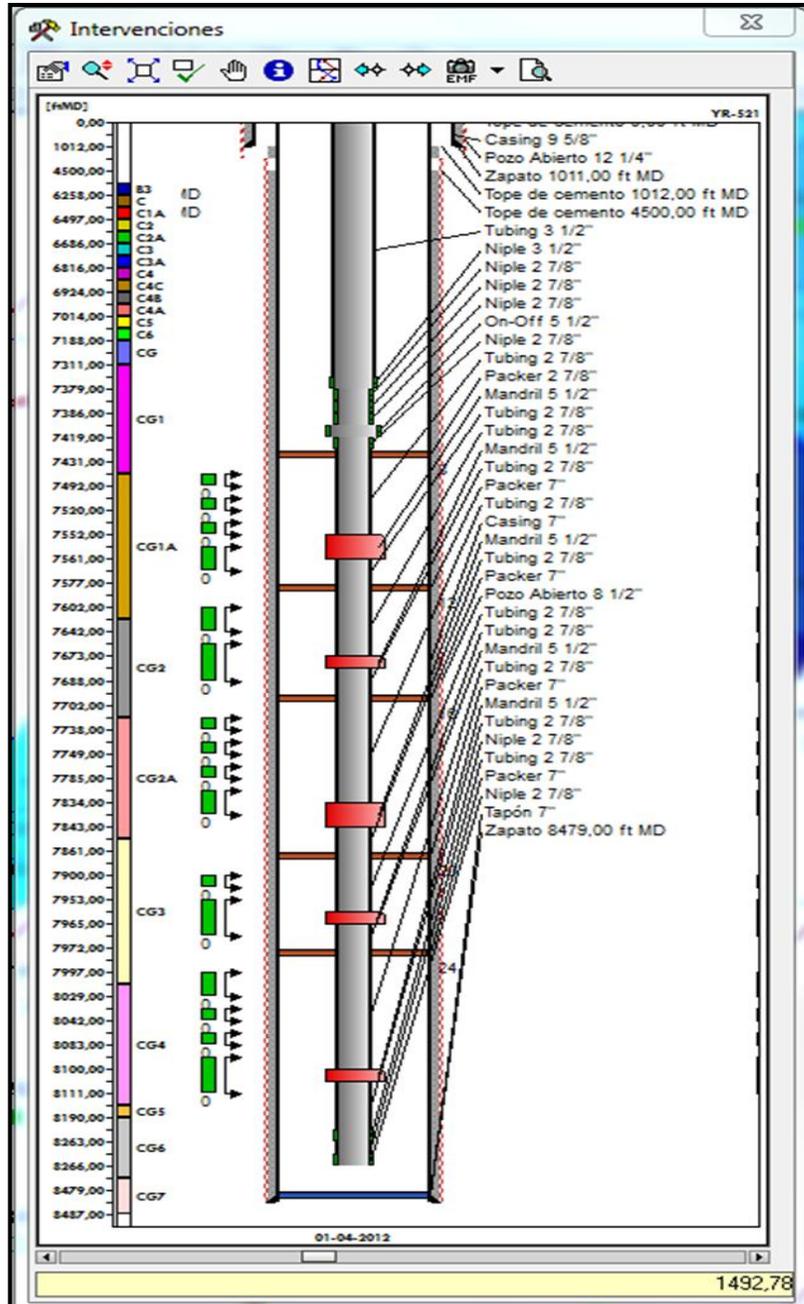
SHI,H; JEPSON,P; RHYNE,D; Segregated Modeling of Oil-Water Flows, Stanford University,MIST, Chevron Texaco ERTC; SPE 84232, 2003.

THAKUR Ganesh y SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management, 1998.

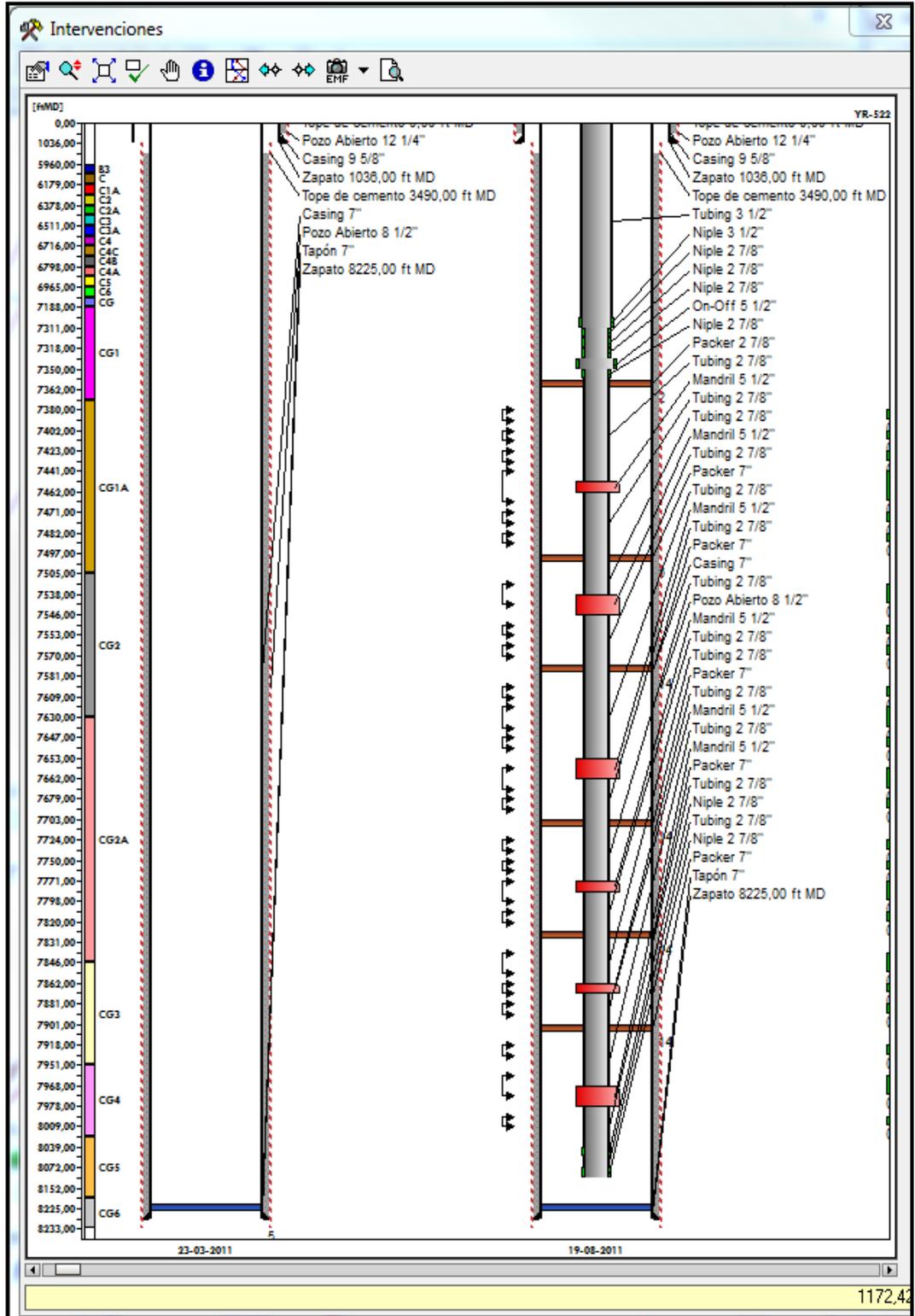
ANEXOS

ANEXO A. ESTADOS MECÁNICOS POZOS INYECTORES.

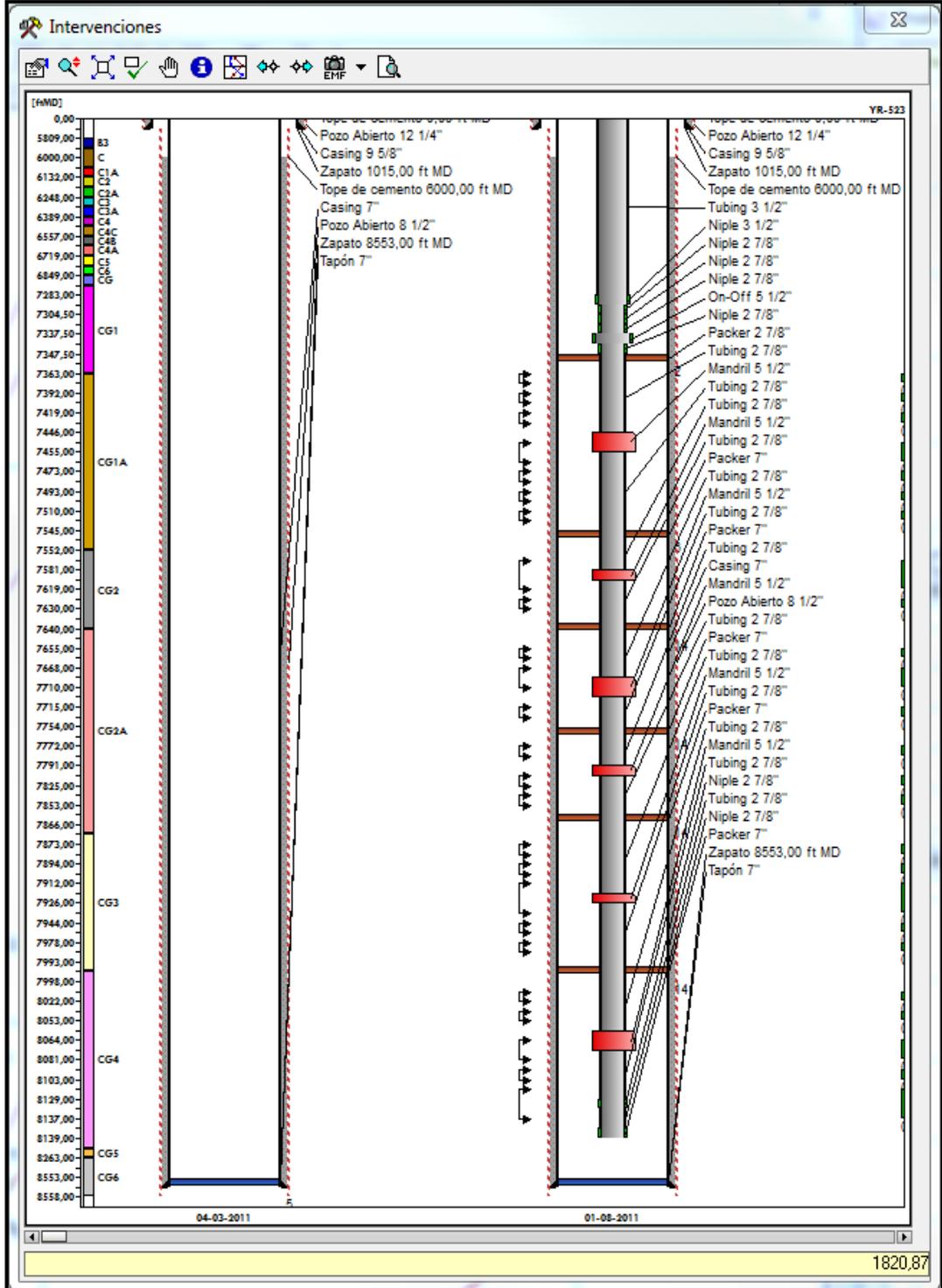
- Estado mecánico YR-521.



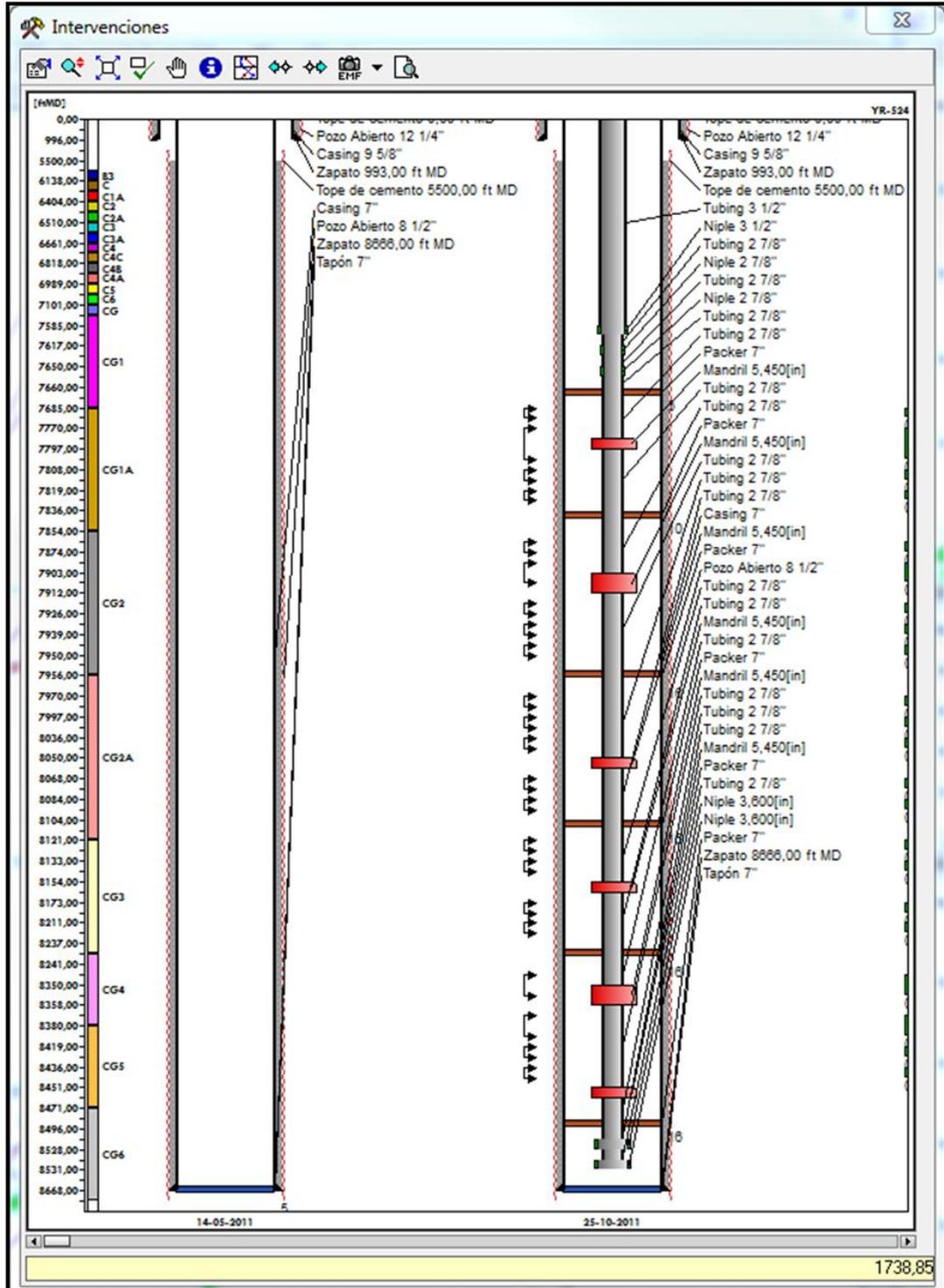
- Estado mecánico YR-522.



- Estado mecánico YR-523.



- Estado mecánico YR-524.



ANEXO B.
DESVIACIONES POZOS INYECTORES.

- Desviaciones YR-521

Datos de Pozo

Datos Generales | Atributos | Trazas de Pozos

YARI0521

#	X ft	Y ft	Z ft TVDSS	MD ft	Capa
56	-32,62	28,79	-4595,36	4840,00	B1
57	-31,22	37,59	-4682,91	4928,00	B1
58	-29,79	48,27	-4769,24	5015,00	B1
59	-27,85	60,18	-4853,38	5100,00	B1
60	-25,13	74,18	-4940,21	5188,00	B1
61	-22,28	89,75	-5025,76	5275,00	B1
62	-19,73	106,41	-5110,09	5361,00	B1
63	-17,20	123,39	-5195,38	5448,00	B1
64	-14,87	140,46	-5280,65	5535,00	B2
65	-12,27	157,85	-5364,84	5621,00	B2
66	-8,80	175,70	-5450,94	5709,00	B2
67	-4,89	193,32	-5537,07	5797,00	B2
68	-1,24	210,09	-5623,38	5885,00	B2
69	1,68	225,48	-5708,95	5972,00	B2
70	4,17	239,78	-5793,72	6058,00	B2
71	6,31	253,56	-5880,61	6146,00	B2
72	8,73	266,47	-5965,60	6232,00	B3
73	11,38	278,38	-6052,75	6320,00	C
74	13,19	288,43	-6135,11	6403,00	C1A
75	14,79	298,34	-6221,53	6490,00	C1A
76	16,56	307,32	-6309,05	6578,00	C2
77	18,37	315,09	-6396,69	6666,00	C2A
78	20,22	321,35	-6482,44	6752,00	C3
79	21,94	326,61	-6569,27	6839,00	C4
80	22,84	331,42	-6656,13	6926,00	C4B
81	22,32	335,52	-6743,03	7013,00	C4A
82	21,25	338,37	-6829,97	7100,00	C5
83	21,15	339,60	-6914,96	7185,00	C6
84	21,74	339,82	-7000,96	7271,00	CG
85	22,28	340,10	-7086,96	7357,00	CG1
86	22,36	340,21	-7105,30	7375,34	CG1
87	22,87	340,70	-7174,95	7445,00	CG1
88	23,19	341,61	-7258,95	7529,00	CG1A
89	22,80	342,98	-7344,93	7615,00	CG2
90	22,05	344,68	-7432,91	7703,00	CG2
91	21,17	346,73	-7519,89	7790,00	CG2A
92	20,22	348,98	-7607,85	7878,00	CG3
93	18,99	350,96	-7695,82	7966,00	CG3
94	17,40	352,91	-7782,78	8053,00	CG4
95	16,00	354,98	-7869,75	8140,00	CG5
96	14,65	356,90	-7957,72	8228,00	CG6
97	13,36	358,78	-8045,69	8316,00	CG6
98	12,24	360,71	-8133,66	8404,00	CG7

- Desviaciones YR-522.

Datos de Pozo

Datos Generales | Atributos | Trazas de Pozos

YARI0522

#	X ft	Y ft	Z ft TVDSS	MD ft	Capa
69	-826,26	167,73	-5201,66	5546,00	B2
70	-847,96	170,98	-5284,82	5632,00	B2
71	-870,10	174,81	-5367,83	5718,00	B2
72	-892,60	178,49	-5451,79	5805,00	B2
73	-915,01	181,74	-5535,79	5892,00	B2
74	-933,80	184,34	-5606,28	5965,00	B3
75	-937,67	184,89	-5620,76	5980,00	B3
76	-959,71	188,07	-5703,83	6066,00	C
77	-981,81	190,91	-5787,93	6153,00	C
78	-1024,38	195,91	-5956,57	6327,00	C2
79	-1044,98	199,05	-6042,06	6415,00	C2A
80	-1064,94	203,68	-6126,61	6502,00	C3
81	-1084,49	209,80	-6211,17	6589,00	C4
82	-1090,74	211,95	-6238,37	6617,00	C4
83	-1104,01	216,46	-6295,68	6676,00	C4
84	-1123,96	223,09	-6381,14	6764,00	C4B
85	-1144,13	229,25	-6465,54	6851,00	C5
86	-1164,82	234,43	-6549,89	6938,00	C5
87	-1181,80	238,20	-6619,75	7010,00	C6
88	-1185,51	239,05	-6635,29	7026,00	C6
89	-1204,73	243,11	-6720,05	7113,00	CG
90	-1208,46	243,83	-6737,64	7131,00	CG
91	-1222,69	246,55	-6810,20	7205,00	CG1
92	-1236,47	248,58	-6887,97	7284,00	CG1
93	-1249,91	249,62	-6970,88	7368,00	CG1A
94	-1262,60	250,55	-7056,94	7455,00	CG1A
95	-1262,88	250,58	-7058,92	7457,00	CG1A
96	-1267,35	250,98	-7092,00	7490,38	CG1A
97	-1273,64	251,44	-7144,24	7543,00	CG2
98	-1275,29	251,54	-7159,14	7558,00	CG2
99	-1277,35	251,69	-7178,03	7577,00	CG2
100	-1282,61	252,13	-7227,75	7627,00	CG2
101	-1282,92	252,16	-7230,74	7630,00	CG2A
102	-1291,81	253,11	-7314,26	7714,00	CG2A
103	-1297,65	253,81	-7366,93	7767,00	CG2A
104	-1301,58	254,29	-7401,71	7802,00	CG2A
105	-1305,58	254,79	-7436,47	7837,00	CG2A
106	-1311,78	255,60	-7489,10	7890,00	CG3
107	-1321,98	256,96	-7573,48	7975,00	CG4
108	-1327,87	257,78	-7621,11	8023,00	CG4
109	-1332,74	258,51	-7659,80	8062,00	CG5
110	-1344,02	260,28	-7747,05	8150,00	CG5
111	-1346,51	260,67	-7765,89	8169,00	CG6

- Desviaciones YR-523.

Datos de Pozo

Datos Generales | Atributos | Trazas de Pozos

YARI0523

#	X ft	Y ft	Z ft TVDSS	MD ft	Capa
61	-656,02	1068,18	-4670,35	5111,00	B1
62	-668,99	1090,97	-4752,25	5197,00	B1
63	-682,30	1112,88	-4835,39	5284,00	B2
64	-695,90	1134,45	-4919,61	5372,00	B2
65	-708,58	1154,86	-5002,19	5458,00	B2
66	-720,90	1174,32	-5086,08	5545,00	B2
67	-732,65	1192,63	-5169,28	5631,00	B2
68	-743,24	1210,44	-5251,72	5716,00	B2
69	-753,03	1228,66	-5337,25	5804,00	B2
70	-762,60	1246,35	-5421,90	5891,00	C
71	-772,44	1263,26	-5507,69	5979,00	C
72	-781,86	1277,95	-5591,90	6065,00	C1A
73	-789,99	1291,19	-5676,48	6151,00	C2
74	-796,55	1303,23	-5762,39	6238,00	C2A
75	-802,34	1313,44	-5849,60	6326,00	C3
76	-806,59	1321,65	-5937,11	6414,00	C4
77	-809,70	1328,18	-6023,81	6501,00	C4C
78	-812,36	1332,96	-6109,64	6587,00	C4B
79	-812,38	1333,01	-6110,63	6588,00	C4B
80	-813,14	1334,26	-6138,79	6616,20	C4B
81	-813,17	1334,31	-6140,00	6617,41	C4B
82	-814,64	1336,80	-6197,52	6675,00	C4A
83	-816,70	1340,60	-6285,42	6763,00	C5
84	-818,72	1344,31	-6372,31	6850,00	CG
85	-820,84	1348,12	-6459,20	6937,00	CG
86	-822,99	1352,17	-6547,08	7025,00	CG
87	-825,35	1356,32	-6633,95	7112,00	CG1
88	-827,98	1360,54	-6718,81	7197,00	CG1
89	-831,22	1365,05	-6804,63	7283,00	CG1
90	-835,12	1369,64	-6888,41	7367,00	CG1A
91	-839,67	1374,50	-6974,15	7453,00	CG1A
92	-844,32	1379,04	-7061,91	7541,00	CG1A
93	-848,62	1382,85	-7149,72	7629,00	CG2
94	-852,85	1386,66	-7233,53	7713,00	CG2A
95	-857,28	1389,88	-7321,36	7801,00	CG2A
96	-861,57	1391,28	-7409,24	7889,00	CG3
97	-865,94	1392,12	-7494,12	7974,00	CG3
98	-870,48	1393,03	-7580,00	8060,00	CG4
99	-875,35	1393,95	-7667,86	8148,00	CG5
100	-880,51	1395,11	-7755,70	8236,00	CG5
101	-885,77	1396,40	-7841,53	8322,00	CG6
102	-891,36	1397,65	-7927,34	8408,00	CG6
103	-897,19	1398,87	-8014,13	8495,00	CG6

- Desviaciones YR-524.

Datos de Pozo

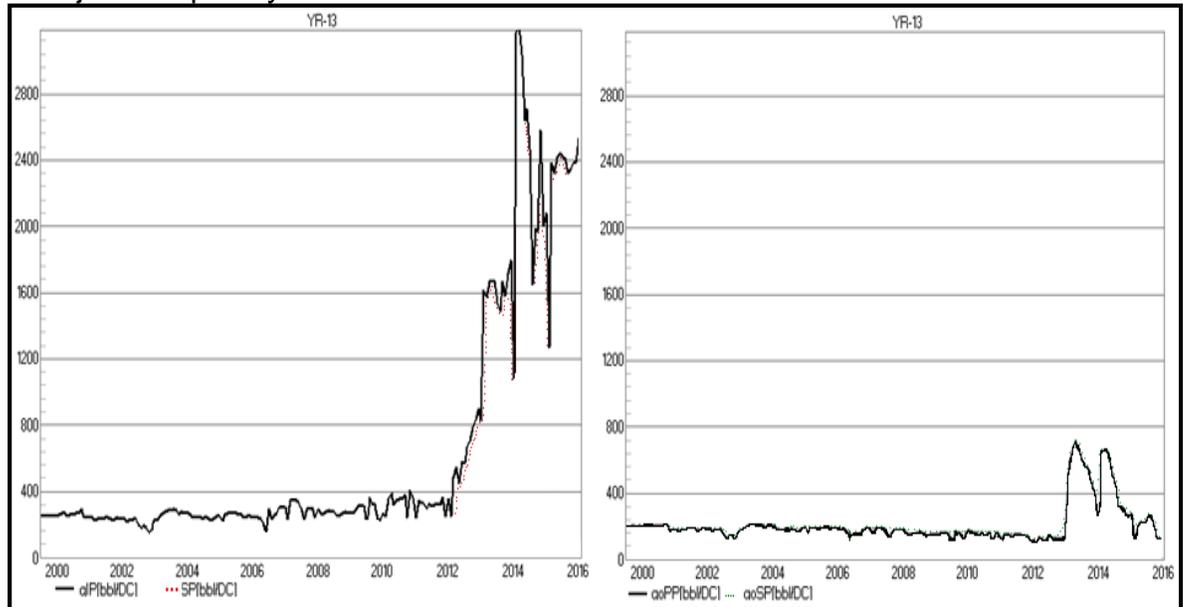
Datos Generales | Atributos | Trazas de Pozos

YARI0524

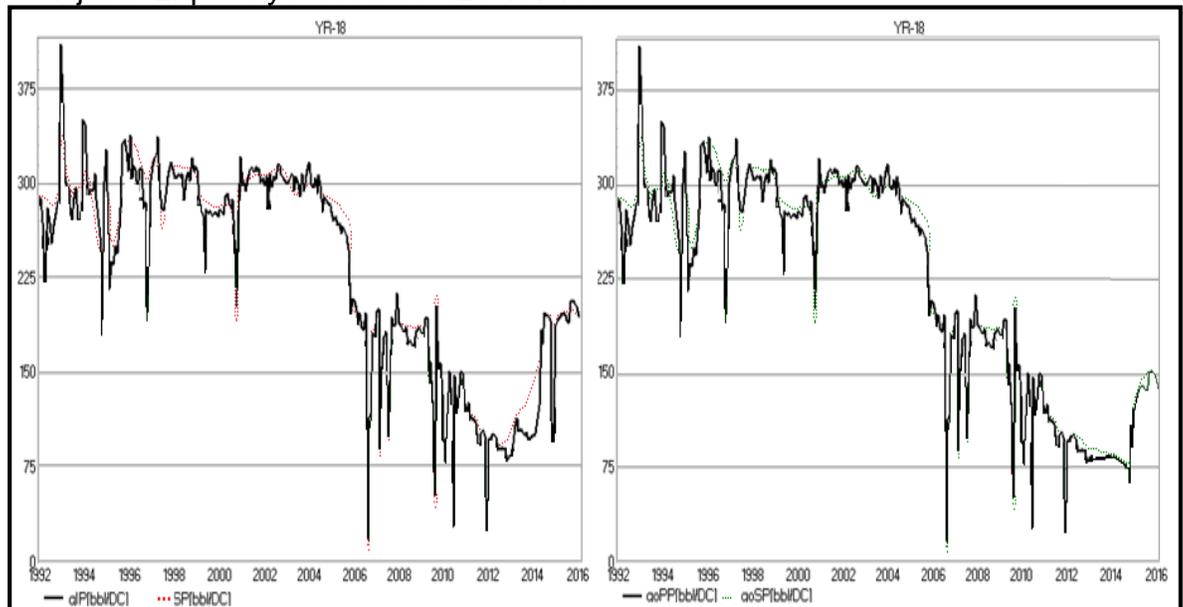
#	X	Y	Z	MD	Capa
	ft	ft	ft TVDSS	ft	
57	-489,84	1004,97	-4491,52	5021,00	B1
58	-479,94	1057,45	-4561,46	5109,00	B1
59	-471,89	1110,37	-4630,04	5196,00	B1
60	-465,96	1162,35	-4698,29	5282,00	B1
61	-461,55	1212,72	-4769,08	5369,00	B2
62	-458,05	1261,71	-4842,10	5457,00	B2
63	-455,54	1308,11	-4915,64	5544,00	B2
64	-453,81	1351,84	-4989,67	5630,00	B2
65	-452,41	1394,79	-5066,46	5718,00	B2
66	-451,07	1435,78	-5144,32	5806,00	B2
67	-449,85	1473,96	-5222,48	5893,00	B2
68	-449,32	1510,88	-5302,36	5981,00	B2
69	-448,88	1546,26	-5381,84	6068,00	B2
70	-448,06	1579,62	-5462,17	6155,00	C
71	-447,17	1610,68	-5543,44	6242,00	C
72	-446,15	1640,07	-5624,25	6328,00	C1A
73	-445,16	1668,21	-5706,57	6415,00	C2
74	-444,24	1693,59	-5787,68	6500,00	C2A
75	-443,05	1717,01	-5869,38	6585,00	C3
76	-442,16	1739,25	-5952,45	6671,00	C4
77	-442,02	1760,42	-6036,83	6758,00	C4C
78	-442,31	1780,67	-6122,47	6846,00	C4B
79	-442,66	1799,50	-6205,36	6931,00	C4A
80	-442,34	1818,25	-6290,31	7018,00	C5
81	-441,63	1837,40	-6376,20	7106,00	CG
82	-440,60	1856,17	-6461,14	7193,00	CG
83	-439,06	1874,60	-6546,15	7280,00	CG
84	-437,85	1892,59	-6630,24	7366,00	CG1
85	-436,98	1910,04	-6715,47	7453,00	CG1
86	-436,13	1926,03	-6799,96	7539,00	CG1
87	-435,42	1940,69	-6886,73	7627,00	CG1
88	-435,55	1953,61	-6972,76	7714,00	CG1A
89	-437,00	1964,98	-7056,99	7799,00	CG1A
90	-439,22	1975,22	-7144,36	7887,00	CG2
91	-440,72	1984,46	-7231,86	7975,00	CG2A
92	-440,81	1993,02	-7317,43	8061,00	CG2A
93	-440,42	2001,27	-7404,04	8148,00	CG3
94	-440,53	2009,51	-7490,65	8235,00	CG3
95	-441,11	2017,59	-7578,27	8323,00	CG4
96	-442,02	2025,21	-7663,93	8409,00	CG5
97	-443,22	2032,83	-7750,59	8496,00	CG6
98	-444,64	2040,32	-7837,25	8583,00	CG6
99	-445,08	2042,48	-7862,15	8608,00	CG6

ANEXO C. AJUSTE HISTORICO POZOS INFLUENCIADOS POR LOS CINCO INYECTORES.

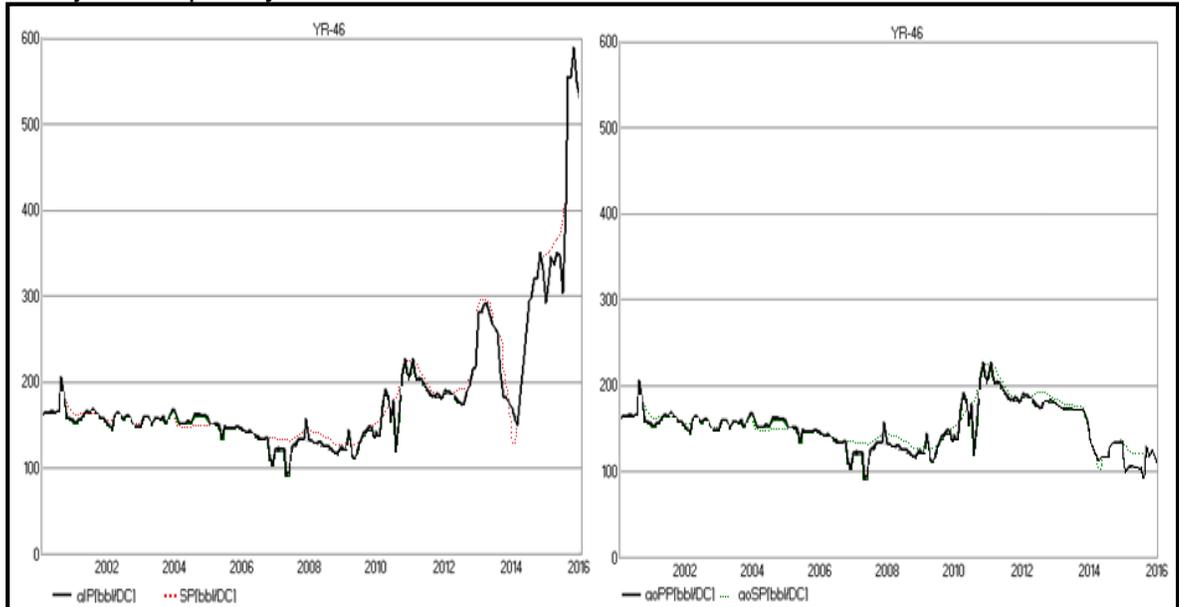
- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-13.



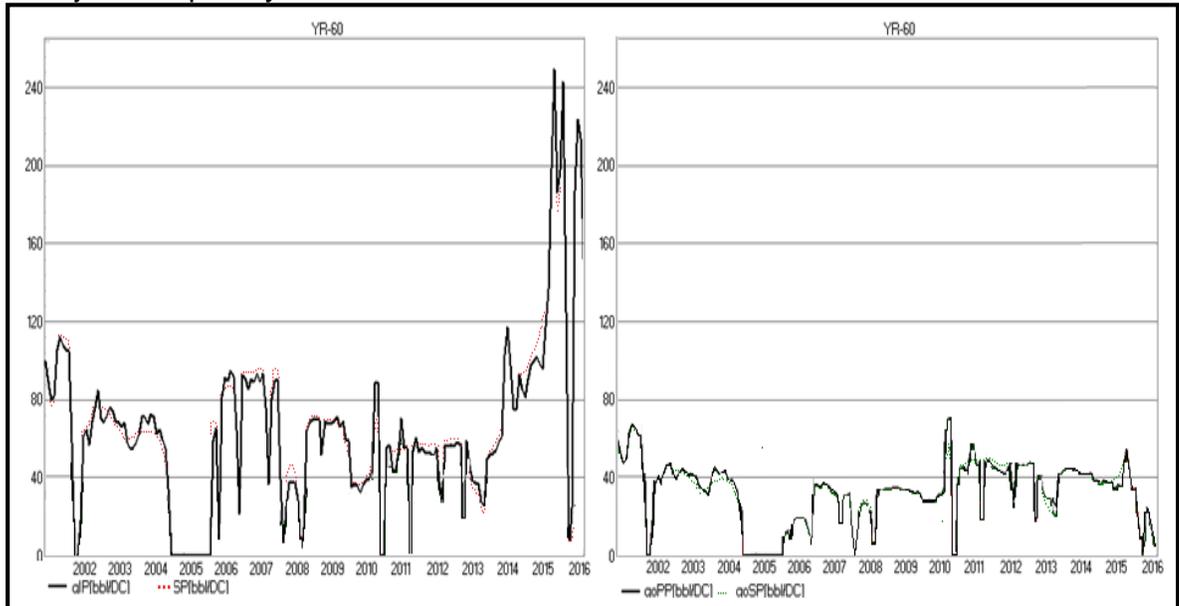
- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-18.



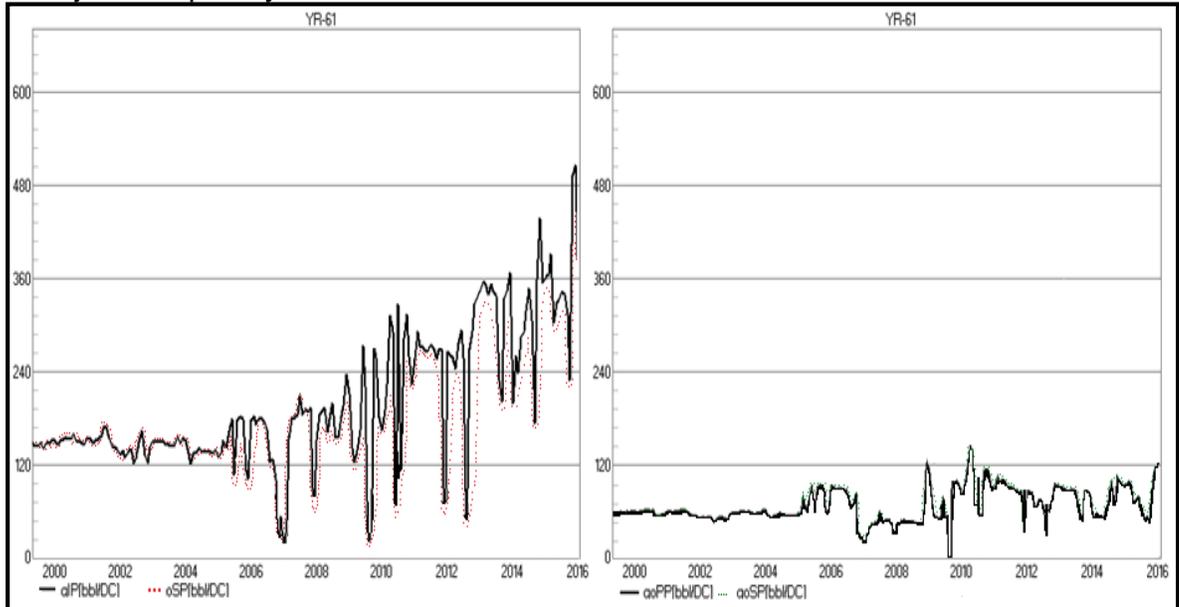
- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-46.



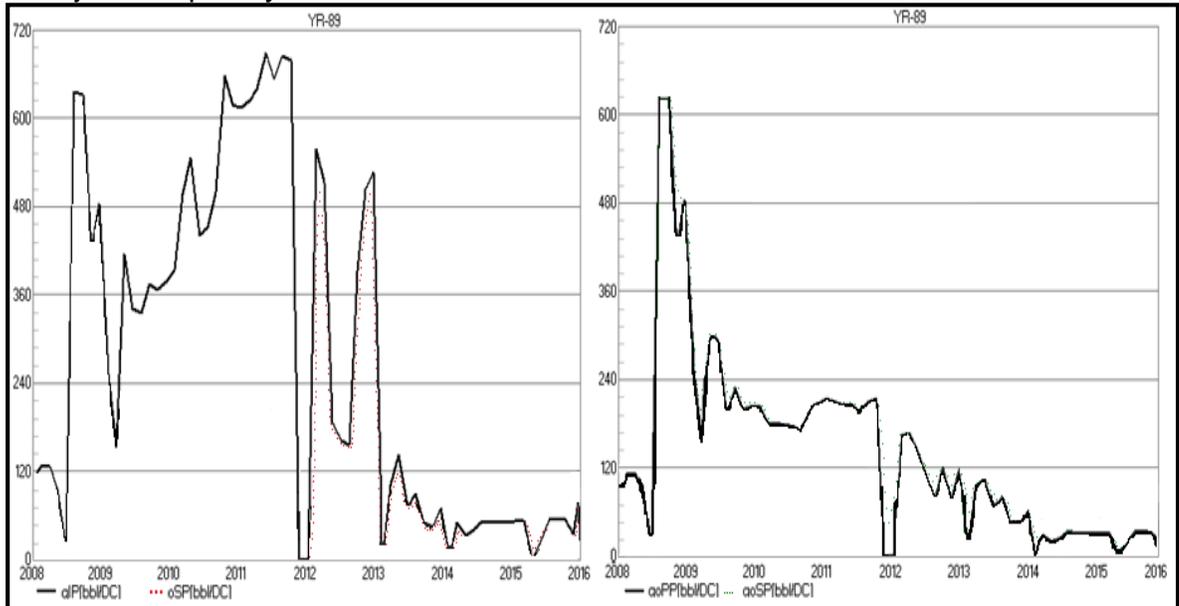
- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-60.



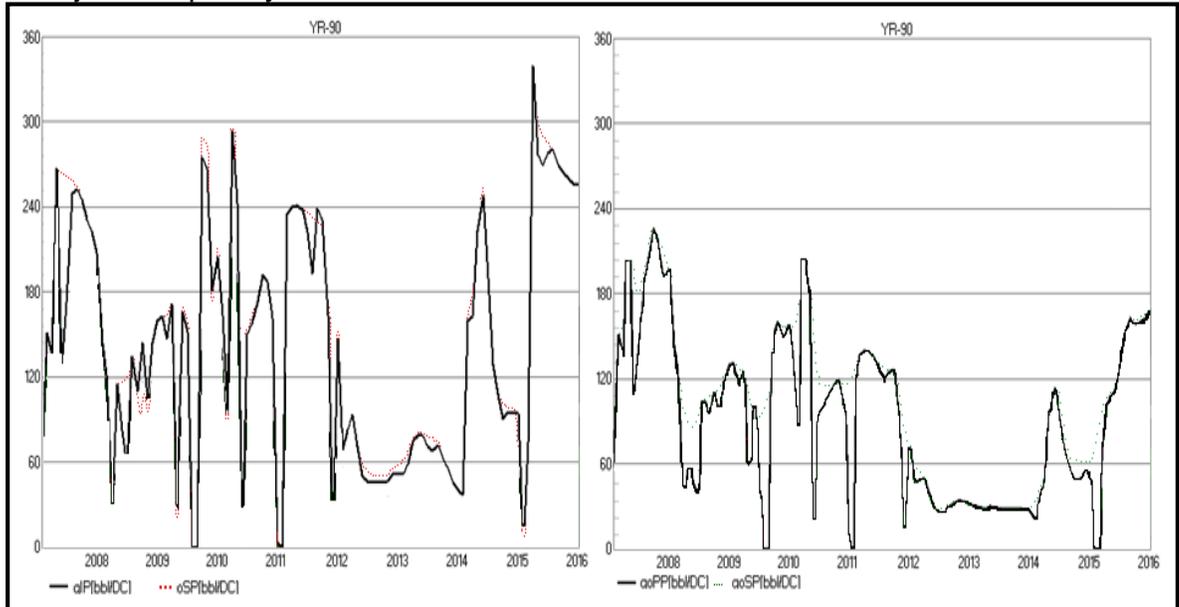
- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-61.



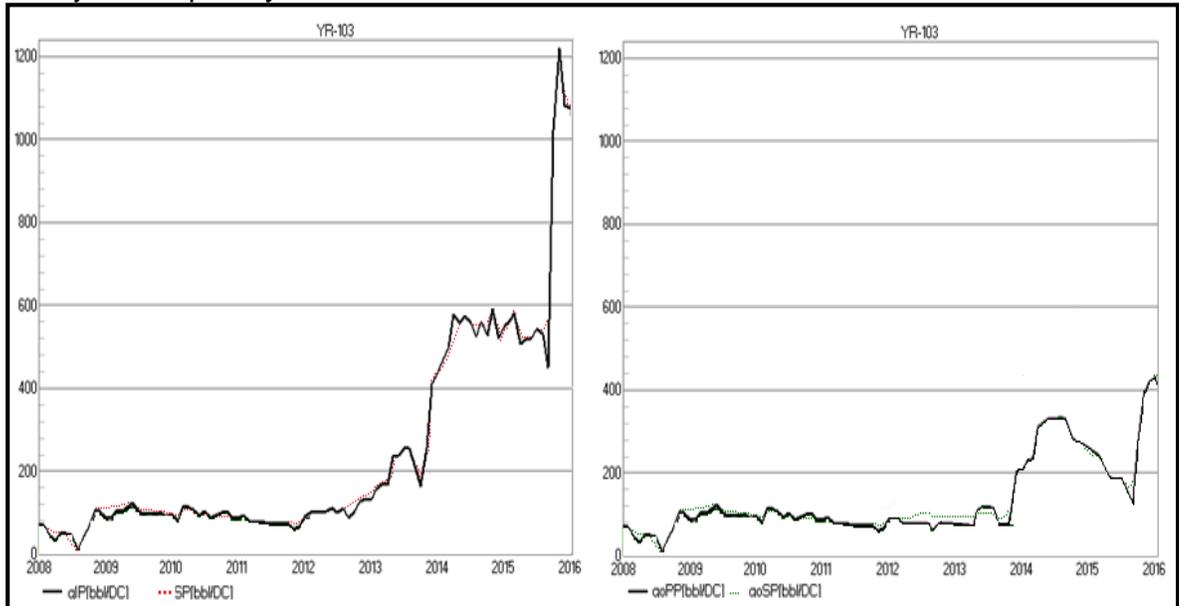
- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-89.



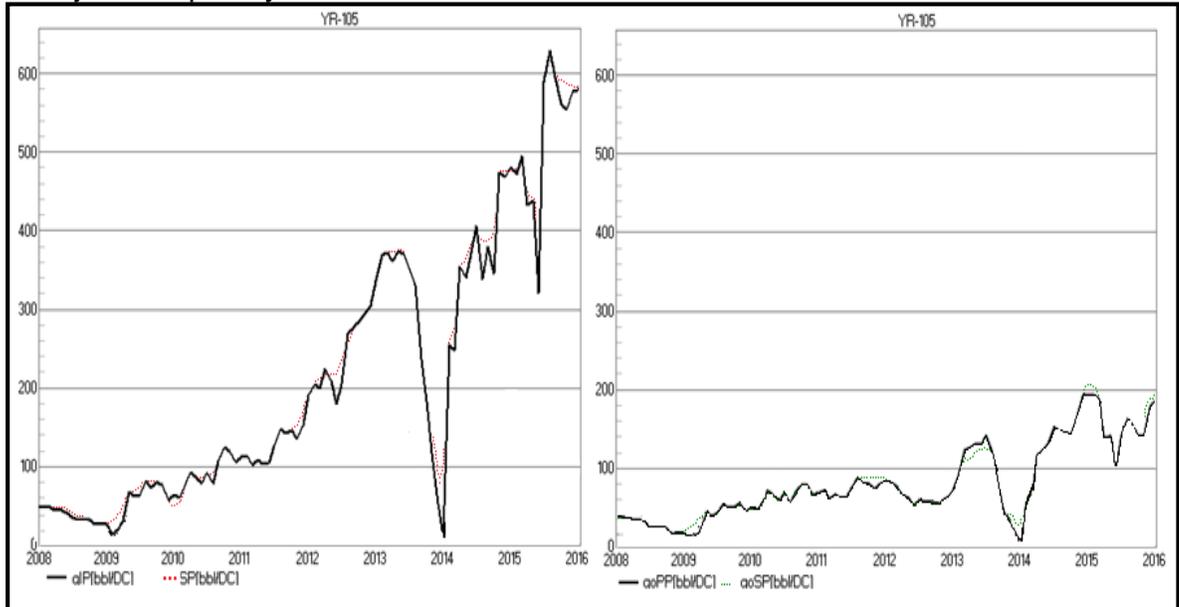
- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-90.



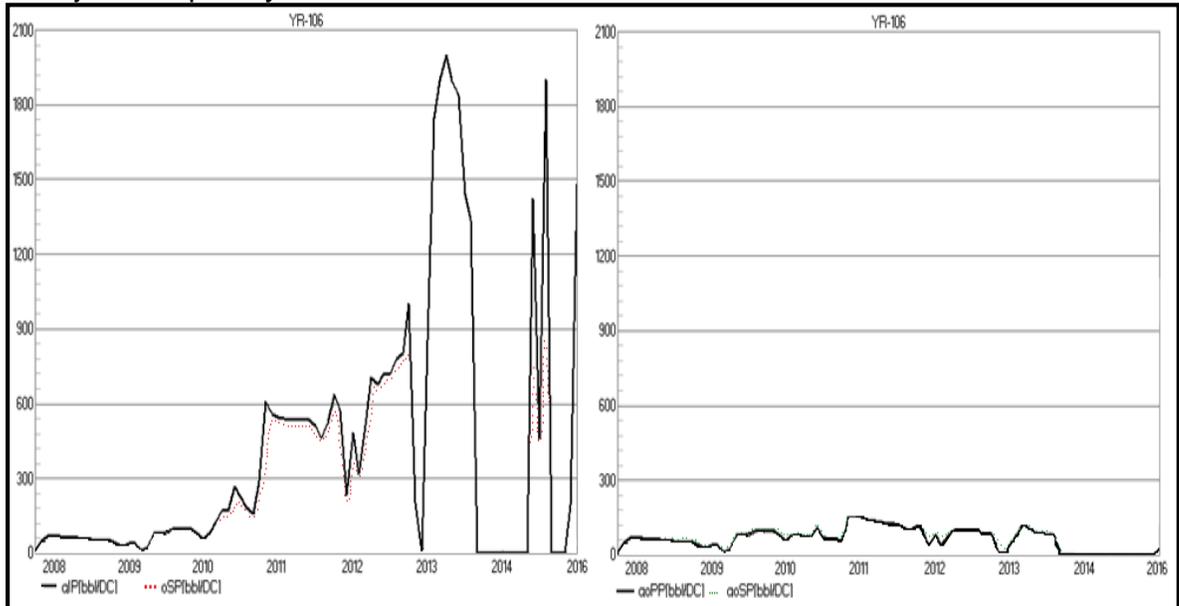
- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-103.



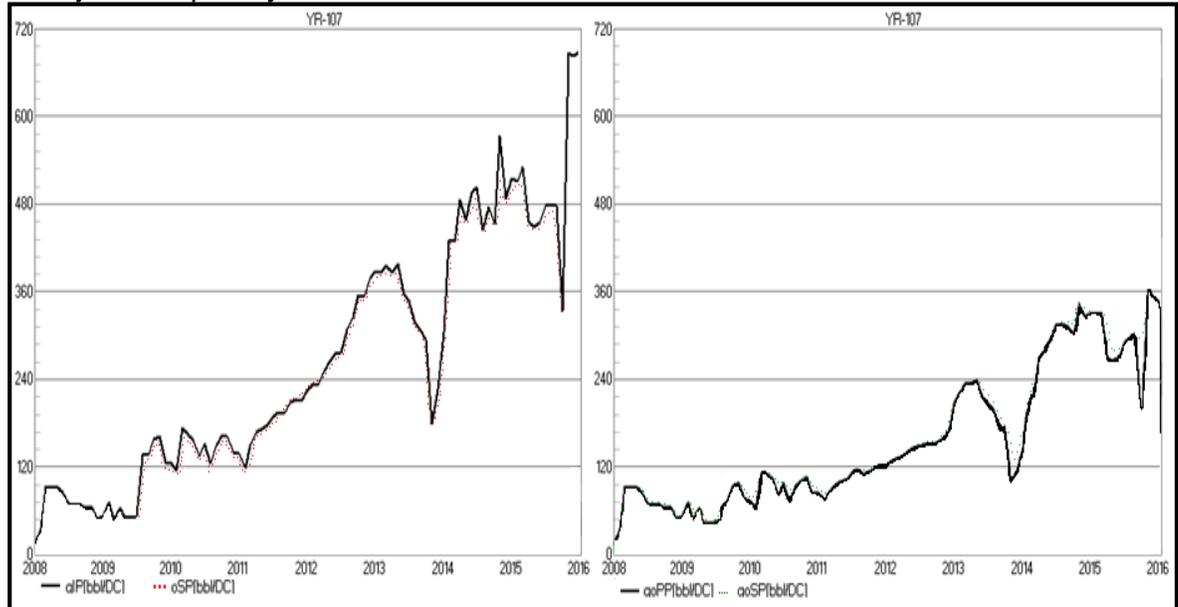
- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-105.



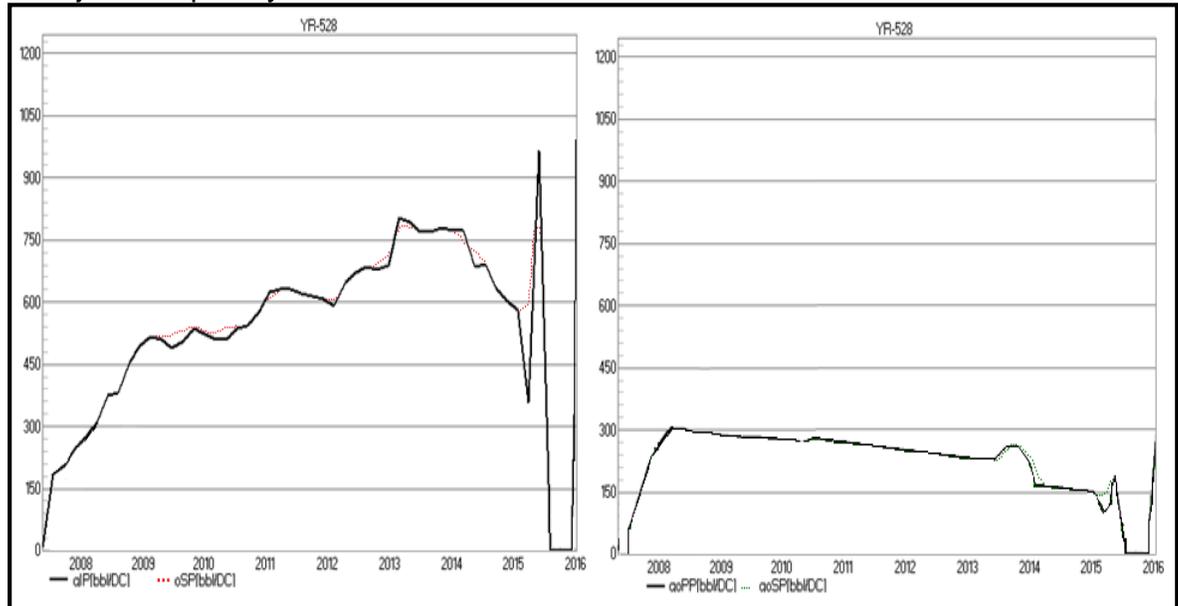
- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-106.



- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-107.



- Ajuste Líquido y Petróleo Pozo YR-528.



ANEXO D.
PRODUCCION Y PRODUCCION PETRÓLEO ACUMULADO POR AÑO Y ESCENARIO.

Caso Base			Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
Año	Producción (BOPD/año)	Np	Año	Producción (BOPD/año)	Np (Mbb)	Año	Producción (BOPD/año)	Np (Mbb)	Año	Producción (BOPD/año)	Np (Mbb)
2016	1705,666	28,481	2016	1788,479	28,511	2016	1617,550	28,448	2016	1789,209	28,511
2017	1606,046	29,067	2017	1674,770	29,122	2017	1532,084	29,008	2017	1675,372	29,123
2018	1517,387	29,621	2018	1575,058	29,697	2018	1454,722	29,539	2018	1575,561	29,698
2019	1437,978	30,145	2019	1486,855	30,240	2019	1384,436	30,044	2019	1487,280	30,241
2020	1366,447	30,644	2020	1408,237	30,754	2020	1320,350	30,526	2020	1408,599	30,755
2021	1301,680	31,119	2021	1337,695	31,242	2021	1261,716	30,986	2021	1338,006	31,243
2022	1242,762	31,573	2022	1274,022	31,707	2022	1207,895	31,427	2022	1274,291	31,708
2023	1188,938	32,007	2023	1216,246	32,151	2023	1158,340	31,850	2023	1216,481	32,152
2024	1139,574	32,423	2024	1163,571	32,576	2024	1112,579	32,256	2024	1163,777	32,577
2025	1094,140	32,822	2025	1115,342	32,983	2025	1070,205	32,647	2025	1115,524	32,984
2026	1052,184	33,206	2026	1071,010	33,374	2026	1030,867	33,023	2026	1071,171	33,375
2027	1013,323	33,576	2027	1030,116	33,750	2027	994,255	33,386	2027	1030,259	33,751
2028	977,227	33,933	2028	992,269	34,112	2028	960,104	33,736	2028	992,398	34,113
2029	943,611	34,277	2029	957,138	34,461	2029	928,178	34,075	2029	957,254	34,463
2030	912,228	34,610	2030	924,438	34,799	2030	898,271	34,403	2030	924,542	34,800
2031	882,864	34,932	2031	893,922	35,125	2031	870,200	34,721	2031	894,016	35,127
2032	855,329	35,245	2032	865,376	35,441	2032	843,804	35,029	2032	865,461	35,442
2033	829,458	35,547	2033	838,614	35,747	2033	818,940	35,328	2033	838,692	35,749
2034	805,105	35,841	2034	813,472	36,044	2034	795,480	35,618	2034	813,543	36,045
2035	782,140	36,127	2035	789,807	36,332	2035	773,310	35,900	2035	789,872	36,334
2036	760,448	36,404	2036	767,490	36,612	2036	752,328	36,175	2036	767,550	36,614

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros **Brandol Jair Monroy Alvarado** y **José David Pérez Sánchez** en calidad de titulares de la obra **Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del Bloque V Centro del Campo Yarigüí-Cantagallo mediante el software Sahara**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

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

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

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

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

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

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

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación		X
Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 15 días del mes de marzo del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Brandol Jair	Monroy Alvarado
Documento de identificación No	Firma
1026287610	

Autor 2

Nombres	Apellidos
José David	Pérez Sánchez
Documento de identificación No	Firma
1026285675	

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.