



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 10 de julio de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Jairo Ricardo Álvarez Ortiz, con C.C. No. 1110546405,

Juan Sebastián Tovar Gómez, con C.C. No. 1075278517,

Los autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado “Reevaluación de la eficiencia del sistema inyección-producción del campo Yaguará”

presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos

Autorizo (amos) 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.
- 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.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Jairo Ricardo Alvarez Ortiz

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Juan Sebastián Tovar Gómez

Firma:

Jairo R. Alvarez

Firma:



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:**

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
ÁLVAREZ ORTIZ	JAIRO RICARDO
TOVAR GÓMEZ	JUAN SEBASTIÁN

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
BONILLA	LUIS FERNANDO
MUÑOZ AÑAZCO	HUGO IVAN

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**FACULTAD: INGIENIERÍA**

**PROGRAMA O POSGRADO: INAGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**CIUDAD: NIEVA**

**AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017**

**NÚMERO DE PÁGINAS: 128**

**TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):**

Vigilada mieducación



**DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO**

<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 4</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

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

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento: ADOBE ACROBAT READER

**MATERIAL ANEXO:**

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

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. BASES DE DATOS	DATA BASE	6. _____	_____
2. OFM	OFM	7. _____	_____
3. REEVALUACIÓN	REEVALUATION	8. _____	_____
4. _____	_____	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

Este proyecto de grado se formuló gracias a la disposición de la empresa Ecopetrol S.A. para realizar un trabajo en conjunto con estudiantes de ingeniería de petróleos de último semestre de la Universidad Surcolombiana, el proyecto tiene como título "REEVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA INYECCIÓN- PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ". Se hace referencia a una reevaluación debido a que en el año 2013 se llevó a cabo una evaluación del sistema de recobro, sin embargo, la empresa tiene interés en evaluarlo nuevamente el campo y generar nuevos análisis que se adapten a las necesidades que esté tenga actualmente. Para concretar este proyecto de grado fue necesario realizar una reevaluación del impacto generado por los pozos inyectoros en los pozos productores a partir del uso de la base de datos de la empresa Ecopetrol S.A., por medio del software especializado OFM. Las acciones de desarrollo del proyecto se organizaron en cuatro etapas de trabajo, las cuales fueron: recolección de información, generación de datos y gráficas, análisis de la información y presentación de resultados. Igualmente se presenta la información conceptual y teórica que soportan los métodos usados para la reevaluación del recobro en el campo.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>3 de 4</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Los métodos de reevaluación que se llevaron a cabo fueron a nivel general del campo y por bloques, para ello se modelaron gráficas con sus respectivos análisis de datos e información para finalmente llegar a resultados que permitan recomendar propuestas para mejorar la producción de petróleo en el campo Yaguará.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

This project of degree was formulated thanks to the disposition of the oil company Ecopetrol SA to carry out a teamwork with petroleum engineering students of the last semester of the Surcolombian University, the project title is "REEVALUATION OF THE EFFICIENCY OF INJECTION-PRODUCTION SYSTEM OF THE YAGUARA FIELD". In 2013, it made a recovery system evaluation to Yaguará field but Ecopetrol S.A. want to carry out an evaluation again for produce a new and better analysis which is adapted to the needs of the field at this moment. In order to complete this degree project, it was necessary to carry out a reevaluation of the impact generated by the injector wells in the producing wells from the use of the database of the oil company Ecopetrol S.A. by means of specialized software called OFM. The project's



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

4 de 4

development actions were organized into four stages of work: information gathering, generation of data and graphs, analysis of information and finally presentation of results in the final document.

It also presents conceptual and theoretical information that supports the methods used for the reevaluation of the recovery in the field.

The reevaluation methods that were carried out were made at the general field level and by blocks. For this purpose, it made graphs and their respective analysis of data and information for generated to finally the results that allow to generate proposals to improve the oil production in the field Yaguará.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma:

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma:

Nombre Jurado: Hayde Morales

Firma:

**“REEVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA INYECCIÓN-  
PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ”**

**JAIRO RICARDO ÁLVAREZ ORTIZ  
JUAN SEBASTIÁN TOVAR GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA, 2017**

**“REEVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA INYECCIÓN-  
PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ”**

**JAIRO RICARDO ÁLVAREZ ORTIZ  
JUAN SEBASTIÁN TOVAR GÓMEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero  
de Petróleos**

**Director:  
Hugo Iván Muñoz Añazco  
Ingeniero de Petróleos - Ecopetrol**

**Codirector:  
Luis Fernando Bonilla  
Ingeniero de Petróleos – Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
NEIVA, 2017**

NOTA DE ACEPTACION

---

---

---

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

## DEDICATORIA

*Este documento va dedicado especialmente:*

*A mi madre Fabiola Ortiz Molano, mujer incansable que ha sido madre y padre, brindándome cariño, apoyo y comprensión en todas las etapas de mi vida, sin ella esto no sería realidad. A mi familia por siempre estar conmigo en los momentos difíciles, por su apoyo, cariño y por estar pendiente de mí. A mi amigo y compañero de tesis Juan Sebastián Tovar. A mis amigos que siempre han creído en mí y me han apoyado. A la Universidad Surcolombiana por brindarme los conocimientos necesarios para poder ser un gran profesional y a todas las personas que de una u otra manera contribuyeron a la culminación de esta meta dedico mi proyecto.*

*Jairo Ricardo Álvarez Ortiz*

*Este documento está dedicado especialmente a mis padres por el apoyo incesante y comprensión en las dificultades, a mis hermanos que siempre están pendientes, a mi familia que siempre es muy unida, a mi compañero y amigo de tesis Jairo Ricardo Álvarez Ortiz, a los compañeros de carrera (2011+) por regalarme su amistad, a los amigos que de una u otra forma siempre están ahí y a la Universidad Surcolombiana por brindarme los conocimientos necesarios para poder ser un gran profesional.*

*Juan Sebastián Tovar Gómez*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo expresan sus más sinceros agradecimientos a:

Ecopetrol S.A. Campo Yaguará. Por su respaldo y por brindarnos los recursos necesarios para la elaboración del proyecto.

Ing. Luis Hugo Iván Muñoz Añazco, Ingeniero del campo Yaguará, Ecopetrol S.A, director del proyecto de grado, por su valiosa colaboración, enseñanzas y amistad a lo largo de este trabajo quien nos guió y con su experiencia aportó importantes recomendaciones para el desarrollo del proyecto.

Ing. Edgar Santos Solano, Ingeniero del campo Yaguará, Ecopetrol S.A, por su colaboración y asesoría en el desarrollo del proyecto.

Ing. Luis Fernando Bonilla, Ingeniero de petróleos, codirector del proyecto de grado, por su dedicación, aporte para el proyecto y expresarle el gran aprecio que se merece.

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la culminación de este proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

### Contenido

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>16</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ</b>	<b>17</b>
1.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO YAGUARÁ	17
1.2. RESEÑA HISTÓRICA	18
1.3. ESTRATIGRAFÍA	21
1.4. MODELO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL	23
1.5. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	23
<b>2. INYECCIÓN DE AGUA</b>	<b>25</b>
2.1. INTRODUCCIÓN	25
2.2. PRINCIPIOS BÁSICOS	26
2.3. FACTORES QUE CONTROLAN LA INYECCIÓN DE AGUA	28
2.3.1 DISTRIBUCIÓN DE LA PERMEABILIDAD	28
2.3.2 EFICIENCIA DEL BARRIDO AREAL	28
2.3.3 INCLINACIÓN DE LA FORMACIÓN	28
2.3.4 MOJABILIDAD DE LA ROCA	29
2.3.5 PRESIÓN CAPILAR	29
2.3.6 RELACIÓN DE MOVILIDAD	30
2.3.7 SATURACIÓN INICIAL DE GAS	30
2.3.8 TASA DE INYECCIÓN	30
<b>3. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL SISTEMA INYECCIÓN-PRODUCCIÓN</b>	<b>31</b>
3.1. RECOLECCIÓN INICIAL DE INFORMACIÓN	31
3.2. ORGANIZACIÓN TEÓRICA	32
3.3. MAPAS DE BURBUJA	32
3.4. MÉTODO HALL	32

<b>3.5. PRODUCCIÓN DE ACEITE VS TIEMPO</b>	<b>35</b>
<b>3.6. RELACIÓN GAS-ACEITE, RELACIÓN AGUA-ACEITE Y CORTE DE AGUA VS TIEMPO (GOR/WOR/WCUT VS TIEMPO).</b>	<b>35</b>
<b>3.7. FACTOR DE RECOBRO</b>	<b>36</b>
<b>3.8. ÍNDICE DE VACIAMIENTO</b>	<b>36</b>
<b>4. EVALUACIÓN DEL SISTEMA INYECCIÓN-PRODUCCIÓN A NIVEL DE CAMPO</b>	<b>38</b>
<b>4.1. PRODUCCIÓN-INYECCIÓN DE FLUIDOS VS TIEMPO</b>	<b>39</b>
<b>4.2. PRESIÓN DE YACIMIENTO A LO LARGO DEL TIEMPO</b>	<b>40</b>
<b>4.3. FACTOR DE RECOBRO</b>	<b>41</b>
<b>4.4. MAPAS DE BURBUJA</b>	<b>43</b>
<b>5. EVALUACIÓN DEL SISTEMA INYECCIÓN-PRODUCCIÓN POR BLOQUES</b>	<b>45</b>
<b>5.1. BLOQUE 1 (B1)</b>	<b>45</b>
5.1.1 INYECCIÓN-PRODUCCIÓN	46
5.1.2 ÍNDICE DE VACIAMIENTO	47
5.1.3 PRESIONES	48
5.1.4 FACTOR DE RECOBRO	50
<b>5.2. BLOQUE 3 NORTE (B3N)</b>	<b>50</b>
5.2.1 INYECCIÓN-PRODUCCIÓN	51
5.2.2 ÍNDICE DE VACIAMIENTO	53
5.2.3 PRESIONES	54
5.2.4 FACTOR DE RECOBRO	55
<b>5.3. BLOQUE 3 SUR (B3S)</b>	<b>56</b>
5.3.1 INYECCIÓN-PRODUCCIÓN	57
ÍNDICE DE VACIAMIENTO	58
5.3.2 PRESIONES	59
5.3.3 FACTOR DE RECOBRO	60
<b>5.4. BLOQUE 4 CENTRO (B4C)</b>	<b>61</b>
5.4.1 INYECCIÓN-PRODUCCIÓN	62
5.4.2 ÍNDICE DE VACIAMIENTO	63
5.4.3 PRESIONES	64
5.4.4 FACTOR DE RECOBRO	65

<b>5.5. BLOQUE 4 NORTE (B4N)</b>	<b>66</b>
5.5.1 INYECCIÓN-PRODUCCIÓN	67
5.5.2 ÍNDICE DE VACIAMIENTO	68
5.5.3 PRESIONES	69
5.5.4 FACTOR DE RECOBRO	70
<b>5.6. BLOQUE 4 SUR (B4S)</b>	<b>71</b>
5.6.1 INYECCIÓN-PRODUCCIÓN	72
5.6.2 ÍNDICE DE VACIAMIENTO	73
5.6.3 PRESIONES	74
5.6.4 FACTOR DE RECOBRO	75
<b>5.7. BLOQUE 5 NORTE (B5N)</b>	<b>76</b>
5.7.1 INYECCIÓN-PRODUCCIÓN	76
5.7.2 ÍNDICE DE VACIAMIENTO	78
5.7.3 PRESIONES	79
5.7.4 FACTOR DE RECOBRO	80
<b>5.8. BLOQUE 5 SUR (B5S)</b>	<b>80</b>
5.8.1 INYECCIÓN-PRODUCCIÓN	81
5.8.2 ÍNDICE DE VACIAMIENTO	83
5.8.3 PRESIONES	84
<b>6. HALL-PLOT</b>	<b>87</b>
<b>7. CONCLUSIONES</b>	<b>89</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>91</b>
<b>ANEXO 1 HALL PLOT</b>	<b>92</b>

## LISTA DE FIGURAS

	PÁG
Figura 1. Localización geográfica del campo Yaguará.....	17
Figura 2. Vista satelital del campo Yaguará.....	18
Figura 3. Columna Estratigráfica generalizada del valle superior del Magdalena subcuenca de Neiva. (Modificado de Ecopetrol, ICP-2000). .....	22
Figura 4. Calibración del modelo de porosidad y permeabilidad con datos de núcleos. MA-031. ....	23
Figura 5. Tipos de desplazamiento pistón.....	26
Figura 6. Desplazamiento y distribución de los fluidos en proceso de inyección. .	27
Figura 7. Distribución de los fluidos en medio poroso. ....	29
Figura 8. Desplazamiento y distribución de los fluidos en proceso de inyección. .	29
Figura 9. Hall Plot a diferentes condiciones del pozo.....	34
Figura 10. Ubicación de pozos productores, inyectores y abandonados, por bloques en el campo Yaguará.....	38
Figura 11. Comportamiento de los fluidos en el campo Yaguará.....	40
Figura 12. Historia de presiones del campo Yaguará.....	41
Figura 13. Mapa de burbuja de las zonas producidas del campo Yaguará, Caballos A (13.A) y Caballos B (13.B). ....	43
Figura 14. Mapa de burbuja de las zonas con agua del campo Yaguará, Caballos A (izquierda) y Caballos B (derecha).....	44
Figura 15. Mapa bloque B1 campo Yaguará.....	45
Figura 16. “Cross section” de MA-003, 073, 078, 105 y 115.....	46
Figura 17. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada vs tiempo del.....	47
Figura 18. Índice de vaciamiento del bloque 1. ....	47
Figura 19. Presión de yacimiento del Bloque 1 en Caballos A.....	49
Figura 20. Presión de yacimiento del bloque 1 en Caballos B. ....	49
Figura 21. Factor de recobro vs Volumen poroso inyectado del bloque 1.....	50
Figura 22. Mapa bloque 3N campo Yaguará.....	51
Figura 23. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada vs tiempo del.....	52
Figura 24. “Cross section” de MA-087, 076 y 100. ....	52
Figura 25. Índice de vaciamiento del bloque 3 norte. ....	53
Figura 26. Presión de yacimiento del bloque 3 norte en Caballos A. ....	54
Figura 27. Presión de yacimiento del bloque 3 norte en Caballos B. ....	54
Figura 28. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 3 norte. ...	55
Figura 29. Mapa bloque 3S campo Yaguará.....	56

Figura 30. Rata de petróleo, rata de agua, BSW y agua inyectada vs tiempo del bloque 3 sur.....	57
Figura 31. “Cross section” de MA-054 y 056.....	58
Figura 32. Índice de vaciamiento del bloque 3 sur. ....	59
Figura 33. Presión de yacimiento del bloque 3 sur en Caballos A. ....	59
Figura 34. Presión de yacimiento del bloque 3 sur en Caballos B .....	60
Figura 35. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 3 sur. ....	61
Figura 36. Mapa bloque 4C campo Yaguará.....	61
Figura 37. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada vs tiempo del.....	63
Figura 38. Índice de vaciamiento del bloque 4 centro .....	63
Figura 39. Presión de yacimiento del bloque 4 centro en Caballos A. ....	64
Figura 40. Presión de yacimiento del bloque 4 centro en Caballos B .....	65
Figura 41. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 4 centro. .	65
Figura 42. Mapa bloque 4N campo Yaguará.....	66
Figura 43. Inyección – Producción del bloque 4 norte en Caballos A .....	67
Figura 44. Índice de vaciamiento del bloque 4 norte. ....	69
Figura 45. Presión de yacimiento del bloque 4 norte en Caballos A .....	69
Figura 46. Presión de yacimiento del bloque 4 norte en Caballos B .....	70
Figura 47. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 4 norte. ...	71
Figura 48. Mapa bloque 4S campo Yaguará.....	72
Figura 49. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada vs tiempo del.....	73
Figura 50. Índice de vaciamiento del bloque 4 sur. ....	74
Figura 51. Presión de yacimiento del bloque 4 sur en Caballos A. ....	74
Figura 52. Presión de yacimiento del bloque 4 sur en Caballos B .....	75
Figura 53. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 4 sur. ....	75
Figura 54. Mapa bloque 5N campo Yaguará.....	76
Figura 55. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada Vs Tiempo del B5N.	77
Figura 56. Índice de vaciamiento del bloque 5 norte. ....	78
Figura 57. Presión de yacimiento del bloque 5 norte en Caballos A .....	79
Figura 58. Presión de yacimiento del bloque 5 norte en Caballos B .....	79
Figura 59. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 5 norte. ...	80
Figura 60. Mapa bloque 5S campo Yaguará.....	81
Figura 61. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada vs tiempo del.....	82
Figura 62. “Cross section” de MA-038, 082 y 061 .....	83
Figura 63. Índice de vaciamiento del Bloque 5 sur.....	84
Figura 64. Presión de yacimiento del bloque 5 sur en Caballos A .....	84
Figura 65. Presión de yacimiento del bloque 5 sur en Caballos B. ....	85
Figura 66. Hall Plot MA-001 .....	92
Figura 67. Hall Plot MA-001A.....	92
Figura 68. Hall Plot MA-001SC .....	93
Figura 69. Hall Plot MA-001SL.....	93

Figura 70. Hall Plot MA-003 .....	94
Figura 71. Hall Plot MA-001 .....	94
Figura 72. Hall Plot MA-009 .....	95
Figura 73. Hall Plot MA-018SC .....	95
Figura 74. Hall Plot MA-015SL .....	96
Figura 75. Hall Plot MA-019 .....	96
Figura 76. Hall Plot MA-023 .....	97
Figura 77. Hall Plot MA-026 .....	97
Figura 78. Hall Plot MA-027 .....	98
Figura 79. Hall Plot MA-030 .....	98
Figura 80. Hall Plot MA-031 .....	99
Figura 81. Hall Plot MA-031A .....	99
Figura 82. Hall Plot MA-031T .....	100
Figura 83. Hall Plot MA-032 .....	100
Figura 84. Hall Plot MA-032 <sup>a</sup> .....	101
Figura 85. Hall Plot MA-033SL .....	101
Figura 86. Hall Plot MA-034 .....	102
Figura 87. Hall Plot MA-034A .....	102
Figura 88. Hall Plot MA-034SC .....	103
Figura 89. Hall Plot MA-034SL .....	103
Figura 90. Hall Plot MA-035 .....	104
Figura 91. Hall Plot MA-035SC .....	104
Figura 92. Hall Plot MA-035SL .....	105
Figura 93. Hall Plot MA-036 .....	105
Figura 94. Hall Plot MA-038SC .....	106
Figura 95. Hall Plot MA-038SL .....	106
Figura 96. Hall Plot MA-040SC .....	107
Figura 97. Hall Plot MA-040SL .....	107
Figura 98. Hall Plot MA-044 .....	108
Figura 99. Hall Plot MA-046 .....	108
Figura 100. Hall Plot MA-046A .....	109
Figura 101. Hall Plot MA-046SC .....	109
Figura 102. Hall Plot MA-046SL .....	110
Figura 103. Hall Plot MA-047 .....	110
Figura 104. Hall Plot MA-047A .....	111
Figura 105. Hall Plot MA-047SC .....	111
Figura 106. Hall Plot MA-047SL .....	112
Figura 107. Hall Plot MA-048 .....	112
Figura 108. Hall Plot MA-049 .....	113
Figura 109. Hall Plot MA-048A .....	113
Figura 110. Hall Plot MA-049SC .....	114

Figura 111. Hall Plot MA-049SL .....	114
Figura 112. Hall Plot MA-050 .....	115
Figura 113. Hall Plot MA-051 .....	115
Figura 114. Hall Plot MA-052 .....	116
Figura 115. Hall Plot MA-053SC .....	116
Figura 116. Hall Plot MA-053SL .....	117
Figura 117. Hall Plot MA-054 .....	117
Figura 118. Hall Plot MA-055SL .....	118
Figura 119. Hall Plot MA-056 .....	118
Figura 120. Hall Plot MA-058SC .....	119
Figura 121. Hall Plot MA-058SL .....	119
Figura 122. Hall Plot MA-062SC .....	120

## LISTA DE TABLAS

	<b>PAG</b>
Tabla 1. Resumen de la historia del campo Yaguará.....	21
Tabla 2. Características del yacimiento.....	24
Tabla 3. Factor de recobro del campo Yaguará por arenas.....	42
Tabla 4. Factor de recobro del campo Yaguará por bloques.....	42
Tabla 5. Información general por bloque.....	86

## RESUMEN

**TITULO:** REEVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA INYECCIÓN-PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARA.

**AUTORES:** ÁLVAREZ ORTIZ JAIRO RICARDO; TOVAR GÓMEZ JUAN SEBASTIÁN

**PALABRAS CLAVES:** Base de datos, OFM, reevaluación, sistema inyección-producción.

Este proyecto de grado se formuló gracias a la disposición de la empresa Ecopetrol S.A. para realizar un trabajo en conjunto con estudiantes de ingeniería de petróleos de último semestre de la Universidad Surcolombiana, el proyecto tiene como título "REEVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA INYECCIÓN-PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ". Se hace referencia a una reevaluación debido a que en el año 2013 se llevó a cabo una evaluación del sistema de recobro, sin embargo, la empresa tiene interés en evaluarlo nuevamente el campo y generar nuevos análisis que se adapten a las necesidades que esté tenga actualmente.

Para concretar este proyecto de grado fue necesario realizar una reevaluación del impacto generado por los pozos inyectoros en los pozos productores a partir del uso de la base de datos de la empresa Ecopetrol S.A., por medio del software especializado OFM. Las acciones de desarrollo del proyecto se organizaron en cuatro etapas de trabajo, las cuales fueron: recolección de información, generación de datos y gráficas, análisis de la información y presentación de resultados.

Igualmente se presenta la información conceptual y teórica que soportan los métodos usados para la reevaluación del recobro en el campo.

Los métodos de reevaluación que se llevaron a cabo fueron a nivel general del campo y por bloques, para ello se modelaron gráficas con sus respectivos análisis de datos e información para finalmente llegar a resultados que permitan recomendar propuestas para mejorar la producción de petróleo en el campo Yaguará.

## **ABSTRACT**

**TITLE: REEVALUATION OF THE EFFICIENCY OF INJECTION- PRODUCTION SYSTEM OF THE YAGUARA FIELD.**

**AUTHORS:** ÁLVAREZ ORTIZ JAIRO RICARDO; TOVAR GÓMEZ JUAN SEBASTIÁN

**KEYWORDS:** Database, OFM, reevaluation, injection-production system

This project of degree was formulated thanks to the disposition of the oil company Ecopetrol SA to carry out a teamwork with petroleum engineering students of the last semester of the Surcolombian University, the project title is "REEVALUATION OF THE EFFICIENCY OF INJECTION-PRODUCTION SYSTEM OF THE YAGUARA FIELD". In 2013, it made a recovery system evaluation to Yaguará field but Ecopetrol S.A. want to carry out an evaluation again for produce a new and better analysis which is adapted to the needs of the field at this moment.

In order to complete this degree project, it was necessary to carry out a reevaluation of the impact generated by the injector wells in the producing wells from the use of the database of the oil company Ecopetrol S.A. by means of specialized software called OFM. The project's development actions were organized into four stages of work: information gathering, generation of data and graphs, analysis of information and finally presentation of results in the final document.

It also presents conceptual and theoretical information that supports the methods used for the reevaluation of the recovery in the field.

The reevaluation methods that were carried out were made at the general field level and by blocks. For this purpose, it made graphs and their respective analysis of data and information for generated to finally the results that allow to generate proposals to improve the oil production in the field Yaguará

## INTRODUCCIÓN

Actualmente la volatilidad del mercado internacional y las tensiones políticas globales han generado en la industria petrolera colombiana efectos económicos negativos que han llevado a la misma a replantear muchos proyectos de inversión y desarrollo técnico-económicos. Una estrategia para contrarrestar los efectos adversos nombrados es la optimización en la eficiencia técnica y económica de los recursos actuales para la producción de hidrocarburos. Un estudio integral de los procesos llevados en campos petroleros permite analizar los múltiples factores que constituyen las operaciones de extracción y con ello organizar un eficaz plan de trabajo con viabilidad para desarrollar estrategias que conlleven a optimizar la producción de hidrocarburos.

En Colombia la mayoría de los campos son maduros y aproximadamente el 10% de estos cuentan con sistemas de recobro aplicados en diferentes proyectos, con el fin de restaurar la presión para aumentar la recuperación de los volúmenes de crudo hacia superficie. Los sistemas de recobro por inyección de agua consideran múltiples variables tanto de diseño como de operación y distribución, las cuales tienen en cuenta evaluaciones y estudios de las fuentes donde se extrae el agua a ser inyectada, también se debe conocer las ratas de flujo necesarias, el volumen y calidad requerida, las cuales deben cumplir las necesidades del campo.

En este trabajo se desarrolló una reevaluación de la eficiencia del sistema inyección-producción del campo Yaguará, la cual contempla una metodología de análisis integral en la interpretación de los comportamientos entre pozos inyectoros y productores a nivel de todo el campo e igualmente a nivel de los bloques, donde a partir de una base de datos que cuente con la información de los pozos y distribución en bloques del campo se generen los gráficos de comportamientos necesarios para analizar si las curvas de producción satisfacen o no las expectativas técnicas y económicas y plantear una serie de recomendaciones que permitan optimizar el impacto que genera la inyección de agua en la recuperación de hidrocarburos logrando así un incremento en la producción diaria de petróleo en el campo Yaguará lo cual generará mayores ingresos a la compañía y generar estudios que posiblemente sean aplicados a otros campos.

# 1. GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ

## 1.1. Localización geográfica del campo Yaguará

Geográficamente, el Campo Yaguará se encuentra localizado en el Sur de la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) (figura 1), 56 Km al sur-occidente de la ciudad de Neiva, a 7.3 Km del municipio de Yaguará, en el departamento del Huila. Cuenta con un área comercial de 7.785 acres y está limitado al este por la loma “el Cucharo”, al oeste por la cuchilla “la Laja”, al norte por la represa de Betania, el municipio de Yaguará y al sur con la quebrada “la Carahuaja”.

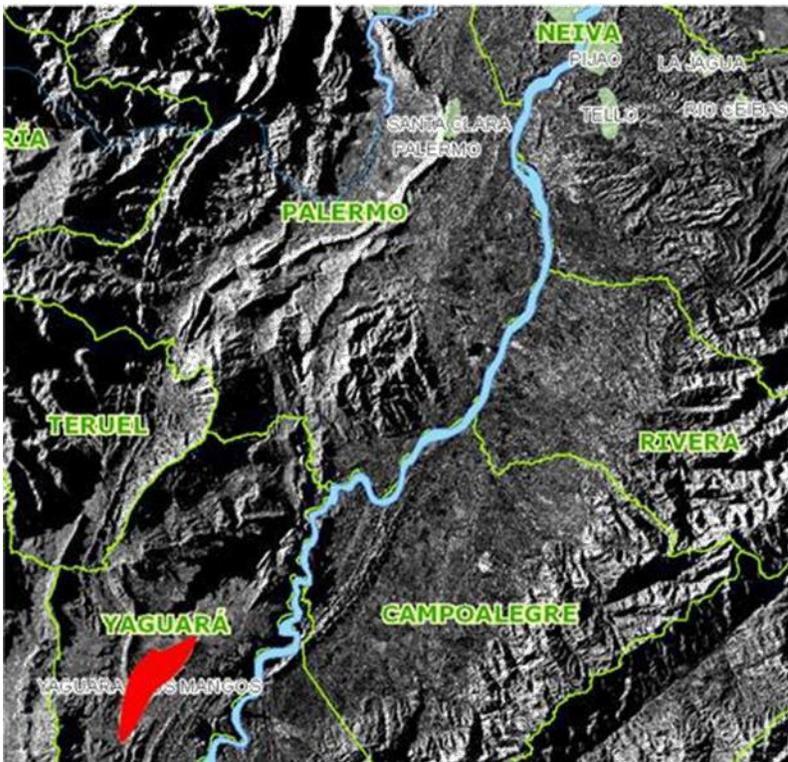


Figura 1. Localización geográfica del campo Yaguará

Fuente: Campo Yaguará, SOH Ecopetrol

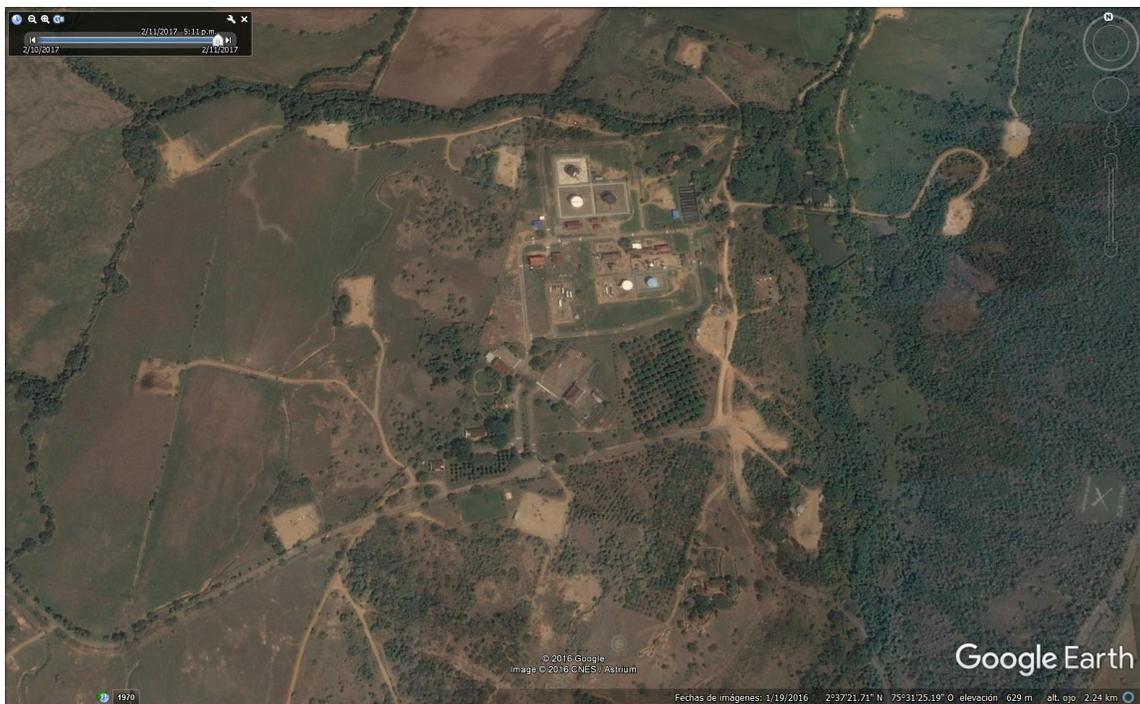


Figura 2. Vista satelital del campo Yaguará

Fuente: Google Earth

## 1.2. Reseña histórica

El contrato de Asociación HOB0 fue firmado entre ECOPETROL y la compañía HUILA EXPLORATION (HUILEX) con fecha efectiva 1 de enero de 1984 y de terminación el 31 de diciembre del 2011.

Durante el año 1986, la compañía HUILEX cedió parte de sus derechos en el contrato de Asociación, con la previa aprobación y autorización de Ecopetrol, cumpliendo con lo establecido en la cláusula 27 del citado contrato de Asociación, a las siguientes compañías: Intercol con el 25.0%, British Petroleum con el 12.5% y Total con el 6.25% quedando la compañía Huilex con el 6.25% y Ecopetrol con el 50% restante. La compañía Huilex operó el contrato hasta el 27 de marzo de 1986, período durante el cual realizó un programa sísmico de una longitud de perfil de 200 km. y perforó Yaguará – 1 a una profundidad total de 11522 pies.

El Campo Yaguará fue descubierto en el año 1987 por la EXXON con la perforación del pozo exploratorio Mangos-001(MA-001). Entre febrero de 1987 y enero de 1988, se perforaron los pozos MA-002, 003, 004 y 005. Los pozos MA-001, 002, 003, probaron la existencia de hidrocarburos en la formación Caballos. El pozo MA-004

quedó ubicado en zona de transición petróleo-agua y el pozo MA-005 fue acuífero, con lo cual Ecopetrol aprobó la comercialidad del campo en Julio de 1988, en un área de 3,100 acres.

Posteriormente, durante los años 1989-1991 se inició la perforación de desarrollo (26 pozos), mientras se construían las facilidades de producción y el oleoducto Yaguará-Tenay, para poder enviar el crudo por el OAM. En noviembre de 1991 se inicia la explotación comercial del campo con 30 pozos perforados (24 productores y 6 Secos). A partir de esta fecha se continuó con el desarrollo de Yaguará, perforando 13 pozos adicionales en el periodo 1992-1995, totalizando 43 pozos perforados en el campo.

En 1990 la EXXON adquirió los derechos de la British Petroleum y de la Huilex, de tal forma que la nueva repartición fue la siguiente: Exxon con el 43.75%, Total con el 6.25% y Ecopetrol con el 50%.

El campo entró en producción en diciembre 05 de 1992 con la formación Caballos, de las zonas Caballos A y B, de diferentes características litológicas y de aporte de fluidos.

En 1993 se inició el sistema de levantamiento artificial con gas lift alcanzando el pico máximo de producción de crudo en agosto con más de 9.583 bbl/día, Petrobras compró la participación de Exxon en el campo en 1995, quedando como operador de este contrato. A partir de esta fecha (1995) se genera un cambio radical en el plan de desarrollo de Yaguará y se inicia el proyecto de inyección de agua, fue así como se perforan 47 pozos en el periodo 1996-2001 (38 productores, 6 inyectores, 3 secos) con lo cual se alcanzan 90 pozos perforados en total.

En el año 2002 se cambia la estrategia de perforación de pozos verticales y ligeramente desviados a pozos horizontales y altamente desviados, acompañado de un aumento gradual en la inyección de agua del campo. Con estas estrategias se genera un nuevo plan de desarrollo y fue así como se perforan 10 pozos adicionales en los años 2002 y 2003; siendo estos responsables del 28% de la producción actual del campo. También durante el año 2003 se realizaron importantes trabajos de conversión y estimulación de pozos, para el restablecimiento de la inyección, pero debido a la falta de un buen estudio geológico del yacimiento y sus heterogeneidades no se realizaron las operaciones más convenientes para mejorar la eficiencia de la inyección. Además, en el campo no se han implementado indicadores como trazadores radioactivos (TR) que permiten encontrar la relación de flujo entre pozos inyectores y pozos productores.

Finalmente, durante el año 2004 se perforaron 5 pozos más, los cuales aportaron el 12% de la producción del campo, y durante los siguientes años se continuó con la campaña de perforación de pozos hasta llegar a 122 (75 son productores, 33 inyectoros, 13 abandonados y 1 inactivo) en el año 2008 (ver tabla 1. resume la historia del campo).

La estación de Yaguará, recibe actualmente el crudo proveniente de 68 pozos productores; y cuenta en sus instalaciones con una batería de producción con capacidad de separación de fluidos de 39.000 BFPD. Ecopetrol como compañía operadora del campo es la encargada de la exploración, extracción, y fiscalización del crudo para enviarlo posteriormente a través de oleoducto a la estación de recibo Tenay.

Los fluidos producidos en los pozos son transportados por tuberías (líneas de flujo de acero) hasta la estación de producción, donde se separa el aceite, el gas y el agua. El aceite se acondiciona por medio de los separadores, tratadores e inyección de química antes de ser almacenado para su venta.

El agua asociada y libre se recircula y se deposita en el tanque desnatador y piscinas API para su respectivo tratamiento. El gas separado se utiliza para el sistema de gas lift. A diciembre de 2012 en el campo Yaguará se encuentran 122 pozos, los cuales 68 son productores, 31 inyectoros (de los cuales algunos inyectan por sarta dual), 16 abandonados y 7 inactivos. El acceso a cada uno de los pozos se realiza por medio de una red vial interna del campo.

En los pozos productores se utilizan los siguientes sistemas de levantamiento artificial: bombeo por cavidades progresivas (42 pozos) y bombeo electrosumergible (26 pozos). Basados en la información anteriormente expuesta, el campo Yaguará es considerado un campo maduro tanto en producción como en inyección de agua

Primer pozo exploratorio (MA001)	1987
Entra oficialmente en producción	1992
Inicio del sistema de levantamiento artificial con gas lift.	1993
Petrobras compra la participación a Exxon y queda como operador del campo.	1995
Inicio del proyecto por inyección de agua.	1995
Cambio de estrategia a pozos horizontales y aumento de inyección de Agua	2002
Llega el campo a 122 pozos perforados	2008

Tabla 1. Resumen de la historia del campo Yaguará

Fuente. Dependencia de ingeniería de yacimientos – Ecopetrol S.A.

### 1.3. Estratigrafía

Las intercalaciones de arenas y arcillas de la formación Caballos, en su parte basal, actúan como rocas almacenadoras y rocas sellos respectivamente. La zona productora del campo está conformada por 13 arenas de origen fluvial, todas controladas estratigráfica y estructuralmente por rasgos similares, pero que constituyen yacimientos diferentes.

El campo Yaguará produce de la formación Caballos (Cretácica), principal roca del yacimiento en la cuenca del valle superior del Magdalena a la cual pertenece, esta formación fue dividida en: Caballos Inferior, Caballos Medio y Caballos Superior; Flórez y Carrillo (1994) redefinieron estas formaciones denominándolas Formación Alpujarra (Caballos Inferior), El Ocal (Caballos Medio) y Caballos (Caballos Superior).

La Formación Caballos Inferior (LKB) está compuesta por una serie de secuencias arenosas retrogradacionales, siendo un depósito continental a la base con cuarzo arenitas y subarcosas de color blanco a gris claro, de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas bien seleccionadas con pseudomatriz caolinítica. En la parte media y tope predominan lodolitas negras ricas en restos de plantas, que corresponden a depósitos en llanuras aluviales surcadas por canales sinuosos. Reposo discordantemente sobre la formación Yaví. Tiene un espesor promedio de 150 pies.

La formación Caballos Medio (MKB) fue depositada en un ambiente marino restringido (Litoral a Sublitoral) se caracteriza por tener intercalaciones de calizas lumaquelas y dolomitas de color gris verdoso, algunas glauconitas y lodolitas de color gris a negro, ricas en materia orgánica. Tiene un espesor promedio de 120 pies.

La Formación Caballos Superior (UKB), es el principal yacimiento productor en los campos Santa Clara y los Mangos, está constituida por cuarzoarenitas muy continuas de grano fino a grueso friables, muy bien a moderadamente seleccionadas, con laminación inclinada y paralela, que fueron originadas como depósitos de cordones de playa progradantes. Presentan intercalaciones de lodolitas e interlaminaciones de arena y lodo y arenitas calcáreas bioclásticas, que representan depósitos marinos marginales (estuarios).

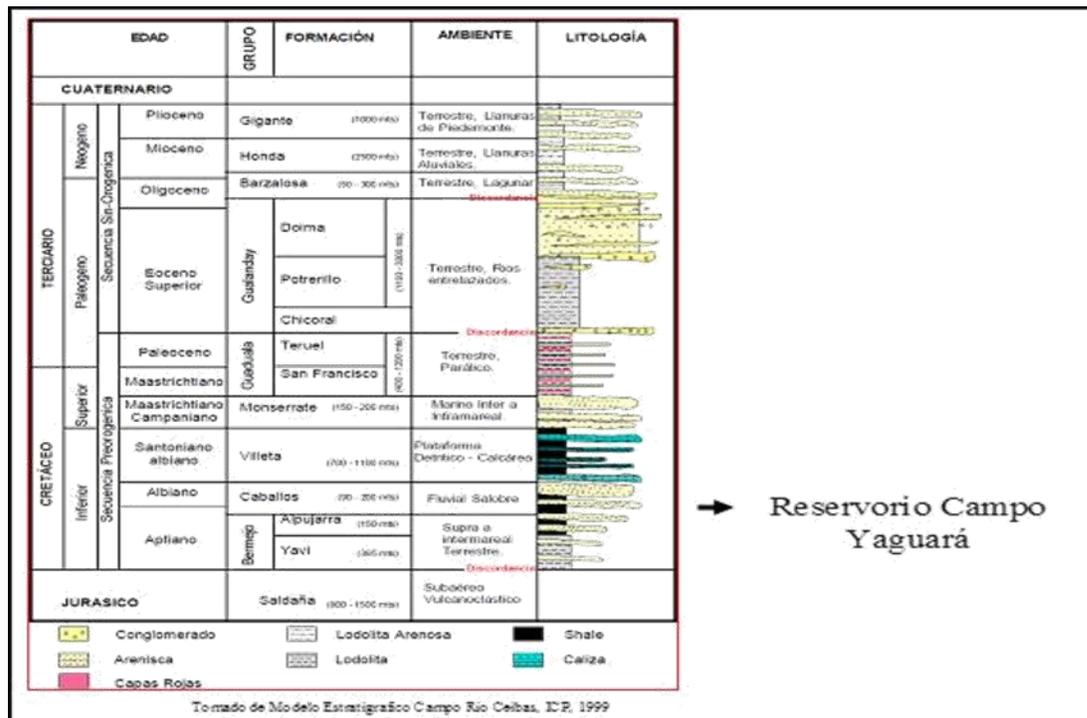
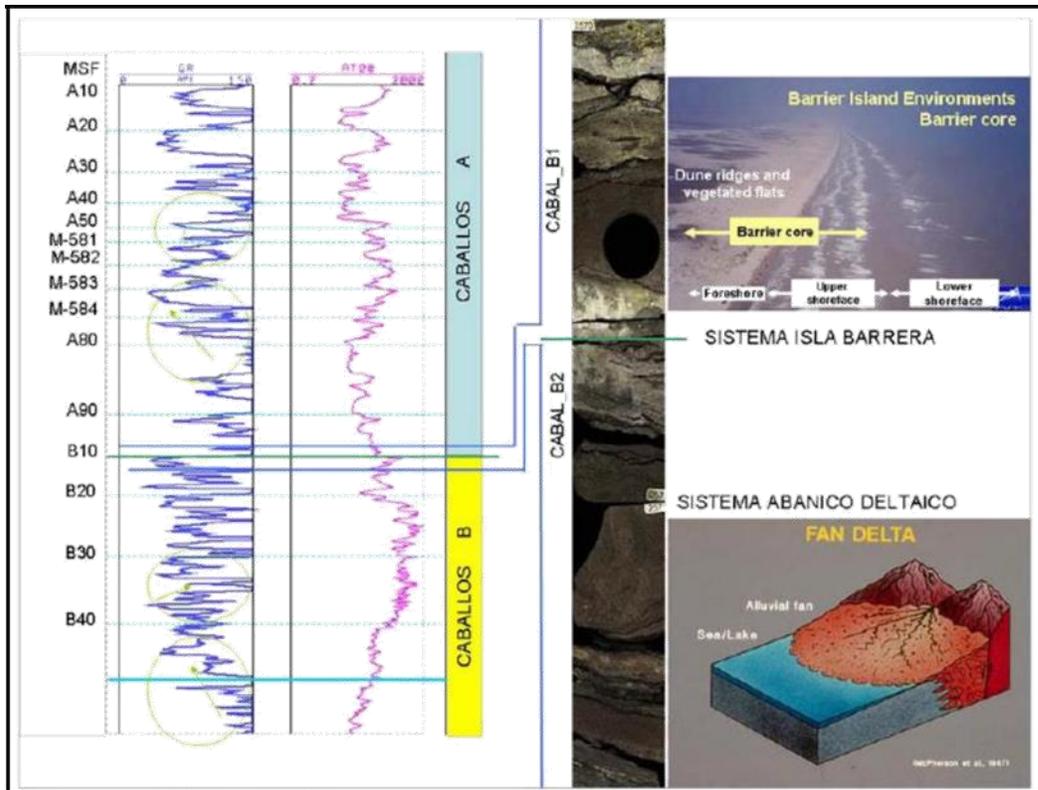


Figura 3. Columna Estratigráfica generalizada del valle superior del Magdalena subcuenca de Neiva. (Modificado de Ecopetrol, ICP-2000).

Fuente: Campo Yaguará, SOH Ecopetrol.

## 1.4. Modelo geológico estructural

El modelo estratigráfico se basa en la subdivisión en unidades operacionales entre Caballos B a la base y Caballos A al tope. Las arenas B están subdivididas de acuerdo con la Figura 4. Desde la base con la arena B40 hasta la B20 o la más superior. Igualmente, las arenas A van desde la A90 a la base hasta la A10 al tope.



5.2 Unidades operacionales del Caballos

Figura 4. Calibración del modelo de porosidad y permeabilidad con datos de núcleos. MA-031.

Fuente: Campo Yaguará, SOH Ecopetrol S.A.

## 1.5. Características del yacimiento

Este yacimiento es de tipo aceite negro subsaturado, produciendo petróleo de 22 °API con una relación gas aceite inicial de 168 SCF/STB. A condiciones iniciales de presión y temperatura, el factor volumétrico del petróleo es de 1.18 RB/STB y su viscosidad es de 14,2 Cp.

El campo Yaguará está compuesto por dos formaciones productoras, la formación Caballos B que se caracteriza por una porosidad entre 12-15% y una permeabilidad entre 10 y 200md; siendo la responsable del 70% de la producción del campo y en la cual se ha inyectado el 79% del volumen de agua de inyección.

La formación Caballos A se caracteriza por una porosidad entre 6–8% y una permeabilidad promedio de 30 md. El yacimiento es somero con una profundidad vertical promedio de 3.000 pies.

DATOS CAMPO	
CARACTERISTICAS GENERALES	
Espesor Neto (Ft)	50 – 250
Profundidad Promedio (Ft)	3000
Temperatura Yacimiento (°F)	117
Presión Yacimiento (Psia)	1430
Presión de Burbuja (Psi)	1000 – 1100
Litología	Arenisca
Mecanismo de Producción Primaria	Gas en Solución
Método de Producción Actual	inyección de Agua
Área (Acres)	3100
CARACTERÍSTICA DE LOS FLUIDOS	
Viscosidad Aceite (Cp)	14.2
Gravedad API del Crudo	22 – 24
Swc	8 - 20 %
Relación gas-petróleo en solución	168 SCF / STB
CARACTERÍSTICA DE LA ROCA	
Porosidad %	6 – 15
Permeabilidad (md)	10 – 200
Compresibilidad Total $\text{psi}^{-1}$	$5 \times 10^{-6}$

Tabla 2. Características del yacimiento.

Fuente: Campo Yaguará, SOH Ecopetrol.

## **2. INYECCIÓN DE AGUA**

### **2.1. Introducción**

Los campos petroleros cuentan con la particular característica de ser adaptables a las necesidades de producción de hidrocarburos que las compañías operadoras consideren luego de amplios y complejos análisis a nivel de yacimientos.

En un principio los pozos de un campo cuentan con energía propia la cual hace fluir los fluidos a superficie, sin embargo, dicha energía se depleta con el tiempo lo cual limita la producción de hidrocarburo a futuro, este mecanismo natural se considera relativamente ineficiente y los factores de recobro son bajos y por ello las compañías operadoras implementan mecanismos que aumenten la energía de los yacimientos y entre esos mecanismos se encuentra la inyección de agua.

A nivel mundial los campos que poseen un sistema de recobro por inyección de agua representan más de la mitad de la producción de petróleo. La inyección de agua se considera un método de recobro convencional y se usa ampliamente debido a varios factores como son:

- Disponibilidad de afluentes que proporcionan agua.
- Relativa facilidad en la inyección de agua.
- El agua presenta alta eficiencia en el desplazamiento de crudos con gravedad API baja y media.
- El agua invade fácilmente la formación.
- Económicamente se considera que en comparación con otros métodos de recobro, la inyección de agua implica bajos capitales de inversión y costos de operación.

De forma resumida y general, el proceso de inyección de agua consiste en que dicho fluido proveniente de un pozo inyector penetra entre los poros comunicados de la roca saturada con petróleo empujando dicho fluido hacia las zonas de menor presión, es decir hacia la cara del pozo productor, donde los fluidos siguen fluyendo hacia superficie. De esta forma se ofrece una idea muy general de cómo se logra la extracción de hidrocarburos a través de la inyección de agua.

## 2.2. Principios básicos

La inyección de agua es el más común de los métodos que proporcionan un recobro adicional a los yacimientos, aplicado luego de que la energía natural del mismo se deplete y fuese insuficiente para desplazar los fluidos a superficie; o simplemente si se desea aumentar la producción ya existente.

Gracias al empuje del agua proporcionado por la inyección de la misma, el agua desplaza el crudo in-situ y pasa a ocupar el volumen del mismo, entonces, el agua actúa como fluido desplazante y el petróleo como fluido desplazado; es decir, ocurre un desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso, algo similar al efecto de un pistón lo cual puede darse de dos formas:

- Desplazamiento Tipo Pistón sin Fugas: El fluido inyectado actúa como un pistón que desplaza cierto volumen de petróleo de la zona invadida, por lo cual detrás del frente de invasión la saturación de agua aumenta y la de petróleo es residual.
- Desplazamiento tipo pistón con fugas: Dada la complejidad de variación de la permeabilidad de los estratos productores puede darse situaciones donde el frente de agua inyectada no es eficiente y permita que parte del petróleo móvil se quede detrás del frente y por lo tanto la saturación de aceite luego del desplazamiento sea mayor a la residual.

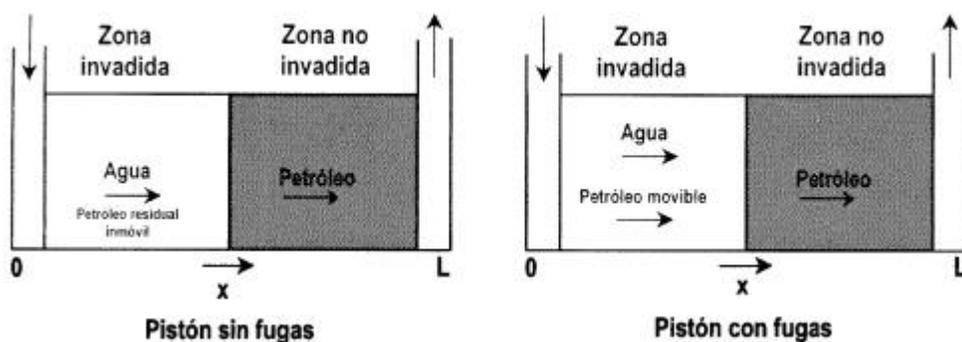


Figura 5. Tipos de desplazamiento pistón

Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos - Magdalena Paris.

El desplazamiento de un fluido por otro, es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo, esto causa cambios en

las permeabilidades relativas, presiones y viscosidades de las fases, además, dependiendo de las condiciones de la roca, se pueden presentar diferencias en los procesos de inyección de agua. El mecanismo de desplazamiento de un proceso de inyección de agua generalmente presenta las siguientes etapas:

- Llenado: Al inicio del proceso de inyección, el agua se inyecta con el fin de redissolver el gas libre que se encuentre en la formación, por lo tanto, el agua reemplaza el volumen ocupado por el gas. No existe un proceso de desplazamiento en esta etapa y su duración depende de la cantidad de gas libre y del volumen de agua inyectada.
- Desplazamiento: La inyección de agua está acompañada por un aumento de la presión del yacimiento, desde los pozos inyectoros hacia los productores, el fluido desplazado se mueve por la acción del fluido desplazante, generando bancos de agua y de petróleo en el yacimiento. En esta etapa se obtiene gran parte de la producción de petróleo.
- Ruptura: Cuando se alcanza el punto de ruptura del frente del agua en el pozo productor, se empieza a producir el agua que se ha inyectado y la producción de esta aumenta bruscamente.
- Etapa Subordinada: Es el periodo que sigue a la ruptura, el fluido desplazante arrastra a la fase desplazada por el camino de flujo y se producen ambas fases. El recobro de petróleo depende de la inyección de grandes volúmenes de agua.

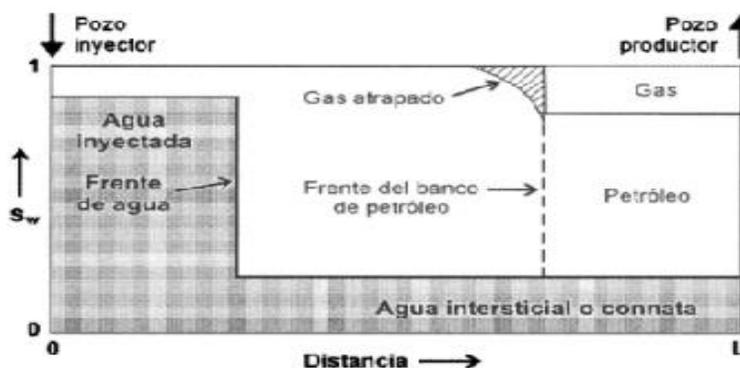


Figura 6. Desplazamiento y distribución de los fluidos en proceso de inyección.

Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos - Magdalena París.

## **2.3. Factores que controlan la inyección de agua**

En un proceso de inyección de agua se presenta el desplazamiento inmiscible y es necesario conocer las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, las características del flujo de dos o más fases, la distribución de saturaciones en el reservorio y la calidad del fluido inyectado.

La recuperación de hidrocarburos se ve afectada por la mojabilidad de la roca, la presión capilar, las permeabilidades relativas y el proceso de desplazamiento que está directamente afectado por la relación de movilidades, el número capilar, entre otros; pero en realidad, la situación es mucho más compleja debido a las emulsiones e interacciones roca-fluido y otros factores difíciles de cuantificar.

### **2.3.1 Distribución de la permeabilidad**

Los yacimientos son heterogéneos por lo que la permeabilidad varía y principalmente la permeabilidad vertical, por esto es de suma importancia saber la distribución de permeabilidades en el yacimiento y diferentes factores como, la eficiencia vertical que es la fracción del área total vertical del yacimiento por el fluido desplazante y el coeficiente de variación de permeabilidad definido por Dykstra – Parsons, que cuantifica el grado de heterogeneidad del yacimiento y su efecto en el comportamiento de un desplazamiento inmiscible.

### **2.3.2 Eficiencia del barrido areal**

Es la fracción de área horizontal del yacimiento que es invadida por el flujo desplazante. Esta depende principalmente de las propiedades relativas del flujo de aceite y agua y del patrón de inundación usado en el yacimiento.

### **2.3.3 Inclinación de la formación**

El efecto de la inclinación de la formación afecta directamente a la eficiencia del desplazamiento, esto depende de la dirección de la inyección relativa al ángulo de inclinación. Cuando la inclinación de la formación va opuesta a la gravedad la eficiencia del desplazamiento disminuye, además, la inyección de agua debe hacerse en la parte baja de la estructura porque el agua es más densa que el petróleo.

### 2.3.4 Mojabilidad de la roca

La mojabilidad es la preferencia de un sólido (roca) por el contacto de un fluido (agua, petróleo o gas). Cuando la roca está mojada por agua se tiene una mayor eficiencia en el desplazamiento y un alto recobro de petróleo que cuando esta mojada por petróleo.

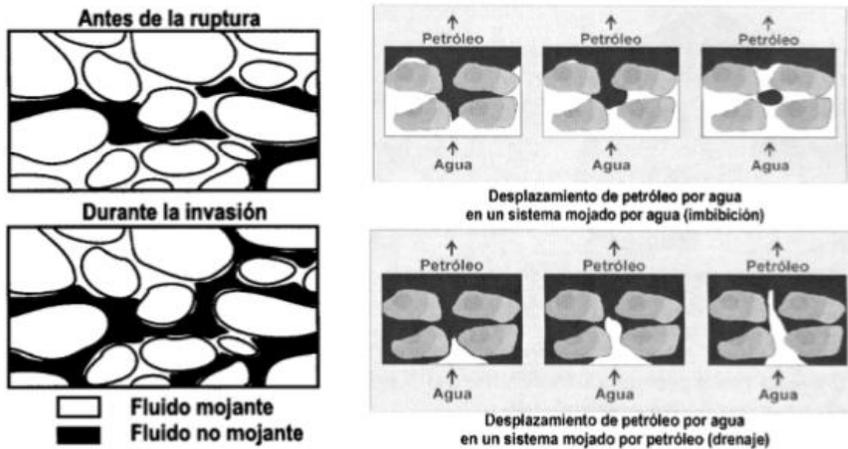


Figura 7. Distribución de los fluidos en medio poroso.

Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos - Magdalena Paris.

### 2.3.5 Presión capilar

La presión capilar se origina de la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua y gas). En una inyección de agua sería ideal disminuir o eliminar el gradiente de presión capilar, para lograr esto se puede alterar la mojabilidad de la roca o disminuyendo o eliminando la tensión interfacial entre el agua y el aceite.

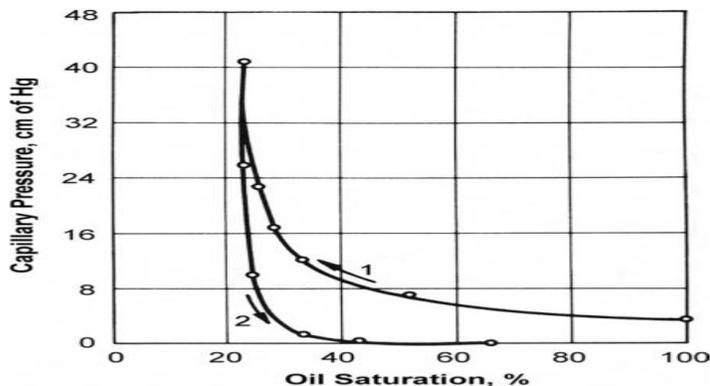


Figura 8. Desplazamiento y distribución de los fluidos en proceso de inyección.

Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos - Magdalena Paris

### 2.3.6 Relación de movilidad

Es la movilidad de un inyectante dividida por la del fluido que está desplazando y está dada por la siguiente fórmula:

$$M = \frac{\mu_o * (K_{rw}) @ S_{wb}}{\mu_w * (K_{ro}) @ S_{wc}}$$

Donde:

$\mu_o$ : Viscosidad del aceite.

$\mu_w$ : Viscosidad del agua.

$K_{ro}$ : Permeabilidad relativa del aceite.

$K_{rw}$ : Permeabilidad relativa del agua.

Cuando la relación de movilidad es igual a 1, el petróleo y el agua tienen la misma facilidad para fluir en un medio poroso. Cuando es menor a 1, el petróleo fluye mejor que el agua y es más fácil para que el agua desplace al petróleo y por el contrario cuando es mayor a 1, fluye mejor el agua y por lo tanto hay menor eficiencia en el arrastre y baja el recobro de petróleo.

### 2.3.7 Saturación inicial de gas

Los tiempos de respuesta a la inyección de agua en un principio estará gobernado por la saturación inicial de gas porque en un yacimiento parcialmente depletado por el mecanismo de gas en solución, una saturación inicial del gas existirá antes de comenzar la inundación. El banco de petróleo en movimiento desplazará una parte del gas libre frente a este, y el resto quedará atrapado. Debido a este aumento de presión el gas disminuye su volumen debido a que se comprime ya que se disuelve en el petróleo.

### 2.3.8 Tasa de inyección

La tasa de inyección generalmente está controlada por limitaciones económicas y físicas del equipo de inyección y del yacimiento y a través de esta, puede ser conocido el tiempo que ha transcurrido a medida que ocurre la producción.

### **3. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL SISTEMA INYECCIÓN-PRODUCCIÓN**

El actual proyecto de grado concentra una investigación aplicada a ingeniería de petróleos en la cual se evalúa el sistema de inyección – producción del campo Yaguará, el cual es operado por Ecopetrol S.A. y está ubicado al sur del Huila. El proyecto surge como una alternativa viable para apoyar y retroalimentar la relación de la compañía petrolera con el programa de ingeniería de la Universidad Surcolombiana a través de estudiantes con altas proyecciones profesionales.

Cuando el contacto entre estudiantes e ingenieros de la empresa se concretó, se fijaron una serie de metas o resultados a obtener que sirvieran como sustento y bases para que el trabajo realizado tuviese aceptación en Ecopetrol S.A. y por parte del comité de grado de la universidad. Entre los resultados que se plantearon se propone evaluar el proyecto realizado a nivel del campo y de bloques para así tener una percepción general y particular de la situación del campo. En los objetivos se priorizan las evaluaciones a los comportamientos de caudales (producción e inyección) vs tiempo, también para variación de presiones vs tiempo; se requirió estimar otros factores y variables que den soporte al análisis de eficiencia del sistema producción – inyección entre los cuales se obtuvieron el índice de vaciamiento, volumen poroso inicial, original oil in place, producción acumulada de petróleo, factor de recobro. Todas las variables nombradas tienen como finalidad evaluar el sistema ya mencionado y para ello se realizó una serie de acciones que permitieron el desarrollo y finalización del estudio propuesto.

#### **3.1. Recolección inicial de información**

Inicialmente se realizó una recolección de la información del campo Yaguará que fuese pertinente a la investigación en concreto, el ingeniero director del proyecto proporcionó distintas bases de datos que sirvieron de herramienta para desarrollar el trabajo. Entre el material proporcionado se encuentran los historiales de producción de todos los pozos del campo junto con sus estados mecánicos; hojas de cálculo en Excel para los pozos que contenían los topes, eventos, cañoneos, petrofísica, distribución de producción, información de inyección, etc; bibliografía teórica de inyección de agua; una base de datos por medio de la herramienta OFM la cual se usó para generar gráficas y modelamientos que describieran la relación de las diferentes variables para comprender temas como correlación de las arenas, la distribución de presión y caudales, relaciones de influencia entre pozos, etc.

### **3.2. Organización teórica**

Se realizaron unos capítulos dedicados exclusivamente a la consolidación de las ideas y el contexto en el que se desarrolló este proyecto, en su contenido se encuentra todo el marco teórico donde se explican los conceptos utilizados para la elaboración de este trabajo de grado. El cuerpo de esta parte de la investigación se tomó de diferentes fuentes especializadas en los sistemas de inyección de agua en campos maduros, manuales para la correcta manipulación de las bases de datos proporcionadas en OFM, así como las generalidades contextuales del campo Yaguará.

El uso correcto de la herramienta OFM fue fundamental al momento de avanzar durante todo el trabajo y alcanzar la finalidad del mismo, ya que al ser una base de datos especializada para ingeniería de petróleos fue posible simular distintos parámetros que sustentan este proyecto.

### **3.3. Mapas de burbuja**

Estos mapas permiten visualizar de una manera práctica y rápida las zonas donde existen los volúmenes acumulados de producción de agua, aceite y otros valores de los pozos de un campo. Estos mapas constituyen una técnica de seguimiento empleada en los programas de monitoreo de proyectos de inyección, ya que permite identificar las áreas más productivas y realizar previamente interpretaciones geológicas y de ingeniería.

### **3.4. Método Hall**

El monitoreo de la inyección de agua, empieza en forma particular con cada pozo. El método de Hall, llamado así en honor a Howard N. Hall, quien lo estudió y desarrolló, fue utilizado por primera vez en 1963 y es una aproximación gráfica usada para analizar el comportamiento de pozos inyectoros, buscando identificar cambios en la inyectividad de los pozos. Generalmente estos cambios son difíciles de identificar puesto que están en función de las tasas y presiones de inyección.

Usualmente para evaluar un posible taponamiento y mejorar la inyección, es necesario considerar principalmente la presión del yacimiento junto con la viscosidad y densidad del agua. Hall demostró que la pendiente de la sumatoria de la presión en la cara del pozo multiplicada por el tiempo versus el volumen acumulado de agua inyectada es proporcional a la capacidad de flujo del pozo, y es constante si el delta de presión es constante.

El método asume que la inyección se lleva a cabo en flujo radial en estado estable, además que elimina los efectos de la variación de la presión y tasa de inyección. Este método es también utilizado para evaluar los resultados de trabajos de estimulación, ya que determina si la inyectividad, disminuye o permanece sin variación después de realizado un trabajo de este tipo.

Este método hace parte de las herramientas de diagnóstico y monitoreo de un proceso de inyección de agua, es de vital importancia a la hora de identificar los pozos inyectoros con problemas para así buscar soluciones. Cabe resaltar que este método solo es útil para identificar cambios en la inyectividad, después del periodo de llenado.

Para la construcción de los diagramas de Hall se requieren datos de presión de inyección promedio mensual, presión promedio del yacimiento, volúmenes de inyección mensual y los días de inyección activos por mes. La ecuación utilizada para la realización de los diagramas de Hall se muestra en la siguiente imagen:

$$\int_0^t (P_{wi} - \bar{P}) dt = \frac{W_i}{C}$$

Fuente: COBB, William M y SMITH James T. Waterflooding. p 548.

Dónde:

Pw: Presión en cara de pozo (psia).

Wi: Agua inyectada acumulada (bbl).

C: Inyectividad del pozo.

La gráfica de Hall es una línea recta que se obtiene al graficar la integral de caída de presión contra la inyección de agua acumulada (bbl) y cuya pendiente permiten notar los cambios en la inyectividad, asociado a la variación del factor de daño (Skin). Si el Skin aumenta, C disminuye aumentando la pendiente de la recta por posible taponamiento y viceversa. Un esquema básico del diagrama de Hall se muestra en la siguiente figura.

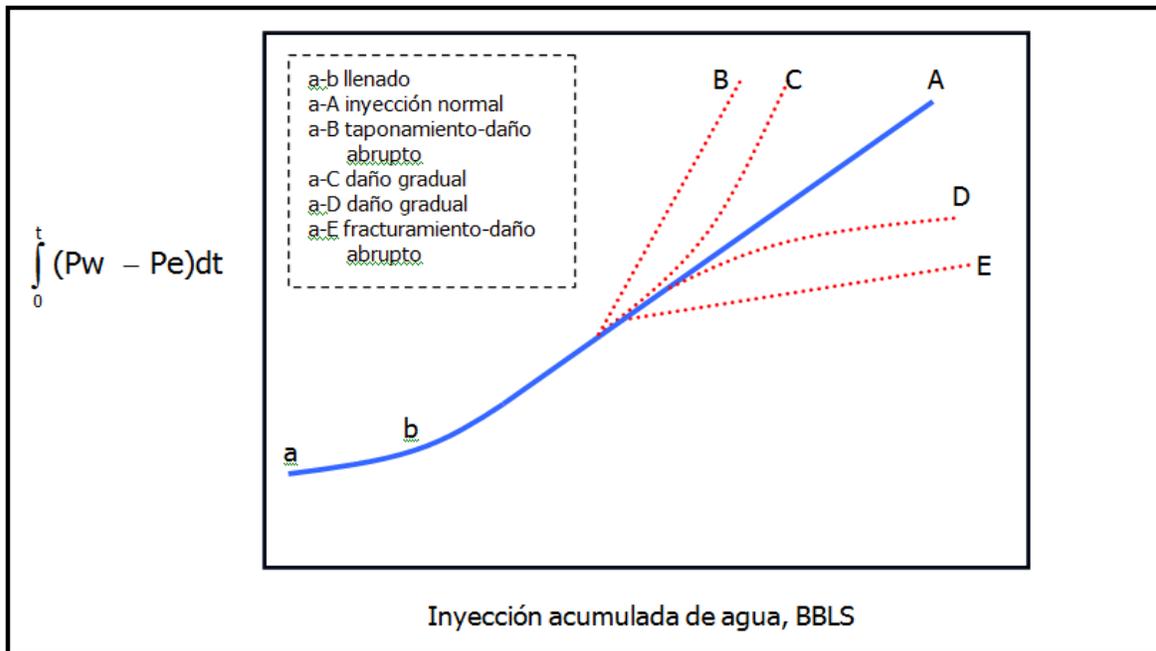


Figura 9. Hall Plot a diferentes condiciones del pozo.

Fuente: SANABRIA GOMEZ, Liliانا. Determinación de oportunidades de desarrollo en Campos maduros sometidos a inyección de agua usando el software ASIA y OFM. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2008. p. 126.

Analizando la Figura anterior, se aprecia que un comportamiento ideal para un pozo inyector se obtiene cuando la pendiente de la recta es la unidad, pero cuando la pendiente de la recta es mayor que la unidad, significa que se necesita una mayor caída de presión para poder inyectar una determinada cantidad de agua, lo que indica posibles problemas de daño por taponamiento y cuando la pendiente de la recta es menor a la unidad, se necesita una menor caída de presión para inyectar una determinada cantidad de agua, lo que indica posibles problemas de fracturas o canalización.

Realmente muy pocos pozos presentan una pendiente unitaria, pero no porque existan los problemas anteriormente mencionados, sino porque la pendiente también es influenciada por las propiedades petrofísicas de la formación y las propiedades del fluido inyectado.

Las pruebas de inyección son necesarias en un proyecto de recuperación secundaria de campos maduros. La inyección de agua va asociada al recobro de reservas probadas no desarrolladas y a mejorar la eficiencia de barrido en áreas aún no drenadas.

### **3.5. Producción de aceite vs Tiempo**

Antes de llevar a cabo el desarrollo de un proyecto de recobro mejorado es necesario realizar un pronóstico de la producción futura a partir de unas bases técnicas que la sustenten, dicha tendencia de producción se evalúa en condiciones previas a la aplicación del proyecto de recobro, posteriormente se determina una aproximación de cuanta producción de aceite corresponde al aporte hecho por el plan de inyección, y así evaluar el desempeño del mismo. Las gráficas de caudal vs tiempo se utilizan como herramientas para monitorear y detectar cambios en el comportamiento del patrón del pozo asociados con la inyección e identificación de pozos activos y se realizan a nivel patrón y a nivel de pozo.

En este capítulo se desarrolló un análisis exhaustivo a nivel del campo general y bloques, evaluando el comportamiento de las curvas de agua inyectada; producción de hidrocarburos, corte de agua y fluidos total en todo el historial de producción. Para interpretar las variaciones significativas de la inyección fue necesario revisar y comparar los eventos representativos (cambios WHP, cierre o abertura de camisas, cambio de sarta, cañoneos, aislamiento de zonas, estimulaciones, etc). Igualmente se tomaron en cuenta criterios como la distribución de los pozos productores con respecto a los inyectores, la distribución de las arenas de interés, los radios de influencia y la correlación de las arenas entre pozos donde se determinaban las afectaciones de los pozos inyectores hacia los productores.

### **3.6. Relación gas-aceite, relación agua-aceite y corte de agua vs tiempo (GOR/WOR/WCUT vs Tiempo).**

Para procesos de inyección de agua la gráfica de GOR, WOR y WCUT vs Tiempo muestra el corte del agua, el WOR incrementa a medida que el agua barre el yacimiento. Cuando el GOR disminuye indica que el llenado está siendo alcanzado y el incremento del GOR indica que la porosidad no es reemplazada por la inyección y para procesos de inyección de agua mejorada tiende a aumentar la fracción de aceite en los fluidos producidos (reducción del WOR). Éste gráfico se realiza a nivel de patrón y a nivel de pozo preferiblemente para un mejor detalle.

Si existe saturación de gas libre en la gráfica del GOR vs tiempo al comienzo de la inyección de agua, el GOR va a ser mucho más grande que el GOR inicial. Esto puede ser un indicador que la presión del reservorio está incrementando, el gas está siendo disuelto en el aceite, y el flujo de aceite será mejor.

Los gráficos de GOR, WOR y WCUT son de gran ayuda al hacer un análisis a nivel de patrón para poder identificar principalmente los problemas asociados con los volúmenes de agua inyectados y el comportamiento del barrido del agua a lo largo del yacimiento. Estos gráficos permiten obtener una idea principal de las condiciones a las que se encuentra el yacimiento y los patrones de inyección.

### **3.7. Factor de Recobro**

Con la culminación de los análisis ya realizados se ejecutaron los cálculos necesarios a partir de información proporcionada por Ecopetrol S.A. para calcular el petróleo original in situ y la producción acumulada de petróleo para con ello generar tablas y graficas que describen el comportamiento de estos parámetros a nivel de campo, bloques y arenas. Luego se calculó el factor de recobro en los mismos niveles que los anteriores parámetros y se generaron graficas de factor de recobro vs volumen poroso inicial, para así evaluar los efectos que ha tenido el recobro secundario en los bloques.

### **3.8. Índice de vaciamiento**

Adicionalmente, se reforzó esta parte de la investigación con la interpretación de las gráficas del índice de vaciamiento (instantáneo y acumulado) de los bloques que relaciona el volumen de los fluidos inyectados con respecto a los volúmenes de líquidos extraídos, esta variable se considera importante para entender a nivel histórico en cualquier instante si el valor de la gráfica está por encima o debajo del valor de uno (1) y dependiendo de eso, el historial de producción y los eventos se pueden deducir distintas situaciones que pudieron haber tenido lugar en el bloque.

El índice de vaciamiento está definido como el volumen de agua de inyección que reemplaza el volumen de fluidos totales producidos a condiciones de yacimiento. Sin embargo, cuando existe un fuerte acuífero, la entrada de agua podría ser sumada a la inyección haciendo que el valor exacto de este parámetro pueda ser estimado. Las gráficas de índice de vaciamiento son usadas para monitorear los factores de distribución para un patrón dado.

El índice de vaciamiento instantáneo es calculado como el volumen total de fluidos inyectados al yacimiento dividido por el volumen total de fluidos producidos por el yacimiento.

Altos valores de índice de vaciamiento instantáneo indican una situación donde ocurre sobre inyección de agua, esta puede ser causada por zonas ladronas tomando agua inyectada, capas con alta permeabilidad causando flujo preferencial, inyectores alineados a lo largo de la tendencia de la permeabilidad o yacimientos fracturados causando recirculación directa del agua entre pozos inyectores y productores.

Valores bajos del índice de vaciamiento instantáneo indican situaciones donde el fluido es retirado rápidamente por lo que el volumen poroso del yacimiento no está siendo llenado con fluido inyectado, o existe influencia de un acuífero con entrada de agua. Esto resulta en una caída de presión y un incremento en la saturación de gas libre en el yacimiento, lo cual es no deseado.

#### 4. EVALUACIÓN DEL SISTEMA INYECCIÓN-PRODUCCIÓN A NIVEL DE CAMPO

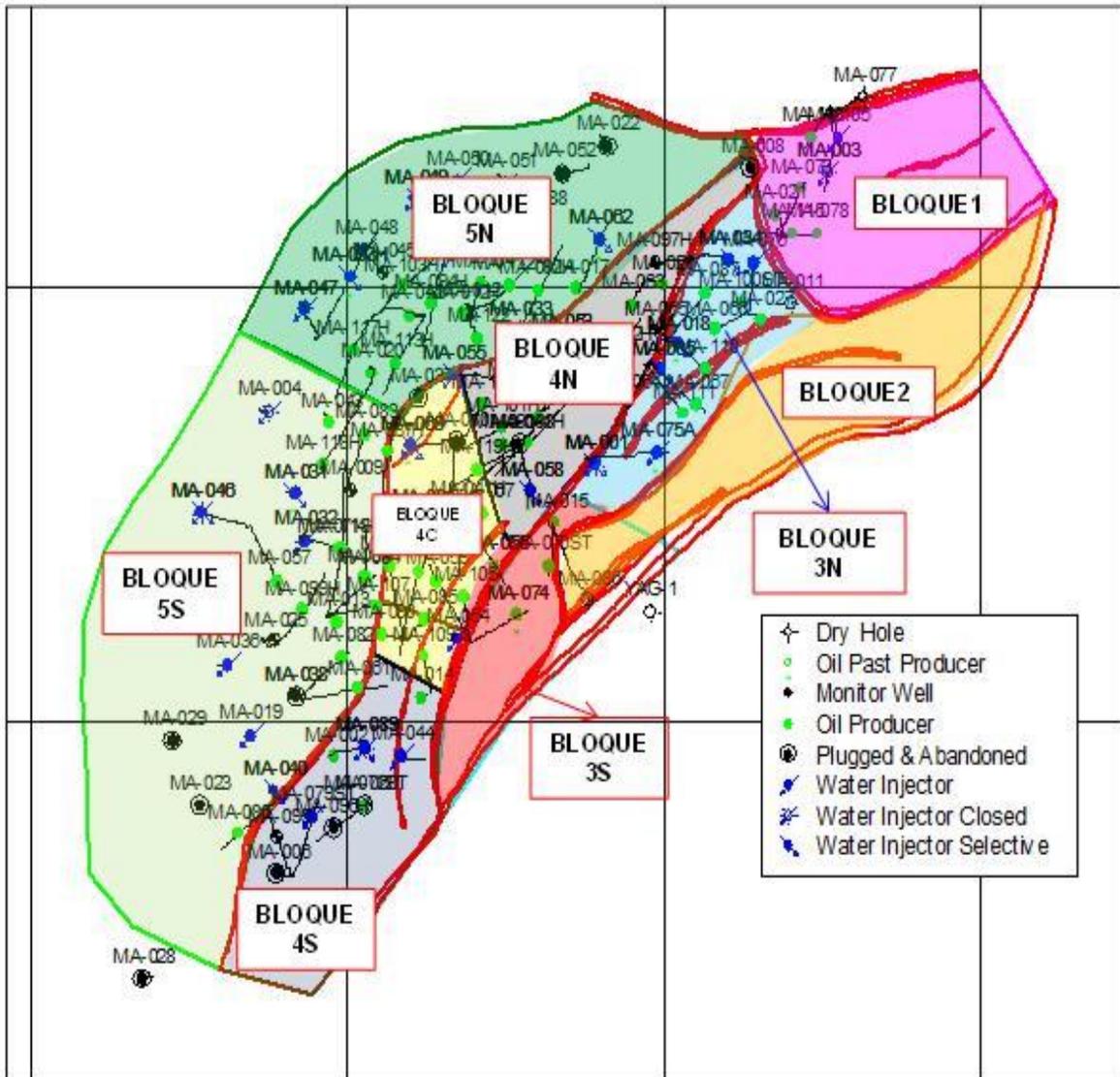


Figura 10. Ubicación de pozos productores, inyectores y abandonados, por bloques en el campo Yaguará.

Fuente: Ecopetrol S.A.

#### **4.1. Producción-Inyección de fluidos vs Tiempo**

A partir del año 1995, se inicia un piloto de inyección de agua para la zona Caballos B con el pozo inyector MA-004; el proyecto se extiende a otros pozos de la periferia como MA-036 y 023, inyectando aproximadamente 3000 bbl/día de agua totales en el campo.

En vista de los buenos resultados preliminares observados, se masificó la inyección con la perforación de pozos inyectores en el año 1997, con lo cual se alcanzan los 20,000 bbl/día de agua inyectada, luego entre los años 1998 y 1999 se hace un plan masivo de perforación (34 pozos) y fracturamiento hidráulico (23 pozos) en la formación Caballos A sin inyección en esta zona, logrando alcanzar los 8,500bbl/día de crudo producido y una inyección entre 25,000 y 30,000 bbl/día de agua (Figura 11.).

Posterior a este periodo, la producción de petróleo del campo Yaguará vuelve a declinar hasta 6000 bbl/día, producto del agotamiento de la formación Caballos A, en el cual no se inyectaba agua, la disminución de los volúmenes de inyección en la formación Caballos B a niveles incluso inferiores a los 20000 bbl/día y la baja eficiencia del sistema de levantamiento artificial por gas lift, para producir los volúmenes de fluidos requeridos. Lo cual llevó al campo a unos niveles de producción cerca a los 5500 bbl/día de crudo a comienzos del año 2002.

Debido a la madurez del campo, el corte de agua de 60% predominante en la mayor parte del mismo y los bajos potenciales de producción de petróleo de los pozos perforados en el año 2001, llevó a un redireccionamiento de las alternativas de desarrollo para el campo, generando en el año 2002 una nueva estrategia, basada en la perforación de pozos horizontales, para mejorar la productividad de los pozos y el incremento de los volúmenes de inyección de agua, generando resultados bastante satisfactorios e incrementando nuevamente la producción de petróleo a niveles superiores a los 6500 bbl/día en el 2002 y los 6000 bbl/día en el 2003, mostrando una vez más el potencial de mejoramiento de la producción que aún se tiene en el campo.

El aumento de volúmenes de inyección de agua entre los años 2003 a 2006, de 30000 a 55000 bbl/día, generó un mantenimiento de producción, sin embargo, no reflejaron incrementos significativos de producción, ya que se pasó de una relación de 5 bbl/día de fluidos inyectados produciendo 1bbl/día de crudo a una relación de 22 bbl/día de fluidos inyectados produciendo 1bbl/día de crudo.

El campo Yaguará actualmente cuenta con 122 pozos: 68 son productores, 31 inyectores, 16 abandonados y 7 inactivos. A la fecha, la tasa de inyección de agua es aproximadamente 50000 bbl/día. Con una producción promedio de 1900 bbl/día de petróleo aproximadamente. El acumulado de producción de petróleo es de 43.5 MMbbls, lo cual representa un factor de recobro del 26%.

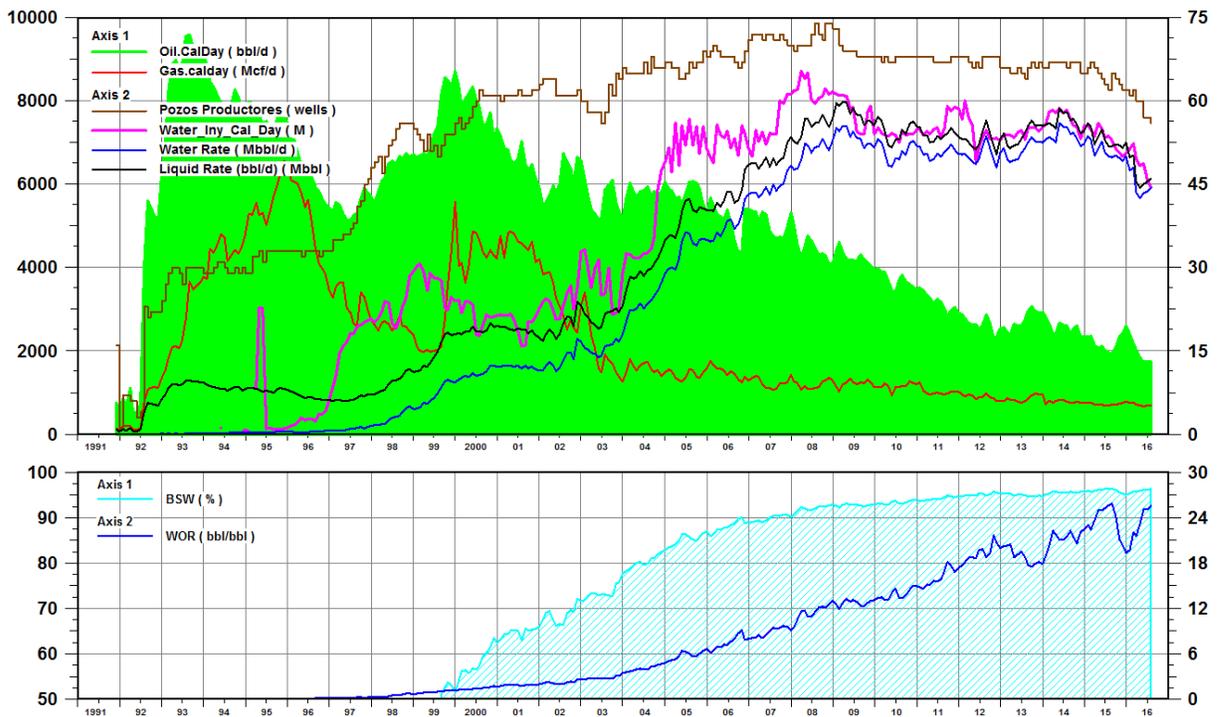


Figura 11. Comportamiento de los fluidos en el campo Yaguará.

Fuente: Autores.

#### 4.2. Presión de yacimiento a lo largo del tiempo

En la figura 12 se presenta la información histórica de las presiones del campo Yaguará, la presión inicial del yacimiento fue de 1430 psia y la presión de burbuja registrada de 1068 psi, dado que la presión inicial de yacimiento es mayor a la de burbuja se trata de un yacimiento subsaturado ( $P_i > P_b$ ), con el fin de mantener la presión del campo Yaguará por encima del punto de burbuja, en septiembre de 1994 se dio inicio al proceso de inyección de agua el cual se presentó una respuesta positiva, reflejada en la producción del campo y la presión de yacimiento donde en los primeros años se pudo recuperar hasta en 1000 psi aproximadamente.

Aunque el promedio de las presiones a nivel de campo está por encima de la  $P_b$ , se resalta que esto no implica que los bloques cumplan con dichos parámetros, ya que como se muestra más adelante en el capítulo de bloques, la presión de burbuja es mayor a la promedia, lo que acarrea problemas al flujo de hidrocarburos líquidos.

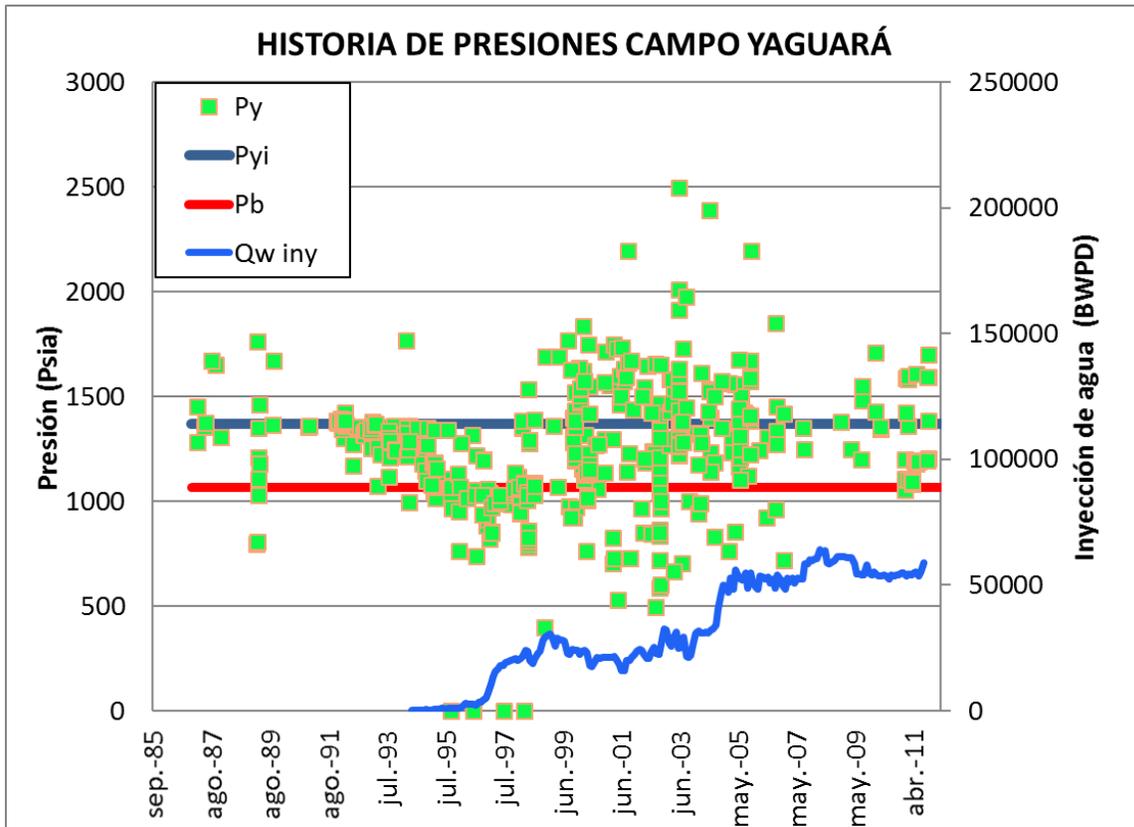


Figura 12. Historia de presiones del campo Yaguará.

Fuente: Autores.

### 4.3. Factor de recobro

La recuperación de hidrocarburos en el campo Yaguará se muestra a nivel de arenas en la tabla 3, en ésta se puede discernir que el factor de recobro es bueno en Caballos Medio (A55, A60, A65 y A70), por lo tanto, la inyección de agua en estas arenas debe aumentarse un poco pero debe mantenerse igual en A60; por el contrario, Caballos A y B presentan un bajo recobro, por lo cual, se recomienda implementar un aumento en la inyección de agua en estas zonas productivas, para lograr así aumentar el recobro y por lo tanto mejorar la producción del campo en general.

Arenas	Factor de recobro
A10	0.00%
A20	18.35%
A30	3.74%
A40	0.00%
A50	3.72%
A55	26.50%
A60	40.08%
A65	23.05%
A70	26.89%
A80	5.70%
A90	7.60%
B10	13.34%
B20	30.43%
B30	17.18%
B40	15.43%
Cab_inf	0.00%

Tabla 3. Factor de recobro del campo Yaguará por arenas.

Fuente: Autores.

Bloque	Factor de recobro
B1	11%
B3N	38%
B3S	22%
B4C	27%
B4N	23%
B4S	30%
B5N	27%
B5S	24%

Tabla 4. Factor de recobro del campo Yaguará por bloques.

Fuente: Autores.

Analizando el recobro por bloques, se puede observar que el que mejor recuperación de hidrocarburo tiene es el B3N y el de peor es el B1, por lo tanto, se debe seguir tal cual está el programa de inyección de agua en el B3N, por el contrario, se deben implementar nuevas estrategias de inyección en el B1, las

cuales tienen que ir dirigidas a la perforación de pozos inyectoros y aumentar la inyección en los existentes. En los otros bloques, se debe aumentar la inyección de agua y especialmente en B3S y B4N.

#### 4.4. Mapas de Burbuja

El campo Yaguará presenta una gran variedad de fallas y debido a esto, los pozos aledaños no son influenciados entre sí, por ende, hay que considerar que el hecho de que se intercepten las burbujas una con otras no quiere decir que necesariamente haya interferencia entre los pozos.

Este campo produce hidrocarburos de la formación Caballos, se observa en los mapas de burbuja de la figura 13 que a lo largo de la historia del campo se ha producido más en Caballos B que en A, también, que la producción de Caballos A se centra en el noroeste del campo. Caballos B se encuentra prácticamente drenado como se puede observar en la figura 13B, por el contrario, Caballos A tiene zonas; las cuales todavía no han sido drenadas y se recomienda perforar pozos en estas (círculo rojo de la figura 13A).

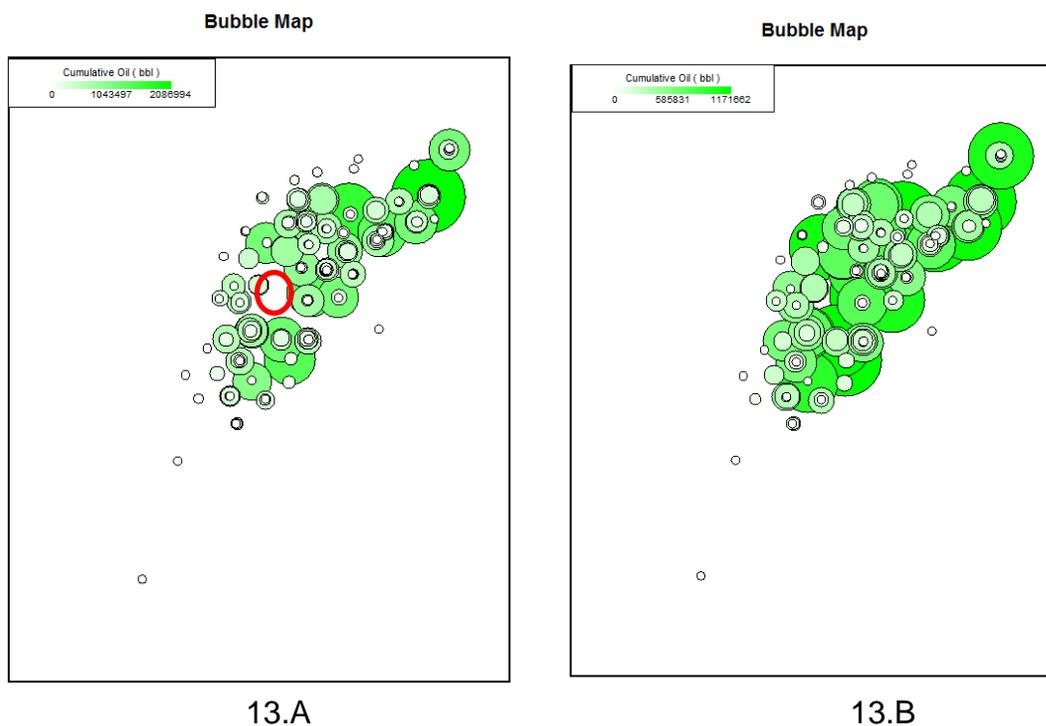


Figura 13. Mapa de burbuja de las zonas producidas del campo Yaguará, Caballos A (13.A) y Caballos B (13.B).

Fuente: Autores.

Como se observa en la figura 14, aunque el radio de drenaje de Caballos A sea mayor que en Caballos B, no quiere decir que se haya inyectado más en este, por el contrario, se ha inyectado más en Caballos B, pero su radio de drenaje es menor dado que tiene un mayor espesor que Caballos A.

Tanto Caballos A como Caballos B tiene una zona en común donde no ha llegado el frente de agua (circulo naranja de la figura 14), por lo tanto, se recomienda perforar un pozo en esta zona y cañonearlo en ambas arenas o convertir un pozo productor en inyector.

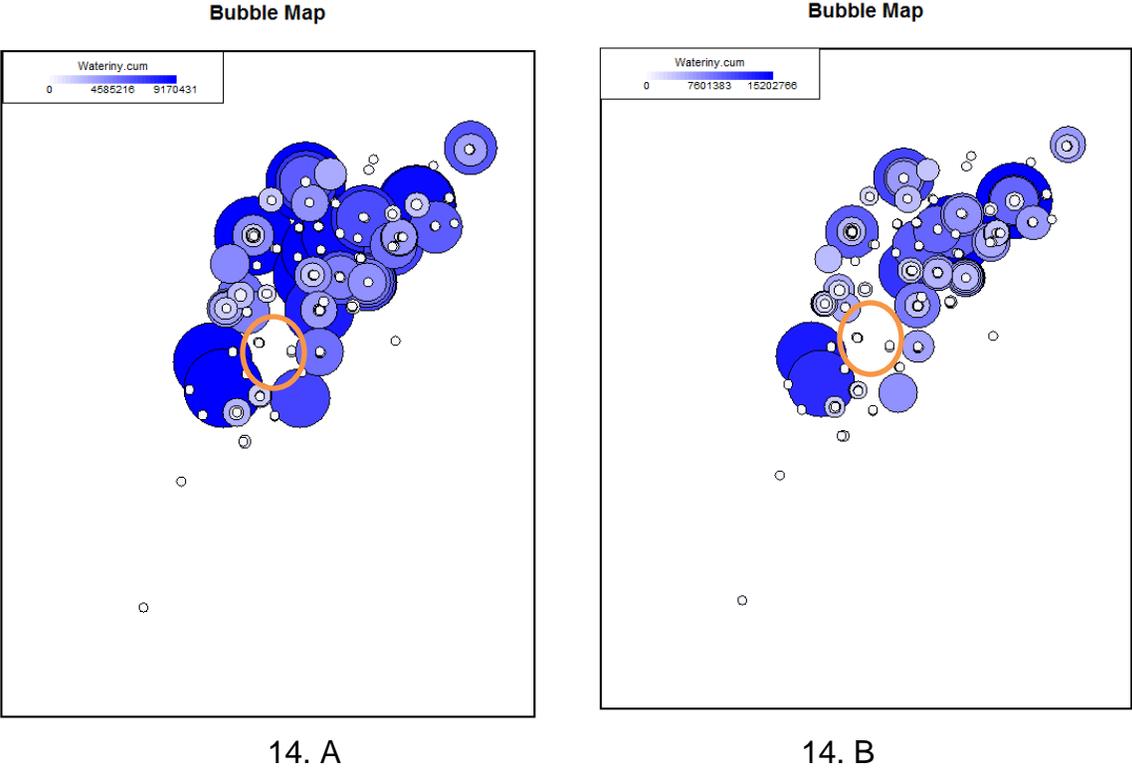


Figura 14. Mapa de burbuja de las zonas con agua del campo Yaguará, Caballos A (izquierda) y Caballos B (derecha).

Fuente: Autores.

## 5. EVALUACIÓN DEL SISTEMA INYECCIÓN-PRODUCCIÓN POR BLOQUES

### 5.1. Bloque 1 (B1)

El bloque 1 está compuesto por un total de 8 pozos, de los cuales, el pozo MA-008 se encuentra cerrado desde el año 2002, MA-077 es un pozo seco; los pozos MA-073, 078, 108 y 115 se encuentran en producción; en este bloque MA-003 y 105 son los pozos donde se inyecta agua. El bloque 1 a fecha del 31/07/2016 produce 174 bbl/día de petróleo, 2877 bbl/día de agua y 42 Mcf/día de gas.

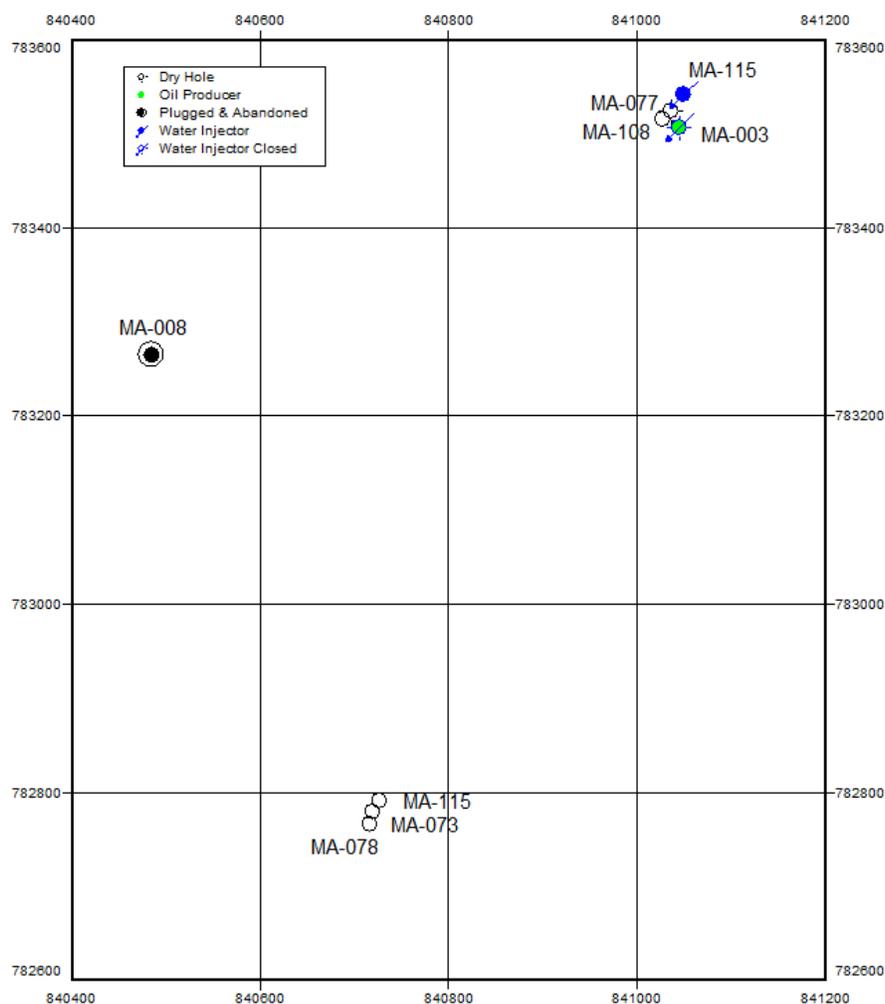


Figura 15. Mapa bloque B1 campo Yaguará.

Fuente: Autores.

### 5.1.1 Inyección-Producción

En la inyección de agua del bloque, de acuerdo al historial de los pozos originalmente MA-003 era productor, sin embargo, en el año 2013 se convirtió en inyector de agua. Esto se presentó porque la inyección de agua original de MA-105 por medio de las arenas de Caballos A y B presentan continuidad en MA-003 y este a su vez con MA-115 (A80 y A90), 073 (B20, B30 y B40) y 078 (A30, A80 y B10) como se observa en la figura 16. También se identifica que poco antes del año 2013 el corte de agua en todo el pozo se disparó drásticamente hasta los 602 bbl/día de agua y la producción de petróleo era de solo 32 bbl/día, dada la continuidad de las arenas se consideró que a corto tiempo el agua inyectada en ella se conificaría en MA-003 y no permitiría una distribución eficiente a los demás pozos, lo cual llevó a cerrar la producción del pozo MA-003 y convertirlo en inyector. Esta acción se vio reflejada en un crecimiento considerable de la producción de petróleo e inyección de agua en los pozos del bloque como se puede identificar en la figura 17.

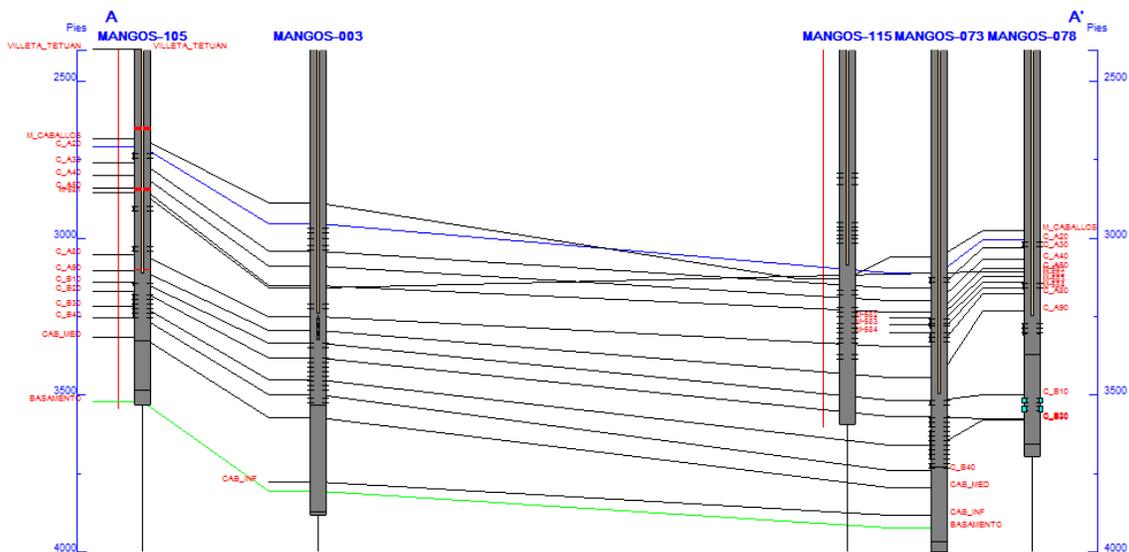


Figura 16. "Cross section" de MA-003, 073, 078, 105 y 115.

Fuente: Autores

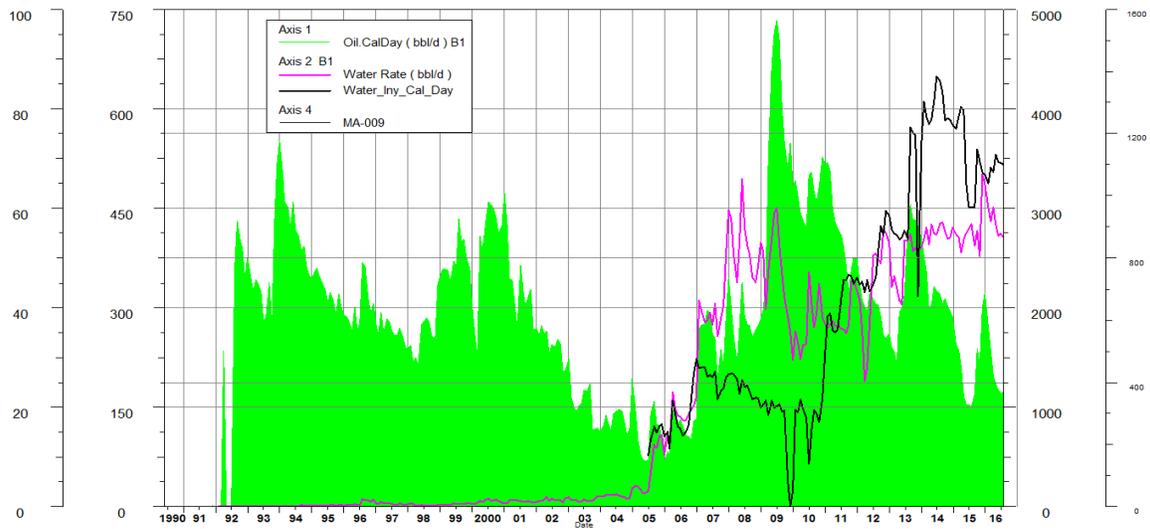


Figura 17. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada vs tiempo del bloque 1

Fuente: Autores

Según lo analizado en la figura 16, se recomienda cañonear el pozo MA-003 en la arena Caballos B10 dada la continuidad presentada con el pozo MA-078, también, perforar un pozo inyector en la zona sur occidental del bloque.

### 5.1.2 Índice de vaciamiento

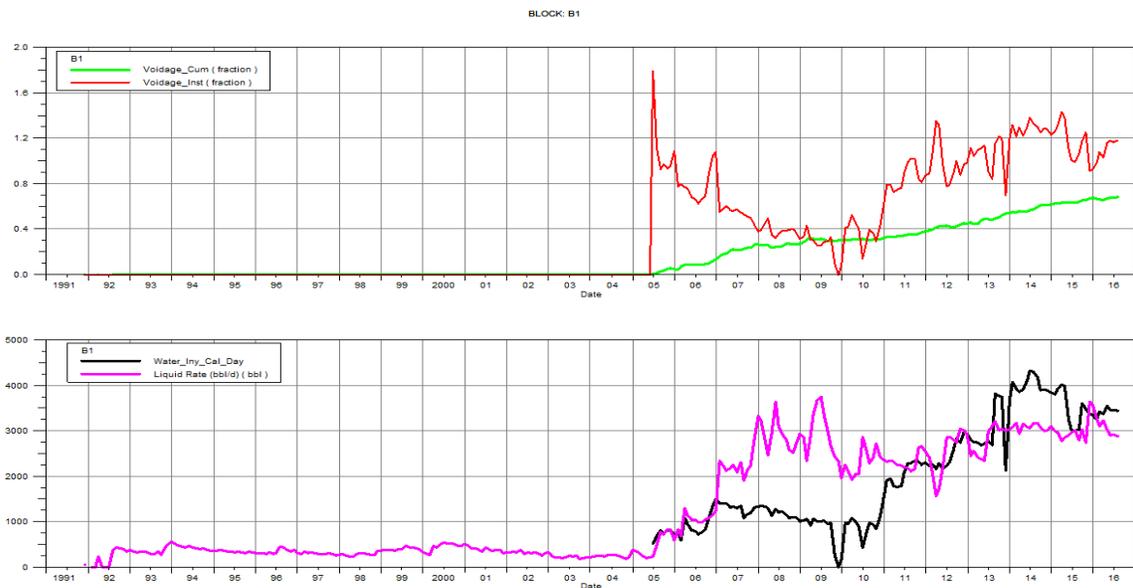


Figura 18. Índice de vaciamiento del bloque 1.

Fuente: Autores

Como se aprecia en las dos gráficas que se generaron a partir de la herramienta OFM, el diagrama dos de la figura 18 muestra que en el bloque 1, las operaciones de inyección de fluidos iniciaron en el año 2005, por lo cual en dicho año aparece el índice de vaciamiento tanto acumulado como instantáneo. Dado que este bloque ha producido hidrocarburos desde el año 1992, para el cálculo de la curva de índice de vaciamiento acumulado se tiene en cuenta todo el volumen de crudo producido desde ese año hasta el año del cálculo de la misma, esto se ve claramente reflejado en un índice de vaciamiento acumulado muy bajo con respecto al índice de vaciamiento instantáneo en los primeros años. Se observa que el último índice de vaciamiento acumulado no supera los 0,7 puntos, esto se debe a la producción de fluidos por 13 años sin inyección, además, la rata de líquido producida fue mayor a la inyectada entre el 2006 y 2012. En la gráfica de índice de vaciamiento instantánea en el año 2005, al iniciar la inyección, este volumen fue casi el doble que el producido, por ende, el valor es cercano a 2,0, luego de eso, hasta el 2012 se observa que la cantidad de agua que se inyectó fue menor a la cantidad de líquidos producidos y por ello la gráfica está por debajo de 1,0. Entre los años 2014 y 2015 la inyección tuvo valores cercanos a los 4000 bbl/día, pero en 2016 bajó a 3500 bbl/día y se puede ver como la rata de líquidos producidos para ese momento fue aproximadamente la misma que en los años anteriormente nombrados.

### **5.1.3 Presiones**

Para realizar un análisis adecuado de las presiones del bloque 1, es pertinente identificar el comportamiento de las presiones de las arenas dentro del bloque. Se observa históricamente que Caballos A tiene variaciones significativas de la presión, es normal que en los primeros años la presión de la arena se deplete debido a la continua extracción de hidrocarburos; los registros históricos muestran que, por primera vez, en el año 1990 la presión estuvo muy cercana a la presión de burbuja, lo cual indica que hubo liberación de gas hacia los pozos y dificultó el flujo de crudo. Posteriormente, debido a la perforación de nuevos pozos productores la presión cayó, por esto, fue necesario hacer pruebas de presión en conjunto a la aplicación de un sistema de gas lift hasta el año 2003, periodo en el cual la presión se reestableció por encima de la  $P_b$ , pero el efecto no se mantuvo. Cuando la presión en la arena se depletó nuevamente y cayó por debajo de la presión de burbuja en los diferentes pozos como ocurrió en el año 2000, por lo cual, se puso en marcha el proyecto de inyección de agua para este bloque antes del 2003.

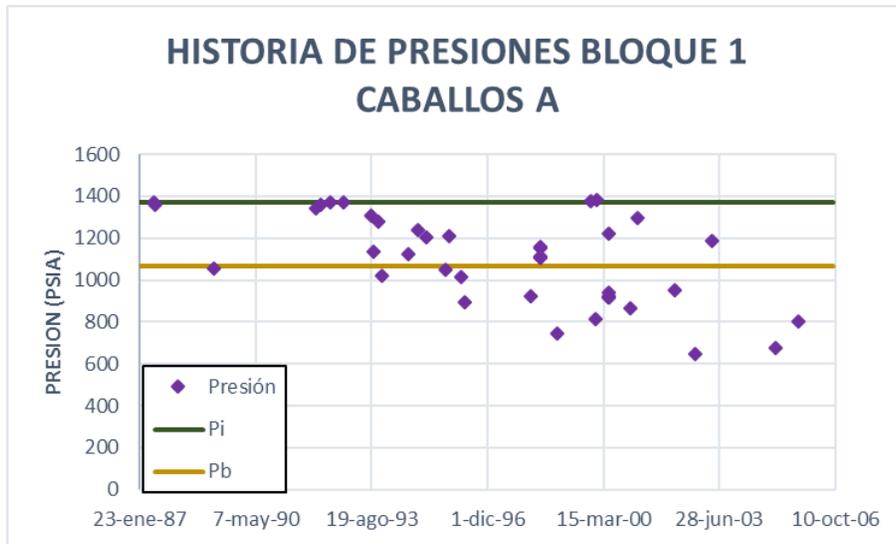


Figura 19. Presión de yacimiento del Bloque 1 en Caballos A.

Fuente: Autores

Para Caballos B las lecturas de presión son muy pocas, debido a que el aporte de esta zona en el bloque 1 es menor en este bloque, por lo tanto, es complicado realizar un análisis de la presión en esta arena.

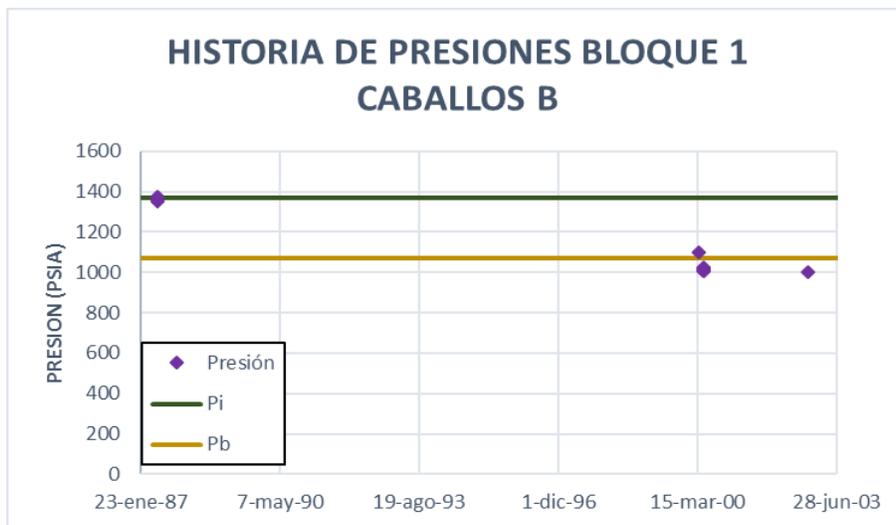


Figura 20. Presión de yacimiento del bloque 1 en Caballos B.

Fuente: Autores.

### 5.1.4 Factor de recobro

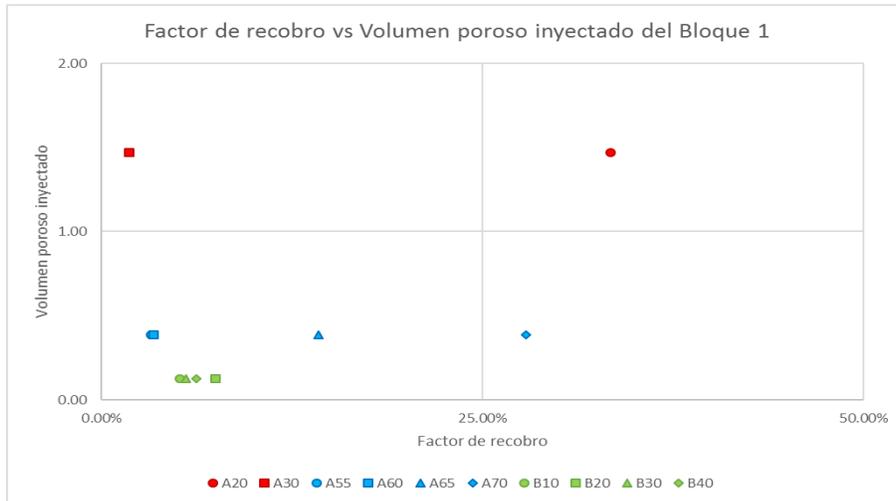


Figura 21. Factor de recobro vs Volumen poroso inyectado del bloque 1.

Fuente: Autores.

Las arenas A20 y A30 presentan una alta inyección, pero, mientras en A20 se está haciendo una inyección eficiente y por esto se debe mantener la inyección; en A30 se recomienda usar geles obturantes para contrarrestar la canalización que se presenta. En Caballos Medio (A55, A60, A65 y A70) se debe aumentar la inyección, especialmente en A55 y A60. Las arenas de Caballos B presentan un comportamiento similar, tienen bajo recobro y volumen poroso inyectado, por lo tanto, se debe aumentar progresivamente la inyección hasta alcanzar un recobro óptimo.

### 5.2. Bloque 3 Norte (B3N)

El bloque 3 norte está compuesto por un total de 15 pozos, MA-011 es un pozo seco; los pozos MA-021, 027, 066, 067, 087, 100, 110 y el 111 son pozos que actualmente se encuentran en producción; MA-001, 018, 034, 035, 075 y 076 son los pozos donde se está inyectando agua hoy en día, cabe resaltar que, estos originalmente eran productores y posteriormente los convirtieron en inyectores. El bloque 3N a fecha del 31/07/2016 produce 464 bbl/día de petróleo, 13179 bbl/día de agua y 112 Mcf/día de gas.

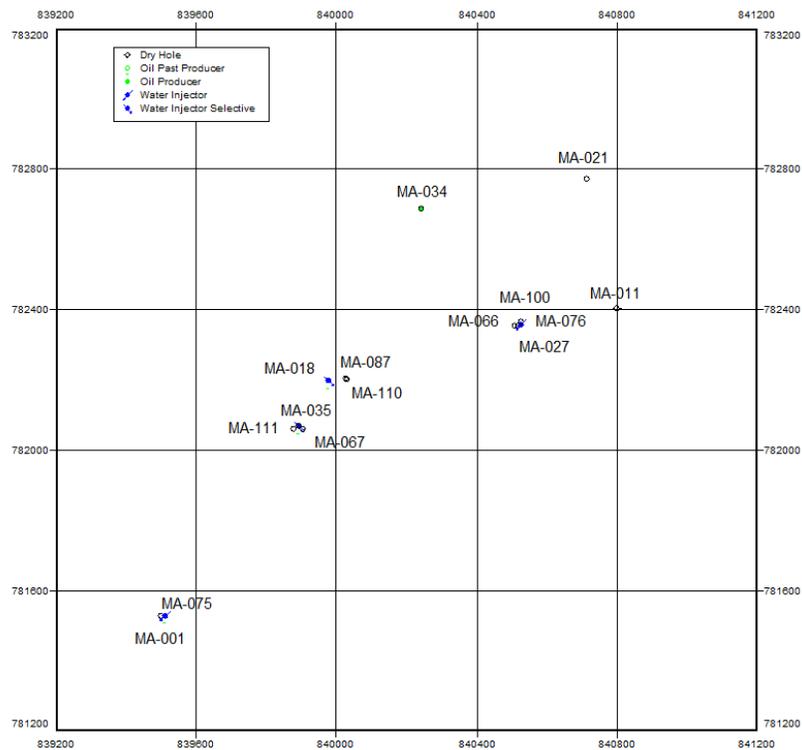


Figura 22. Mapa bloque 3N campo Yaguará.

Fuente: Autores.

### 5.2.1 Inyección-Producción

El bloque 3N no cuenta con ningún pozo que haya sido perforado con la finalidad de ser inyector de agua, los actuales inyectores son pozos que antes del año 2003 eran productores, para esto, se tomó de una acumulación de pozos cercanos, el mejor candidato teniendo en cuenta la conectividad de las arenas y su producción. Analizando la figura 23 se identifica que el proceso de barrido de los pozos convertidos a inyectores fue eficiente y tuvo un impacto positivo en la producción de crudo haciéndola incrementar, pero, este incremento fue por poco tiempo ya que la producción declinó y para mantener la producción, se incrementó la inyección, este fenómeno obedece a la cercanía de los pozos productores con los inyectores lo cual hizo que el frente de agua llegara muy rápido a los pozos productores.

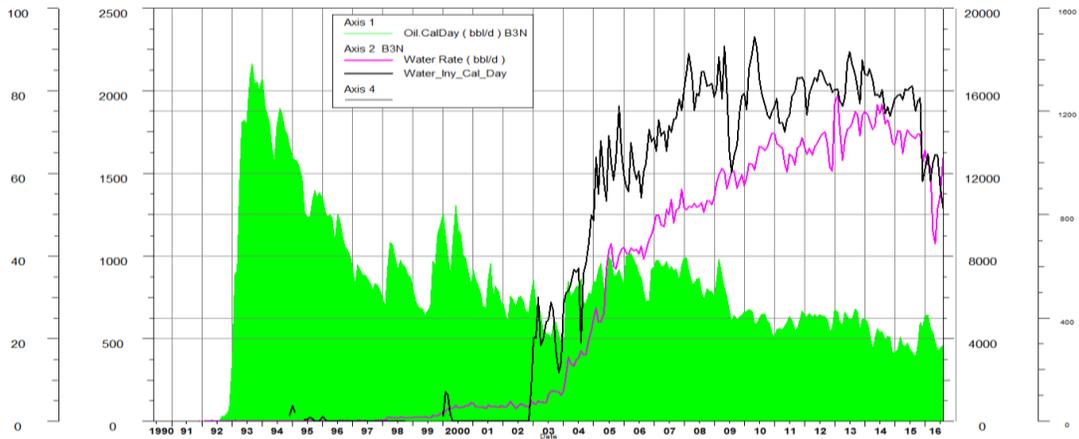


Figura 23. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada vs tiempo del bloque 3N.

Fuente: Autores.

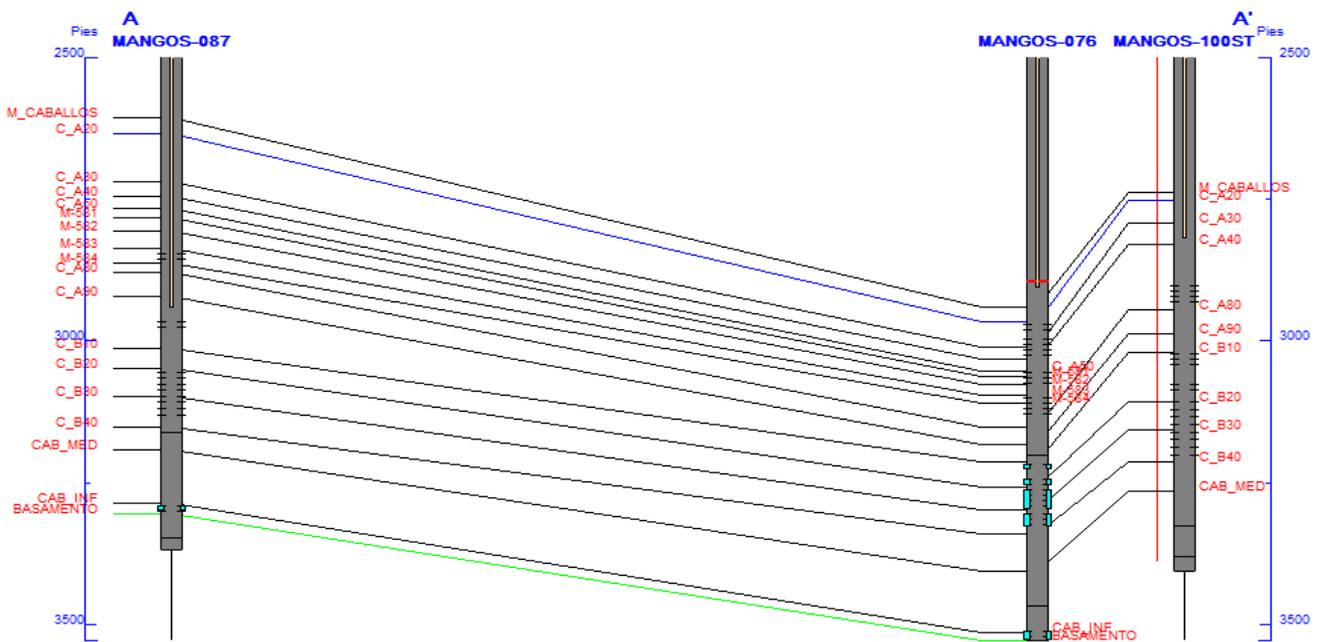


Figura 24. "Cross section" de MA-087, 076 y 100.

Fuente: Autores.

Se corrió por medio del programa OFM diferentes "cross section" para analizar la continuidad de las arenas entre los pozos, en este bloque se encontró una buena conectividad entre las arenas productoras e inyectoras, como excepción se encuentra que los pozos MA-087 y 100 se encuentran sus estratos Caballos A y B a una elevación de aproximadamente 400ft con respecto al pozo inyector MA-76,

las arenas de Caballos Medio presentan una discontinuidad con el pozo MA-100 como se presenta en la figura 24 mostrando que el pozo inyector MA-076 solo aporta caudal de inyección en la arena A80 para el pozo MA-100.

### 5.2.2 Índice de vaciamiento



Figura 25. Índice de vaciamiento del bloque 3 norte.

Fuente: Autores.

El índice de vaciamiento acumulado e instantáneo, la inyección y producción de líquidos del bloque 3N se generó por medio de OFM, las cuales se observan en la figura 25. Como indica la información recopilada, la inyección en este bloque inició en el año 2002, por lo tanto, los datos anteriores a dicho año mostrado en la gráfica son pruebas de inyección efectuadas en los pozos MA-027 y 035, los cuales se intentaron volver inyectores en los años de 1995 y 2000 respectivamente, pero luego volvieron a ser productores en los años 2002 y 2005.

El índice de vaciamiento instantáneo entre los años 2002 y 2011 se encontró por encima al valor de 1,0 esto se debe a que el caudal inyectado siempre estuvo por encima del producido, sin embargo, en el año 2009 hay un evento particular, la inyección cayó de 1800 bbl/día a 1200 bbl/día porque el pozo MA-075 fue cerrado a principios de año y se volvió a abrir a finales del mismo, lo cual ve reflejado en un restablecimiento del caudal inyectado.

En cuanto al índice de vaciamiento acumulado, está claro que a partir del año 2006 se mantiene en valores cercanos, pero por encima de 1,0, lo que indica que ha estado muy por encima el valor del volumen de agua histórico inyectado que el de fluidos producidos.

### 5.2.3 Presiones

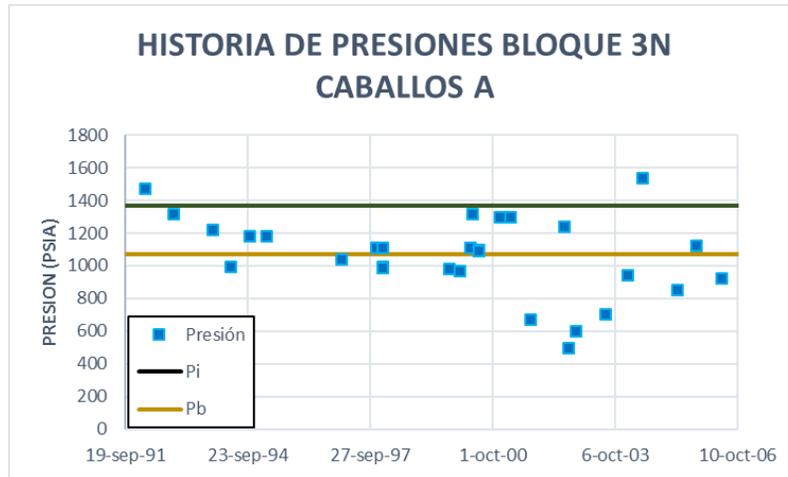


Figura 26. Presión de yacimiento del bloque 3 norte en Caballos A.

Fuente: Autores.

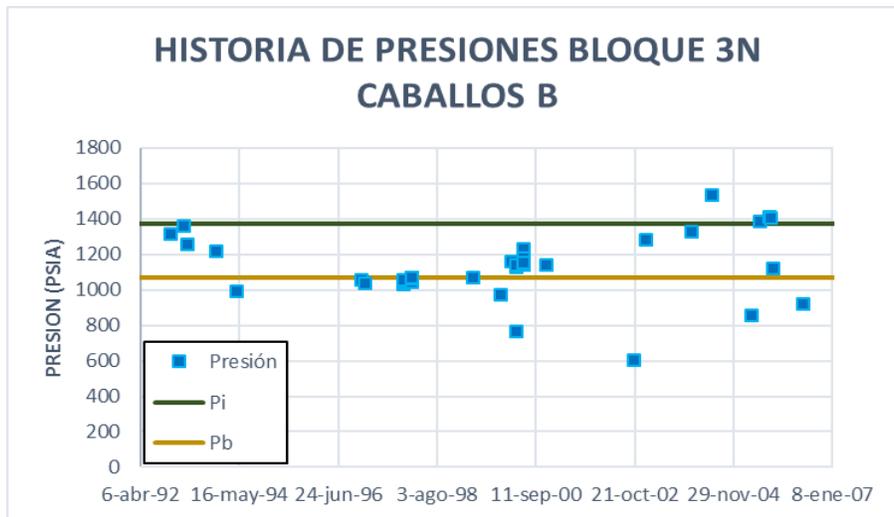


Figura 27. Presión de yacimiento del bloque 3 norte en Caballos B.

Fuente: Autores

La gráfica 26, muestra la historia de presiones de la formación Caballos A para el bloque 3N, en la cual se pueden observar variaciones significativas de la presión, lo que indica que hace falta soporte de presión en la zona. Las caídas críticas se evidencian entre el año 2000 y 2003 donde la presión de yacimiento está por debajo de la presión de burbuja dificultando el flujo de hidrocarburos.

El bloque 3N presenta un aporte de hidrocarburo importante por parte de la arena Caballos B, los registros en la figura 27 muestran que, por un periodo de cinco años, la presión del yacimiento estuvo por debajo o muy cercana a la presión de burbuja, luego del año 2003 cuando se dio inicio al proyecto de inyección, se observó que la presión tuvo aumentos de hasta 500psi.

**5.2.4 Factor de recobro**

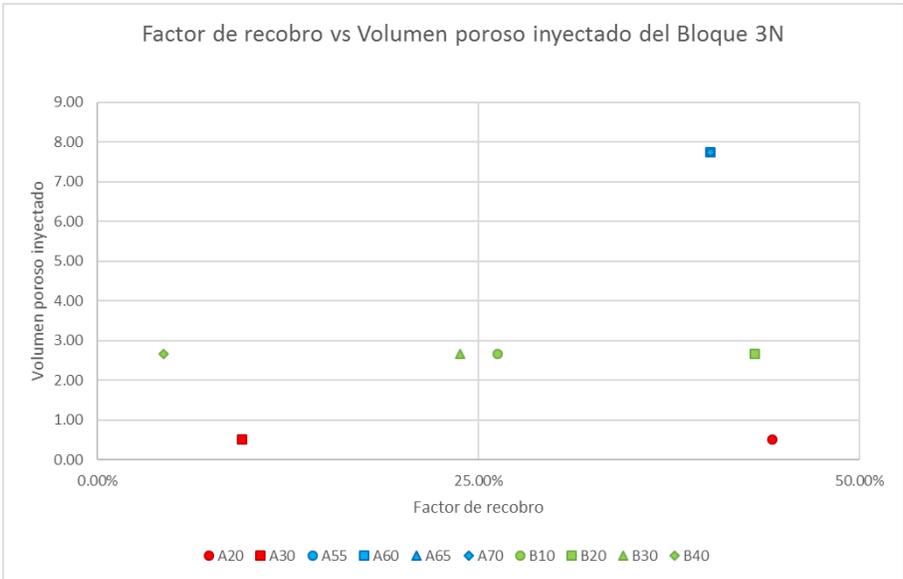


Figura 28. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 3 norte.

Fuente: Autores.

El bloque 3N presenta un alto volumen poroso inyectado como se observa en la figura 28, en Caballos A, presenta un buen recobro en A20 y un bajo recobro en la A30, por ende, se debe aumentar inyección en A30 dado su bajo volumen poroso inyectado. Caballos Medio (A55, A60, A65 y A70) se comporta de una manera similar, dado su buen porcentaje de recuperación de hidrocarburos y su elevado volumen poroso inyectado se recomienda bajar la inyección para evitar

canalización. El volumen poroso inyectado es igual para todo Caballos B, pero tienen diferentes factores de recobro y el óptimo es el de la arena B20 que corresponde al 40%.

### 5.3. Bloque 3 Sur (B3S)

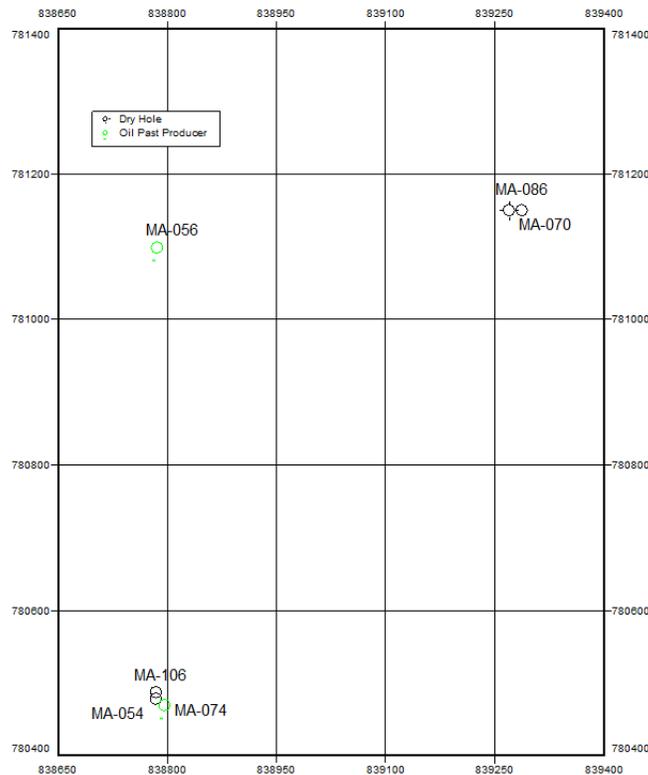


Figura 29. Mapa bloque 3S campo Yaguará.

Fuente: Autores.

El bloque 3S está compuesto por 6 pozos de los cuales el MA-086 es un pozo seco; MA-056, 070 y 106 son pozos que actualmente se encuentran en producción; en este bloque, MA-054 es el pozo donde se está inyectando agua hoy en día, cabe resaltar que este originalmente era productor y posteriormente se convirtió en inyector. El bloque 3S a fecha del 31/07/2016 produce 94 bbl/día de petróleo, 1655 bbl/día de agua y 42 Mcf/día de gas.

### 5.3.1 Inyección-Producción

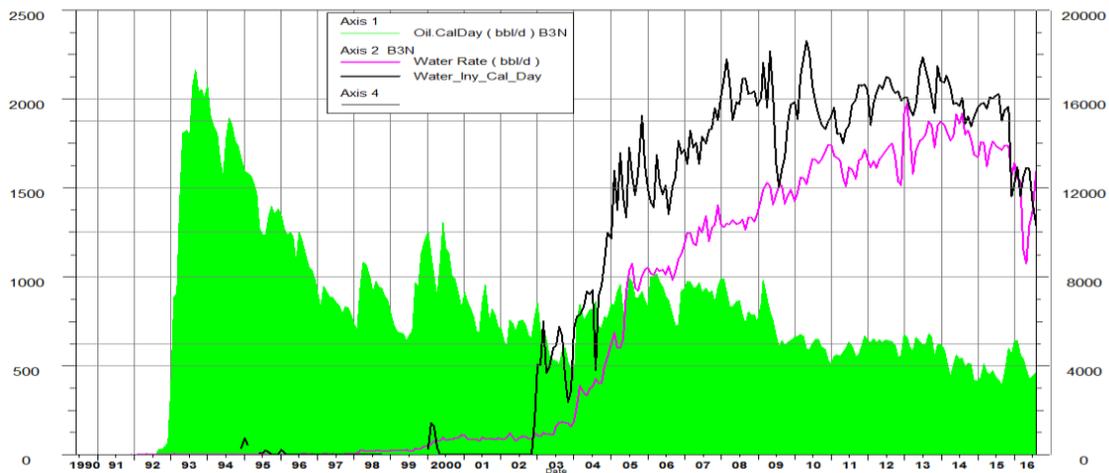


Figura 30. Rata de petróleo, rata de agua, BSW y agua inyectada vs tiempo del bloque 3 sur.

Fuente: Autores

Este bloque inició operaciones en el año 1997 con una prueba de inyectividad realizada a través del pozo MA-056 el cual se presenta como curva en la figura 30, esta prueba se realizó en las arenas de Caballos B10 y B30 con unos resultados poco favorables, por lo cual, se colocaron empaques en la zona y se habilitó la producción en el mismo pozo en los estratos de Caballos A.

Luego de la situación anteriormente presentada, en el año 2005 fue cuando el pozo MA-054 que originalmente era productor se convirtió en inyector y se hace en las arenas de Caballos A20 y B10. Este pozo es el único que hoy en día opera como inyector dentro del bloque. Las caídas de inyección en el año 2012 se dieron porque las operaciones se pararon para lograr un corte de scale y cambio de válvulas averiadas.

La curva de inyección para el bloque presenta una declinación fuerte en el año 2013 cuando el pozo inyector volvió a presentar problemas por presurización en la arena A20 por la inyección del mismo, lo cual llevó a controlar el pozo.

Se recomienda parar operaciones en el pozo inyector MA-054 para despresurizar y cañonear en Caballos Medio, en la figura 31 se puede observar que los pozos productores están conectados con el pozo inyector MA-054 en su zona productora

de Caballos Medio el cual actualmente no inyecta agua en estas arenas haciendo viable la operación.

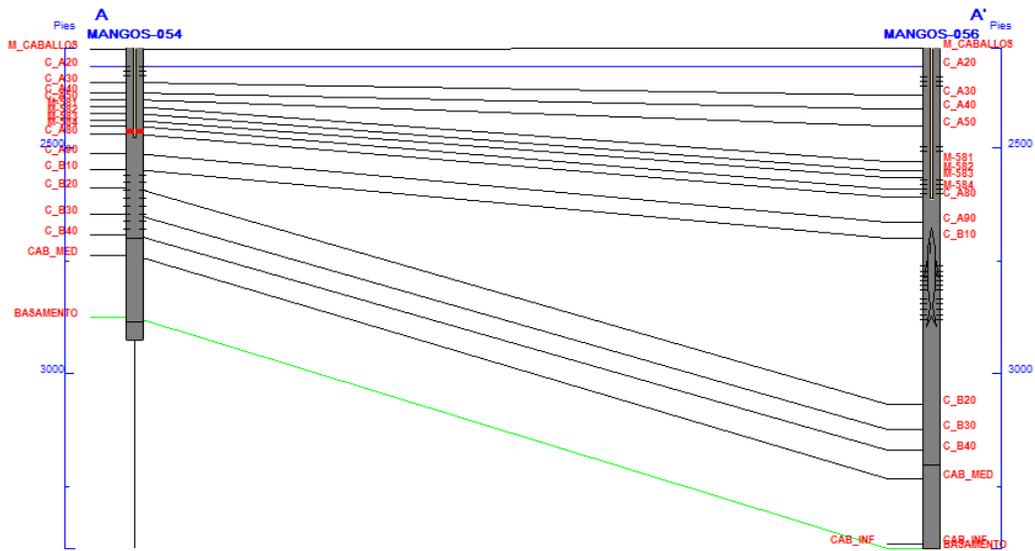


Figura 31. "Cross section" de MA-054 y 056

Fuente: Autores

### Índice de vaciamiento

Con el fin de evaluar el índice de vaciamiento para este bloque se usó la herramienta OFM para generar dos gráficas donde se encuentran 4 curvas diferentes, en la primera gráfica se tienen las curvas de índice de vaciamiento instantáneo y acumulado, las cuales describen el comportamiento de ambos índices de vaciamiento en el tiempo; mientras que en la segunda se encuentran las curvas de inyección diaria de agua y de rata de líquidos producidos.

Interpretando para el bloque 3S se tiene que el comportamiento de la gráfica de índice de vaciamiento instantáneo y acumulado arrancan en valores muy altos, esto se debe a que el bloque comenzó con la apertura del pozo MA-056 el cual en un principio se le hizo una prueba de inyección la cual resultó fallida y por lo tanto se comenzó a producir hidrocarburos del mismo.

En cuanto a la segunda grafica del primer diagrama de la figura 32 se encontró el índice de vaciamiento instantáneo, en esta gráfica se identifican unos momentos importantes que son donde la curva toma valores iguales a 0.0, revisando el diagrama inferior se identifica que en el bloque 3S se pararon las operaciones de

inyección de agua con el objetivo de reducir la inyección en A20 por presurización en el bloque.

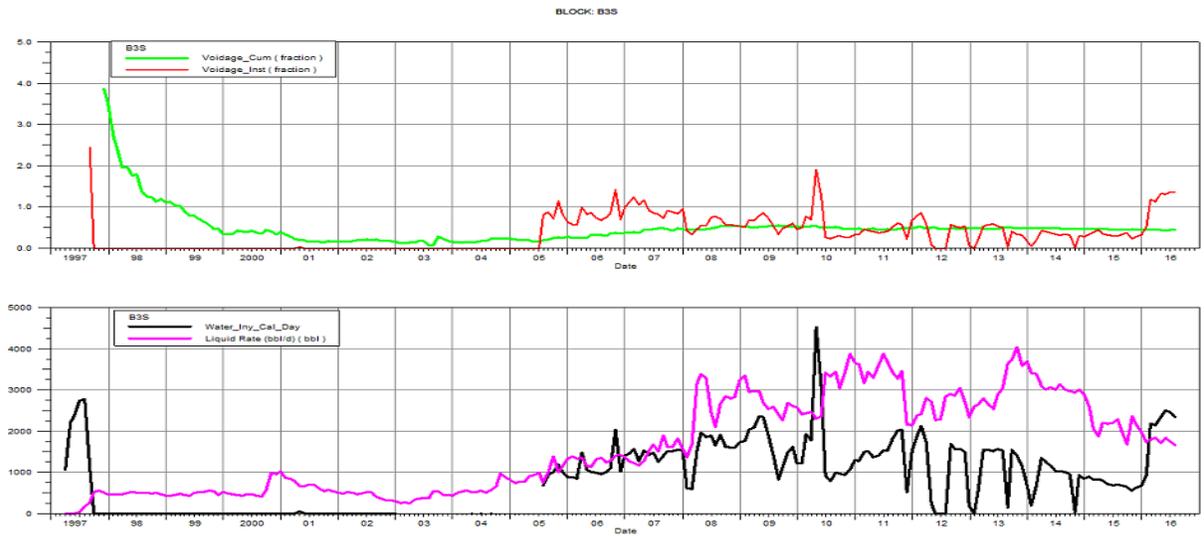


Figura 32. Índice de vaciamiento del bloque 3 sur.

Fuente: Autores

### 5.3.2 Presiones

El bloque 3S presentó una baja presión en las arenas de Caballos A desde los primeros años como se refleja en la figura 33. La inyección de agua de este bloque depende únicamente del aporte del pozo MA-054 que inició operaciones como pozo inyector en el año 2005 y se observa que para el año 2006 la presión de la arena A para el mismo bloque alcanzó su valor más alto, cerca de los 1300psi.

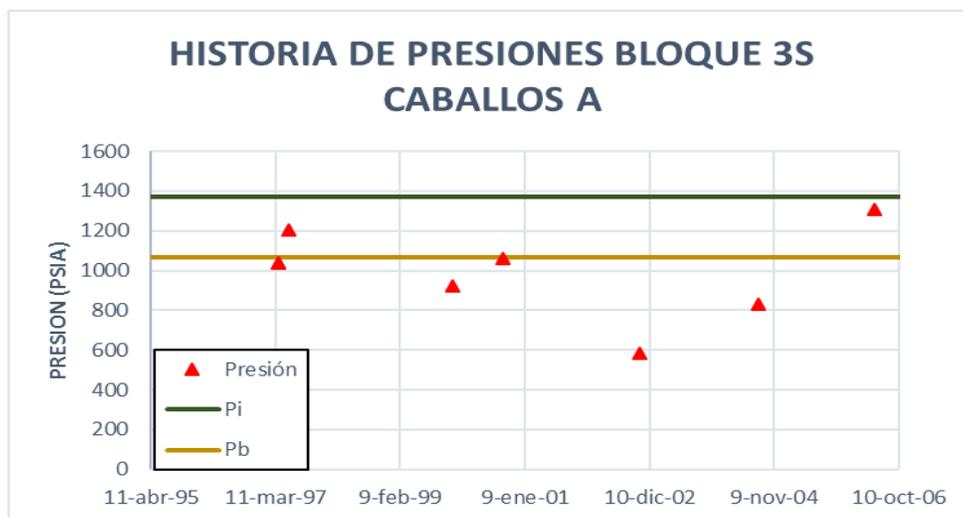


Figura 33. Presión de yacimiento del bloque 3 sur en Caballos A.

Fuente: Autores

Consecuentemente al análisis realizado de los caudales contra tiempo para el bloque 3S, la figura 34 muestra que en el año 1997 la presión de las arenas de Caballos B se encuentra por debajo de la presión de burbuja y en dicho año se realizaron unas pruebas de inyectividad a través del pozo MA-056 con resultados poco favorables, dado que la presión de la formación mencionada no tuvo aumentos significativos. Con la apertura de la inyección de agua en el 2005 se obtuvo un aumento de casi 300 psi para el año 2006.

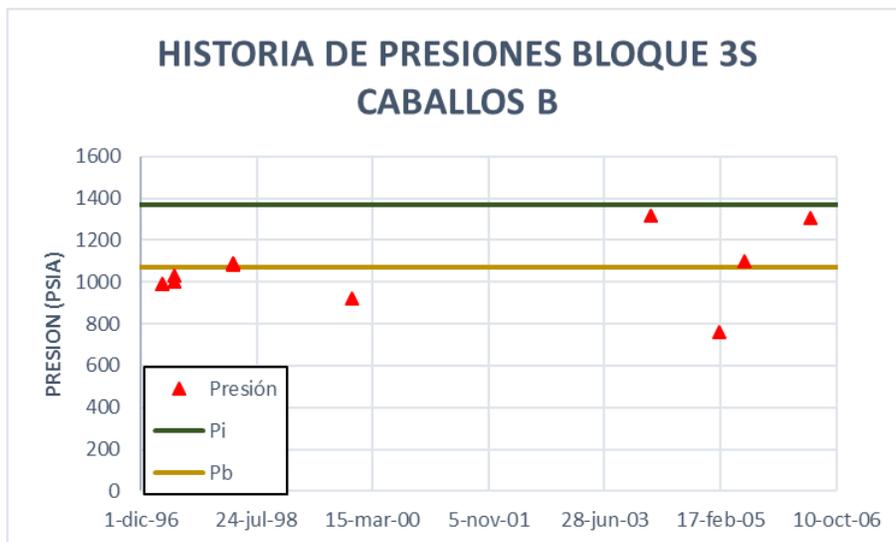


Figura 34. Presión de yacimiento del bloque 3 sur en Caballos B

Fuente: Autores

### 5.3.3 Factor de recobro

En la figura 35 se evidencia que en el bloque 3S, Caballos A solo produce en la arena A20, mientras que A30 no recupera hidrocarburos, en este caso se debe mantener la inyección en A20 por su buen factor de recobro. Actualmente, no se encuentra inyectando agua en Caballos Medio, pero dado el buen factor de recobro en A70 se supone que esto se debe al aporte del bloque 3N, específicamente por el pozo MA-001; es recomendable cañonear en esta zona para comenzar a inyectar en la misma. Caballos B presenta un buen recobro en B20 y B30, pero se debe aumentar la inyección en esta zona para alcanzar valores óptimos de recuperación de hidrocarburo, también, se debe cerrar la inyección en la arena B40 por su nulo aporte de producción.

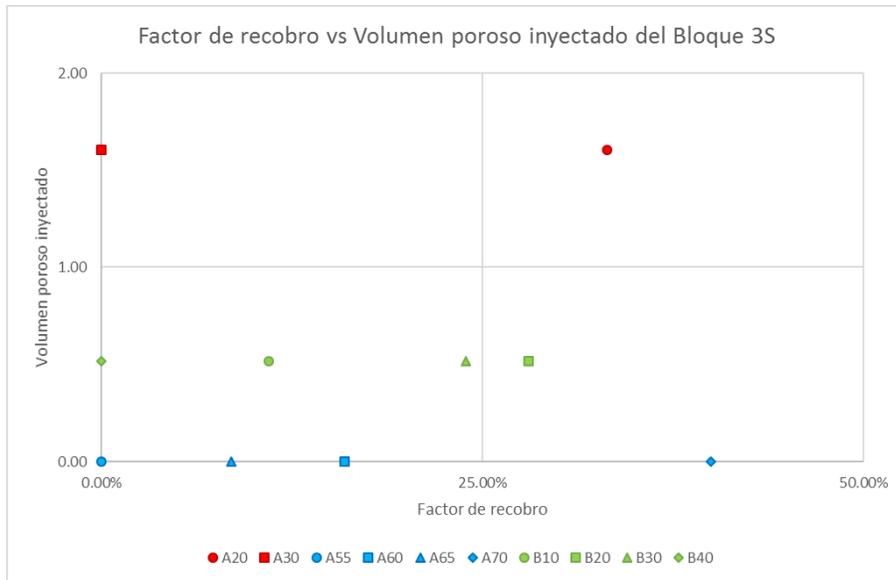


Figura 35. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 3 sur.

Fuente: Autores.

#### 5.4. Bloque 4 Centro (B4C)

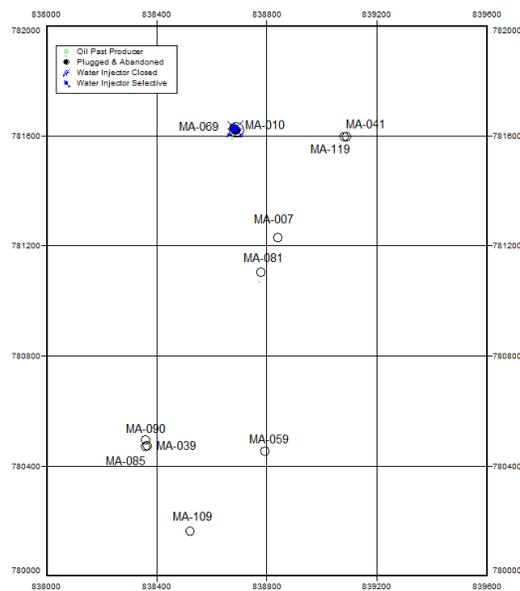


Figura 36. Mapa bloque 4C campo Yaguará.

Fuente: Autores.

El bloque 4C está compuesto por 11 pozos, MA-007, 010, 039, 041, 059, 085, 090, 109 y 119 son pozos que actualmente se encuentran en producción; MA-069 y 081 son los pozos donde se están inyectando agua hoy en día, cabe resaltar que estos eran productores y posteriormente los convirtieron en inyectores. El bloque 4C a fecha del 31/07/2016 produce 180 bbl/día de petróleo, 5005 bbl/día de agua y 98 Mcf/día de gas.

#### **5.4.1 Inyección-Producción**

En la figura 37 se ilustra gráficamente diferentes relaciones, entre las cuales se destaca la curva de inyección de agua que aparece a partir del año 1998; dicha curva ha sufrido fuertes variaciones en ciertos periodos de tiempo, el primero de ellos fue el año 2001 y ocurrió porque en dicho año el pozo MA-069 que solo inyectaba a través de su sarta larga, se convirtió en inyector por su anular y sarta corta, lo cual produjo crecimiento en el caudal de inyección.

La variación de inyección en junio del 2002 sucedió debido a que el pozo MA-081 inició operaciones luego de que el mismo se cerrara por alto corte de agua en los estratos productores de Caballos B y así evitar la despresurización de la formación en el bloque 4C. El cierre del pozo en su estructura productora conlleva a la caída de producción de crudo en el año 2001. La inyección comenzó a través de la sarta larga en las arenas de la formación Caballos B, mientras que se reabrió la producción por sarta corta en los estratos de Caballos A.

En el 2006 hay una caída de rata inyectada porque se dejó de inyectar por el anular del pozo MA-069 y en 2008 la caída en la inyección se dio debido a que en junio de dicho año se cerró el pozo por completo durante 6 meses, esto indica que en el bloque 4C el único pozo que aportó fluidos por inyección fue MA-081, la respuesta en la producción se vio pocos meses después con una leve caída entre el 2008 y 2009. El comportamiento de la producción entre los años 2009 y 2012 se afectó por el inicio de operaciones de producción de los pozos MA-109 y 119 respectivamente.

En el 2009, el pozo MA-069 vuelve a operar, pero solo a través de sarta larga y corta; aunque la producción de crudo aumentó por pocos meses, posteriormente declinó a pesar de los altos volúmenes de inyección, por lo cual, tuvieron que reajustar y disminuir los caudales inyectados hasta llegar a un rango aceptable para aumentar la producción de hidrocarburo.

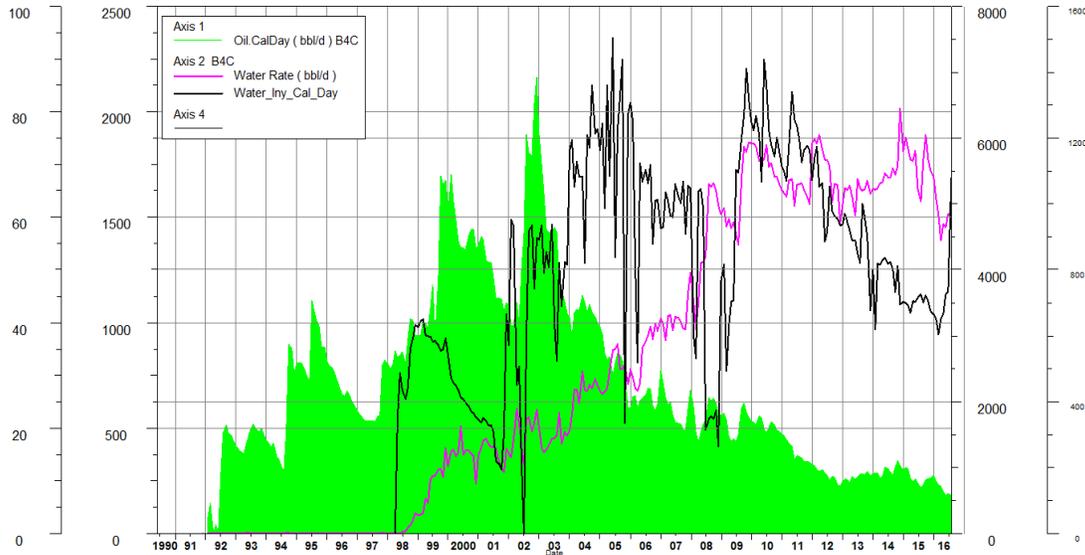


Figura 37. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada vs tiempo del bloque 4C

Fuente: Autores

### 5.4.2 Índice de vaciamiento

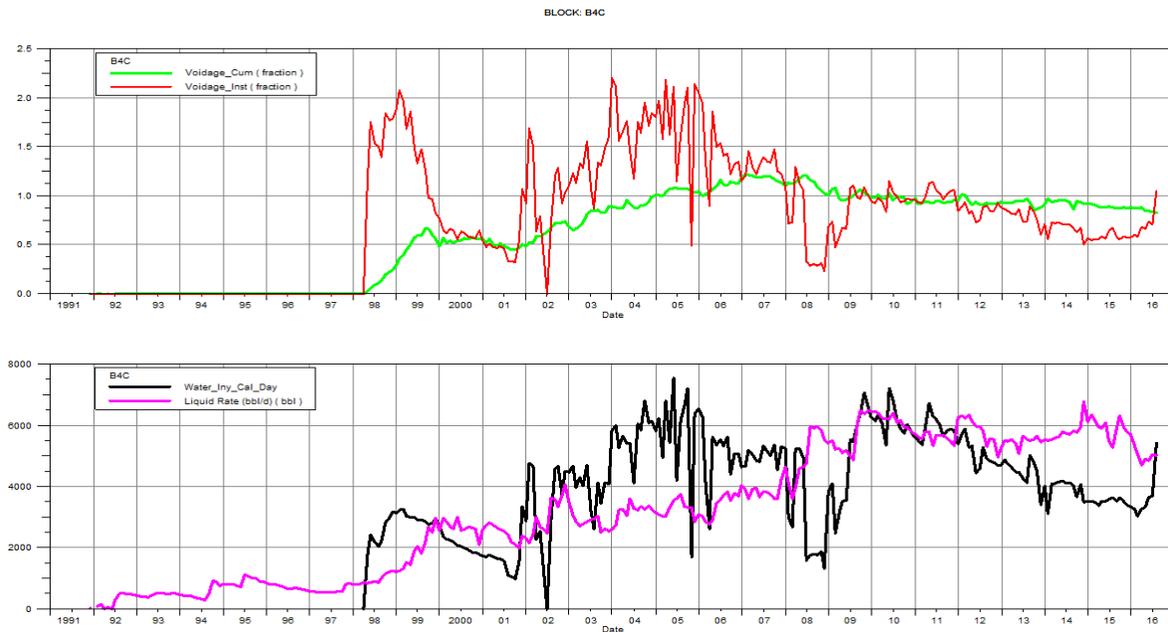


Figura 38. Índice de vaciamiento del bloque 4 centro

Fuente: Autores

Este bloque presenta particularidades a resaltar, una de ellas es que durante 8 años B4C producía sin inyección y en su historia no presenta volumen de inyección superior a los producidos entre el año 2000 y 2002 por lo que es entendible que el índice de vaciamiento acumulado estuviera muy por debajo de 1,0. En el año 2005 el índice de vaciamiento acumulado crece y sobrepasa el valor de 1,0 como se identifica en el primer diagrama de la figura 38; posteriormente el comportamiento del VRR acumulado decrece gradualmente hasta llegar nuevamente al valor de 1,0 a mediados del año 2008, donde la producción de fluidos aumentó mientras la inyección decreció durante un periodo de casi un año.

### 5.4.3 Presiones

La producción de hidrocarburos durante los primeros tres años en la formación Caballos A tuvo como consecuencia la rápida caída de la presión en sus estrato. En el año 2001 iniciaron operaciones de inyección de agua a través de esta Caballos A lo cual generó aumento de presión.

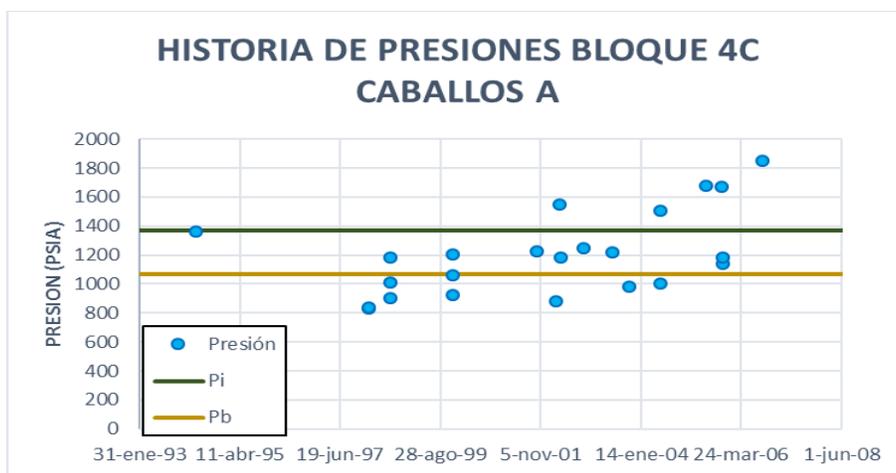


Figura 39. Presión de yacimiento del bloque 4 centro en Caballos A.

Fuente: Autores

Para la formación Caballos B, los efectos de la inyección en la presión promedio de sus estratos se evidencian a partir del año 1997, donde dicha presión nunca volvió a estar por debajo del punto de burbuja. El aporte adicional de energía del pozo MA-081 a partir del año 2002 en Caballos B, hizo que la presión se mantuviera por encima de la promedio del campo.

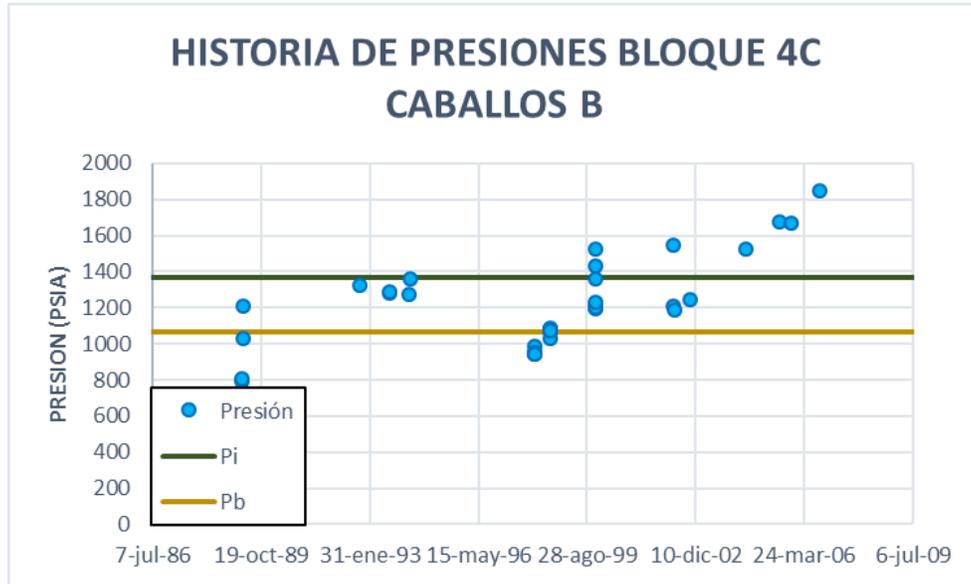


Figura 40. Presión de yacimiento del bloque 4 centro en Caballos B  
Fuente: Autores

#### 5.4.4 Factor de recobro

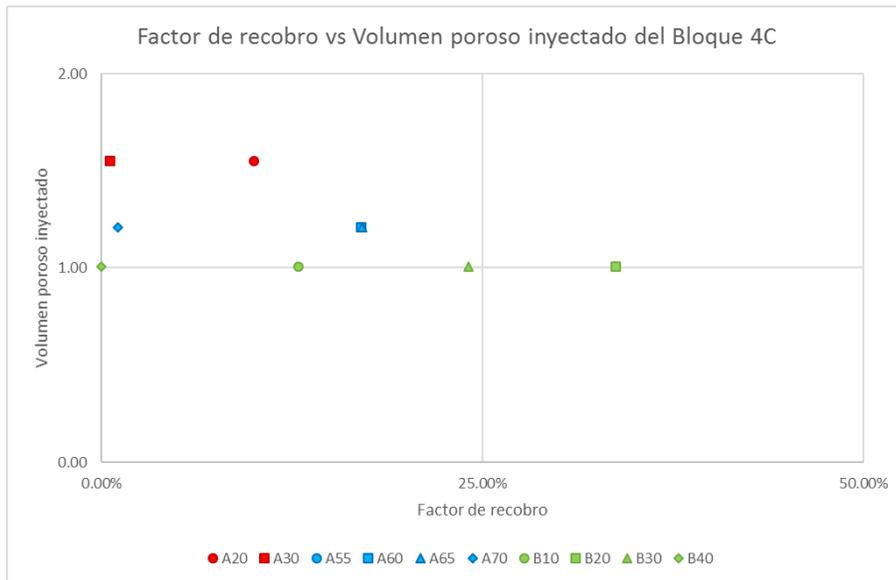


Figura 41. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 4 centro.

Fuente: Autores

En la figura 41 se observa para el bloque 4 centro que las formaciones Caballos A (rojo) y Caballos Medio (azul) presentan un patrón de inyección ineficiente y posiblemente presenta problemas de canalización en estas arenas. Caballos B (verde) presenta el mismo volumen poroso inyectado en cada una de sus arenas, la única donde la inyección se considera eficiente es en la B20. Las otras arenas de la formación Caballos B presenta un factor de recobro medio, por estar ubicada en esa clasificación, se sugiere aumentar la inyección de agua en estas arenas.

### 5.5. Bloque 4 Norte (B4N)

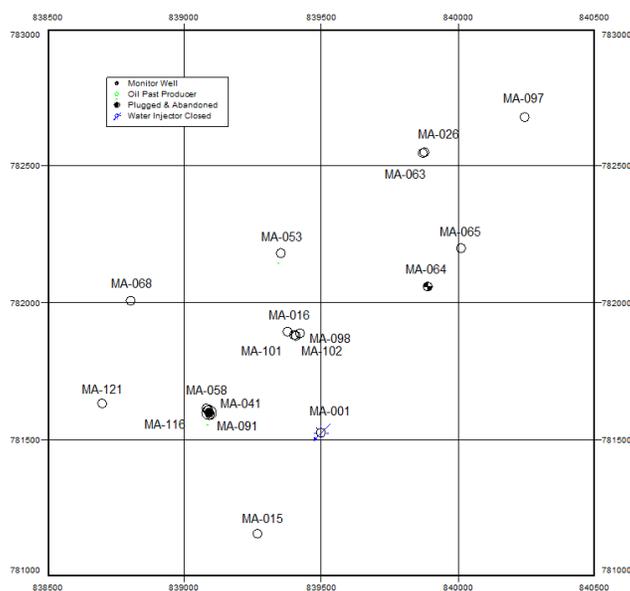


Figura 42. Mapa bloque 4N campo Yaguará.

Fuente: Autores

El bloque 4N está compuesto por 18 pozos, de los cuales, MA-015, 016, 026, 063, 064, 065, 068, 091, 098, 101, 102, 116 y 121 actualmente se encuentran en producción; MA-001, 053, 058 y 097 son los pozos donde se está inyectando agua hoy en día; cabe resaltar que estos pozos originalmente eran productores y luego los convirtieron en inyectores; el pozo MA-041 era productor, pero se cerró a finales del año 2001. El bloque 4N a fecha del 31/07/2016 produce 204 bbl/día de petróleo, 5130 bbl/día de agua y 98 Mcf/día de gas.

## 5.5.1 Inyección-Producción

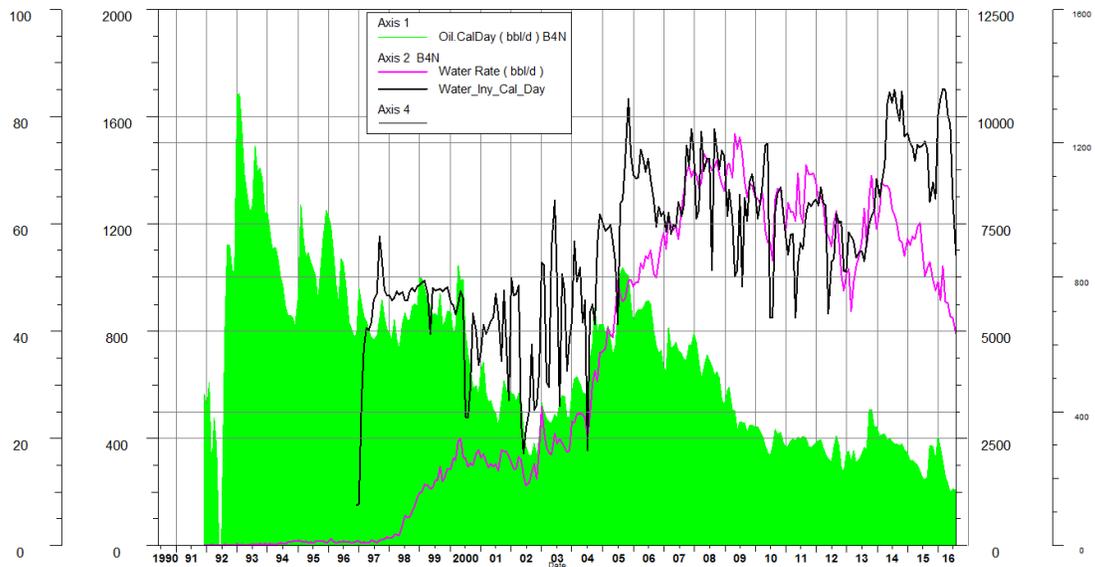


Figura 43. Inyección – Producción del bloque 4 norte en Caballos A

Fuente: Autores

Las operaciones en el bloque 4N iniciaron en el año 1992 con el pozo productor MA-015, en el mismo año como se observa en la figura 43 la curva de producción cae a un valor de 0 bbl/día debido a que el pozo MA-015 era el único que se encontraba operando en ese periodo y por problemas para controlar el flujo de hidrocarburos por baja presión, se sentó un blanking plug cerrando el pozo durante dos meses, cuando lo reabren inicia con un caudal de hidrocarburos igual a 445bbl/día.

Posteriormente la apertura de nuevos pozos como MA-016 y 026 en diciembre de 1992 muestra como la curva de producción de crudo se mantuvo por encima de 500 bbl/día durante casi un año, pero luego empezó una rápida declinación hasta 1994 cuando los tres pozos que se encontraban operando se les implementó un sistema de levantamiento artificial por gas lift con el fin de mantener alta la producción. Resaltar que entre 1994 y 1995 para los tres pozos anteriormente nombrados se realizaron fracturamientos hidráulicos en las arenas de la formación productora Caballos A.

Desde el año 1996 hasta el 2003 el pozo MA-053 fue el único pozo que realizó inyección de agua en el bloque a través de las arenas B10, B20 y B30 de la

formación Caballos B. Este pozo se acondicionó con un completamiento dual, por el cual produce en las arenas A50 y A60 de la formación Caballos A.

Un caso particular es el del pozo MA-001 que está en este bloque y en B3S, debido a que este pozo se encuentra ubicado en toda la frontera de los bloques, en el año 2003 se acondicionó el pozo con una sarta dual para inyección selectiva, donde se aísla la producción de las arenas de Caballos A con la inyección en Caballos B.

Luego del año 2005 se habilitaron nuevos pozos inyectoros como MA-058, sin embargo, la respuesta en la recuperación de crudo por parte del bloque ha sido muy pobre.

### **5.5.2 Índice de vaciamiento**

El bloque 4N inició operaciones de inyección en el año 1996 con el pozo MA-053 y durante unos meses se hicieron pruebas de inyección donde la tasa de agua ascendió hasta casi 7500 bbl/día, manteniéndose relativamente constante durante de más de tres años. Luego de eso, el volumen inyectado se mantuvo por encima de la producción acumulada, al analizar la curva índice de vaciamiento acumulado se observa que a partir del año 1997 siempre se encuentra cercana a 1,0 pero por encima. En el leve decrecimiento presentado en el año 2004 se deduce con apoyo en la gráfica inferior de la figura 44, que se debe a una disminución en el caudal de inyección.

En cuanto al análisis del índice de vaciamiento instantáneo, éste varía en el tiempo, oscilando por encima o debajo de 1.0, lo cual es entendible por diferentes operaciones llevadas a cabo, como fueron la creación de nuevos pozos y las pruebas de presión entre pozos que se generaron para evaluar posibles nuevos inyectoros en el bloque.

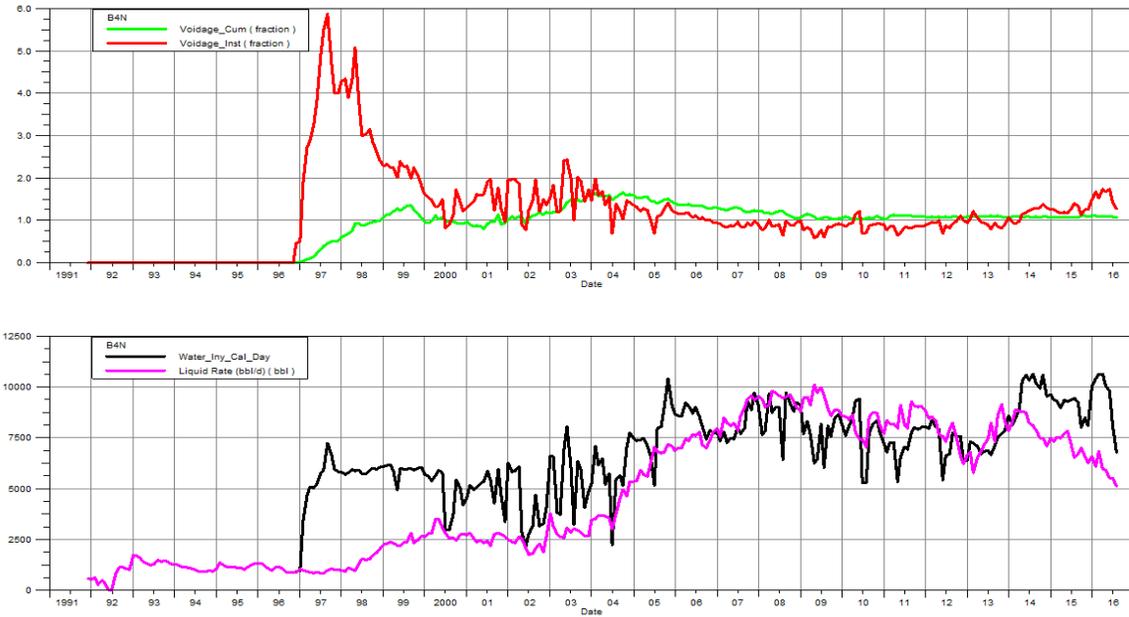


Figura 44. Índice de vaciamiento del bloque 4 norte.

Fuente: Autores

### 5.5.3 Presiones

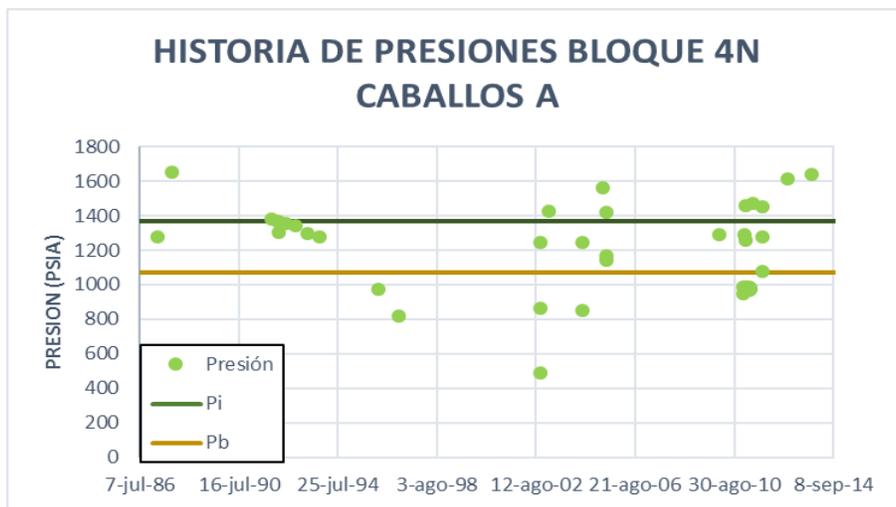
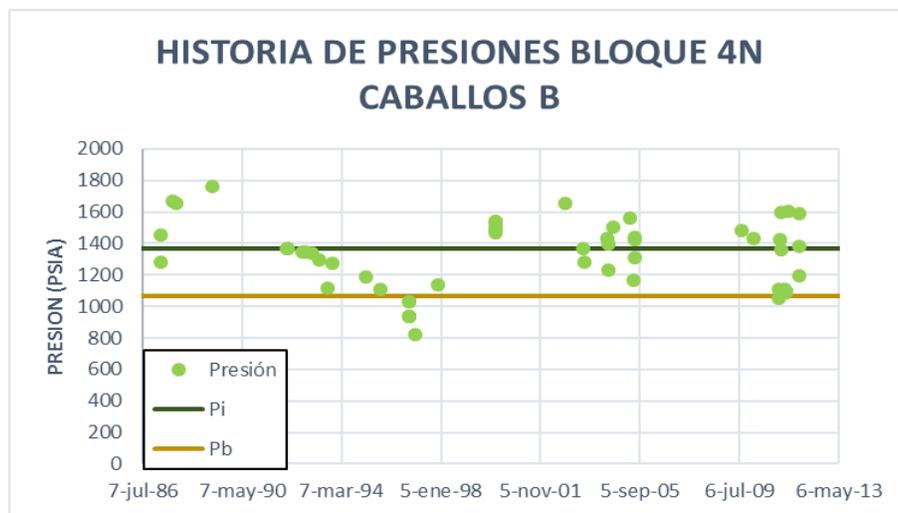


Figura 45. Presión de yacimiento del bloque 4 norte en Caballos A

Fuente: Autores

La caída de presión de la formación Caballos A fue un problema a partir del año 1994 por lo cual se realizaron diferentes pruebas para reestablecer la presión, un ejemplo fue el cierre del pozo MA-015 durante 3 meses. El fracturamiento en esta formación para pozos como MA-016 Y 026 entre los años 1995 a 1996 tuvo un efecto adverso aumentando la caída de presión por debajo de la presión de burbuja. La figura 45 muestra que a partir de mediados del año 2002 hay un crecimiento importante en la presión de la formación, esto ocurrió gracias a la inyección de agua en la mayoría de arenas de Caballos A.

Para las arenas de Caballos B en el bloque 4N los efectos de inyección fueron contundentes, desde el año 1997 el aporte de agua por parte de MA-053 en esta formación fue determinante para que poco tiempo después la presión aumentara.



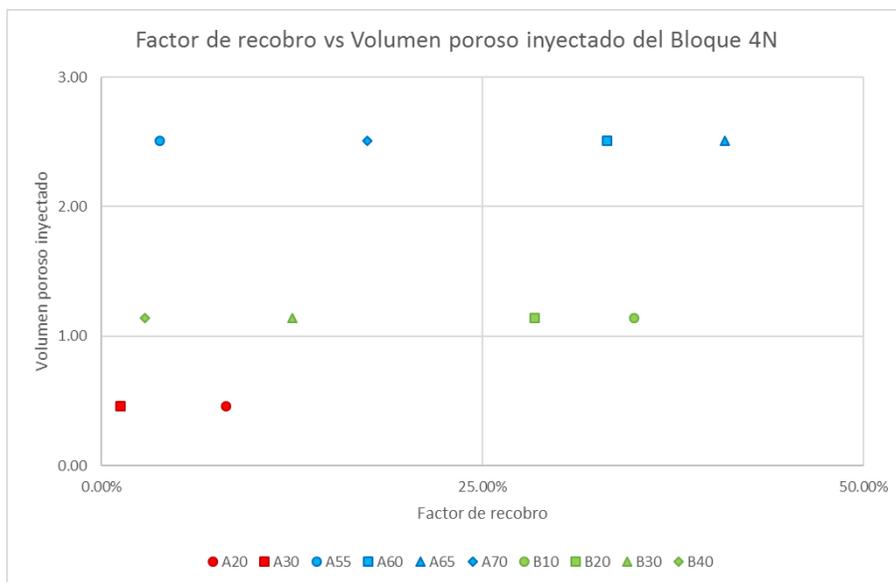


Figura 47. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 4 norte.

Fuente: Autores.

### 5.6. Bloque 4 Sur (B4S)

El bloque 4S está compuesto por 10 pozos, de los cuales, MA-002, 079 y 095 manejan los cloruros más altos en el campo, alrededor 9,000 ppm, lo que implica una posible alta corrosión. Esta condición generó desgaste y finalmente rotura de las líneas de producción, las cuales fueron necesarias cambiar en varias ocasiones. La condición anterior, sumada a la baja productividad de los pozos, llevó al cierre temporal de los mismos, dejando los pozos como monitores de presión. Teniendo en cuenta que las arenas abiertas en estos pozos coinciden con algunas arenas abiertas de los pozos inyectores en este bloque, es necesario mantener los pozos mencionados como monitores de presión para establecer el comportamiento de presión, evitar la sobre-presurización en arenas no conocidas, posibles problemas mecánicos en los pozos (colapsos, alta producción de arena, problemas geomecánicos, reactivación de fallas) y tener información para el diseño de los fluidos de control. Los pozos MA-089 y 096 fueron abandonados en el año 2011 y 2015 respectivamente. MA-014 y 072 son pozos que actualmente se encuentran en producción; en este bloque el pozo MA-044 es el pozo donde se está inyectando agua hoy en día. El bloque 4S a fecha del 31/07/2016 produce 24 bbl/día de petróleo, 178 bbl/día de agua y 8 Mcf/día de gas.

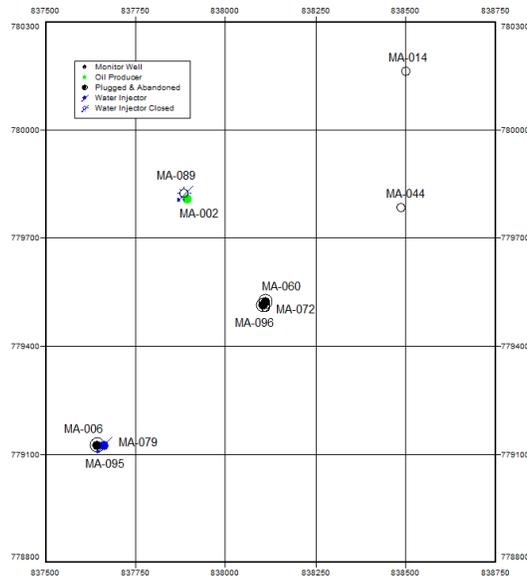


Figura 48. Mapa bloque 4S campo Yaguará

Fuente: Autores

### 5.6.1 Inyección-Producción

El bloque B4S inició operaciones con el pozo MA-002 a finales del año 1991, luego MA-014 en 1992, después entró en producción el pozo MA-072 en el año 2000. Por otro lado, MA-044 comenzó la inyección de agua desde mediados de 1998, los pozos MA-079 en el 2006 y MA-089 para mediados del 2004. La figura 49 muestra que la inyección generada en los primeros años por MA-044 fue totalmente favorable para la producción de hidrocarburos, la caída del caudal inyectado en los años 2001 y 2002 se explica por operaciones de corte de scale llevados a cabo que obligaron a cerrar el pozo durante un corto periodo de tiempo.

Entre los años 2003 y 2006 el caudal de crudo producido se mantiene relativamente estable por la influencia de los pozos inyectoros MA-044 y 089, a partir del año 2007 hay una caída abrupta en la producción de hidrocarburos, el pico de inyección del año 2008 se justificó como un intento de evaluar la respuesta de los pozos productores, pero realmente no funcionó de nada, por eso entre el 2009 y 2010 se cerró la inyección dada su falta de influencia en el recobro de petróleo.

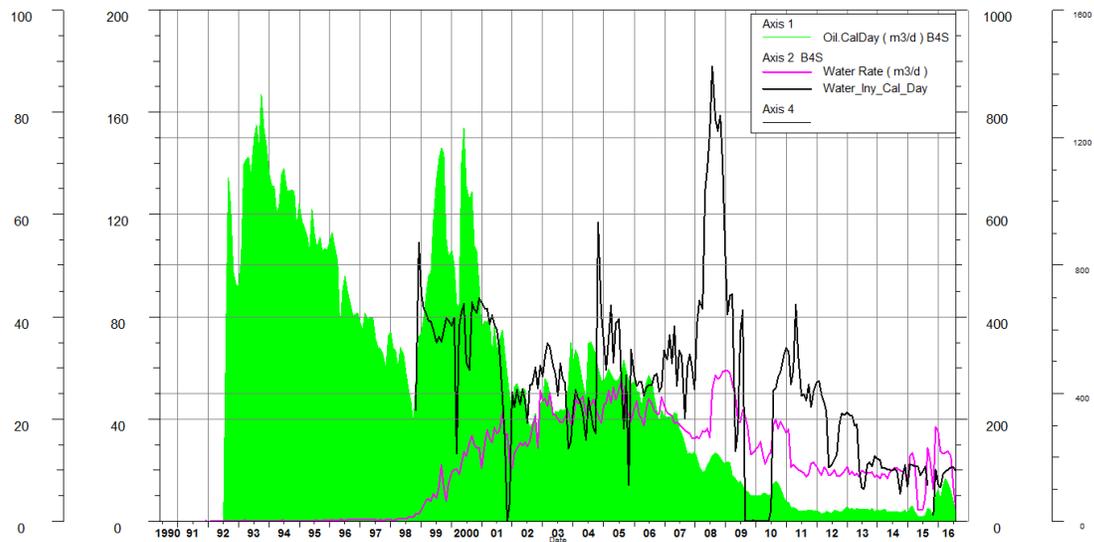


Figura 49. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada vs tiempo del bloque 4S.

Fuente: Autores

### 5.6.2 Índice de vaciamiento

Para este bloque se tiene la figura 50, en el primer diagrama se encuentra el índice de vaciamiento acumulado y el instantáneo, ambas variables dependen del volumen de fluidos inyectados y producidos. El primero de ellos indica cómo se encuentra la relación de agua inyectada respecto a líquidos producidos en el tiempo mientras se va acumulando, es decir, que representa históricamente la sumatoria de volumen de fluidos que se han inyectado con respecto a los producidos en el tiempo a un periodo dado desde el comienzo de la inyección. Para el bloque 4S se tiene que el comportamiento de la gráfica es creciente y tiende a estabilizarse en el tiempo a valores muy cercanos a 1 pero menores, lo cual indica que históricamente fue mayor la cantidad de fluido producido con respecto al inyectado.

El cálculo del índice de vaciamiento instantáneo se toma en un periodo determinado el volumen de agua que se inyecta en ese momento y se divide entre la cantidad de fluidos que se producen en el mismo periodo. En la figura 50 se identifican dos momentos claves en el comportamiento del bloque, el primero es entre 2009 y 2010 donde la inyección cayó a niveles muy cercanos a 0 bbl/día lo cual produjo que la gráfica de índice de vaciamiento sufriera exactamente la misma declinación en el mismo tiempo. El segundo momento es entre el 2014 y 2016 se aprecia que el índice de vaciamiento instantáneo aumentó abruptamente en dos ocasiones y en la intermedia de ellas cayó hasta casi cero, de lo cual se deduce que el problema está en que la producción decayó a valores muy bajos con respecto a lo que se estaba inyectando.

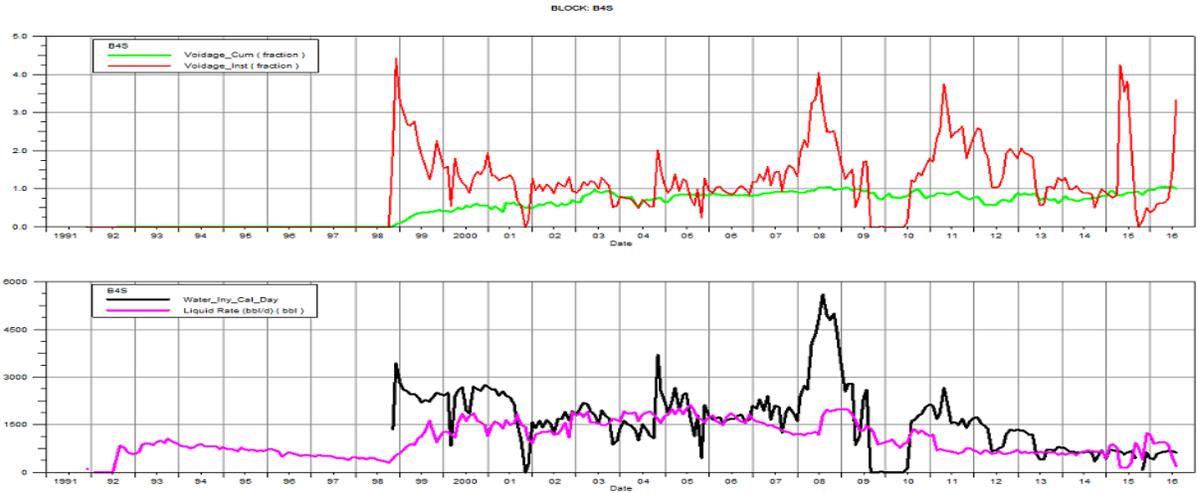


Figura 50. Índice de vaciamiento del bloque 4 sur.  
Fuente: Autores.

### 5.6.3 Presiones

La figura 51 contiene el registro histórico de las presiones de las arenas Caballos A en el bloque 4S. En estas arenas el único pozo inyector que tuvo influencia fue MA-089 por lo que se evidencia que luego del 2004 la presión se encuentra por encima del promedio del yacimiento.

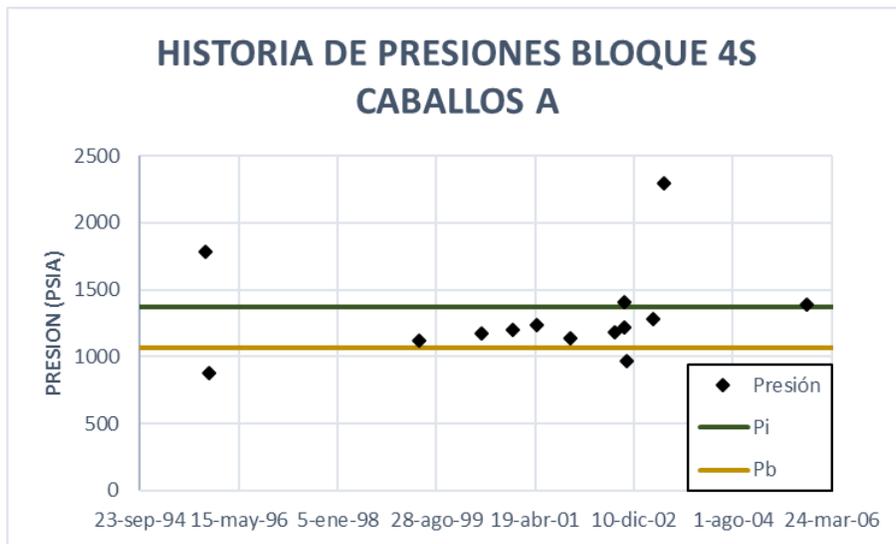


Figura 51. Presión de yacimiento del bloque 4 sur en Caballos A.

Fuente: Autores.

La figura 52 muestra cómo se comporta históricamente la presión de Caballos B en el bloque 4S. Se evidenció que luego de poner en marcha los pozos inyectores MA-

044 y 078 que influyen la zona, se tuvo un gran aumento de la presión que sin embargo no se reflejó en un aumento considerable del caudal de petróleo producido.

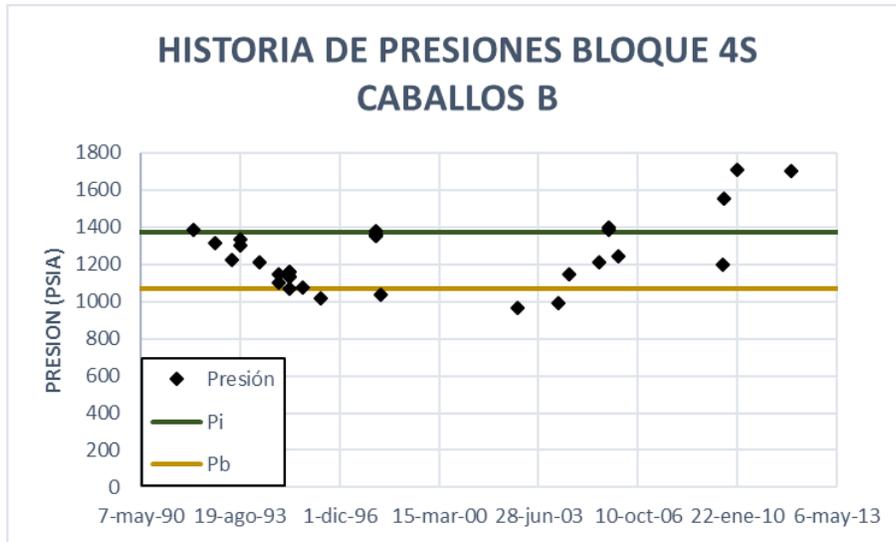


Figura 52. Presión de yacimiento del bloque 4 sur en Caballos B

Fuente: Autores

### 5.6.4 Factor de recobro

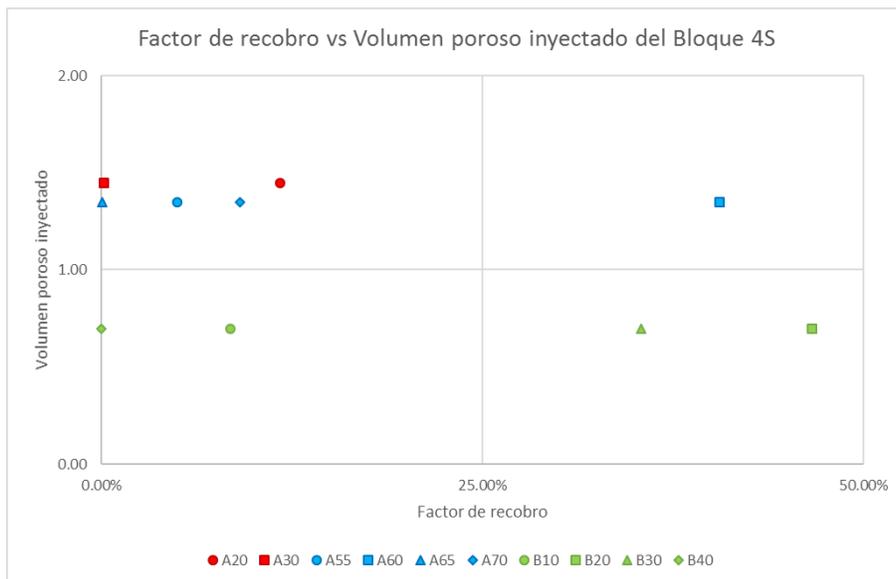


Figura 53. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 4 sur.

Fuente: Autores

El bloque 4S presenta un poco eficiente patrón de inyección como se evidencia en la figura 53; para lograr aumentar su producción de hidrocarburos se necesita utilizar geles obturantes en las arenas A20, A30, A55, A65 y A70, mantener la inyección en A60 y B20, aumentarla en B10 y cerrar camisas en B40.

### 5.7. Bloque 5 Norte (B5N)

El bloque 5N está compuesto por 28 pozos, el pozo MA-022 es seco. Los pozos MA-012, 017, 020, 024, 042, 088, 092, 094, 103, 104, 112, 113, 117 y 122 se encuentran en producción; MA-030, 033, 047, 048, 049, 050, 055, 062 y 093 son los pozos donde se está inyectando agua hoy en día. Los pozos MA-037, 045, 051 y 052 fueron abandonados. El bloque 5N a fecha del 31/07/2016 produce 320 bbl/día de petróleo, 11197 bbl/día de agua y 152 Mcf/día de gas.

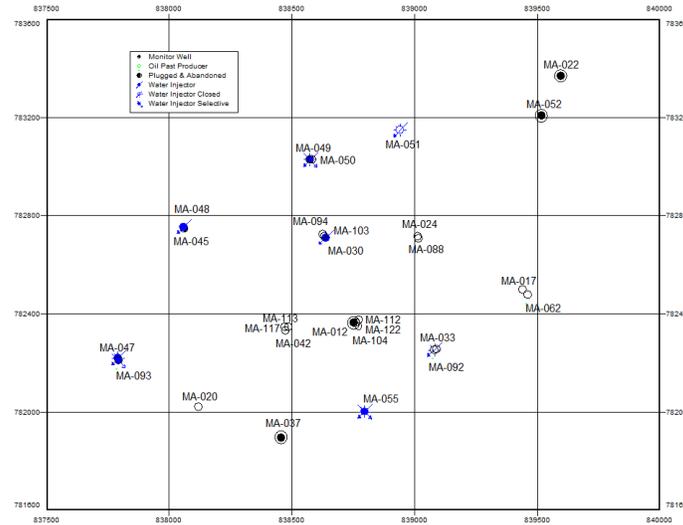


Figura 54. Mapa bloque 5N campo Yaguará.

Fuente: Autores

#### 5.7.1 Inyección-Producción

El bloque 5N inició con la perforación del pozo MA-012 en diciembre de 1991, luego se perforaron los pozos MA-017, 020 y 024 en el año 1992, debido a eso se tuvieron los niveles de producción más altos en la historia del bloque en el año 1993 como se puede observar en la figura 55, aunque, posterior a eso se presenta una caída del caudal hasta finales del año 1996, a pesar de que en 1995 se puso en producción el pozo MA-042. A inicios de 1997 comenzó la inyección de agua en el bloque por medio de los pozos MA-049 y 050; se resalta que MA-049 fue perforado

para ser un pozo inyector dada su cercanía y buena correlación de arenas con los pozos productores cercanos a él, como se muestra en la figura 55. MA-050 dado su estado mecánico e historial, inició como un pozo inyector en la formación Caballos B y productor en Caballos A, sin embargo, fue poco favorable para la operadora por el bajo aporte de hidrocarburo por parte de Caballos A en la producción (5bbl/día de crudo), lo cual llevó a su cierre.

En el año 1998 se evidenció el aumento en la producción de petróleo, este fenómeno se da por la llegada del frente de inyección a los pozos productores, lo cual se sustenta con el aumento en la tasa de agua producida como se observa en la figura 55. La caída de la inyección del año 2000 se debe al cierre parcial de MA-050, los aumentos en producción en el año 2001 y 2002 combinados con la caída en la tasa inyectada se explican por la perforación de nuevos pozos y las labores de workover realizadas en los antiguos.

La caída de inyección entre los años 2003 y 2004 fue por el cierre parcial de inyección de MA-048 y aun así, la respuesta en producción fue bastante favorable; la caída de tasa inyectada más importante ocurre en el año 2010 donde MA-050 se cerró por 6 meses y la tasa pasa de los 16000 bbl/día a los 4000 bbl/día, se nota solo una pequeña declinación en la producción de crudo pero aun así la influencia no es evidente porque al restaurarse los niveles de inyección por encima de los 12000 bbl/día la producción de petróleo sigue cayendo.

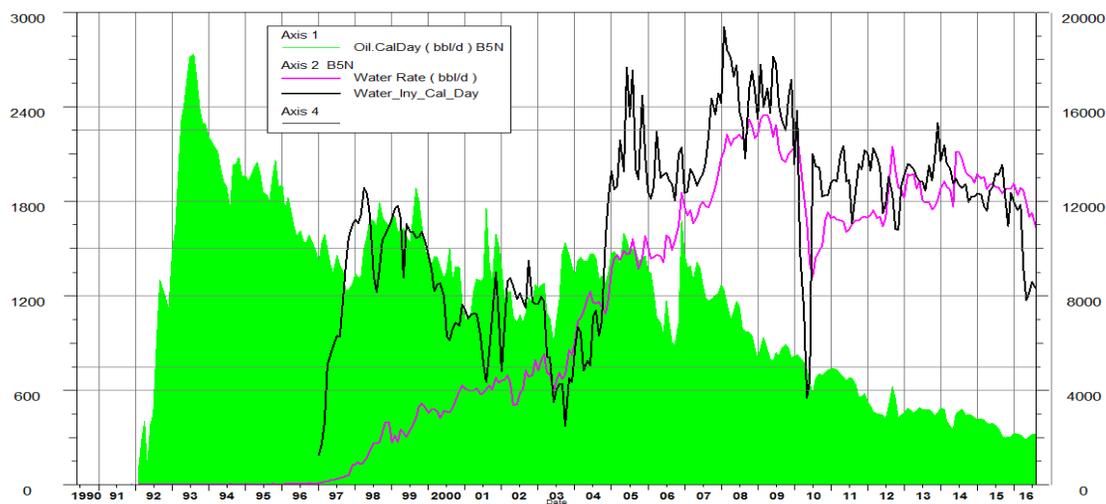


Figura 55. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada Vs Tiempo del B5N

Fuente: Autores

## 5.7.2 Índice de vaciamiento

Como es posible apreciar en las dos gráficas que se generaron a partir de la herramienta OFM, el diagrama número dos (2) de la figura 56 muestra que en el bloque 5N las operaciones de producción iniciaron en el año 1991 mientras que las de inyección de fluidos lo hicieron en el año 1997, por lo cual en dicho año se observa el índice de vaciamiento tanto acumulado como instantáneo.

Desde que inició la inyección de agua, la curva de producción de líquidos mostró crecimiento, en el año 1998 el volumen inyectado era casi cinco veces mayor que el producido, lo cual conllevó a que el agua ocupara los espacios que anteriormente ocupaba el crudo en las arenas para restaurar la presión de yacimiento. En promedio la curva de producción aumentó históricamente hasta el año 2008, posteriormente ocurre una declinación en el caudal de producción de fluidos totales de casi 8000 bbl/día lo que posiblemente se deba a pérdida de fluido en el yacimiento.

En cuanto a la curva de índice de vaciamiento acumulado es claro que históricamente el volumen inyectado que se acumula se ha mantenido por debajo del producido, sin embargo, llama la atención ver que a partir del año 2007 el primer diagrama de la figura 56 muestra decrecimiento hasta la actualidad.

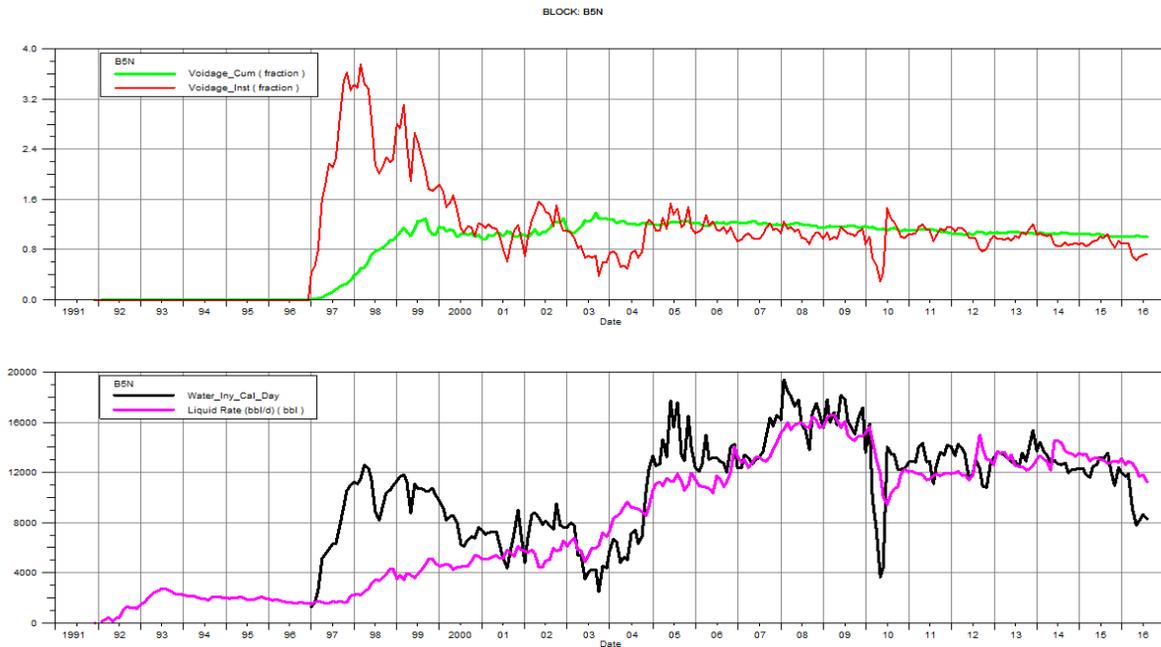


Figura 56. Índice de vaciamiento del bloque 5 norte.

Fuente: Autores.

### 5.7.3 Presiones

En el bloque 5N las presiones en las arenas de Caballos A varían mucho por debajo de la presión inicial promedio del yacimiento y de burbuja como se muestra en la figura 57, pero a partir del año 2002 se fueron estabilizando los valores entre las dos presiones de referencia nombradas. El aumento progresivo de la inyección de agua, mantienen la presión en las arenas del bloque.

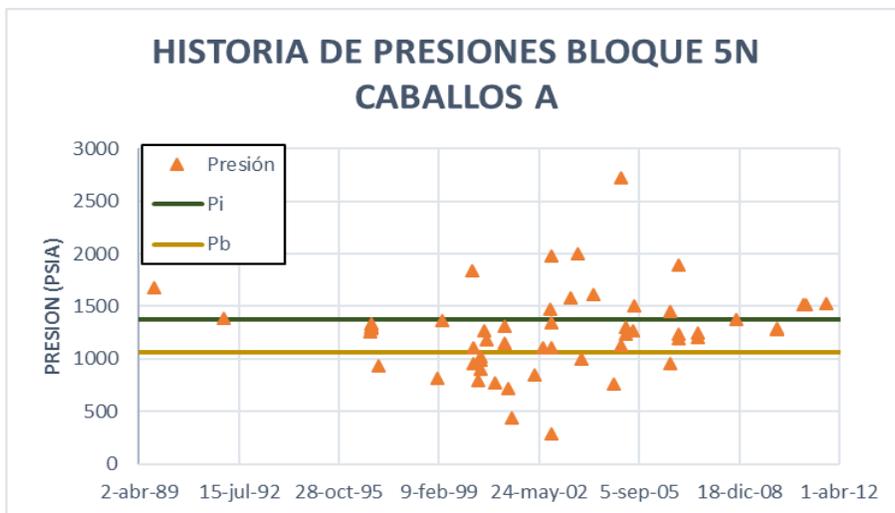


Figura 57. Presión de yacimiento del bloque 5 norte en Caballos A

Fuente: Autores

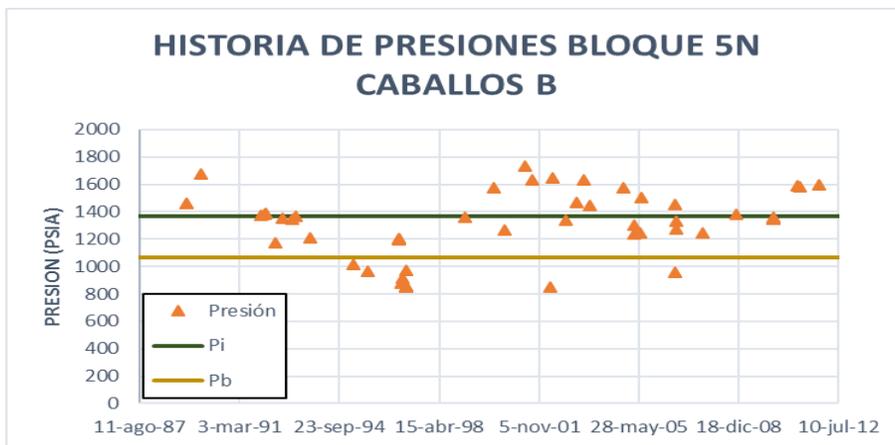


Figura 58. Presión de yacimiento del bloque 5 norte en Caballos B

Fuente: Autores

Para las arenas de Caballos B, en la figura 58 se muestra como la presión cae abruptamente entre los años 1987 y 1995. En el año 1996 inician actividades de inyección los pozos MA-049 y 050 en los estratos de Caballos B lo cual se ve reflejado en el aumento de la presión posterior a dicho año.

#### 5.7.4 Factor de recobro

La recuperación de hidrocarburos por arenas en el bloque 5N se muestra en la figura 59, de ésta se puede concluir, que el bloque presenta diferentes comportamientos en todas sus arenas, Caballos A (rojo) y Caballos Medio (azul) a excepción de A60, es una zona inmadura, en la cual se debe aumentar la inyección para alcanzar valores más altos de recobro y por concerniente mayores tasas de producción de hidrocarburos. Caballos B (verde) presenta dos fenómenos, B10 y B40 están canalizadas y requieren un tratamiento con geles obturantes, por el contrario, B20 y B30 tienen mejor factor de recobro, es una zona madura y se recomienda bajar la inyección para evitar canalizaciones.

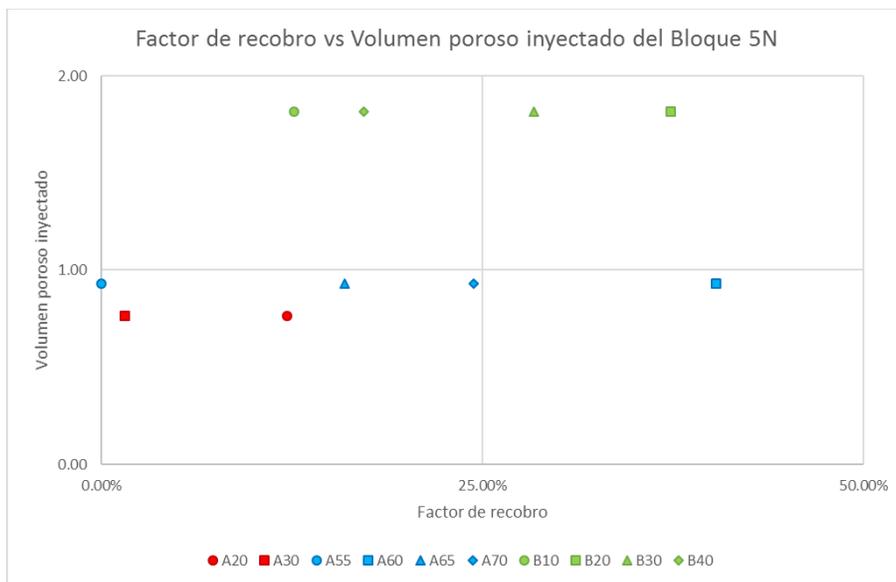


Figura 59. Factor de recobro vs volumen poroso inyectado del bloque 5 norte.

Fuente: Autores.

#### 5.8. Bloque 5 Sur (B5S)

El bloque 5S está compuesto por 27 pozos, de los cuales los pozos MA-004, 009, 013, 023, 029 y 038 fueron abandonados; los pozos MA-037, 043, 057, 061, 071,

080, 082, 083, 084, 099, 107, 114 y 118 actualmente se encuentran en producción; MA-019, 031, 032, 036, 040 y 046 son los pozos donde se está inyectando agua hoy en día. El bloque 5S a fecha del 31/07/2016 produce 275 bbl/día de petróleo, 6810 bbl/día de agua y 126 Mcf/día de gas.

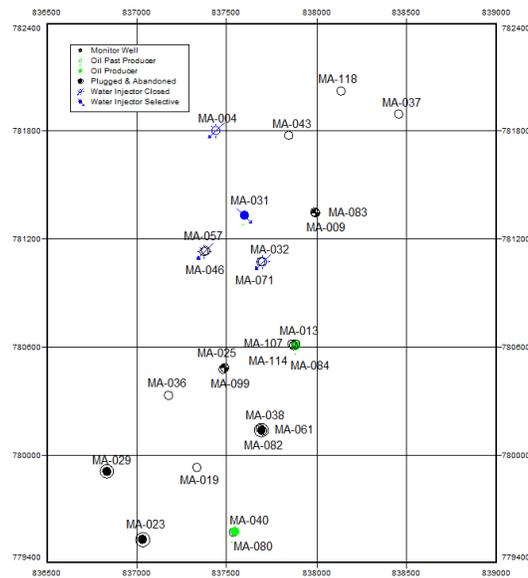


Figura 60. Mapa bloque 5S campo Yaguará

Fuente: Autores

### 5.8.1 Inyección-Producción

El bloque 5S inició operaciones con la perforación del pozo MA-004 y 013 en el año 1991, sin embargo, MA-004 presentó problemas porque la zona productora B30 contenía altas concentraciones de H<sub>2</sub>S, por lo cual, el pozo se cerró hasta el año 1994, por lo tanto, se convirtió en inyector en Caballos B, al hacer las pruebas de inyección se registraron caudales de más de 20000 bbl/día lo cual se observa en la curva de inyección de la figura 61.

En el año 1995 entró en operación el pozo MA-036, el cual presentó alto contenido de sal y se convirtió en inyector en las arenas B10, B20 y B30. Los efectos de recobro por la presurización del bloque, por parte de los dos pozos inyectores nombrados anteriormente, se vió reflejado en un aumento en la recuperación de hidrocarburos a partir del año 1998, lo cual, se corrobora en la gráfica de producción de agua. En dicho año, también empezó a crecer rápidamente el corte de agua, por lo cual se concluye que el frente agua tardó cerca de tres años en llegar a los primeros pozos. Este análisis, destaca el evento presentado a mediados del año

1999, donde se suspendió la inyección en MA-004 y 036 debido al aumento de BSW en los pozos MA-025 y 057, por lo que dos meses después disminuye la inyección a la mitad y la presión en aproximadamente 600psi.

En 1998 inicia labores de inyección el pozo MA-019, pero las arenas productoras en Caballos A no cumplieron con las expectativas, se procede a realizar operaciones de inyección en la zona de Caballos B sin lograr aislar las arenas cañoneadas de Caballos A.

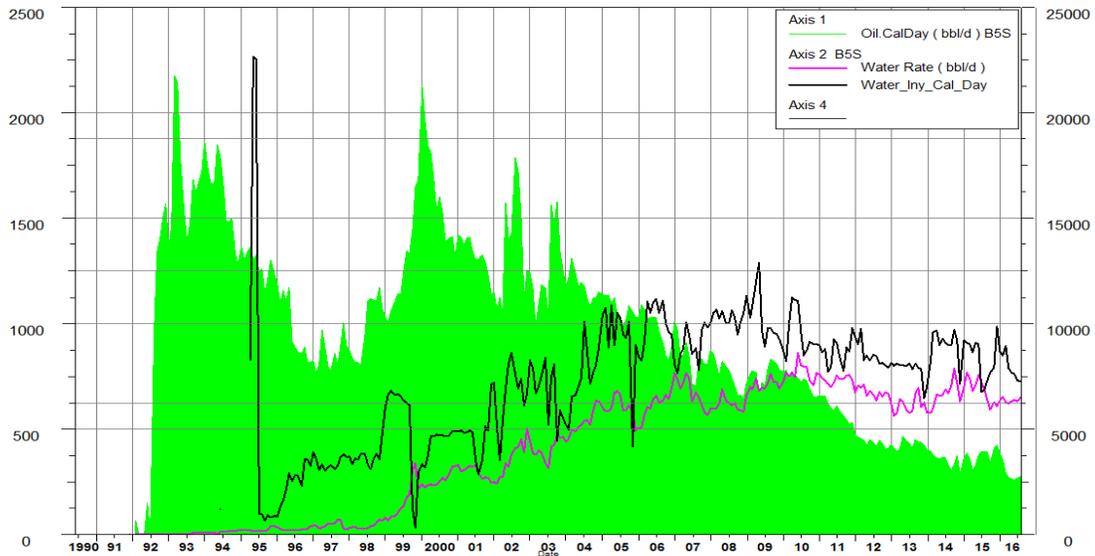


Figura 61. Rata de petróleo, rata de agua y agua inyectada vs tiempo del bloque 5S.

Fuente: Autores.

El pozo MA-038 es un caso especial debido a que actualmente está abandonado, sin embargo, antes de ser cerrado se hicieron pruebas de inyección, al bajar una sarta dual se identificó que existía una pérdida de barriles inyectados en las zonas de Caballos A10, A20 y A30, lo que posiblemente indica que el agua se haya filtrado por arenas sin interés dada la heterogeneidad de las zonas y que las mismas se encuentran a una profundidad somera con respecto a otros pozos, como es mostrado en la “cross section” de la figura 62. Por la continuidad entre las arenas y que en el área alrededor de este pozo no se encuentra ningún pozo inyector, se recomienda reabrir el pozo como piloto para tratamiento con geles de alta viscosidad en las zonas de pérdida de fluido y minifrack en los estratos de interés.

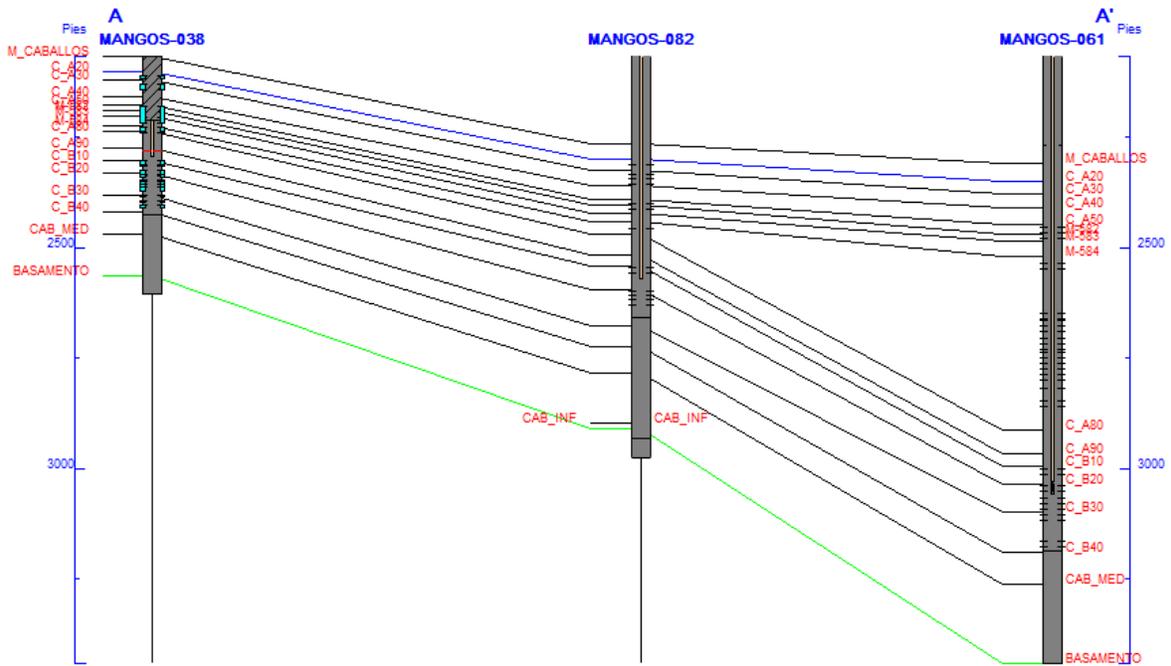


Figura 62. "Cross section" de MA-038, 082 y 061

Fuente: Autores

### 5.8.2 Índice de vaciamiento

El bloque 5S inició operaciones de inyección en el año 1995 con el pozo MA-004 y durante unos meses se realizaron pruebas de inyección donde la taza ascendió de 8000 a casi 22500 bbl/día y bajó rápidamente hasta los 2000 bbl/día. Luego de eso, en la gran mayoría de periodos el volumen inyectado se mantuvo por encima del producido por ende el índice de vaciamiento estuvo por encima de 1,0.

Al analizar el índice de vaciamiento instantáneo se encuentra que varía mucho en el tiempo, oscilando por arriba y por debajo de 1,0 y esto se dá por diferentes operaciones, como lo fueron la creación de nuevos pozos y la prueba de presión entre pozos, que se generó para evaluar posibles nuevos inyectores en el bloque.

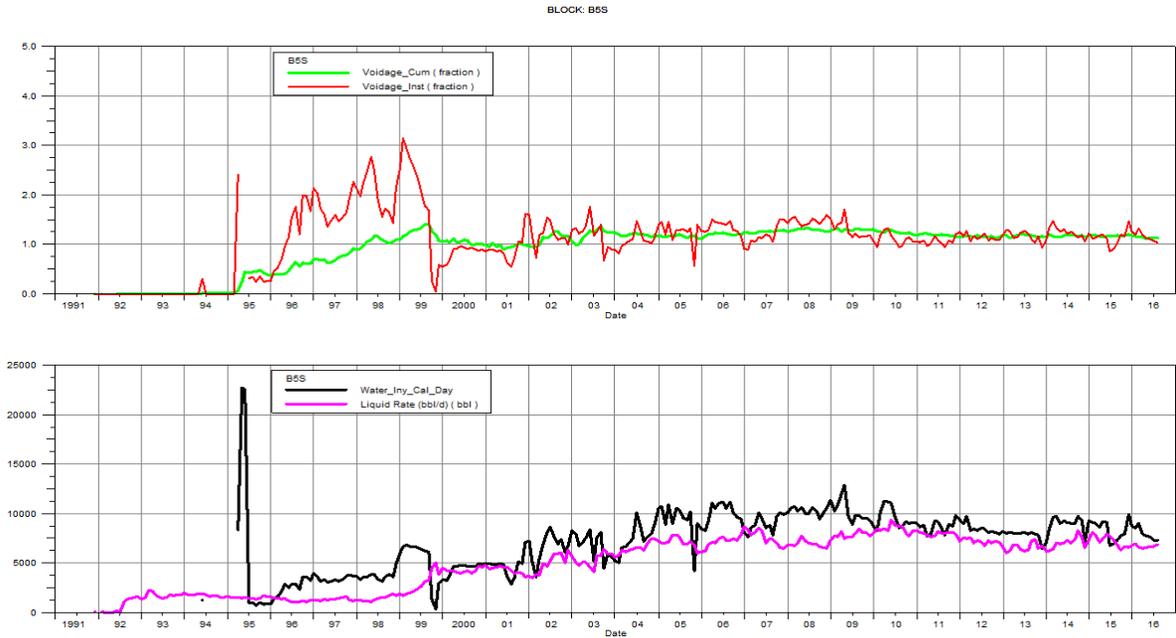


Figura 63. Índice de vaciamiento del Bloque 5 sur.  
Fuente: Autores.

### 5.8.3 Presiones

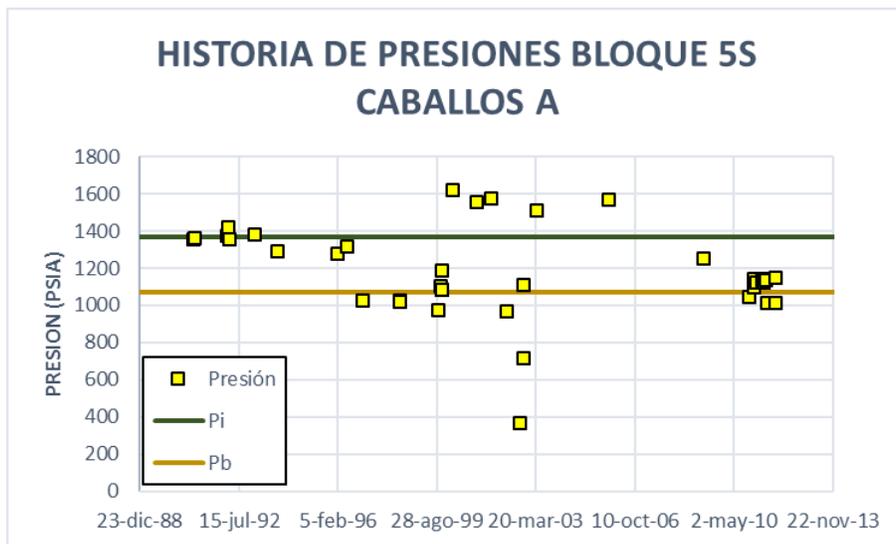


Figura 64. Presión de yacimiento del bloque 5 sur en Caballos A

Fuente: Autores

El bloque 5S al ser uno de los bloques más grandes del campo Yaguará, se puede observar en la figura 64 el comportamiento de la presión del bloque en la arena

Caballos A, después del inicio de inyección de agua en el año 1997 se observa un aumento de la presión, pero en el año 2003 hay una caída abrupta de presión hasta llegar a los 400psi porque en esta arena el pozo MA-004 y 036 suspendieron operaciones por alto BSW en los pozos MA-025 y 057. Posteriormente la presión empieza a estabilizarse por encima de la presión de burbuja y actualmente los pozos inyectoros mantienen la presión del bloque.

Para las arenas de Caballos B en el bloque 5S, se observa que los efectos de inyección fueron contundentes, el aporte de agua por parte de MA-019 en la zona desde el año 1998 fue determinante para que poco tiempo después la presión se mantuviera en un rango aceptable, entre la presión promedio del yacimiento y la de burbuja.

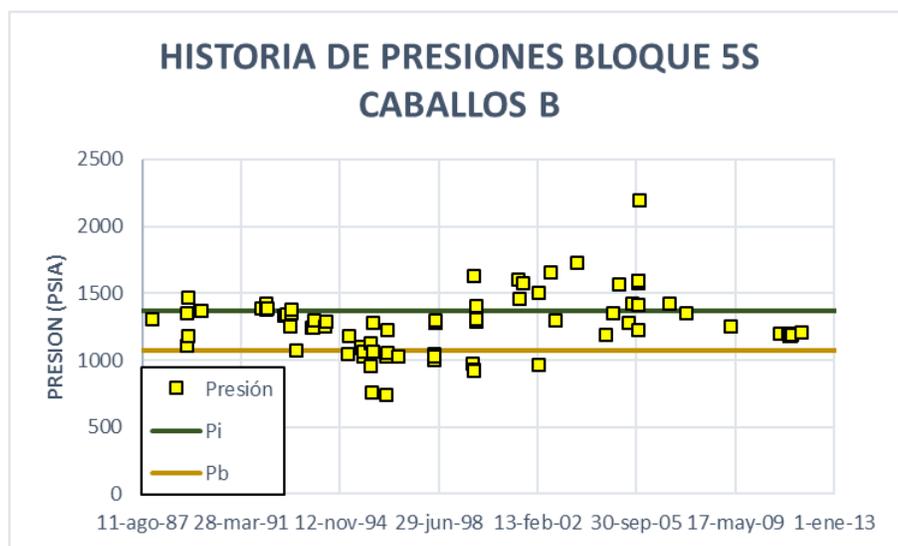


Figura 65. Presión de yacimiento del bloque 5 sur en Caballos B.

Fuente: Autores.

Bloque	Qo (bbl/día)	Qw (bbl/día)	Qg (bbl/día)	FR	Productores	Inyectores	Abandonados	Fecha
B1	174	2877	42	11%	5	2	1	31/07/2016
B3N	464	13179	112	38%	8	6	1	31/07/2016
B3S	94	1655	42	22%	4	1	1	31/07/2016
B4C	180	5005	98	27%	9	2	0	31/07/2016
B4N	204	5130	98	23%	13	4	1	31/07/2016
B4S	24	178	8	30%	2	5	3	31/07/2016
B5N	320	11197	152	27%	14	9	5	31/07/2016
B5S	275	6810	126	24%	13	6	8	31/07/2016

Tabla 5. Información general por bloque

Fuente: Autores

## 6. HALL-PLOT

Este método de análisis ha sido aplicado para todos los pozos inyectoros que hacen parte del campo Yaguará, a continuación, se describirán los distintos tipos de comportamientos que se presentan y que pozos se relacionan con los mismos de acuerdo a las figuras Hall-Plot de inyección al que pertenezcan.

Las figuras 69, 70, 75, 76, 81, 85, 87, 90, 91, 92, 94, 95, 105, 107, 115, 119, 120, 126, 127, 129, 130, 140 son algo variables, ya que los diferentes pozos inyectan o inyectaron a diferentes unidades de flujo y algunos de ellos se encuentran actualmente suspendidos de operación. El comportamiento que se puede evidenciar para los respectivos pozos es la tendencia al taponamiento por daño, como se puede ver en el anexo 01. Para la mayoría de los pozos que corresponden a las figuras mencionadas, se observa un patrón de comportamiento común, donde una vez inyectados los respectivos volúmenes de agua, se nota cómo la pendiente se suaviza un poco después de lo que se supone que son estimulaciones, debido a la horizontalidad que toman las gráficas en las figuras; cabe anotar que una vez se continua con la inyección, se nota de nuevo una tendencia de taponamiento muy leve y estos pozos a pesar de presentar mejoría mantienen una pendiente superior a los otros pozos con comportamientos más variables.

En el anexo 01 también se pueden observar, los diferentes patrones de inyección que hay, debido a que en estos pozos se inyecta en las 3 unidades de flujo presentes en el campo. Para los pozos MA-047A, 047SC y 047SL (figuras 108, 109 y 110), los cuales inyectan en la unidad Caballos A, se observa un comportamiento óptimo y sin daños durante su mayor parte de vida, teniendo en cuenta que el aumento de pendiente al inicio se debe a efectos de llenado inicial del pozo, sin embargo, el rápido cambio de pendiente a una asíntota vertical indica que hubo un taponamiento muy fuerte en la formación.

Para los pozos MA-001 y 034 (Figuras 67 y 88), se observa un comportamiento óptimo y sin daños, teniendo en cuenta que el aumento de pendiente al comienzo se debe a efectos de llenado inicial del pozo.

Pozos como MA-046, 049, 058SC, 058SL, 081SL, 069 (Figuras 101, 110, 122, 123, 126, 134) mantienen un comportamiento eficiente y constante, sin embargo, luego de cierto valor de fluido inyectado, sus pendientes decrecen rápidamente denotando un daño abrupto por fractura

Los hall-plots que no se han nombrado hasta el momento tienen la particularidad que su comportamiento general carece de uniformidad, debido a que los pozos inyectan en diferentes unidades de flujo, han sido sometidos a estimulación química y presentan cambios en su estado mecánico. En las figuras 70, 71, 73, 76, 78, 81, 85, 92, 95, 96, 97, 98, 99, 112, 113, 117, 122, 130 y 138, los pozos muestran el menor número de variaciones que combinan diferentes efectos como la tendencia al taponamiento, estimulaciones infructuosas, daño abrupto del pozo por fracturamiento, pérdida de fluidos inyectados, etc. Estos pozos presentan una característica en común y es que el nivel de daño que han tenido en cierto momento puede llegar a ser tan fuerte que ni siquiera realizando estimulación ácida o con la remoción y mantenimiento de la tubería de inyección se pueda evidenciar cambios significativos en la pendiente, tal que muestren un posible aumento en la capacidad de recepción en los pozos o mejoramiento en el proceso de distribución de fluidos en las respectivas formaciones, de acuerdo sea el caso. Los pozos con las pendientes elevadas, es decir asíntotas verticales, corresponden a los problemas operacionales.

Los pozos con el mayor número de variaciones en el comportamiento del hall-plot son los correspondientes a las figuras del anexo 01: 72, 77, 79, 82, 84, 100, 101, 103, 105, 110, 116, 120, 121, 125, 131, 132, 133, 134, 136, 137, 140 y 141. A diferencia del grupo de pozos citados en el párrafo anterior, este grupo de pozos no presentan ningún comportamiento vertical prolongado. Si se toman de referencia las figuras 138 y 142 (pozo MA-105 y 089SL) se identifican tres estimulaciones para diferentes casos de daño (ya sea por fractura o taponamiento) en diferentes periodos de su vida.

Un caso especial es el pozo MA-081SC (figura 135), en el inicio de su vida contaba con un alto daño que impedía el flujo en las arenas, por lo cual se realizó un trabajo de estimulación que dio solución al problema durante cierto periodo, y con el paso del tiempo se fueron formando fracturas que terminaron dañando el pozo por pérdida de fluidos en fracturas.

## 7. CONCLUSIONES

La revisión de los historiales de los pozos inyectoros y productores fueron de gran ayuda para identificar los eventos que tuvieron incidencia en los cambios de los caudales, tanto de fluidos inyectados como producidos a lo largo del tiempo, identificando las causas de dichas variaciones.

Algo importante de resaltar es que actualmente se mantiene la presión promedio del campo por encima de la de burbuja (1068psi). Desde que inició la producción del campo en el año 1991 se notó que la presión declinó hasta llegar a estar por debajo de la presión de burbuja en el año 1996, pero, a partir de la inyección masiva que empezó en el año 1997 logra subir la presión del yacimiento por encima de la  $P_b$ , la cual se mantiene hasta la actualidad

Se logró evaluar todos los bloques por separado, establecer las relaciones que tiene cada pozo inyector con cada pozo productor del campo por bloque, identificando así el efecto que tiene cada pozo inyector sobre los pozos productores, lo cual permite tomar una decisión más acertada en cuanto al manejo de los volúmenes inyectados y las intervenciones que se hacen a los pozos por bloques.

Se identificó el perfil de flujo actual del proceso de inyección de agua de los pozos inyectoros hacia los pozos productores, notándose que la zona de Caballos B fue la que mejor comportamiento mostró en la mayoría de los pozos, seguido por Caballos Medio y luego Caballos A.

## **8. RECOMENDACIONES.**

Convertir los pozos productores MA-074, 026, 097 y 116 en inyectores para incrementar reservas recuperables y mantener la presión por encima del punto de burbuja.

Implementar un programa de geles obturantes en los pozos MA-001, 019, 031, 033, 034, 053, 068 y 071, lo cual podría mitigar los problemas de canalización, logrando un mejor barrido y por lo tanto un incremento en la producción de hidrocarburos.

Debido a la baja presión y recobro, se debe aumentar la inyección de agua en Caballos B en los pozos MA-030, 031, 032, 036, 044, 046, 050, 051, 054, 055, 058, 079, 081, 089 y 105; en Caballos Medio los pozos MA-033, 054 y 055; y en Caballos A los pozos MA-033, 043, 051, 054 y 076.

Implementar sartas selectivas en los pozos MA-019, 043, 047, 051, 058 y 105, para garantizar flujos por zonas específicas.

Se deben perforar pozos inyectores según los mapas de burbuja y en especial en el bloque 1, lo cual incrementaría la producción de hidrocarburos y haría más eficiente el proyecto aumentando el factor de recobro.

## BIBLIOGRAFIA

1. Artunduaga Aroca Edwin J. "EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN HUILA, DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA GERENCIA REGIONAL DEL SUR DE ECOPETROL S.A." Año nb08.
2. Freddy H. Escobar, Ph.D, METODOS DE RECOBRO, unidades 1 CONCEPTOS BASICOS, 2 Eficiencia de desplazamiento macroscópico de una inyección lineal de agua, 3.Eficiencia de barrido areal, 4 Heterogeneidades y métodos de predicción del comportamiento de inyección de agua.
3. González Dussán Karen R. y Viveros A. Alexsandro, "REDISTRIBUCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO YAGUARÁ". Huila, Colombia. Año 2010.
4. Martínez A. Anna María y Paredes F. Maryi Leicy "CALIDAD FISICOQUÍMICA DE FUENTES DE AGUA SUPERFICIAL EN ÁREAS DE INFLUENCIA PETROLERA EN EL ALTO MAGDALENA". Año 2000.
5. Montaña Carlos Andrés y Aldana Cesar Iván, "OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUAS EN EL CAMPO LOS MANGOS YAGUARÁ". Año 2005.
6. PARIS DE FERRER, Magdalena, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela.
7. ~~PARIS DE FERRER, Magdalena~~, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo, Venezuela.
8. Rojas A. Juan Manuel y Sandino C. María Patricia, "ANALISIS DE DECLINACION DE PRESION POST – FRAC EN POZOS DEL PROYECTO YAGUARA – ASOCIACION HOBO". Año 1993.
9. Saavedra M. Alexander y Camacho Silva Pablo, "EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO DE LOS TRABAJOS REALIZADOS EN LAS ARENAS "A" DEL CAMPO LOS MANGOS – YAGUARA". Año 1997.

## ANEXO 1 HALL PLOT

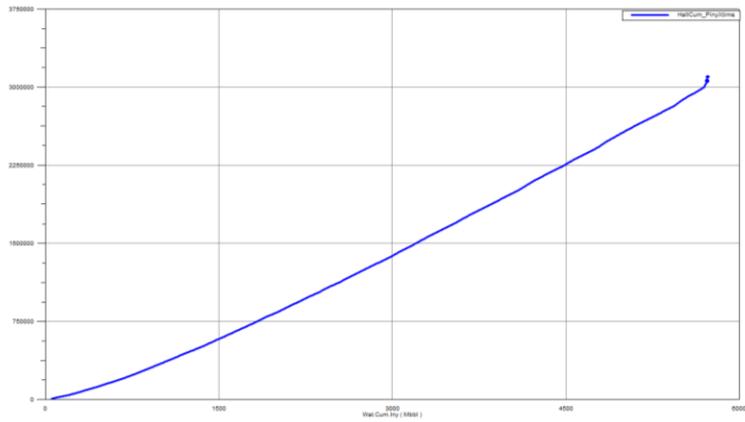


Figura 66. Hall Plot MA-001

Fuente: Autores

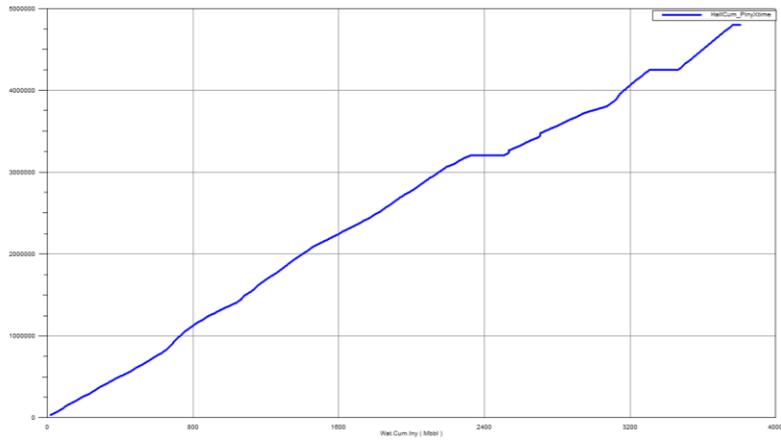


Figura 67. Hall Plot MA-001A

Fuente: Autores

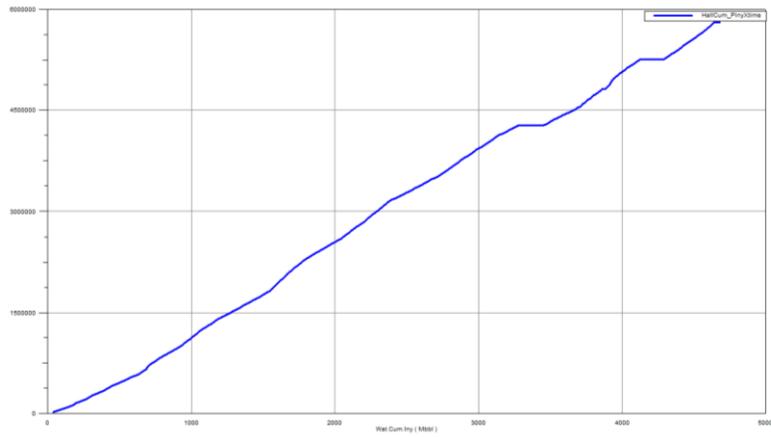


Figura 68. Hall Plot MA-001SC

Fuente: Autores

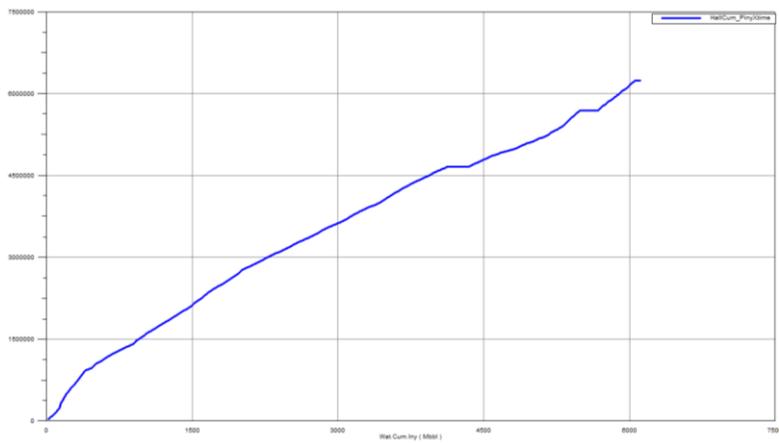


Figura 69. Hall Plot MA-001SL

Fuente: Autores

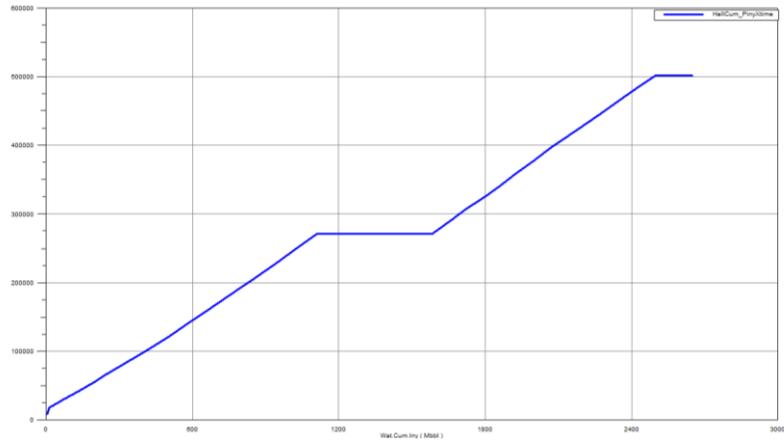


Figura 70. Hall Plot MA-003

Fuente: Autores

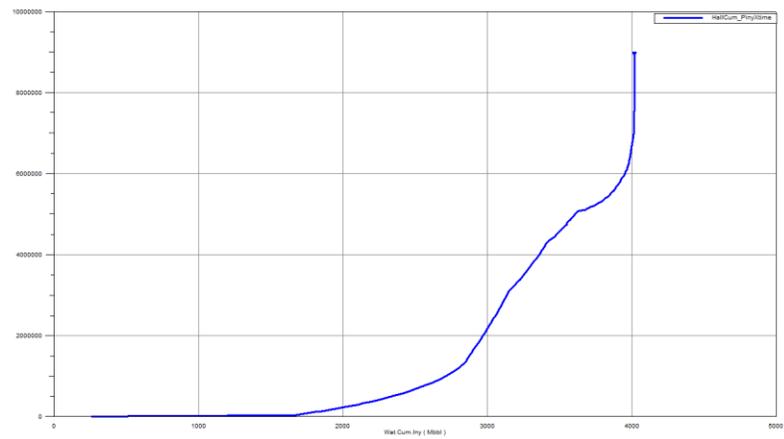


Figura 71. Hall Plot MA-001

Fuente: Autores

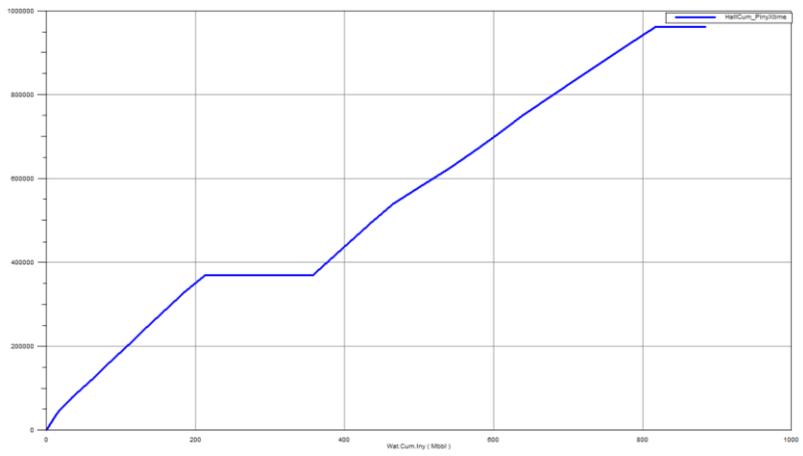


Figura 72. Hall Plot MA-009

Fuente: Autores

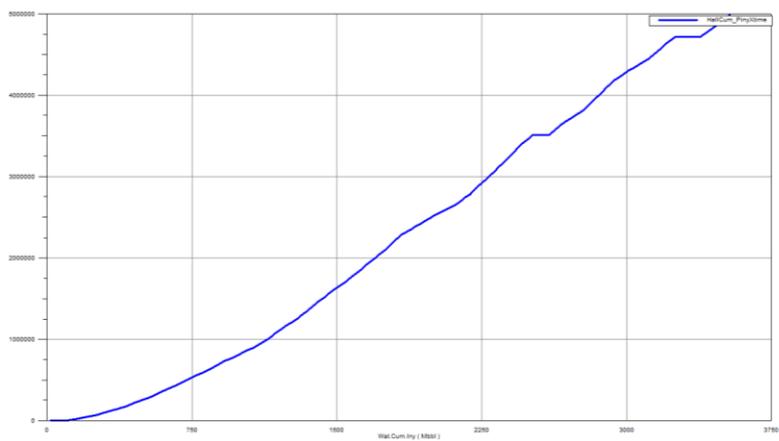


Figura 73. Hall Plot MA-018SC

Fuente: Autores

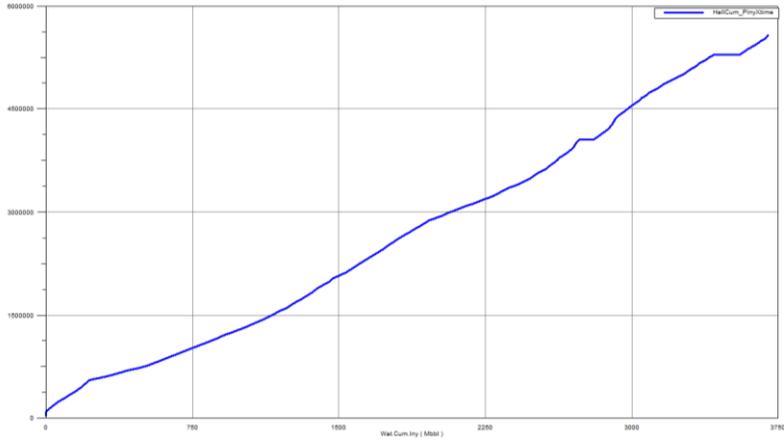


Figura 74. Hall Plot MA-015SL

Fuente: Autores

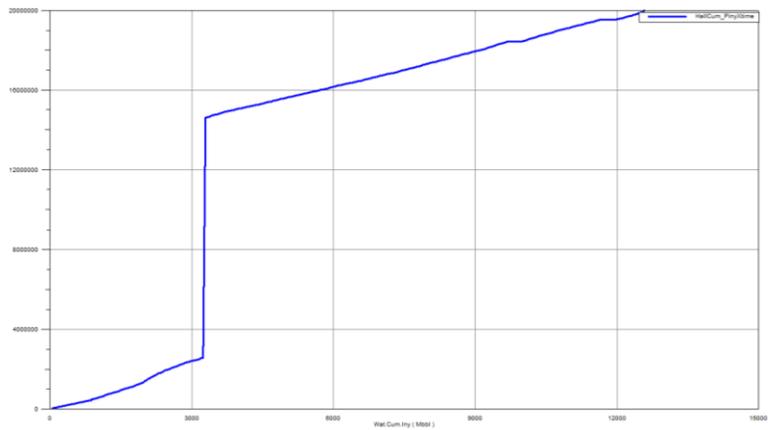


Figura 75. Hall Plot MA-019

Fuente: Autores

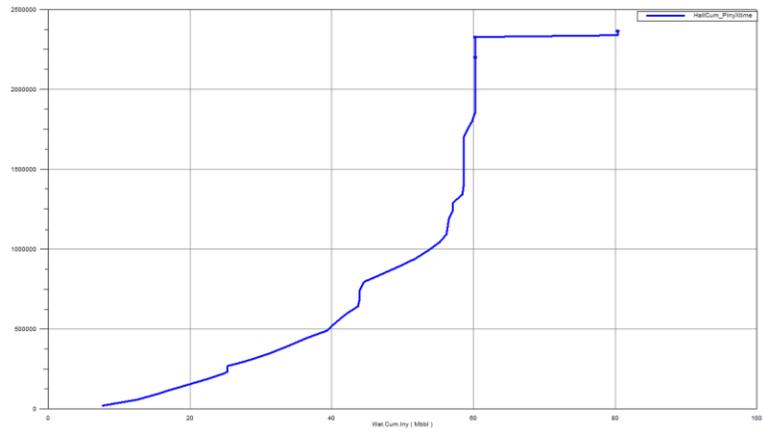


Figura 76. Hall Plot MA-023

Fuente: Autores

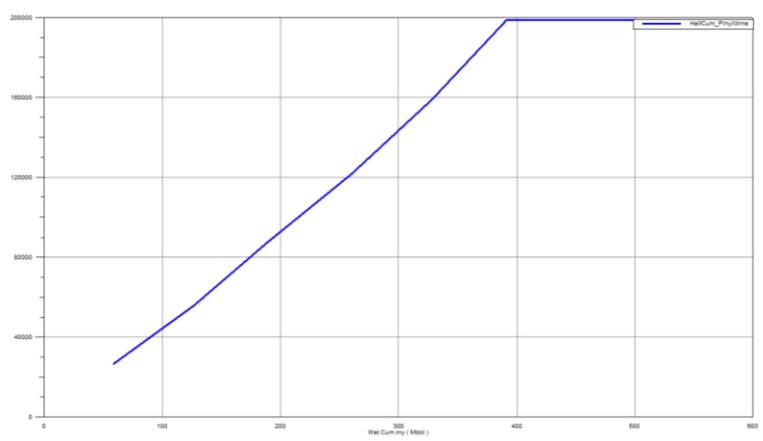


Figura 77. Hall Plot MA-026

Fuente: Autores

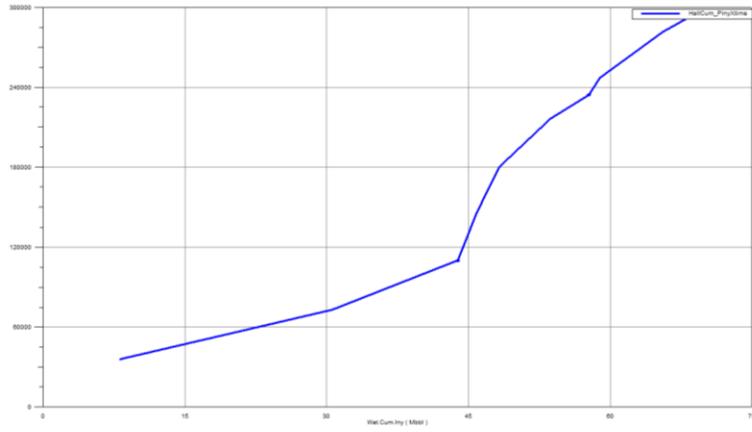


Figura 78. Hall Plot MA-027

Fuente: Autores

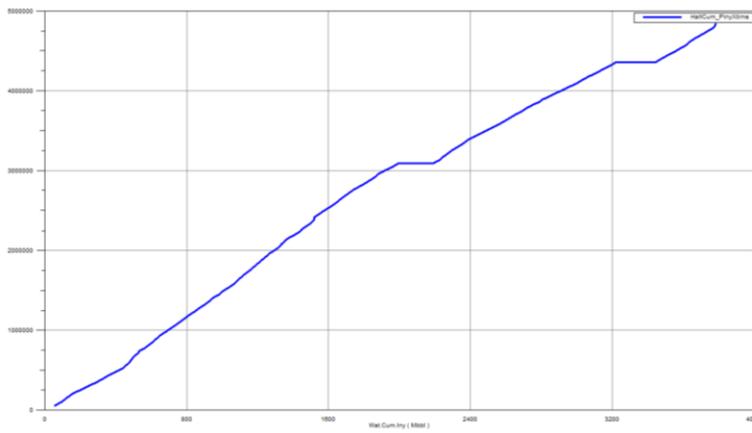


Figura 79. Hall Plot MA-030

Fuente: Autores

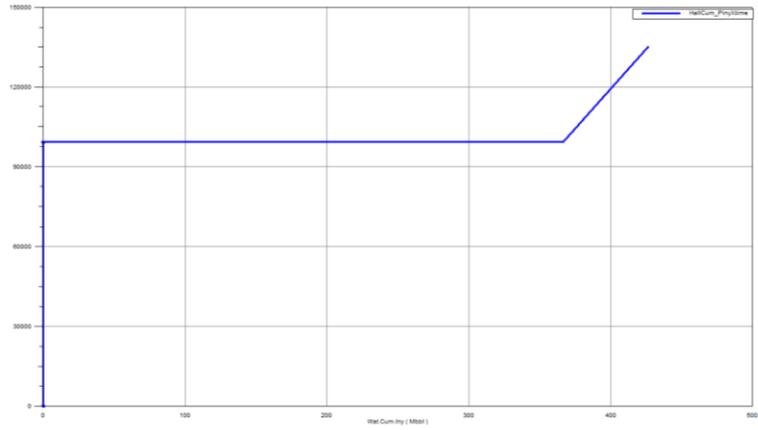


Figura 80. Hall Plot MA-031

Fuente: Autores

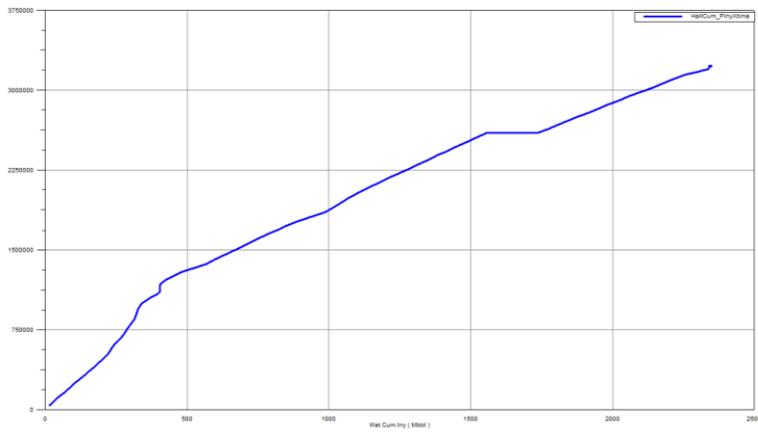


Figura 81. Hall Plot MA-031A

Fuente: Autores

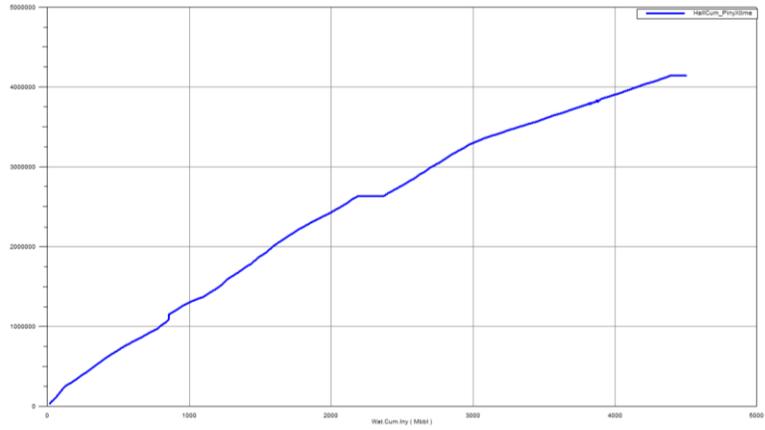


Figura 82. Hall Plot MA-031T

Fuente: Autores

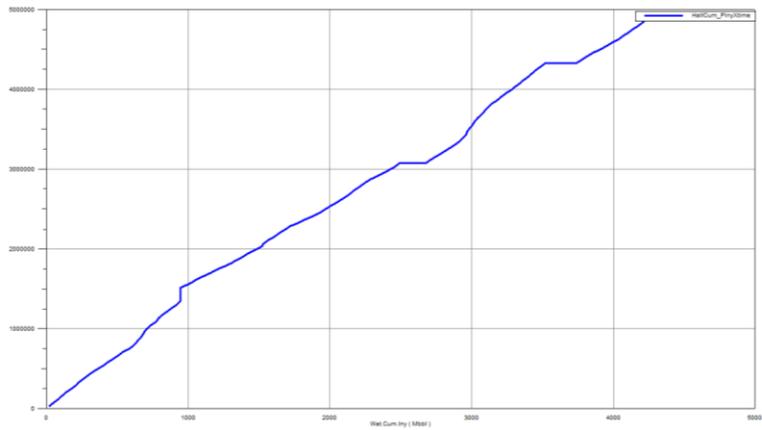


Figura 83. Hall Plot MA-032

Fuente: Autores

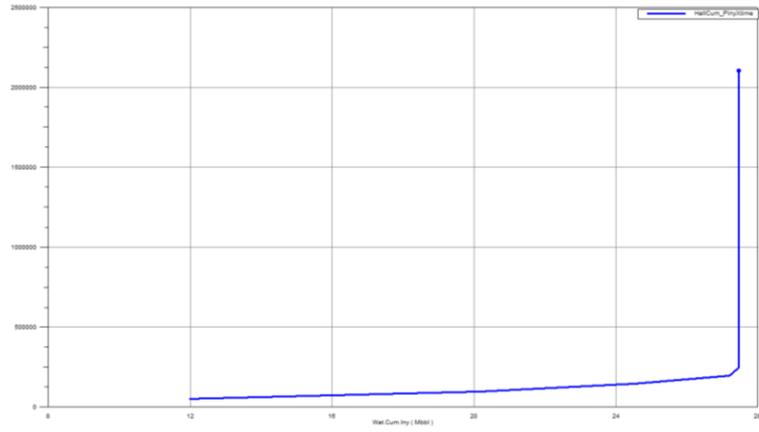


Figura 84. Hall Plot MA-032<sup>a</sup>

Fuente: Autores

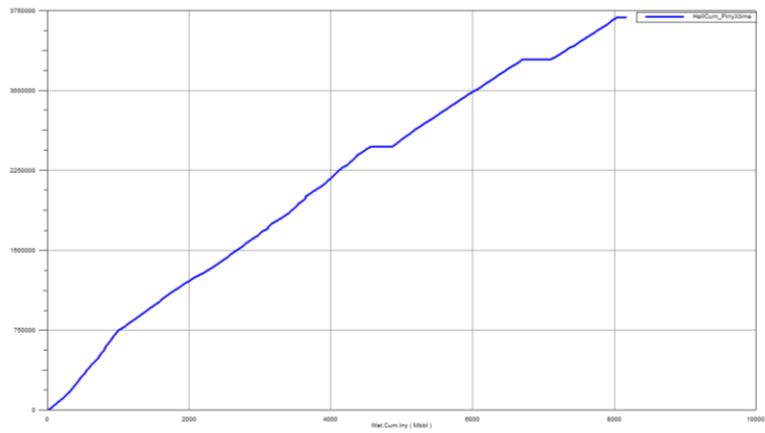


Figura 85. Hall Plot MA-033SL

Fuente: Autores

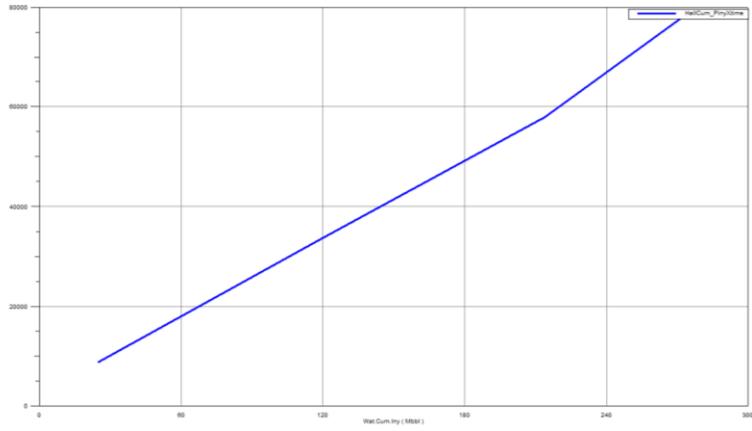


Figura 86. Hall Plot MA-034

Fuente: Autores

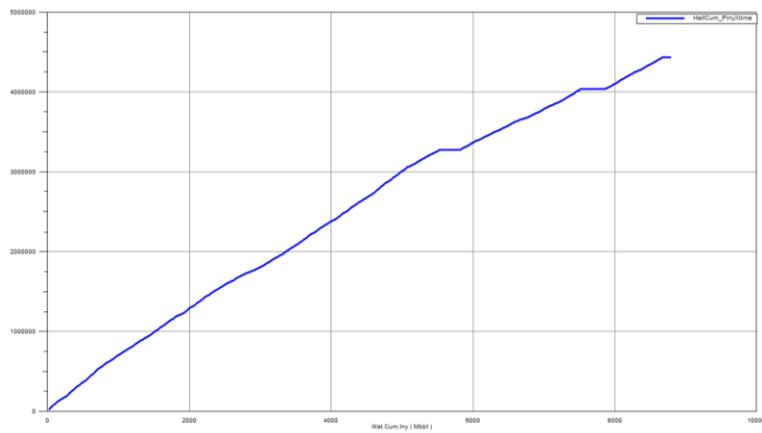


Figura 87. Hall Plot MA-034A

Fuente: Autores

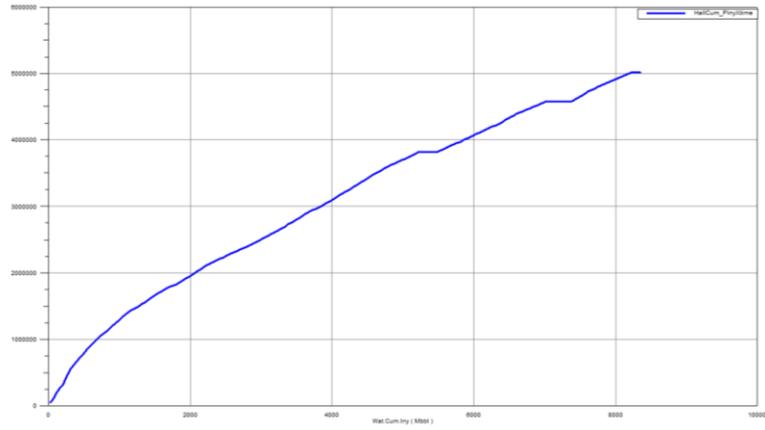


Figura 88. Hall Plot MA-034SC

Fuente: Autores

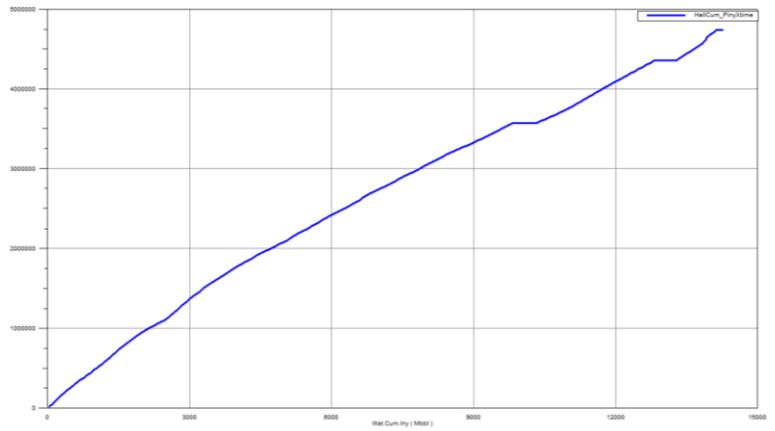


Figura 89. Hall Plot MA-034SL

Fuente: Autores

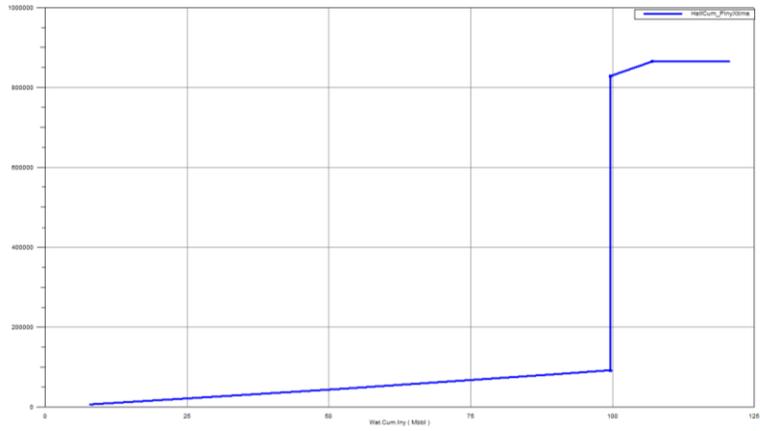


Figura 90. Hall Plot MA-035

Fuente: Autores

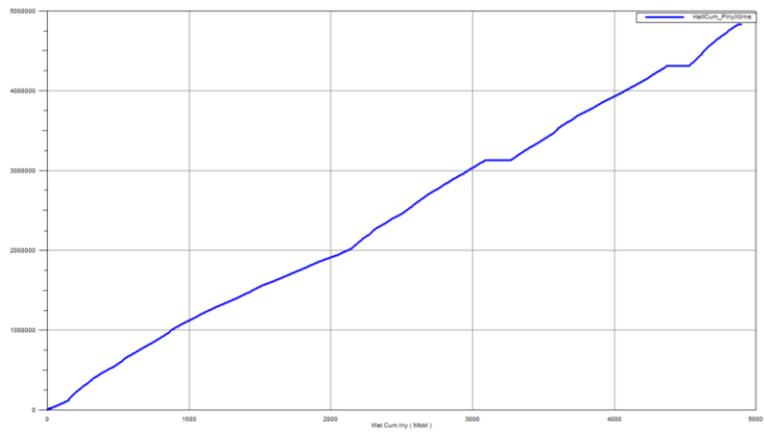


Figura 91. Hall Plot MA-035SC

Fuente: Autores

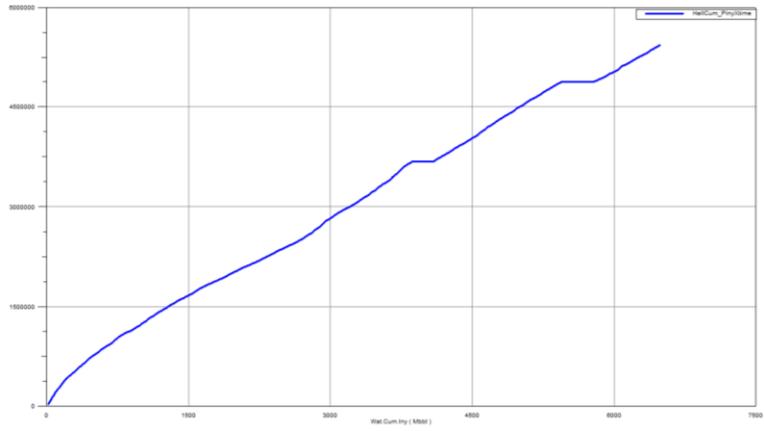


Figura 92. Hall Plot MA-035SL

Fuente: Autores

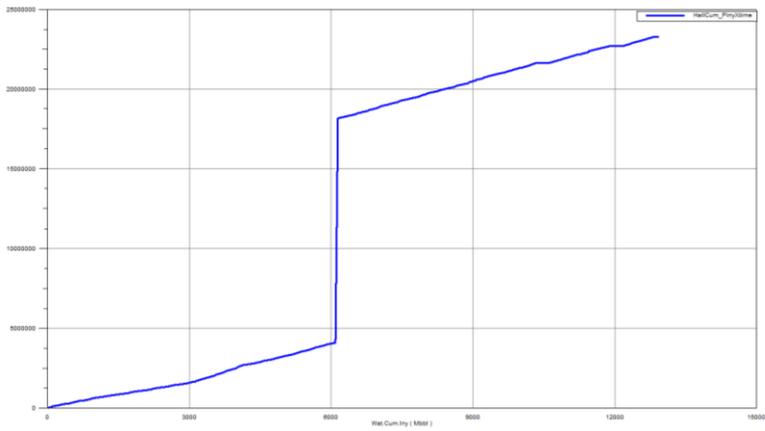


Figura 93. Hall Plot MA-036

Fuente: Autores

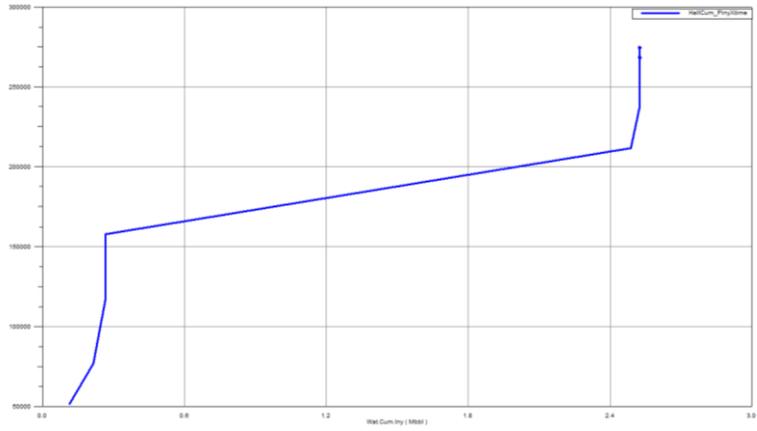


Figura 94. Hall Plot MA-038SC

Fuente: Autores

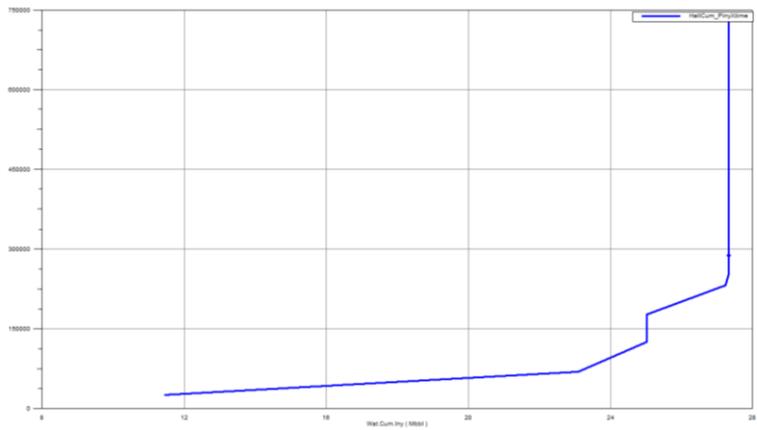


Figura 95. Hall Plot MA-038SL

Fuente: Autores

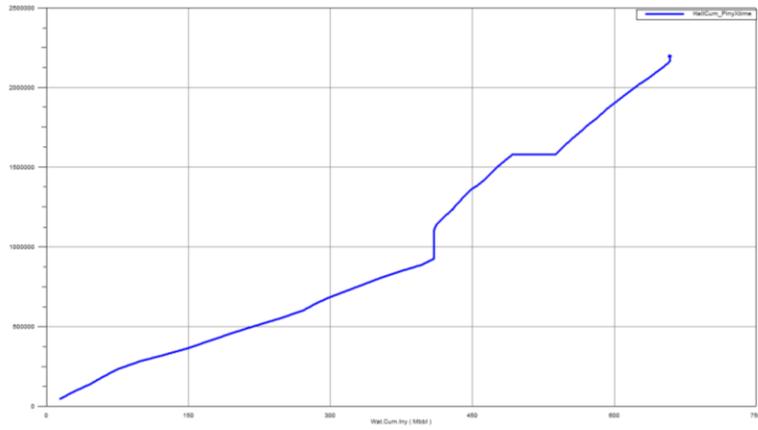


Figura 96. Hall Plot MA-040SC

Fuente: Autores

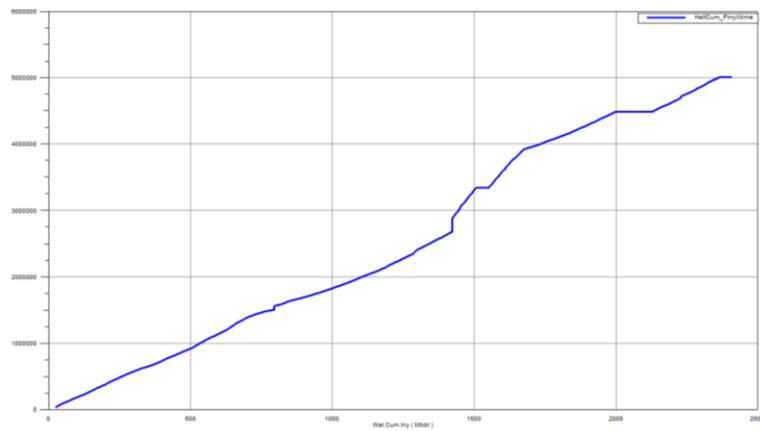


Figura 97. Hall Plot MA-040SL

Fuente: Autores

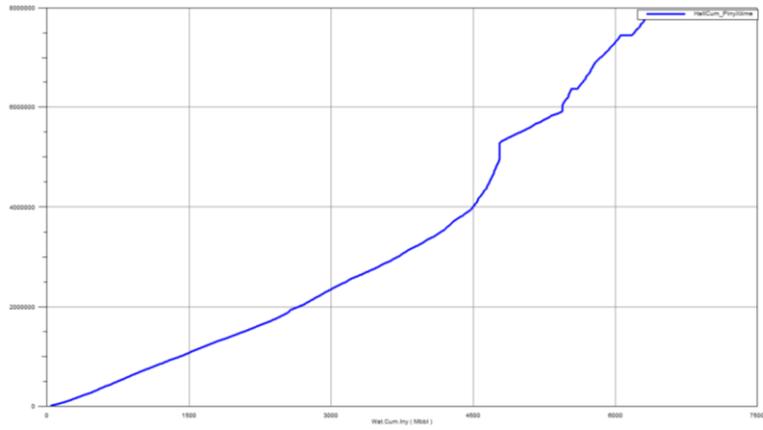


Figura 98. Hall Plot MA-044

Fuente: Autores

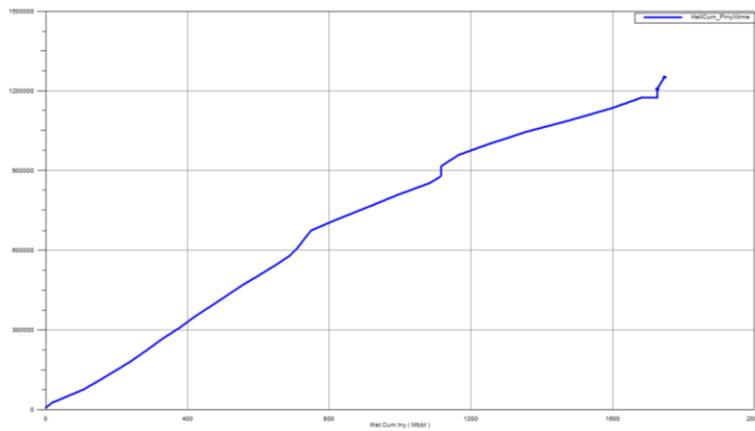


Figura 99. Hall Plot MA-046

Fuente: Autores

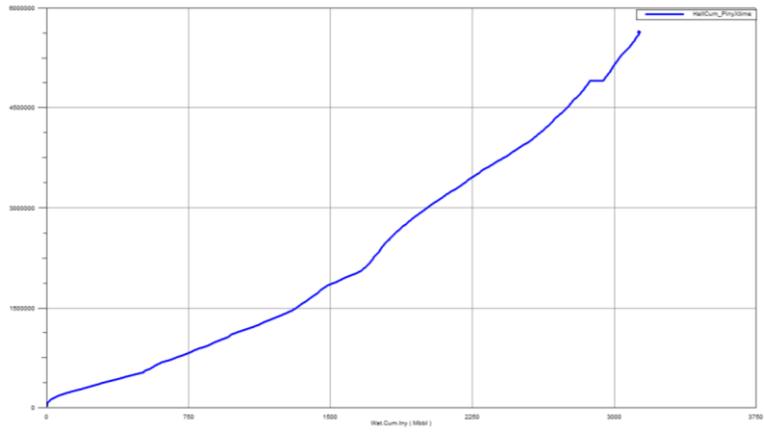


Figura 100. Hall Plot MA-046A

Fuente: Autores

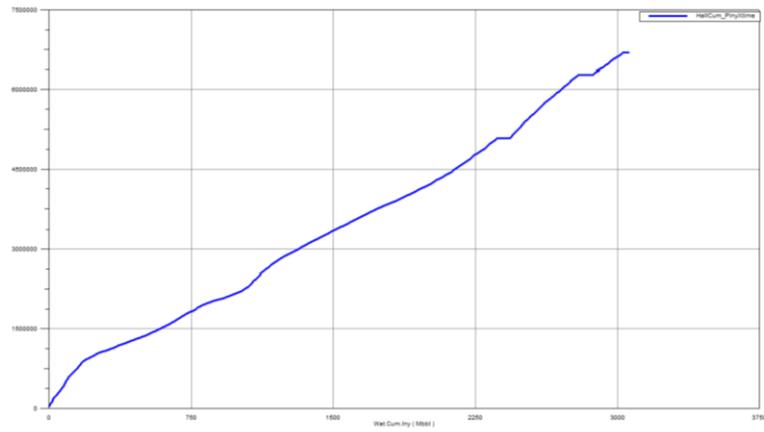


Figura 101. Hall Plot MA-046SC

Fuente: Autores

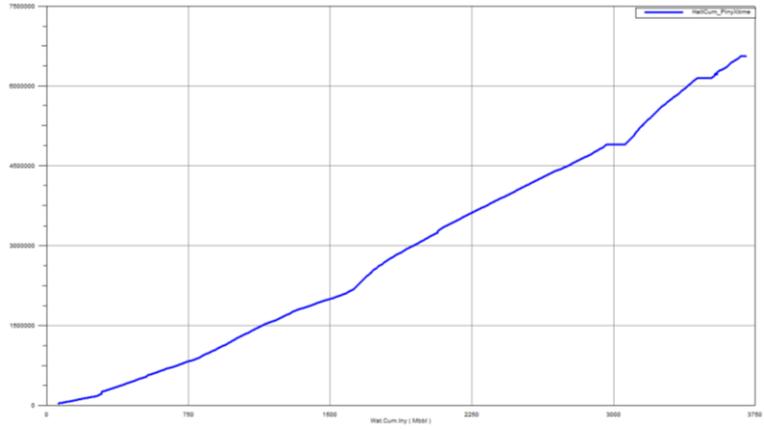


Figura 102. Hall Plot MA-046SL

Fuente: Autores

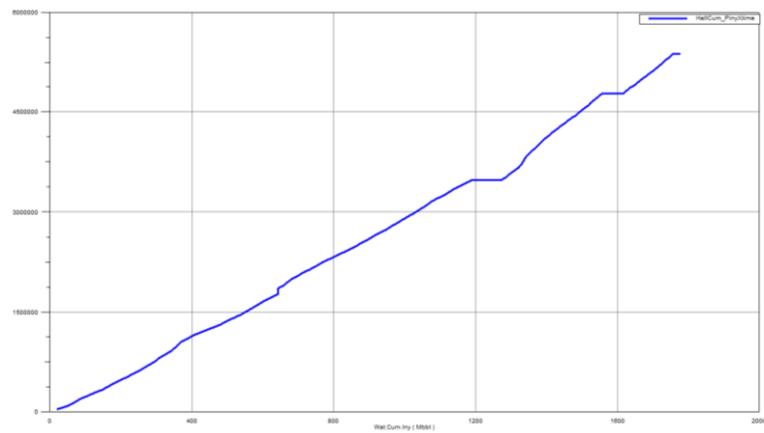


Figura 103. Hall Plot MA-047

Fuente: Autores

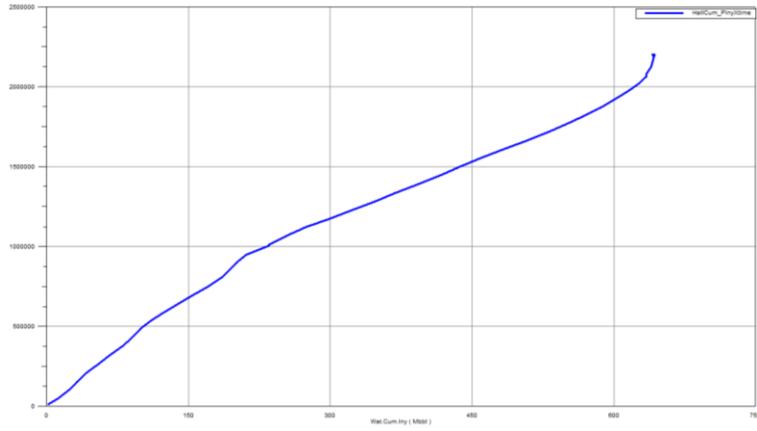


Figura 104. Hall Plot MA-047A

Fuente: Autores

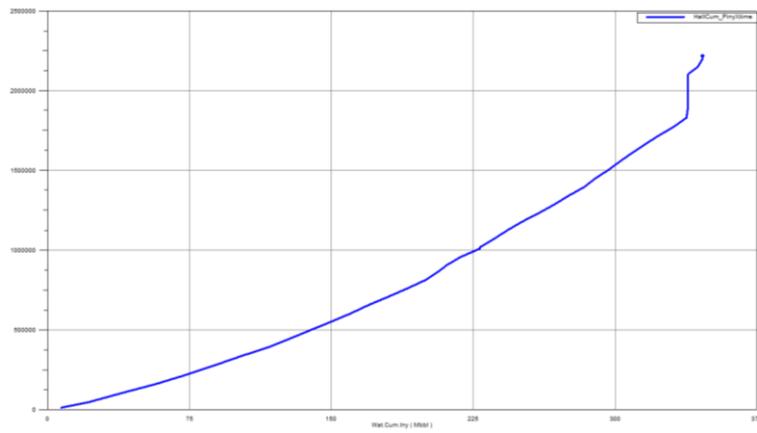


Figura 105. Hall Plot MA-047SC

Fuente: Autores

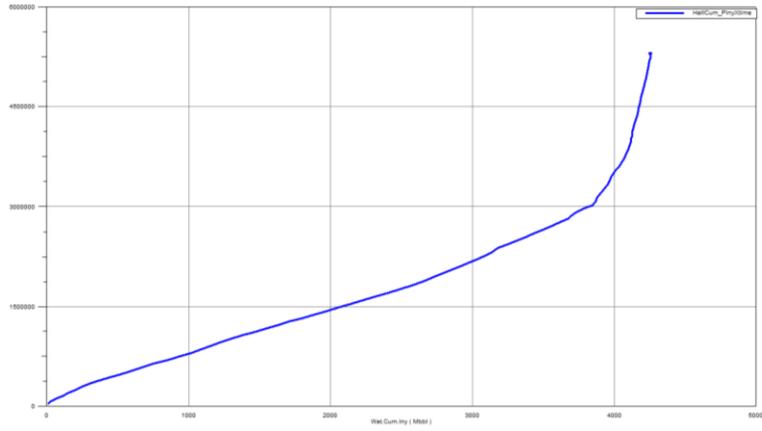


Figura 106. Hall Plot MA-047SL

Fuente: Autores

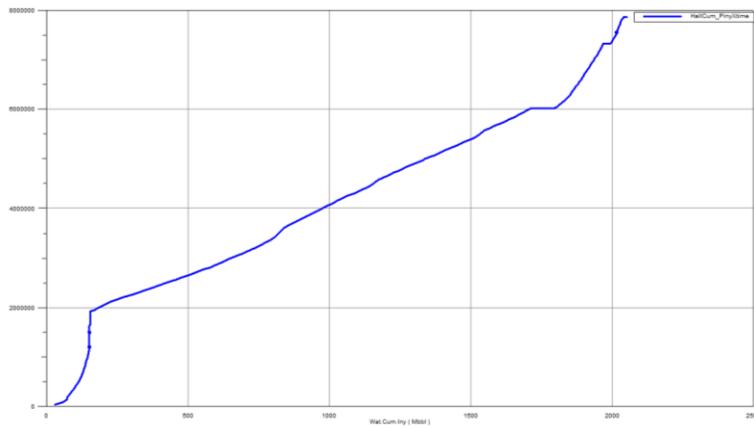


Figura 107. Hall Plot MA-048

Fuente: Autores

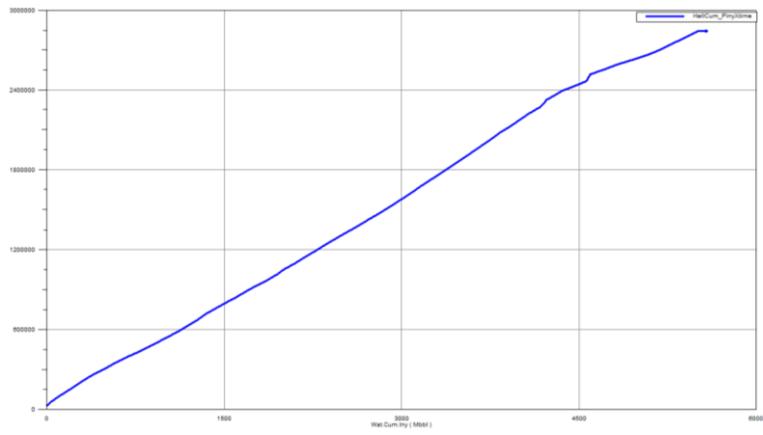


Figura 108. Hall Plot MA-049

Fuente: Autores

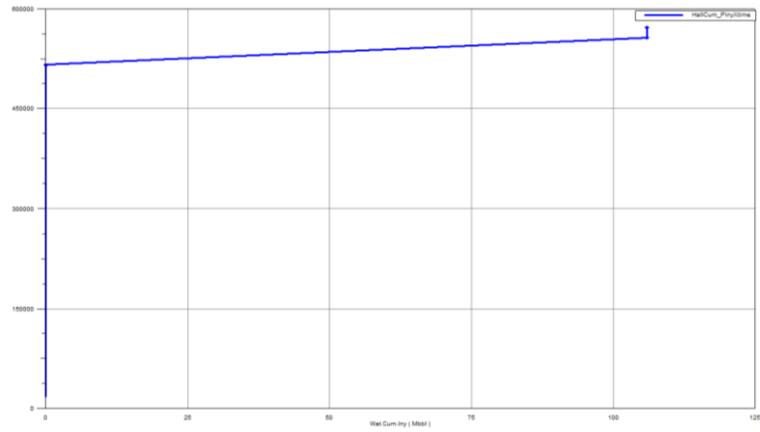


Figura 109. Hall Plot MA-048A

Fuente: Autores

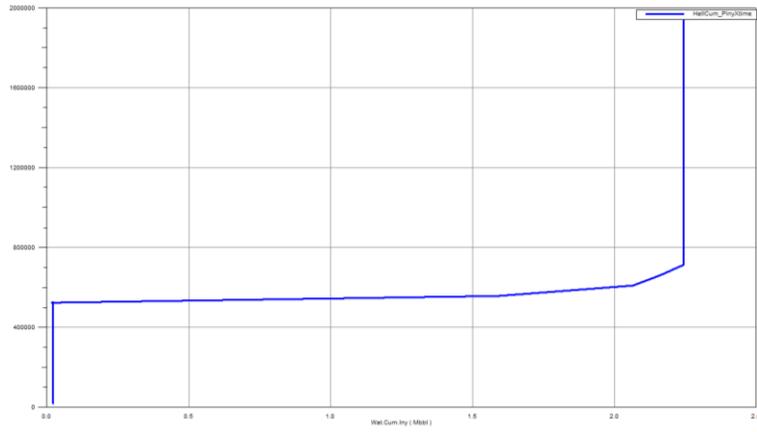


Figura 110. Hall Plot MA-049SC

Fuente: Autores

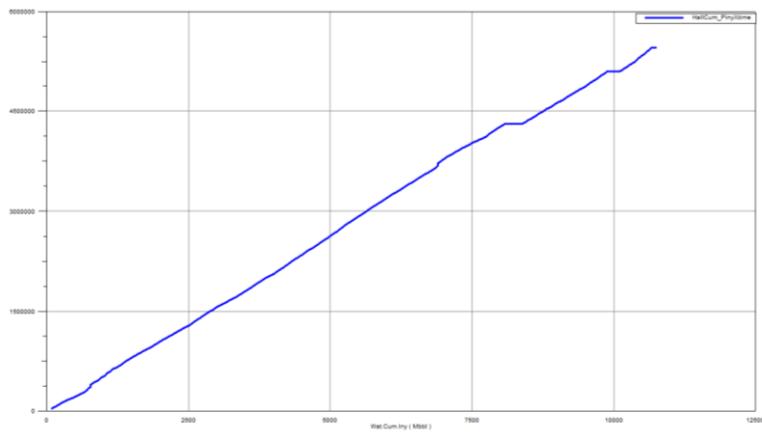


Figura 111. Hall Plot MA-049SL

Fuente: Autores

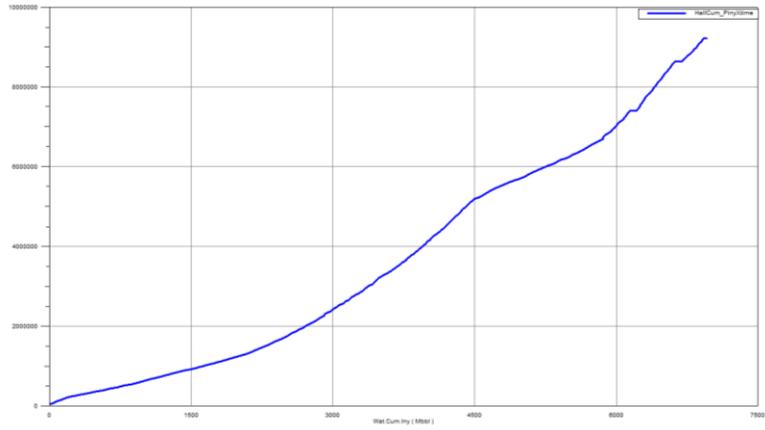


Figura 112. Hall Plot MA-050

Fuente: Autores

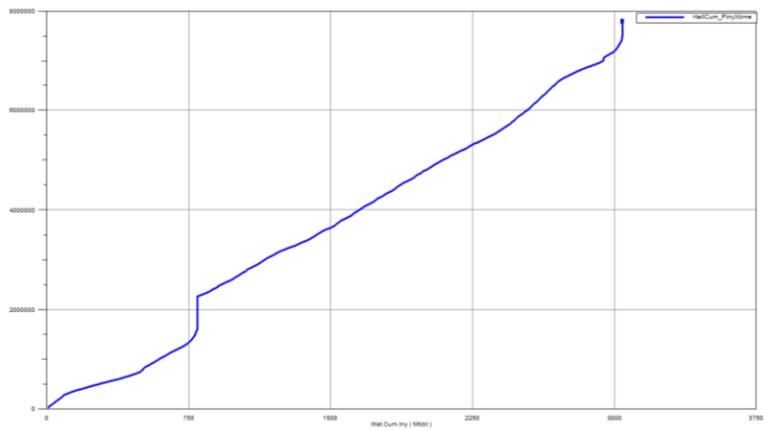


Figura 113. Hall Plot MA-051

Fuente: Autores

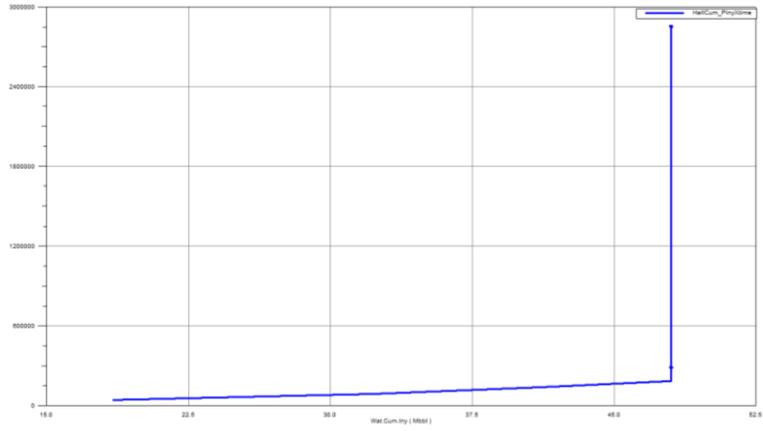


Figura 114. Hall Plot MA-052

Fuente: Autores

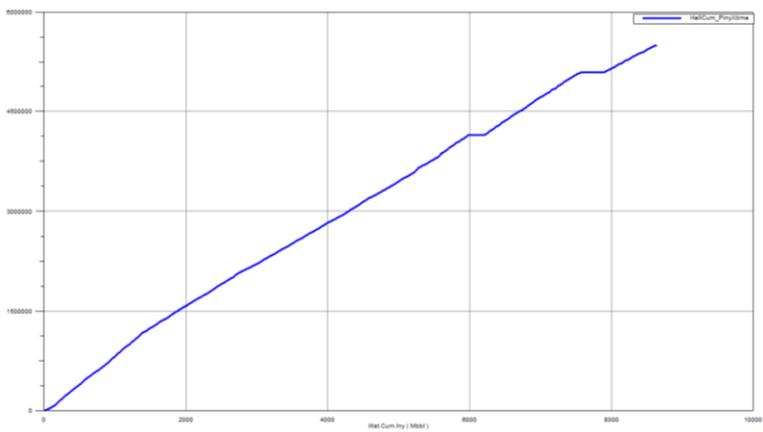


Figura 115. Hall Plot MA-053SC

Fuente: Autores

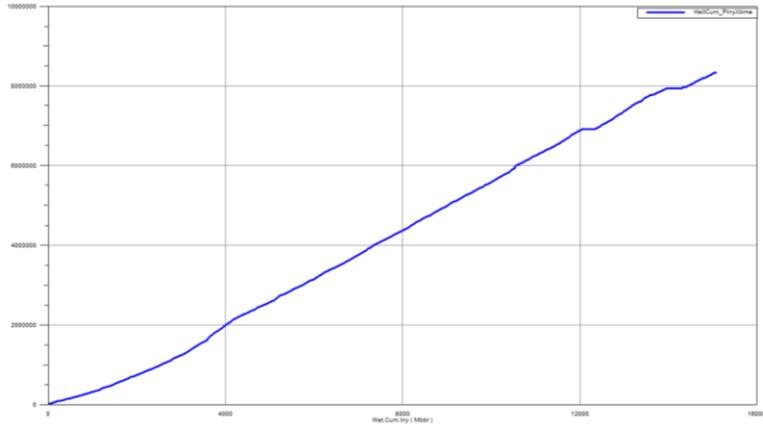


Figura 116. Hall Plot MA-053SL

Fuente: Autores

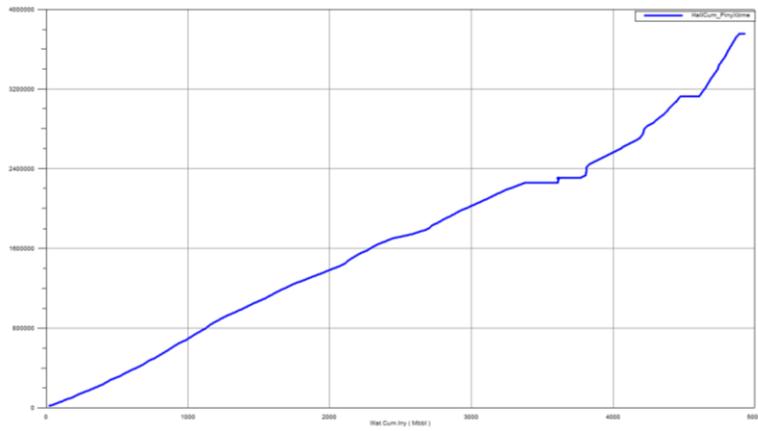


Figura 117. Hall Plot MA-054

Fuente: Autores

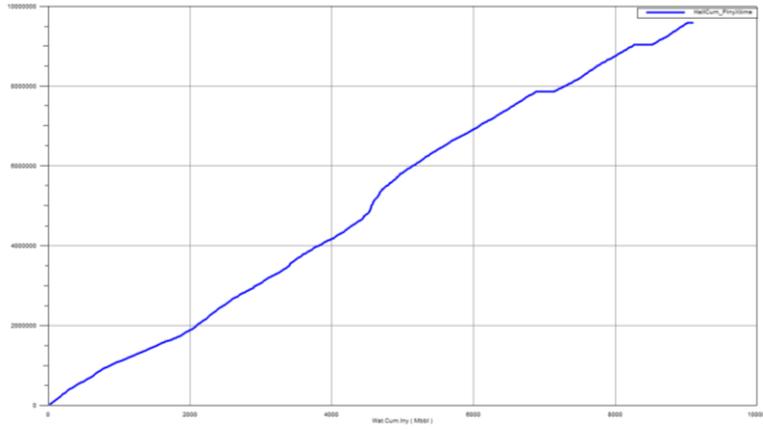


Figura 118. Hall Plot MA-055SL

Fuente: Autores

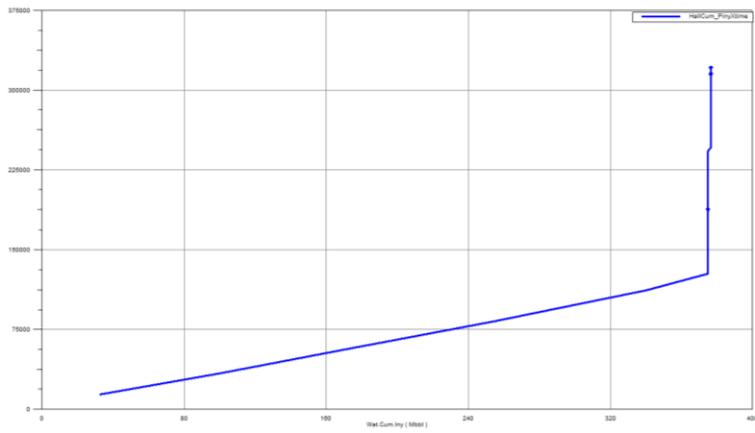


Figura 119. Hall Plot MA-056

Fuente: Autores

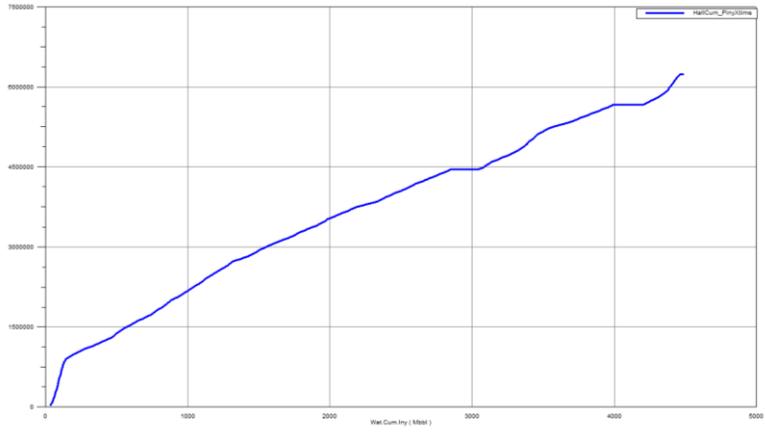


Figura 120. Hall Plot MA-058SC

Fuente: Autores

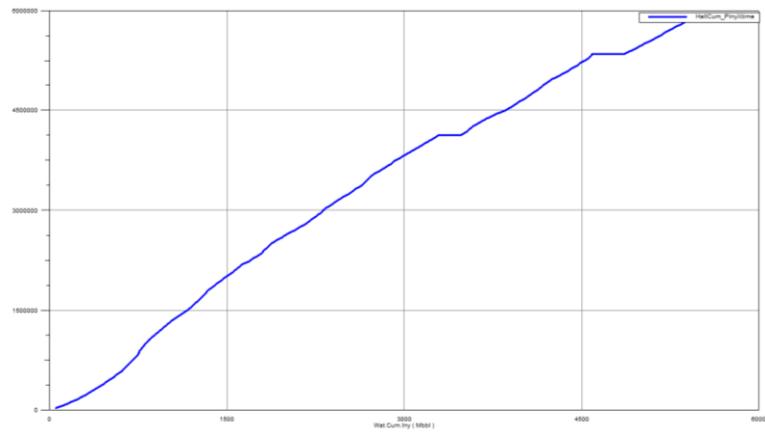


Figura 121. Hall Plot MA-058SL

Fuente: Autores

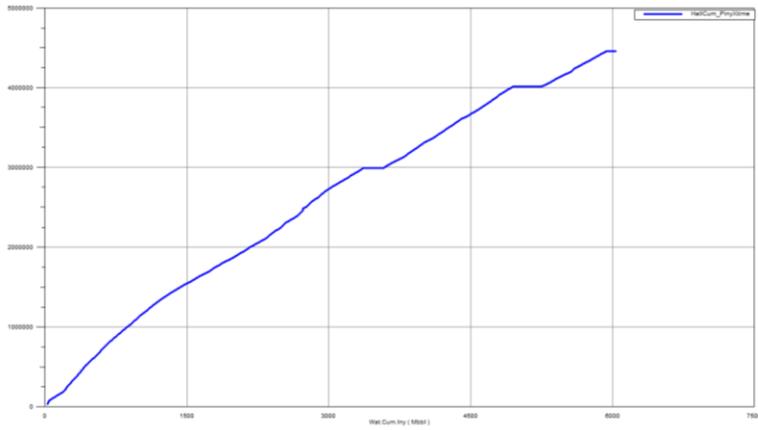
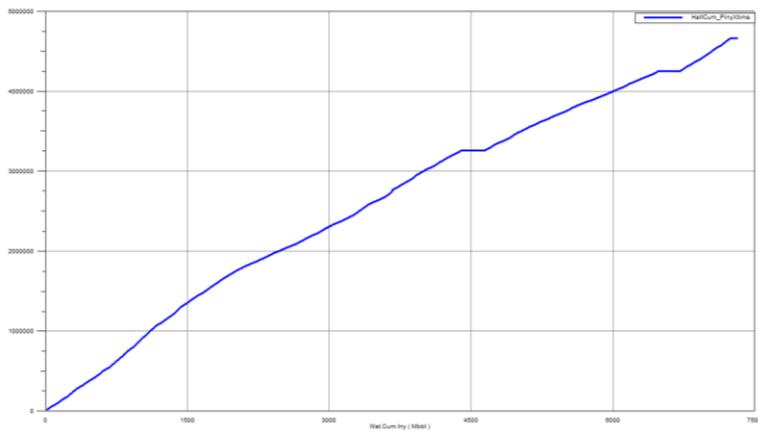


Figura 122. Hall Plot MA-062SC

Fuente: Autores



127. Hall Plot MA-062SL

Fuente: Autores

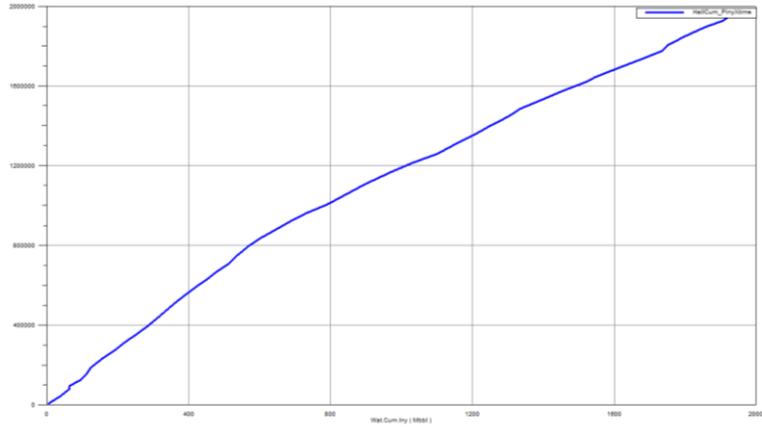


Figura128. Hall Plot MA-069A

Fuente: Autores

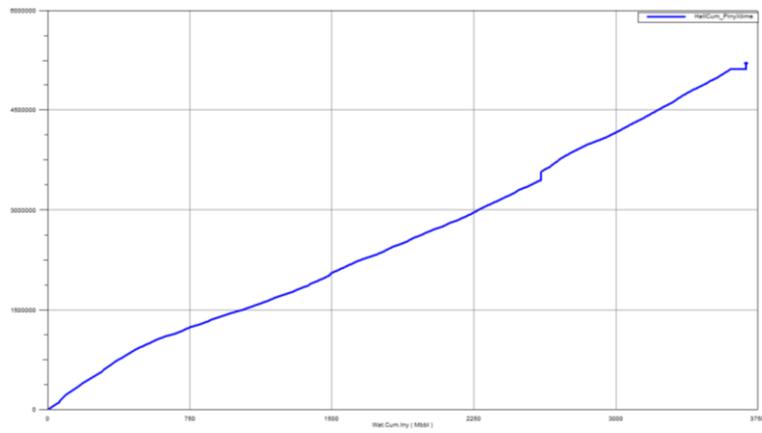


Figura 129. Hall Plot MA-069SC

Fuente: Autores

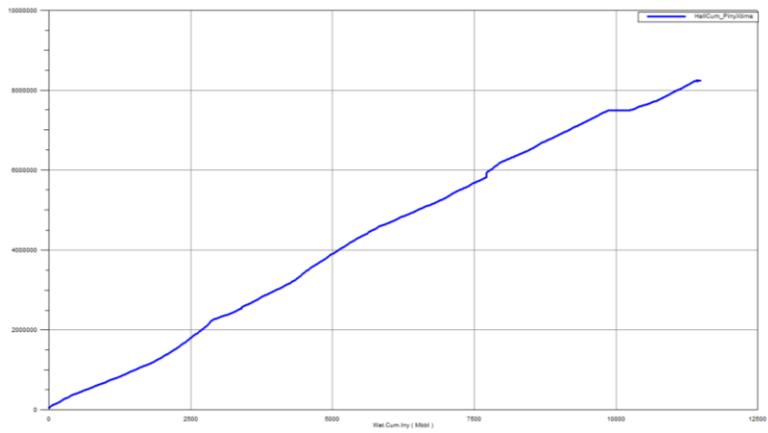


Figura 130. Hall Plot MA-069SL

Fuente: Autores

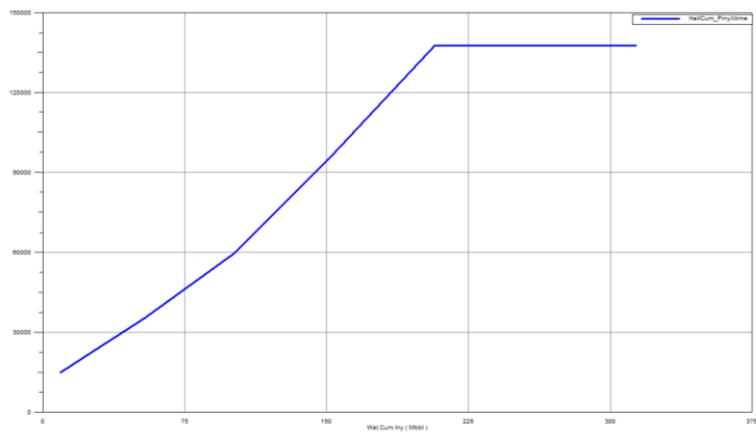


Figura 131. Hall Plot MA-070

Fuente: Autores

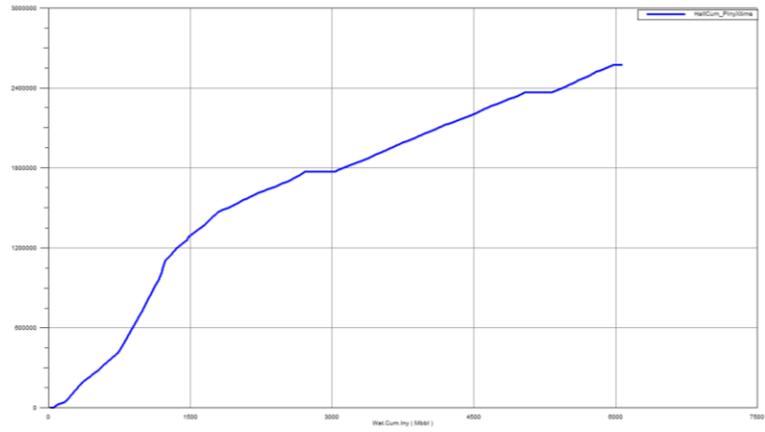


Figura 132. Hall Plot MA-075

Fuente: Autores

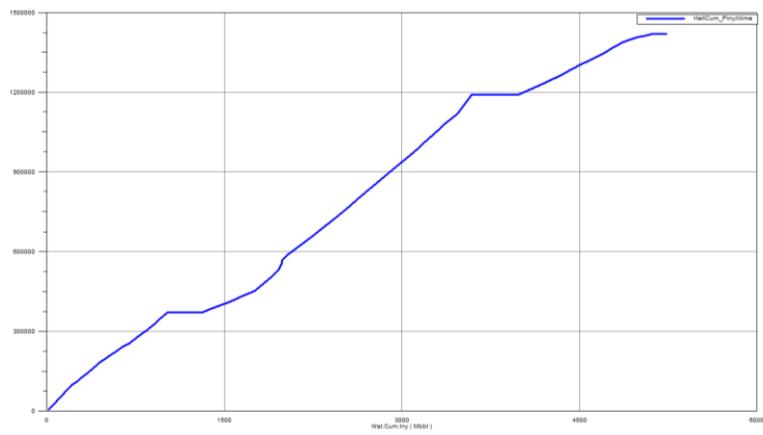


Figura 133. Hall Plot MA-076

Fuente: Autores

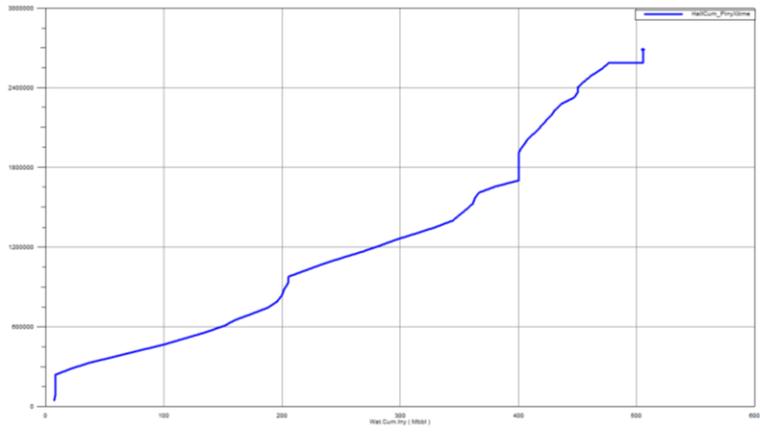


Figura 134. Hall Plot MA-079

Fuente: Autores

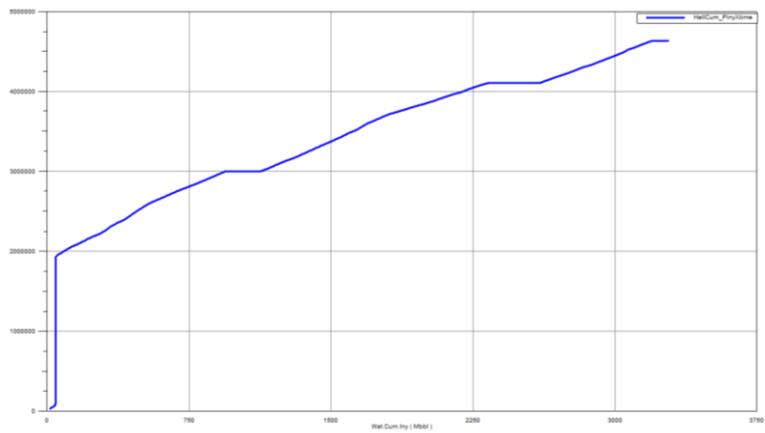


Figura 135. Hall Plot MA-081SC

Fuente: Autores

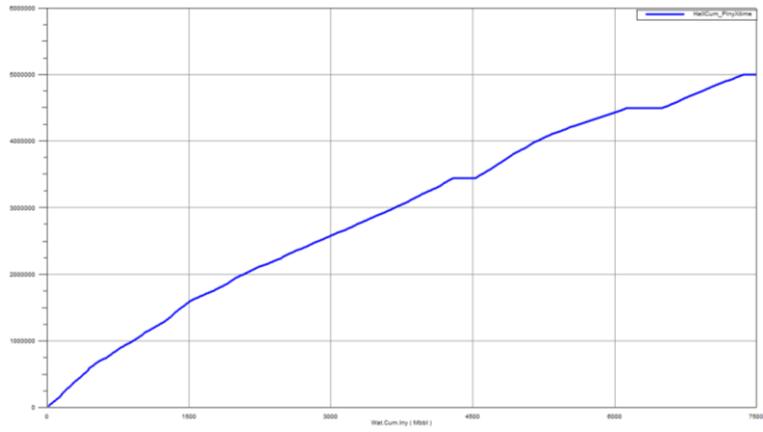


Figura 136. Hall Plot MA-081SL

Fuente: Autores

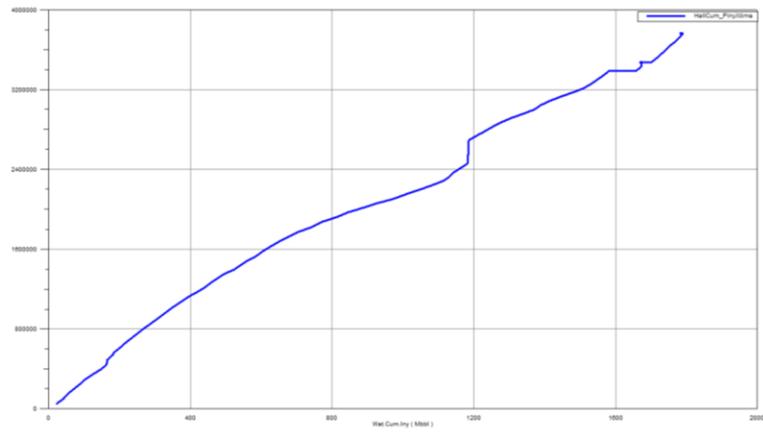


Figura 137. Hall Plot MA-089SC

Fuente: Autores

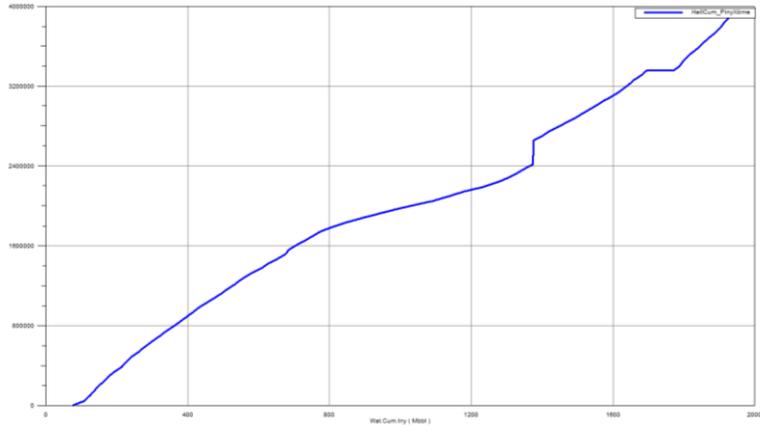


Figura 138. Hall Plot MA-089SL

Fuente: Autores

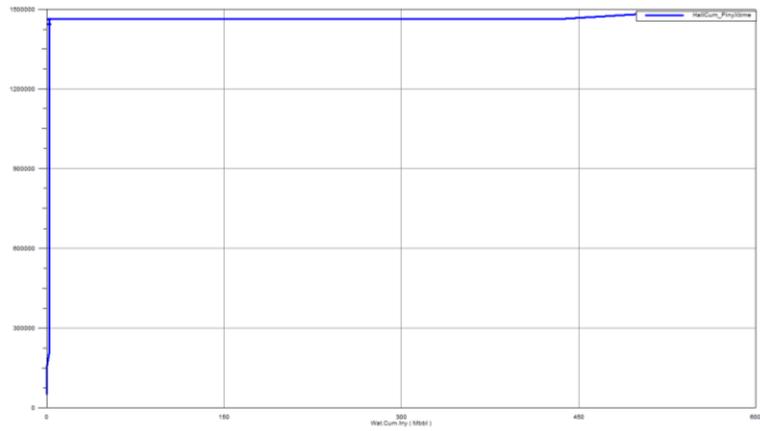


Figura 139. Hall Plot MA-093SC

Fuente: Autores

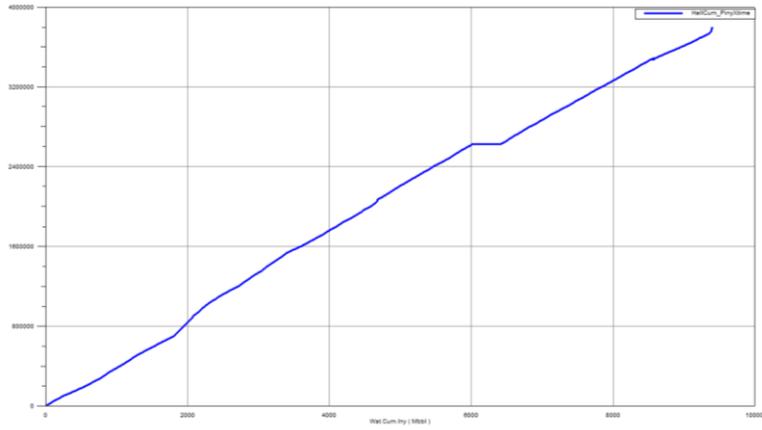


Figura 140. Hall Plot MA-093SL

Fuente: Autores

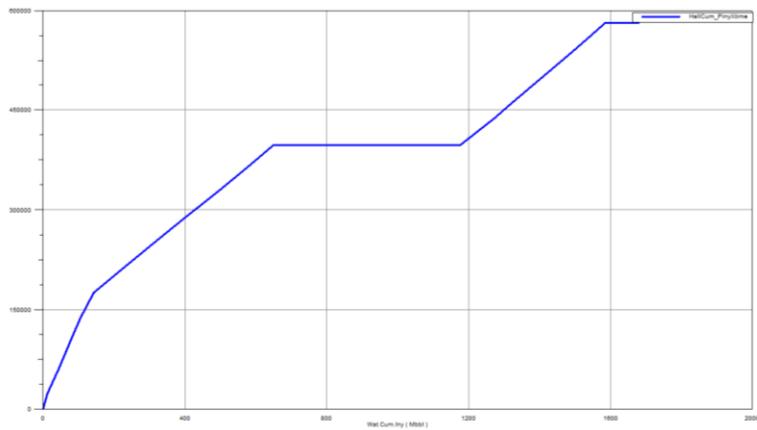


Figura 141. Hall Plot MA-097

Fuente: Autores

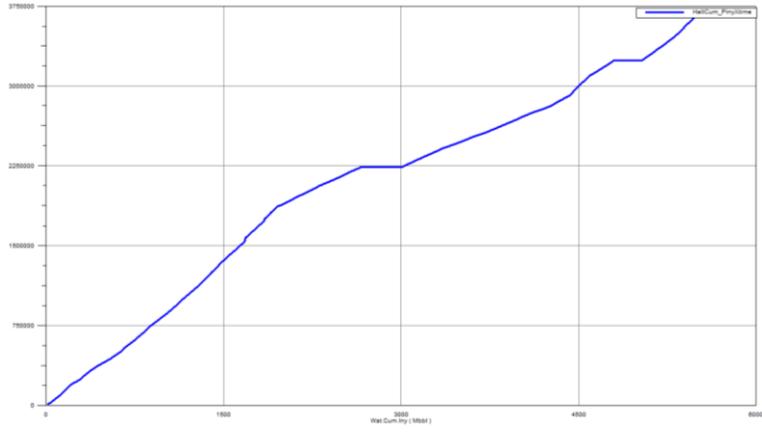


Figura 142. Hall Plot MA-0105

Fuente: Autores