


	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 19 de mayo de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

César Andrés Buitrago Aya, con C.C. No. 1075275079,

María Milena Puerto Useche, con C.C. No. 1075271975,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

autores de la tesis y/o trabajo de grado o _____





titulado Evaluación técnica del piloto de recobro mejorado por inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) en Campo Tello

presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de

_____ Ingeniero de petróleos _____;

autorizamos al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:





AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Cesar Buitrago

Firma: Milena Puerto U.

César Andrés Buitrago Aya

María Milena Puerto Useche

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Buitrago Aya	César Andrés
Puerto Useche	María Milena

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Mesa Espinel	Martín
Sepúlveda Gaona	Jairo Antonio





ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3

CIUDAD: Neiva AÑO DE PRESENTACIÓN: 2016 vNÚMERO DE PÁGINAS:

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías X Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general ___ Grabados ___ Láminas ___
 Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas o
 Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Geles de dispersión coloidal</u>	<u>Colloidal dispersion gels</u>
2. <u>Recobro mejorado de petróleo</u>	<u>Enhanced oil recovery</u>
3. <u>Inyección química</u>	<u>Chemical Injection</u>
4. <u>Polímeros</u>	<u>Polymers</u>
5. <u>Agente entrecruzador</u>	<u>Crosslinker</u>
6. <u>Conformance químico</u>	<u>Chemical conformance technology</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Un piloto de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) se implementó en Campo Tello en junio de 2014 con el fin de mitigar los problemas de una ineficiente relación de movilidad ($M > 7$) y una alta heterogeneidad vertical. En este trabajo se estudiaron los conceptos teóricos del recobro químico y de CDG, se identificaron las razones por las cuales se implementó este específico método de recobro mejorado en Campo Tello, se realizó un seguimiento operacional durante la ejecución del piloto para identificar los problemas operacionales que se tuvieron y se realizó una evaluación a nivel de productividad donde se identificaron otros importantes eventos que pudieran afectar la



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

3 de 3

productividad de los pozos.

Debido a que en Campo Tello ya se había implementado anteriormente otro método de recobro químico de geles obturantes llamado conformance químico; fue necesario tenerlo en cuenta ya que este evento influyó en gran manera en el comportamiento de los pozos productores pertenecientes al patrón de inyección del piloto.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

A pilot of colloidal dispersion gels (CDG) injection was implemented in Tello Field on June, 2014 in order to reduce the problems of mobility relationship inefficient ($M > 7$) and high vertical heterogeneity. This work approached the technical concepts of chemical enhanced oil recovery and CDG, identified the reason why was implemented this specific enhanced oil recovery method in Tello Field, monitored the pilot performance operational to find out operational problems and evaluated the productivity in addition to identified others important events that could affect the wells productivity.

Previously in Tello Field already had implemented other chemical enhanced recovery method called chemical conformance technology and it was very important count on that because that event had a big influence in the producers wells performance belonging to pilot pattern injection.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Luz Marina Botero Rojas

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

Firma:

EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PILOTO DE RECOBRO MEJORADO POR
INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL (CDG) EN CAMPO TELLO

MARÍA MILENA PUERTO USECHE
CÉSAR ANDRÉS BUITRAGO AYA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2016

EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PILOTO DE RECOBRO MEJORADO POR
INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL (CDG) EN CAMPO TELLO

MARÍA MILENA PUERTO USECHE – Código: 2010296383
CÉSAR ANDRÉS BUITRAGO AYA – Código: 2010192856

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

Director
MARTÍN MESA ESPINEL
Ingeniero de Petróleos
Ecopetrol S.A

Codirector
JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA
Coordinador del Laboratorio de Pruebas Especiales
Universidad Surcolombiana

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2016

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, 25 de abril de 2016

A Dios, por crearme en Cristo Jesús y amarme incondicionalmente, incluso en los momentos de debilidad en que no lo merecía.

A mis padres, Rosalba y Floriberto por brindarme su apoyo incondicional y cariño; es por ellos que seré ingeniero de petróleos.

César Andrés Buitrago Aya

Este trabajo está dedicado a Dios por darme la vida y haberme permitido llegar hasta este punto para lograr mis objetivos.

A mis padres, Héctor y Martha por ser la luz en mi camino, por su gran apoyo, esfuerzo y dedicación para ayudarme a salir adelante. A Carito, Cesar y Diego, los llevo siempre en mi corazón.

María Milena Puerto Useche

AGRADECIMIENTOS

Yo, César Andrés Buitrago Aya expreso mi agradecimiento:

A mi familia, Berto, Rosalba y Karol, por sus enseñanzas que hicieron formarme como un buen hombre para la sociedad y por su apoyo económico que permitió la culminación de esta etapa de mi vida. Al ingeniero Martín Mesa por la oportunidad de contar conmigo para la realización de este proyecto, por su tiempo dedicado y por los conocimientos brindados. A Ecopetrol S.A. y a la Gerencia Estratégica de Desarrollo de Yacimientos por permitir la publicación de estos resultados y por su generoso apoyo durante todo el proyecto. A mi novia, Andrea Carolina, por brindarme tanto amor, cariño, compañía, ánimos y tantas cosas que sólo una persona con un corazón tan grande como el de ella puede brindar. A Milena, mi amiga y compañera durante la carrera y durante la realización de este trabajo por sus ánimos en los momentos de incertidumbre. A mis compañeros de estudio por permitirme hacer parte de este gran grupo, al lado de ellos viví mis mejores experiencias como estudiante y adquirí responsabilidad en la academia y en la investigación.

Yo, María Milena Puerto Useche, expreso mi agradecimiento:

A mi director Martin Mesa, Ingeniero del área de yacimientos de ECOPETROL S.A. por su amistad, tiempo, esfuerzo, dedicación y apoyo incondicional en la realización de este proyecto. A mi codirector Jairo Antonio Sepúlveda, docente del programa de Ingeniería de Petróleos y coordinador del laboratorio de pruebas especiales de la Universidad Surcolombiana, por su disposición, tiempo, asesoría y apoyo en la elaboración de este proyecto. A Ecopetrol S.A. y a la Gerencia Estratégica de Desarrollo de Yacimientos por permitir la publicación de estos resultados y por su generoso apoyo durante todo el proyecto. A Tiorco Company por su acompañamiento y soporte en el diseño y ejecución del trabajo de campo. A César, mi compañero de tesis y amigo, por su gran ayuda y trabajo en equipo durante la realización de este trabajo. A los docentes de la Universidad Surcolombiana por brindarme su conocimiento y orientación a lo largo de estos años. A mis compañeros de la universidad, en especial a Julito, quien en muchas ocasiones me dio la mano en momentos difíciles de estudio. A mis demás compañeros por su valiosa amistad, apoyo incondicional en esta etapa de mi vida, hicieron del paso por la universidad, una experiencia única e inolvidable.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. FUNDAMENTOS DE RECOBRO MEJORADO	20
1.1. ¿QUÉ ES EL RECOBRO MEJORADO?	20
1.1.1. RECOBRO QUÍMICO	21
1.1.1.1. CLASIFICACIÓN DEL RECOBRO QUÍMICO	22
1.1.1.1.1. Inyección de polímeros	22
1.1.1.1.2. Inyección de surfactantes	22
1.1.1.1.3. Inyección alcalina	23
1.1.1.2. FACTORES FAVORABLES DEL RECOBRO QUÍMICO	24
1.1.1.3. DESVENTAJAS DEL RECOBRO QUÍMICO	24
1.1.2. RECOBRO TÉRMICO.....	25
1.1.3. RECOBRO MISCIBLE	27
1.2. ESTADO DEL ARTE DEL RECOBRO QUÍMICO	28
1.2.1. ANTECEDENTES A NIVEL MUNDIAL	29
1.2.2. ANTECEDENTES A NIVEL NACIONAL	32
1.2.3. ANTECEDENTES A NIVEL DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	34
1.3. DEFINICIÓN DEL RECOBRO QUIMICO POR INYECCION DE GELES .	40
1.3.1. GELES DE ALTA VISCOSIDAD U OBTURANTES	41
1.3.1.1. CONFORMANCE QUÍMICO.....	41
1.3.2. GELES DE BAJA VISCOSIDAD	42
1.3.2.1. GELES DE DIPERSIÓN COLOIDAL (CDG)	42
1.3.2.1.1. Características de los geles de dispersión coloidal	44
1.3.2.1.2. Beneficios de la inyección de geles de dispersión coloidal.....	44
2. CONCEPTUALIZACION DEL PILOTO DE RECOBRO MEJORADO EN CAMPO TELLO	45
2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO TELLO	45
2.2. DEFINICIÓN DEL PILOTO	47
2.2.1. DEFINICIÓN DE LA UBICACIÓN DEL PILOTO	47
2.2.2. SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE RECOBRO A EVALUAR	49
2.2.3. IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO	50
2.3. SEGUIMIENTO DEL PILOTO.....	55

2.3.1.	QA/QC.....	55
2.3.1.1.	VERIFICACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE POLÍMERO.....	56
2.3.1.2.	CONTROL DE CALIDAD DE LA SOLUCIÓN MADRE	57
2.3.1.3.	CONTROL DE CALIDAD DE LA SOLUCIÓN CDG	58
2.3.2.	CONTROL DE PROCESOS	58
2.3.2.1.	CAUDALES Y PRESIONES DE INYECCIÓN.....	58
2.3.2.2.	SALINIDAD EN POZOS PRODUCTORES.....	61
3.	EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PILOTO.....	62
3.1.	DEFINICIÓN DEL MODELO 1.....	64
3.1.1.	DEFINICIÓN DEL TIPO DE POZO Y TIPO DE FLUIDO	65
3.1.2.	INGRESO DE PARÁMETROS PVT DE FLUIDOS	67
3.1.2.1.	RESULTADO DEL AJUSTE PVT	70
3.1.3.	MODELAMIENTO INFLOW PARA LA CONSTRUCCION DE LA CURVA IPR 1.....	72
3.2.	DEFINICIÓN MODELO 2 Y MODELO 3.....	78
3.2.1.	MODELAMIENTO INFLOW PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA IPR 2.....	79
3.2.2.	MODELAMIENTO INFLOW PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA IPR 3.....	85
3.3.	DEFINICIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN (<i>FORECAST</i>).....	86
3.4.	CÁLCULO DE GANANCIAS.....	91
3.5.	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD	95
3.5.1.	RESULTADOS Y ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DEL POZO TL-46	95
3.5.2.	RESULTADOS Y ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DEL POZO TL-56	98
3.5.3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DEL POZO TL-57	101
3.5.4.	RESULTADOS Y ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DEL POZO TL-59ST	103
3.5.5.	RESULTADOS Y ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN TOTAL	106
3.6.	EVALUACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	108
3.6.1.	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO AREAL.....	109
3.6.2.	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO VERTICAL	110

4. CONCLUSIONES.....	111
5. RECOMENDACIONES	114
ANEXOS.....	116
BIBLIOGRAFÍA.....	136

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Ventajas y desventajas del uso de distintos gases para desplazamiento miscible.....	28
Tabla 2. Resumen datos técnicos de Campo Tello	46
Tabla 3. Porcentaje de reservas del Campo Tello.....	48
Tabla 4. Distribución de reservas e inyección de la lámina A.....	48
Tabla 5. Programa de control de calidad para las diferentes muestras.....	55
Tabla 6. Datos PVT	70
Tabla 7. Presiones de fondo fluyentes del periodo 3 para el pozo TL-57.....	93
Tabla 8. Resultados de las ganancias obtenidas para el pozo TL-57	94
Tabla 9. Resultados de las ganancias obtenidas para el pozo TL-46	95
Tabla 10. Resultados de las ganancias obtenidas para el pozo TL-56	98
Tabla 11. Resultados de los gananciales obtenidos para el pozo TL-59ST	103
Tabla 12. Resultados de los perfiles de inyección durante el piloto CDG	110
Tabla 13. Datos petrofísicos del pozo TL-46	116
Tabla 14. Presiones de fondo fluyentes del periodo 3 para el pozo TL-46.....	119
Tabla 15. Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-46.....	120
Tabla 16. Datos petrofísicos del pozo TL-56	123
Tabla 17. Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-56.....	126
Tabla 18. Datos petrofísicos del pozo TL-59ST.....	129
Tabla 19. Presiones de fondo fluyentes del periodo 3 para el pozo TL-59ST	132
Tabla 20. Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-59ST	133

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Clasificación de los métodos de recobro mejorado.....	21
Figura 2. Clasificación de los métodos de inyección de productos químicos	21
Figura 3. Representación esquemática de la inyección de vapor	26
Figura 4. Representación esquemática de la combustión in-situ	27
Figura 5. Patrón del pozo de prueba CDG	29
Figura 6. Mapa de ubicación del Campo El Tordillo	30
Figura 7. Mapa de ubicación del Campo Loma Alta Sur	31
Figura 8. Mapa de ubicación del Campo Healdton	32
Figura 9. Historia de producción de aceite y corte de agua de los patrones pilotos YR-504 y YR-510.....	33
Figura 10. Tendencia de producción YR-99.....	34
Figura 11. Tendencia de producción YR-74.....	34
Figura 12. Ubicación geográfica del Campo Guando.....	35
Figura 13. Tendencia de producción TL-46	36
Figura 14. Tendencia de producción TL-09	36
Figura 15. Ubicación geográfica del Campo Dina Cretáceos.....	37
Figura 16. Tendencia de producción DK-24.....	38
Figura 17. Tendencia de producción del piloto ASP-San Francisco	39
Figura 18. Tratamiento de inyección de gel convencional en un pozo inyector	40
Figura 19. Proceso de gelificación para geles obturantes.....	42
Figura 20. Fórmula molecular de la poliacrilamida.....	42
Figura 21. Entrecruzamiento intramolecular de polímero en presencia de iones trivalentes	43
Figura 22. Microgeles de dispersión coloidal (CDG)	43
Figura 23. Ubicación Campo Tello	45
Figura 24. Mapa estructural que contiene las láminas en las cuales se divide el campo	47
Figura 25. Visualización de la distribución de la inyección de agua en la lámina A	49
Figura 26. Modelo de simulación numérica de la Lámina A del Campo Tello	50
Figura 27. Ubicación área piloto.....	51
Figura 28. Sensibilidades de parámetros de inyección CDG para optimización del recobro.....	52
Figura 29. Diagrama de flujo de la inyección de CDG del pozo Tello-63	54

Figura 30. Medición de parámetros en la solución madre durante la vida del piloto	57
Figura 31. Medición de parámetros en la solución CDG en cabeza de pozo durante la vida del piloto	58
Figura 32. Ajustes realizados en la etapa inicial del piloto	59
Figura 33. Parámetros operacionales vs Inyección acumulada	60
Figura 34. Concentración de cloruros y salinidad (PTB) en pozos productores pertenecientes al patrón de inyección del pozo TL-63.....	61
Figura 35. Sistema de análisis por nodos	63
Figura 36. Flujograma del procedimiento para el ajuste del modelo 1	65
Figura 37. Tablero inicial de <i>WellFlo</i>	66
Figura 38. Configuración de Well and Flow Type.....	66
Figura 39. Configuración <i>Fluid Parameters</i>	67
Figura 40. Ventana de PVT Tuning (Ajuste PVT).....	68
Figura 41. Función <i>Fluid Model 1</i>	68
Figura 42. Función <i>Black Oil data 1</i>	69
Figura 43. Función <i>Tunning Results</i>	69
Figura 44. Pestaña <i>General</i> de la opción <i>Reservoir</i>	73
Figura 45. Pestaña <i>Drainage Area Geometry</i> en la función <i>Reservoir</i>	74
Figura 46. Pestaña <i>Rel. Perm</i> en la función <i>Reservoir</i>	74
Figura 47. IPR 1 inicial modelada por el software	75
Figura 48. <i>Ventana External Data</i> donde se importan los datos de pruebas de producción al software.	76
Figura 49. Curva IPR del periodo 1 sin ajustar.....	76
Figura 50. Curva IPR del periodo 1 ajustada por daño	77
Figura 51. Curva IPR del periodo 1 ajustada por daño	77
Figura 52. Flujograma del procedimiento para el ajuste del modelo 2 y modelo 3	78
Figura 53. Pestaña <i>General</i> de la función <i>Reservoir</i>	79
Figura 54. Curva IPR 2 inicial modelada por el software	80
Figura 55. Curva IPR del periodo 2 sin ajustar.....	80
Figura 56. Opción <i>Operating Conditions</i> del menú <i>Analysis</i>	81
Figura 57. Opción <i>Sensitivities</i> del menú <i>Analysis</i>	82
Figura 58. Opción <i>Sensitivities</i> del menú <i>Analysis</i>	82
Figura 59. Sensibilidades graficadas por el software	83
Figura 60. Sensibilidades con pruebas de producción.....	83
Figura 61. Curva IPR del periodo 2 ajustada por presión y corte de agua.....	84
Figura 62. Composicional de la curva IPR 2 ajustada.....	84
Figura 63. Curva IPR del periodo 3 ajustada por presión	85
Figura 64. Composicional de la curva IPR 3 ajustada.....	86

Figura 65. Flujograma del procedimiento para la definición de la curva de declinación 1	87
Figura 66. <i>Forecast</i> de Aceite 1 TL-57	88
Figura 67. <i>Forecast</i> de Aceite 2 TL-57	88
Figura 68. Verificación de la curva de declinación 1 en el Modelo 1	89
Figura 69. Verificación de la curva de declinación 2 en el Modelo 2	90
Figura 70. Ganancial TL-57	91
Figura 71. Cálculo de ganancias por reducción de P_{wf}	92
Figura 72. Comportamiento del corte de agua del pozo TL-46	97
Figura 73. Comportamiento del corte de agua del pozo TL-56	100
Figura 74. Comportamiento del corte de agua para el pozo TL-57	102
Figura 75. Comportamiento del corte de agua del pozo TL-59ST	105
Figura 76. Comportamiento de los fluidos y corte de agua del patrón	107
Figura 77. Modelo 1 ajustado del pozo TL-46	116
Figura 78. Modelo 2 ajustado del pozo TL-46	117
Figura 79. Modelo 3 ajustado del pozo TL-46	117
Figura 80. Verificación de la curva de declinación 1 para el pozo TL-46	118
Figura 81. Verificación de la curva de declinación 2 para el pozo TL-46	118
Figura 82. Cálculo de ganancias por EOR para el pozo TL-46	119
Figura 83. Comportamiento de PIP & Frecuencia (HZ) pozo TL-46	122
Figura 84. Modelo 1 ajustado del Pozo TL-56	123
Figura 85. Modelo 2 ajustado del pozo TL-56	124
Figura 86. Modelo 3 ajustado del pozo TL-56	124
Figura 87. Verificación de la curva de declinación 1 del pozo TL-56	125
Figura 88. Verificación de la curva de declinación 2 para el pozo TL-56	125
Figura 89. Cálculo de ganancias por EOR para el pozo TL-56	126
Figura 90. Comportamiento de PIP & Frecuencia (HZ) pozo TL-56	128
Figura 91. Modelo 1 ajustado del pozo TL-59ST	129
Figura 92. Modelo 2 ajustado del pozo TL-59ST	130
Figura 93. Modelo 3 ajustado del pozo TL-59ST	130
Figura 94. Verificación de la curva de declinación 1 para el pozo TL-59ST	131
Figura 95. Verificación de la curva de declinación 2 para el pozo TL-59ST	131
Figura 96. Cálculo de ganancias por EOR para el pozo TL-59ST	132
Figura 97. Comportamiento de PIP & Frecuencia (HZ) pozo TL-59ST	135

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. RGA vs Presión	70
Gráfica 2. Bo vs Presión	71
Gráfica 3. μ_o vs Presión	72
Gráfica 4. Cálculo de ganancias por reducción de P_{wf} para el pozo TL-57	93
Gráfica 5. Discretización de ganancias del pozo TL-46	96
Gráfica 6. Comportamiento de la presión estática del pozo TL-46.....	97
Gráfica 7. Discretización de ganancias del pozo TL-56	99
Gráfica 8. Comportamiento de la presión estática del pozo TL-56.....	100
Gráfica 9. Discretización de ganancias TL-57	101
Gráfica 10. Comportamiento de la presión estática del pozo TL-57.....	102
Gráfica 11. Discretización de ganancias del pozo TL-59ST.....	104
Gráfica 12. Comportamiento de la presión estática del pozo TL-59ST	106
Gráfica 13. Comportamiento del ganancial total	107
Gráfica 14. Comportamiento de la presión de fondo fluyendo en los pozos del patrón.....	108
Gráfica 15. Cálculo de ganancias por reducción de P_{wf} para el pozo TL-46	120
Gráfica 16. Cálculo de ganancias por reducción de P_{wf} para el pozo TL-59ST	133

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Procedimiento para el pozo TL-46.....	116
Anexo 2. Procedimiento para el pozo TL-56.....	123
Anexo 3. Procedimiento para el pozo TL-59ST.....	129

LISTA DE ABREVIATURAS

BPD: Barriles por día
BOPD: Barriles de aceite por día
CDG: *Colloidal Dispersion Gels* (Geles de Dispersión Coloidal)
DK: Dina Cretáceos
EOR: Recobro Mejorado del Petróleo
IPR: *Inflow Performance Relationships*
MBOPD: Miles de barriles de aceite por día
MMBOPD: Millones de barriles de aceite por día
MMBO: Millones de barriles de aceite
MMBIs: Millones de barriles
OOIP: Petróleo original en sitio
PAPH: Poliacrilamida parcialmente hidrolizada
PIP: Presión a la entrada de la bomba
ppm: partes por millón
 P_s : Presión estática
 P_{sep} : Presión del separador
 P_{wf} : Presión de fondo fluyente
 Q_f : Caudal de fluido (aceite + agua)
 Q_w : Caudal de agua
 Q_o : Caudal de aceite
TL: Tello
VMM: Valle Medio del Magdalena
VP: Volúmenes Porosos
YR: Yariguí-Cantagallo

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PILOTO DE RECOBRO MEJORADO POR INYECCIÓN DE GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL (CDG) EN CAMPO TELLO.

PALABRAS CLAVE: Geles de dispersión coloidal (CDG), recobro mejorado de petróleo, inyección química, polímeros, agente entrecruzador, conformance químico.

Un piloto de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) se implementó en Campo Tello en junio de 2014 con el fin de mitigar los problemas de una ineficiente relación de movilidad ($M > 7$) y una alta heterogeneidad vertical. En este trabajo se estudiaron los conceptos teóricos del recobro químico y de CDG, se identificaron las razones por las cuales se implementó este específico método de recobro mejorado en Campo Tello, se realizó un seguimiento operacional durante la ejecución del piloto para identificar los problemas operacionales que se tuvieron y se realizó una evaluación a nivel de productividad donde se identificaron otros importantes eventos que pudieran afectar la productividad de los pozos.

Debido a que en Campo Tello ya se había implementado anteriormente otro método de recobro químico de geles obturantes llamado conformance químico; fue necesario tenerlo en cuenta ya que este evento influyó en gran manera en el comportamiento de los pozos productores pertenecientes al patrón de inyección del piloto.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF THE PILOT OF ENHANCED OIL RECOVERY FOR INJECTION OF COLLOIDAL DISPERSION GELS (CDG) IN TELLO FIELD.

KEYWORDS: Colloidal dispersion gels; enhanced oil recovery; chemical injection; polymers; crosslinker; chemical conformance technology.

A pilot of colloidal dispersion gels (CDG) injection was implemented in Tello Field on June, 2014 in order to reduce the problems of mobility relationship inefficient ($M > 7$) and high vertical heterogeneity. This work approached the technical concepts of chemical enhanced oil recovery and CDG, identified the reason why was implemented this specific enhanced oil recovery method in Tello Field, monitored the pilot performance operational to find out operational problems and evaluated the productivity in addition to identified others important events that could affect the wells productivity.

Previously in Tello Field already had implemented other chemical enhanced recovery method called chemical conformance technology and it was very important count on that because that event had a big influence in the producers wells performance belonging to pilot pattern injection.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día, el factor de recobro en Colombia es aproximadamente de 18%, mientras que el factor de recobro mundial se encuentra alrededor del 36%. Existen cerca de 22 campos que concentran alto OOIP (petróleo original en sitio), especialmente en las cuencas de los Llanos Orientales y Valle Medio del Magdalena (VMM) donde se presenta el factor de recobro más bajo. Siendo esta una gran oportunidad para probar e implementar técnicas que permitan incrementar el factor de recobro dentro de parámetros económicos que soporten la volatilidad de los precios del crudo de tal manera que se hagan proyectos de largo plazo y que no impliquen un riesgo económico.

En Colombia, sólo un 1% de la producción proviene de recuperación terciaria. Ha llegado el momento de aumentar ese porcentaje con la implementación de métodos EOR como tecnología para incrementar el factor de recobro de los campos colombianos y el aumento de la productividad de los pozos, mejorando el flujo de caja y la economía de los activos [1].

La inyección de agua es uno de los procesos de recuperación de hidrocarburos más conocidos e implementados a nivel mundial y en el país, sin embargo, la saturación de aceite remanente aún es alta luego de la aplicación de ésta. Por lo que se hace necesario la ejecución de un proceso de recobro mejorado, en donde se evalúen técnicas asociadas a la inyección de gases, inyección cíclica de vapor e inyección química, que permitan aumentar el factor de recobro. Diferentes iniciativas se han estudiado dentro del recobro químico, como la inyección de polímeros, surfactantes y soluciones alcalinas, que resultan muy atractivas para suplir las necesidades de la inyección de agua convencional en los campos en desarrollo.

La inyección de geles de dispersión coloidal CDG representa un proceso de recobro mejorado evaluado a escala de campo desde 1980 como una alternativa a los procesos de inyección de soluciones poliméricas. La tecnología consiste en la mezcla de un polímero de alto peso molecular y un agente entrecruzador que permite generar microgeles dentro de una solución de polímero, con el objetivo de bloquear las gargantas de poro acuáticas en la roca matriz para desviar el agua inyectada hacia otras zonas con mayor saturación de petróleo y a su vez mejorar la relación de movilidad con la ayuda del polímero que los transporta.

Impulsado por los altos costos, durante la última década el número de proyectos de inyección de sistemas CDG se ha incrementado en países como Argentina, Estados Unidos y el Mar del Norte, también ha despertado interés en su aplicación en yacimientos de Colombia, específicamente en Campo Dina Cretáceos, donde se ha estado implementando un proceso de inyección de CDG desde junio de 2011 y desde entonces se han reportado tanto un incremento en la recuperación de crudo, como una disminución en el corte de agua.

Entre junio de 2014 y noviembre de 2015, en el Campo Tello se desarrolló el piloto de CDG en el pozo inyector TL-63, con el fin de analizar la inyección de geles coloidales como técnica de recobro mejorado. En este trabajo se estudiará el efecto del pozo inyector sobre los pozos productores pertenecientes al patrón, principalmente en cuanto al impacto en producción.

1. FUNDAMENTOS DE RECOBRO MEJORADO

Los procesos para la recuperación de hidrocarburos ocurren básicamente en tres etapas: La etapa primaria en la cual las reservas se producen usando la energía natural interna del yacimiento, tales como gas en solución, empuje de agua, capa de gas y drenaje gravitacional. En esta etapa se produce alrededor de un 10% a 12% del petróleo original in situ. Al disminuir la presión del yacimiento, se inicia la recuperación secundaria donde se hace necesaria la inyección de un fluido tal como agua o gas, con el objetivo de mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo productor. El factor de recobro logrado en esta etapa es de alrededor de un 20% adicional. La inyección de agua es uno de los procesos de recuperación de hidrocarburos más conocidos e implementados a nivel mundial y en el país, sin embargo, la saturación de aceite remanente aún es alta luego de la aplicación de ésta. Por lo anterior, las reservas que quedan en el yacimiento se deben extraer a través de métodos de recobro mejorado o terciario, en los cuales se inyectan productos químicos, energía térmica, gases miscibles, entre otros, para recuperar el crudo.

1.1. ¿QUÉ ES EL RECOBRO MEJORADO?

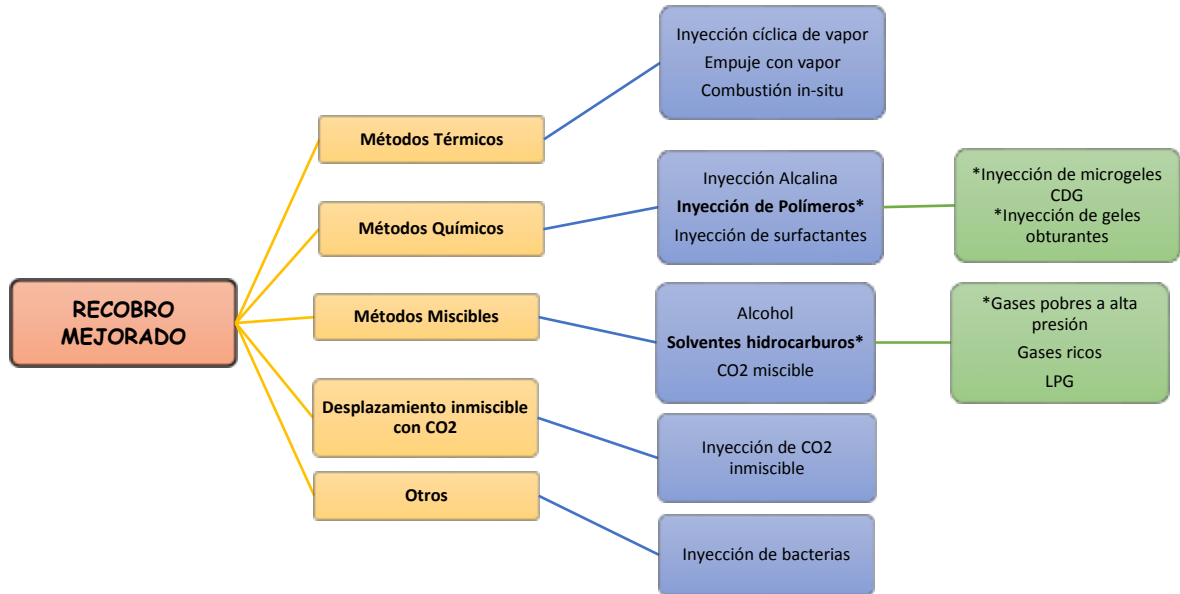
Los procesos de recobro mejorado (EOR) buscan recuperar el petróleo que no se puede obtener por medio de la energía natural del yacimiento (recuperación primaria) ni añadiendo energía adicional al yacimiento (recuperación secundaria). El propósito principal del recobro terciario es movilizar el petróleo residual a lo largo de todo el yacimiento. Esto se logra mejorando el desplazamiento microscópico del petróleo y la eficiencia de barrido volumétrico.

Existen diferentes procesos de recuperación terciaria y cada uno tiene la cualidad de modificar alguna propiedad en el yacimiento y así mejorar el desplazamiento microscópico del petróleo y la eficiencia de barrido volumétrico. Algunos de esos procesos son: la inyección de polímeros, inyección de geles, inyección de vapor, inyección miscible, entre otros (Ver **Figura 1**).

La eficiencia del desplazamiento se puede incrementar, ya sea mediante la reducción de la viscosidad del petróleo (inyección térmica), o reduciendo las fuerzas capilares o la tensión interfacial (inyección de surfactantes o gases miscibles), o aumentando la viscosidad del agua, reduciendo la movilidad del agua inyectada

(inyección de polímeros), entre otros mecanismos que se explicarán con más detalle a continuación [2].

Figura 1. Clasificación de los métodos de recobro mejorado



Fuente: Autores.

1.1.1. RECOBRO QUÍMICO

Los métodos de recobro químico se pueden clasificar en tres categorías principales, dependiendo de la función específica que cumplan en el medio poroso. En la **Figura 2**, se representa la clasificación funcional de los métodos de recobro químico.

Figura 2. Clasificación de los métodos de inyección de productos químicos



Fuente: Maya, G., et. al., "Selección de alternativas para recobro químico", ECOPETROL S.A., 2009

En general, con la inyección de químicos se logra reducir la relación de movilidades y la tensión interfacial agua-crudo, además de modificar propiedades de los fluidos como la viscosidad del crudo o el agua inyectada; esto depende del tipo de técnica aplicada, ya sea inyección de polímeros, surfactantes, alcalina o mezclas de ellos.

1.1.1.1. CLASIFICACIÓN DEL RECOBRO QUÍMICO

1.1.1.1.1. Inyección de polímeros

El principio básico de la inyección de polímeros es modificar las propiedades del agua inyectada, aumentando su viscosidad (μ_w), esto logra que se disminuya la movilidad del agua (λ_w) y por tanto, se disminuye la relación de movilidades agua-crudo (M) para lograr que el frente de desplazamiento sea más uniforme [3].

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w}$$

$$M = \frac{\text{Desplazante}}{\text{Desplazado}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

El mecanismo que contribuye al desplazamiento es el aumento en la viscosidad de la fase desplazante. Un desplazamiento con un fluido de inyección se hace ineficiente cuando el frente de invasión no es lo suficientemente uniforme para desplazar el fluido desplazado. Lo que se busca con la inyección de polímeros, es darle mayor uniformidad al fluido de inyección, aumentando su viscosidad mediante la adición de una solución de buen peso molecular que permite que sea mejorada la relación de movilidades, y por tanto el barrido volumétrico se haga mayor.

Hoy en día, existen diferentes aplicaciones de la inyección de polímeros, entre ellas, la inyección de geles y su clasificación (inyección de geles obturantes y CDG), lo cual será explicado con profundidad en el CAPÍTULO 1.3.

1.1.1.1.2. Inyección de surfactantes

La inyección de surfactantes busca disminuir la tensión interfacial (IFT) entre los fluidos del yacimiento, ya que, a medida que la IFT (σ_{ow}) se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad y así, poder desplazar volúmenes discontinuos de crudo atrapado después del proceso de inyección de agua.

La disminución de la IFT conlleva a una disminución de las fuerzas capilares y por lo tanto, a un mayor valor del número capilar (N_{ca}). El número capilar es un valor adimensional que representa la relación de las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares; y experimentalmente se demostró que a medida que las fuerzas viscosas se hacían mayores y/o las fuerzas capilares se hacían menores (reduciendo la IFT), la saturación de aceite residual (S_{or}) es menor, lo que se traduce a una mejor recuperación del crudo (Escobar, 2006).

$$N_{ca} = \frac{\text{Fuerzas Viscosas}}{\text{Fuerzas Capilares}} = \frac{v * \mu_w}{\sigma_{ow} * \cos \theta}$$

El mecanismo que contribuye al desplazamiento es la reducción en la tensión interfacial: cuando dos fases inmiscibles coexisten en el medio poroso, la energía de superficie relacionada con las interfases de los fluidos influye en su saturación, distribución y desplazamiento. Por tanto, en la inyección de surfactantes, lo que se busca es atacar esta propiedad con el fin de reducir la tensión interfacial lo suficientemente, para garantizar un recobro adicional de hidrocarburos.

1.1.1.1.3. Inyección alcalina

La recuperación mejorada por alcálisis consiste en la inyección de soluciones alcalinas en la formación. Estos reactivos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos, produciendo sustancias jabonosas (surfactantes) en la interfase petróleo-agua, que traen como consecuencia la producción del petróleo.

Involucra la inyección de hidróxido de sodio, silicato de sodio, o carbonato de sodio. Estos reaccionan con los ácidos orgánicos del crudo para crear surfactantes in-situ. Ellos también reaccionan con la roca del yacimiento para cambiar humectabilidad. La mezcla también puede contener polímeros.

La inyección de soluciones alcalinas, es un fenómeno que se conoce como formación de escamas y consumo de álcali. La producción de petróleo, se lleva a cabo por los siguientes mecanismos:

- Reducción de la tensión interfacial resultante de los surfactantes producidos.
- Cambio de Humectabilidad.
- Emulsificación de crudo para ayudar en el control de la movilidad.
- Solubilización de las películas de crudo en las interfaces agua-petróleo.

1.1.1.2. FACTORES FAVORABLES DEL RECOBRO QUÍMICO

Entre los factores favorables que ayudan a que haya una inyección de productos químicos exitosa se tienen:

- Formación homogénea: Debido a que el frente de invasión será más uniforme, además se disminuye en cierto grado la canalización y pérdida de los químicos en la formación.
- Alta saturación de petróleo móvil: El petróleo que va a ser producido debe ser suficiente para justificar las inversiones debido al costo que los productos químicos pueden implicar.
- Buenas condiciones de inyectividad: La formación debe permitir el ingreso de los fluidos que están siendo inyectados, de modo que estos cumplan con su función en el yacimiento.
- Condiciones favorables a la inyección de agua: La formación debe brindar condiciones propicias para la inyección de agua, para así garantizar éxito en la inyección de agentes químicos, debido a que esta es una modificación de la inyección de agua convencional.
- Poco espaciamiento entre pozos: Debido a que los productos químicos en el medio poroso son sometidos constantemente a esfuerzos, estos sufren alteraciones que se van incrementando conforme avanza su flujo en el yacimiento, por tanto a menor espaciamiento entre los pozos el químico va a sufrir menos alteración, con lo cual cumplirá mejor con sus funciones.

1.1.1.3. DESVENTAJAS DEL RECOBRO QUÍMICO

Existen también algunos efectos desfavorables que complican el desarrollo de un proceso químico, entre ellos se tienen:

- Fracturas extensivas: El bache de agentes químicos que está siendo inyectado, puede perderse por las zonas de alta permeabilidad, canalizándose y causando que el desplazamiento se dé ineficientemente. Por tanto no es deseable la presencia de fracturas extensivas.
- Presencia de ambiente aeróbico: En este ambiente, se pueden facilitar fenómenos indeseables en los productos químicos tales como la adsorción, debido a las reacciones químicas.

- Alto contenido de arcilla en la formación: Formaciones con alto contenido de arcillas pueden incrementar las interacciones químicas entre los minerales y los fluidos, aumentando en esta forma la adsorción del químico.
- Alta salinidad: La salinidad debe ser muy baja, ya que ésta desestabiliza químicamente las soluciones.
- Presencia de iones divalentes: Los iones tales como el calcio y el magnesio, generan reacciones químicas que alteran la composición de los químicos y generan degradación del mismo.
- Presencia de acuífero: Generalmente yacimientos con acuíferos muy activos deben ser evitados debido a que el potencial del pozo es suficiente con este método de energía natural, lo cual no justifica que se realice una inversión en la implementación de métodos químicos.
- Presencia de capa de gas: En este tipo de ambientes el aceite movilizado puede restaurar la capa de gas, es decir lo que se hace es un efecto de llenado, lo cual no es favorable.

1.1.2. RECOBRO TÉRMICO

El objetivo principal del recobro térmico es lograr reducir la viscosidad del crudo (μ_o), incrementando su temperatura a través del calentamiento. Esto logra que la movilidad del petróleo (λ_o) aumente y que la eficiencia del desplazamiento mejore.

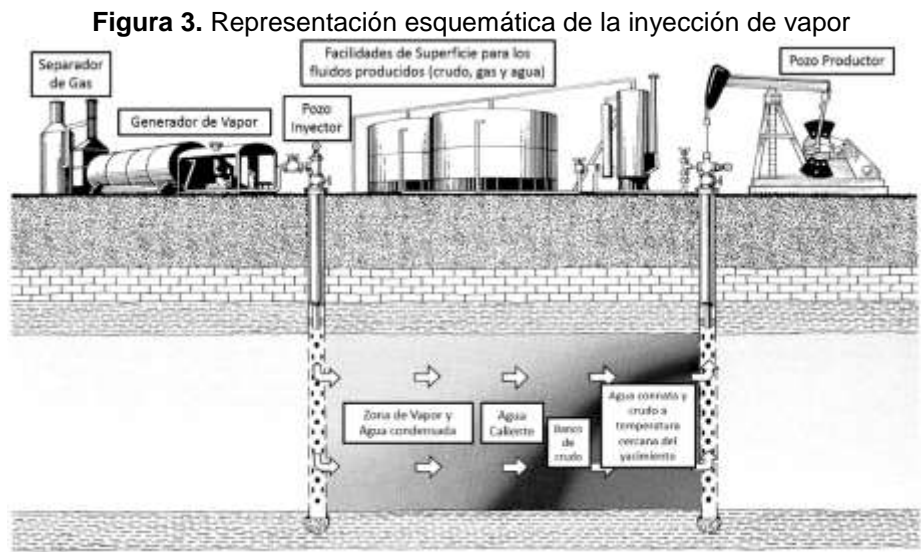
$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}$$

Los procesos de recobro térmico se pueden clasificar en:

- Desplazamientos térmicos: Consisten en inyectar continuamente un fluido de alta temperatura en pozos inyectoras, para desplazar el crudo a la vez que se propaga el calor dentro del yacimiento en la distancia comprendida entre los pozos inyectoras y productores.
- Tratamientos de estimulación térmica: Consisten en calentar la parte del yacimiento cercana a los pozos productores para reducir la resistencia al flujo del crudo, y que las fuerzas impelentes del yacimiento (como el gas en solución, empuje con agua o la gravedad) actúen con más facilidad.

Algunos procesos de recobro térmico son:

- Inyección de vapor: El vapor es inyectado continuamente en pozos inyectoros adyacentes a los pozos productores. Cuando el vapor es inyectado al yacimiento, el calor es transferido a la formación y a los fluidos del yacimiento. El vapor se condensa hasta alcanzar una mezcla de vapor y agua caliente que fluya a través del yacimiento. En este proceso, los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento de crudo son: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y el suministro de presión para empujar el crudo (ver **Figura 3**).

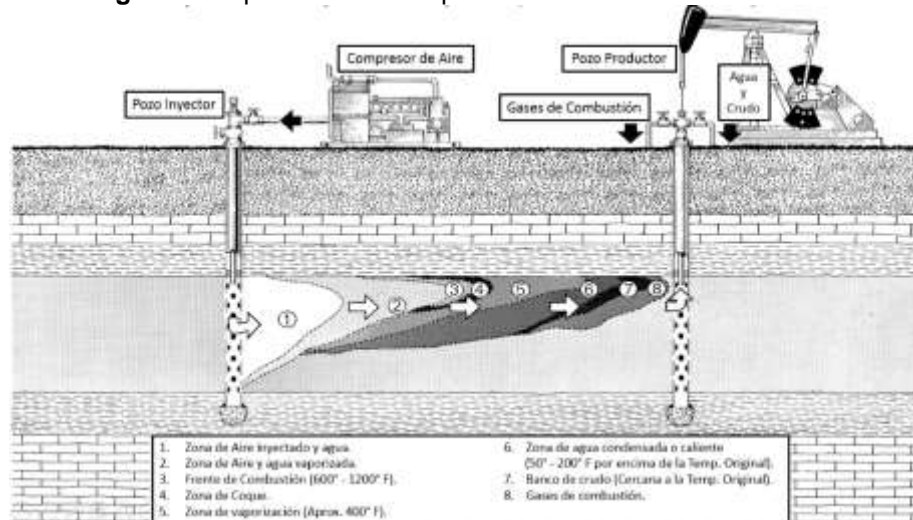


Fuente: Lindley, Joe R., Enhanced Oil Recovery Information, NIPER, Bartlesville, 1986. Traducido por: Autores.

- Inyección de agua caliente: Se inyecta agua a través de los pozos inyectoros para desplazar y producir el crudo por los pozos productores adyacentes. El agua caliente se mueve alejándose del pozo de inyección, esta se mezcla con los fluidos del yacimiento, formando así una zona calentada donde la temperatura varía desde la temperatura en el pozo inyector, hasta la temperatura original del yacimiento. A diferencia de la inyección de vapor, donde la zona formada por el vapor permanece aproximadamente a una temperatura constante. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del crudo son: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, mejoramiento de la movilidad del petróleo por medio de la reducción de la viscosidad del petróleo y el empuje por agua.
- Combustión In-Situ: Consiste en iniciar fuego en el yacimiento e inyectar aire para sostener la combustión de alguna cantidad de crudo. La técnica más común es

combustión directa en la cual se inyecta aire para propagar la combustión desde el pozo inyector. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del crudo son: La reducción de la viscosidad del crudo por medio del calor transferido en el yacimiento por conducción y convección, la presión suministrada al yacimiento mediante la inyección de aire; y las reacciones y procesos fisicoquímicos como la oxidación, destilación, desintegración catalítica y polimerización, las cuales ocurren simultáneamente en las zonas de combustión, coque y desintegración catalítica [2] (ver **Figura 4**).

Figura 4. Representación esquemática de la combustión in-situ



Fuente: Lindley, Joe R., Enhanced Oil Recovery Information, NIPER, Bartlesville, 1986. Traducido por: Autores.

1.1.3. RECOBRO MISCIBLE

La inyección de miscibles consiste en la inyección de un gas o solvente que es miscible con el aceite que se encuentra en el yacimiento, bajo esas condiciones de presión y temperatura. Este solvente puede ser gas condensado del petróleo, nitrógeno o dióxido de carbono. Como resultado de la inyección del fluido miscible, la tensión interfacial entre los dos fluidos (aceite y solvente) es muy baja o tiende a cero, y toma lugar un desplazamiento microscópico muy eficiente [4]. El fluido desplazante puede ser un solvente hidrocarburo que se mezcla con el aceite al primer contacto u otro gas que desarrolle miscibilidad a múltiples contactos (ver **Tabla 1**).

En años recientes se ha hecho especial énfasis hacia el uso de gases no hidrocarburos y más económicos como el CO₂, nitrógeno y gases de combustibles.

Con un gas de alta presión, como puede ser CO₂ o nitrógeno, el desplazamiento del aceite se logra a través de múltiples contactos, inyectado estos gases a presiones por encima de la presión mínima de miscibilidad. Aunque ni el nitrógeno ni los gases combustibles recuperan los hidrocarburos tan eficientemente como lo hacen los gases (o líquidos) provenientes de los hidrocarburos, la economía total del proceso puede hacerlo más rentable.

Tabla 1. Ventajas y desventajas del uso de distintos gases para desplazamiento miscible

	Hidrocarburos	CO₂	N₂ y gases combustibles
Ventajas	Son fluidos que ya se encuentran en el yacimiento, por lo que no presentan problemas operacionales en producción.	*Posee miscibilidad casi inmediata. El fluido a condiciones de yacimiento es casi siempre miscible. *Es uno de los métodos de más amplio crecimiento por lo que hay buena documentación.	Son gases económicos, muchas veces producto de desecho.
Desventajas	Los gases vaporizantes necesitan altas presiones para alcanzar miscibilidad.	Si se combina con agua puede causar corrosión en las líneas de producción.	* Inferiores desde el punto de vista del recobro. * Se necesitan altas presiones para alcanzar miscibilidad.

Fuente: Autores

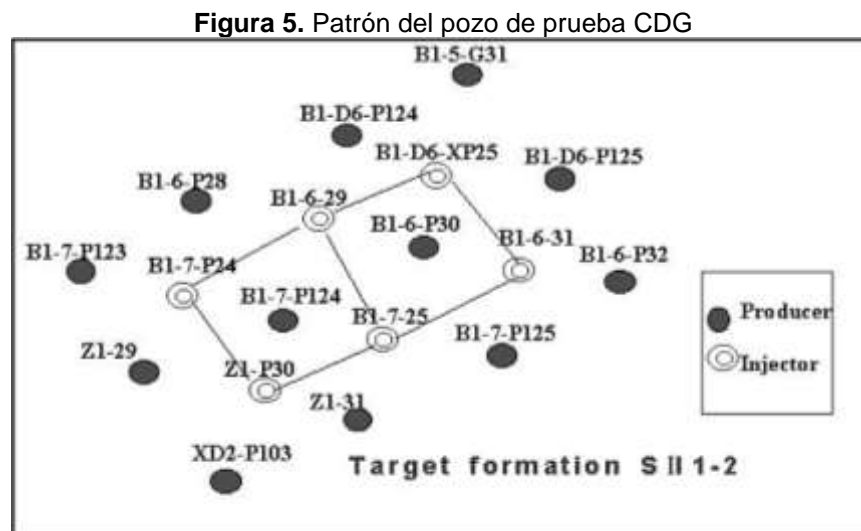
1.2. ESTADO DEL ARTE DEL RECOBRO QUÍMICO

La producción mundial actual con EOR asciende a 2,9 MBOPD (3%). Desde el año 1957 en Colombia se han desarrollado proyectos asociados al recobro mejorado, con una producción asociada aproximada del 5%. Actualmente, existen 31 proyectos implementados y 32 pilotos de EOR, de los cuales 8 están relacionados al recobro químico [15].

1.2.1. ANTECEDENTES A NIVEL MUNDIAL

Uno de los casos de pilotos exitosos de la tecnología CDG se desarrolló en el **Campo Daqing**, el campo petrolero más grande de China en el año 1999. Debido a sus altos cortes de agua (92-94%), se decidió realizar un piloto de inyección de geles con el fin de controlar problemas de canalización rápida de agua en los pozos productores [5].

El piloto consistió en inyectar poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) a una concentración de 1000 y 2000 ppm, del cual se inyectaron 0.7 VP. Para llevarlo a cabo, se emplearon 6 pozos inyectoros y 12 pozos productores con un patrón de cinco puntos como se muestra en la **Figura 5**. Al encontrarse un efecto positivo se decidió hacer una expansión del piloto en la misma formación y esto trajo consigo la extensión de vida del campo y un incremento significativo en la producción del campo. Adicionalmente, tanto la permeabilidad del yacimiento entre inyectores y productores como la eficiencia de barrido volumétrica mejoraron.



Fuente. CHANG, H., Et. Al., "Successful Field Pilot of In-Depth Colloidal Dispersion Gel (CDG) Technology in Daqing Oil Field", SPE 89460

Los resultados de la prueba piloto demostraron que la tecnología CDG:

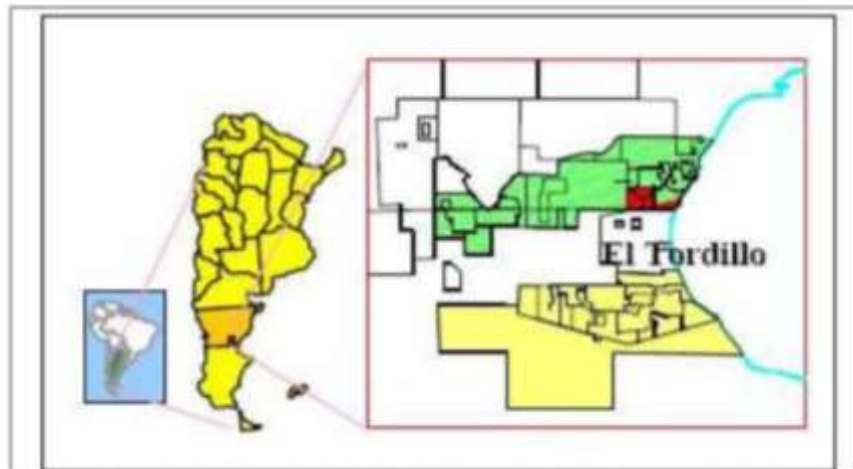
- Puede controlar eficazmente la producción de agua y mantener alta tasa de aceite.
- Tiene una mayor recuperación de petróleo adicional que la aplicación de polímero.

- Tiene una amplia aplicación en yacimientos heterogéneos para mejorar eficiencia de la inyección de agua y la recuperación de petróleo.

El piloto arrojó una evaluación y rentabilidad prometedora que llevaron a expandir la técnica en todo el campo.

El **Campo Tordillo** (Argentina) ubicado en el flanco norte de la Cuenca de San Jorge en la provincia de Chubut al Sur de Argentina (ver **Figura 6**) es otro caso de pilotos de recobro químico exitosos. Se dio debido a la inyección de agua que trajo consigo canalizaciones severas en los pozos productores. Primero se realizaron instalaciones de sartas selectivas de inyección sin lograr efectividad en los resultados, luego se decidió realizar inyección de geles con el fin de taponar zonas ladronas y de esta manera reducir las altas permeabilidades. Al implementarse en todo el campo, se emplearon 15 pozos inyectores y 74 pozos productores [6].

Figura 6. Mapa de ubicación del Campo El Tordillo



Fuente: "El Tordillo reservoir static characterization study: El Tordillo field, Argentina", SPE 69660

El piloto consistió en inyectar poliacrilamida parcialmente hidrolizada en concentraciones de 3000-4000 ppm. El comportamiento de su producción reportó respuestas favorables al presentarse incrementos en la producción de aceite en los pozos. La evaluación del piloto fue exitosa.

Otro ejemplo es el piloto implementado en el **Campo Loma Alta Sur** ubicado en la provincia de Mendoza en la Cuenca Neuquina de Argentina (ver **Figura 7**). La zona productora de este campo se caracteriza por tener múltiples capas heterogéneas y en un esfuerzo por controlar la distribución vertical del agua inyectada se instalaron sartas selectivas [7]. Sin embargo, los efectos combinados de la heterogeneidad

dentro de las capas individuales y la relación extremadamente desfavorable entre la movilidad motivó a que el operador evaluara otras técnicas para el mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrico.

Los CDG fueron seleccionados para el campo por varias razones:

- Los CDG obtuvieron mayor adsorción y mayores factores de resistencia residual que polímero sin entrecruzar.
- Los CDG se pueden inyectar en la roca matriz.
- No se requiere agua fresca para la formación de gel en bajas concentraciones de polímero.

Figura 7. Mapa de ubicación del Campo Loma Alta Sur



Fuente. Diaz, D., "Coloidal Dispersion Gels Improve Oil recovery in a heterogeneous Argentina Waterflood" SPE 113320

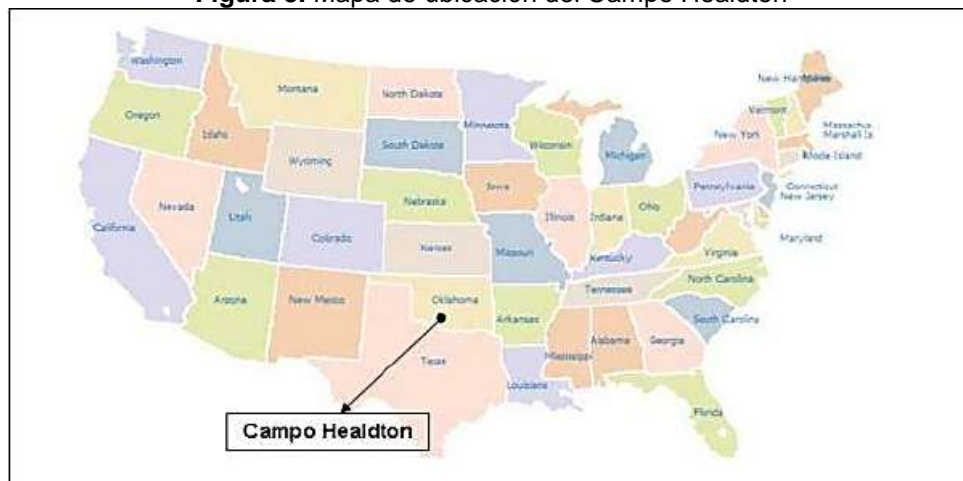
Los resultados indican una respuesta favorable del piloto con un incremento en la producción de petróleo. El piloto no tuvo problemas operacionales durante los catorce meses de la inyección CDG (Fases I y II). Se prevé implementar la expansión de la tecnología CDG en todo el campo.

Otro caso de pilotos exitosos es el **Campo Healdton** (Estados Unidos), ubicado al sur de Oklahoma y al Oeste del condado de Carter, aproximadamente 20 millas al Oeste de la ciudad de Admore (ver **Figura 8**). Su zona productora se caracteriza por poseer grandes plegamientos que se formaron en el paleozoico, lo que dio lugar a numerosos anticlinales donde se almacenan hidrocarburos. El campo fue

sometido a recobro secundario por inyección de agua en 1968 con el fin de incrementar el barrido volumétrico. Pero la presencia de cortes de agua del 91% llevó a tomar la decisión de inyectar polímeros en 1982 en todo el campo. Para esto se emplearon 105 pozos inyectoros y 162 pozos [8].

El piloto consistió en inyectar poliacrilamida parcialmente hidrolizada, a una concentración de 3000 ppm, de la cual se inyectaron 0.6 VP. Debido a la poca profundidad y una amplia infraestructura, la inyección de polímeros y tratamientos fueron muy favorables para alterar el barrido vertical y disminuir los cortes de agua. La evaluación de desempeño por la inyección de polímeros fue exitosa y se considera un proyecto rentable.

Figura 8. Mapa de ubicación del Campo Healdton



Fuente: Jiménez, María (2009). “Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares) mediante analogías”.

1.2.2. ANTECEDENTES A NIVEL NACIONAL

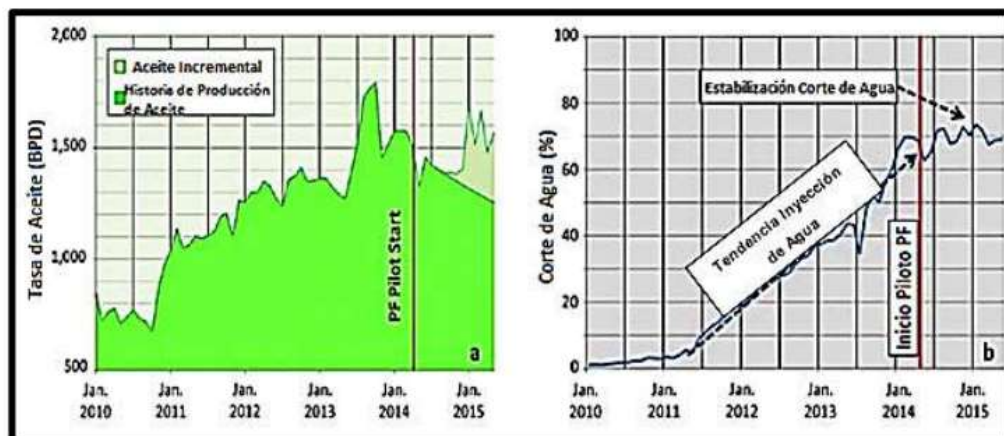
En Colombia, el primer piloto de inyección de polímeros por parte de Ecopetrol S.A se implementó en el **Campo Yariguí-Cantagallo** con el objetivo de mejorar la eficiencia de barrido volumétrica mediante la disminución de la relación de movilidad a partir del incremento de la viscosidad del agua por efecto del polímero, permitiendo así el aumento del factor de recobro.

El piloto inició el 17 de marzo de 2014 con la inyección de polímero en el patrón de los pozos inyectoros YR-504 y YR-510. La respuesta en la producción de petróleo se observó 9 meses después de iniciada la inyección de polímeros en ambos pozos.

La **Figura 9** indica un incremento en la producción de aceite alrededor de 300 BOPD 15 meses después de operación, es decir al 30 de junio de 2015, el proyecto reporta una producción acumulada que excede los 60000 barriles de aceite (aproximadamente de 6000 a 8000 barriles de petróleo incremental por mes desde enero de 2015) con la estabilización de cortes de agua (Parte b de la figura 9) [9].

Actualmente se continúa inyectando polímero sin encontrarse presencia del mismo en la producción de los pozos productores influenciados por los pozos inyectoros piloto, lo que indica que la inyección del polímero está proporcionando un mejor barrido volumétrico en las áreas del piloto del Campo Yariguí – Cantagallo.

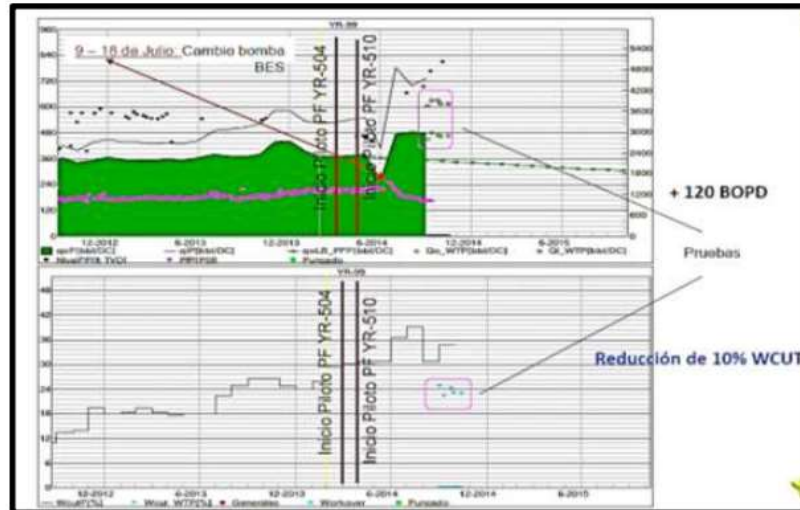
Figura 9. Historia de producción de aceite y corte de agua de los patrones pilotos YR-504 y YR-510



Fuente. Maya, Gustavo, et al. “Diseño e implementación del primer proyecto de inyección de polímero en Colombia: Campo Yariguí-Cantagallo”. SPE-177245-MS. Quito, Ecuador. Noviembre 2015.

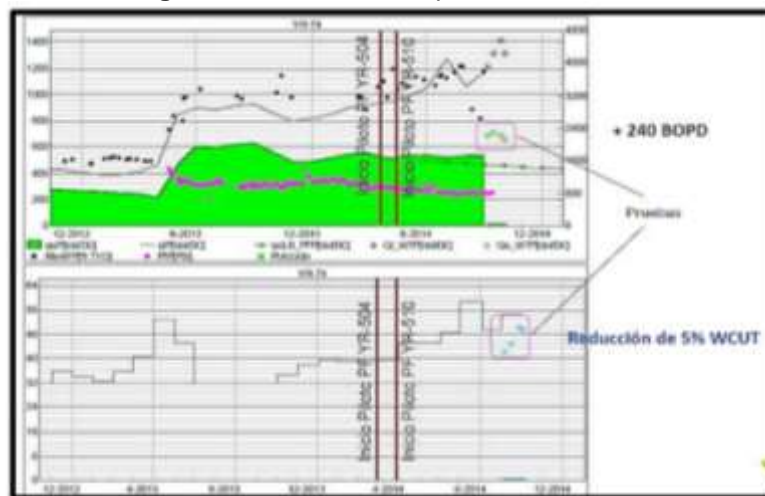
La **Figura 10** y **Figura 11** representan la tendencia de la producción en dos pozos productores (YR-99 y YR-74) influenciados por el proceso de inyección de polímeros de los pozos inyectoros YR-504 y YR-510, mostrando un aumento en la producción de barriles de aceite por día luego de la implementación del proceso de recobro mejorado; además muestran la reducción significativa en los cortes de agua en cada uno de los pozos después de iniciado el proyecto piloto de inyección de químicos.

Figura 10. Tendencia de producción YR-99



Fuente: Gustavo, et al. "Diseño e implementación del primer proyecto de inyección de polímero en Colombia: Campo Yariguí-Cantagallo". SPE-177245-MS. Quito, Ecuador. Noviembre 2015."

Figura 11. Tendencia de producción YR-74



Fuente. Gustavo, et al. "Diseño e implementación del primer proyecto de inyección de polímero en Colombia: Campo Yariguí-Cantagallo". SPE-177245-MS. Quito, Ecuador. Noviembre 2015.

1.2.3. ANTECEDENTES A NIVEL DE LA CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

En el año 2008 se llevó a cabo un piloto de inyección de geles obturantes en dos patrones del Campo Guando como reducción de canalización del proceso de inyección de agua, mostrando resultados positivos en el avance del proceso [10].

El campo Guando se encuentra ubicado 100 km al sur-occidente de Bogotá en el departamento de Tolima, dentro del área rural del municipio de Melgar. (ver **Figura 12**)

Figura 12. Ubicación geográfica del Campo Guando



Fuente: Petrobras Colombia Limited

Tras cuatro meses de inyección de gel no se observó una gran disminución en el corte de agua; esto puede atribuirse al grado de fracturamiento en la zona en la que se encuentra el patrón, puesto que posiblemente no permitió que el volumen inyectado fuera suficiente para obturar las zonas ladronas en su totalidad. En el otro patrón se observaron resultados positivos en la mayoría de los pozos productores asociados, donde la producción de agua disminuyó y la producción de aceite aumentó indicando que el agua inyectada estaba barriendo zonas que aún se encontraban saturadas con aceite, cumpliendo con el objetivo de obturar los canales y disminuir la recirculación del agua.

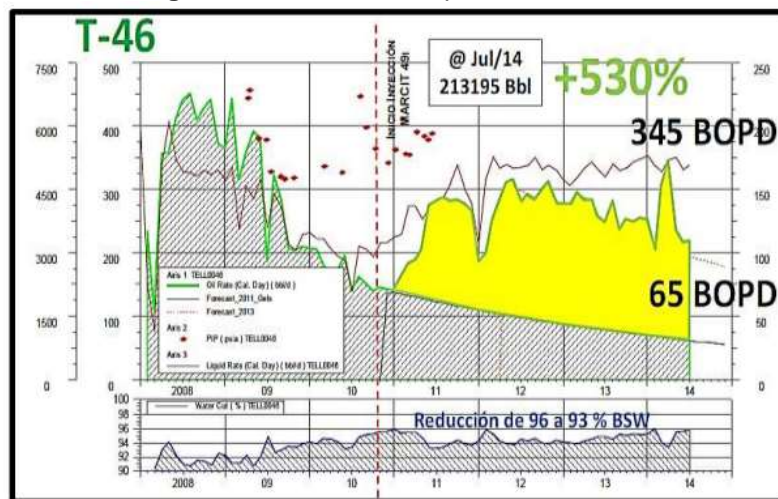
En el año 2010 se implementó un proyecto en el **Campo Tello** para controlar zonas ladronas de agua y reducir el fenómeno de canalización, factor desfavorable que afecta principalmente la inyección de agua del campo; esta canalización se presenta a través de las arenas con mejores propiedades petrofísicas, especialmente aquellas con permeabilidades más altas, por lo que el proceso de recuperación secundaria se hace menos eficiente.

Después de la inyección, el campo mostró un aumento importante en la recuperación de aceite y una disminución en el corte de agua de hasta 3%. La producción de agua asociada con la producción de crudo influenciado por la inyección disminuyó considerablemente.

El factor de recobro de aceite actual del campo está estimado en 26% del OOIP. Las **Figura 13** y **Figura 14** muestran el incremento en la producción de aceite en barriles por día y la disminución del corte de agua en los pozos productores TL-46 y TL-09, que se encuentran influenciados por el proyecto de inyección de geles obturantes [11].

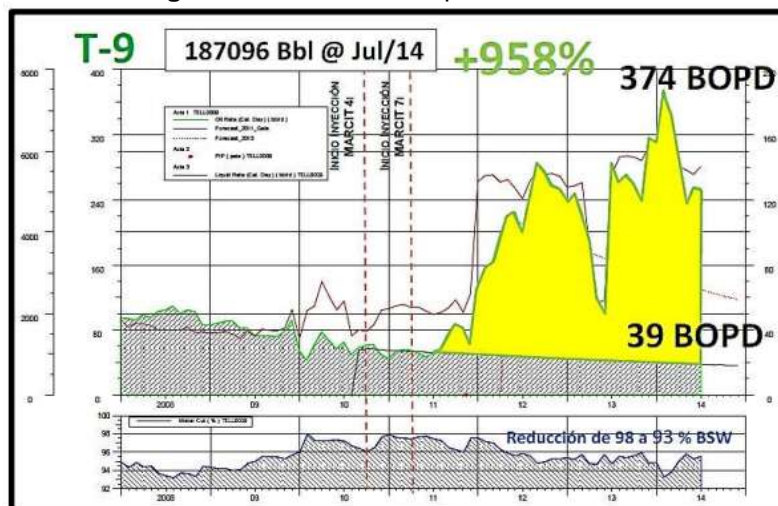
Se decidió hacer la expansión del proyecto en los pozos TL-04 y TL-07 en el año 2011, y en los pozos TL-61, TL-23, TL-37 y TL-38 en el año 2013, en los cuales se han encontrado resultados factibles técnica y económicamente.

Figura 13. Tendencia de producción TL-46



Fuente: Ordoñez, Aníbal. Exposición Ecopetrol “Estado Actual del Recobro Mejorado en Colombia”. Neiva. 2014.

Figura 14. Tendencia de producción TL-09



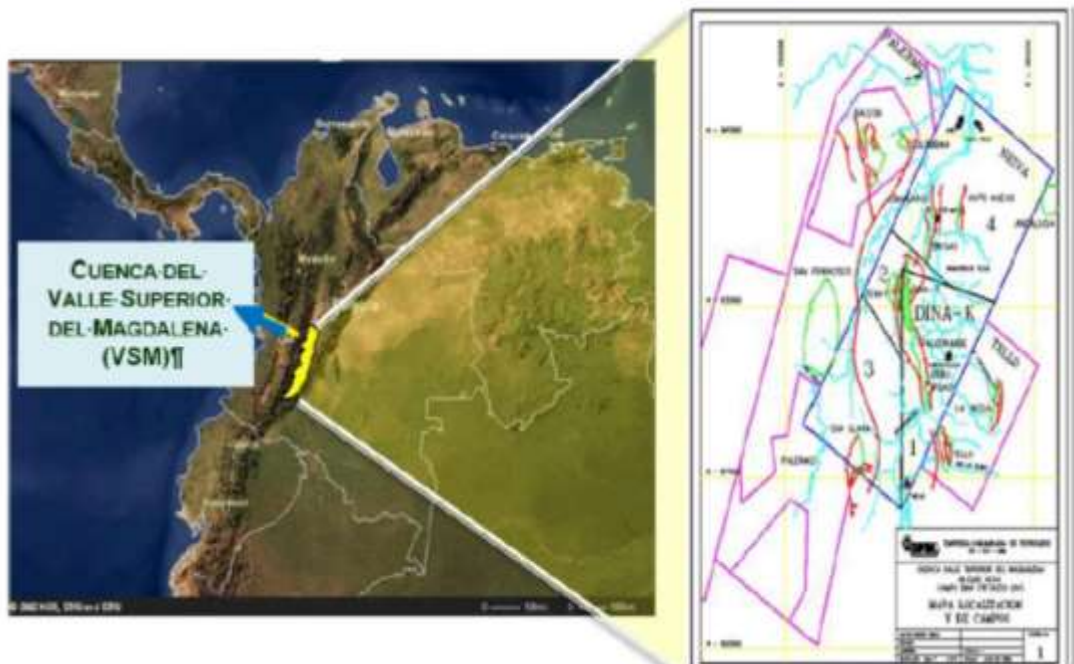
Fuente: Ordoñez, Aníbal. “Estado Actual del Recobro Mejorado en Colombia”. Neiva. 2014.

En el **Campo Dina Cretáceo** se implementó un piloto de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) como alternativa a los procesos de inyección de soluciones poliméricas que permitan el incremento de la eficiencia de barrido volumétrica y en consecuencia del factor de recobro [16].

El campo **Dina Cretáceo** está localizado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la subcuenca de Neiva como se ilustra en la **Figura 15** y se encuentra asociado a un proceso de inyección de agua desde 1986.

Debido a la alta saturación de aceite remanente presentada luego de la inyección de agua y causada principalmente por una pobre relación de movilidad agua-aceite (3.5) y la presencia de altos contrastes de permeabilidad entre los intervalos productores, se inició un piloto de recobro químico a través de la inyección de CDG para mejorar la eficiencia de barrido volumétrica y la relación de movilidad, obteniendo como resultado un incremento en el factor de recobro de los yacimientos de la Formación Monserrate.

Figura 15. Ubicación geográfica del Campo Dina Cretáceos



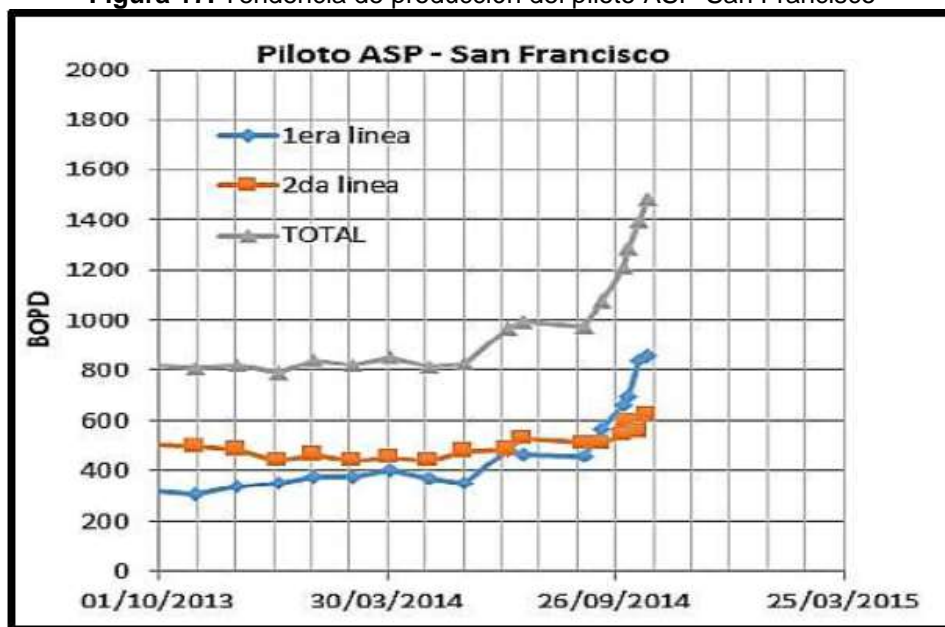
Fuente: Revisión técnica del Campo Dina para la aplicación de tecnologías IOR/EOR. Octubre de 2009

El 9 de junio de 2011 se inició la inyección de CDG en el pozo inyector DK-3. La producción comenzó su incremento a los 3 meses de iniciado el piloto y los resultados se mostraron prometedores con un incremento del 10% de la producción

El campo San Francisco está ubicado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena y se encuentra produciendo de la formación Caballos. El proceso de inyección de ASP es un método de recuperación mejorada especialmente diseñado para ser utilizado después de un proceso de inyección de agua. Consiste en una mezcla de productos químicos, tales como el álcali, surfactante y polímero, con los que se logra cambiar las propiedades del agua inyectada.

El piloto arrojó resultados favorables al observarse una disminución significativa en el corte de agua. La **Figura 17** muestra la producción de los pozos afectados por el método de recobro químico de primera y segunda línea de incidencia y una producción total alcanzada luego de la implementación del proyecto piloto ASP en el campo San Francisco. Cabe aclarar que la precipitación de carbonatos es un problema que se puede presentar luego de la aplicación de este tipo de técnica de recobro, ya que crea incrustaciones donde se comunica la formación con la tubería de producción, generando taponamiento en la cara del pozo. El scale representa uno de los mayores desafíos para los proyectos ASP. Actualmente, el campo se encuentra en un proceso de inyección de polímeros en su etapa final.

Figura 17. Tendencia de producción del piloto ASP-San Francisco



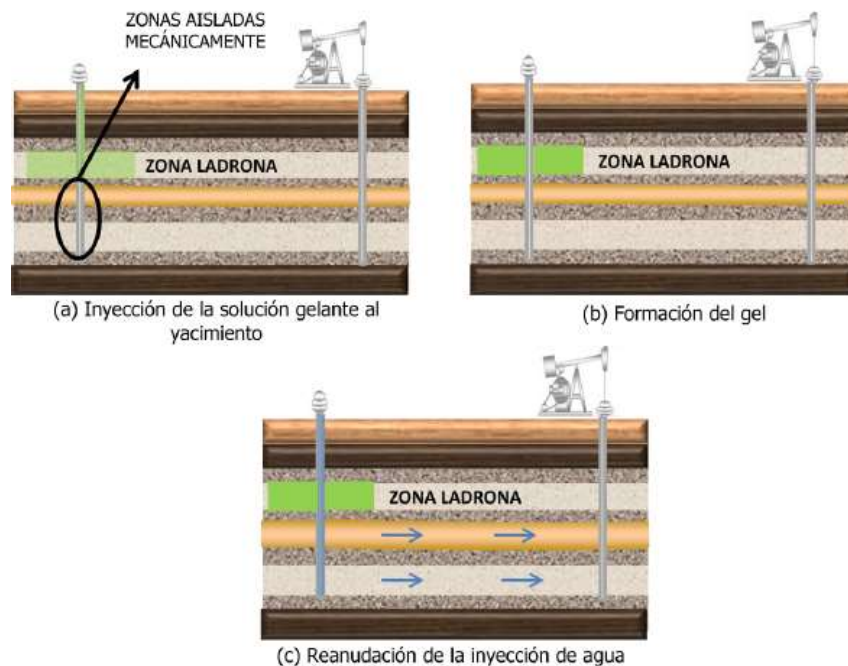
Fuente: Ordoñez, Aníbal. Exposición Ecopetrol “Estado Actual del Recobro Mejorado en Colombia”. Neiva. 2014.

1.3. DEFINICIÓN DEL RECOBRO QUIMICO POR INYECCION DE GELES

El recobro químico por inyección de geles es una técnica empleada para mejorar la eficiencia de los procesos de inyección de agua. Su objetivo principal es aumentar la resistencia al flujo de agua en zonas fracturadas o zonas de alta permeabilidad, permitiendo que el fluido inyectado contacte zonas no barridas, aumentando de esta manera la eficiencia de barrido volumétrico. De allí que se le conozca como un proceso de modificación de la permeabilidad in-situ.

El proceso consiste en inyectar al yacimiento una solución polimérica que contiene un entrecruzador (por ejemplo triacetato de cromo), cuya reacción permite la formación de un gel en el medio poroso, la inyección de soluciones gelantes de viscosidad moderada son recomendadas para minimizar los daños a las zonas saturadas con aceite, en caso tal de que no puedan ser aisladas mecánicamente [14]. Una vez se ha inyectado y ubicado la solución en el yacimiento, el proceso de gelificación es llevado a cabo formando un gel que es inmóvil en el yacimiento. Finalmente, la inyección de agua o la producción son reactivadas según sea el caso. El esquema del proceso descrito anteriormente es mostrado en la **Figura 18**, donde las zonas de baja permeabilidad se encuentran aisladas mecánicamente.

Figura 18. Tratamiento de inyección de gel convencional en un pozo inyector



Fuente: Maya, Gustavo et al., "Selección de alternativas para recobro químico", ECOPETROL S.A., 2009, 74 p.

La canalización del agua a través de zonas de alta permeabilidad y de zonas fracturadas representa un serio problema cuando se implementan proyectos de inyección de agua en yacimientos heterogéneos, lo que se conoce como **Zonas Ladronas** [4]. La solución a este problema consiste en alterar o modificar la permeabilidad de estas zonas, de tal manera que el fluido de inyección sea desviado hacia aquellas capas menos permeables saturadas con aceite. La alteración de la permeabilidad in-situ es lograda a partir de procesos de inyección de geles de origen químico o biológico, así como a través de procesos de precipitación. Para esto es necesario analizar las generalidades de un proceso de este tipo, estudiando su comportamiento en yacimientos con flujo cruzado y sin flujo cruzado.

Existen dos grupos de polímeros que pueden ser inyectados a la formación con diferentes objetivos y características. Se trata de las poliacrilamidas y las gomas xánticas. A continuación se presentan los tipos de aplicaciones de esta técnica.

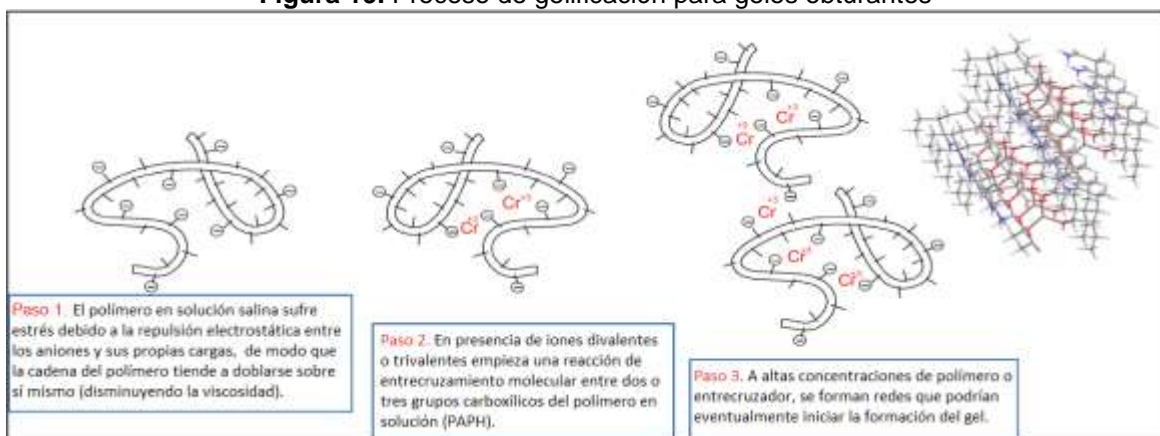
1.3.1. GELES DE ALTA VISCOSIDAD U OBTURANTES

Son principalmente aplicados para corregir los efectos de las heterogeneidades del yacimiento en las proximidades de los pozos productores. Estos geles obturantes o permanentes son usados como bloqueadores del movimiento de agua en zonas canalizadas. Los geles obturantes se destacan por su característica de selectividad, tanto de las zonas de mayores permeabilidades, como de los niveles con mayores saturaciones de agua. Además, el hecho de que sea posible inyectarlos en volúmenes de cientos o miles de barriles incrementa las posibilidades de que a futuro, la inyección contacte zonas no barridas del yacimiento y aumente la recuperación de hidrocarburos. El conformance químico hace parte de este grupo de geles.

1.3.1.1. CONFORMANCE QUÍMICO

El conformance químico es una tecnología de geles obturantes para controlar zonas ladronas de agua y reducir el fenómeno de canalización. Dicha canalización se presenta a través de las arenas con mejores propiedades petrofísicas, especialmente aquellas con permeabilidades más altas. Estos geles se caracterizan por poseer altas viscosidades y altas concentraciones de polímero; se obtienen a partir de la unión de un polímero con un ion metálico (ver **Figura 19**).

Figura 19. Proceso de gelificación para geles obturantes



Fuente: Maya, Gustavo Adolfo et al., "Successful Polymer Gels Application in a Highly Channeled Peripheral Injection Well: Tello Field Pilot" SPE-169478-MS

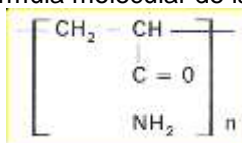
1.3.2. GELES DE BAJA VISCOSIDAD

Se utilizan en situaciones en las que se quiera mejorar la eficiencia volumétrica en la matriz heterogénea de la roca, antes de la irrupción del agua o, como complemento, después de los tratamientos con geles obturantes. Se inyectan volúmenes definidos de baja concentración, denominados microgeles. Para corregir fracturas o canales de alta permeabilidad debe aumentarse la concentración de polímeros. Estos geles se conocen como Geles de Dispersión Coloidal (CDG).

1.3.2.1. GELES DE DIPERSIÓN COLOIDAL (CDG)

La poliacrilamida es un polímero de tipo sintético y su monómero es la acrilamida (**Figura 20**). Una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada se compone de cadenas de polímeros con un radio hidrodinámico que en gran medida depende de la salinidad de la solución. En agua destilada los grupos de polímero (cargados negativamente) se repelen entre sí, y las moléculas del polímero se extienden obteniendo el mayor volumen posible de solución, cuando hay presencia de sal, las moléculas de polímero se enrollan generando una reducción de la viscosidad de la solución.

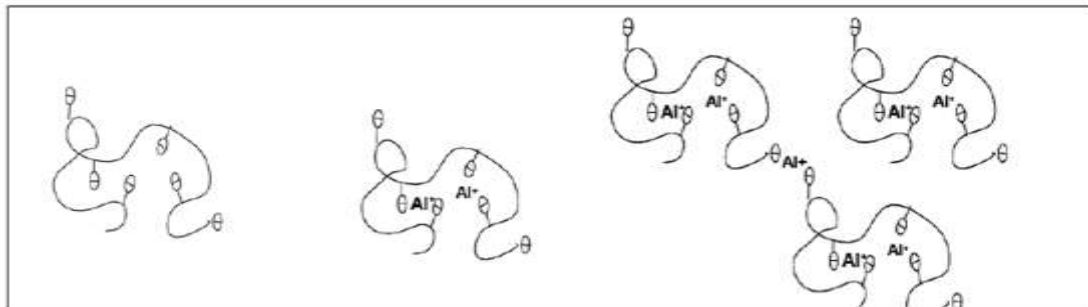
Figura 20. Fórmula molecular de la poliacrilamida



Fuente: Seymour, Raimond and Carraher, Charles. "Introducción a la Química de los Polímeros". Editorial Reverté, 1995.

Como se presenta en la **Figura 21**, en presencia de iones di o trivalentes (generalmente aluminio) se genera dos o tres grupos de polímero (carboxilo) que pueden unirse a un solo catión generando el entrecruzamiento intramolecular. A diferentes concentraciones de polímero y entrecruzador, una red continua de enlaces cruzados da lugar a la formación de microgeles. La formulación más conocida son los geles de dispersión coloidal (CDG).

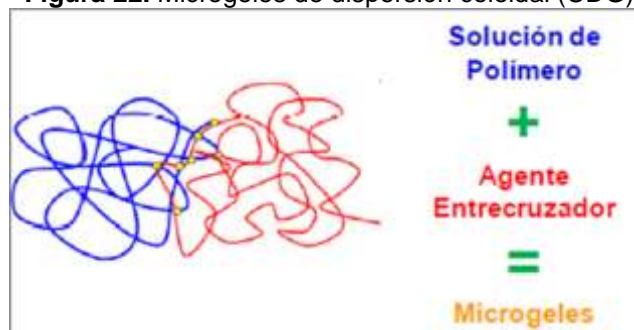
Figura 21. Entrecruzamiento intramolecular de polímero en presencia de iones trivalentes



Fuente: Tomado y modificado de Spildo K., et al., "Propagation of Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Laboratory Corefloods", Society of Petroleum Engineers, SPE-129927, 2010, 7 p.

Los CDG consisten en partículas más o menos esféricas con tamaños en el rango nanométrico (50-150 nm), formado por una reacción entre el entrecruzador y la poliacrilamida parcialmente hidrolizada [4]. Los CDG pueden contribuir a la recuperación mejorada de petróleo (EOR) al desviar el flujo microscópico e incrementar el barrido macroscópico. Éstos son preparados con bajas concentraciones de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (típicamente con concentraciones entre 100 y 1000 ppm) y citrato de aluminio como agente entrecruzador, la **Figura 22** presenta un diagrama de la formación de los microgeles.

Figura 22. Microgeles de dispersión coloidal (CDG)



Fuente: Castro, R. "Análisis de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) usando ensayos de laboratorio y simulación numérica", Bucaramanga, 2011.

1.3.2.1.1. Características de los geles de dispersión coloidal

Las propiedades físico-químicas de las soluciones de CDG son similares a las soluciones acuosas de los coloides. La tecnología consiste en la mezcla de un polímero de alto peso molecular y un agente entrecruzador (Ion metal) que permite generar micro geles dentro de una solución de polímero, con el objetivo de bloquear las gargantas de poro acuatizadas en la roca matriz con los microgeles, para desviar el agua hacia otras zonas con mayor saturación de petróleo y a su vez mejorar la relación de movilidad con la ayuda del polímero que transporta los microgeles. Las características principales de los CDG son las siguientes:

- Son geles entrecruzados con una viscosidad similar al polímero solo, pero tienen una mayor resistencia a fluir.
- Tienen una viscosidad mayor que los polímeros en régimen diluido y es extremadamente más alta en régimen semi-diluido.
- Contienen coloides o especies poliméricas adsorbibles en la mayoría de las rocas reservorios existentes.
- El CDG provee en reservorios heterogéneos un mayor factor de resistencia residual (RRF) que el polímero convencional, resultando en una mayor eficiencia de barrido volumétrica.

1.3.2.1.2. Beneficios de la inyección de geles de dispersión coloidal

- Bloquear las zonas acuatizadas y desviar el fluido de inyección a zonas menos permeables saturadas con aceite para corregir las ineficiencias de barrido, evitando que el agua se canalice y por lo tanto se reduzca la producción de agua.
- Mejorar la relación de movilidad (agua-petróleo) al aumentar la resistencia residual al flujo de agua.
- Aumentar el factor de recobro de aceite.
- Mejorar de forma eficiente los perfiles de inyección.

La tecnología CDG difiere con la inyección de polímeros en que en la primera se pueden lograr viscosidades muchos mayores con menores concentraciones de polímero (poliacrilamida parcialmente hidrolizadas) debido a la generación de microgeles entre el polímero y el citrato de aluminio (entrecruzador). Esto facilita la generación de mayores factores de resistencia residual al flujo de agua lo que se traduce en un incremento de la eficiencia de barrido volumétrico.

2. CONCEPTUALIZACION DEL PILOTO DE RECOBRO MEJORADO EN CAMPO TELLO

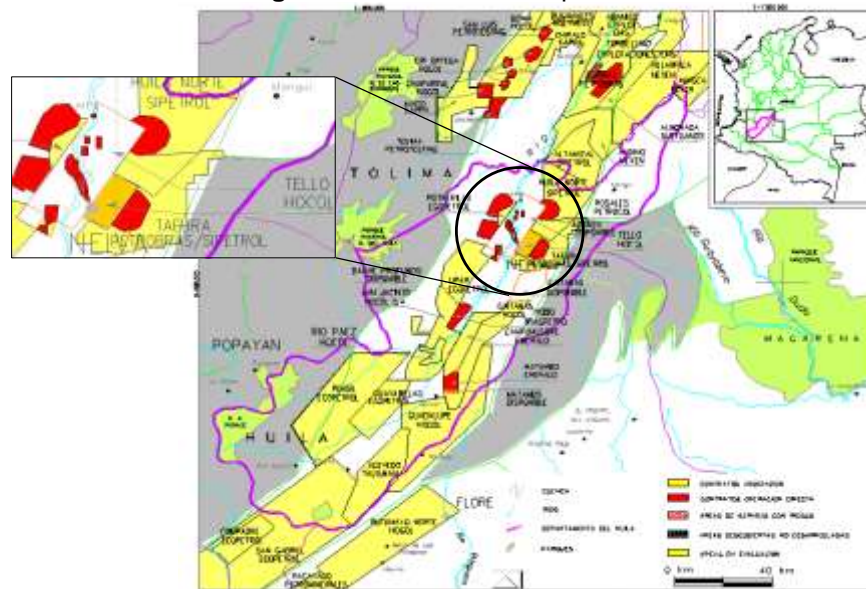
2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO TELLO

El campo Tello está ubicado en la cuenca del Valle Superior Del Magdalena, en la parte sur-occidental de Colombia a 3 Kilómetros de la ciudad de Neiva (ver **Figura 23**).

La Concesión Tello 1161 fue adjudicada a Tennessee Colombia S.A. en 1971 y pasó a Hocol S.A. en el año de 1979. El campo Tello fue descubierto con la perforación del pozo TL-1 en marzo de 1972 con una producción de 800 BOPD en las areniscas de la formación Monserrate. Finalmente, el campo fue revertido a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en febrero del 2006 y en ese momento Ecopetrol firmó un acuerdo para mantener la producción y para invertir en el desarrollo del campo [17].

La estructura del Campo Tello corresponde a una serie de anticlinales yuxtapuestos por cabalgamientos de bajo ángulo, que involucran las formaciones Villeta y Monserrate de edad Cretácea.

Figura 23. Ubicación Campo Tello



Fuente: Auditoria de reservas Campo Tello 2009

El yacimiento en el campo Tello se clasificó inicialmente como un yacimiento subsaturado, donde la presión inicial (3484 psi @ 6800 pies) era superior a la presión del punto de burbuja (846 psi). El mecanismo de producción en el campo Tello está controlado por el mecanismo de gas en solución y en menor grado, por segregación gravitacional y un moderado empuje hidráulico.

La producción máxima del campo se alcanzó en abril de 2001 con un pico de 15551 BOPD. Actualmente, la producción del campo es de 4934 BOPD con 60 pozos de los cuales 26 están activos, 16 están suspendidos y 18 están abandonados. La gravedad API del crudo es de 19 a 21°API. La producción acumulada de aceite es de 112.74 MMBO. La **Tabla 2** resume los datos técnicos del Campo Tello, en ella se presenta información de yacimiento, propiedades de roca/fluido, contacto de los fluidos, estado actual del campo, volúmenes de fluidos y formación de interés.

Tabla 2. Resumen datos técnicos de Campo Tello

DATOS TECNICOS DEL CAMPO			
Gerencia	Gerencia Regional Sur	Año de descubrimiento	1972
Nombre del campo	Tello	Área de Producción (Acres)	1164.46A, 415.6B, 273.7C, 416.1D, 884E
Nombre de Formación	Formación Monserrate K4b1, K4b2, K4b3	Participación ECOPETROL	50%
YACIMIENTO		PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	
Tipo de trampa	Trampas estructurales y estratigráficas	Porosidad promedio %	20
Ángulo de buzamiento	20°-80°	Rango de porosidad %	18-22
Edad geológica	Cretácico Superior	Permeabilidad promedio (mD)	200
Ambiente de Depositación	Shoreface Medio-Superior	Rango de permeabilidad (mD)	80-360
Litología	Areniscas	Relación Kv/Kh	0.2-0.5
Profundidad Promedio (pies)	-6300' TVDss	Reservorio naturalmente fracturado	No
Espesor neto petrolífero (Prom. Pies TVT)	240	Gravedad API del aceite	19.5
Espesor total (prom pies TVT)	375	GE del gas	0.742
Saturación inicial de agua Sw (%)	20%	Viscosidad Aceite/gas (cp)@842 psi (T-1)	14.2
Saturación de aceite residual (%)	25%	Presión Punto de Burbuja (psi) @ (T-46, T-1)	842
Temperatura de Yacimiento (F)	160°	Relación Gas - Aceite Rsi (SCF/STB o PC/PCS)	142
Presión inicial de yacimiento (psi)	3484	Factor volumétrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	1.114
Presión actual (psi)	A:1000, B y C:600, D:800	Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	7000-10000
Mecanismo primario de producción	Gas en solución - Acuífero activo		
CONTACTO DE LOS FLUIDOS			
Contacto gas-aceite (pies)			N/A
Contacto aceite-agua (pies)			-6750 A, -6520 B y C, -6200 C
Contacto gas-agua (pies)			-

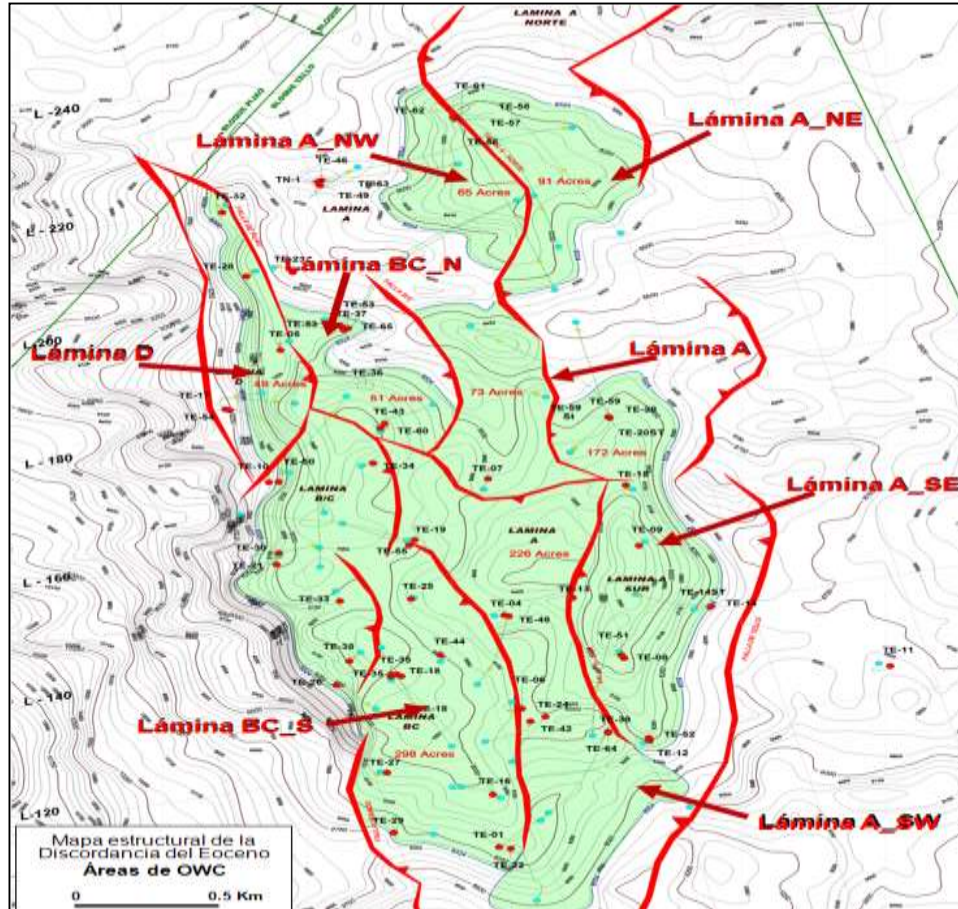
Fuente: Auditoria de reservas Campo Tello 2014

El yacimiento se encuentra dividido en cinco láminas estructurales, separadas entre sí por fallas de cabalgamiento con un anticlinal asociado a cada una de ellas. Las cinco láminas estructurales han sido denominadas de este a oeste como A, BC, D y E, cada una de estas láminas está constituida estratigráficamente por las arenas B1, B2, B3 y C (ver **Figura 24**). La lámina estructural A, ubicada en la parte Este del campo, es la más extensa y la de mayor impacto en la producción de hidrocarburos.

El campo Tello a nivel de la formación Monserrate ha estado sometido a un proceso de inyección de agua periférico irregular desde el año 1997. El factor de recobro en ese momento era de 13 % y hoy en día se encuentra en un 26%, proveniente

también de la implementación en el año 2009 de la tecnología de conformance químico [18].

Figura 24. Mapa estructural que contiene las láminas en las cuales se divide el campo



Fuente: Análisis integrado de ingeniería para optimización de producción (AIOP) en pozos del Campo Tello 2013

2.2. DEFINICIÓN DEL PILOTO

2.2.1. DEFINICIÓN DE LA UBICACIÓN DEL PILOTO

En el campo Tello se detectó que a nivel estratigráfico, las arenas B1, B2, B3 y C pertenecientes a la lámina A, que es el de mayor cantidad de reservas (Ver **Tabla 3**), presentaban una distribución de inyección desfavorable debido a las fuertes variaciones de permeabilidad entre estas arenas, generando pobres eficiencias de

barrido (Eficiencia de barrido vertical), rápido irrupción del fluido de inyección y alta producción de agua.

Tabla 3. Porcentaje de reservas del Campo Tello

Lámina	%OOIP
A	42
BC	38
D	20

Fuente: Soporte Estimación de Reservas Campo Tello, 2014.

En la **Tabla 4** se especifica la mala distribución de inyección de las arenas de la lámina A, encontrándose que las Arenas B1, siendo las de mayor porcentaje de reservas, son las menos barridas de la lámina [19]. Además de eso, en la **Figura 25** se evidencia que en la zona sur, las arenas que están tomando agua son las B2 y B3 a través de los pozos TL-04 y TL-07 respectivamente; mientras que en la zona norte, la mayoría del agua es tomada por las arenas B1, principalmente a través del pozo TL-49.

Tabla 4. Distribución de reservas e inyección de la lámina A

Lámina	Arena	% OOIP en Campo	Winj_CUM (MM BIs)	% Inyección en Lámina
A	B1	35%	48.464	24%
	B2	26%	74.426	37%
	B3	25%	80.893	40%
	C	14%	0	0%
	Sub Total del Campo	42%	203.783	69%

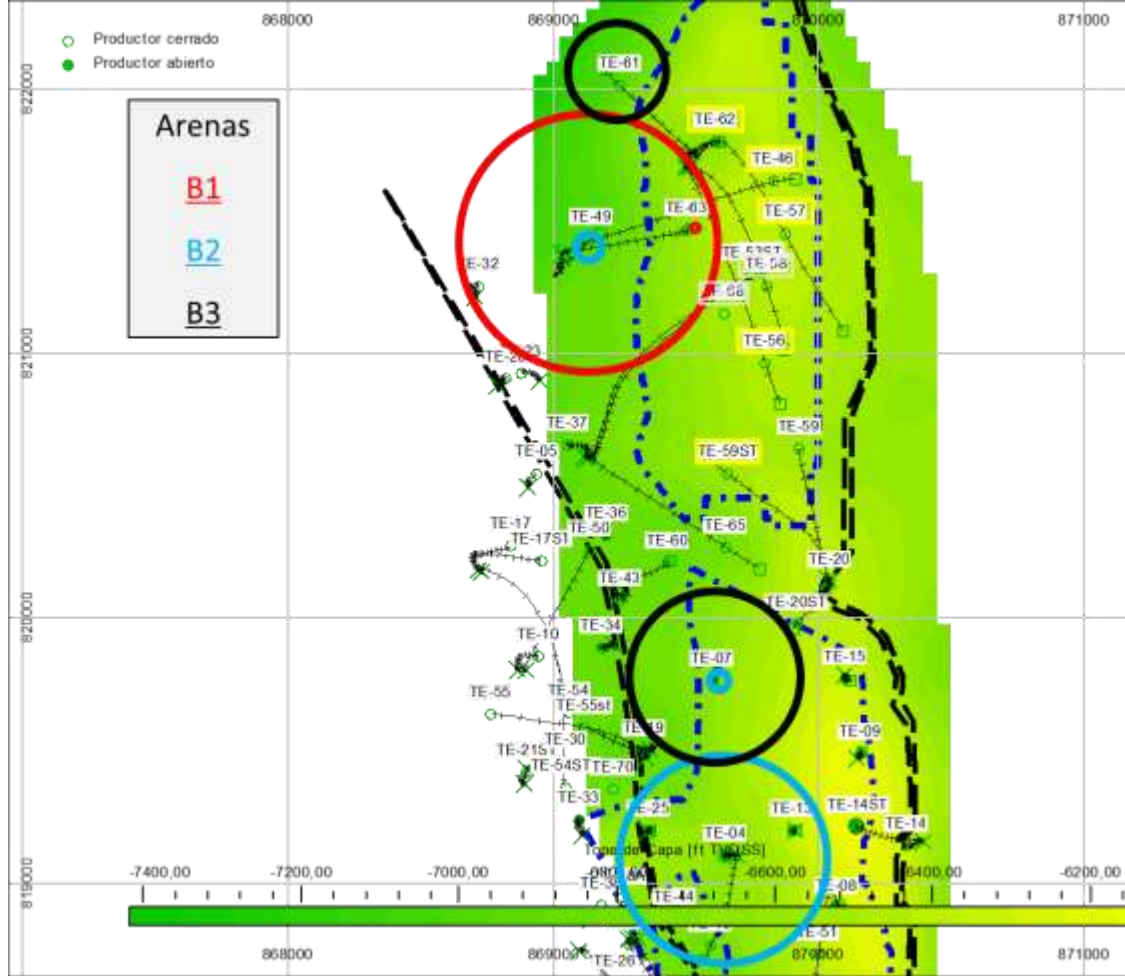
Fuente: Ecopetrol S.A., Soporte Estimación de Reservas Campo Tello, 2014.

En la arenas B1 se ha inyectado el 98% del agua a través del pozo TL-49 y tan sólo el 2% a través del pozo TL-63. En las arenas B2 se ha inyectado el 80% a través del pozo TL-04 y el 20% a través de los pozos TL-49, TL-7 y TL-60. En las arenas B3 se ha inyectado el 63% del agua a través del pozo TL-07 y el 37% a través del pozo TL-61.

Debido que las Arenas B1 poseen el mayor porcentajes de reservas de la lámina A y son principalmente inyectadas a través de los pozos TL-49 y TL-63, ubicados en

la zona norte de la lámina; se decidió implementar el Piloto de CDG en ese sector, más específicamente en el pozo TL-63.

Figura 25. Visualización de la distribución de la inyección de agua en la lámina A

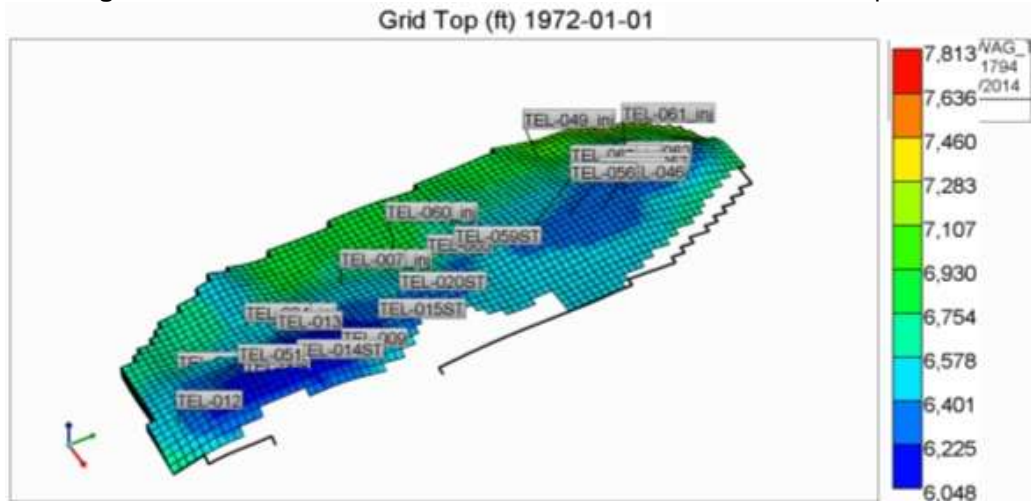


Fuente: Autores

2.2.2. SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE RECOBRO A EVALUAR

Ecopetrol realizó un modelo de simulación numérica de la lámina A (ver **Figura 26**) por medio del programa CMG que permitió obtener un ajuste histórico del mismo y evaluar la posibilidad de realizar la aplicación de procesos de recobro mejorado a través de la inyección de productos químicos [20]. Dentro de las predicciones se realizaron varios casos entre los cuales se pudo destacar: un caso que consiste en continuar con el esquema actual de producción, siete casos de inyección alternada de gas y agua (WAG) y cinco casos de inyección de polímeros (CDG).

Figura 26. Modelo de simulación numérica de la Lámina A del Campo Tello



Fuente: Ecopetrol S.A., Soporte Estimación de Reservas Campo Tello, 2014.

De los resultados obtenidos se pudo constatar que el caso en el que se obtuvo el mejor resultado desde el punto de vista incremental, es inyectando CDG a una tasa de 2000 BPD por dos años ya que se obtienen 1,34 MMBO adicionales para el año 2020 con respecto al caso base. De continuar con el mismo esquema de explotación se estima obtener un recobro final del campo Tello de 33%, lo que significa unos 15 MMBO adicionales para el año 2040.

Teniendo en cuenta que en el campo Dina Cretáceos, campo análogo de Tello, se ha venido desarrollando exitosamente un piloto de inyección de geles, se busca replicar esta tecnología en el Campo Tello.

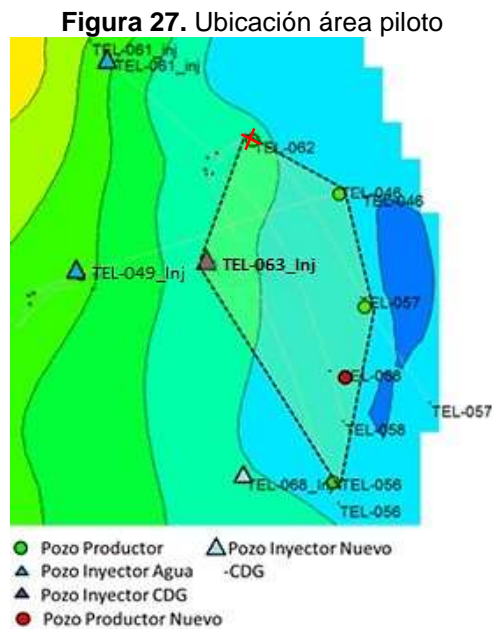
Por todo lo anterior, se concluyó que la técnica de recobro mejorado a evaluar es la inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG), ya que puede mitigar los problemas de heterogeneidades en la roca matriz, la relación de movilidad adversa que afectan al campo Tello y aumentar la eficiencia de barrido areal y vertical para incrementar el recobro de aceite presente en las arenas B1, B2, B3 y C.

2.2.3. IMPLEMENTACIÓN DEL PILOTO

Para la implementación del piloto de CDG en la lámina A del campo Tello, se revisaron los pozos inyectoros de alto impacto en producción, áreas con alta saturación de aceite y las posibles áreas confinadas para reducir las pérdidas de inyección en sectores no deseados; es así como se identificó el pozo inyector TL-

63. Este patrón del pozo TL-63 también esta soportado por los pozos inyectoros periféricos TL-49 en las Arenas B1 y TL-61 en las Arenas B3, los cuales están aproximadamente a 1900 pies al este del pozo TL-63.

En la **Figura 27** se presenta la ubicación del pozo TL-63, el cual presenta un patrón periférico con 4 pozos productores como son: TL-46, TL-56, TL-57 y TL-59ST.



Fuente: Ecopetrol S.A., Soporte Estimación de Reservas Campo Tello, 2014.

Definido el patrón de inyección del piloto y los pozos productores influenciados, se realizó la construcción del modelo de simulación para definir los volúmenes y caudales más óptimos para la inyección. Paralelamente a la construcción del modelo de simulación, se adelantaron pruebas de laboratorio para determinar tanto la compatibilidad de los fluidos a inyectar como el comportamiento reológico, es decir, la relación de la viscosidad versus la concentración del polímero y la relación de la viscosidad del gel versus tiempo de inyección. Otro factor que se evaluó fue la adsorción del polímero en la roca.

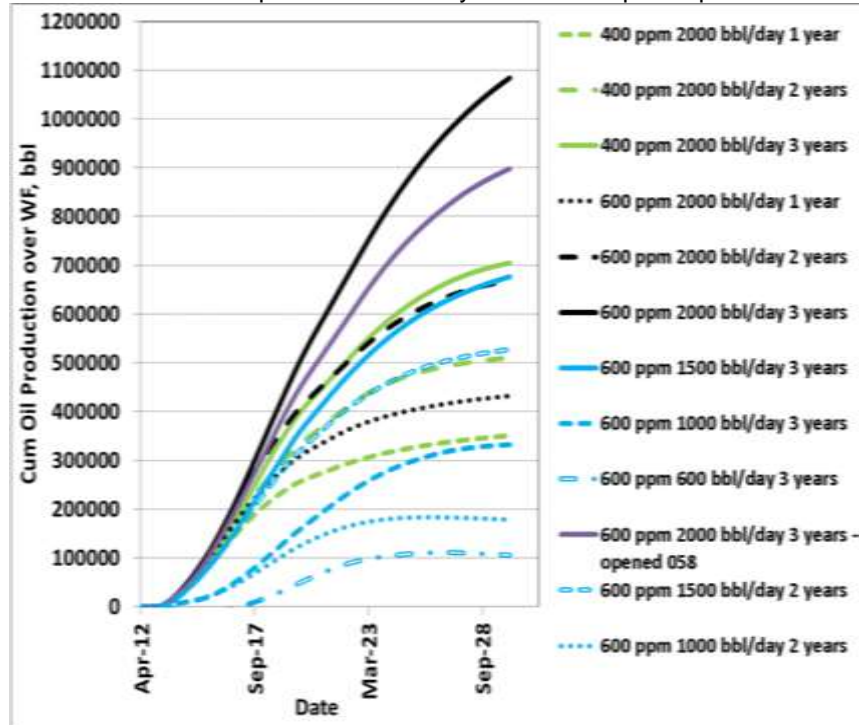
Con el fin de buscar los parámetros operacionales (caudal, concentraciones, tasa de inyección, tiempo de inyección, RRF) que permitan maximizar el recobro mediante la inyección de CDG, se hicieron sensibilidades con la herramienta de simulación CMOST para encontrar la mejor combinación de tasa de inyección, concentración de polímero y el factor de resistencia residual (RRF) para lograr el mayor recobro de petróleo.

Las sensibilidades realizadas fueron:

- Caudal de inyección entre 1000 y 3000 BPD.
- Concentración de polímero: 400, 600, 800 y 1000 ppm.

En la **Figura 28** se presentan los resultados de las diferentes sensibilidades realizadas en las corridas de simulación.

Figura 28. Sensibilidades de parámetros de inyección CDG para optimización del recobro



Fuente: Ecopetrol S.A., Soporte Estimación de Reservas Campo Tello, 2014.

Los parámetros óptimos encontrados para el desarrollo del piloto de CDG en el pozo Tello-63 fueron:

- Tasa de inyección: 2000 BPD
- Tiempo de inyección: 24 meses
- Concentración: 600 ppm
- RRF: 6

La formulación propuesta fue:

- Polímero → Poliacrilamida parcialmente hidrolizada, comercialmente EOR 360.

- Entrecruzador → Citrato de aluminio
- Relación polímero: entrecruzador → 30:1

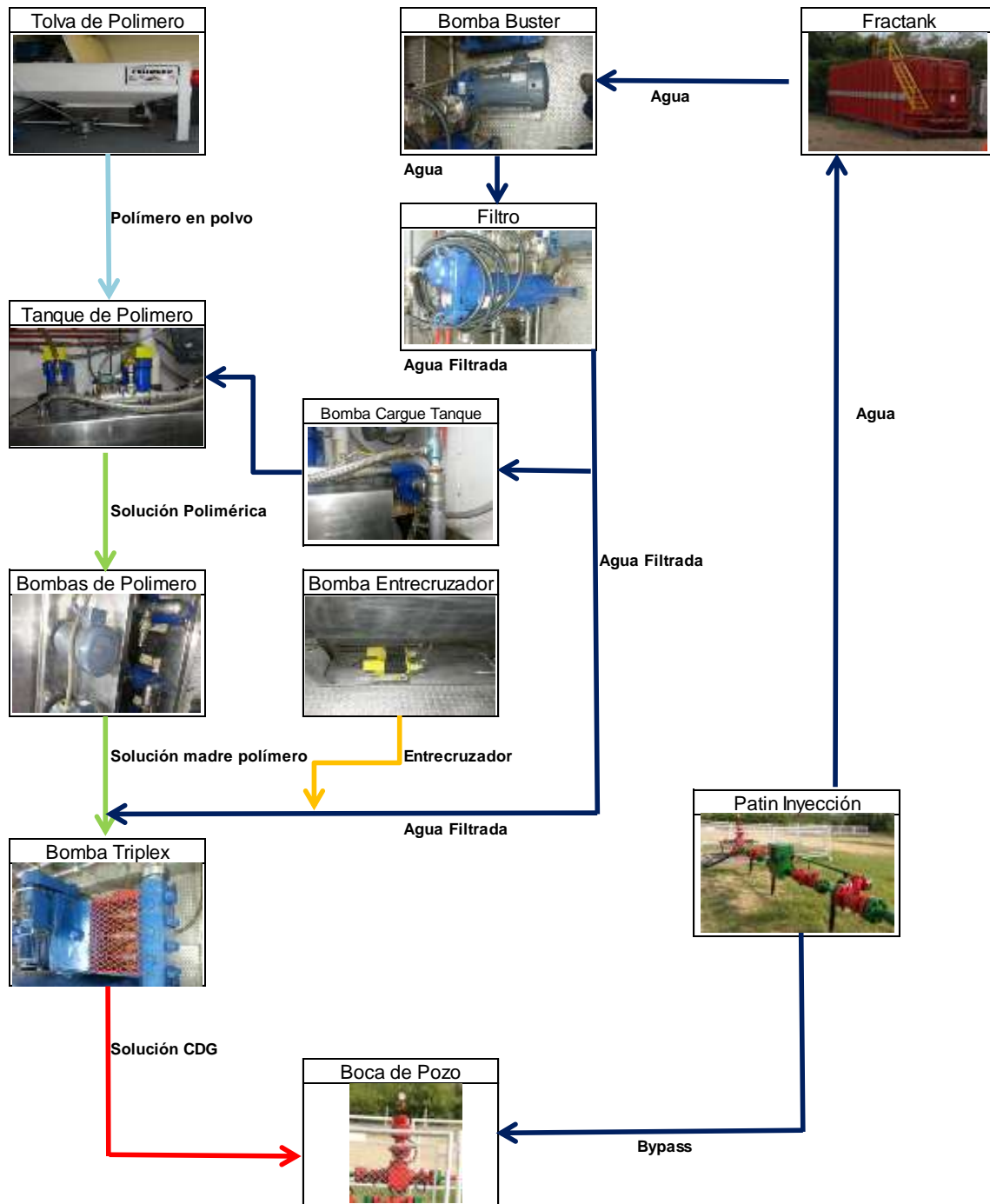
La presión de inyección estuvo condicionada por la presión de fractura referenciada a nivel de cabeza de pozo, la cual gracias a las pruebas de inyektividad realizadas se determinó que se encuentra sobre los 2050 psi.

El piloto contempló inyectar 0,98 MMBls (correspondiente al 5% VP del patrón), a un caudal de 2000 BPD de CDG, durante 24 meses con una presión de inyección en cabeza menor de 1500 psi. El piloto estimó recuperar unas reservas de 0,28 MMBls hasta al año 2020 que corresponden a un incremento de factor de recobro en 2,89%.

Para el bombeo de CDG se tienen dispuestos en la locación en superficie del pozo Tello-63 los siguientes equipos (ver **Figura 29**):

- Una unidad de bombeo con capacidad de inyectar y mezclar hasta 1000 BPD y una presión de hasta 2800 psi. Esta unidad presenta un diseño compacto que ocupa poco espacio en superficie. En esta misma unidad se tiene facilidad de filtración, mezclado y bombeo.
- Un tanque de agua o *fractanck* para dar cabeza a la bomba y tener un volumen de agua disponible en el caso de que por algún motivo se suspenda el suministro de agua, se puedan desplazar con esta agua las líneas de inyección, equipo y pozo.
- Además de eso se cuenta con un patín de inyección, unidad de vivienda y líneas de inyección.

Figura 29. Diagrama de flujo de la inyección de CDG del pozo Tello-63



Fuente: Autores

2.3. SEGUIMIENTO DEL PILOTO

2.3.1. QA/QC

A través de la vida del piloto de CDG se trató de cumplir con un programa de monitoreo y seguimiento, donde se realizó un programa de QA/QC (aseguramiento de la calidad y control de la calidad), el cual consistía en monitorear las diferentes muestras (agua de preparación, solución madre de polímero, solución diluido de polímero, solución de polímero en cabeza de pozo) y medir diferentes parámetros de cada una de ellas.

Los QA/QC eran realizados por el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) y su finalidad era asegurar que se cumplieran los objetivos planteados respecto a la calidad del agua de inyección y la concentración de polímero. En la **Tabla 5**, se observan los parámetros medidos a las muestras y su periodicidad del programa QA/QC [21].

Tabla 5. Programa de control de calidad para las diferentes muestras.

Muestra	Frecuencia	Parámetros
Agua de preparación	a diario	pH, conductividad, densidad, cloruros, grasas y aceites, alcalinidad, turbidez, O ₂ , CO ₂ , H ₂ S, Hierro.
Solución madre de polímero	a diario	Concentración, viscosidad, turbidez, flujos
Solución diluida de polímero	a diario	Concentración, viscosidad, turbidez, flujos
Solución de polímero cabeza pozo	a diario	Concentración, viscosidad, turbidez, flujos, presión de inyección
Solución de polímero cabeza pozo	Cada monitoreo	Se toma muestra y se mide concentración de entrecruzador en el laboratorio.
Solución de polímero cabeza pozo	Ultimo día de monitoreo	TGU, se mide recién llegada al laboratorio y al mes.
Solución de polímero cabeza pozo	Cada tercer monitoreo	TGU, se mide recién llegada al laboratorio y cada mes durante tres meses.
Polímero sólido (control de calidad)	Cada monitoreo	% de humedad, % de hidrólisis. se prepara una solución de 800 ppm y se mide Viscosidad, S _{cre} en factor y filtrabilidad en laboratorio.

Fuente: Informe seguimiento surveillance, Noviembre 2015

Los parámetros operacionales en promedio se manejaron con un caudal de 2000 BPD, una concentración de polímero de 500 ppm y una relación polímero:entrecruzador de 30:1, usando agua fresca para la mezcla proveniente de los pozos captadores Aguas-01 y Aguas-02. Cabe aclarar que durante todo el proceso de inyección de CDG se siguieron presentando ajustes en los parámetros operacionales.

2.3.1.1. VERIFICACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE POLÍMERO

Diariamente se realizó un control de calidad a la concentración de polímero para garantizar que la cantidad de polímero a inyectar era la necesaria para que la mezcla contara con la concentración planteada en el diseño.

Se realizaron las siguientes operaciones:

$$N^{\circ} \text{ de ciclos por día} = \frac{1440 \text{ min}}{62 \text{ min}} = 23,22 \text{ ciclos}$$

El número de ciclos se calcula para saber cuántos ciclos ocurren en un día. Cada ciclo tiene una duración de 62 minutos.

$$\text{Cantidad de libras de polímero por día: } \frac{2000 \text{ bbl (500 ppm)}}{2853,010174} = 350,5 \text{ lb}$$

350,5 lb es la cantidad de polímero que se requieren gastar al día para garantizar la concentración de la mezcla de CDG a una tasa de inyección de 2000 barriles diarios.

$$\text{Cantidad de lb de polímero por cada ciclo: } \frac{350,5 \text{ lb}}{23,22 \text{ ciclos}} = 15,09 \frac{\text{lb}}{\text{ciclo}}$$

En cada ciclo se necesitan 15,09 lb de polímero, con las cuales se hace la preparación de la solución madre. El cálculo de la concentración de la solución madre se muestra a continuación:

$$[]_{\text{Madre}} = \frac{\text{lbs/carga} * 2853.010174}{VOL Util TK (bbl)} = \frac{(15.09)x(2853,010174)}{7,4} = 5819,77 \text{ ppm}$$

Se realizó el correspondiente análisis dimensional de la constante **2853,010174** que se utiliza para convertir unidades de concentración a libras.

$$2853,010174 = \frac{1}{\frac{158,987294928 \text{ l}}{1 \text{ bbl}} \times \frac{1 \text{ g}}{1000 \text{ mg}} \times \frac{1 \text{ lb}}{453,59237 \text{ g}}}$$

Finalmente, para garantizar la concentración de la mezcla CDG planteada en el diseño, se requieren 14,7 gal/día de agente entrecruzador (*crosslinker*). Cabe resaltar que para la solución madre fueron necesarios 250 barriles de agua, que permitieron que el polímero se hidratará mejor. Después, dicha solución se mezcló con 1750 barriles de agua y 14,7 galones de agente entrecruzador para completar la tasa de inyección de CDG que se requirió bombear diariamente.

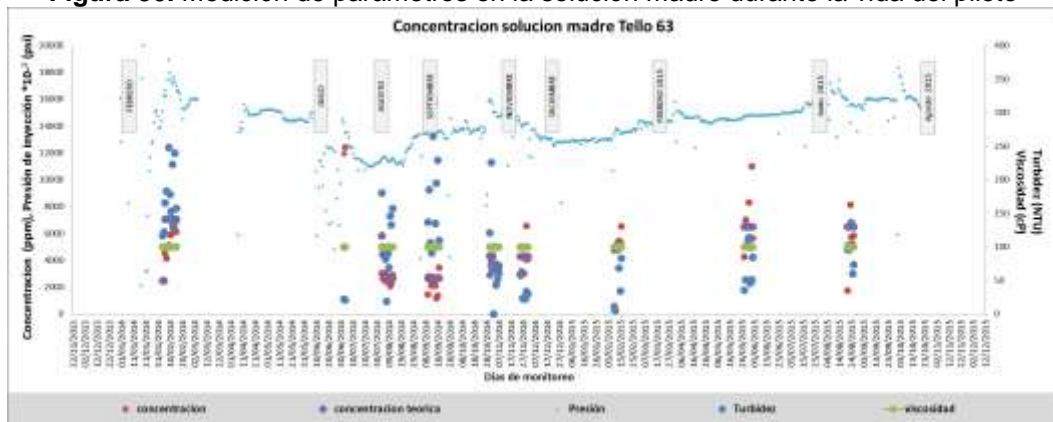
2.3.1.2. CONTROL DE CALIDAD DE LA SOLUCIÓN MADRE

En el control de calidad realizado durante el piloto de CDG, se miden periódicamente diferentes parámetros a la solución madre como concentración, turbidez y viscosidad:

En la **Figura 30**, se puede apreciar que la concentración de la solución madre (puntos rojos), se mantuvo con un valor cercano a la concentración teórica (puntos morados). Para los últimos meses de vida de piloto, se manejó una concentración aproximada de 6000 ppm.

La viscosidad (puntos verdes) se mantuvo siempre con valores cercanos a 100 cP a través de la vida del piloto. Y con respecto a la turbidez, los valores varían de acuerdo a la calidad del agua y a la dilución del polímero en la solución.

Figura 30. Medición de parámetros en la solución madre durante la vida del piloto

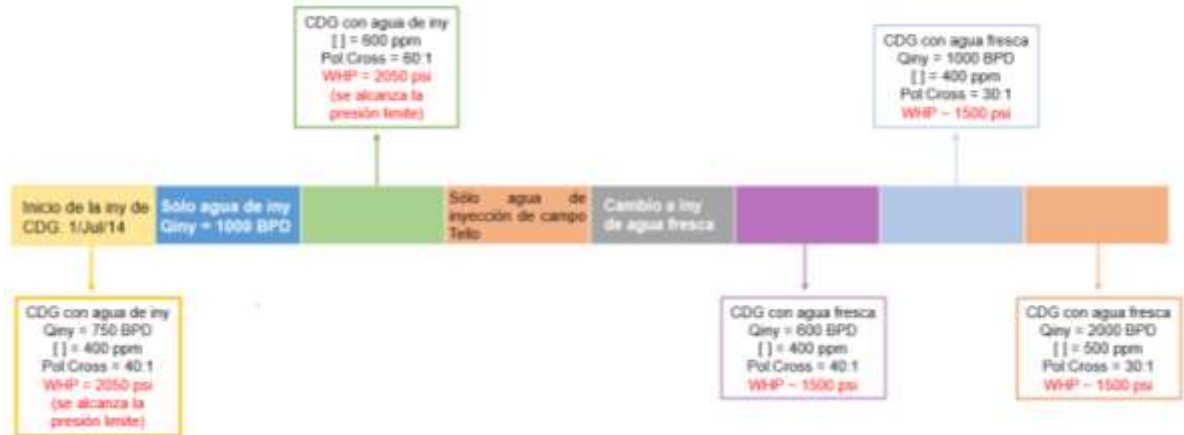


Fuente: Ecopetrol S.A., Informe seguimiento piloto de inyección de agua mejorada Campo Tello, Noviembre de 2015.

Se determinó que la presión de fractura referenciada a nivel de cabeza de pozo se encontraba sobre los 2050 psi, por lo cual se estableció ésta como la presión de inyección límite durante el tratamiento de CDG. Operacionalmente se buscaba que la presión de inyección no excediera la presión de fractura y se determinó que el tipo de agua apropiada para lograr este objetivo era el agua fresca, por lo cual se manejaron valores de presión de inyección de alrededor de 1500 psi.

En la **Figura 32** se presenta una línea del tiempo con los ajustes que se realizaron conforme se iban presentando cambios anormales durante la etapa inicial del piloto:

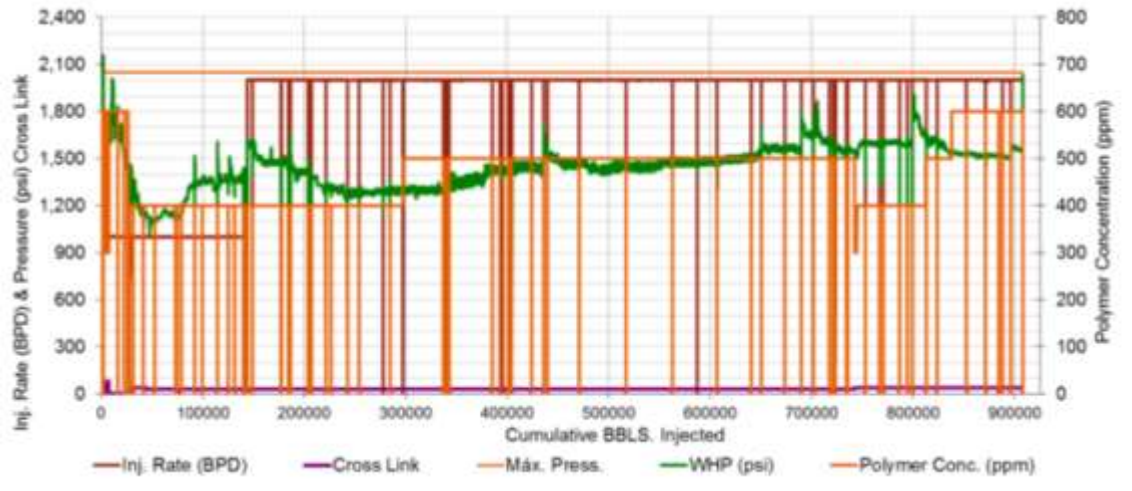
Figura 32. Ajustes realizados en la etapa inicial del piloto



Fuente: Autores

En la **Figura 33** se observa como variaron las presiones durante la inyección de CDG. La línea azul muestra el comportamiento de la presión a medida que va aumentando la rata de inyección en un periodo que comprende desde enero a noviembre de 2015. Es claro evidenciar un incremento constante de la presión de inyección luego de estabilizado el sistema con los parámetros más óptimos operacionalmente, no obstante de junio a julio hay una leve disminución de la presión de inyección, manteniéndose posteriormente en rangos entre 1488 psi y 1600 psi sin exceder la presión límite planteada.

Figura 33. Parámetros operacionales vs Inyección acumulada



Fuente: Ecopetrol S.A., Informe seguimiento piloto de inyección de agua mejorada Campo Tello, Noviembre de 2015.

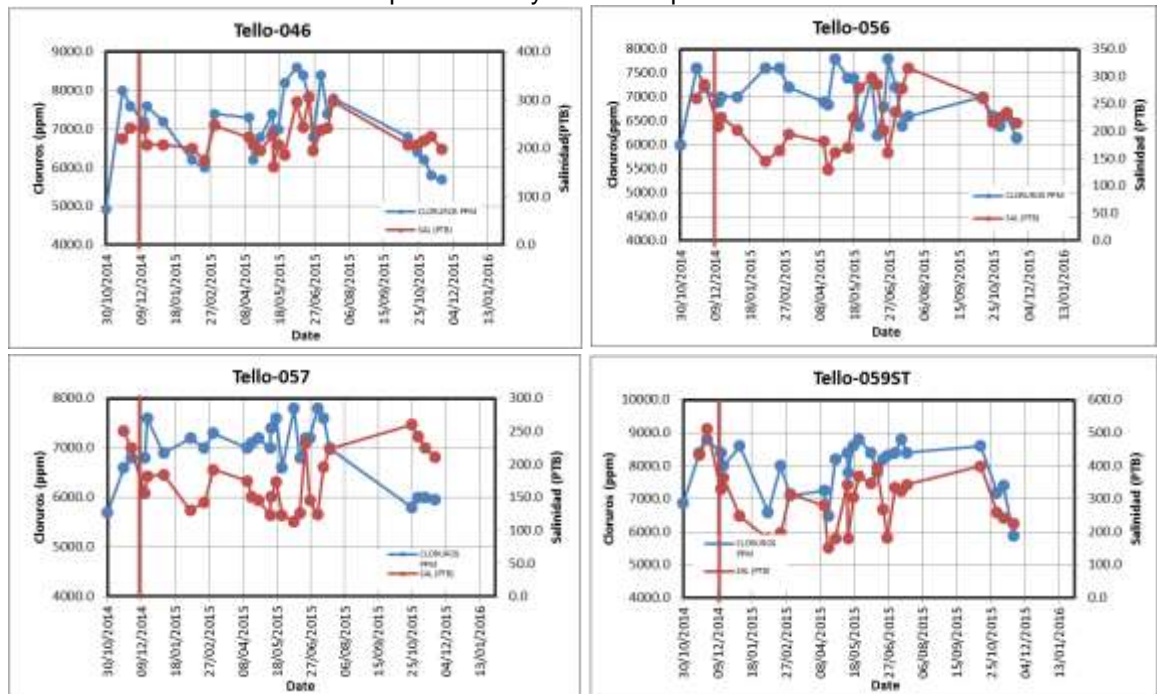
Según los informes de seguimiento mensuales del piloto, el caudal de inyección mes a mes fue de 2000 BPD aproximadamente, cumpliendo con la tasa de inyección propuesta en el diseño. En la **Figura 33** se observa que en el punto donde la presión se estabilizó alrededor de los 1500 psi, se empezó a inyectar una tasa constante de 2000 BPD de fluido de tratamiento, logrando una inyección acumulada del 92% respecto al diseño inicial.

2.3.2.2. SALINIDAD EN POZOS PRODUCTORES

El contenido de sal en un crudo se reporta como PTB (libras de sal por cada 1000 barriles de crudo neto). Se ha logrado observar un cambio en los valores reportados de salinidad y cloruros debido al cambio de agua de inyección a agua fresca usada para la preparación de la mezcla inyectada en Tello-063 [21]. En todos los pozos productores del piloto se observa una reducción o mantenimiento del contenido de sales, lo cual confirma que se encuentran afectados por la formulación del CDG la cual es preparada con agua fresca (Ver **Figura 34**)

En el pozo TL-046 se ha notado con mayor fuerza la reducción en la concentración de sales en el agua de producción.

Figura 34. Concentración de cloruros y salinidad (PTB) en pozos productores pertenecientes al patrón de inyección del pozo TL-63



Fuente: Ecopetrol S.A., Informe seguimiento piloto de inyección de agua mejorada Campo Tello, Noviembre de 2015.

3. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PILOTO

En este trabajo se evalúa el efecto de CDG sobre el patrón de TL-63 desde el punto de vista de productividad, a través del cálculo de ganancias en BOPD realizado mediante la definición y ajuste de curvas de declinación y curvas IPR de todos los pozos productores pertenecientes al patrón (TL-46, TL-56, TL-57 y TL-59ST).

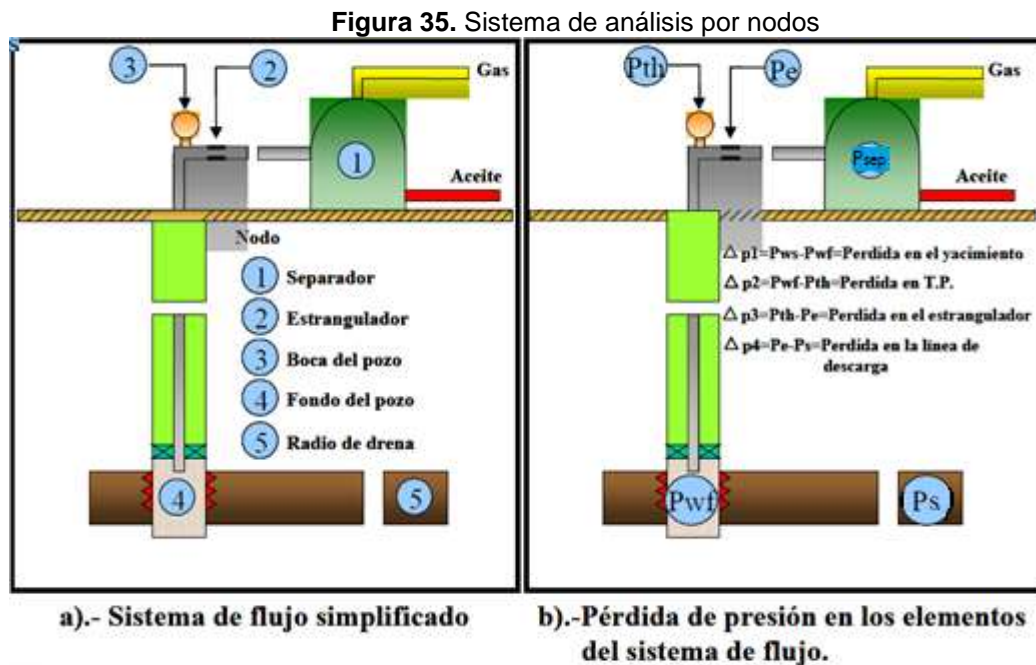
Las curvas de declinación representan el declive de la capacidad de producción de un yacimiento, se origina como consecuencia de una disminución de la presión interna de este. Estas se basan en que los factores que han afectado la producción en el pasado lo continuarán haciendo en el futuro. Es el método más usado en la predicción del comportamiento futuro de producción de un pozo, un grupo de pozos, yacimiento y/o campo; además de que permiten estimar las reservas a recuperar durante la vida productiva y hacer comparaciones con los estimados por otros métodos como el balance de materia. Se debe tener en cuenta que en un pozo pueden ocurrir diferentes cambios de la tasa de declinación durante la vida productiva, los cuales se deben considerar al momento de hacer las predicciones.

Las curvas IPR representan la capacidad que tiene un yacimiento para entregar fluidos al pozo. Es un gráfico de presión en el fondo fluyendo (P_{wf}) versus caudal (Q) que permite dar a conocer el comportamiento de la formación productora indicando qué presión debe existir en el fondo del pozo cuando la formación está entregando una cantidad determinada de fluidos; o lo contrario, a través de la IPR se puede saber, conociendo la P_{wf} , cuál es la cantidad de fluido que está saliendo de la formación [22]. Si se puede tener la curva IPR para un pozo en cualquier momento, se podrá predecir el comportamiento productivo del pozo en el futuro sí y sólo sí, no se ha realizado ningún procedimiento asociado a *workover* (cañoneos, fracturamientos, estimulaciones, etc.) o ningún proceso de EOR.

Para la realización de las curvas IPR fue necesario el uso del software *WellFlo® 2010*, el cual es un programa de análisis nodal diseñado para modelar el influjo del yacimiento (IPR) y analizar el comportamiento de los fluidos en los pozos; lo que permite diseñar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales.

El análisis nodal de sistemas de producción tiene como objetivo principal combinar los distintos componentes de un pozo, para predecir la tasa de flujo óptima del mismo. Generalmente, el estudio de sistemas mediante análisis nodal se encuentra dividido en tres secciones o componentes [23] (ver **Figura 35**):

- Flujo a través del medio poroso.
- Flujo a través del conducto vertical o tubería de producción.
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de flujo.



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

Para la predicción del comportamiento en cada uno de los componentes, se obtiene la caída de presión en cada uno de ellos, y para la obtención de cada una de estas, se deben de asignar nodos en diversos puntos importantes dentro del sistema de producción, por lo tanto, se varían los gastos de producción y empleando un método de cálculo adecuado, se calcula la caída de presión entre dos nodos. Después, se selecciona un nodo de solución y las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta alcanzar el nodo de solución o incógnita.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, la presión del separador (P_{sep}) y la presión estática del yacimiento (P_s). Por lo tanto teniendo la presión en alguno de estos dos nodos, se pueden determinar las caídas de presión en algún punto intermedio.

En este caso, la construcción de las curvas IPR se basó solamente en el análisis del flujo a través del medio poroso, es decir las propiedades referentes a nivel de yacimiento (*Inflow*). No se tomó en cuenta la data asociada a los parámetros del

sistema de levantamiento, del completamiento de producción del pozo y de las facilidades de superficie (*Outflow*).

Debido a que en octubre del año 2010 se realizó en campo Tello, el primer trabajo de EOR (conformance químico) y en junio del año 2014 se implementó el piloto de CDG, se hizo necesaria la identificación de tres modelos para cada pozo productor, cada uno con su IPR representativa a cada periodo de tiempo que permitiera identificar los gananciales en BOPD asociados a cada proceso de EOR. Estos modelos con sus respectivos periodos de tiempo se definieron de la siguiente manera:

- Modelo 1: Curva IPR 1 – Periodo 1: Antes de cualquier proceso de EOR, año 2010 hacia atrás.
- Modelo 2: Curva IPR 2 – Periodo 2: Después de la aplicación de conformance químico y antes de la implementación del piloto CDG, comprendido desde el año 2013 hasta junio de 2014.
- Modelo 3: Curva IPR 3 – Periodo 3: Después de la implementación del piloto CDG, comprendido desde julio del año 2014 hasta enero del año 2016.

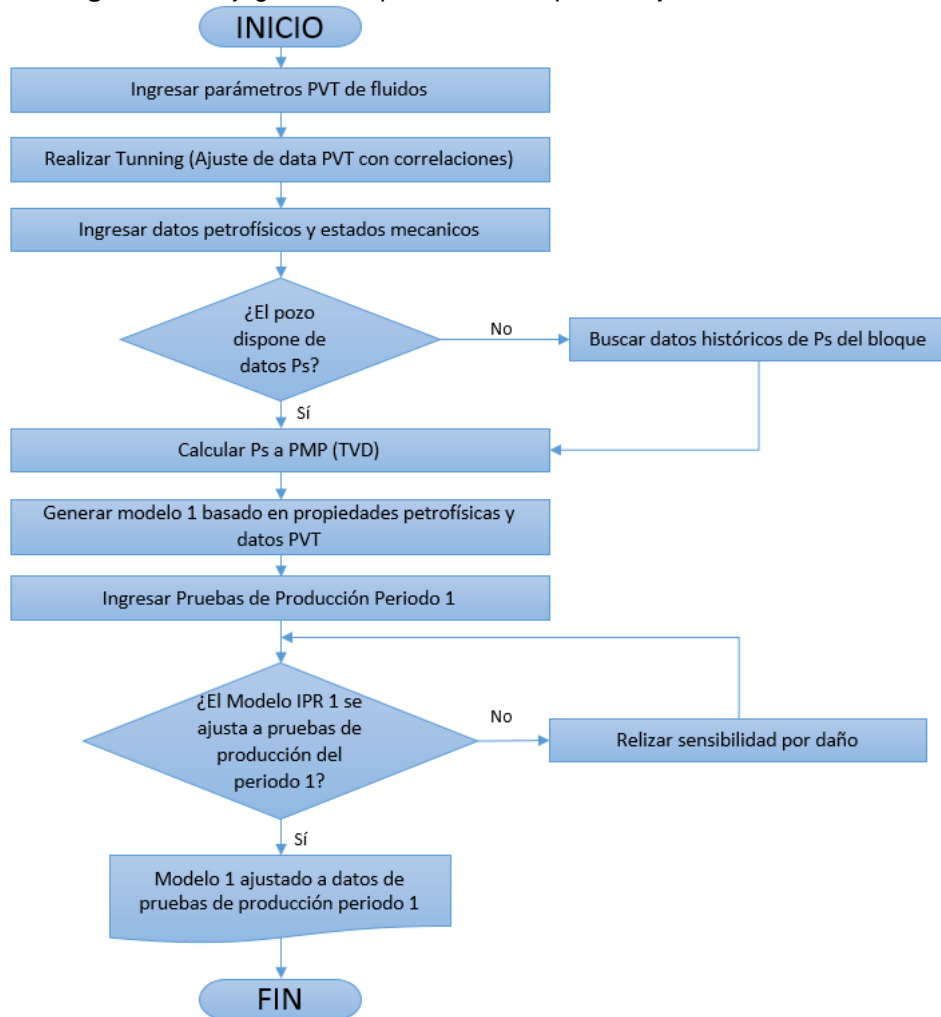
El procedimiento para el cálculo de gananciales se realiza individualmente para cada pozo productor perteneciente al patrón. En este trabajo se explicará en detalle el procedimiento para el pozo productor TL-57 y posteriormente se mostrarán los resultados respectivos para los otros pozos productores.

3.1. DEFINICIÓN DEL MODELO 1

Para definir la curva IPR 1 a través del programa *WellFlo® 2010* se desarrolló un procedimiento (ver **Figura 36**) y para realizarlo, es necesario contar con una información básica del campo y del pozo como lo son:

- Análisis PVT
- Condiciones del yacimiento (P, T)
- Propiedades de los fluidos
- Propiedades petrofísicas
- Estado mecánico del pozo
- Pruebas de producción del Periodo 1.

Figura 36. Flujograma del procedimiento para el ajuste del modelo 1

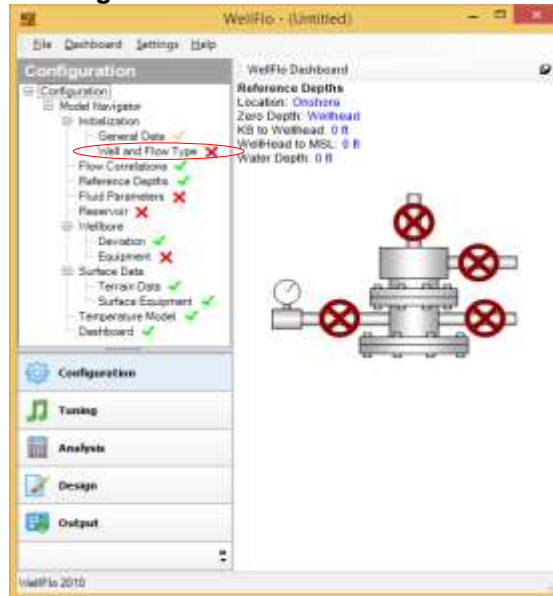


Fuente: Autores

3.1.1. DEFINICIÓN DEL TIPO DE POZO Y TIPO DE FLUIDO

Inmediatamente se abre la herramienta, se muestra el tablero inicial del pozo aún sin definir (ver **Figura 37**). En el menú de la zona izquierda llamado *Configuration* (Configuración), se seleccionará cada característica que se quiera manejar del programa.

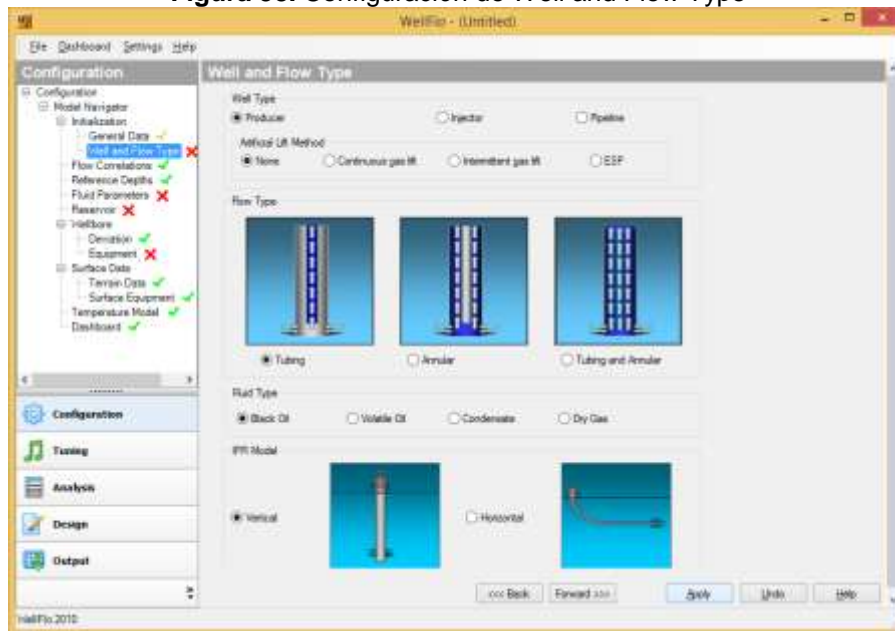
Figura 37. Tablero inicial de WellFlo



Fuente: Autores

Se selecciona la opción *Well and Flow Type* (Tipo de Pozo y de Fluido) y se marcan las opciones que se observan seleccionadas en la **Figura 38**. Cabe resaltar que en *Artificial Lift Method* (Método de Levantamiento Artificial) se seleccionó la opción *None* (Ninguno) debido a que no se tendrá en cuenta los parámetros del sistema de levantamiento artificial.

Figura 38. Configuración de Well and Flow Type



Fuente: Autores

3.1.2. INGRESO DE PARÁMETROS PVT DE FLUIDOS

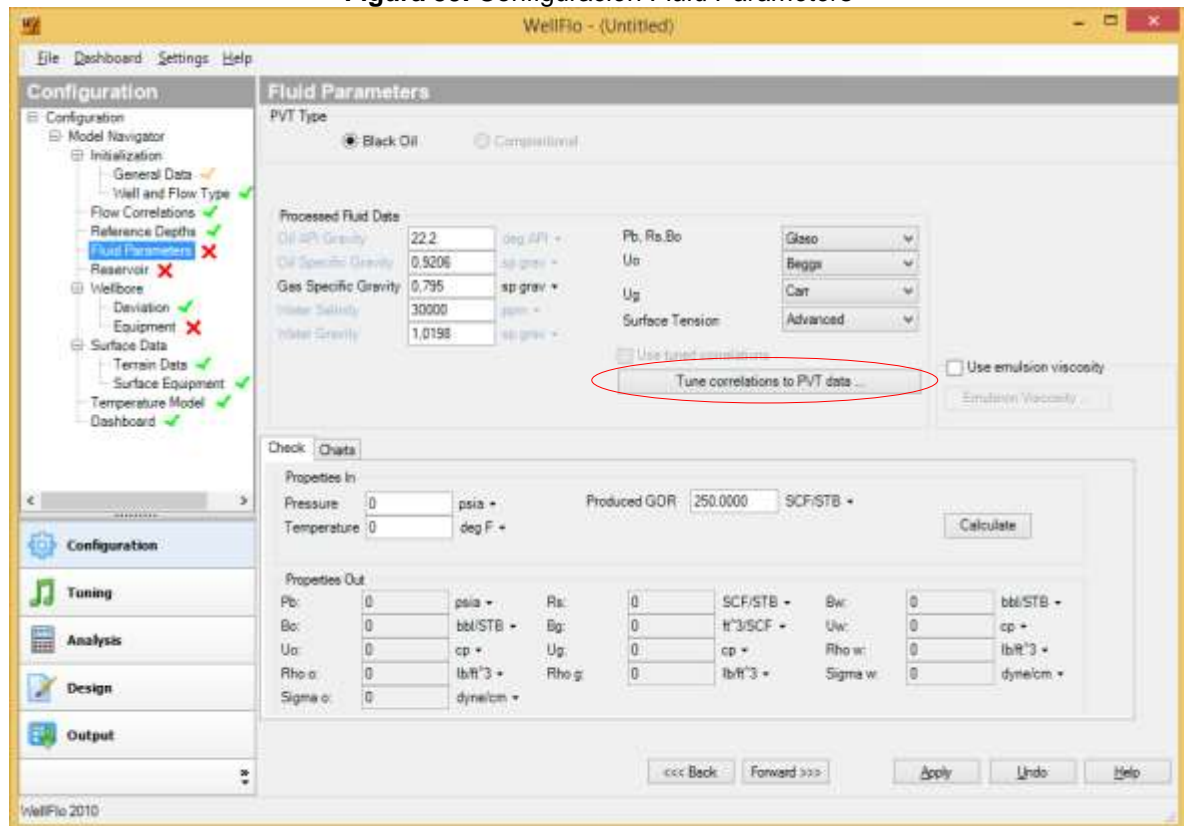
Se selecciona la opción *Fluids Parameters* (Parámetros de los Fluidos) y en la sección *Processed Fluid Data* (Data de Fluido procesada) se inserta los datos en cada casilla que son necesarios para realizar el modelaje, como lo son:

- Gravedad API del Aceite (*Oil API Gravity*)
- Gravedad Específica del Gas (*Gas Specific Gravity*)
- Salinidad del Agua (*Water Salinity*)

En la parte de la derecha, se observa las distintas correlaciones para P_b , R_s , B_o ; para U_o y para U_g , se debe seleccionar una de estas correlaciones para realizar el ajuste de los datos. Para este caso, las correlaciones usadas se observan en la

Figura 39.

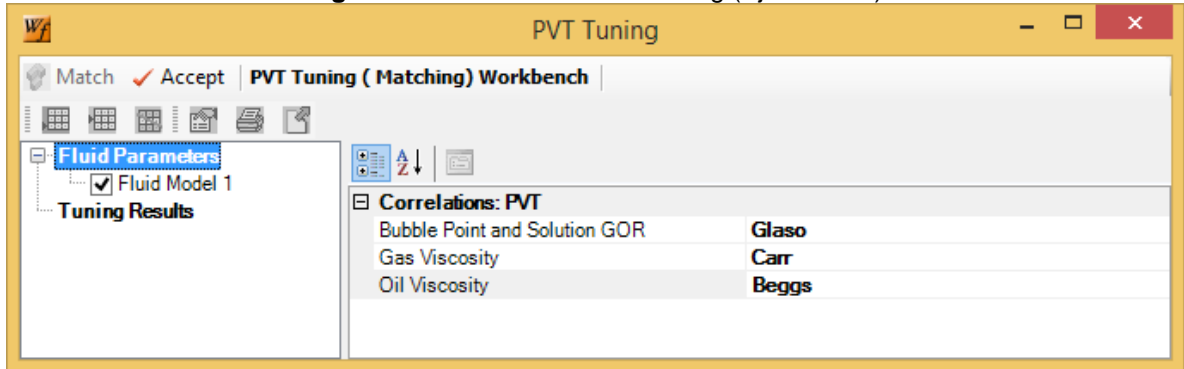
Figura 39. Configuración *Fluid Parameters*



Fuente: Autores

Ahora, se selecciona *Tune correlations to PVT data* (Ajuste de correlaciones a la data PVT) para realizar el respectivo ajuste PVT.

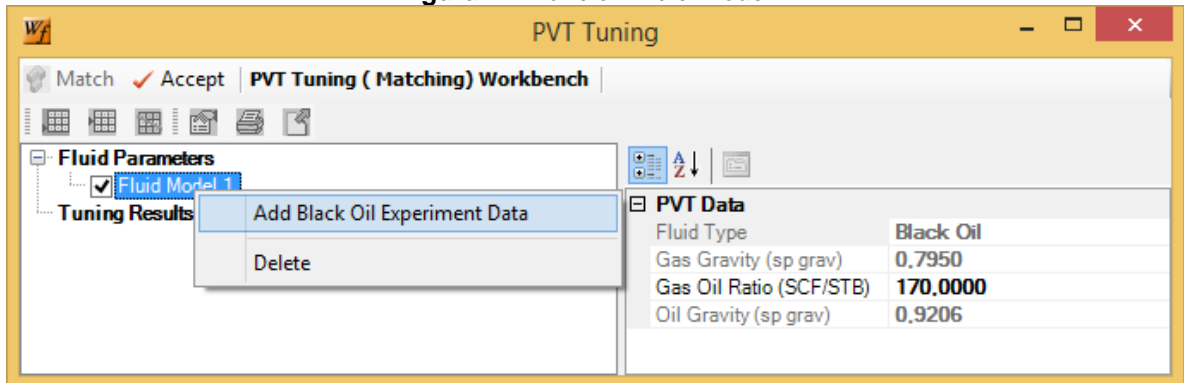
Figura 40. Ventana de PVT Tuning (Ajuste PVT)



Fuente: Autores

En el recuadro de *PVT Tuning* se da click en la opción *Fluid Model 1* (ver **Figura 41**) y se ingresa el valor de GOR, después se da click derecho sobre la opción *Fluid Model 1* y se selecciona *Add Black Oil Experiment Data* (Añadir datos experimentales de Black Oil) donde se encuentran las propiedades que se deben cargar del PVT.

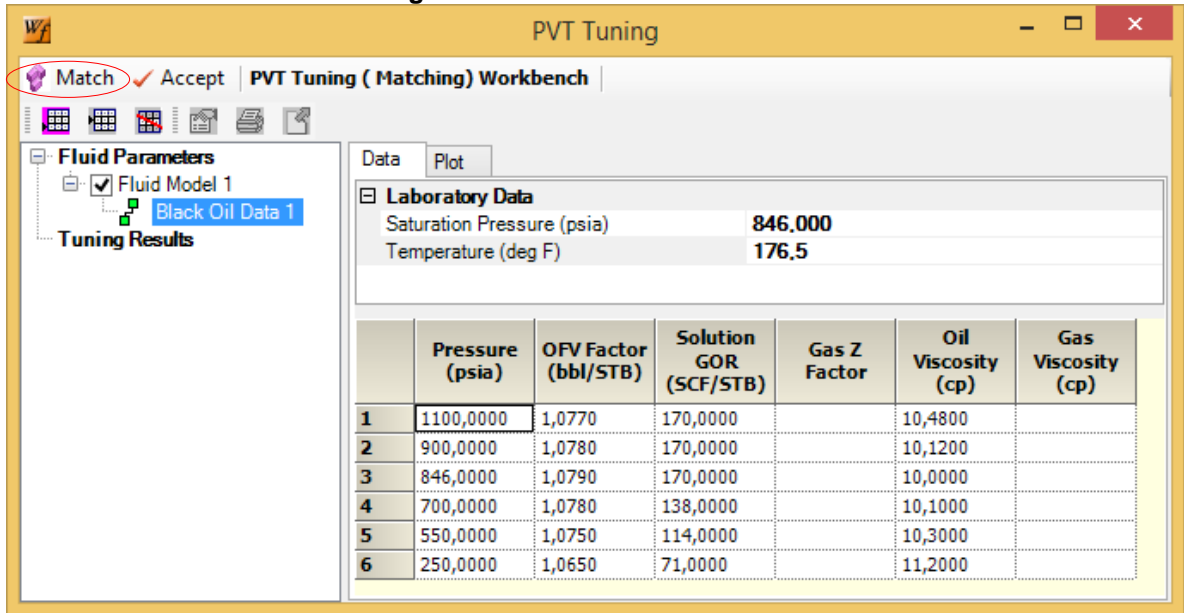
Figura 41. Función *Fluid Model 1*



Fuente: Autores

En la tabla que se muestra en la parte inferior de la **Figura 42**, se importan los datos PVT de *Pressure* (Presión), *OFV Factor* (Factor volumétrico), *Solution GOR* (Relación Gas-Aceite), *Gas Z Factor* (Factor Z del Gas), *Oil Viscosity* (Viscosidad del aceite) y *Gas Viscosity* (Viscosidad del gas). Se da click en Match.

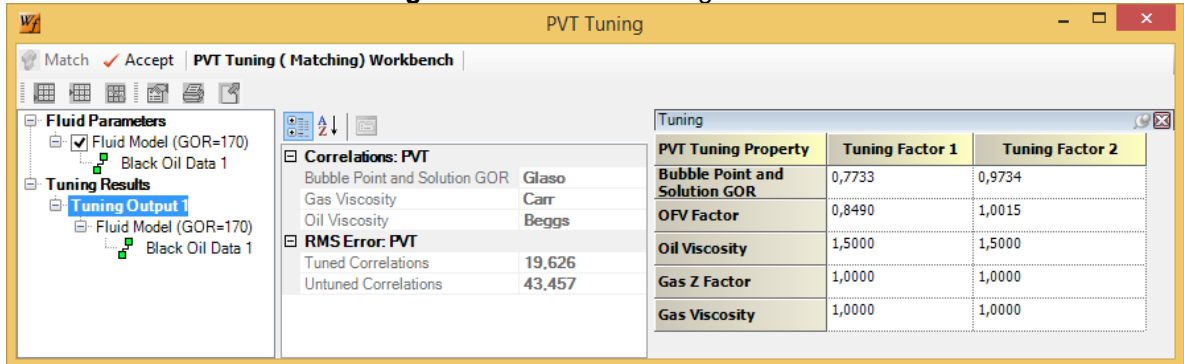
Figura 42. Función *Black Oil data 1*



Fuente: Autores

Luego de hacer el macheo, queda habilitada la opción *Tuning Results* (Resultados del Ajuste) donde se encuentra los factores de ajuste y el número de iteraciones realizado por el programa.

Figura 43. Función *Tuning Results*



Fuente: Autores

3.1.2.1. RESULTADO DEL AJUSTE PVT

Los parámetros PVT para el pozo TL-57 (Bo, GOR, μ_o), antes y después del ajuste realizado por el software son presentados en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Datos PVT

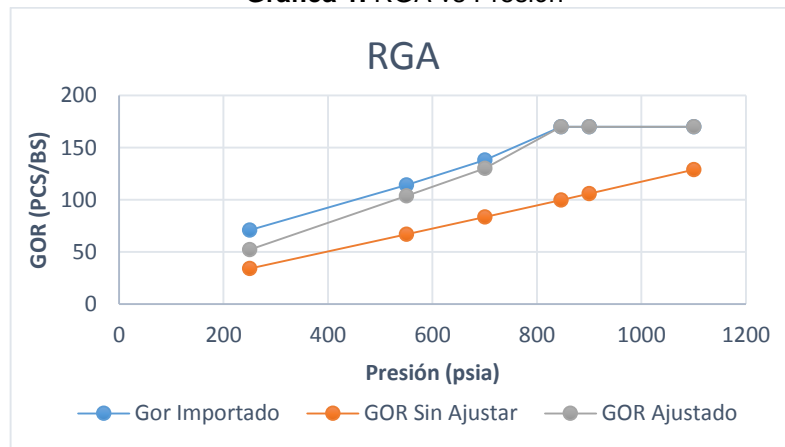
Presión (psi)	Bo (BY/BS)	Bo sin ajustar (BY/BS)	Bo ajustado (BY/BS)	GOR (PCS/BS)	GOR sin ajustar (PCS/BS)	GOR ajustado (PCS/BS)	μ_o (cp)	μ_o sin ajustar (cp)	μ_o ajustado (cp)
1100	1,077	1,081	1,086	170	128,839	170	10,48	3,379	6,014
900	1,078	1,072	1,088	170	105,784	166,101	10,12	3,747	6,004
846	1,079	1,07	1,085	170	99,675	156,255	10	3,859	6,247
700	1,078	1,064	1,076	138	83,376	130,068	10,1	4,194	7,003
550	1,075	1,057	1,067	114	66,906	103,749	10,3	4,599	7,97
250	1,065	1,046	1,051	71	34,177	52,033	11,2	5,697	10,909

Fuente: Autores

A partir de los parámetros PVT ajustados se construyeron las gráficas que describen el comportamiento de las propiedades de los fluidos a cambios de presión.

- **Relación gas en solución aceite, RGA:** En la siguiente gráfica se muestra cómo aumenta la RGA con la presión hasta llegar a la presión de burbuja, P_b , donde existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo. Para presiones por encima de la presión de burbuja, la RGA es constante debido a que no hay liberación de gas, ya que el aceite se encuentra subsaturado y una pequeña disminución de presión no causa una liberación de gas. Para presiones por debajo de la presión de burbuja, la RGA va disminuyendo debido a que el aceite está saturado y una disminución de presión origina una liberación de gas [24].

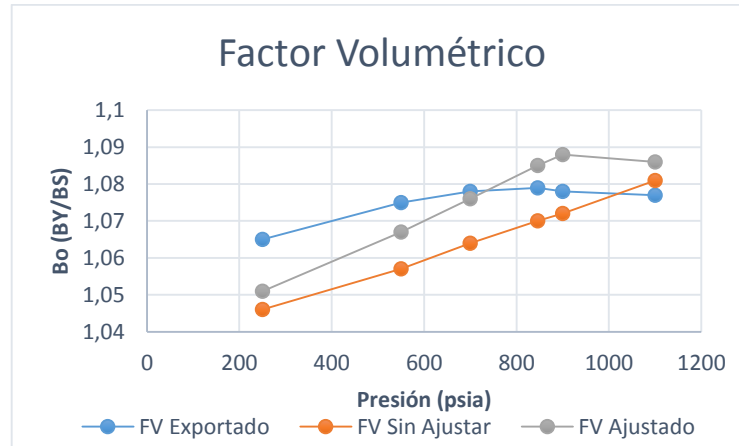
Gráfica 1. RGA vs Presión



Fuente: Autores

- **Factor volumétrico del petróleo, Bo:** El factor volumétrico aumenta con la presión hasta la presión de burbuja, P_b . Por encima de la presión de burbuja, el factor volumétrico disminuye al aumentar la presión, dado que no se libera gas en solución y el petróleo se encuentra subsaturado. Por debajo de la presión de burbuja, la expansión líquida continua, pero su efecto sobre el aumento en volumen es insignificante comparado con un efecto mucho mayor.

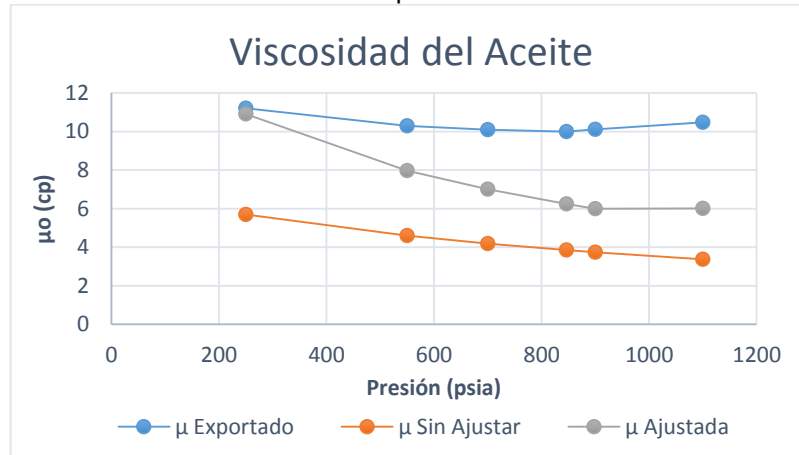
Gráfica 2. Bo vs Presión



Fuente: Autores

- **Viscosidad del aceite, μ_o :** El comportamiento descendente de la curva indica que la viscosidad del petróleo disminuye con la presencia de gas en solución, cuanto más aumenta la presión existe mayor liberación de gas y proporcionalmente una viscosidad menor. Al alcanzar la presión de burbuja, la viscosidad aumenta debido a que no hay solubilidad adicional del gas y sólo actúa la compresibilidad.

Gráfica 3. μ vs Presión



Fuente: Autores

3.1.3. MODELAMIENTO INFLOW PARA LA CONSTRUCCION DE LA CURVA IPR 1

En el menú *Configuration*, se selecciona la opción *Reservoir* (Yacimiento) y dentro de la pestaña *General* se insertan los datos en cada casilla que son necesarios para realizar el modelaje. En esta función, se pueden añadir diferentes capas en la opción *Add Layer* (añadir Capa) e insertar las propiedades petrofísicas de cada una de ellas; pero para este trabajo, se trabajará con una sola capa refiriéndose a toda la formación productora y los datos insertados serán del promedio de las propiedades petrofísicas de todas las arenas (ver **Figura 44**). Las propiedades a insertar son:

- *Pressure (psia)*: El dato de presión estática se obtuvo a partir de información de pruebas de presión tomadas en el periodo 1. No obstante, en algunos pozos donde no se encontró información de pruebas de presión, se procedió a estimar la presión estática de acuerdo a la presión de pozos cercanos o al cálculo a partir de la presión al datum.
- *Temperature (°F)*: Es el dato referente a la temperatura del yacimiento.
- *Midperf Depth (MD)*: Este dato corresponde al punto medio de perforados y se calcula promediando la profundidad de los cañoneos. Esta información se obtiene a partir de los estados mecánicos de los pozos.
- *Permeability (md)*: Es el dato correspondiente al promedio de las permeabilidades absolutas de cada uno de los espesores, que se puede calcular como:

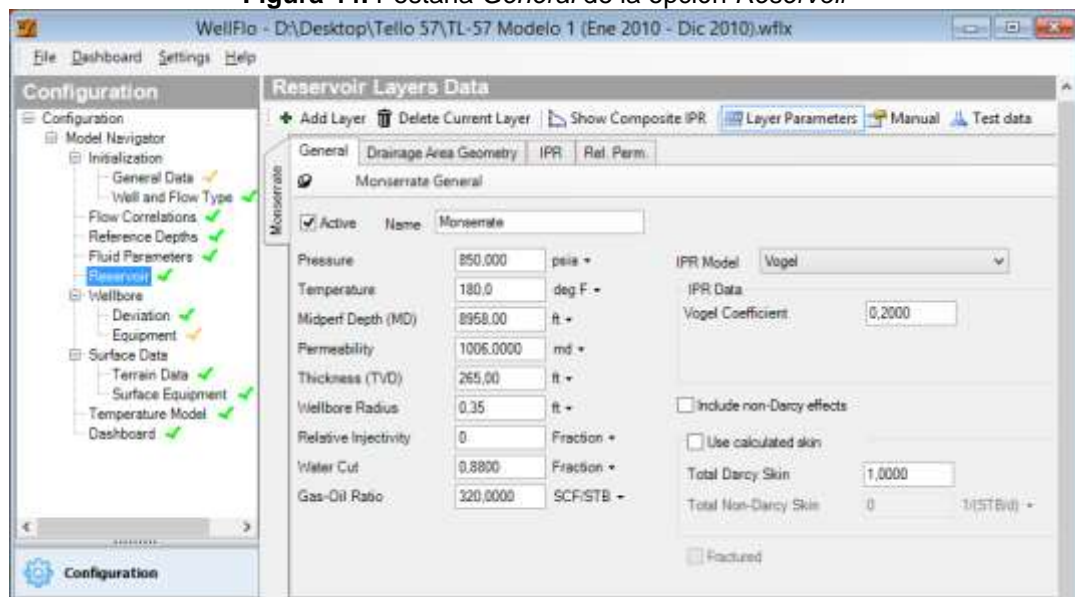
$$K_{prom} = \frac{K_1 h_1 + K_2 h_2 + K_3 h_3}{h_t} = \frac{\sum_{i=1}^n K_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

- **Thickness (TVD):** Se refiere al espesor neto de la zona cañoneada de la formación que contribuye al recobro del petróleo.
- **Wellbore Radius:** Es el dato referente al radio del pozo.
- **Water Cut:** Es el corte de agua tomado a partir de las pruebas de producción de agua y aceite en fracción.

$$Water\ Cut = \frac{Q_w}{Q_f}$$

- **Gas-Oil Ratio:** Es el dato correspondiente a la relación gas-aceite (GOR).
- **IPR Model:** En esta opción se selecciona el método por el cual se va a modelar la curva IPR. Para este caso se seleccionó el método de Vogel y un coeficiente de Vogel de 0,2.
- **Total Darcy Skin:** Es el dato referente al daño del pozo. Por el momento, este dato se deja por defecto (s= 1) ya que se ajustará posteriormente.

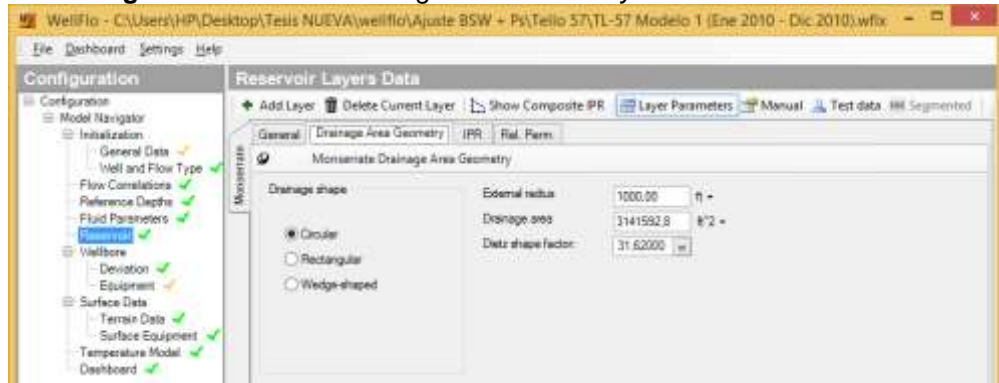
Figura 44. Pestaña *General* de la opción *Reservoir*



Fuente: Autores

En la pestaña *Drainage Area Geometry* (Geometría del área de flujo), se insertan los datos referentes al flujo de fluidos en el yacimiento. Para nuestro piloto se especifica una geometría de flujo radial (*Circular*), un radio externo de 1000 pies y un factor de forma de 31,62.

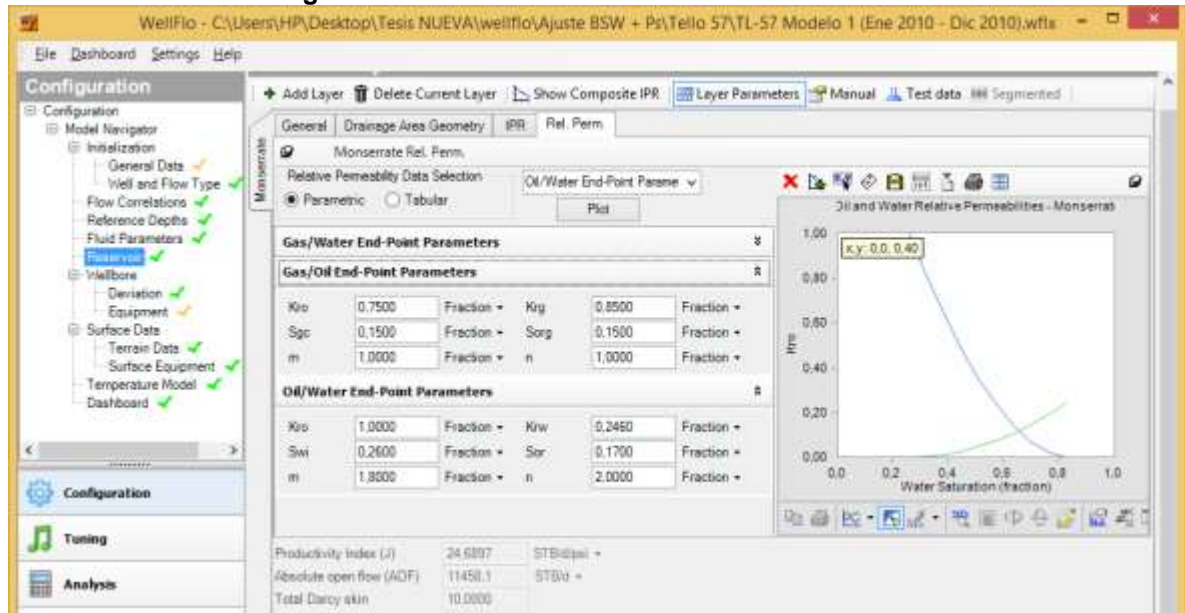
Figura 45. Pestaña *Drainage Area Geometry* en la función *Reservoir*



Fuente: Autores

En la pestaña de *Relative Permeability* (Permeabilidad relativa) se especifican las permeabilidades relativas K_{ro} y K_{ri} en los *End Points*, la saturación irreducible de agua S_{wi} , la saturación residual de aceite S_{or} y los exponentes de Corey m y n .

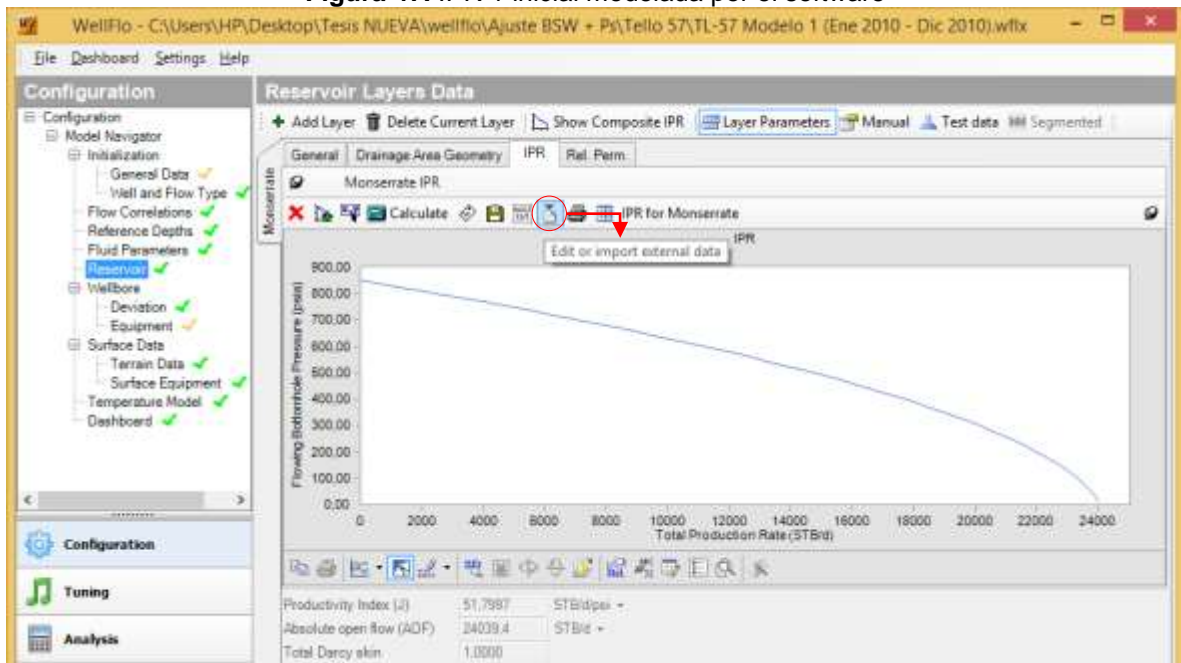
Figura 46. Pestaña *Rel. Perm* en la función *Reservoir*



Fuente: Autores

Una vez diligenciadas las anteriores tres pestañas, se accede a la pestaña *IPR* para observar la curva IPR resultante después del modelaje realizado por el software (ver **Figura 47**). En la parte inferior de la curva se observa el índice de productividad J y el AOF (*Absolute open flow*), el cual es el caudal máximo que podría entregar el pozo a una $P_{wf}=0$.

Figura 47. IPR 1 inicial modelada por el software

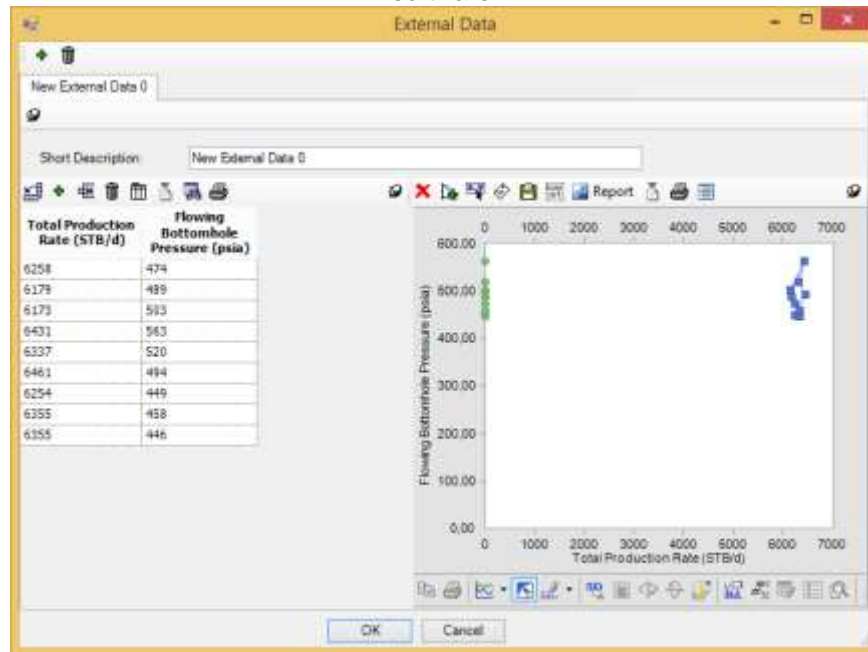


Fuente: Autores

El software permite ingresar datos de prueba de producción para comparar y así realizar ajustes de diferentes tipos al modelaje del IPR hasta encontrar el indicado. Para hacerlo, se hace click en el ícono de *Edit or import external data* (Editar o importar data externa) enmarcado en la **Figura 45**.

A continuación, se abre una ventana llamada *External Data* (Data Externa) en donde se ingresan los datos de las pruebas de producción (Q_f (BFPD), P_{wf} (psia)) del periodo 1 (ver **Figura 48**).

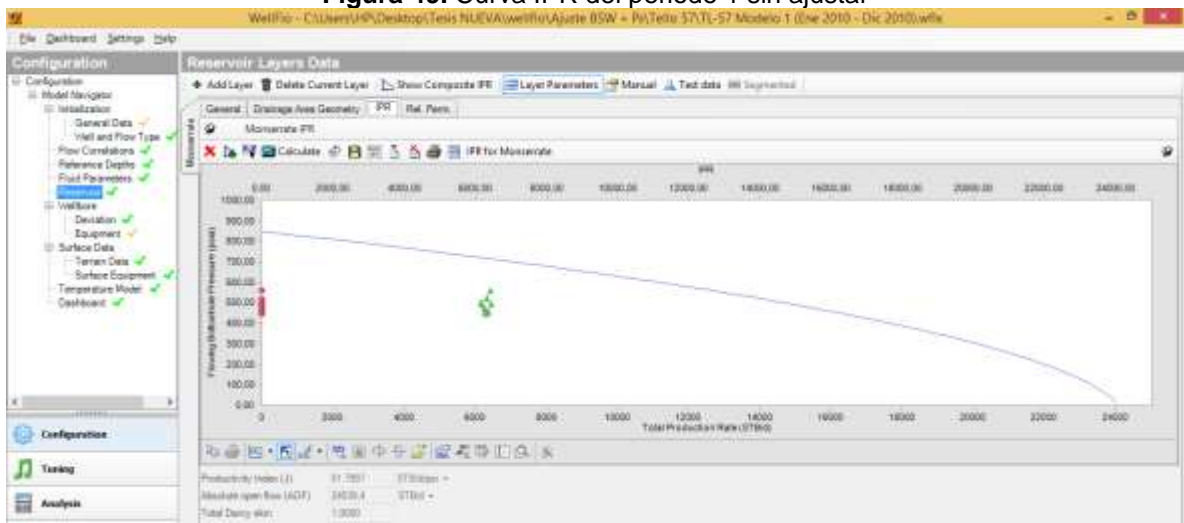
Figura 48. Ventana External Data donde se importan los datos de pruebas de producción al software.



Fuente: Autores

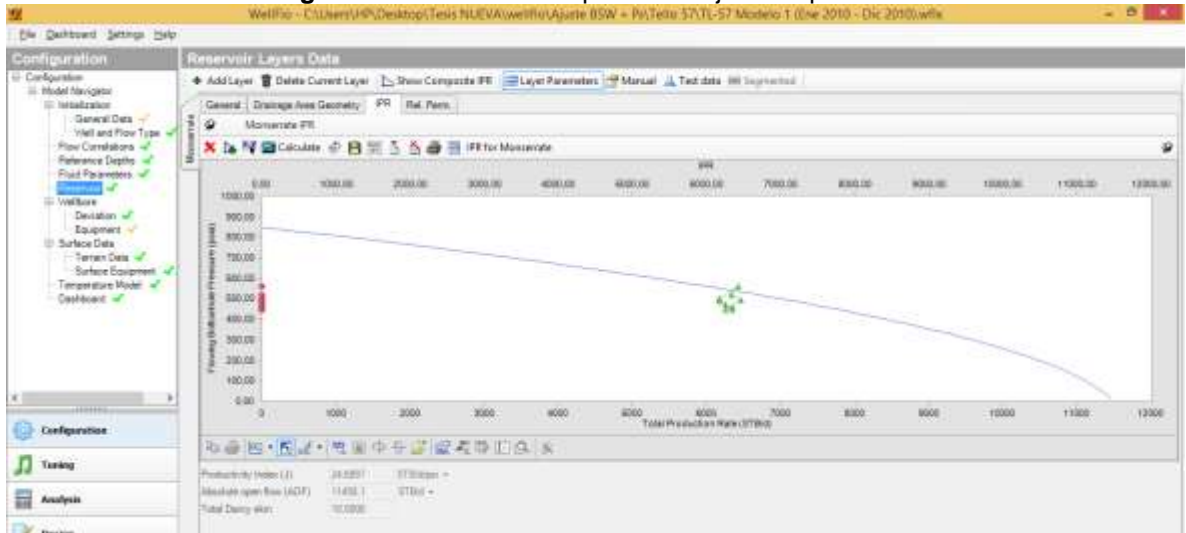
Las pruebas de producción importadas son graficadas en la curva IPR, y como se observa, la IPR modelada por el software no corresponde a las pruebas de producción tomadas en el pozo durante el periodo 1 (ver **Figura 49**). Por tal razón, se procede a ajustar la curva IPR a través del daño en *Total Darcy Skin* (ver **Figura 44**).

Figura 49. Curva IPR del periodo 1 sin ajustar



Fuente: Autores

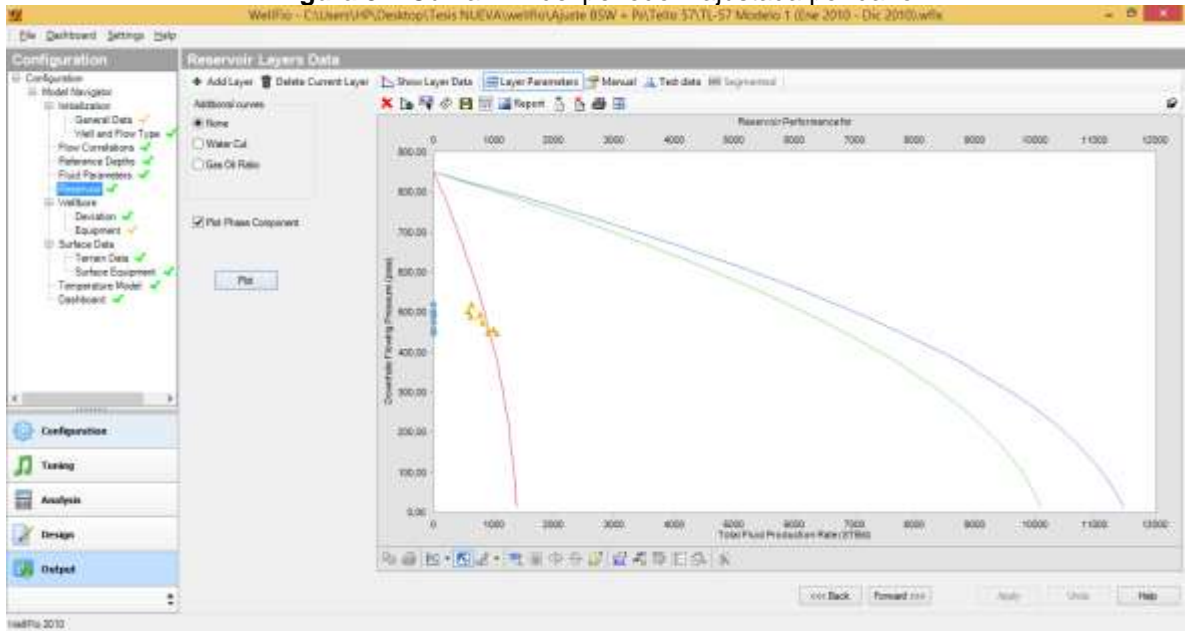
Figura 50. Curva IPR del periodo 1 ajustada por daño



Fuente: Autores

Una vez ajustada la curva IPR por daño (ver **Figura 50**), se comprueba si el Q_0 tomado de las pruebas de producción ajusta también en la curva IPR modelada. Para eso, se ingresa a *Show Composite IPR* (Mostrar IPR Composicional) en la función de *Reservoir* y al igual que en la primera curva, se procede a importar los datos de las pruebas de producción del periodo 1 de Q_0 vs P_{wf} (ver **Figura 51**).

Figura 51. Curva IPR del periodo 1 ajustada por daño

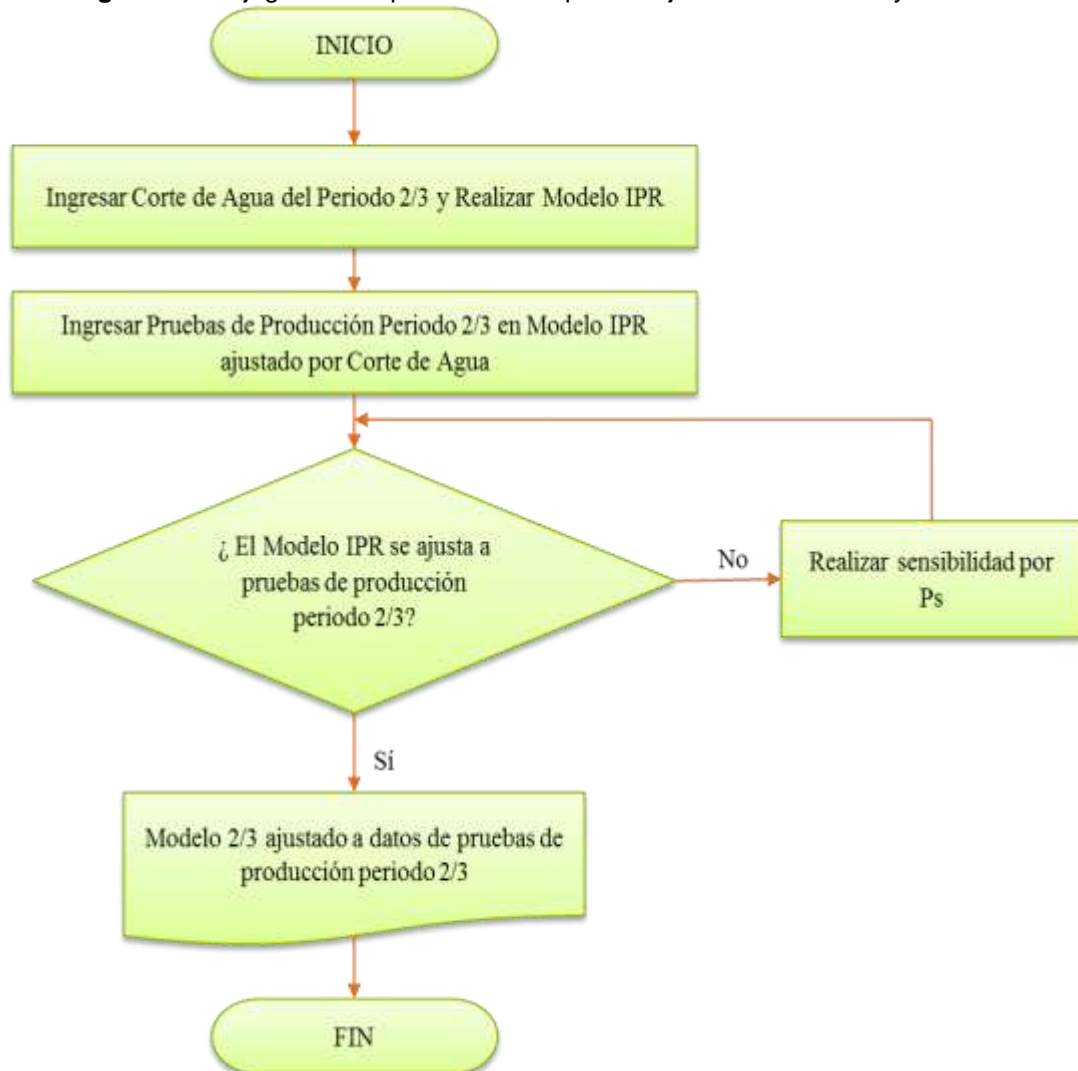


Fuente: Autores

3.2. DEFINICIÓN MODELO 2 Y MODELO 3

Definido el modelo 1 se procede a la construcción del modelo 2 y modelo 3 para el periodo 2 y periodo 3 respectivamente. Para definir la curva IPR 2 y la curva IPR 3 a través de *WellFlo*® 2010 también se estableció un procedimiento igual para todos los pozos productores (ver **Figura 52**), el cual partirá del Modelo 1 definido anteriormente.

Figura 52. Flujograma del procedimiento para el ajuste del modelo 2 y modelo 3

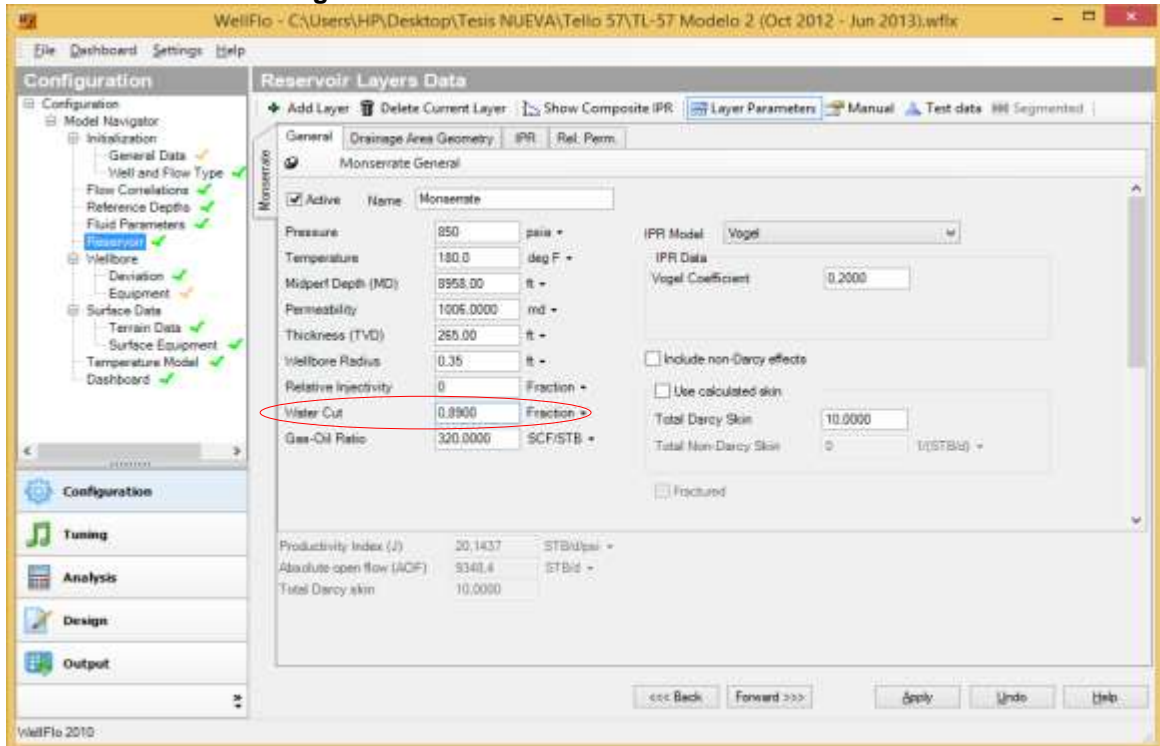


Fuente: Autores

3.2.1. MODELAMIENTO INFLOW PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA IPR 2

A partir del modelo 1 (ya ajustado), se procede a seleccionar la opción *Reservoir* y se modifica el valor de corte de agua por el valor promedio correspondiente de corte de agua durante el periodo 2 (ver **Figura 53**).

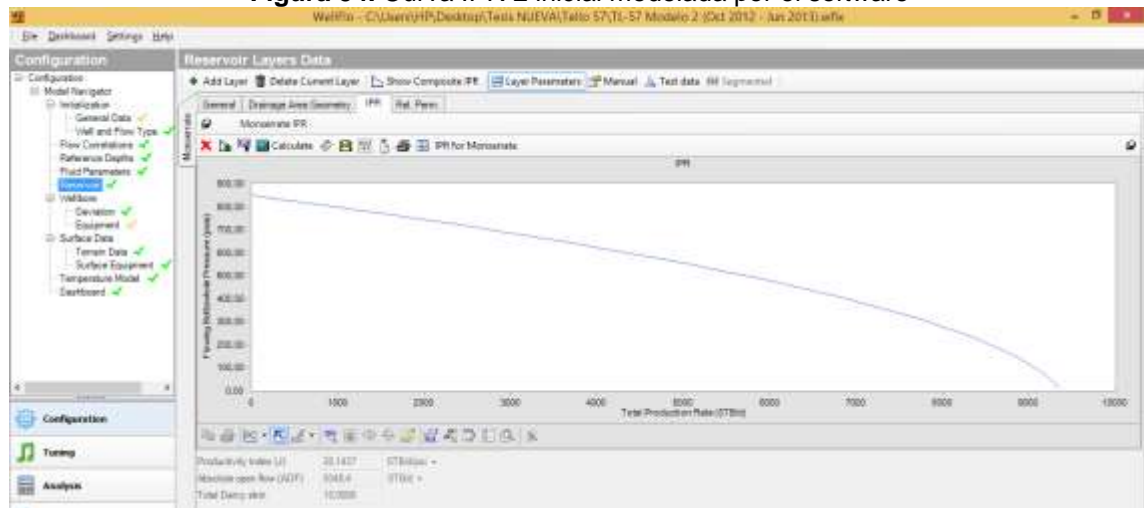
Figura 53. Pestaña *General* de la función *Reservoir*



Fuente: Autores

Luego, se accede a la pestaña *IPR* para observar la curva IPR resultante después del modelaje realizado por el software (ver **Figura 54**).

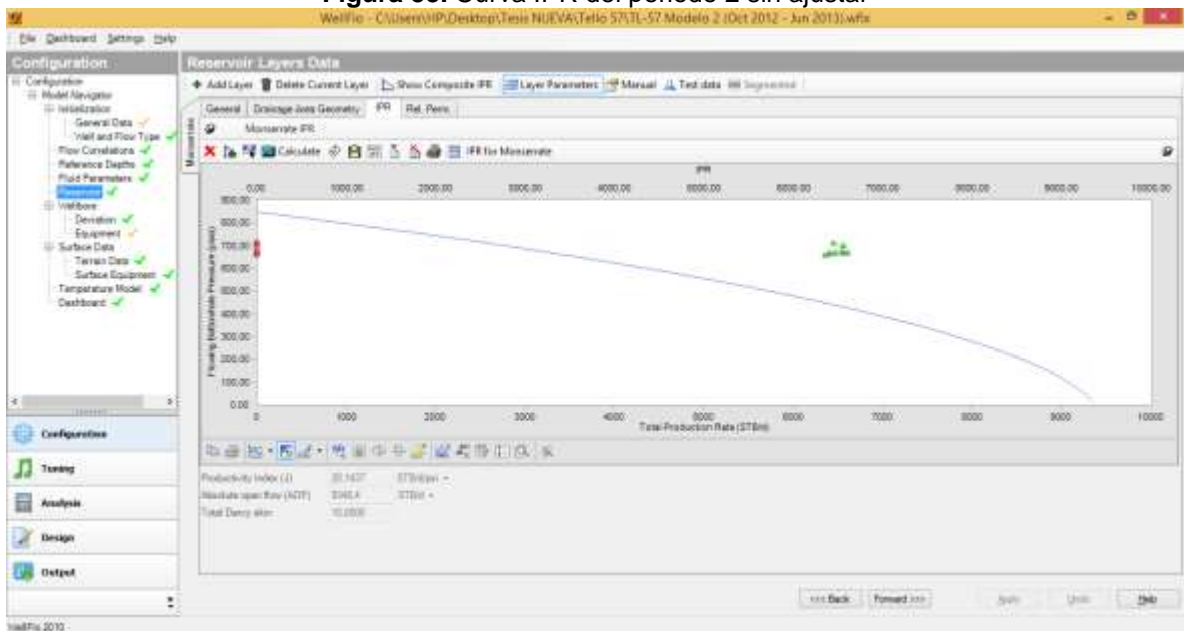
Figura 54. Curva IPR 2 inicial modelada por el software



Fuente: Autores

A partir de ahora, para comprobar si el modelo que se tiene es el correspondiente al periodo 2, se ingresan las pruebas de producción de la misma manera que se hizo anteriormente (ver **Figura 55**).

Figura 55. Curva IPR del periodo 2 sin ajustar



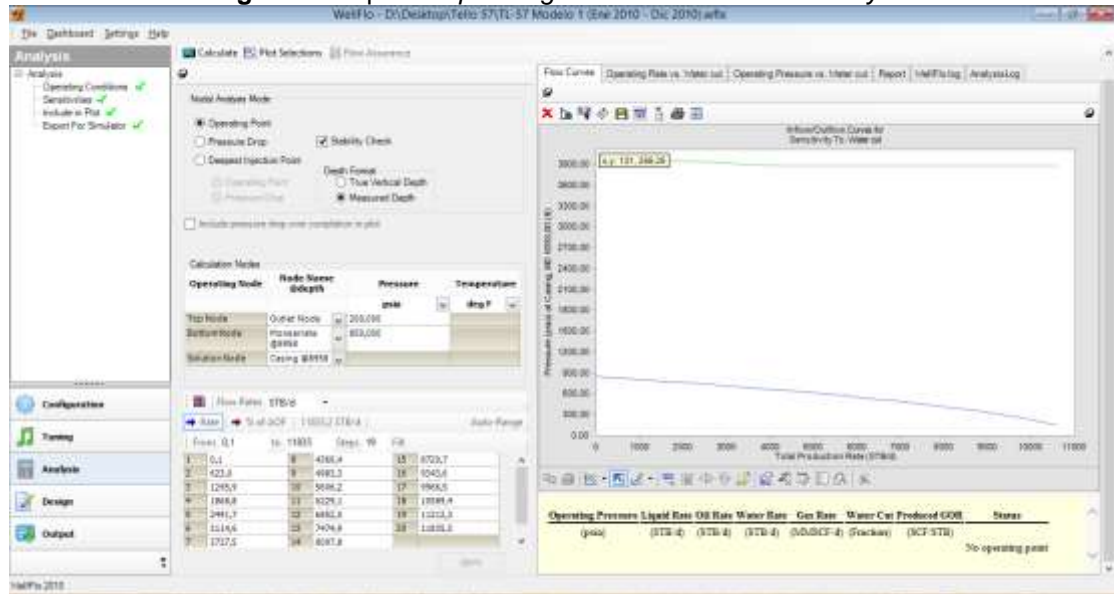
Fuente: Autores

Dado que el modelo 2 no corresponde a las pruebas de producción tomadas en el pozo durante el periodo 2, se procede a realizar una sensibilidad por presión para

que el modelamiento sea representativo de las pruebas de producción anteriormente mencionadas.

En la parte inferior izquierda, se da click en la opción *Analysis* (Análisis) y se procede a diligenciar las casillas tal como se muestran en la **Figura 56**. En la parte inferior, en la opción *Flow Rates* (Tasas de Flujo), se parte desde 0,1 hasta el valor del AOF en pasos de 19. Se da click en *Fill* (Llenar), luego en *Apply* (Aplicar) y posteriormente en *Calculate* (Calcular).

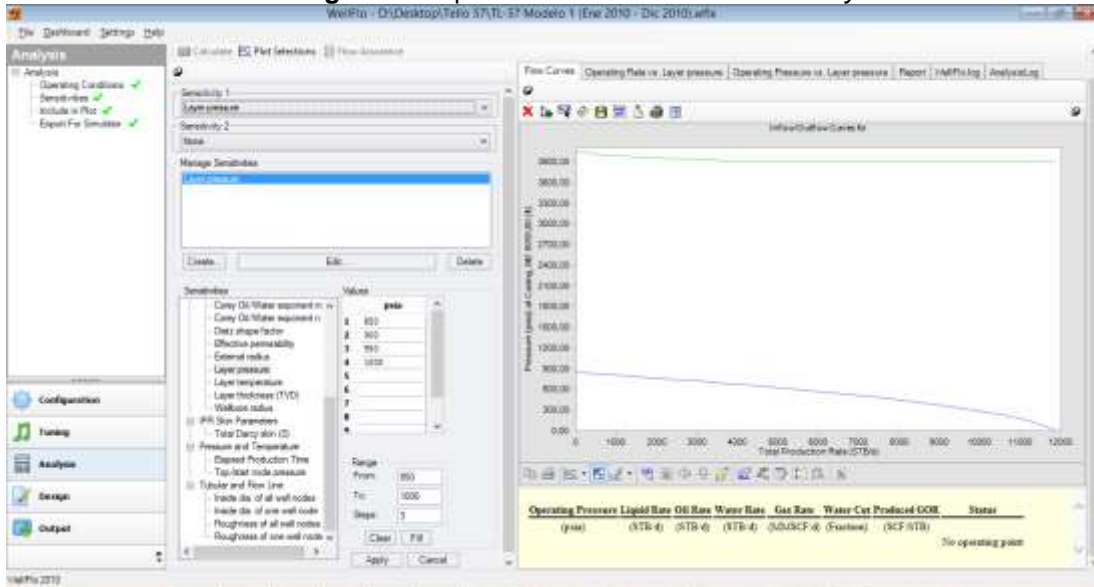
Figura 56. Opción *Operating Conditions* del menú *Analysis*



Fuente: Autores

Luego, selecciona la opción *Sensitivities* (Sensibilidades) en el menú *Analysis* (ver **Figura 57**) de la zona izquierda y se procede a crear la sensibilidad por presión. Primero se da click en *Create* (Crear) y se selecciona con doble click la opción *Layer Pressure* (Presión de Capa). En la sección *Range* (Rango) se escribe desde y hasta qué valor de presión se desea modelar la curva y en cuántos pasos. Se da click en *Fill*, luego en *Apply* y posteriormente en *Calculate*. En la parte superior donde aparece *Sensitivities 1*, se selecciona *Layer pressure*, nuevamente se da click en *Apply* y finalmente en *Calculate*.

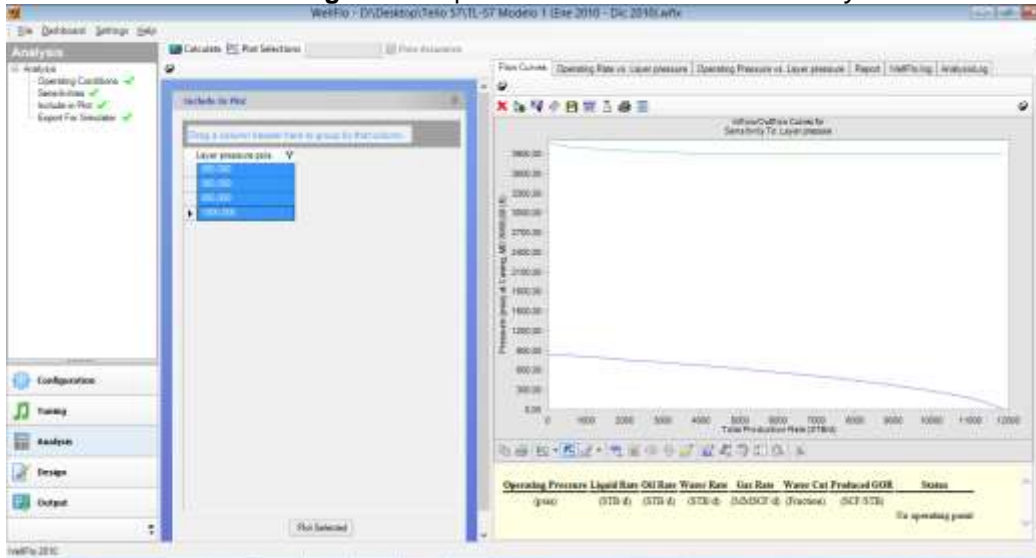
Figura 57. Opción *Sensitivities* del menú *Analysis*



Fuente: Autores

Luego, se selecciona la opción *Include in Plot* (Incluir en Gráfico) para seleccionar y/o escoger los datos de presión que se desean modelar. Dar click en *Plot selected* (Gráfica Seleccionada) (ver **Figura 58**).

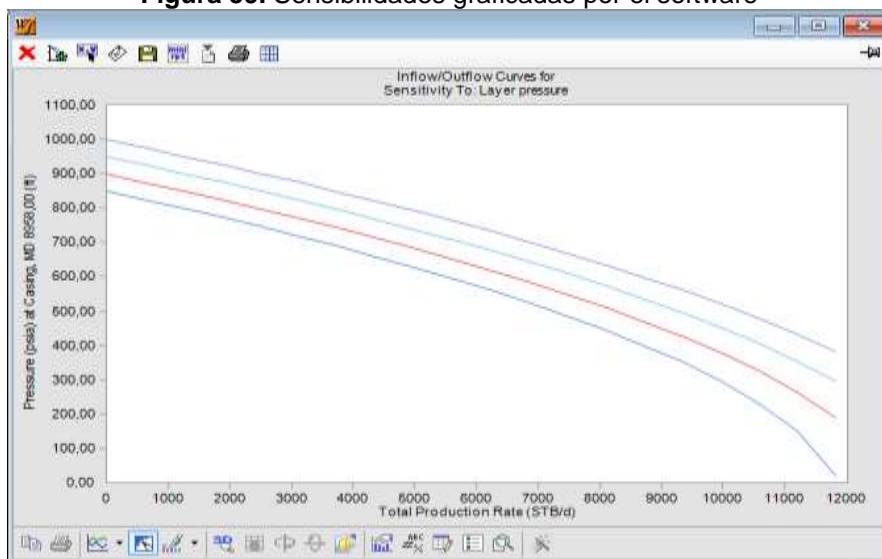
Figura 58. Opción *Sensitivities* del menú *Analysis*



Fuente: Autores

Así se obtienen las sensibilidades por presión deseadas (ver **Figura 59**) y se procede a definir la presión estática que mejor ajuste a las pruebas de producción tomadas del pozo durante el periodo 2.

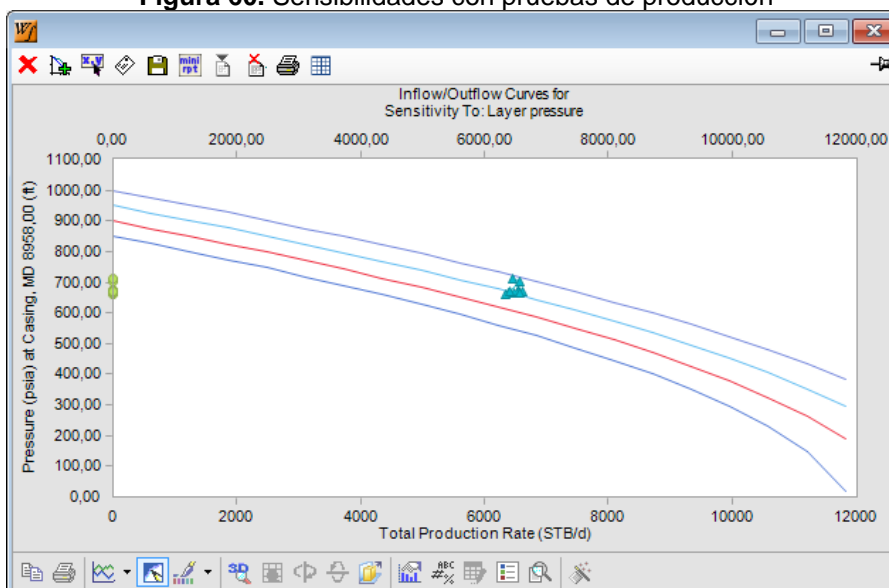
Figura 59. Sensibilidades graficadas por el software



Fuente: Autores

Sobre las sensibilidades de presión se ingresan los datos de las pruebas de producción (Q_f (BFPD), P_{wf} (psia)) del periodo 2, para conocer la presión del yacimiento representativa a ese periodo. En la **Figura 60** se puede observar que la presión que mejor se ajusta a estas pruebas es 975 psi.

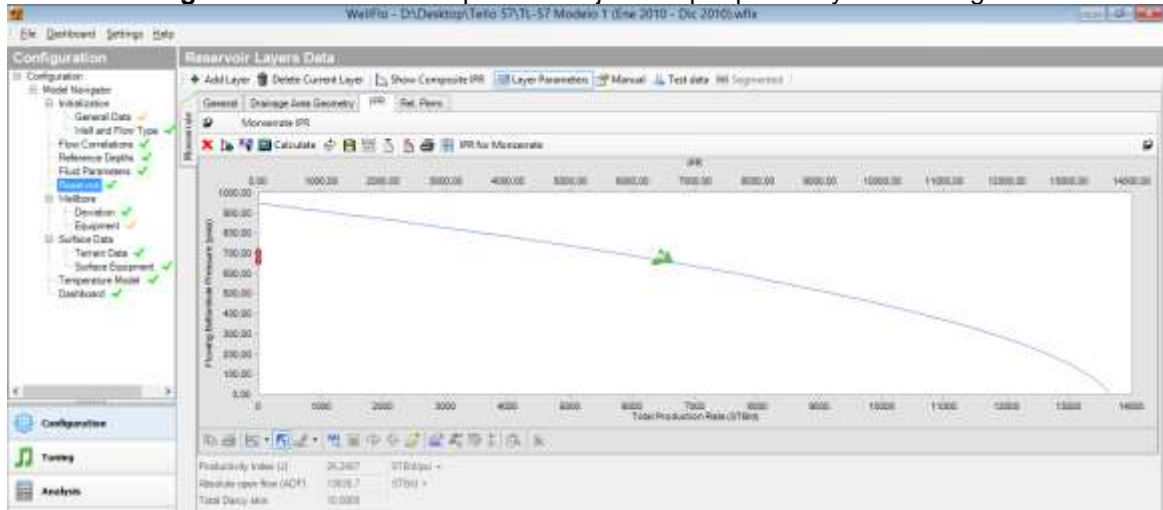
Figura 60. Sensibilidades con pruebas de producción



Fuente: Autores

Encontrada la presión estática representativa del periodo 2, se procede a hacer el respectivo cambio en la casilla *Pressure* (ver **Figura 51**) en la opción *Reservoir* del menú *Configuration*, para finalizar el ajuste del modelo 2 (ver **Figura 61**).

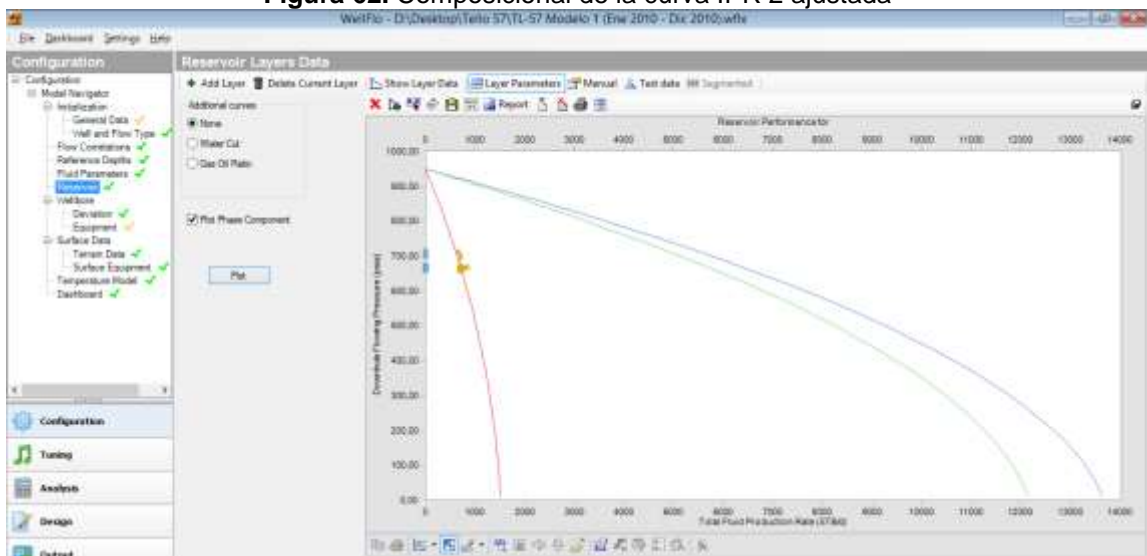
Figura 61. Curva IPR del periodo 2 ajustada por presión y corte de agua



Fuente: Autores

Una vez ajustada la curva IPR por presión, se comprueba si el Q_o tomado en las pruebas de producción ajusta también en la curva IPR modelada. Para eso, se ingresa de nuevo a *Show Composite IPR* en la función de *Reservoir* y al igual que en la primera curva, se procede a importar los datos de las pruebas de producción del periodo 2 de Q_o vs P_{wf} (ver **Figura 62**).

Figura 62. Composicional de la curva IPR 2 ajustada

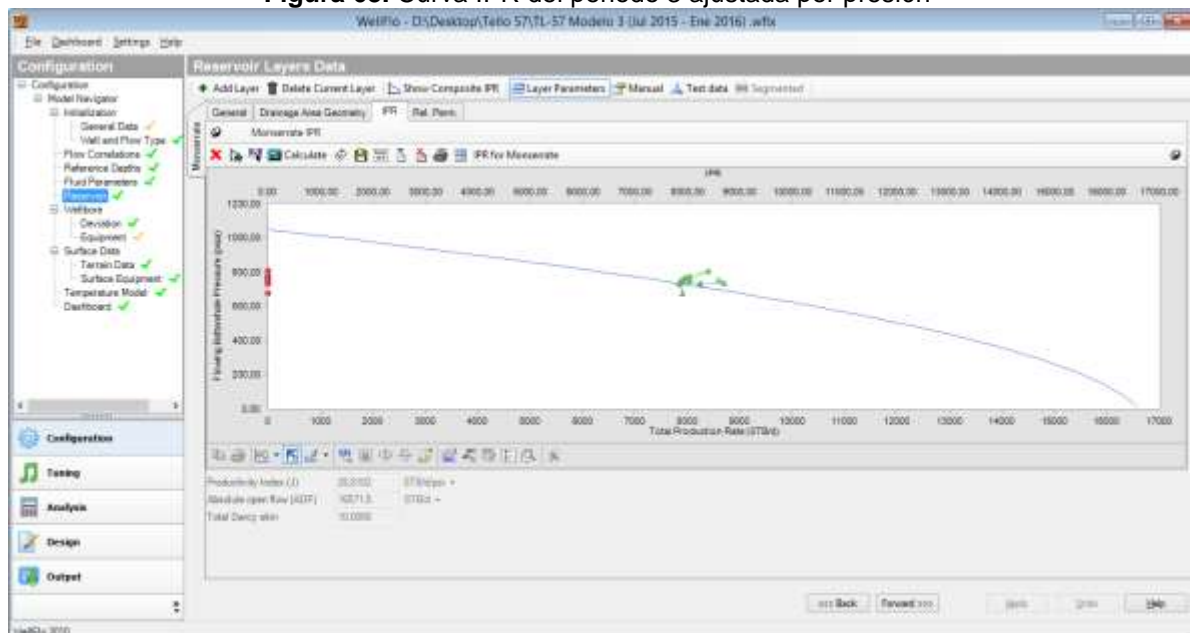


Fuente: Autores

3.2.2. MODELAMIENTO INFLOW PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA IPR 3

Obtenido el modelo 2 para el periodo 2, se repite exactamente el mismo proceso para la construcción del modelo 3 para el periodo 3: primero se modifica el corte de agua correspondiente a las pruebas de producción del periodo 3, se cargan las pruebas de producción del periodo 3 sobre el modelo; y si no ajusta, se realiza sensibilidad por presión para encontrar la presión estática indicada y tener el modelo 3 ajustado (ver **Figura 63**).

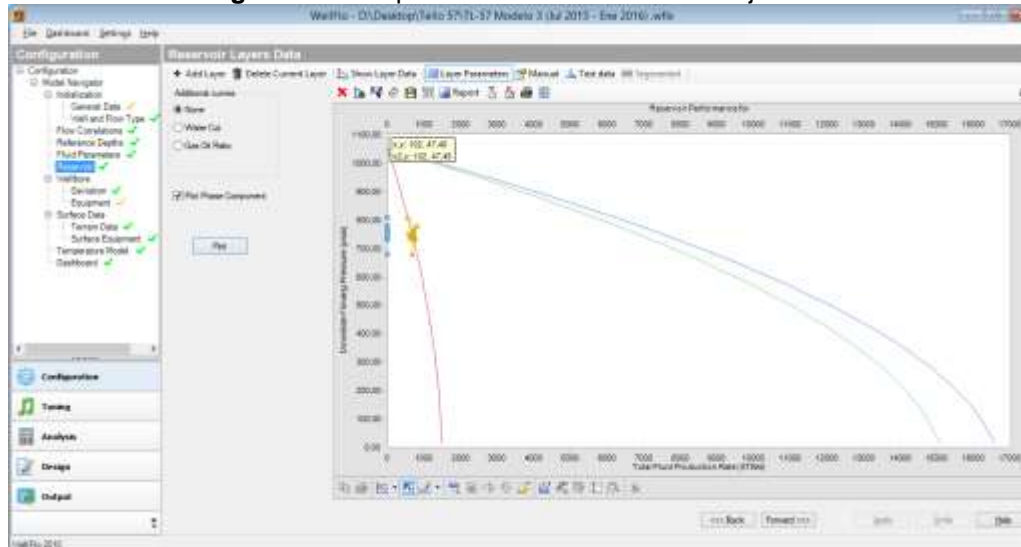
Figura 63. Curva IPR del periodo 3 ajustada por presión



Fuente: Autores

Una vez ajustada la curva IPR por presión, se comprueba si el Q_0 tomado de las pruebas de producción ajusta también en la curva IPR modelada. En la **Figura 64** se presenta el resultado de la verificación del ajuste de la curva IPR composicional con las pruebas de producción de aceite del periodo 3.

Figura 64. Composicional de la curva IPR 3 ajustada



Fuente: Autores

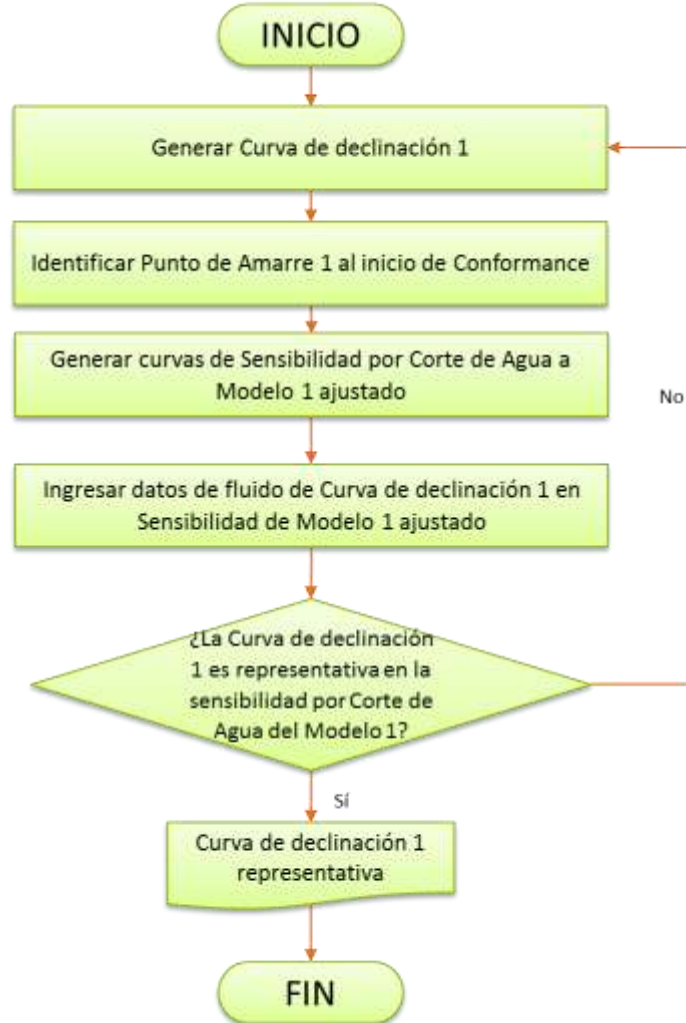
3.3. DEFINICIÓN DE CURVAS DE DECLINACIÓN (*FORECAST*)

Las curvas de declinación para cada pozo fueron facilitadas por el grupo de yacimientos de ECOPETROL S.A., quienes realizaron la construcción de las mismas mediante el uso del software OFM al inicio de cada proceso de EOR. El software OFM (*Oilfield Manager*) es una herramienta que permite hacer análisis de pronósticos y seguimiento de producción y reservas de un yacimiento o pozo.

De cada pozo productor fueron facilitadas dos curvas de declinación, la primera muestra la declinación del pozo antes de cualquier proceso EOR, es decir, antes de la aplicación del conformance químico; y la segunda muestra la declinación que el pozo tendría después de la aplicación del conformance químico y antes de la implementación del piloto de CDG.

Cabe resaltar que de las curvas se realizó un análisis para verificar que ajustaran al comportamiento de los pozos; dicho análisis se hizo mediante sensibilidades por corte de agua en los modelos correspondientes, en otras palabras, confirmar que los datos de la curva de declinación 1 ajusten al modelo 1 y los datos de la curva de declinación 2 ajusten al modelo 2.

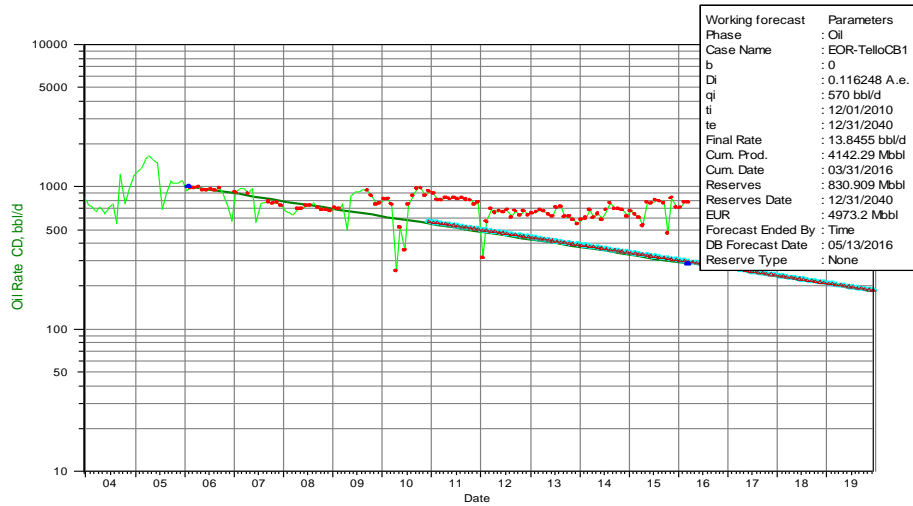
Figura 65. Flujograma del procedimiento para la definición de la curva de declinación 1



Fuente: Autores

Para definir la curva de declinación 1, se requiere establecer un punto de amarre 1, que será la fecha donde empieza la declinación del pozo antes de cualquier proceso de EOR. Para todos los pozos, la fecha del punto de amarre 1 es en diciembre del año 2010, mes donde se inició la inyección de conformance químico. Este punto también es definido por un Q_0 (la producción de ese mes para cada pozo) y por un P_{wf} (la presión del pozo fluyendo promedio de ese mes para cada pozo). En el caso del pozo TL-57, el punto de amarre es (701 BOPD, 485 psia). La **Figura 66** muestra la curva de declinación de aceite 1 generada por el software OFM.

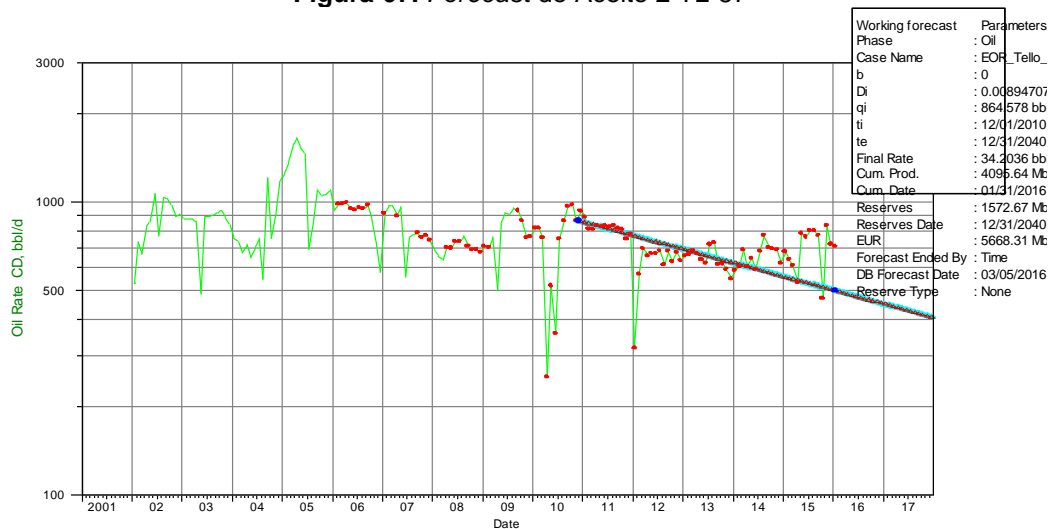
Figura 66. Forecast de Aceite 1 TL-57



Fuente: Autores

Para definir la curva de declinación 2, se requiere establecer un punto de amarre 2, que será la fecha donde empieza la declinación del pozo después de la aplicación del conformance químico y antes de la implementación del piloto de CDG. Para todos los pozos, la fecha del punto de amarre 2 es en junio del año 2014, mes en el cual se inició el piloto. Este punto también es definido por un Q_0 (la producción mensual de ese mes para cada pozo) y por un P_{wf} (la presión del pozo fluyendo promedio de ese mes para cada pozo). En el caso del pozo TL-57, el punto de amarre es (456 BOPD, 794 psia). La **Figura 67** muestra la curva de declinación de aceite 2 generada por el software OFM.

Figura 67. Forecast de Aceite 2 TL-57

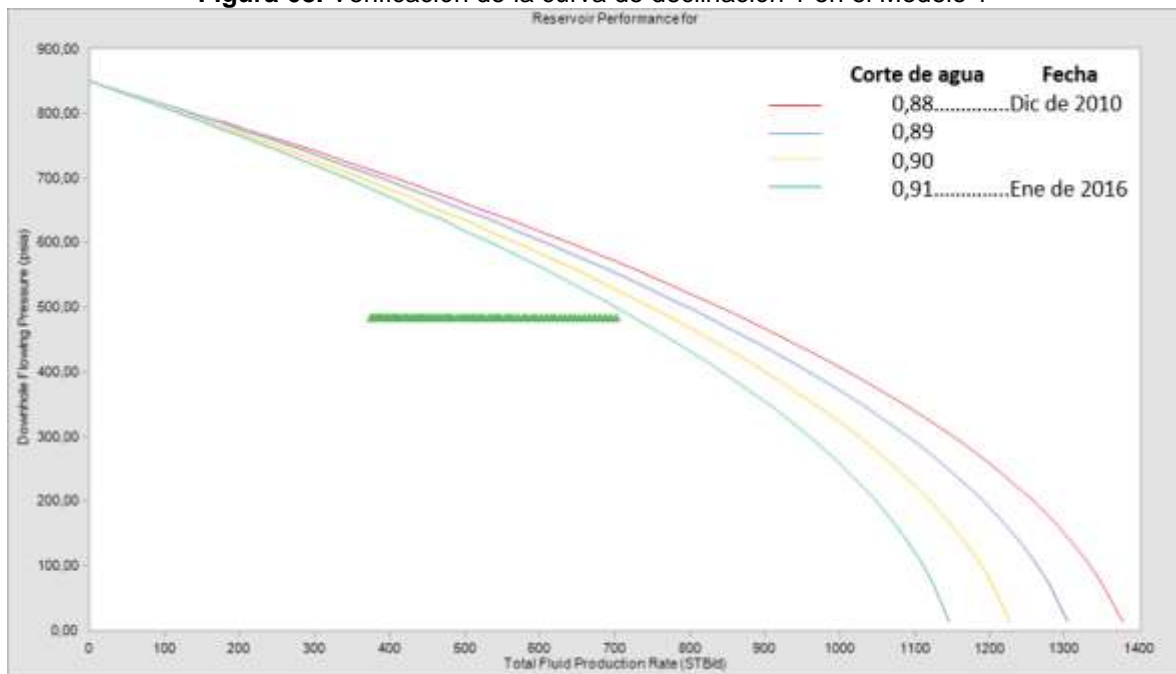


Fuente: Autores

Para verificar si las curvas de declinación son definidas apropiadamente, se realizan sensibilidades por corte de agua del modelo 1 y del modelo 2 y se montan los datos de Q_o y P_{wf} @ Punto de Amarre de la curva de declinación 1 y curva de declinación 2 respectivamente. La sensibilidad por corte de agua se realiza debido a que se espera que la declinación de Q_o expuesta en las curvas de declinación obedezca a un incremento del corte de agua en los pozos productores, ya sea por sometimiento a la inyección de agua de pozos vecinos o por fenómenos de conificación o digitación. Esto se comprueba, detallando que en todos los pozos productores del patrón incrementan su corte de agua con el paso del tiempo.

Para que la curva de declinación sea definida apropiadamente, el punto de amarre (punto inicial) de la curva de declinación debería ajustar con el modelo al corte de agua inicial y el punto final debería ajustar con el modelo al corte de agua de esa fecha.

Figura 68. Verificación de la curva de declinación 1 en el Modelo 1



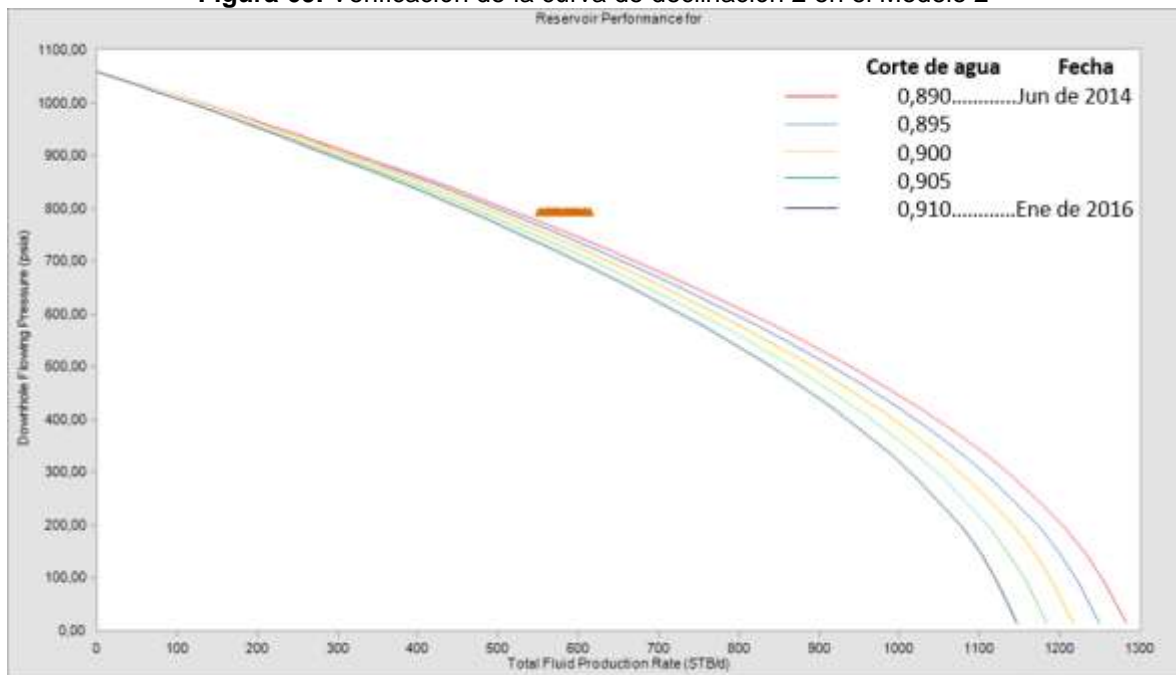
Fuente: Autores

Debido a que la curva de declinación 1 hace referencia al comportamiento de Q_o si no se hubiese implementado ningún proceso de EOR, se espera que ajuste con el modelo 1. Los puntos verdes de la **Figura 68** son los datos de la curva de declinación 1 desde diciembre del año 2010 a enero del año 2016, todos a la P_{wf} del punto de amarre 1; la P_{wf} se asume constante debido a que se interpreta que no se

ha implementado ningún mecanismo para aumentar la capacidad de extracción del pozo y que la presión estática del yacimiento permanece constante por la inyección de agua a la que está sometido.

En la **Figura 68** se observa que los puntos de la curva de declinación 1 no ajustan con la sensibilidad por corte de agua realizada (se encuentran más a la izquierda), lo que significa que probablemente los datos de la curva de declinación 1 estén subestimados aproximadamente 120 BOPD.

Figura 69. Verificación de la curva de declinación 2 en el Modelo 2



Fuente: Autores

Debido a que la curva de declinación 2 hace referencia al comportamiento de Q_o si no se hubiera implementado el Piloto CDG, se espera que ajuste con el modelo 2. Los puntos naranjas de la **Figura 69** son los datos de la curva de declinación 2 desde junio del año 2014 a enero del año 2016, todos a la P_{wf} del punto de amarre 2. En la **Figura 69** se observa que los puntos de la curva de declinación 2 no ajustan con la sensibilidad por corte de agua realizada (se encuentran más a la derecha), lo que significa que probablemente los datos de la curva de declinación 2 estén sobreestimados aproximadamente 80 BOPD.

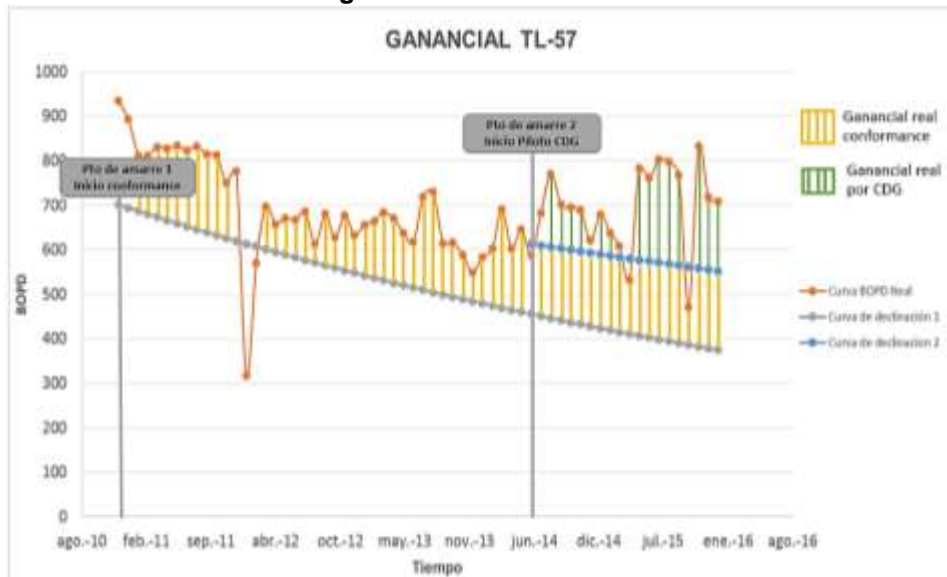
3.4. CÁLCULO DE GANANCIAS

Una vez definidos los tres modelos y las dos curvas de declinación suministradas por ECOPETROL S.A para cada uno de los pozos productores del patrón, se procede a realizar una colección de los eventos que pudieran crear ruidos en el análisis final del piloto.

Para realizar los cálculos de ganancias se tuvo en cuenta adicional a CDG, el incremental asociado a la implementación del conformance químico y el incremental obtenido por reducción de P_{wf} . El desarrollo de la metodología planteada se explicará en base al pozo productor TL-57.

En la **Figura 70** se pueden visualizar las curvas de declinación y la producción real de aceite del pozo. Desde el punto de amarre 1 hasta el punto de amarre 2, el área comprendida entre la curva de producción de aceite real y la curva de declinación 1 representa el ganancial real por conformance químico. Desde el punto de amarre 2 en adelante, el área comprendida entre la curva de declinación 1 y la curva de declinación 2 también se atribuye a la ganancia real por conformance químico y el área comprendida entre la curva de producción de aceite real y la curva de declinación 2 corresponde a la ganancia real por CDG.

Figura 70. Ganancial TL-57



Fuente: Autores

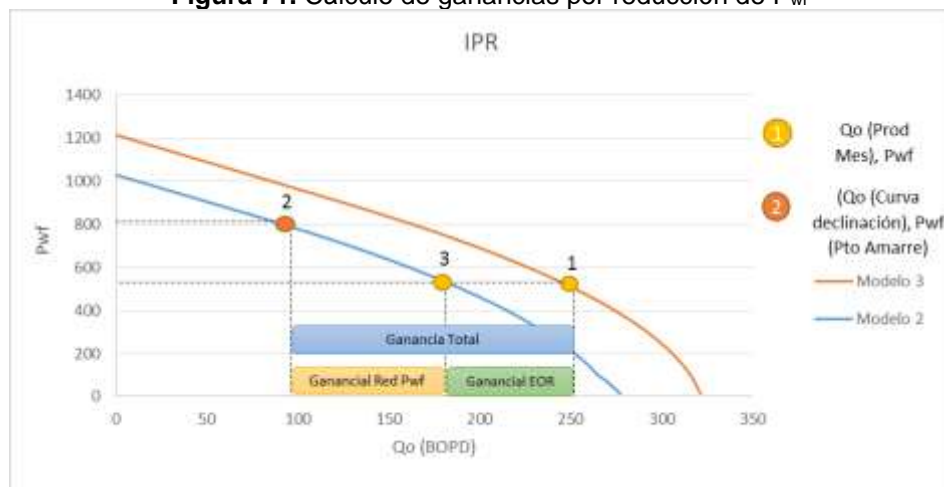
Estas ganancias expuestas a través de las áreas entre las curvas de declinación y producción real, representan la ganancia total existente a partir de la aplicación de tecnologías EOR, pero para algunas situaciones específicas se debe calcular un tipo de ganancia que no se encuentra de manera explícita en el área formada por las curvas de declinación, ese ganancial es denominado como ganancia por reducción de P_{wf} .

El ganancial obtenido por reducción de P_{wf} se atribuye al aumento en la capacidad de extracción del equipo de fondo, situación que puede estar originada por un cambio de sistema de levantamiento artificial, un rediseño o una optimización en el equipo de fondo.

Para detectar si se tiene ganancia por reducción de P_{wf} , primero se identifican las presiones de fondo que se encuentren por debajo del punto amarre respectivo y se grafican las pruebas de producción real (Q_o , P_{wf}) referentes a los meses en donde se presenta esta situación, en la curva IPR del Periodo al cual pertenecen; luego, se grafican los datos de la curva de declinación (Q_o , $P_{wf@punto\ de\ amarre}$) para estos mismos meses en la curva IPR del periodo anterior al de las pruebas.

Para calcular la ganancia por reducción de P_{wf} se debe partir del punto de producción real donde la P_{wf} es menor a la P_{wf} del punto amarre e ingresar al modelo referente a los datos de la curva de declinación con la misma presión y leer el caudal en el punto donde intersecte. Finalmente, al caudal hallado (Punto 3) se le resta el caudal correspondiente al dato de la curva de declinación del mismo mes (Punto 2) (ver **Figura 71**).

Figura 71. Cálculo de ganancias por reducción de P_{wf}



Fuente: Autores

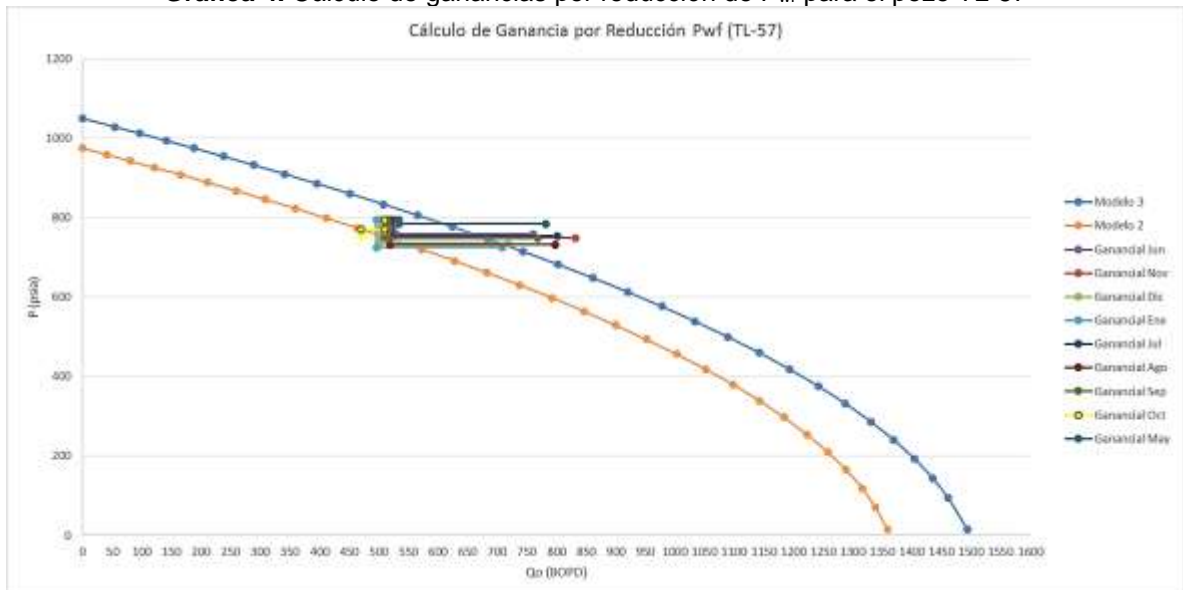
Para el caso del pozo TL-57, en el tercer periodo se encontraron presiones de fondo menores a la presión de fondo en el punto de amarre 2 (Ver **Tabla 7**). La **Gráfica 4** presenta el modelo 3 con las pruebas de producción de los meses en los cuales se presenta esta situación. Adicionalmente presenta el modelo 2 con los datos de la curva de declinación 2 referentes a los mismos meses donde la producción mensual del periodo 3 tenía una P_{wf} menor a la presión de fondo en el punto de amarre 2.

Tabla 7. Presiones de fondo fluyentes del periodo 3 para el pozo TL-57

Fecha	P_{wf} @ Punto de Amarre	P_{wf} Real @ PMP
jun-14	794	794
jul-14	794	794
ago-14	794	801
sep-14	794	800
oct-14	794	801
nov-14	794	801
dic-14	794	816
ene-15	794	813
feb-15	794	805
mar-15	794	800
abr-15	794	843
may-15	794	785
jun-15	794	759
jul-15	794	754
ago-15	794	732
sep-15	794	748
oct-15	794	770
nov-15	794	749
dic-15	794	735
ene-16	794	725

Fuente: Autores

Gráfica 4. Cálculo de ganancias por reducción de P_{wf} para el pozo TL-57



Fuente: Autores

Para el cálculo de la ganancia total, ganancia por conformance químico y ganancia por CDG, se tienen en cuenta las siguientes ecuaciones:

- *Ganancia total= Curva BOPD Real – Curva de declinación 1*
- *Ganancia CDG= Curva BOPD Real – Curva de declinación 2 – Ganancia por reducción de P_{wf} @ Punto de amarre 2.*
- *Ganancia conformance químico= Ganancia total – Ganancia por CDG – Ganancia por reducción de P_{wf} @ Punto de amarre 2.*

Con base en lo anterior, a continuación se presentan los gananciales calculados para el pozo TL-57.

Tabla 8. Resultados de las ganancias obtenidas para el pozo TL-57

Gananciales TL-57					
Fecha	Ganancia por Conformance	Ganancia por CDG	Ganancia por Reducción Pwf	Ganancia EOR	Ganancia Total
30-06-14	133	0	0	133	133
31-07-14	159	72	0	232	232
31-08-14	161	163	0	324	324
30-09-14	162	98	0	260	260
31-10-14	163	95	0	258	258
30-11-14	164	91	0	255	255
31-12-14	165	27	0	192	192
31-01-15	166	88	0	255	255
28-02-15	167	50	0	217	217
31-03-15	168	24	0	193	193
30-04-15	121	0	0	121	121
31-05-15	170	205	0	375	375
30-06-15	171	186	0	358	358
31-07-15	172	231	0	403	403
31-08-15	173	200	30	374	403
30-09-15	174	201	2	375	377
31-10-15	84	0	0	84	84
30-11-15	176	264	9	440	449
31-12-15	177	121	42	298	340
31-01-16	178	89	67	267	334
Total	3205	2208	150	5413	5563

Fuente: Autores

En la **Tabla 8** se especifican las ganancias en BOPD logradas por la implementación del piloto CDG. Adicionalmente, se presenta una ganancia asociada a la aplicación del conformance químico, a la reducción de P_{wf} y una sumatoria de las ganancias de estos tres efectos sobre el pozo TL-57.

3.5. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

Para todos los pozos productores pertenecientes al patrón de Inyección del piloto de CDG, se realizó la construcción de las curvas IPR de cada periodo con su respectivo ajuste, se definieron las curvas de declinación y se calcularon las ganancias asociadas a la implementación de CDG, reducción de P_{wf} y efecto de conformance químico (ver **ANEXOS**). A continuación, se presentan los resultados del cálculo de ganancias y los análisis realizados para cada pozo.

3.5.1. RESULTADOS Y ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DEL POZO TL-46

Tabla 9. Resultados de las ganancias obtenidas para el pozo TL-46

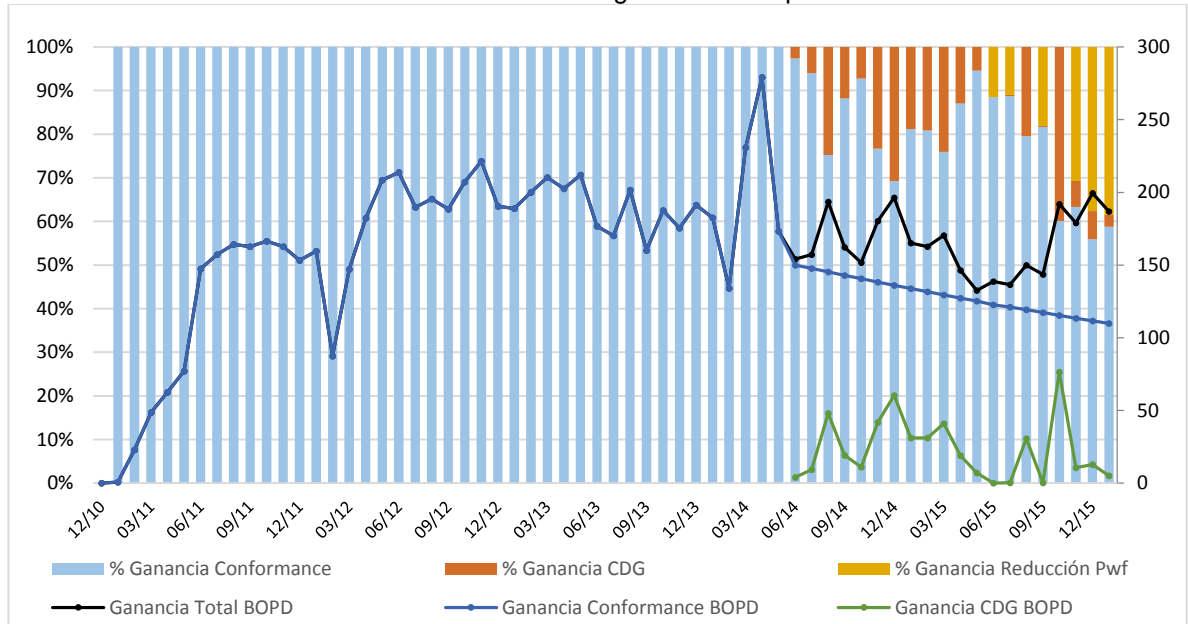
Gananciales TL-46					
Fecha	Ganancia por Conformance	Ganancia por CDG	Ganancia por Reducción Pwf	Ganancia EOR	Ganancia Total
30-06-14	150	4	0	154	154
31-07-14	148	9	0	157	157
31-08-14	145	48	0	193	193
30-09-14	143	19	0	162	162
31-10-14	141	11	0	152	152
30-11-14	138	42	0	180	180
31-12-14	136	60	0	196	196
31-01-15	134	31	0	165	165
28-02-15	132	31	0	163	163
31-03-15	129	41	0	170	170
30-04-15	127	19	0	146	146
31-05-15	125	7	0	132	132
30-06-15	123	0	16	123	139
31-07-15	121	0	15	122	137
31-08-15	119	31	0	150	150
30-09-15	117	0	26	118	144
31-10-15	115	77	0	192	192
30-11-15	113	11	55	124	179
31-12-15	112	13	75	124	199
31-01-16	110	5	72	115	187
Total	2580	460	259	3040	3299

Fuente: Autores

En la **Tabla 9** se especifican las ganancias en BOPD logradas por la implementación del piloto CDG. Adicionalmente, se presenta un ganancial asociado a la aplicación del Conformance químico, a la reducción de P_{wf} y una sumatoria de las ganancias de estos tres efectos sobre el pozo TL-46.

La **Gráfica 5** muestra la ganancia total en BOPD y el porcentaje que se le atribuye a cada ganancia (ganancia por Conformance Químico, ganancia por CDG y ganancia por reducción de P_{wf}) mensualmente.

Gráfica 5. Discretización de ganancias del pozo TL-46



Fuente: Autores

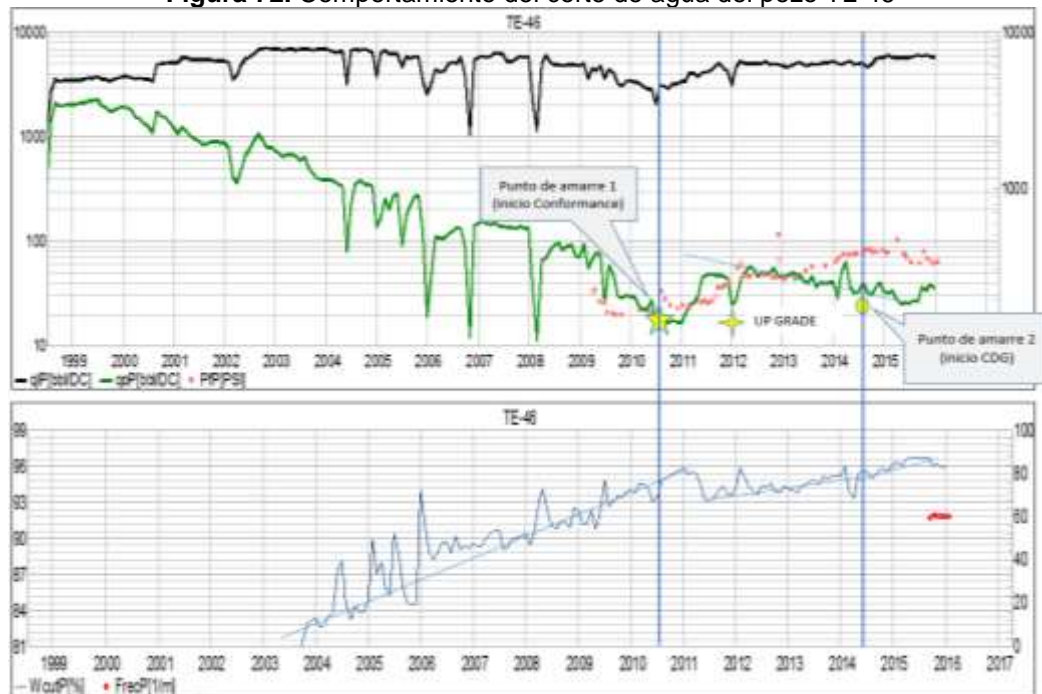
En el pozo TL-46 se encuentran abiertas las arenas B1 y B2, por donde inyectan los pozos TL-63 y TL-49. A 2321 pies se encuentra el pozo TL-46 del pozo TL-49 y a 1230 pies se encuentra el pozo TL-46 del pozo TL-63.

El pozo TL-46 se encuentra altamente influenciado por el pozo TL-49, situación que se evidencia en el cálculo de ganancias y se confirma en el balance de inyección de la lámina, en donde la inyección acumulada del pozo TL-49 es de 48 MMbbls y la tasa de inyección diaria es de 9,4 MBPD, mientras que la inyección acumulada del pozo TL-63 es de 0,4 MMbbls y la tasa de inyección diaria es de 2 MBPD.

En el cálculo de ganancias asociadas al piloto de inyección de CDG, se presentaron presiones menores a la presión en el punto de amarre 2 (ver **Tabla 14**), lo que indica que hay un efecto combinado de CDG y Reducción de P_{wf} . De la gráfica se puede inferir que la ganancia de producción asociada a procesos de EOR se estimó en promedio de 200 BOPD durante el año 2015, de los cuales aproximadamente el 5% está asociado al piloto de CDG.

Desde el momento en que se implementan técnicas de EOR (conformance químico y CDG), se evidencian cambios importantes en el corte de agua relacionados a posibles mejoramientos de eficiencia de barrido en el patrón y corrección del frente de inyección posiblemente por las arenas B1, favoreciendo la producción de crudo.

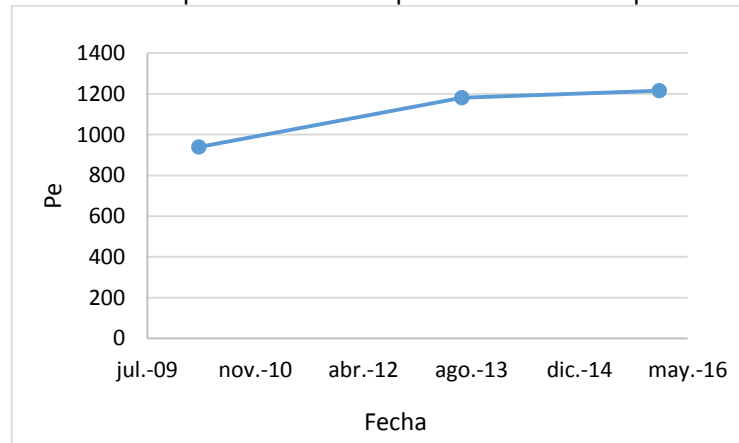
Figura 72. Comportamiento del corte de agua del pozo TL-46



Fuente: Autores

La presión de yacimiento también presenta un incremento pasando de 939 psi en el año 2010 a 1215 psi en el año 2015, relacionado con el soporte que se genera al cambiar la eficiencia de barrido y mejorar el frente de inyección en B1.

Gráfica 6. Comportamiento de la presión estática del pozo TL-46



Fuente: Autores

3.5.2. RESULTADOS Y ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DEL POZO TL-56

Tabla 10. Resultados de las ganancias obtenidas para el pozo TL-56

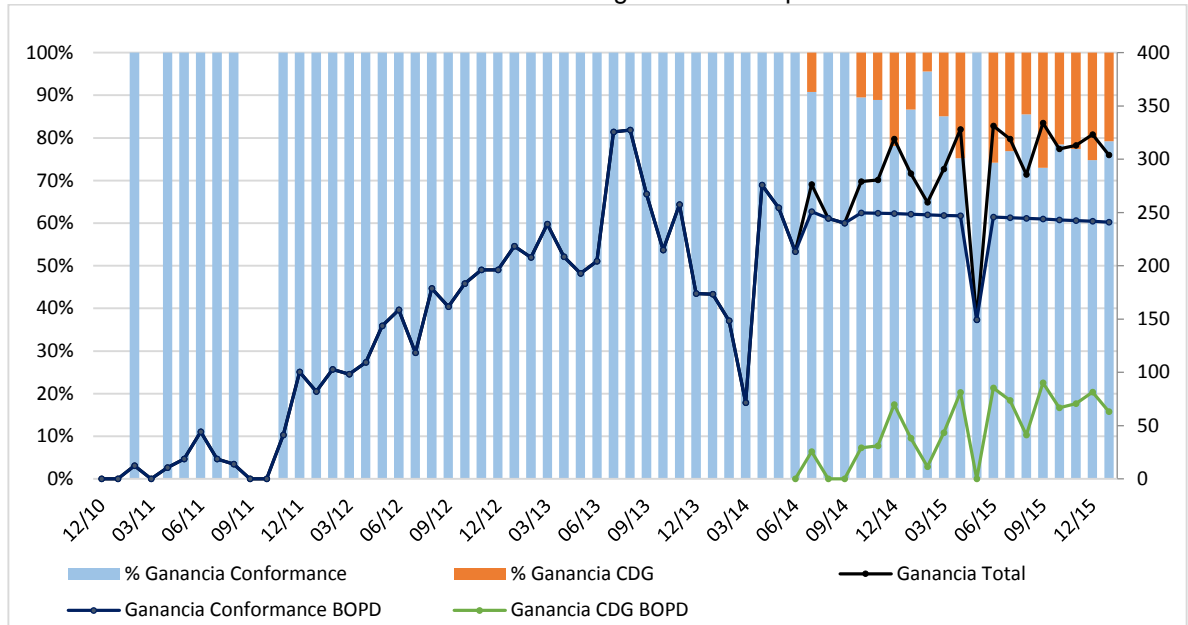
Incremental TL-56					
Fecha	Ganancia por Conformance	Ganancia por CDG	Ganancia por Reducción Pwf	Ganancia EOR	Ganancia Total
31-07-14	213	0	0	213	213
31-08-14	251	26	0	276	276
30-09-14	244	0	0	244	244
31-10-14	240	0	0	240	240
30-11-14	250	29	0	279	279
31-12-14	249	31	0	281	281
31-01-15	249	70	0	319	319
28-02-15	248	38	0	287	287
31-03-15	248	12	0	259	259
30-04-15	247	43	0	291	291
31-05-15	247	81	0	328	328
30-06-15	149	0	0	149	149
31-07-15	246	86	0	331	331
31-08-15	245	74	0	319	319
30-09-15	244	41	0	286	286
31-10-15	244	90	0	334	334
30-11-15	243	67	0	310	310
31-12-15	242	71	0	313	313
31-01-16	242	82	0	323	323
Total	4542	840	0	5382	5382

Fuente: Autores

En la **Tabla 10** se especifican las ganancias en BOPD logradas por la implementación del piloto CDG. Adicionalmente, se presenta una ganancia asociada a la aplicación del Conformance químico, a la reducción de P_{wf} y una sumatoria de las ganancias de estos tres efectos sobre el pozo TL-56.

La **Gráfica 7** muestra la ganancia total en BOPD y el porcentaje que se le atribuye a cada ganancia (ganancia por conformance Químico y ganancia por CDG) mensualmente.

Gráfica 7. Discretización de ganancias del pozo TL-56



Fuente: Autores

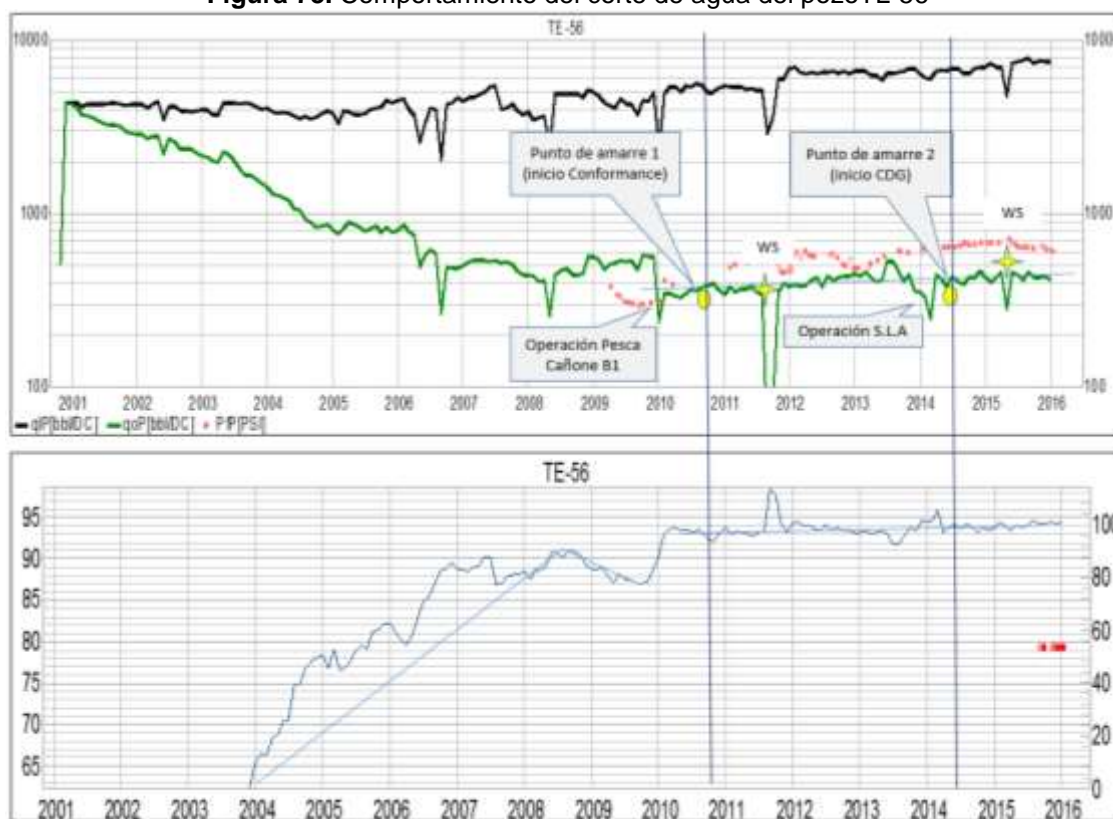
En el pozo TL-56 se encuentran abiertas las arenas B1 y B2, por donde inyectan los pozos TL-63 y TL-49. La arena B1 fue ampliada en enero del 2010, donde se presentó un incremento del 5% en el corte de agua posiblemente por el alto grado de inundación que ha generado el pozo TL-49.

El pozo TL-56 se encuentra a 2668 pies del pozo TL-49 y a 1911 pies del pozo TL-63, los cuales soportan la inyección en las arenas B1 principalmente, lo que significa que las arenas B2 tienen poco efecto por inyección de agua.

La ganancia de producción asociada a procesos de EOR se estimó en promedio de 300 BOPD durante el año 2015, de los cuales aproximadamente el 25% está asociado al piloto de CDG.

El comportamiento del corte de agua en el pozo TL-56 está gobernado por la ampliación de B1 en el año 2010, sin embargo la declinación en la curva de producción de crudo se ve favorecida por los procesos de EOR.

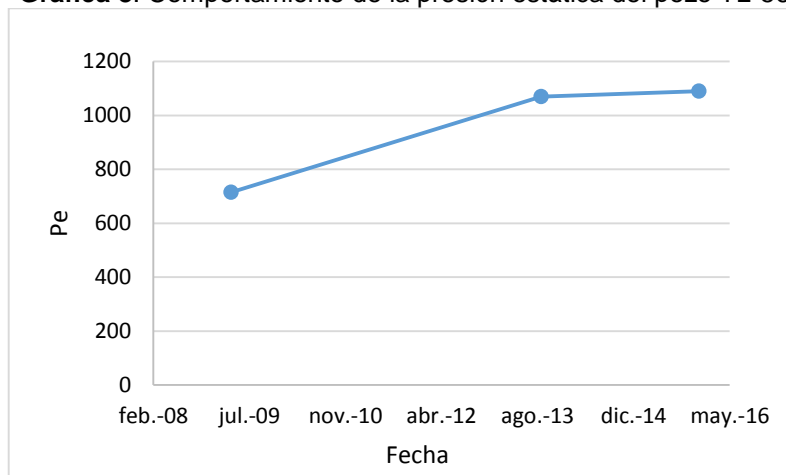
Figura 73. Comportamiento del corte de agua del pozo TL-56



Fuente: Autores

La presión de yacimiento también presenta un incremento pasando de 715 psi en el año 2010 a 1090 psi en el año 2015, relacionado con el soporte que se genera al cambiar la eficiencia de barrido y mejorar el frente de inyección en B1.

Gráfica 8. Comportamiento de la presión estática del pozo TL-56



Fuente: Autores

3.5.3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DEL POZO TL-57

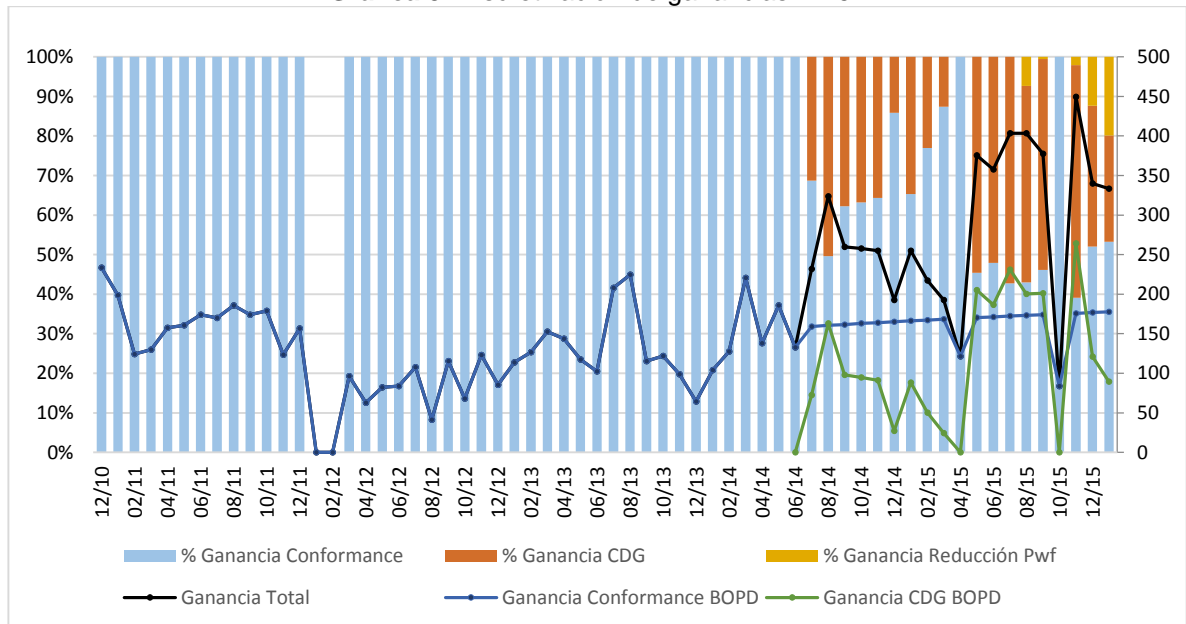
En el pozo TL-57 se encuentran abiertas las arenas B1, B2 y B3. Los pozos TL-63 y TL-49 inyectan principalmente en las arenas B1, por lo que se estima que esta sea la arena que obtenga el mayor efecto de los procesos de EOR.

El pozo TL-57 se encuentra a 2400 pies del pozo TL-49, a 1235 pies del pozo TL-63 y a 2750 pies del pozo TL-61. El pozo TL-57 se encuentra altamente influenciado por el pozo TL-49 y en menor escala por los pozos TL-61 y TL-63.

La ganancia de producción asociada a procesos de EOR se estimó en promedio de 380 BOPD durante el año 2015, de los cuales aproximadamente el 50% está asociado al piloto de CDG (ver **Gráfica 9**).

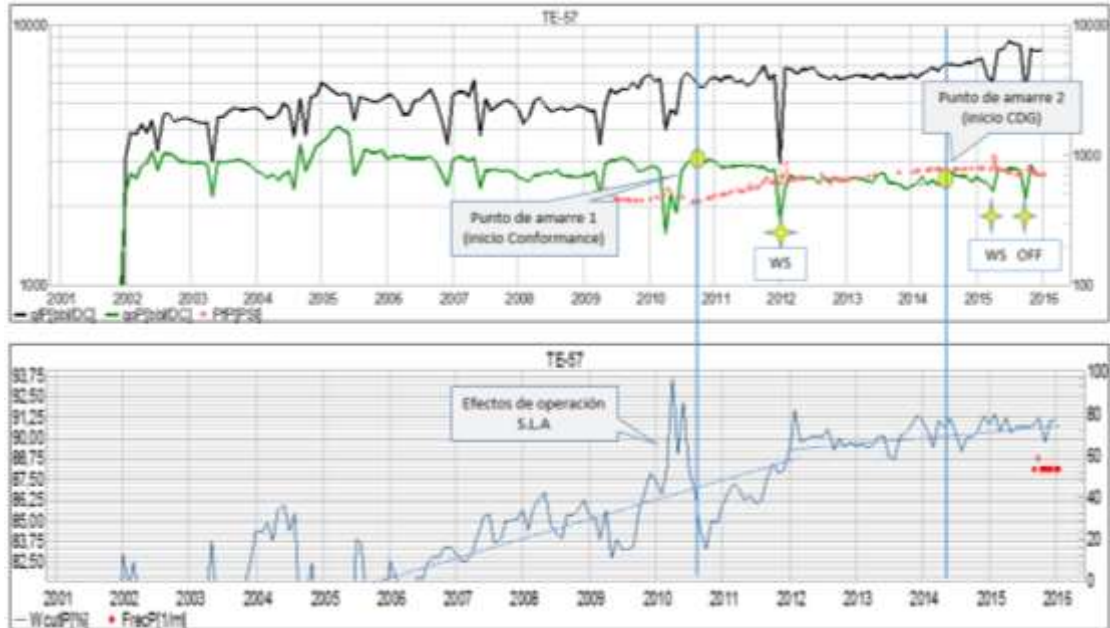
Desde el momento en que se implementan técnicas de EOR (conformance químico y CDG), se evidencian cambios importantes en el corte de agua relacionados a posibles mejoramientos de eficiencia de barrido en el patrón y corrección del frente de inyección posiblemente por las arenas B1, favoreciendo la producción de crudo (ver **Figura 74**).

Gráfica 9. Discretización de ganancias TL-57



Fuente: Autores

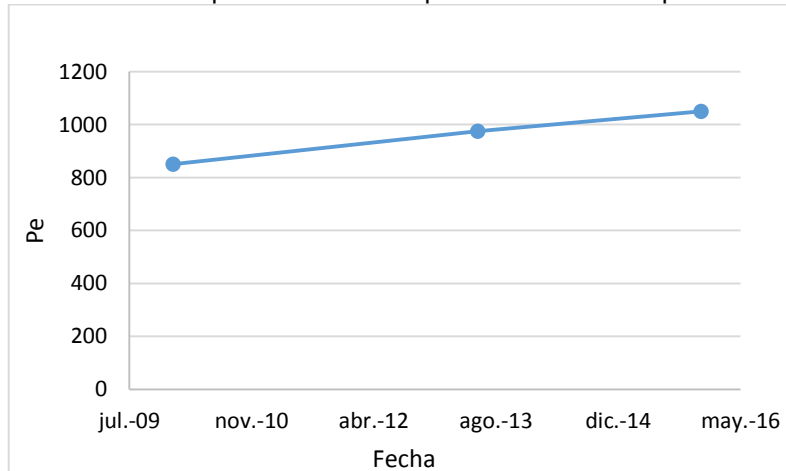
Figura 74. Comportamiento del corte de agua para el pozo TL-57



Fuente: Autores

Se evidencio que la presión de yacimiento presentó un incremento pasando de 850 psi en el año 2010 a 1050 psi en el año 2015, lo que evidencia cambios en el movimiento de los fluidos en el yacimiento. La sensibilidades por presión corridas en el programa *WellFlo® 2010* para este pozo ajustaron con el dato adquirido con el sensor de fondo en junio del 2015, (1050 psi @ PMP).

Gráfica 10. Comportamiento de la presión estática del pozo TL-57



Fuente: Autores

3.5.4. RESULTADOS Y ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DEL POZO TL-59ST

En la **Tabla 11** se especifican las ganancias en BOPD logradas por la implementación del piloto CDG. Adicionalmente, se presenta un ganancial asociado a la aplicación del Conformance químico, a la reducción de P_{wf} y una sumatoria de las ganancias de estos tres efectos sobre el pozo TL-59ST.

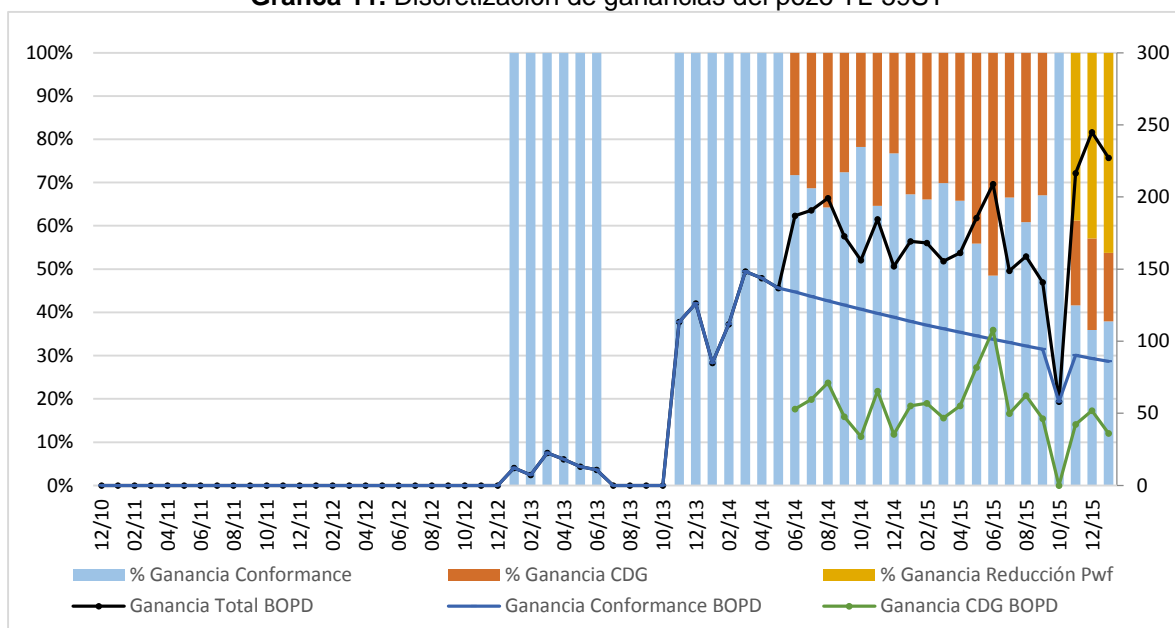
La **Gráfica 11** muestra la ganancia total en BOPD y el porcentaje que se le atribuye a cada ganancia (ganancia por Conformance químico, ganancia por CDG y ganancia por reducción de P_{wf}) mensualmente.

Tabla 11. Resultados de los gananciales obtenidos para el pozo TL-59ST

Gananciales TL-59ST					
Fecha	Ganancia por Conformance	Ganancia por CDG	Ganancia por Reducción Pwf	Ganancia EOR	Ganancia Total
30-06-14	134	53	0	187	187
31-07-14	131	60	0	191	191
31-08-14	128	71	0	199	199
30-09-14	125	48	0	173	173
31-10-14	122	34	0	156	156
30-11-14	119	65	0	185	185
31-12-14	117	35	0	152	152
31-01-15	114	55	0	169	169
28-02-15	111	57	0	168	168
31-03-15	109	47	0	156	156
30-04-15	106	55	0	161	161
31-05-15	104	82	0	185	185
30-06-15	101	108	0	209	209
31-07-15	99	50	0	149	149
31-08-15	97	62	0	159	159
30-09-15	94	46	0	141	141
31-10-15	58	0	0	58	58
30-11-15	90	42	84	133	217
31-12-15	88	52	105	140	245
31-01-16	86	36	105	122	227
Total	2134	1059	294	3192	3486

Fuente: Autores

Gráfica 11. Discretización de ganancias del pozo TL-59ST



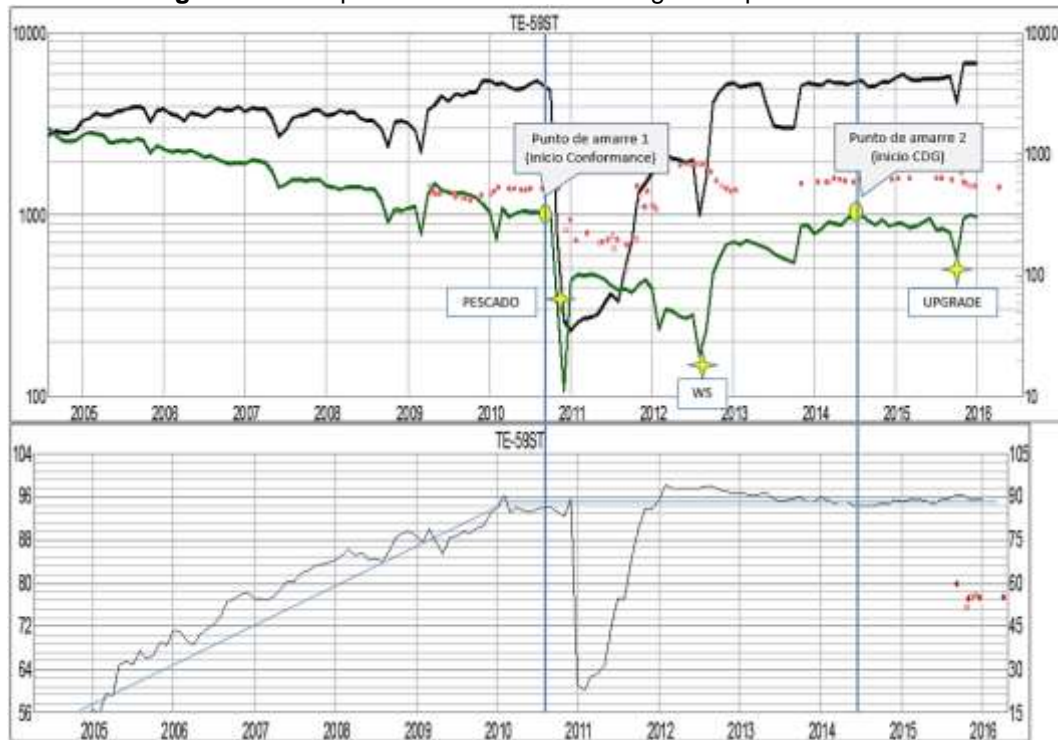
Fuente: Autores

En el pozo TL-59ST se encuentran abiertas las arenas B1, B2 y B3. Los pozos inyectoros que pueden influenciar en su comportamiento son TL-63 a una distancia de 3000 pies, y TL-49 a una distancia de 3300 pies, inyectando principalmente en las arenas B1. El pozo TL-07 inyecta por B3 y se encuentra a 2500 pies de distancia del pozo TL-59ST. Por lo anterior, se estima que las arenas B1 son las que obtienen el mayor efecto de los procesos de EOR.

En el pozo Tello-59ST se presentó un pescado que afectó el comportamiento en la productividad del pozo asimilándose a daño. Este evento ocurrió en el año 2010, justo después de definir la curva de declinación 1, lo que llevó a una pérdida de aproximadamente 500 BOPD.

La ganancia de producción asociada a procesos de EOR se estimó en promedio de 150 BOPD durante el año 2015, de los cuales aproximadamente el 21% está asociado al piloto de CDG.

Figura 75. Comportamiento del corte de agua del pozo TL-59ST

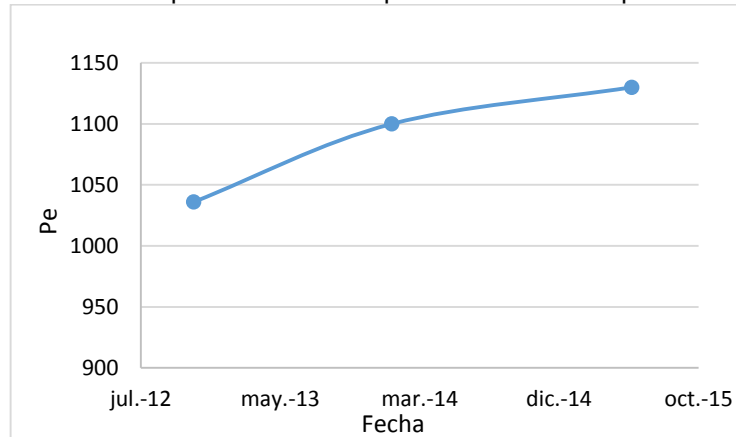


Fuente: Autores

Desde el momento en que se implementan técnicas de EOR (Conformance químico y CDG), se evidencian cambios importantes en el corte de agua relacionados a posibles mejoramientos de eficiencia de barrido en el patrón y corrección del frente de inyección posiblemente por las arenas B1, favoreciendo la producción de crudo y recuperando su potencial a condiciones anteriores al pescado presentado en el año 2010.

Se evidenció que la presión de yacimiento presentó un incremento pasando de 1036 psi en el año 2010 a 1130 psi en el año 2015, lo que demuestra cambios en el movimiento de fluidos en el yacimiento.

Gráfica 12. Comportamiento de la presión estática del pozo TL-59ST



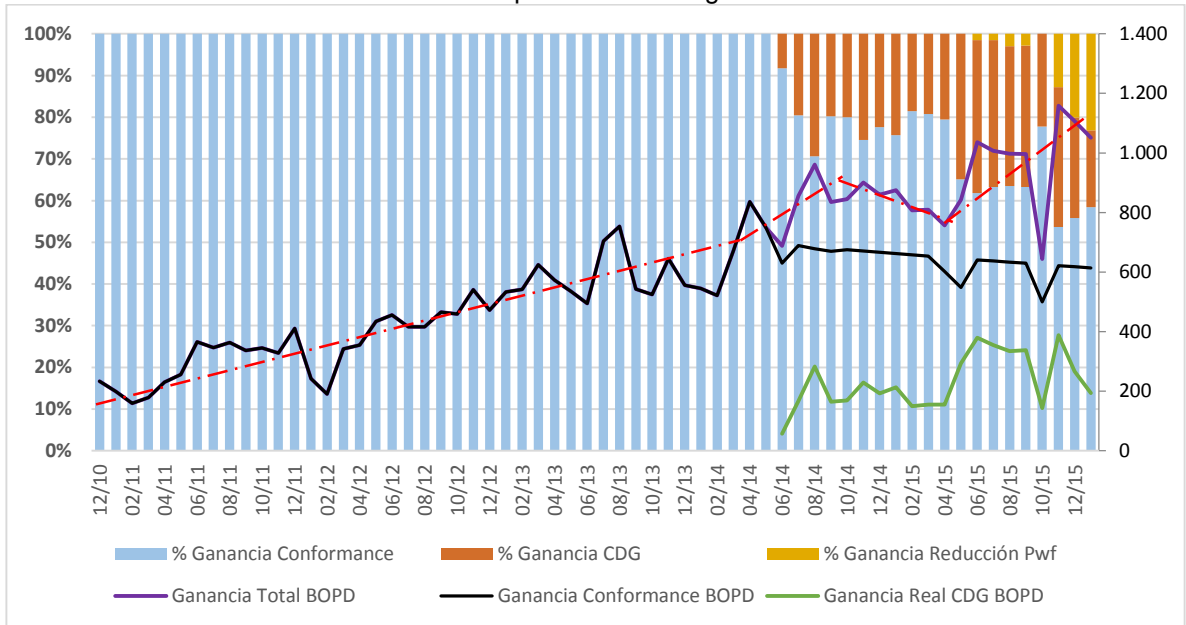
Fuente: Autores

3.5.5. RESULTADOS Y ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN TOTAL

La respuesta en productividad de las técnicas EOR realizadas en el domo norte de la lámina A del campo Tello ha sido positiva, mostrando una recuperación cercana a 1,10 MMBO desde diciembre del año 2010 hasta enero del año 2016 (62 meses), de los cuales se estima que el 87% de la ganancia total corresponde al efecto de conformance químico por inyección de TL-49 y el 13% restante, corresponde al efecto del piloto CDG por inyección de TL-63 (ver **Gráfica 13**). Por lo tanto, la ganancia acumulada asociada al patrón del piloto CDG a enero del año 2016 fue de 0,138 MMBIs que corresponde a un incremento del 1,41% del factor de recobro del patrón de TL-63.

La respuesta de los pozos productores al conformance químico de TL-49 se evidencia muy rápido, manteniendo una pendiente positiva durante 42 meses a partir del cual inicia su declinación. La respuesta de los pozos productores al piloto CDG de TL-63 ocurre de manera rápida y presenta un periodo estable de 9 meses con una tasa de 155 BOPD, posteriormente se ve un incremento de 330 BOPD hasta que inicia su declinación llegando a 200 BOPD en enero del año del 2016.

Gráfica 13. Comportamiento del ganancial total



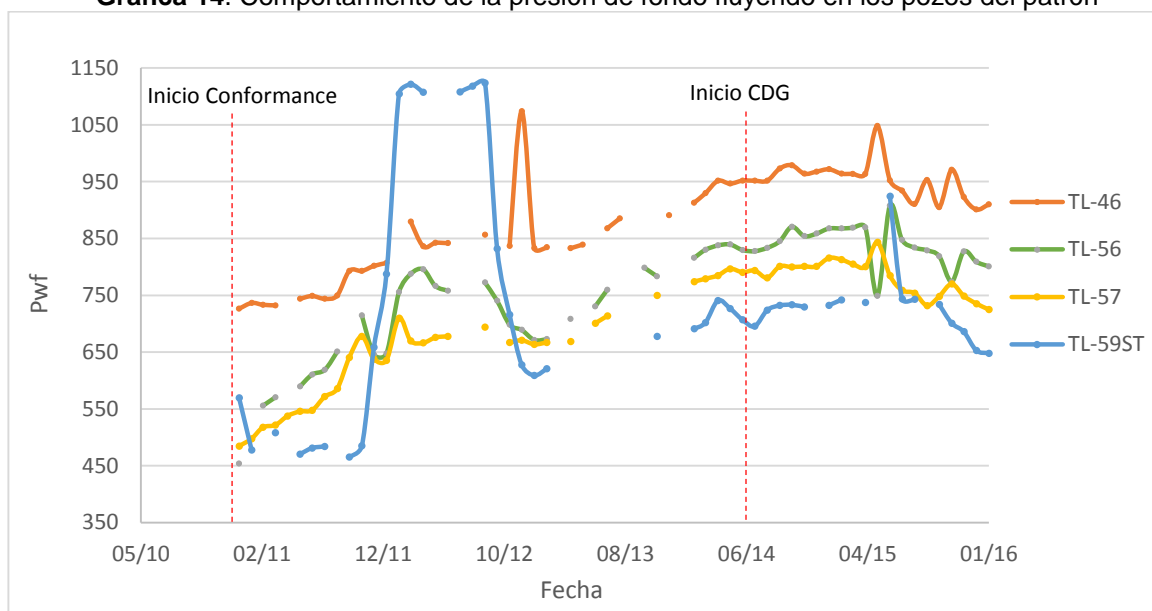
Fuente: Autores

Figura 76. Comportamiento de los fluidos y corte de agua del patrón



Fuente: Autores

Gráfica 14. Comportamiento de la presión de fondo fluyendo en los pozos del patrón



Fuente: Autores

3.6. EVALUACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

Según los conceptos de ingeniería de yacimientos relacionados con la inundación de agua, se conoce que:

$$FR = E_D * E_V$$

Lo que es igual a:

$$FR = E_D * E_I * E_A$$

Donde:

FR= Factor de recobro

E_D = Eficiencia de desplazamiento microscópica

E_V = Eficiencia de desplazamiento volumétrica

E_I = Eficiencia de desplazamiento vertical

E_A = Eficiencia de desplazamiento areal

Debido a que los geles de dispersión coloidal no actúan sobre la saturación residual de aceite, se asume que no hay efecto sobre la eficiencia de desplazamiento microscópica; en cambio, el CDG sí actúa en el yacimiento a través del mejoramiento de la eficiencia volumétrica, es decir, la eficiencia de desplazamiento vertical y eficiencia de desplazamiento areal.

Aunque existen modelos físicos y modelos matemáticos para calcular E_A y E_I por separado, en la práctica, E_V es usualmente determinado por la aplicación de apropiadas correlaciones o modelos matemáticos basados en sistemas 3D y no por el cálculo independiente de E_A y E_I [25]. Sin embargo, en este trabajo, es útil considerar E_V como el producto de E_A y E_I para entender los parámetros de los geles de dispersión coloidal que afecta el desplazamiento volumétrico.

3.6.1. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO AREAL

La eficiencia areal es referida como el área barrida por la inyección de agua dividida por el área total. Numerosos estudios basados en modelos físicos se han realizado y han dado lugar a calcular E_A (en ausencia de efectos de la eficiencia vertical), como función de varios parámetros como el tipo del patrón de inyección, la heterogeneidad de la permeabilidad del yacimiento, las fuerzas viscosas y la relación de movilidad. Según Habermann, Kimbler et al, Craig et al, Caudie and Witte, Mahaffey et al, Claridge, entre otros, quienes crearon diferentes modelos para estimar la E_A , casi todos a partir de un patrón 5n (5-pozos normal), concluyeron que la disminución de la relación movilidad, mejora la eficiencia de desplazamiento areal [26].

Gracias al CDG, se asume que se presenta una mejora de la eficiencia de desplazamiento areal en el patrón por medio de la disminución de la relación de la movilidad a través del incremento de la viscosidad del agua. En el monitoreo, se observó que la solución inyectada tenía una viscosidad promedio 4 cP, por lo que se mejoró la relación de la movilidad de 7,76 a 1,94.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_{rw}}}{\frac{k_{ro}}{\mu_{ro}}} = \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro} * \mu_w}$$

Si se mide la k_{rw} y la k_{ro} a la saturación de aceite residual y a la saturación de agua intersticial respectivamente (*End Points*), la relación de movilidad antes del CDG sería:

$$M = \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro} * \mu_w} = \frac{0,246 * 14,2cP}{0,45 * 1cP} = 7,76$$

Y la relación de movilidad durante el CDG:

$$M = \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro} * \mu_w} = \frac{0,246 * 14,2cP}{0,45 * 4cP} = 1,94$$

3.6.2. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO VERTICAL

La eficiencia vertical es la cantidad de agua que invade el espacio poroso en un plano vertical donde se encuentra todas las capas de la formación productora. Numerosos estudios basados en modelos físicos y matemáticos se han realizado y han dado lugar a calcular E_v (en ausencia de efectos de la eficiencia areal), como función de varios factores tales como segregación gravitacional causada por diferencias en la densidad, relación de movilidad, variación de la permeabilidad vertical y fuerzas capilares.

En el campo Tello, existen zonas de altísimas permeabilidades y con propiedades de roca favorables para el flujo de fluidos, por lo que la totalidad del agua inyectada sólo tomaba el camino de esa zona, dejando sin desplazar demás aceite presente otras zonas. El piloto de CDG, quiso mejorar la eficiencia de desplazamiento vertical a través del taponamiento de esas zonas ladronas, para que el agua invadiera otras zonas que antes no invadía. Durante el piloto CDG, en el pozo TL-63 se realizaron 3 tomas de registros de inyección ILT (*Injection Logging Tool*) y se observó que no se logró cambiar el perfil de inyección que ha sido preferencialmente en B1, por tanto, no se pudo desplazar el agua por las arenas B2, B3 y C (ver **Tabla 12**) pero se evidencia un incremento en la presión de inyección en fondo aproximado de 200 psi, lo que refleja cambios en la movilidad y el efecto obturante en la zona ladrona presente en B1. A nivel de pozos productores se notó un incremento en la presión de yacimiento y en la P_{wf} , confirmando un efecto positivo en el mejoramiento de eficiencias de barrido en la arena B1.

Tabla 12. Resultados de los perfiles de inyección durante el piloto CDG

Arenas	11 de abril de 2014		11 de octubre de 2014		14 de agosto de 2015		19 de noviembre de 2015	
	Qi	%	Qi	%	Qi	%	Qi	%
B1	709	100	-924,08	100	-1526,31	72,9	-2005,47	100
B2	0	0	0	0	-415,87	19,9	0	0
B3	0	0	0	0	-152,51	7,3	0	0
C	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Ecopetrol S.A., Soporte Estimación de Reservas Campo Tello, 2014.

4. CONCLUSIONES

Durante la evaluación del piloto CDG en el pozo TL-63 iniciado en junio de 2014, fue sumamente importante y necesario evaluar el primer proceso de EOR (conformance químico) iniciado en diciembre de 2010 en el pozo TL-49. Esto debido a que los pozos productores pertenecientes al patrón de TL-63 son altamente influenciados por la inyección de TL-49, ya que en este pozo la inyección acumulada es de 48 MMbbls y la tasa de inyección diaria es de 9,4 MBPD, mientras que la inyección acumulada de TL-63 es de 0,4 MMbbls y la tasa de inyección diaria es de 2000 BPD.

En la etapa inicial del piloto, se presentaron aproximadamente cinco meses de inestabilidad durante la inyección de CDG debido a una pérdida significativa de la inyectividad que se traducía en un incremento de la presión de inyección. Después de varios estudios se determinó que la variable en el agua de inyección que afectó la estabilidad del gel, era la alta concentración de sales. Por tal razón, fue necesario cambiar la fuente de agua de inyección a agua fresca y la construcción de la línea para el suministro de agua dulce.

Durante la vida del piloto se realizaron periódicamente pruebas de caolinita, en donde no se detectó presencia de gel en los pozos productores, lo que indica un adecuado dimensionamiento de canal y formulación del gel.

El agua de inyección no fue apta para la preparación de la solución madre del tratamiento CDG debido al contenido de sales y principalmente de iones divalentes (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} , Ba^{2+}), ya que pueden ocasionar la precipitación del polímero y en consecuencia reducir la viscosidad de la solución.

Durante la ejecución del piloto se realizaron cambios de polímero buscando reducción de costos, lo que generó cambios favorables en las condiciones del gel y produjo impactos positivos para una posible expansión.

Técnicamente el piloto de inyección de CDG funcionó, lográndose inyectar 0,91 MMBLS de tratamiento CDG equivalentes al 94% del volumen planeado, con una duración total de 24 meses terminando con éxito la operación. El piloto finalizó inyectando CDG a una concentración de 500 ppm y una relación polímero-entrecruzador de 40:1, usando agua fresca proveniente de los pozos captadores Aguas-001 y Aguas-002, y observándose respuesta positiva en el aumento de

producción y en la reducción de la pendiente de declinación de los pozos afectados en el patrón de TL-63.

Para validar las curvas de declinación definidas por Ecopetrol S.A. al inicio de cada proceso EOR, se ajustaron las curvas IPR mediante sensibilidades por corte de agua (simulando las condiciones de no haber realizado estos procesos de EOR). Se concluyó que:

- Para el pozo TL-46, la curva de declinación 1 estaba subestimada aproximadamente 100 BOPD y la curva de declinación 2 estaba subestimada aproximadamente 50 BOPD.
- Para el pozo TL-56, la curva de declinación 1 estaba subestimada aproximadamente 120 BOPD y la curva de declinación 2 estaba subestimada aproximadamente 70 BOPD.
- Para el pozo TL-57, la curva de declinación 1 estaba subestimada aproximadamente 120 BOPD, mientras que la curva de declinación 2 estaba sobreestimada aproximadamente 80 BOPD.
- Para el pozo TL-59ST, la curva de declinación 1 estaba subestimada aproximadamente 120 BOPD y la curva de declinación 2 estaba subestimada aproximadamente 60 BOPD.

El cálculo de la ganancia asociada a los procesos EOR es muy susceptible y dependiente a las curvas de declinación definidas al inicio de los proyectos, por tanto es fundamental definir lo más objetivo posible las curvas de declinación para obtener una estimación de ganancias acertada.

La respuesta en productividad de las técnicas EOR realizadas en el domo norte de la lámina A del campo Tello ha sido positiva, mostrando una recuperación cercana a 1,125 MMBO desde diciembre del año 2010 hasta enero del año 2016 (62 meses), de los cuales se estima que el 87% de la ganancia total corresponde al efecto de conformance químico por inyección de TL-49 y el 13% restante, corresponde al efecto del piloto CDG por inyección de TL-63.

Para enero del año 2016 se calculó una recuperación asociada al piloto CDG de 0,138 MMBSL equivalentes al 1,41% del factor de recobro del patrón.

En el pozo TL-62, la formación Monserrate y sus arenas B1, B2, B3 y C se encuentran aisladas por un empaque desde diciembre del año 2009. El pozo produce de la formación Barzaloya y por lo tanto no se contempla efecto del piloto CDG.

Aunque se evidenció un incremento significativo en la productividad de los pozos, durante algunos meses no se aprovechó la ganancia potencial en los pozos productores lograda gracias a la implementación de los procesos EOR, debido a que no se realizaron oportunamente optimizaciones de los sistemas de levantamiento artificial que permitieran aumentar la extracción a las condiciones óptimas de P_{wf} .

Para la evaluación de productividad de los procesos EOR, se analizó una colección de eventos de todos los pozos involucrados en el patrón para evaluar fenómenos que pudieran crear ruidos en la respuesta al tratamiento, tales como operaciones de reacondicionamiento (*workover*) y servicio a pozo (*well service*), lo que permitió estimar claramente una ganancia real como efecto directo de la inyección del gel.

La tecnología de geles de dispersión coloidal para la reducción de la relación de la movilidad es una opción que se puede utilizar como un complemento para optimizar los procesos de inyección de agua. Con la metodología planteada y los pasos descritos en este trabajo, aumentan las posibilidades de lograr resultados positivos en la optimización tanto de producción de pozos como de inyección de agua a corto y mediano plazo.

5. RECOMENDACIONES

Para el dimensionamiento de una posible expansión se requerirá modificaciones en las facilidades de inyección como nuevas líneas para el suministro de agua dulce, no se podrá centralizar la unidad de mezcla y bombeo en las facilidades de inyección actuales del campo sino que se requerirán unidades temporales en cada pozo, generando un fuerte impacto en la economía del proyecto.

El control de calidad de la mezcla de gel fue óptimo y el seguimiento y control de las presiones de bombeo fue oportuno para mantenerlas por debajo de la presión límite. Sin embargo, al momento de dimensionar una expansión se requiere que los análisis de caolinita y salinidad se realicen localmente ya que su frecuencia es alta y no sería práctico hacerlo en un laboratorio externo como se ejecutó en el piloto.

Se debe establecer un plan de optimización de sistemas de levantamiento que permitan aumento de extracción acorde con los aumentos de P_{wf} que genera el CDG en los pozos productores.

Para una posible expansión se debe contemplar el tipo de agua a usar, ya que según el piloto estaba planeado usar agua de producción y no fue posible por incompatibilidad con la calidad de agua. Esta situación puede impactar de manera drástica un proceso de expansión debido a que requiere inversiones adicionales en construcción de líneas para el suministro de agua dulce y dificultades operacionales en la disposición de agua de producción que actualmente maneja el campo.

La factibilidad técnica de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal implica no solamente realizar ensayos de laboratorio que incluya pruebas de compatibilidad fluido-fluido y roca-fluido a condiciones similares a las del yacimiento, sino también desarrollar un análisis completo de las propiedades estáticas y dinámicas del proceso de inyección de CDG, para disminuir la incertidumbre asociada durante la implementación del proceso en campo.

Aunque la estimación de las curvas de declinación se basa en técnicas matemáticas o gráficas, es muy importante la objetividad de la definición de estas, ya que es un factor fundamental a la hora de evaluar económica y técnicamente los pilotos y proyectos de EOR. Por tal motivo, se recomienda actualizar o redefinir las curvas de declinación las veces que sea necesario o cuando nueva información se presente para hacerlo. En este trabajo, se presenta el método del ajuste de curvas de declinación a través del comportamiento del corte de agua en el tiempo.

Aunque se presentó un significativo incremento de producción asociado a los procesos de EOR, se evidenció que aún existen importantes oportunidades de mejora a nivel de recobro secundario en las arenas B1, B2, B3 y C ya que la inyección no ha sido distribuida adecuadamente durante la vida de inyección de agua de campo Tello. Por ejemplo, en la lámina A, las arenas B1, siendo las de mayor porcentaje de reservas, sólo son inyectadas en el domo norte por medio de los pozos TL-49 y TL-63, las arenas B2 y B3 han sido inyectadas solamente en el domo sur por medio de los pozos TL-04 y TL-07 respectivamente, mientras que las arenas C no han sido afectadas por la inyección de agua.

Las toma de registros ILT tienen como objetivo principal, la estimación de los perfiles de inyección con el fin de encontrar comportamientos de inyección por las diferentes arenas abiertas en el pozo, identificando canalizaciones e inyecciones preferenciales debido a zonas ladronas de altísima permeabilidad que causa una pobre eficiencia de barrido vertical. Debido a que el CDG se encarga de mitigar este problema, por medio del taponamiento de zonas ladronas, se recomienda realizar los ILTs periódicamente sin falta, para realizar un seguimiento y evaluar si efectivamente se ha mejorado la redistribución del agua de inyección.

A pesar de que en la industria del petróleo se exigen resultados rápidos debido al ritmo de trabajo y a la necesidad de la implementación de nuevos proyectos, se recomienda realizar una evaluación de productividad póstuma (en 1 o 2 años) para poder analizar de forma más segura el efecto de la inyección de CDG y presentar conclusiones definitivas sobre la aplicación de este método de recobro mejorado en campo Tello.

ANEXOS

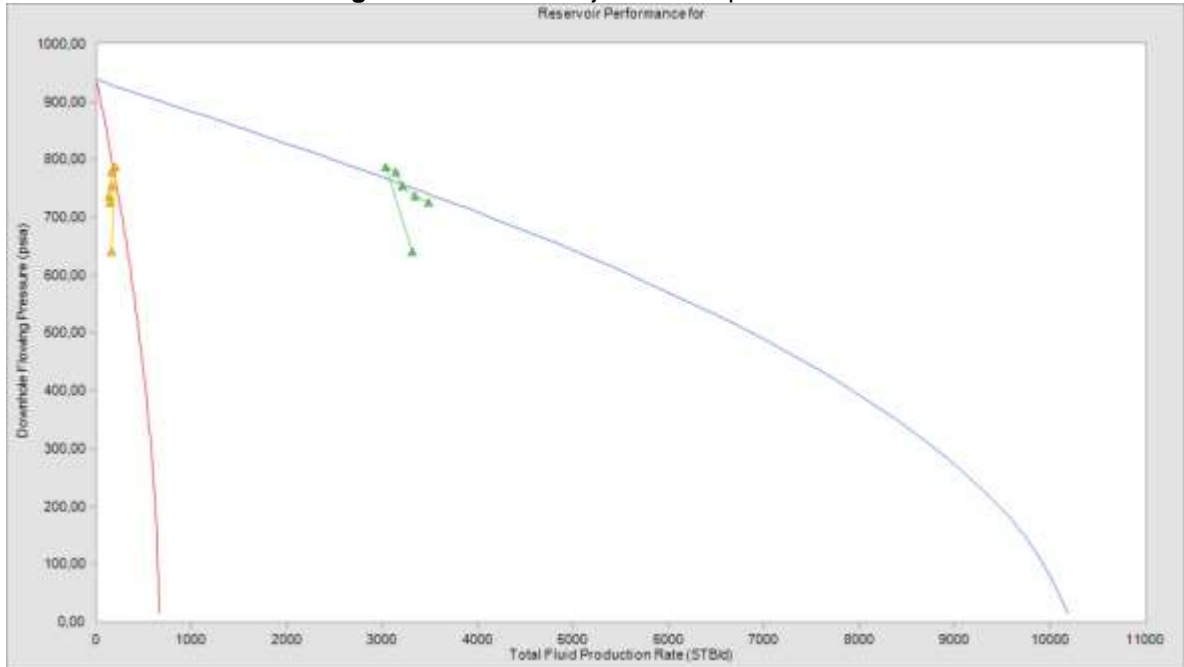
ANEXO 1. PROCEDIMIENTO PARA EL POZO TL-46

Tabla 13. Datos petrofísicos del pozo TL-46

TELLO 46														
ARENA	Tope MD	Base MD	PMP MD	H (MD)	K (md)	Ps	T	K _m	H total	Esesor Efectivo	Thickness	PMP (MD)	WOR	Skin
B1	8586	8602	8594	16	400	939	180	1197	100	43%	43	8650	0,935	-1
	8608	8634	8621	26	1442									
B2	8656	8714	8685	58	1307									

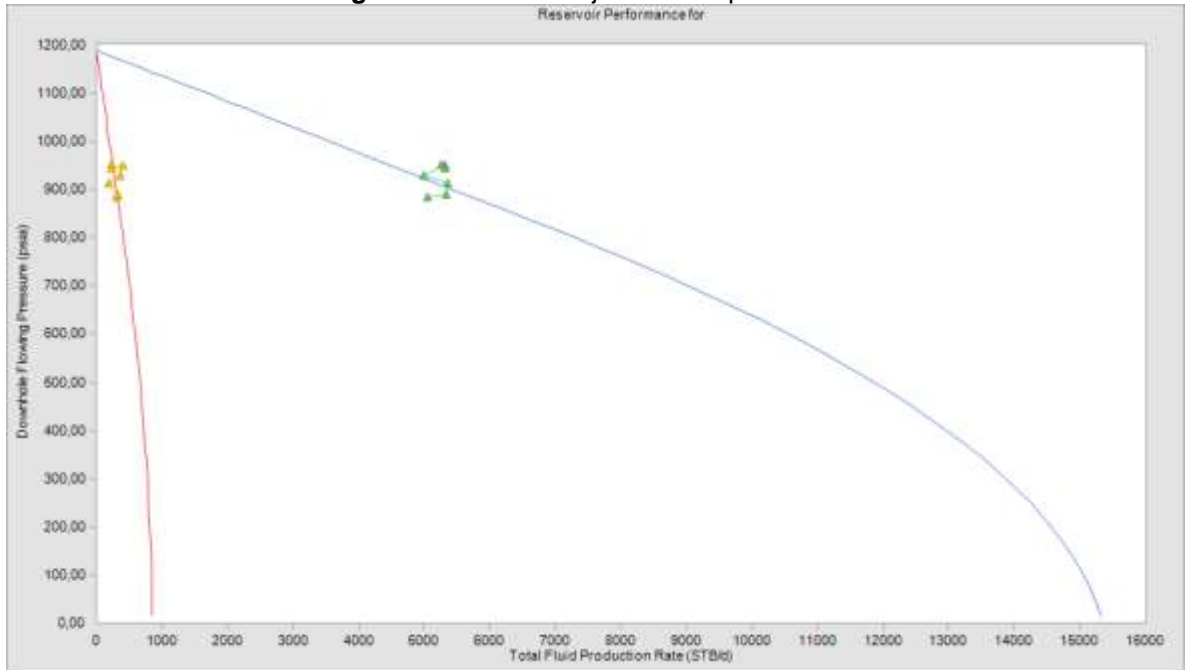
Fuente: Autores

Figura 77. Modelo 1 ajustado del pozo TL-46



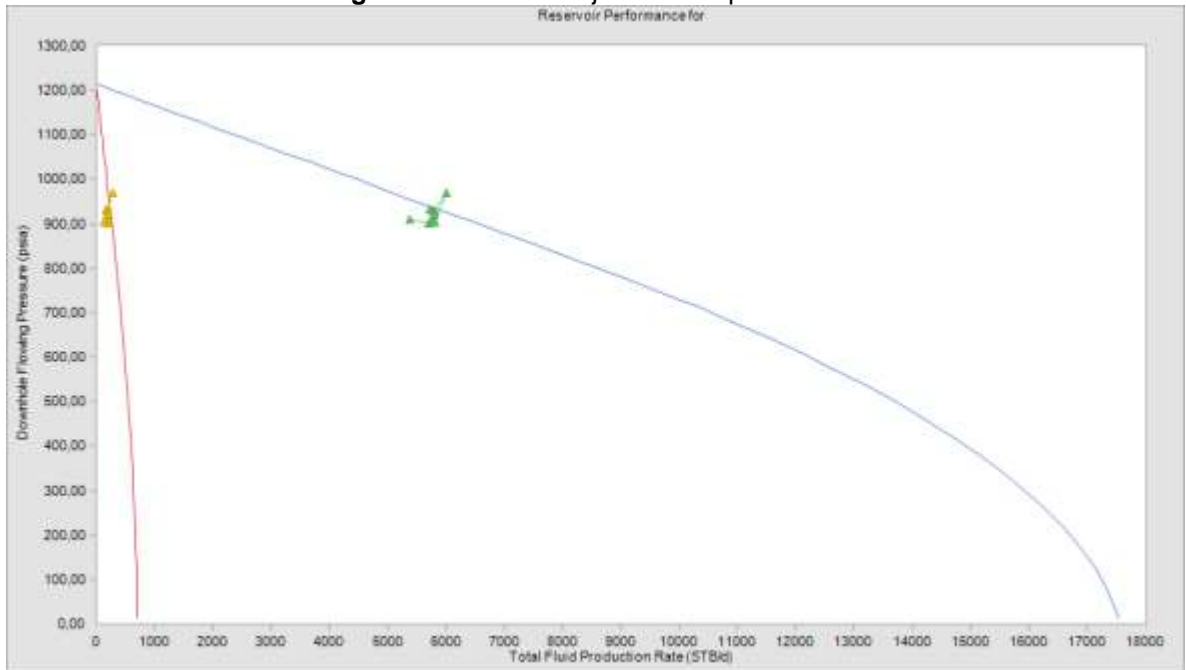
Fuente: Autores

Figura 78. Modelo 2 ajustado del pozo TL-46



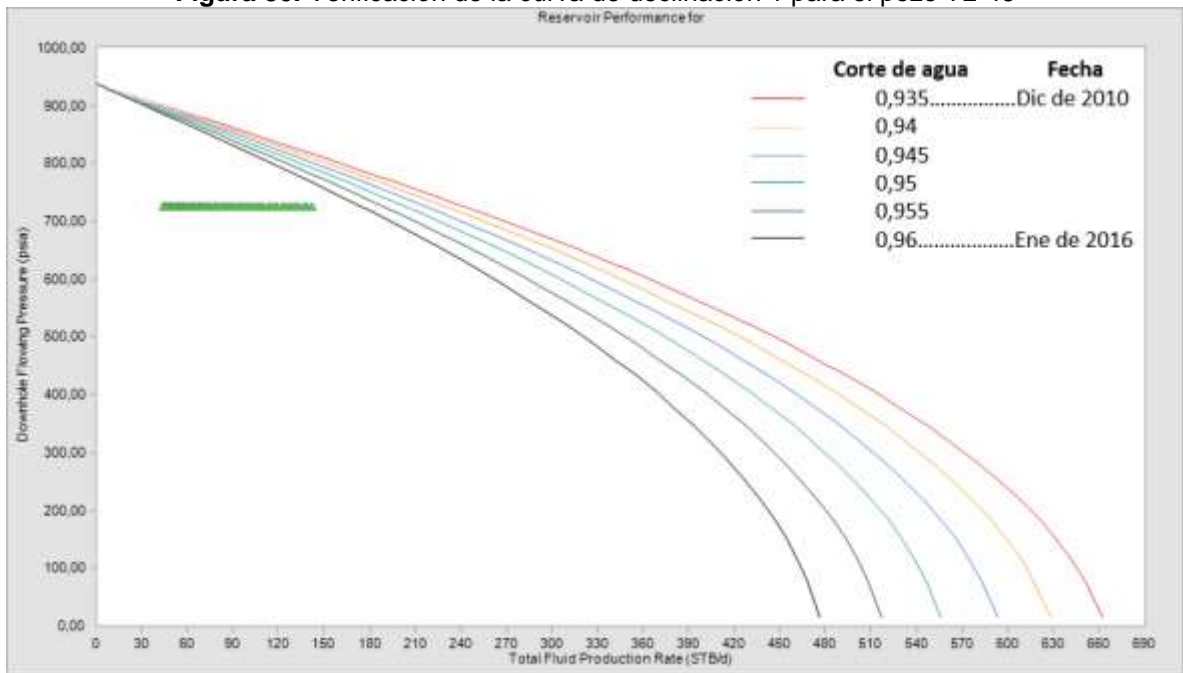
Fuente: Autores

Figura 79. Modelo 3 ajustado del pozo TL-46



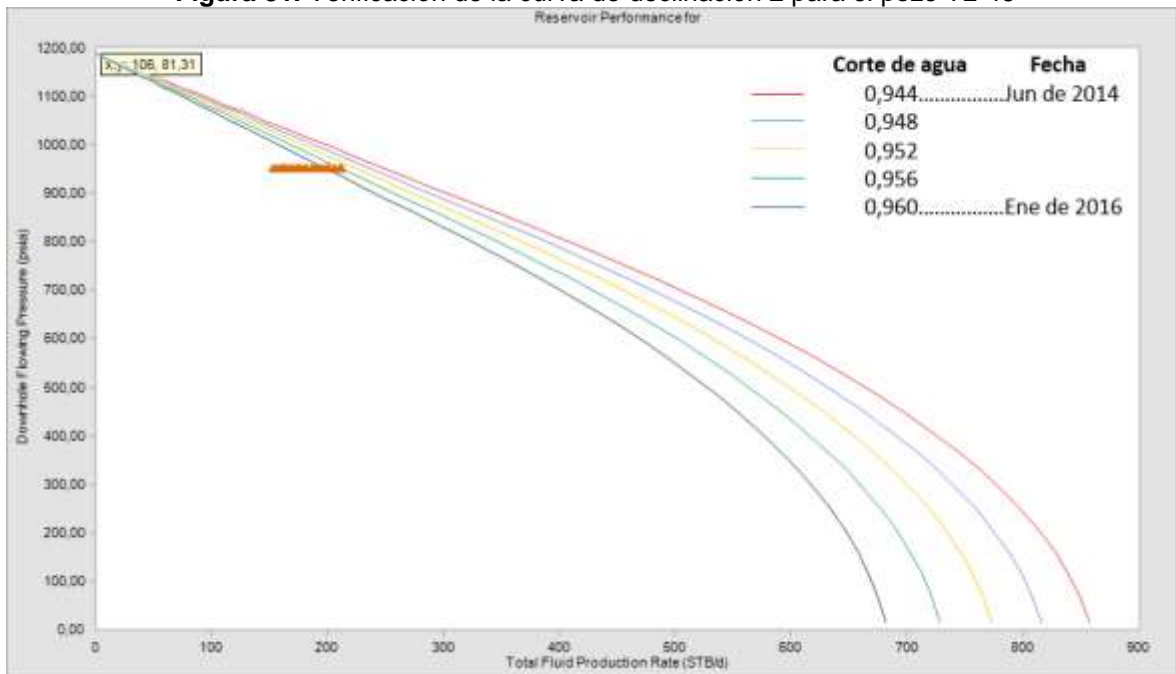
Fuente: Autores

Figura 80. Verificación de la curva de declinación 1 para el pozo TL-46



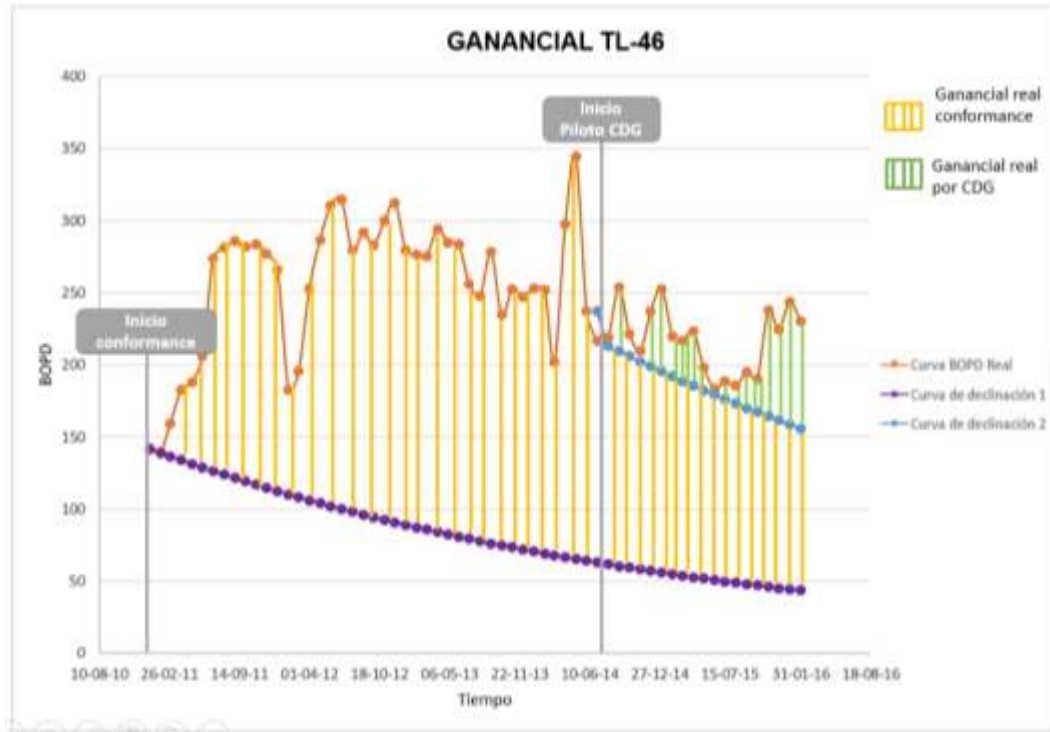
Fuente: Autores

Figura 81. Verificación de la curva de declinación 2 para el pozo TL-46



Fuente: Autores

Figura 82. Cálculo de ganancias por EOR para el pozo TL-46



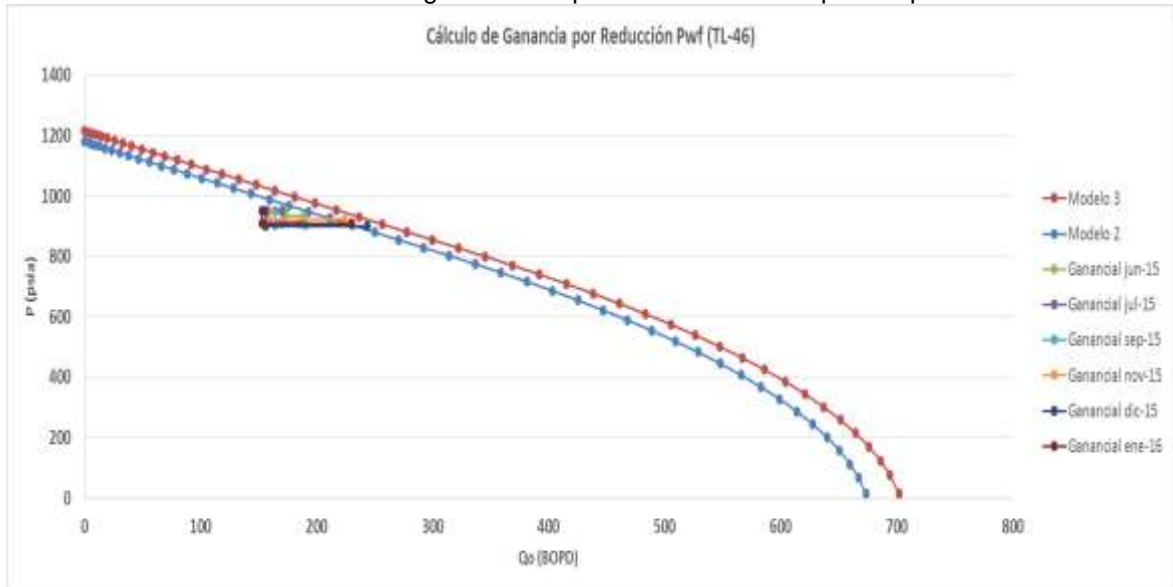
Fuente: Autores

Tabla 14. Presiones de fondo fluyentes del periodo 3 para el pozo TL-46

Fecha	Pwf @Punto de amarre	Pwf @ PMP(TVD)
30-06-14	952	952
31-07-14	952	952
31-08-14	952	973
30-09-14	952	979
31-10-14	952	964
30-11-14	952	968
31-12-14	952	972
31-01-15	952	964
28-02-15	952	964
31-03-15	952	964
30-04-15	952	1048
31-05-15	952	952
30-06-15	952	934
31-07-15	952	911
31-08-15	952	953
30-09-15	952	905
31-10-15	952	971
30-11-15	952	923
31-12-15	952	901
31-01-16	952	910

Fuente: Autores

Gráfica 15. Cálculo de ganancias por reducción de P_{wf} para el pozo TL-46



Fuente: Autores

Tabla 15. Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-46

Ganancial Real										
Fecha	Pwf @Punto de amarre	Pwf @ PMP(TVD)	BOPD Real Mensual	BOPD Curva base 1	BOPD curva base 2	Ganancia Conformance BOPD	Ganancia Real CDG BOPD	Ganancia Reducción Pwf @ Pto 2 BOPD	Ganancia Total EOR	Ganancia Total
dic/10	726	726	142	142		0			0	0
ene/11	726	737	140	139		1			1	1
feb/11	726	733	160	137		23			23	23
mar/11	726	732	183	134		49			49	49
abr/11	726		194	131		63			63	63
may/11	726	744	206	129		77			77	77
jun/11	726	749	274	126		147			147	147
jul/11	726	744	281	124		157			157	157
ago/11	726	750	286	122		164			164	164
sep/11	726	793	282	119		163			163	163
oct/11	726	793	284	117		167			167	167
nov/11	726	802	277	115		163			163	163
dic/11	726	807	266	113		153			153	153
ene/12	726		270	110		160			160	160
feb/12	726	880	196	108		88			88	88
mar/12	726	836	253	106		147			147	147

Tabla 15 (Continuación). Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-46

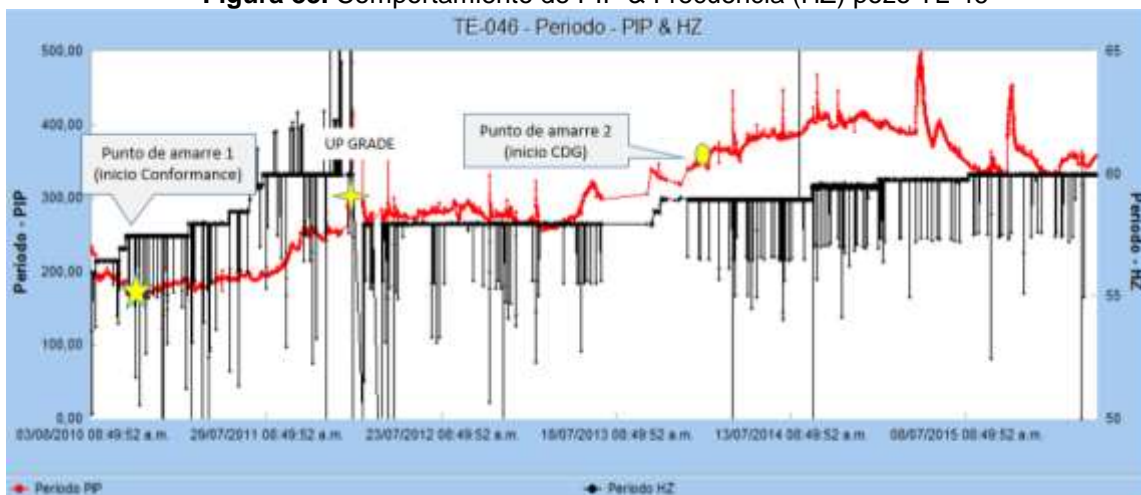
Ganancial Real										
Fecha	Pwf @Punto de amarre	Pwf @ PMP(TVD)	BOPD Real Mensual	BOPD Curva base 1	BOPD curva base 2	Ganancia Conformance BOPD	Ganancia Real CDG BOPD	Ganancia Reducción Pwf @ Pto 2 BOPD	Ganancia Total EOR	Ganancia Total
abr/12	726	842	287	104		182			182	182
may/12	726	842	311	102		209			209	209
jun/12	726		314	100		214			214	214
jul/12	726		288	98		190			190	190
ago/12	726	856	292	96		195			195	195
sep/12	726		283	95		188			188	188
oct/12	726	837	300	93		207			207	207
nov/12	726	1074	312	91		221			221	221
dic/12	726	833	280	89		190			190	190
ene/13	726	835	276	87		189			189	189
feb/13	726		286	86		200			200	200
mar/13	726	833	294	84		210			210	210
abr/13	726	839	285	83		202			202	202
may/13	726		293	81		212			212	212
jun/13	726	868	256	79		177			177	177
jul/13	726	885	248	78		170			170	170
ago/13	726		278	76		202			202	202
sep/13	726		235	75		160			160	160
oct/13	726		261	73		188			188	188
nov/13	726	891	248	72		175			175	175
dic/13	726		262	71		191			191	191
ene/14	726	913	252	69		183			183	183
feb/14	726	930	202	68		134			134	134
mar/14	726	951	298	67		231			231	231
abr/14	726	946	345	66		279			279	279
may/14	726	952	238	64		173			173	173
jun/14	952	952	217	63	213	150	4		154	154
jul/14	952	952	219	62	210	148	9		157	157
ago/14	952	973	254	61	206	145	48		193	193
sep/14	952	979	222	59	202	143	19		162	162
oct/14	952	964	210	58	199	141	11		152	152
nov/14	952	968	238	57	196	138	42		180	180
dic/14	952	972	253	56	192	136	60		196	196

Tabla 15 (Continuación). Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-46

Ganancial Real										
Fecha	Pwf @ Punto de amarre	Pwf @ PMP(TVD)	BOPD Real Mensual	BOPD Curva base 1	BOPD curva base 2	Ganancia Conformance BOPD	Ganancia Real CDG BOPD	Ganancia Reducción Pwf @ Pto 2 BOPD	Ganancia Total EOR	Ganancia Total
ene/15	952	964	220	55	189	134	31		165	165
feb/15	952	964	217	54	186	132	31		163	163
mar/15	952	964	223	53	182	129	41		170	170
abr/15	952	1048	198	52	179	127	19		146	146
may/15	952	952	183	51	176	125	7		132	132
jun/15	952	934	189	50	173	123	0	16	123	139
jul/15	952	911	186	49	170	121	0	15	122	137
ago/15	952	953	198	48	167	119	31		150	150
sep/15	952	905	191	47	164	117	0	26	118	144
oct/15	952	971	238	46	162	115	77		192	192
nov/15	952	923	224	45	159	113	11	55	124	179
dic/15	952	901	244	44	156	112	13	75	124	199
ene/16	952	910	231	44	153	110	5	72	115	187

Fuente: Autores

Figura 83. Comportamiento de PIP & Frecuencia (HZ) pozo TL-46



Fuente: Autores

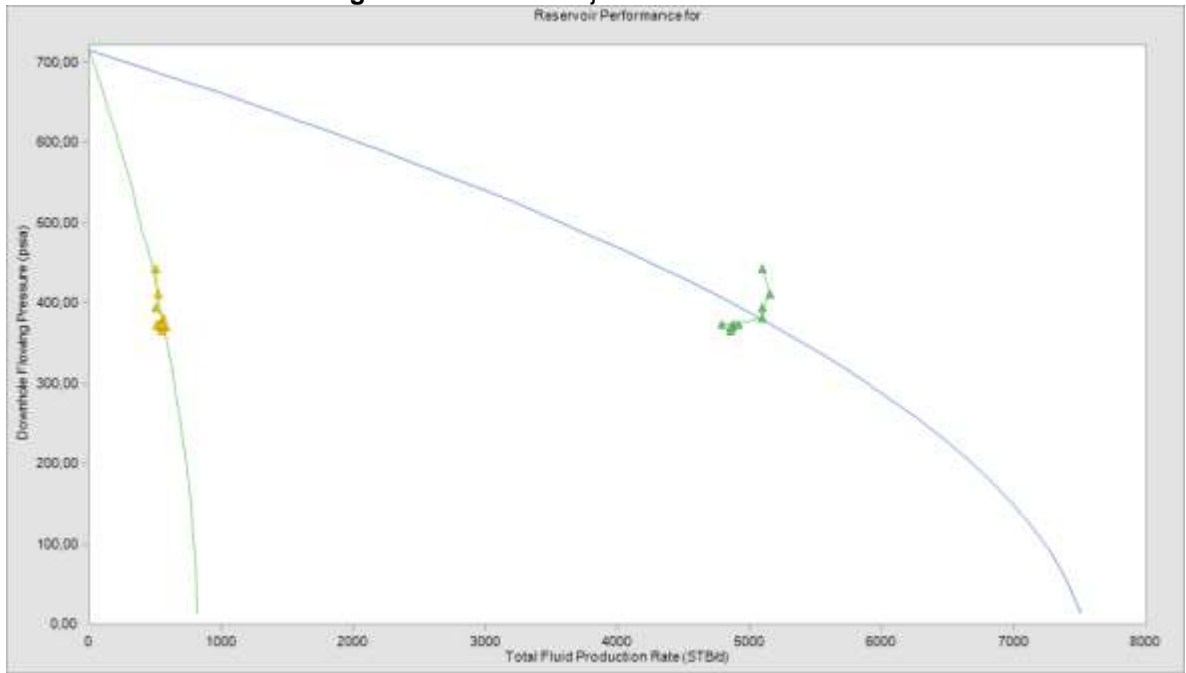
ANEXO 2. PROCEDIMIENTO PARA EL POZO TL-56

Tabla 16. Datos petrofísicos del pozo TL-56

TELLO 56														
ARENA	Tope MD	Base MD	PMP MD	H (MD)	K (md)	Ps (psi)	T (°F)	K _m	H total	Espesor Efectivo	Thickness (ft)	PMP (MD)	WOR	Skin
B1	9378	9415	9397	37	240	715	180	1175	329	32%	105	9580	0,89	2,5
	9417	9432	9425	15	627									
	9432	9450	9441	18	223									
	9450	9533	9492	83	361									
	9547	9603	9575	56	531									
B2	9635	9715	9675	80	2430									
	9742	9782	9762	40	2752									

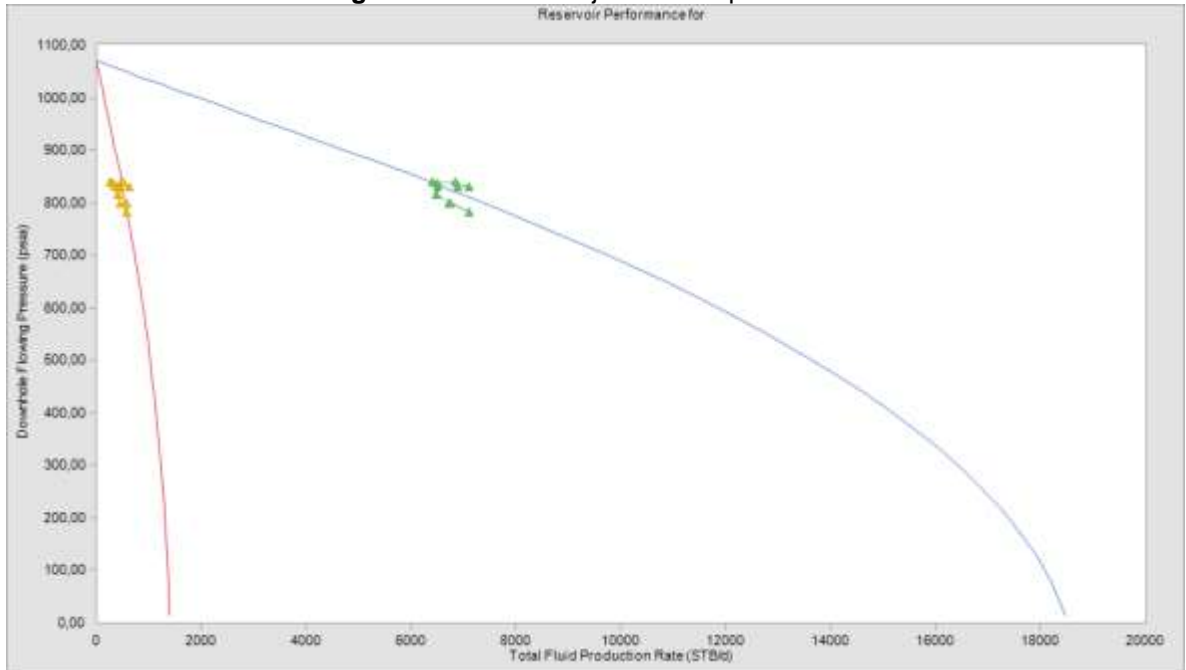
Fuente: Autores

Figura 84. Modelo 1 ajustado del Pozo TL-56



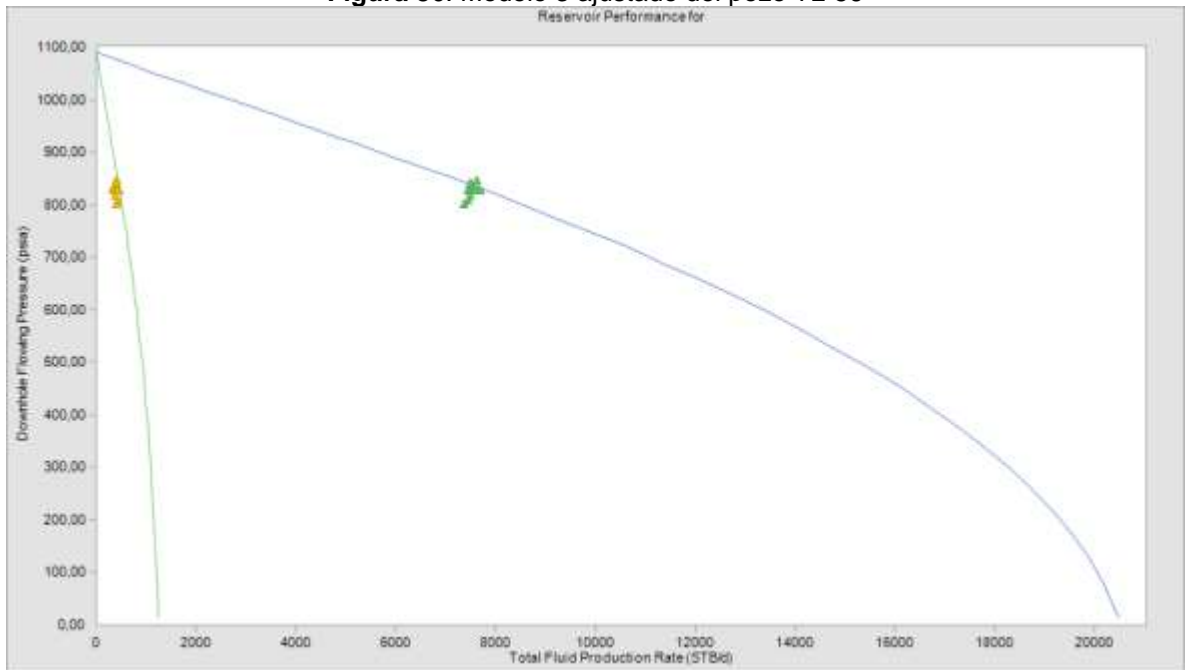
Fuente: Autores

Figura 85. Modelo 2 ajustado del pozo TL-56



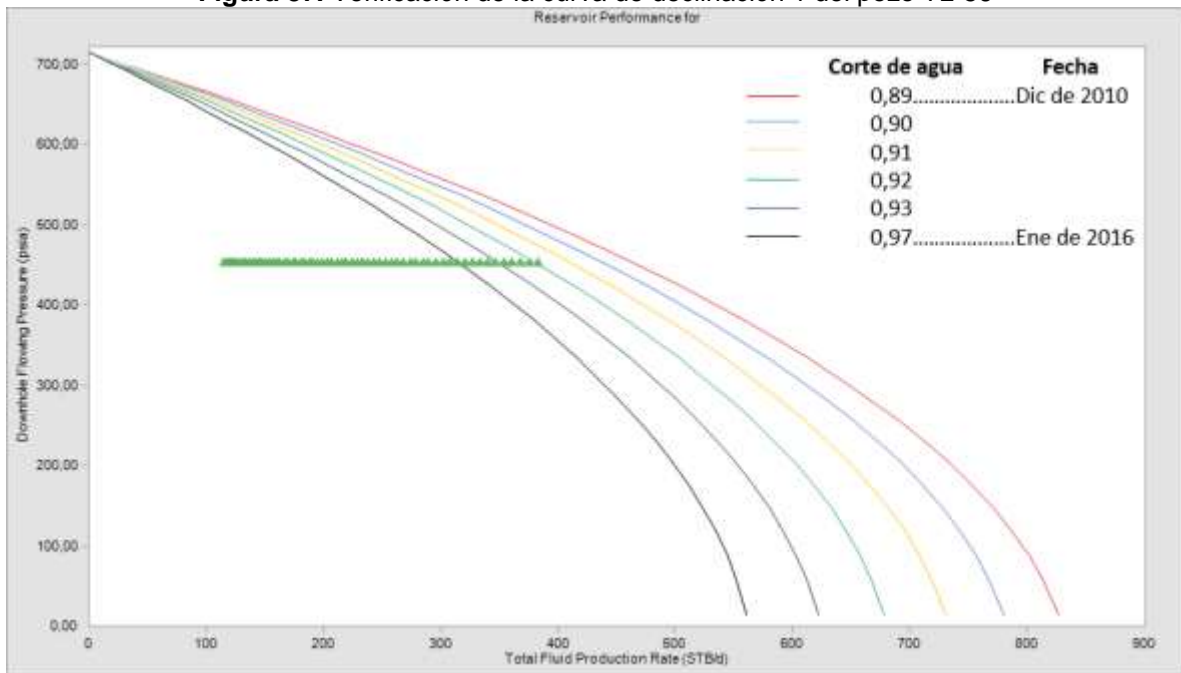
Fuente: Autores

Figura 86. Modelo 3 ajustado del pozo TL-56



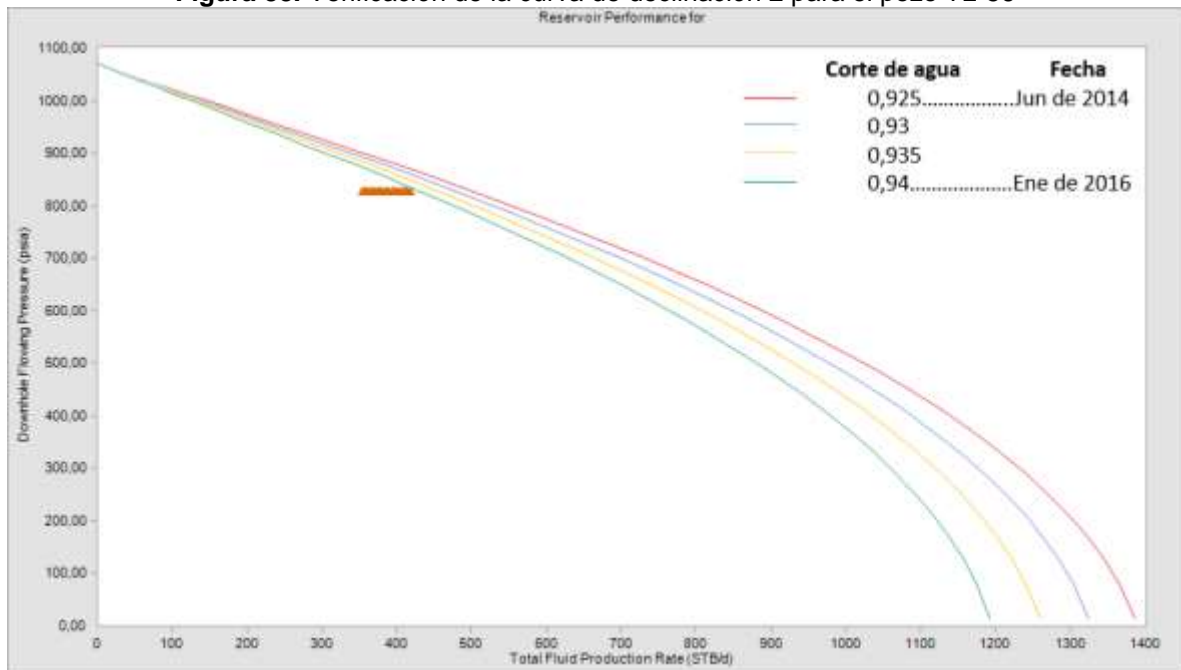
Fuente: Autores

Figura 87. Verificación de la curva de declinación 1 del pozo TL-56



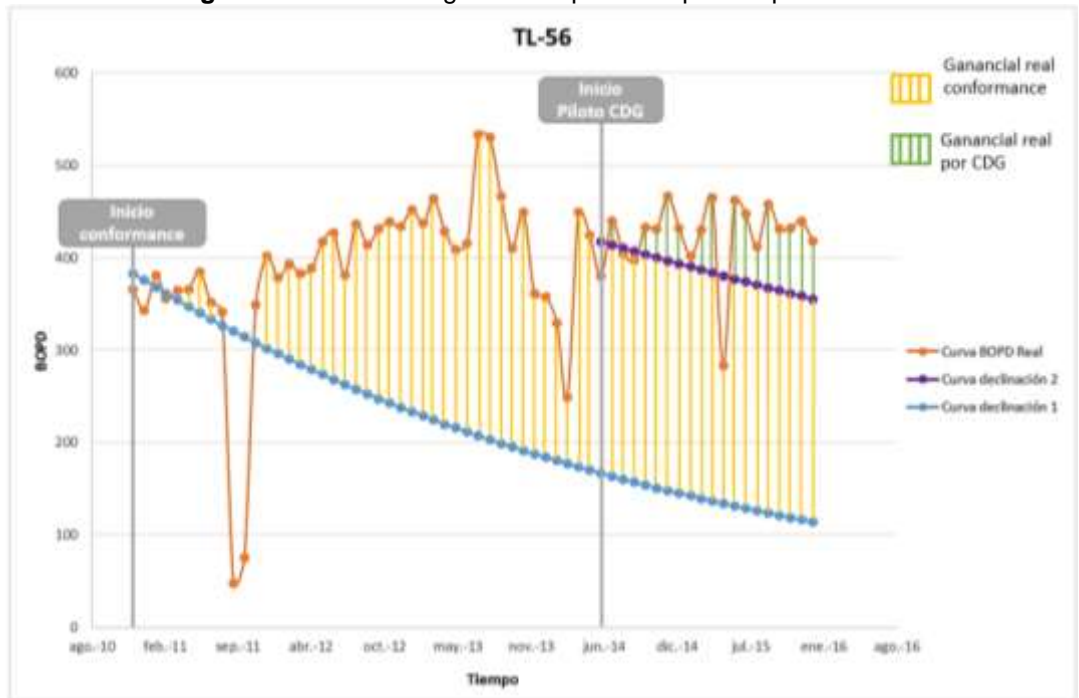
Fuente: Autores

Figura 88. Verificación de la curva de declinación 2 para el pozo TL-56



Fuente: Autores

Figura 89. Cálculo de ganancias por EOR para el pozo TL-56



Fuente: Autores

Tabla 17. Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-56

Ganancial Real										
Fecha	Pwf @Punto de amarre	Pwf @ PMP(TVD)	BOPD Real Mensual	BOPD Curva base 1	BOPD curva base 2	Ganancia Conformance BOPD	Ganancia Real CDG BOPD	Ganancia Reducción Pwf @ Pto 2 BOPD	Ganancia Total EOR	Ganancia Total
dic-10	454	454	365	383		0			0	0
ene-11	454		343	376		0			0	0
feb-11	454	556	381	368		12			12	12
mar-11	454	571	356	361		0			0	0
abr-11	454		365	354		11			11	11
may-11	454	590	366	347		19			19	19
jun-11	454	611	384	340		44			44	44
jul-11	454	619	352	334		19			19	19
ago-11	454	651	341	327		14			14	14
sep-11	454		48	321		0			0	0
oct-11	454	715	76	314		0			0	0
nov-11	454	646	349	308		41			41	41
dic-11	454	647	402	302		100			100	100

Tabla 17 (Continuación). Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-56

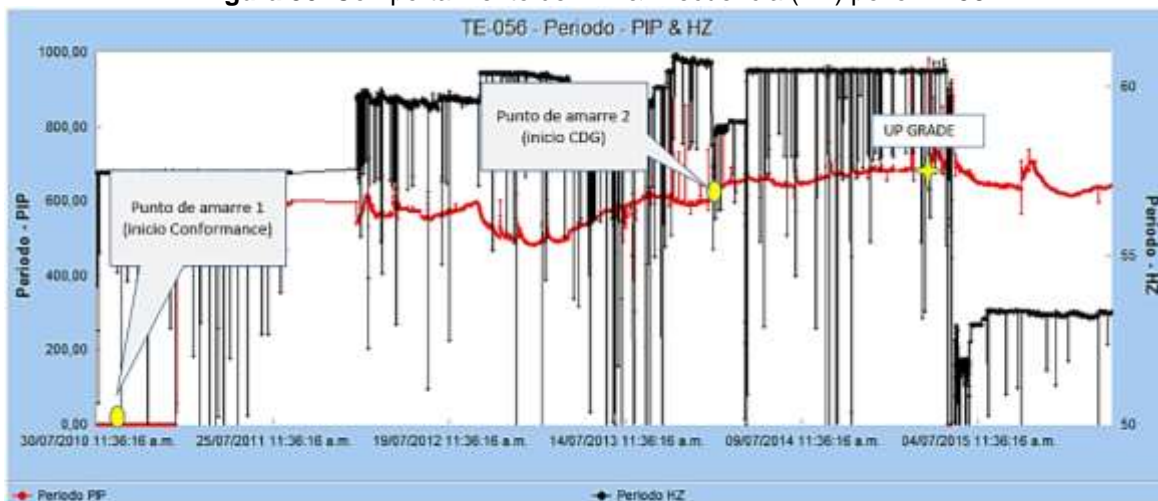
Ganancia Real										
Fecha	Pwf @Punto de amarre	Pwf @ PMP(TVD)	BOPD Real Mensual	BOPD Curva base 1	BOPD curva base 2	Ganancia Conformance BOPD	Ganancia Real CDG BOPD	Ganancia Reducción Pwf @ Pto 2 BOPD	Ganancia Total EOR	Ganancia Total
ene-12	454	756	378	296		82			82	82
feb-12	454	788	393	290		103			103	103
mar-12	454	796	383	285		98			98	98
abr-12	454	766	389	279		109			109	109
may-12	454	758	417	274		144			144	144
jun-12	454		427	268		159			159	159
jul-12	454		381	263		118			118	118
ago-12	454	772	437	258		179			179	179
sep-12	454	740	414	253		162			162	162
oct-12	454	698	431	248		183			183	183
nov-12	454	689	439	243		196			196	196
dic-12	454	671	434	238		196			196	196
ene-13	454	673	452	234		218			218	218
feb-13	454		437	229		208			208	208
mar-13	454	709	464	225		239			239	239
abr-13	454		428	220		208			208	208
may-13	454	730	409	216		193			193	193
jun-13	454	760	416	212		204			204	204
jul-13	454		533	207		326			326	326
ago-13	454		531	203		327			327	327
sep-13	454	798	466	199		267			267	267
oct-13	454	783	410	195		215			215	215
nov-13	454		449	191		258			258	258
dic-13	454		362	188		174			174	174
ene-14	454	816	358	184		173			173	173
feb-14	454	830	329	181		148			148	148
mar-14	454	838	249	177		72			72	72
abr-14	454	839	449	174		276			276	276
may-14	454	830	425	170		255			255	255
jun-14	828	828	380	167	418	213	0		213	213
jul-14	828	833	440	163	414	251	26		276	276
ago-14	828	845	405	160	411	244	0		244	244
sep-14	828	871	397	157	407	240	0		240	240

Tabla 17 (Continuación). Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-56

Ganancia Real										
Fecha	Pwf @Punto de amarre	Pwf @ PMP(TVD)	BOPD Real Mensual	BOPD Curva base 1	BOPD curva base 2	Ganancia Conformance BOPD	Ganancia Real CDG BOPD	Ganancia Reducción Pwf @ Pto 2 BOPD	Ganancia Total EOR	Ganancia Total
oct-14	828	854	433	154	404	250	29		279	279
nov-14	828	859	432	151	400	249	31		281	281
dic-14	828	868	467	148	397	249	70		319	319
ene-15	828	868	432	145	394	248	38		287	287
feb-15	828	869	402	142	390	248	12		259	259
mar-15	828	870	430	140	387	247	43		291	291
abr-15	828	828	465	137	384	247	81		328	328
may-15	828	908	283	134	380	149	0		149	149
jun-15	828	848	463	132	377	246	86		331	331
jul-15	828	834	448	129	374	245	74		319	319
ago-15	828	829	412	126	371	244	41		286	286
sep-15	828	819	458	124	368	244	90		334	334
oct-15	828	828	431	122	365	243	67		310	310
nov-15	828	827	432	119	361	242	71		313	313
dic-15	828	809	440	117	358	242	82		323	323
ene-16	828	801	418	115	355	241	63		304	304

Fuente: Autores

Figura 90. Comportamiento de PIP & Frecuencia (HZ) pozo TL-56



Fuente: Autores

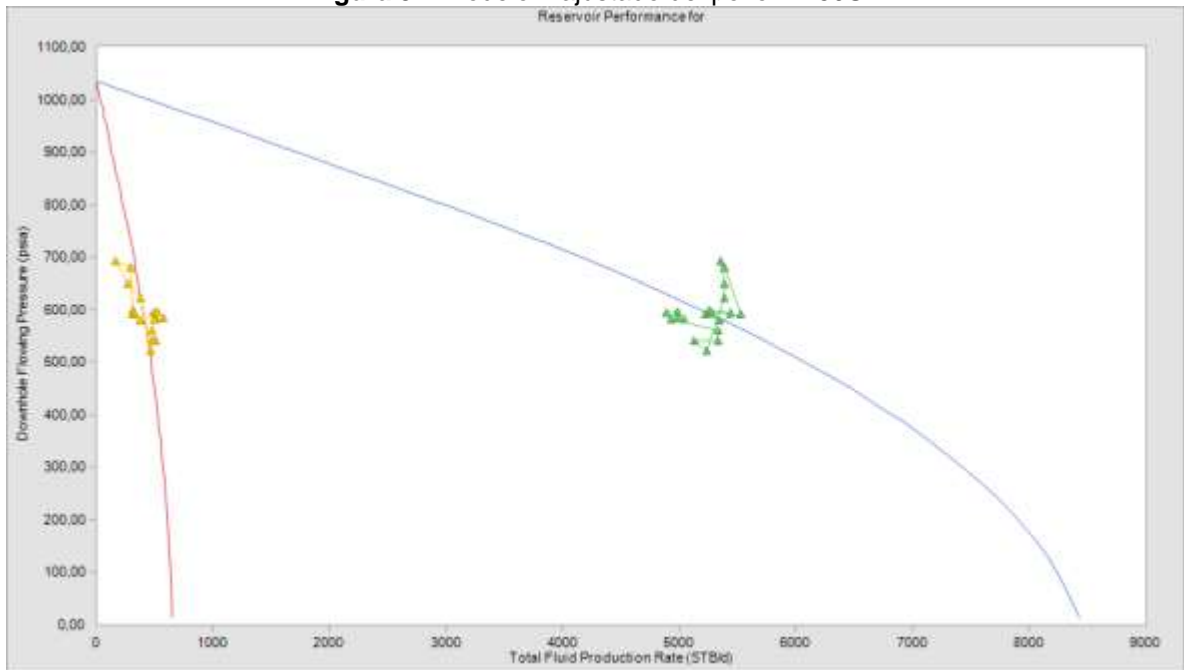
ANEXO 3. PROCEDIMIENTO PARA EL POZO TL-59ST

Tabla 18. Datos petrofísicos del pozo TL-59ST

TELLO 59ST														
ARENA	Tope MD	Base MD	PMP MD	H (MD)	K (md)	P (psi)	T (°F)	K _m	H total	Espesor Efectivo	Thickness (ft)	PMP (MD)	WOR	Skin
Barzalozza	8616	8637	8627	21	355	1036	180	975	194	45%	87	8769	0,923	6,5
	8638	8659	8649	21	329									
B1	8704	8750	8727	46	288									
B2	8768	8808	8788	40	2000									
	8816	8838	8827	22	1574									
	8864	8890	8877	26	1761									
B3	8904	8922	8913	18	61									

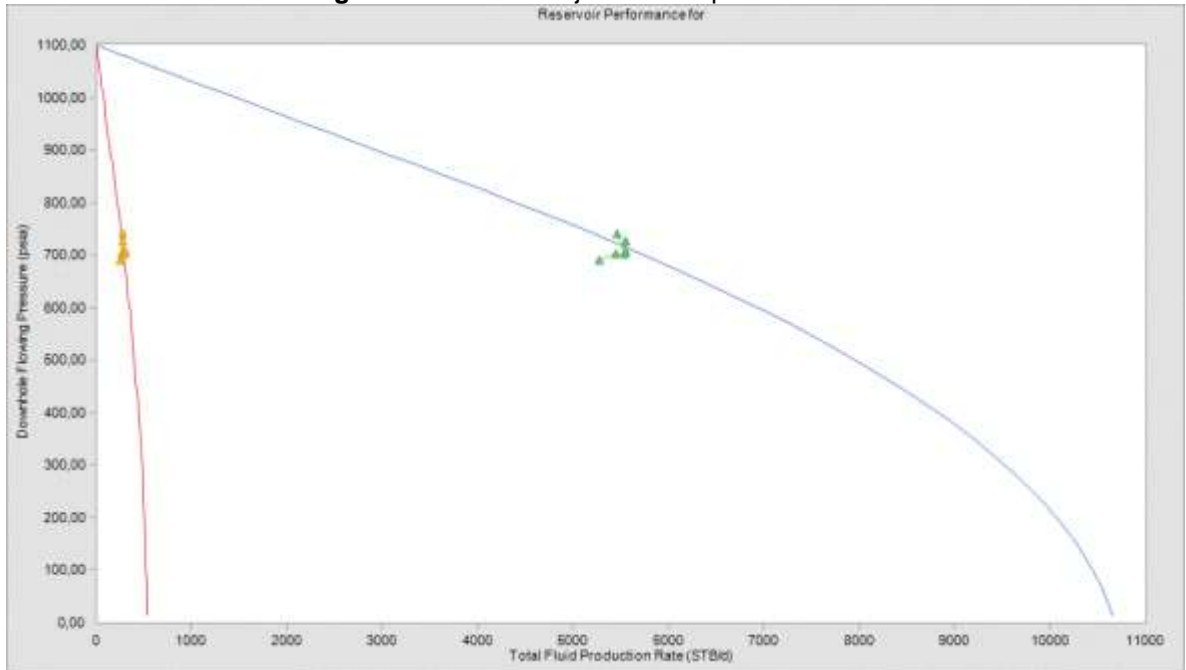
Fuente: Autores

Figura 91. Modelo 1 ajustado del pozo TL-59ST



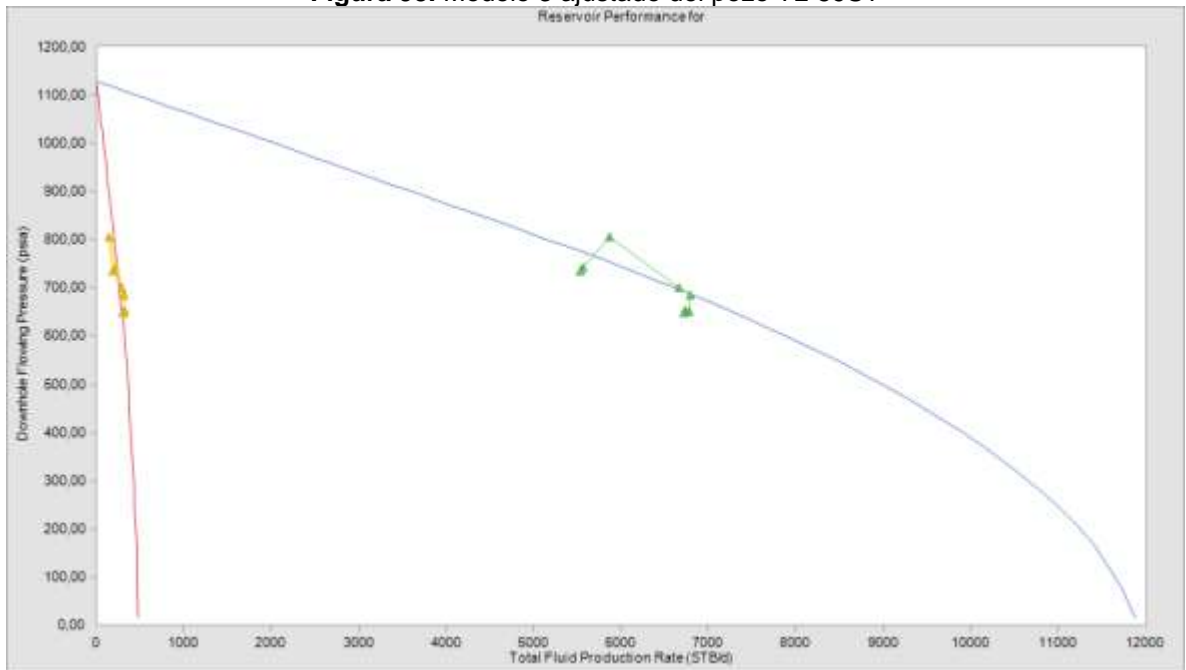
Fuente: Autores

Figura 92. Modelo 2 ajustado del pozo TL-59ST



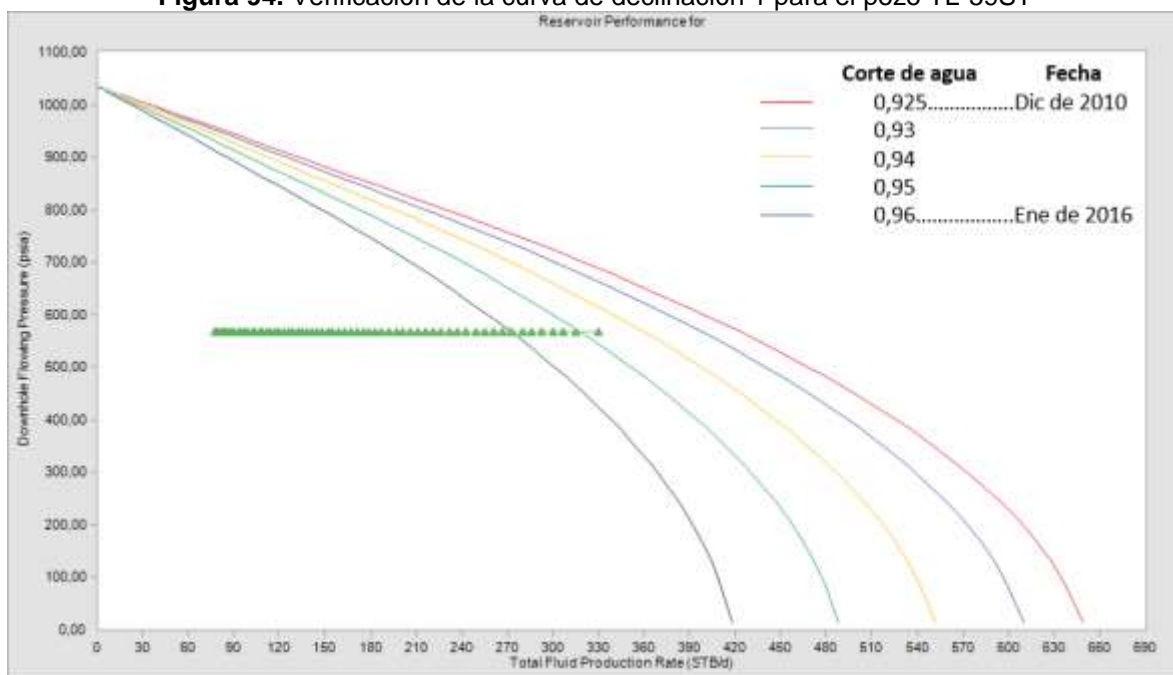
Fuente: Autores

Figura 93. Modelo 3 ajustado del pozo TL-59ST



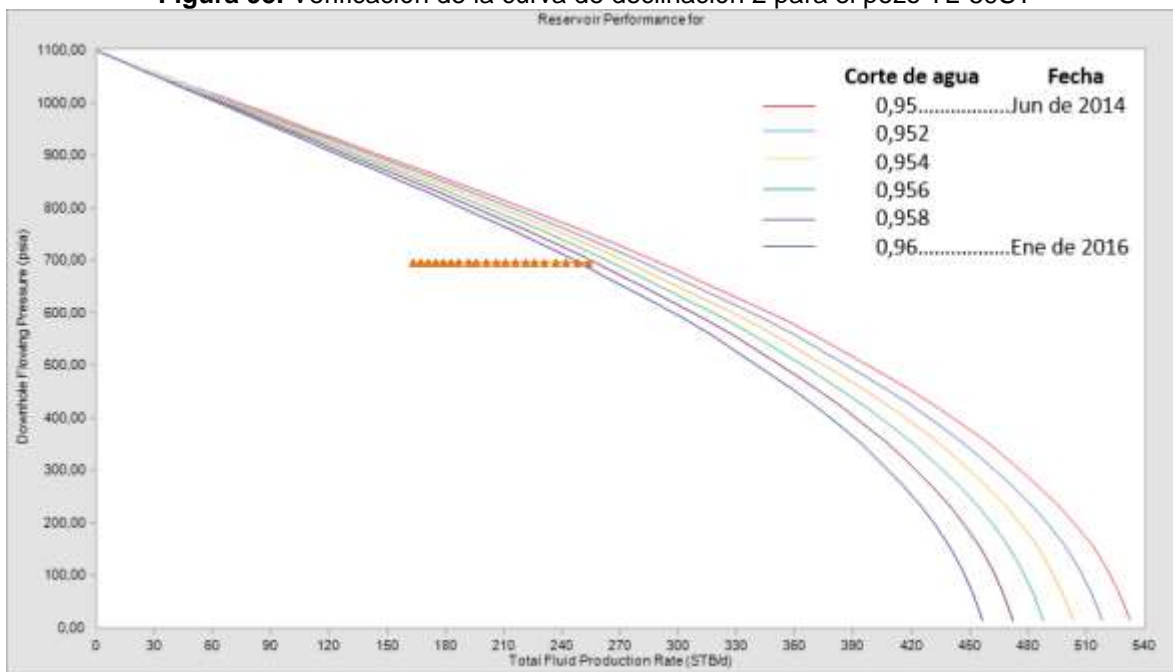
Fuente: Autores

Figura 94. Verificación de la curva de declinación 1 para el pozo TL-59ST



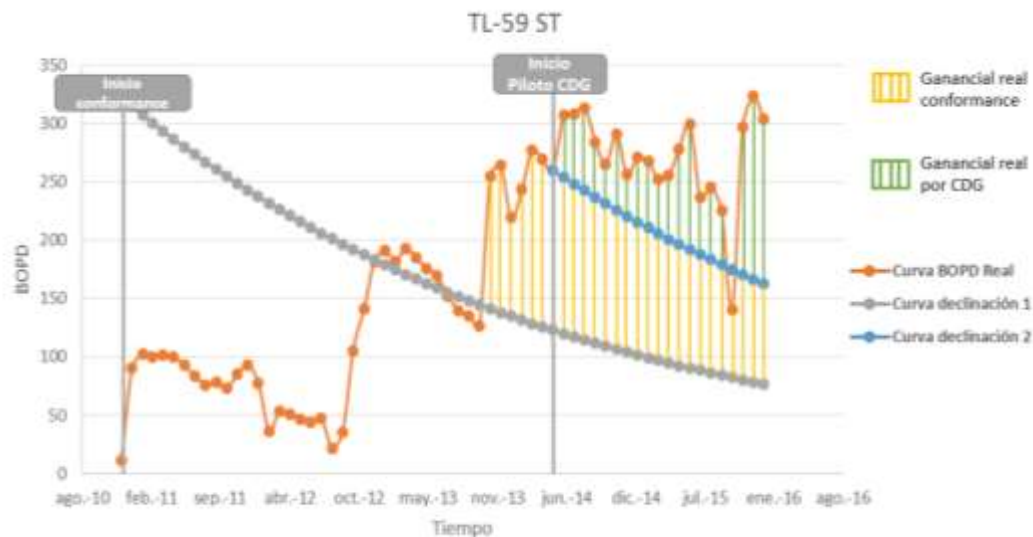
Fuente: Autores

Figura 95. Verificación de la curva de declinación 2 para el pozo TL-59ST



Fuente: Autores

Figura 96. Cálculo de ganancias por EOR para el pozo TL-59ST



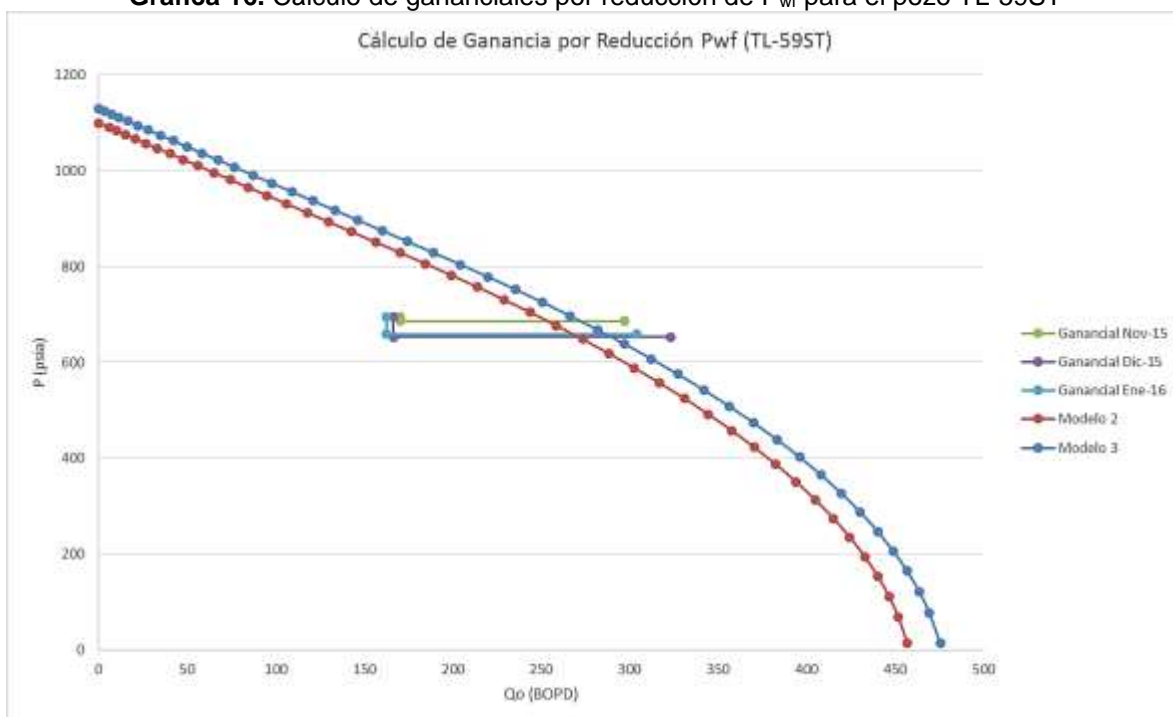
Fuente: Autores

Tabla 19. Presiones de fondo fluyentes del periodo 3 para el pozo TL-59ST

Fecha	Pwf @Punto de amarre	Pwf @ PMP(TVD)
jun-14	695	695
jul-14	695	724
ago-14	695	732
sep-14	695	733
oct-14	695	730
nov-14	695	730
dic-14	695	733
ene-15	695	742
feb-15	695	742
mar-15	695	737
abr-15	695	737
may-15	695	924
jun-15	695	744
jul-15	695	743
ago-15	695	743
sep-15	695	734
oct-15	695	701
nov-15	695	686
dic-15	695	653
ene-16	695	648

Fuente: Autores

Gráfica 16. Cálculo de ganancias por reducción de P_{wf} para el pozo TL-59ST



Fuente: Autores

Tabla 20. Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-59ST

Ganancial Real										
Fecha	Pwf @Punto de amarre	Pwf @ PMP(TVD)	BOPD Real Mensual	BOPD Curva base 1	BOPD curva base 2	Ganancia Conformance BOPD	Ganancia Real CDG BOPD	Ganancia Reducción Pwf @ Pto 2 BOPD	Ganancia Total EOR	Ganancia Total
dic-10	569	569	11	330		0			0	0
ene-11	569	478	90	315		0			0	0
feb-11	569		103	307		0			0	0
mar-11	569	508	100	300		0			0	0
abr-11	569		102	293		0			0	0
may-11	569	471	100	286		0			0	0
jun-11	569	481	93	280		0			0	0
jul-11	569	484	84	273		0			0	0
ago-11	569		76	267		0			0	0
sep-11	569	466	78	261		0			0	0
oct-11	569	485	73	255		0			0	0
nov-11	569	659	85	249		0			0	0
dic-11	569	788	93	243		0			0	0
ene-12	569	1104	78	237		0			0	0
feb-12	569	1121	37	232		0			0	0

Tabla 20 (Continuación). Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-59ST

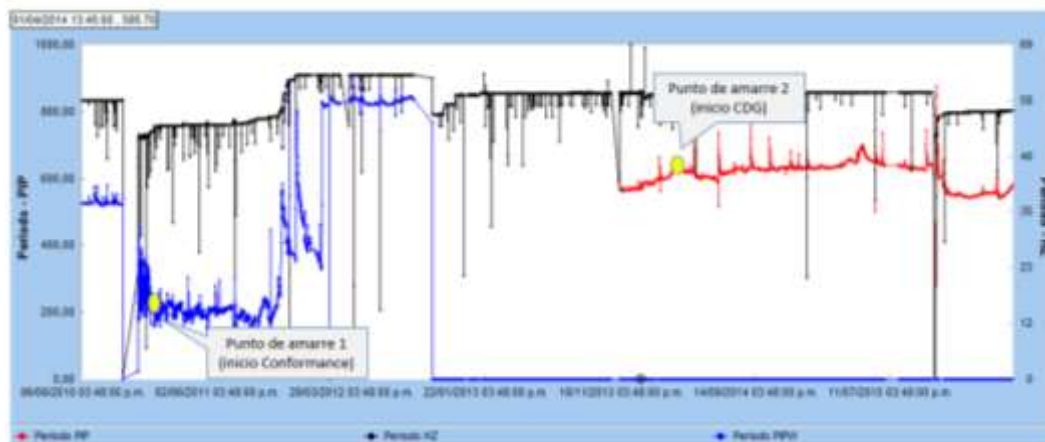
Ganancial Real										
Fecha	Pwf @Punto de amarre	Pwf @ PMP(TVD)	BOPD Real Mensual	BOPD Curva base 1	BOPD curva base 2	Ganancia Conformance BOPD	Ganancia Real CDG BOPD	Ganancia Reducción Pwf @ Pto 2 BOPD	Ganancia Total EOR	Ganancia Total
mar-12	569	1107	53	226		0			0	0
abr-12	569		51	221		0			0	0
may-12	569	2098	46	216		0			0	0
jun-12	569	1108	44	211		0			0	0
jul-12	569	1118	47	206		0			0	0
ago-12	569	1124	22	201		0			0	0
sep-12	569	832	36	197		0			0	0
oct-12	569	716	105	192		0			0	0
nov-12	569	628	141	187		0			0	0
dic-12	569	609	181	183		0			0	0
ene-13	569	621	191	179		12			12	12
feb-13	569		182	175		7			7	7
mar-13	569		193	171		22			22	22
abr-13	569		185	167		18			18	18
may-13	569		176	163		13			13	13
jun-13	569		170	159		11			11	11
jul-13	569		152	155		0			0	0
ago-13	569		140	152		0			0	0
sep-13	569		136	148		0			0	0
oct-13	569	678	127	145		0			0	0
nov-13	569		255	141		113			113	113
dic-13	569		264	138		126			126	126
ene-14	569	691	220	135		85			85	85
feb-14	569	702	243	132		112			112	112
mar-14	569	741	277	129		148			148	148
abr-14	569	727	269	126		144			144	144
may-14	569	707	260	123		137			137	137
jun-14	695	695	307	120	254	134	53		187	187
jul-14	695	724	308	117	248	131	60		191	191
ago-14	695	732	314	114	242	128	71		199	199
sep-14	695	733	284	112	237	125	48		173	173
oct-14	695	730	265	109	231	122	34		156	156
nov-14	695		291	107	226	119	65		185	185
dic-14	695	733	256	104	221	117	35		152	152

Tabla 20 (Continuación). Resultados de ganancias a partir de la inyección de Conformance para el pozo TL-59ST

Ganancial Real										
Fecha	Pwf @Punto de amarre	Pwf @ PMP(TVD)	BOPD Real Mensual	BOPD Curva base 1	BOPD curva base 2	Ganancia Conformance BOPD	Ganancia Real CDG BOPD	Ganancia Reducción Pwf @ Pto 2 BOPD	Ganancia Total EOR	Ganancia Total
ene-15	695	742	271	102	216	114	55		169	169
feb-15	695		268	99	211	111	57		168	168
mar-15	695	737	253	97	206	109	47		156	156
abr-15	695		256	95	201	106	55		161	161
may-15	695	924	278	93	196	104	82		185	185
jun-15	695	744	299	90	192	101	108		209	209
jul-15	695	743	237	88	187	99	50		149	149
ago-15	695		245	86	183	97	62		159	159
sep-15	695	734	225	84	179	94	46		141	141
oct-15	695	701	140	82	175	58	0		58	58
nov-15	695	686	297	80	171	90	42	84	133	217
dic-15	695	653	323	78	167	88	52	105	140	245
ene-16	695	648	304	77	163	86	36	105	122	227

Fuente: Autores

Figura 97. Comportamiento de PIP & Frecuencia (HZ) pozo TL-59ST



Fuente: Autores

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ECOPETROL S.A. "II Foro Mundial de Recobro Mejorado". 2015.
- [2] ESCOBAR, Freddy Humberto. "Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario". Neiva, Editorial Universidad Surcolombiana, 2006.
- [3] CASTRO GARCÍA, Rubén Hernán. "Análisis de un proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) usando ensayos de laboratorio y simulación numérica. Trabajo de grado Magister en Ingeniería de Hidrocarburos". Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2011.
- [4] GREEN, W and WILLHITE, P. "Enhanced Oil Recovery". Richardson, Texas, 1998.
- [5] CHANG, H., SUI, X., XIAO, L., GUO, Z., YAO, Y. and CHEN, G. "Successful field pilot of in-depth colloidal dispersión gel (CDG) technology in Daqing oil field". SPE 89460. 2006.
- [6] R, Taboada, Tecpetrol S.A., P. Condat, Tecpetrol S.A., V. Corsini, Tecpetrol S.A., E. Mir, Tecpetrol S.A., J. Conti, SPE, Tecpetrol S.A., G. Fortunato, Tecpetrol S.A., O. Villivar, Tecpetrol S.A., D. List, Schlumberger H-RT, S. Stancel, Schlumberger H-RT, L. Jones, Schlumberger H-RT. "El Tordillo Reservoir Static Characterization Study: El Tordillo Field, Argentina". SPE 69660-MS. 2001.
- [7] DIAZ, D., SOMARUGA, C., NORMAN, C. and ROMERO, J. "Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery in a Heterogeneous Argentina Waterflood". SPE-113320-MS. 2008.
- [8] PORTWOOD, J., SCOTT, H., LACKEY, C. and SCOTT, A. "Selective Polymer Treatments Improve Oil Recovery in Five Mature Southern Oklahoma Waterfloods". SPE-129796-MS. 2010.
- [9] MAYA, G., JIMÉNEZ, R., CASTRO, R., MANTILLA, J., VARGAS, J., CÁRDENAS, F. and FERNÁNDEZ, F. "Diseño e implementación del primer proyecto de inyección de polímero en Colombia: Campo Yariguí-Cantagallo". SPE-177245-MS. 2015.

- [10] ARDILA, M., TOVAR, E. "Evaluación de la inyección de bulk gel para optimizar el recobro en el Campo Guando". Colombia. 2009.
- [11] MAYA, G., CASTRO, R., SANDOVAL J., PACHÓN, Z., JIMÉNEZ, R., PINTO, K., DÍAZ, V., ZAPATA, J., PERDOMO, L. and MUÑOZ, S. "Successful Polymer Gels Application in a Highly Channeled Peripheral Injection Well: Tello Field Pilot". SPE-169478-MS. 2014.
- [12] CASTRO, R., MAYA, G., SANDOVAL, J., LEON, J., ZAPATA, J., LOBO, A., VILLADIEGO, D., and PERDOMO, L. "Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Dina Cretáceos Field: From Pilot Design to Field Implementation and Performance". SPE 165273. 2013.
- [13] ECOPETROL S.A. "Plan de Optimización para el Sistema de Inyección – Producción en el Campo San Francisco". 2012.
- [14] CASTRO, Rubén; MAYA, Gustavo; SANDOVAL, Jorge and COHEN Margarita. "Colloidal Dispersion Gels (CDG) to improve volumetric Sweep Efficiency in Waterflooding Processes". Revista: Ciencia, Tecnología y Futuro Ct&f. Vol. 5 Núm. 3. Diciembre 2013. p 61-78.
- [15] CASTRO, R., MAYA, G., MERCADO, D., TRUJILLO, M., SOTO, C., PÉREZ, H., LOBP, A., ORDÓÑEZ, A., and SANDOVAL, J. "Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia". 2010.
- [16] MANRIQUE, E., REYES, S., ROMERO., AYE, N., KIANI, M., NORTH W., THOMAS, C., KAZEMPOR, M., IZADI, M., ROOSTAPOUR, A., MUNIZ, G., CABRERA, F., LANTZ, M., and NORMAN, C. "Colloidal Dispersion Gels (CDG): Field Projects Review". SPE-169705-MS. 2014.
- [17] HALLIBURTON. "Consultoría para la Revisión Integral del Campo Tello de ECOPETROL S.A. con el fin de proponer oportunidades de optimización de producción". 2008.
- [18] ECOPETROL S.A. "Estrategias de Optimización para el Sistema de Inyección – Producción en el Campo Tello". 2008

[19] ECOPETROL S.A. “Soporte Estimación de Reservas Campo Tello”; suministrado por la Gerencia Estratégica y de Desarrollo de Yacimientos. Junio, 2014.

[20] ECOPETROL S.A. “Actividades de Desarrollo del Programa de Inyección de CDG Campo Tello”; Suministrado por el Departamento de Recobro Mejorado. Octubre, 2014.

[21] ECOPETROL S.A. “Informe Seguimiento Surveillance Piloto de Inyección de Agua Mejorada Campo Tello”; suministrado por el Departamento de Recobro Mejorado. Noviembre, 2015.

[22] NIND, T. “Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros”. Traducido por Julio Fournier González. Ciudad de México, Editorial Limusa, 1987.

[23] DIAZ VILORIA, Ricardo. “Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo Colorado”. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2009.

[24] PARRA, Ricardo. “Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimiento”. Segunda Edición. Neiva, Editorial Universidad Surcolombiana, 2011.

[25] GARZÓN CAMACHO, Joel. “Análisis de distribución y eficiencia de la inyección de agua en un sector del área 3W del Campo La Cira-Infantas a través de trazadores radioactivos”. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2009.

[26] CRAIG JR, Forrest F. “Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua”. Primera Edición. New York, 1982.