

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA SELECCIÓN DE UNA  
ALTERNATIVA DE MEDICIÓN DE POZOS CON CORTE DE AGUA  
MAYOR AL 99% EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN**

**CARLOS ALBERTO ALVAREZ COHEN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA  
2018**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA SELECCIÓN DE UNA  
ALTERNATIVA DE MEDICIÓN DE POZOS CON CORTE DE AGUA MAYOR AL  
99% EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN**

**CARLOS ALBERTO ALVAREZ COHEN**

**Trabajo de grado para optar por el título de  
Magíster en Ingeniería de Petróleos y Gas**

**Director**

**JORGE FORERO**

**M.Sc, en Ingeniería Química**

**Co-Director**

**LUIS CARLOS VILLAMIZAR DELGADO**

**M.Sc. en Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA**

**2018**

## DEDICATORIA

*A Dios, porque siempre está presente en mi vida, por darme la sabiduría y fuerza para alcanzar mis metas. Siento tu presencia siempre a mi lado.*

*A mi esposa Zulma, quien con su amor incondicional me apoyó a dar este paso importante. Sin tí, esto no hubiese sido posible. Quedarte en casa cuidando de los niños mientras me dedicaba a mis estudios reconozco que no era una tarea fácil. Te amo.*

*A mis hijos por el amor que me dan permanentemente, son el motor de mi vida. Hay que dar siempre el primer paso ...*

*A mis padres, aunque lejos, mi corazón está allí con ustedes. Sus oraciones siempre fueron escuchadas.*

*A mi abuelita Carlota, que gran mujer eres.*

*A mis suegros Lucrecia y Jaime, ustedes han sido siempre un gran apoyo para mí y mi familia.*

## AGRADECIMIENTO

*Al Ingeniero Cesar Castaño, por sus consejos y apoyo en el inicio de este proyecto. Gracias por creer que sí era posible.*

*A los Ingenieros José Pedro Vivas y Juan Sebastián Maldonado, por su interés y colaboración. Gracias por motivarme a dar este paso.*

*A mis compañeros de trabajo Luis Álvarez (Lucho vag), Héctor Andrade, Ernesto Olaya (Ernestín), Julio Merchán (Julito), Mauricio Cañizales (El Guate), Jesús Angarita (Chucho loco), Humberto Álvarez (Pipico), Guillermo Velasco (Piragua), Farid Hernández, Andrés Castro (El Duro) y Francisco Arciniegas... gracias por ayudarme en la puesta en línea y plan de pruebas, ustedes son personas que dan lo mejor de sí, Araucanos orgullosos de su región.*

*A Tibaldo Domínguez, gran Araucano y amigo, gracias don Tiba por su orientación y sus críticas constructivas en el inicio de las pruebas.*

*Al ingeniero Luis Carlos Villamizar, por toda la información prestada, su gran apoyo y valiosas recomendaciones durante el proyecto.*

*Al Ingeniero Jorge Forero, por compartir sus conocimientos y por su valiosa y gran contribución de esta investigación.*

*A los ingenieros Edison García Navas y Luis José Abaunza por su contribución y recomendaciones compartidas como evaluadores de esta investigación.*

*A la Universidad Industrial de Santander y todo el personal administrativo y docente de la Escuela de Petróleos, por su ayuda permanente y su interés en el desarrollo de esta Maestría.*

*A Occidental de Colombia y todo el personal que entregó información valiosa y buenos aportes para el desarrollo de esta tesis.*

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	20
<b>1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA.....</b>	<b>22</b>
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	22
1.2 OBJETIVOS .....	26
1.2.1 Objetivo General .....	26
1.2.2 Objetivos Específicos.....	26
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	27
<b>2 MARCO DE REFERENCIA .....</b>	<b>28</b>
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS .....	28
2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL.....	30
2.3 GENERALIDADES DEL CAMPO .....	31
2.4 DESCRIPCION DEL YACIMIENTO .....	32
2.5 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO.....	33
2.6 GEOLOGÍA DEL CAMPO.....	34
2.6.1 Ubicación geológica.....	34
2.6.2 Geología estructural.....	34
2.7 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO .....	35
2.7.1 Propiedades petrofísicas del yacimiento.....	35
2.7.2 Porosidad.....	36
2.7.3 Permeabilidad.....	36
2.7.4 Saturación de fluidos.....	37
<b>3 CONDICIONES ACTUALES .....</b>	<b>38</b>
3.1 LÍMITE ECONÓMICO DE LOS POZOS (CÁLCULO DEL EBITDA).....	44
3.2 VOLUMEN DE RESERVAS RECUPERABLES.....	49
3.3 SELECCIÓN DE POZOS PARA PRUEBAS EN TANQUES DE PRUEBA (DE CUELLO AFORADO).....	54
3.4 PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE LOS POZOS A EVALUAR.....	55
3.4.1 Determinación del BSW en un tanque de prueba (de cuello aforado).....	58

3.4.2 Esquema general de un tanque de prueba (de cuello aforado).....	60
3.4.3 Procedimiento de la Prueba .....	62
<b>4 COSTOS DE PUESTAS EN LÍNEA DE UN TANQUE DE PRUEBA.....</b>	<b>66</b>
<b>5 REVISIÓN DE LAS ALTERNATIVAS TÉCNICAS DISPONIBLES PARA LA MEDICIÓN DEL %BSW DE POZOS CON CORTE DE AGUA MAYOR AL 99%. .....</b>	<b>68</b>
5.1 FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA .....	68
5.2 MEDICIÓN DE CORTE DE AGUA O BSW CON MEDIDOR CORIOLIS .....	69
5.3 MONITOREO DEL CORTE DE AGUA O BSW A TRAVÉS DE MUESTRAS DE LABORATORIO.....	74
5.4 TANQUES MULTIFÁSICOS.....	75
<b>6 RESUMEN DE LA REVISIÓN DE LA LITERATURA (Métodos de medición de corte de agua mayor al 99%).....</b>	<b>77</b>
<b>7 EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA - TANQUE DE PRUEBA DE BAJO VOLUMEN.....</b>	<b>80</b>
7.1 PLAN DE PRUEBAS.....	80
7.2.1 Resultados del Plan de Prueba.....	83
7.2.2 Resultado de las pruebas del pozo CL-35.....	83
7.2.3 Resultado de las pruebas del pozo MN-04.....	86
7.2.4 Resultado de las pruebas del pozo LY-157.....	87
7.2.5 Resultado de las pruebas del pozo LY-169.....	88
7.2.6 Resultado de las pruebas del pozo CY-22.....	89
7.2.7 Resultado de las pruebas del pozo LY-228.....	90
7.2.8 Resultado de las pruebas del pozo MN-75.....	91
<b>8 CONCLUSIONES.....</b>	<b>95</b>
<b>9 RECOMENDACIONES.....</b>	<b>97</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>9800</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>102</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Distribución cortes de agua en los pozos.....	23
Figura 2. Número de pruebas por pozo por año.....	25
Figura 3. Ubicación del campo Caño Limón.....	33
Figura 4. Ubicación estructural de los campos en el bloque Cravo Norte.....	35
Figura 5. Comportamiento general del BSW en Caño Limón.....	40
Figura 6. Comportamiento del BSW en el campo Caño Limón.....	41
Figura 7. Comportamiento del BSW en el campo Caño Verde.....	42
Figura 8. Comportamiento del BSW en el campo Caño Yarumal.....	42
Figura 9. Comportamiento del BSW en el campo la Yuca.....	43
Figura 10. Comportamiento del EBITDA neto con respecto al % de BSW.....	47
Figura 11. Mapa de calor de variables crítica que afectan el EBITDA neto.....	48
Figura 12. Comportamiento de BFPD vs BOPD.....	49
Figura 13. Curva de producción y eventos del pozo CY-22.....	50
Figura 14. Comportamiento del BSW > 99% vs “Run life”.....	51
Figura 15. Límite económico de los pozos vs WTI (\$/Bbls).....	52
Figura 16. Volúmenes de reservas recuperables.....	53
Figura 17. Ubicación de los pozos seleccionados.....	56
Figura 18. Registro de datos de las pruebas ejecutadas.....	58
<i>Figura 19. Proceso determinación del BSW en tanques de Pruebas (de cuello aforado).</i>	60
Figura 20. Esquema de un tanque de prueba de 420 galones.....	61
Figura 21. Diagrama del uso del color Kut en tubing impregnado.....	62
Figura 22. Componentes principales de un tanque de prueba de cuello aforado.....	65
Figura 23. Sensor Másico Micromotion. Esquema de funcionamiento.....	70
Figura 24. Computador de cálculo de volumen másico.....	71
Figura 25. Computador de cálculo de volumen másico.....	71
Figura 26. Porcentaje (%) de error del aceite neto vs corte de agua.....	73
Figura 27. Toma de muestra en botella en manifold de pozo.....	75
Figura 28. Pozo CL-35, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones..	84
Figura 29. Pozo CL-35, comportamiento de la temperatura vs el BSW (%) en tanque de 50 Galones.....	85
Figura 30. Pozo CL-35, comportamiento de la temperatura vs el BSW (%) en tanque de 420 Gls.....	85
Figura 31. Pozo MN-04, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.	86
Figura 32. Pozo MN-04, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.	87
Figura 33. Pozo LY-157, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.	88
Figura 34. Pozo LY-169, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.	89
Figura 35. Pozo CY-22, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.	90
Figura 36. Pozo LY-228, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.	91
Figura 37. Pozo MN-75, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.	92

Figura 38. Resultados de pruebas durante los años 2009 al 2017 en tanques de alto volumen. ....	93
Figura 39. Resultado de las pruebas comparativas con tanque de bajo volumen. ....	94
Figura 40. Pruebas comparativas con tanque de bajo volumen y la reducción de la incertidumbre. ....	94

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del campo Caño Limón .....	36
Tabla 2. Propiedades promedio del campo Caño Limón .....	36
Tabla 3. Saturaciones promedio del campo Caño Limón .....	37
Tabla 4. Proceso de selección de pozos candidatos a pruebas con tanques de cuello aforado. ....	54
Tabla 5. Pozos candidatos para las pruebas con tanque de cuello aforado de 50 galones. .....	56
Tabla 6. Costos de movilización, instalación, puesta en línea y horas hombres.....	66
Tabla 7. Criterio para toma de muestras del BSW. ....	74
Tabla 8. Propiedades de los fluidos del yacimiento.....	75
Tabla 9. Comparación de las diferentes tecnologías disponibles para medir %BSW .....	78

## LISTA DE FOTOS

Fotografía 1. Recibo del tanque de prueba de 50 galones, identificado a partir de ese momento como “Tanque de Prueba #6” .....	100
Fotografía 2. Medida requerida de rompedor directo para el inicio de cada prueba, 60 ml. ....	100
Fotografía 3. Forma de medir el volumen total e interface de aceite, utilizando una varilla impregnada con “color kut” .....	101
Fotografía 4. Resultado de la marca del “Color Kut”, cuando esta toca la interface de agua. ....	101
Fotografía 5. Pozo MN-04, Prueba comparativa de los tanques de prueba de 50 galones y el de 420 galones. ....	102
Fotografía 6. Pozo LY-157, Prueba comparativa de los tanques de prueba de 50 galones y el de 420 galones. ....	102
Fotografía 7. Pozo LY-169, Prueba comparativa de los tanques de prueba de 50 galones y el de 420 galones. ....	103
Fotografía 8. Conexión típica, realizada en cabeza de pozo. ....	103
Fotografía 9. Primer plano de conexión típica, realizada en cabeza de pozo. ....	104
Fotografía 10. Sello de calibración.....	104
Fotografía 11. Sello de seguridad de la regla certificada.....	105
Fotografía 12. Regla certificada cada 2 in <sup>3</sup> .....	105

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Tabla de aforo del tanque de prueba de 50 Galones. ....	106
Anexo B. Certificados de Calibración. ....	107
Anexo C. Inicio plan de pruebas. ....	113

## GLOSARIO

**ABANDONO DE POZOS.** Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente.

**ACEITE.** Porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura.

**BOPD.** En producción, el número de barriles de aceite producido en un periodo de 24 horas.

**BFPD.** En producción, el número de barriles de fluido producidos en un periodo de 24 horas.

**CAMPO.** Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas.

**CRUDO LIGERO.** Petróleo crudo con densidad superior a 27° e inferior a 38°.

**DENSIDAD.** Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

**DENSIDAD API.** Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación:  $Densidad\ API = (141.5 / densidad\ relativa) - 131.5$ . La densidad API se expresa en grados; así por ejemplo la densidad relativa con valor de 1.0 es equivalente a 10 grados API.

**DESARROLLO.** Actividad que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

**EBITDA.** es un indicador financiero, su nombre viene del acrónimo en inglés (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization). En español se puede entender como el beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.

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

todos los demás compuestos orgánicos. Petróleo, Gas Natural, condensados, líquidos del Gas Natural e hidratos de metano.

**LÍMITE ECONÓMICO.** Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación.

**PERMEABILIDAD.** Característica de las rocas que permite el movimiento de fluidos a través de poros interconectados. La unidad de medida es el Darcy y se expresa en milésimas como mD. Permeabilidad absoluta Capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido está presente en los poros.

**PETRÓLEO.** Mezcla de carburos de hidrógeno que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son carburos de hidrógeno.

**PETROLÍFEROS.** Productos que se obtienen de la refinación del Petróleo o del procesamiento del Gas Natural y que derivan directamente de Hidrocarburos, tales como gasolinas, diésel, querosenos, combustóleo y Gas Licuado de Petróleo, entre otros, distintos de los Petroquímicos.

**POROSIDAD.** Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

**POZO.** Perforación conductora del petróleo y gas natural desde el yacimiento hasta la superficie. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como son: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros.

**RESERVAS.** El volumen de Hidrocarburos en el subsuelo, calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente, bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de Extracción aplicables a la fecha de evaluación. Reserva 1P Es la reserva probada.

**SERAPHIN.** Es una marca registrada de un recipiente de volumen conocido o aforado que pueden ser abiertos o cerrados. Su utilizan generalmente para probar y calibrar medidores de flujo y su campo de aplicación está relacionado con el manejo de volúmenes.

**TANQUE DE PRUEBA.** Es un recipiente de volumen conocido o aforado, pueden ser abiertos o cerrados. Su utilizan generalmente para probar y calibrar medidores de flujo y su campo de aplicación está relacionado con el manejo de volúmenes.

**YACIMIENTO.** Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un solo sistema

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA SELECCIÓN DE UNA ALTERNATIVA DE MEDICIÓN DE POZOS CON CORTE DE AGUA MAYOR AL 99% EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN

**AUTOR:** CARLOS ALBERTO ALVAREZ COHEN<sup>1\*</sup>

**PALABRAS CLAVE:** Caño Limón, Tanques de prueba, corte de agua, BSW, cuello aforado, límite económico, reservas.

### DESCRIPCIÓN:

Los procesos de producción requieren de la medición precisa del contenido de agua en los fluidos producidos (corte de agua o BSW) que se extraen de un pozo en producción. Las medidas de laboratorio tradicionales de corte de agua (BSW) son precisas, pero incapaces de proporcionar información en tiempo real y de determinar un BSW por encima del 98.5%, mientras que medidores en línea Coriolis (en la investigación) no detectan la gama completa de BSW (0 - 100 %), tienen la ventaja que son económicos y son escalables para la variedad de tamaños de tubería. Este trabajo presenta una novedosa implementación de un tanque de prueba de 50 Galones, para detección de BSW in situ, completamente intrusivo sobre el intervalo completo de interés de esta investigación, es decir, 99 - 100% para pozos cerca del límite económico y como alternativa de recuperar sus reservas. A diferencia de los tanques de prueba de cuello aforado de alto volumen que determinan con alto confianza el BSW por encima del 99%, son grandes y difíciles de movilizar y los costos de mantenimiento y de puesta en línea son altos. El tanque de prueba de bajo volumen, requiere de un menor tiempo de separación de las interfaces agua-crudo debido al bajo volumen de crudo. Los resultados de las pruebas fueron validados in situ con pruebas de campo comparativas y la toma de resultados cada 8 y 24 horas.

El diseño propuesto es capaz de determinar el BSW con una resolución fina debido a el corto tiempo de separación y al cambio brusco de temperatura. Los resultados experimentales en estos tanques de bajo volumen y los costos son prometedores y una optimización de estos tanques de acuerdo con las condiciones de los campos petrolíferos permitirá su uso generalizado en la industria petrolera.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado

\* Facultad de Ingeniería Físico Químicas. Escuela de Petróleos. Director: M.Sc. Jorge Forero.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL-ECONOMIC EVALUATION FOR THE SELECTION OF AN ALTERNATIVE OF MEASURING WELLS PRODUCTION WITH WATER CUT (%WC) GREATER TO 99% IN CAÑO LIMON FIELD.

**AUTHOR:** CARLOS ALBERTO ALVAREZ COHEN<sup>2\*</sup>

**KEYWORDS:** Caño Limón, Test tanks, water cut, BSW, measurement neck tank, economic limit, reserves.

### DESCRIPTION:

Production processes require accurate measurement of the water in produced fluid content (ie, water cut or BSW) which is extracted from a production well. Traditional water-cut (WC) laboratory measurements are precise, but unable to provide real-time information and to determine a (WC) above 98.5%, while Coriolis online meters (in research) are unable to detect the range of BSW (0 - 100%), have the advantage that they are economical and are scalable for the variety of pipe sizes. This paper presents a novel implementation of a low volume test tank (50 Gallons) for completely intrusive in situ BSW detection over the entire range of interest of this investigation, ie, 99-100% for wells near the economic limit and as an alternative to recover their reserves. Unlike high-volume volumetric test tanks, which have a high confidence level of BSW above 99%, they are large and difficult to handle and maintenance and set-up costs are high. The low volume test tank requires a shorter separation time of the water-oil interfaces due to the heat of the water and the temperature. The results of the tests were validated in-situ with comparative field tests with a high-volume tank and taking results every 6, 8 and 24 hours.

The proposed design is capable of determining the BSW with a fine resolution due to the short separation time and the abrupt temperature change. The experimental results in these low volume tanks and costs are promising and an optimization of these tanks according to the conditions of the oil fields will allow their widespread use in the oil industry.

---

<sup>2</sup> Magister Thesis

\* Facultad de Ingeniería Físico Químicas. Escuela de Petróleos. Director: M.Sc. Jorge Forero.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, Caño Limón es considerado un campo maduro, donde un gran porcentaje de los pozos produce con un corte de agua mayor al 99%. En este punto de la vida productiva del campo, es importante explorar nuevos métodos eficientes de medición del corte de agua que permitan recuperar, de manera rentable, las reservas remanentes asociadas a estos pozos. Durante el proceso de producción del campo petrolero Caño Limón y antes de determinar el límite económico de los pozos que tienen un corte de agua mayor al 99%, se realizan una serie de pruebas que permiten determinar su viabilidad económica a través de los tanques de prueba de cuello aforado de alto volumen. Es por esto que la presente investigación se enfoca en evaluar técnica y económicamente, la implementación de muestras de fluido en pozos con tanques de prueba de 50 galones en el área de Llanos Norte, teniendo en cuenta que, con su implementación, se podría llegar a disminuir el consumo de energía, incrementar la vida útil de los pozos, y reducir costos de movilización, tiempo de llenado y puesta en línea.

Estos análisis se realizan inicialmente con las muestras de botellas que tiene una precisión máxima del 1%, lo cual nos permite validar muestras de BSW hasta 99% usando este método. Para pozos con corte de agua mayor, se requiere de un volumen representativo de muestra para determinar de manera más exacta el BSW real del pozo (BSW > 99%). Para este fin, se usan los tanques de prueba de cuello aforado, con los cuales se valida el BSW tomando muestras durante 2 horas continuas.

Los tanques de prueba de cuello aforado son apropiados para la toma de muestras de pozos, el cual nos permite el monitoreo de pozos con corte de agua mayor al 99%, con una precisión de 2 decimales y un error máximo de 0.02% en los valores del BSW.

Para definir si un pozo es rentable, se hace un comparativo entre el %BSW validado por el tanque de prueba marca Seraphin y el %BSW del límite económico. En los casos en los que se han apagado pozos no rentables determinado por el %BSW de

las muestras en los tanques de prueba, el consumo de energía disminuyó considerablemente, al igual que las velocidades erosivas en el gathering system.

En Caño Limón, uno de los costos operacionales de mayor impacto para la compañía operadora es el consumo de energía, gastada principalmente en el levantamiento de fluido de producción por el funcionamiento de las bombas electrosumergibles de los pozos. Estos costos por consumo de energía superan los costos por tratamiento de fluidos de producción, debido a que el campo produce altas cantidades de agua comparado con la cantidad de petróleo producido por los pozos que producen grandes cantidades de fluidos y altos consumos de energía.

Esta investigación se basó en la evaluación técnico-económica para la selección de una alternativa de medición de pozos con corte de agua mayor al 99% en el campo caño limón. Para resolver la propuesta planteada, se seleccionó un tanque de prueba de 50 galones; puesto que, es un tanque adecuado para la toma de muestras de pozos, el cual nos permite el monitoreo de pozos de forma eficiente y económica, con una precisión de 2 decimales y un error máximo de 0.02% en los valores del BSW.

Al obtener los resultados de los 12 pozos evaluados con el tanque de prueba de 50 galones, y para resolver la propuesta planteada, luego de realizar las muestras en campo, utilizando un tanque de prueba de 50 Galones y un tanque de prueba de 420 galones se determinó la desviación estándar, los tiempos y costos de movilización, número de pruebas por día y temperatura de operación ideal. Finalmente, se determinó el tiempo de separación necesario, con el cual se redujeron los costos de puesta en línea para la toma de muestras.

## 1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

Los orígenes de la medición en pozos con corte de agua mayor al 99%, creó la necesidad en el campo petrolero de Caño limón de establecer mediciones confiables que permitieron conocer el límite económico de los pozos con el uso de tanques de pruebas con cuello aforado, reduciendo de esta forma las incertidumbres de medición con los sistemas actuales instalados en cada pozo. El uso de los tanques de prueba, resulto exitoso permitiendo de esta forma darle más desarrollo de reservas a aquellos pozos con corte de agua mayor al 99% y ahorrar energía con el apagado de los no económicos como resultado de las pruebas realizadas.

### 1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Actualmente, en el campo maduro de Caño Limón, el 27% de sus pozos tienen un corte de agua o BSW mayor al 99% y estos pozos producen cerca de 6,000 BOPD y un total de 1,000,000 BFPD, con un consumo de energía equivalente al 40% del total consumido en campo. Sin embargo, otros pozos se acercan a un corte de agua del 99% y requieren ser medidos. Figura 1.

YANG, W. & WATTENBARGER<sup>3</sup>. (1991), publicaron, Yacimientos maduros: Aumento de los cortes de agua presentados por un empuje hidráulico activo, agua buena, conificación y los tiempos de ruptura. TOLOZA y DIAZ<sup>4</sup>. (2012), publicaron que el campo Caño Limón es un yacimiento de aceite negro “Black Oil”, cuya energía está constituida por un empuje de agua, el cual le da soporte y mantenimiento de presión a la estructura.

Los errores de medición y la exactitud en el análisis del corte de agua se producen en las siguientes situaciones:

---

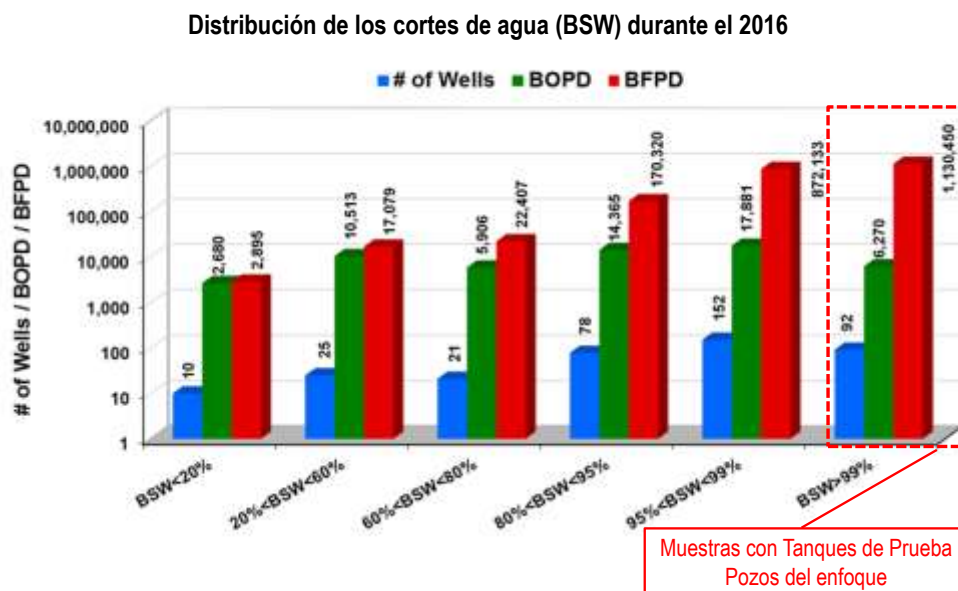
<sup>3</sup> YANG, W., & WATTENBARGER, R. A. (1991, January 1). Water Coning Calculations for Vertical and Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/22931-MS.

<sup>4</sup> TOLOZA MENDEZ, Belkis Brillith Yorget; DIAZ GALVIS, Andrés Felipe. Optimización Del Consumo de Energía en Pozos Con Alto Corte de Agua del Campo Cano Limón. Bucaramanga, 2012, 163p. Trabajo de Grado (Trabajo de grado para optar el título de ingeniero de petróleos), Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Los sistemas actuales como el Coriolis (Medidor continuo instalado en la mayoría de los pozos) se utilizan para medir el corte de agua y pueden presentar errores de medición significativos para valores muy bajos o muy altos de corte de agua (>99.0%) debido a muchos factores, tales como: (1) Fases no uniformes distribuidas en la tubería y (2) Un Alto porcentaje (%) de gas libre.

Esto hace que se presenten dificultades para establecer el límite económico de los pozos causado por la incertidumbre en los datos de corte de agua.

Figura 1. Distribución cortes de agua en los pozos.



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

Sin embargo, el campo petrolero de Caño Limón se enfrenta a diferentes problemáticas que dificultan alcanzar la meta de medir 125 pozos dos veces al año con los 5 tanques de prueba actuales de 420 Galones y uno de 1,333 Galones. La medición del BSW de estos pozos a través de medidores másico, no se tiene en cuenta, debido a que el corte de agua mayor al 99% está en el punto que no es confiable.

Otros orígenes que generan estos inconvenientes son principalmente:

- Tiempo de estabilidad del campo por control de producción.
- Durante el 2016, los pozos estuvieron aproximadamente 90 días apagados por control de producción.
- Disponibilidad de transporte articulado para movilizar los tanques.
- Pocos operadores certificados con Licencia de conducción C3.
- Altos tiempos de movilidad por cada tanque.
- Uso de carro escolta.
- Costos y la disponibilidad de camiones de vacío.

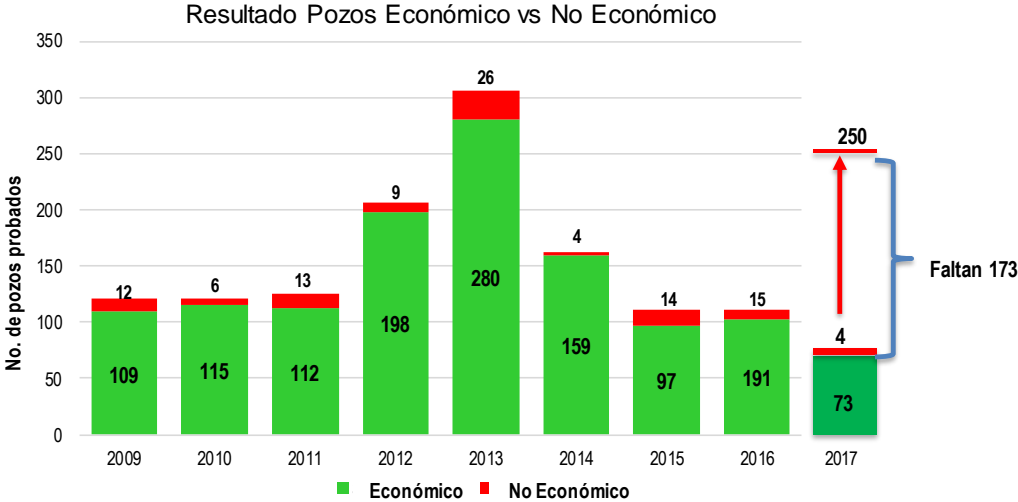
Los inconvenientes mencionados anteriormente pueden traer como consecuencia no cubrir la población total de los pozos que se encuentren por encima del 99% del corte de agua en un año, Figura 1, no identificar a tiempo los pozos productores que cumplan con este término de acuerdo con el cálculo de su límite económico y que se esté consumiendo energía innecesariamente. Figura 2.

Durante el año 2017, se realizaron 77 pruebas con los tanques de prueba existentes, haciendo falta un total de 173 pruebas a realizar en los últimos 6 meses del año, por lo que se hace necesario implementar un plan de choque con un tanque de prueba de bajo volumen y que garantice la misma calidad y varianza que se tienen con los tanques de gran volumen.

Este plan de choque consiste en tomar muestras dos veces al día con tanques de prueba de 50 galones, con un lapso de tiempo entre pruebas de 8 horas, que se requiere como mínimo para que se cumpla con el tiempo de separación y la temperatura ideal que no evapore el cuello del tanque, con el fin de tener una buena

separación entre las interfaces agua-aceite o lo que bien llamamos deshidratación del crudo.

Figura 2. Número de pruebas por pozo por año.



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

Desde el año 2014 al 2017, el número de muestras en tanques de prueba se ha visto afectado por el control de producción, debido a los inconvenientes de bombeo presentados en el oleoducto Caño Limón - Coveñas.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 Objetivo General**

Realizar una evaluación técnico-económica que permita seleccionar una alternativa de medición de pozos con corte de agua mayor al 99% para el campo Caño Limón.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- ✓ Revisar las condiciones actuales de operación para la medición de pozos productores con corte de agua mayor al 99% y establecer los parámetros económicos de selección de los pozos a evaluar.
- ✓ Realizar una revisión bibliográfica, casos de estudios y de experiencias de terceros de las técnicas disponibles para medición de cortes de agua o BSW mayor al 99%.
- ✓ Definir un nuevo procedimiento que nos permita mejorar los tiempos de movilización, adecuación, instalación y tiempo de separación, para ampliar la capacidad de medición requerida y garantizar la medición de los pozos seleccionados con tanques de pruebas de 50 galones.
- ✓ Hacer una evaluación técnica del procedimiento seleccionado comparándolo con un tanque de prueba de alto volumen a fin de determinar la varianza o diferencias entre ellos para recomendar su implementación.
- ✓ Realizar una evaluación económica del procedimiento propuesto y evaluado para medir el corte de agua en pozos con BSW mayor al 99%.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN**

En el campo gigante Petrolero de Caño Limón, se inició en el año 2009 la medición de pozos productores con corte de agua mayor al 99% utilizando tanques de prueba de cuello aforado de gran volumen (420 y 1,333 galones de capacidad) con los que se realizaron un total de 1,265 pruebas, de los cuales 421 pozos fueron probados, identificando 100 no económicos, Figura 2, reduciendo así los costos por tratamiento químico y el consumo de energía; motivando al desarrollo de este trabajo de grado, mediante el análisis de pruebas con el uso de tanque de cuello aforado de bajo volumen (50 galones), buscando beneficios para la empresa, ayudándola a alcanzar la meta propuesta de medir dos (2) veces cada año los pozos con corte de agua superiores al 99% y con estos resultados ampliar la población de pozos candidatos a tanques de prueba y mejoras en el mantenimiento y manejo de equipos.

Por último, se pretende llevar este conocimiento a los campos maduros de Colombia para reducir pérdidas de producción por el apagado temprano de los pozos sin tener una correcta evaluación de su corte de agua y su límite económico.

## **2 MARCO DE REFERENCIA**

Durante la búsqueda de nuevas tecnologías que permitieran conocer el límite económico de los pozos mediante la implementación de tanques de pruebas de cuello aforado, se analizaron en literatura aquellas que fueran económicas y operativamente viables y que la incertidumbre en la medición estuvieran por debajo del 0.05%. De esta forma se identificaron varias tecnologías que pueden medir cortes de agua mayor al 99%, pero que el error teórico de medición estaban entre el 0,5 y 1.0%. En este importante paso, se identificaron oportunidades en la recuperación del campo y su optimización en costos con intervenciones a pozos que disminuyeron el consumo de energía.

### **2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS**

Debido a que, en la actualidad, el campo gigante de Caño Limón es considerado un campo maduro, se ha buscado diferentes alternativas para incrementar la producción de petróleo, con el objetivo de maximizar sus reservas, realizar la medición de la producción en línea de todos los pozos, medir con baja incertidumbre los pozos con corte de agua mayor al 99% y cerca de su límite económico e implementar nuevas tecnologías en medición estática que ayuden de igual forma a la reducción de costos en el consumo de energía.

La literatura presenta diferentes tipos de medición de producción de pozos en tiempo real, cuyo corte de agua esté entre 0 y 100% lográndolo medir con incertidumbre menores al 0,5% y alta confiabilidad, como lo son “Microwave wáter cut sensor”, métodos volumétricos como el centrifugado para pozos con corte de agua entre 0 y 10%, volumétricos entre el 10 y el 98%, método gravimétrico con un error teórico del 0,1% y el que se utiliza actualmente en Caño Limón con probador tipo tanques (Seraphin) con error teórico del 0,05%.

Le medición de corte de agua utilizando un tanque de prueba tipo (Seraphin) de gran volumen y con un error teórico por debajo del 0,05%, garantiza en el campo Caño Limón identificar aquellos pozos que estén en su límite económico y apagarlos

si es el caso para contribuir al ahorro de energía y someterlos a evaluación de futuras intervenciones de Workover.

TOLOZA y DIAZ<sup>5</sup>. (2012), publicaron un estudio relacionado con la optimización del consumo de energía en pozos con alto corte de agua del campo Cano Limón, cuyo objetivo fue hacer un análisis técnico y económico con el fin de evaluar algunos parámetros de yacimiento de varios pozos que por sus condiciones de operación ya están llegando al límite económico o tienen posibilidades de reacondicionamiento que permitan mantener la producción de petróleo de dichos pozos, o incrementarla, con el fin de reducir la extracción de agua y el consumo de energía del campo” y una de sus conclusiones fueron “seleccionar pozos con corte de agua mayor al 99% cercano a su límite económico, cuyas intervenciones logró disminuir el consumo de energía. Después de las intervenciones a pozos con trabajos de Workover se logró incrementar la producción de crudo del campo reduciendo la producción de agua y a su vez los costos por tratamiento”. Este trabajo aporta a la presente investigación identificar aquellos pozos que estén cerca de su límite económico para intervenciones que disminuyan el consumo de energía.

Finalmente los estudios anteriores se enfocaron en la recuperación de campos maduros, en la reducción de costos interviniendo aquellos pozos con corte de agua superior al 99% y cerca de su límite económico, en las mediciones de producción de pozo en tiempo real con errores teóricos de 0,1%, pero no en el costo de la implementación de métodos de medición con probadores tipo tanque de bajo volumen y con errores teóricos iguales o menores al 0,05% y así ampliar el rango de producción y reservas de pozos cerca del límite económico.

---

<sup>5</sup> TOLOZA MENDEZ, Belkis Brillith Yorget; DIAZ GALVIS, Andrés Felipe. Optimización Del Consumo de Energía en Pozos Con Alto Corte de Agua del Campo Cano Limón. Bucaramanga, 2012, 163p. Trabajo de Grado (Trabajo de grado para optar el título de ingeniero de petróleos), Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

## **2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL**

Este proyecto se desarrolla para las operaciones de OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC, en el en el campo Caño Limón. En dicho campo, se tiene un mecanismo de empuje hidráulico activo, en donde más del 30% de los pozos producen con un corte de agua mayor al 99%, cerca de su límite económico.

### **Máximo aprovechamiento de campos maduros**

- Métodos de medición del corte de agua
  - Análisis de laboratorio
  - Pruebas en tanques de prueba de cuello aforado
  - Medición en línea (Coriolis)
  - Fiscalización de hidrocarburos

### **Análisis Económico**

- Presupuesto
- Tanque a utilizar de 50 galones
- Evaluación de la inversión
  - Costos para fabricar un probador tipo tanque de 50 Gal.
  - Costos de movilización y puesta en línea
- Consumo de energía pozos con ESP
- Límite económico de los pozos
  - Cálculo del EBITDA
  - Volumen de reservas recuperables

## 2.3 GENERALIDADES DEL CAMPO

El 1 de julio de 1980 Ecopetrol y Occidental de Colombia firmaron el contrato de asociación Cravo Norte para la exploración de petróleo sobre los bloques Cravo Norte, Cinaruco, Rondón, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas, ubicados en el departamento de Arauca, iniciando así uno de los proyectos más importantes de la industria petrolera en Colombia.<sup>6</sup>

Occidental de Colombia es una división de la compañía multinacional Occidental Petroleum (OXY) dedicada a la exploración, explotación y producción de recursos energéticos e hidrocarburos en varias partes del mundo.

El campo Caño Limón fue descubierto el 13 de julio de 1983 por el pozo direccional caño limón 1 que producía, de la formación Mirador inferior, 3425 barriles de petróleo por día (BOPD).<sup>7</sup>

En 1984 la compañía petrolera SHELL adquirió un 25% de la asociación Cravo Norte. En 1988 SHELL tomó la decisión de intercambiar activos con OXY quedando de esta manera como único socio del contrato.<sup>8</sup>

La duración del contrato es de 28 años, que se dividen en dos periodos de la siguiente manera: el de exploración que tiene una duración máxima de 6 años y, el segundo, de explotación que tiene un periodo de 22 años. Al finalizar este periodo todas las instalaciones, equipos y producción restantes pasarán a ser propiedad de Ecopetrol sin ningún costo.

---

<sup>6</sup> ECOPETROL. Carta Petrolera. [En línea]. (Recuperado en Octubre 1 de 2017). Disponible en <https://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta/actualidad.htm>

<sup>7</sup> OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Historia de Caño Limón, 2007. P. 1-3.

<sup>8</sup> RIVERO R. T. y DOMINGUEZ J. G. Caño Limón Field Colombia: The latest Giant Oil Reservoir in South America. SPE No 15153, 1988.

Las condiciones económicas del contrato de asociación le aseguran al Estado colombiano el 82% de las utilidades netas generadas por el proyecto petrolero. Dicha suma le llega al Estado a través de Ecopetrol.

En 1984 fue declarado campo comercial y a partir de esa fecha Ecopetrol participa en la producción y comparte la inversión en un 50%. El 8 de diciembre de 1985 se inició la producción comercial con 19 pozos perforados y una producción promedio de 8000 barriles de fluido por día (BFPD).

## 2.4 DESCRIPCION DEL YACIMIENTO

Caño Limón es un yacimiento de aceite negro “Black oil”, cuya energía está constituida por un empuje de agua, el cual le da soporte y mantenimiento de presión a la estructura; el petróleo tiene una presión de burbuja promedio de 50 psi y una relación gas petróleo entre 5 y 8 pies cúbicos de gas por barril fiscal de petróleo (SCF/STB).<sup>9</sup>

Se caracteriza por ser un yacimiento con alta heterogeneidad, donde no hay un área productora continua si no que, por el contrario, se tiene una distribución de canales que hacen más compleja su explotación, cuya arena productora es la que viene de la formación mirador, a una profundidad promedio de 7600 pies.

Al principio se creía que el campo Caño Limón estaba conformado por una sola estructura. Gracias a la ayuda de nuevas tecnologías sísmicas, y con la perforación de nuevos pozos, se pudo identificar la existencia de tres cierres estructurales que hacen parte de las áreas productivas del campo: Caño Limón, La Yuca y Matanegra.

Actualmente el campo Caño Limón cuenta con 323 pozos productores activos, 9 inyectores, 75 abandonados y 67 inactivos. Del yacimiento se extraen actualmente

---

<sup>9</sup> MACHETE, Eliana. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Boleo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón, Bucaramanga. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

1.810.330 barriles de fluido por día (BFPD), para una producción promedio de crudo de 37,012 barriles de aceite por día (BOPD) con un corte de agua promedio de 98%.

## 2.5 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO

El campo Caño Limón se encuentra ubicado dentro del área del contrato de asociación Cravo Norte de los Llanos Orientales, el cual abarca una extensión de 260,000 hectáreas localizadas en el extremo norte de los Llanos Orientales de Colombia, en el departamento de Arauca, entre la población de Arauquita y el caserío La Yuca.<sup>10</sup>

El campo está situado sobre la rívera del río Arauca, a 50 kilómetros al suroccidente de la ciudad de Arauca, capital del departamento de Arauca, limitando con la república de Venezuela, Figura 3.<sup>11</sup>

Figura 3. Ubicación del campo Caño Limón.



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

<sup>10</sup> OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Historia de Caño Limón, 2007. P. 1-3.

<sup>11</sup> RIVERO R. T. y DOMINGUEZ J. G. Caño Limón Field Colombia: The latest Giant Oil Reservoir in South America. SPE No 15153, 1988.

## 2.6 GEOLOGÍA DEL CAMPO

El yacimiento está conformado por formaciones que van desde el cretáceo hasta el oligoceno; son arenas deltaicas pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7,600 pies (2,315 m) y el mecanismo de producción es un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

**2.6.1 Ubicación geológica.** El campo se encuentra ubicado sobre el arco de Arauca que corresponde a un flanco monoclinal al norte de la cuenca de los Llanos Orientales. Al norte del arco de Arauca se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela). Al este de los Llanos Orientales se encuentra un escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes.

La región norte de los Llanos Orientales corresponde a un flanco monoclinal que desciende con dirección oeste con buzamiento suave. La formación estructural consiste en fallamiento de tipo normal con dirección noreste - sureste, cuyo origen se cree que es del paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran hasta sedimentos terciarios.<sup>12</sup>

**2.6.2 Geología estructural.** El campo está comprendido por tres cierres estructurales, denominados de esta manera: Caño Limón, Matanegra y La Yuca. Cada uno de ellos asociados a un área productiva. La formación de estos bloques se dio por el movimiento lateral de la falla Caño Limón, que secciona al campo de noreste a suroeste y al desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca, que delimitan los respectivos bloques estructurales, Figura 4.

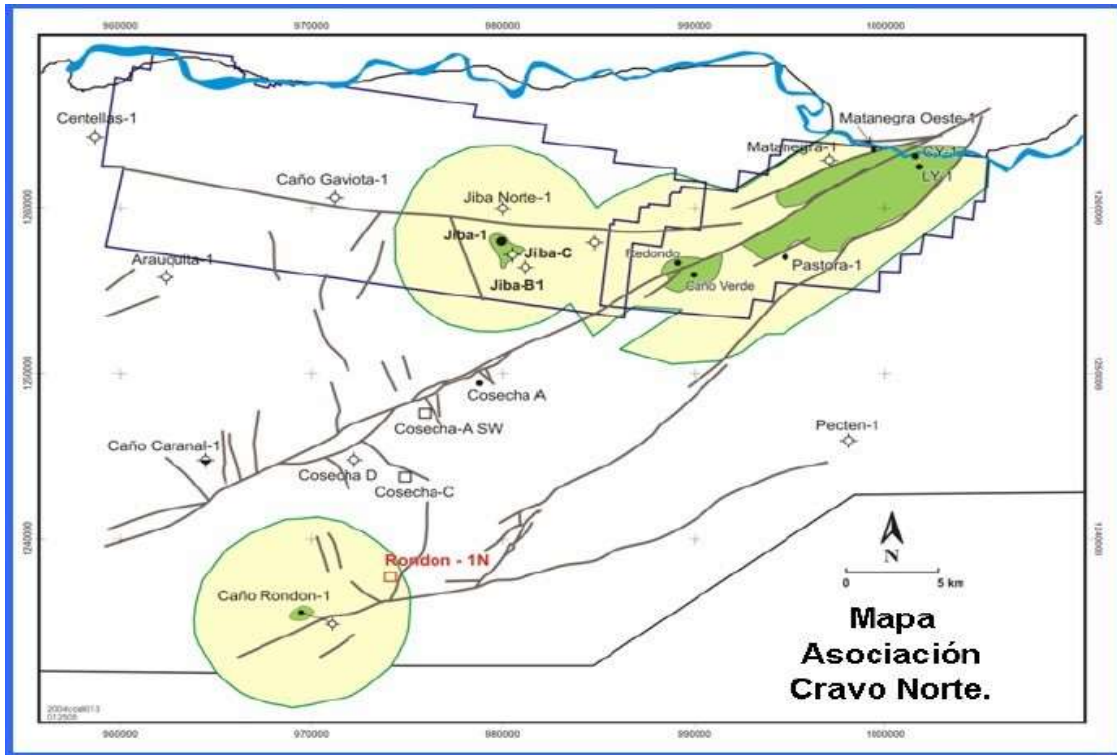
El área productiva se encuentra comprendida por 18 bloques de los cuales: Tonina, Remana, Redondo Éste, Araguato, Pastora, Caño Redondo, Cosecha A, La Yuca Éste y Matanegra Oeste contienen solo un pozo, y Caño Limón, Matanegra, Caño Yarumal, La Yuca, Rondón, Caño Verde, Caricare-Redondo y Jiba contienen varios

---

<sup>12</sup> MACHETE, Eliana. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Boleo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón, Bucaramanga. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

pozos. Al agrupar estos bloques se forman los 8 campos que son: Caño Limón, Caño Yarumal, Redondo, Tonima, Remana, La Yuca Éste, Redondo Éste y Caricare-Redondo.

Figura 4. Ubicación estructural de los campos en el bloque Cravo Norte



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

## 2.7 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

**2.7.1 Propiedades petrofísicas del yacimiento.**<sup>13</sup> Para obtener las propiedades petrofísicas del campo se ha llevado a cabo un minucioso análisis de perfiles eléctricos tomados a los diferentes pozos, pruebas de rutina a los corazones disponibles para poder obtener resultados de porosidad y permeabilidad de las arenas y análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del yacimiento. Tabla 1.

<sup>13</sup> MACHETE, Eliana. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Boleo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón, Bucaramanga. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Propiedades petrofísicas más importantes del yacimiento, son:

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del campo Caño Limón

CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA	
Profundidad promedio	7,600 pies
Área	8,900 acres
Espesor Neto Petrolífero	150 pies
Presión Inicial (a 7,100 pies, BNM)	3,213 PSIA
Temperatura (a 7,100 pies, BNM)	207 °F
Saturación de Agua inicial	25%

Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

**2.7.2 Porosidad.** Los valores de porosidad se han determinado a partir de la correlación establecida entre las porosidades medidas en los núcleos y las calculadas de los registros eléctricos. En promedio las porosidades de las arenas productoras del campo Caño Limón son altas, en especial las provenientes de la formación carbonera inferior, seguida de las arenas C5 de la carbonera superior y el miembro cretáceo K2. Tabla 2.

Tabla 2. Propiedades promedio del campo Caño Limón

ÁREA	FORMACIÓN	SATURACIÓN DE ACEITE (%)
CAÑO LIMÓN	CARBONERA SUPERIOR	67.0
	CARBONERA INFERIRO	76.9
LA YUCA	CARBONERA SUPERIOR	74.9
	CARBONERA INFERIRO	76.9
	K1 (CRETACEO)	37.3
MATANEGRA	CARBONERA SUPERIOR	50.0
	CARBONERA INFERIRO/MIRADOR	70.4
	K1 (CRETACEO)	37.3
	K2 (CRETACEO)	73.2

Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

**2.7.3 Permeabilidad.** Los valores de permeabilidad se han determinado basándose en análisis de presiones hechos a la formación, pruebas de producción y análisis de corazones.

Después de hacer las respectivas pruebas se obtuvo que las permeabilidades más altas pertenecen a las arenas de la formación carbonera inferior, las cuales tienen un valor promedio de 5 darcys, y para las arenas del K2 de 2 darcys.

**2.7.4 Saturación de fluidos.** Las formaciones petrolíferas de Caño Limón se encuentran a una presión superior a la presión de burbuja (50 psi) y por tal razón no habrá gas libre en el yacimiento durante toda su vida productiva, solo se producirá petróleo y agua.

La saturación de fluidos se determina con base en la evaluación de registros eléctricos, en la utilización de programas que incorporan parámetros de porosidad y arcillosidad de los reservorios y con base en permeabilidades relativas para el sistema de drenaje. Tabla 3.

Tabla 3. Saturaciones promedio del campo Caño Limón

AREA	FORMACION	SATURACION DE ACEITE (%)
CAÑO LIMON	CARBONERA SUPERIOR	67.0
	CARBONERA INFERIRO	76.9
LA YUCA	CARBONERA SUPERIOR	74.9
	CARBONERA INFERIRO	76.9
	K1 (CRETACEO)	37.3
MATANEGRA	CARBONERA SUPERIOR	50.0
	CARBONERA INFERIRO/MIRADOR	70.4
	K1 (CRETACEO)	37.3
	K2 (CRETACEO)	73.2

Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

### 3 CONDICIONES ACTUALES

Debido a que en la actualidad, el campo gigante de Caño Limón es considerado un campo maduro, se han buscado diferentes alternativas para incrementar la producción de petróleo, con el objetivo de maximizar sus reservas, realizar la medición de la producción en línea de todos los pozos, medir con baja incertidumbre los pozos con corte de agua mayor al 99% y cerca de su límite económico e implementar nuevas tecnologías en medición estática que ayuden de igual forma a la reducción de costos en el consumo de energía.

La literatura presenta diferentes tipos de medición de producción de pozos en tiempo real, cuyo corte de agua esté entre 0 y 100% lográndolo medir con incertidumbre menores al 0,5% y alta confiabilidad, como lo son “Microwave water cut sensor”, métodos volumétricos como el centrifugado para pozos con corte de agua entre 0 y 10%, volumétricos entre el 10 y el 98%, método gravimétrico con un error teórico del 0,1% y el que se utiliza actualmente en caño limón con tanques de prueba (de cuello aforado) con error teórico del 0,05%.

Muchos autores han publicado sobre los beneficios de la medición volumétrica >80% del corte de agua bajo el método NXN 214 de la compañía petrolera NEXEN de Canadá, pero estas no aplican a todos los campos petroleros del mundo, debido a que estas requieren de condiciones ambientales específicas para un mejor comportamiento y un bajo error teórico.

Le medición de corte de agua utilizando un tanque de prueba (de cuello aforado) de gran volumen y con un error teórico por debajo del 0,05%, garantiza en el Campo Caño Limón identificar aquellos pozos que se estén en su límite económico y apagarlos para contribuir al ahorro de energía y someterlos a evaluación de futuras intervenciones de Workover. <sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Presentaciones Corporativas, Seraphin Tank, 2014.

TOLOZA y DIAZ<sup>15</sup>. (2012). Publicaron un estudio relacionado con la optimización del consumo de energía en pozos con alto corte de agua del campo Cano Limón, cuyo objetivo fue hacer un análisis técnico y económico con el fin de evaluar algunos parámetros de yacimiento de varios pozos que por sus condiciones de operación ya están llegando al límite económico o tienen posibilidades de reacondicionamiento que permitan mantener la producción de petróleo de dichos pozos, o incrementarla, con el fin de reducir la extracción de agua y el consumo de energía del campo” y una de sus conclusiones fueron “seleccionar pozos con corte de agua mayor al 99% cercano a su límite económico, cuyas intervenciones logró disminuir el consumo de energía. Después de las intervenciones a pozos con trabajos de Workover se logró incrementar la producción de crudo del campo y reduciendo la producción de agua y a su vez los costos por tratamiento” y este trabajo aporta a la presente investigación identificar aquellos pozos que estén cerca de su límite económico para intervenciones que disminuyan el consumo de energía.

SIERRA y SUAREZ<sup>16</sup>. (2007). Publicaron un estudio, cuyo objetivo fue “conocer de manera secuencial las actividades necesarias para fortalecer un campo maduro y lograr así un aumento considerable en su producción y reservas, sin descuidar los efectos económicos que esto implica” y una de sus conclusiones fueron “seleccionar el escenario de producción que mejor se acomode a las características físicas, ambientales y económicas del campo en estudio, permitiendo así un aumento en la producción y en las reservas, y prolongando la vida útil del mismo” y este trabajo aporta a la presente investigación seleccionar el escenario de producción que mejor se acomode a la economía de un campo.

AKRAM KARIMI<sup>17</sup>. (2015). Publicó un diseño de sensores de corte de agua sin causar una caída en la presión y una de sus conclusiones fue construir un sensor

---

<sup>15</sup> TOLOZA MENDEZ, Belkis Brillith Yorget; DIAZ GALVIS, Andrés Felipe. Optimización Del Consumo de Energía en Pozos Con Alto Corte de Agua del Campo Cano Limón. Bucaramanga, 2012, 163p. Trabajo de Grado (Trabajo de grado para optar el título de ingeniero de petróleos), Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

<sup>16</sup> SIERRA ZAFRA, Jair Andres; SUAREZ GELVEZ, Wilson Alfredo. Plan Integral de Desarrollo de Campos Maduros Caso Base. Bucaramanga, 2007, 202p. Trabajo de Grado (Trabajo de grado para optar el título de ingeniero de petróleos), Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

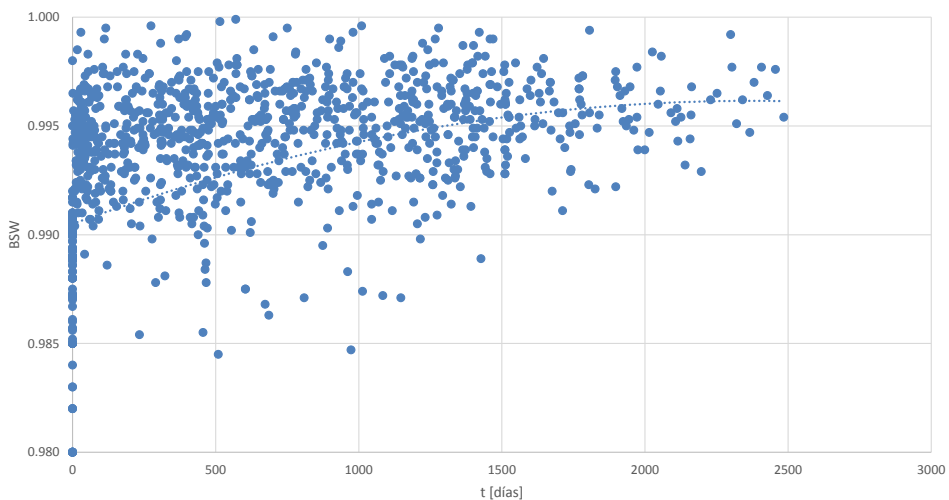
<sup>17</sup> AKRAM KARIMI, Muhammad. Low cost and conformal microwave water-cut sensor for optimizing oil production process. Thuwal, Kingdom of Saudi Arabia, 2017, 87P, Trabajo de grado (In Partial

de corte de agua de 0 a 100% no invasivo de bajo costo de acuerdo con las condiciones de campo y este trabajo le aporta a la presente investigación evaluar otros escenarios de medición sin el uso de Probadores tipo tanque.

En el mes de febrero del año 2016, el grupo de Producción e Ingeniería (PAE) de Occidental de Colombia, Inc. realizó un estudio estadístico de los tiempos de vida de un pozo (Runlife) después de haber alcanzado un corte de agua o BSW mayor al 99%. Se encontraron resultados sorprendentes y en el que se realizaron análisis en los diferentes campos que componen el complejo de Caño Limón, entre ellos el campo Caño Verde, Caño Limón, Caño Yarumal, Yucas y Matanegra entre otros. En general, el comportamiento del runlife promedio de los campos mencionados fue de 883 días, una vez alcanzado el 99% del BSW. Figura 5.

Figura 5. Comportamiento general del BSW en Caño Limón.

### Comportamiento del BSW



Runlife promedio: 883 días

Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

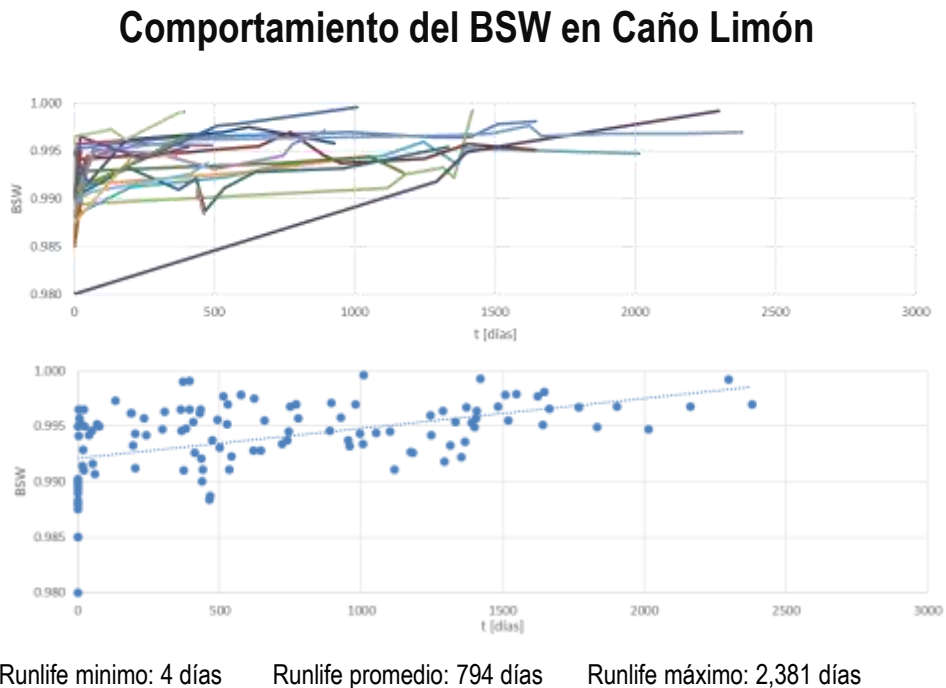
Para el campo Caño Limón se hizo el estudio en más de 100 pozos y se encontró que el *runlife* mínimo fue de 4 días, el *runlife* promedio fue de 794 días y el máximo

---

Fulfillment of the Requirements For the Degree off Master of Science), King Abdullah University of Science and Technology.

de 2,381 días. Un total de 23 pozos presentó un *runlife* menor de 40 días, esto debido a falla de los equipos de fondo ESP, que una vez intervenidos prolongó el tiempo de vida o *runlife* de los pozos hasta su límite económico. Figura 6.

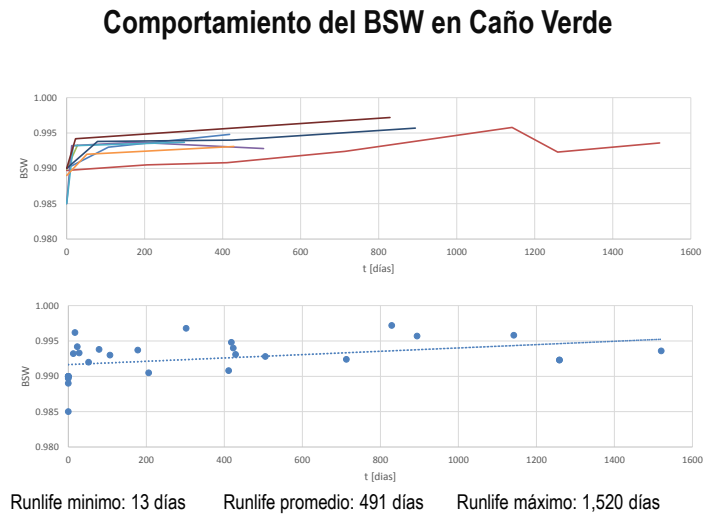
Figura 6. Comportamiento del BSW en el campo Caño Limón.



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

Para el campo Caño Verde se hizo el estudio en 25 pozos y se encontró que el *runlife* mínimo fue de 13 días, el *runlife* promedio fue de 491 días y el máximo de 1,520 días. Figura 7.

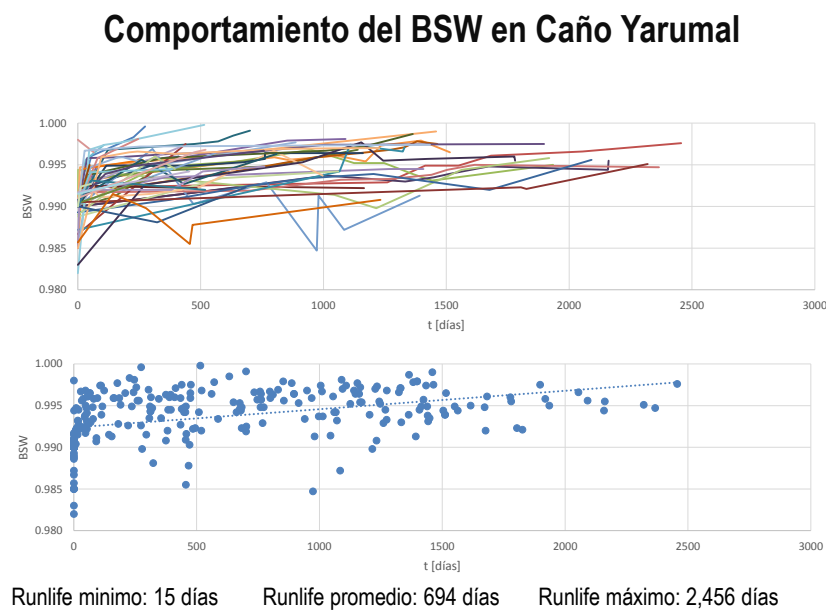
Figura 7. Comportamiento del BSW en el campo Caño Verde.



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

Para el campo Caño Yarumal se hizo el estudio en 53 pozos y se encontró que el runlife mínimo fue de 15 días, el runlife promedio fue de 694 días y el máximo de 2,465 días. Figura 8.

Figura 8. Comportamiento del BSW en el campo Caño Yarumal.

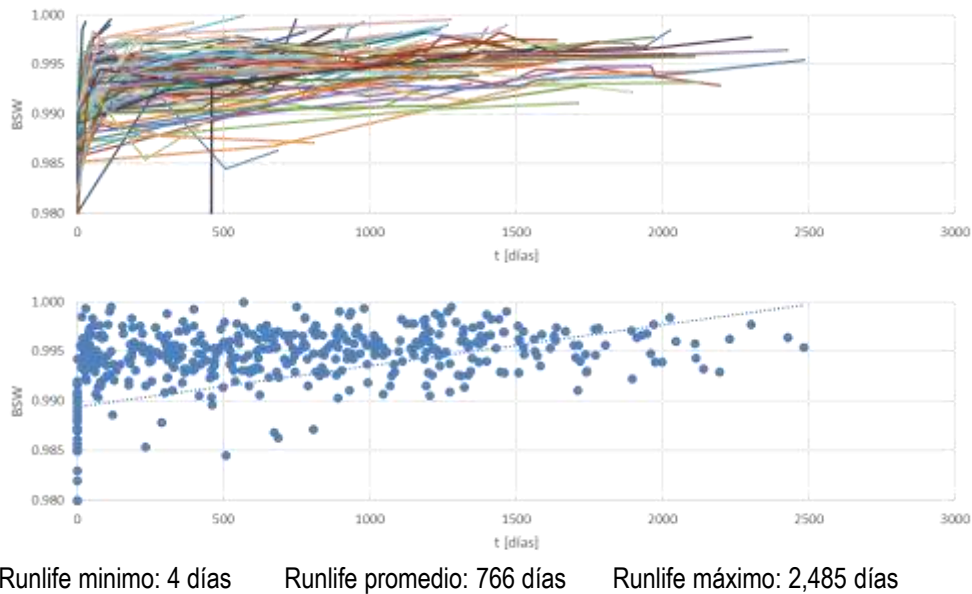


Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

Para el campo La Yuca se hizo el estudio en 94 pozos y se encontró que el runlife mínimo fue de 15 días, el runlife promedio fue de 694 días y el máximo de 2,465 días. En este campo la gran población de pozos estuvo con un runlife mayor a los 500 días, observándose una recuperación de reservas de más de 200,000 bbls. Figura 9.

Figura 9. Comportamiento del BSW en el campo la Yuca.

### Comportamiento del BSW en Las Yucas



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

En Conclusión, con este estudio, el promedio de *Runlife* de los pozos del campo Caño Limón es de 883 días, cuando el corte de agua se encuentra por encima del 99% y hasta el límite económico.

Las disminuciones del valor de BSW, generalmente se deben a intervalos cortos de tiempos para los cuales los pozos quedan un tiempo inactivos y se ponen nuevamente en línea con valores de BSW menores a los que traían. Sin embargo,

al estabilizar nuevamente la producción la tendencia del BSW representa finalmente el comportamiento real de producción del pozo. Estos periodos inactivos se presentan cuando hay falla y se requiere realizar cambios de bomba debido a fallas mecánicas o eléctricas que involucran trabajos de Well Services (WS).

El comportamiento del BSW respecto al tiempo se da de forma exponencial la cual brinda el mejor ajuste, pero en Las Yucas; la tendencia que mejor brinda un coeficiente más ajustado es la lineal.

En algunos pozos de este estudio, donde se les hizo muestreo de BSW con tanques de pruebas de cuello aforado, después de realizar un Workover, el corte de agua disminuye en un lapso de corto de tiempo; después, este aumenta de forma vertiginosa hasta llegar a tener la tendencia (tiempo no mayor a 6 meses) dependiendo de la declinación del pozo.

Finalmente los estudios anteriores se enfocaron en la recuperación de campos maduros, en la reducción de costos interviniendo aquellos pozos con corte de agua superior al 99% y cerca de su límite económico, en las mediciones de producción de pozo en tiempo real con errores teóricos de 0,1%, pero no el costo de la implementación de métodos de medición con probadores tipo tanque de bajo volumen y con errores teóricos del 0,05% y así ampliar el rango de producción y reservas de pozos cerca del límite económico.

### **3.1 LÍMITE ECONÓMICO DE LOS POZOS (CÁLCULO DEL EBITDA).**

El EBITDA es un indicador financiero, su nombre viene del acrónimo en inglés (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization). En español se puede entender como el beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.

El EBITDA muestra el beneficio bruto de una compañía en un ejercicio económico excluyendo la deducibilidad de cualquier gasto financiero.



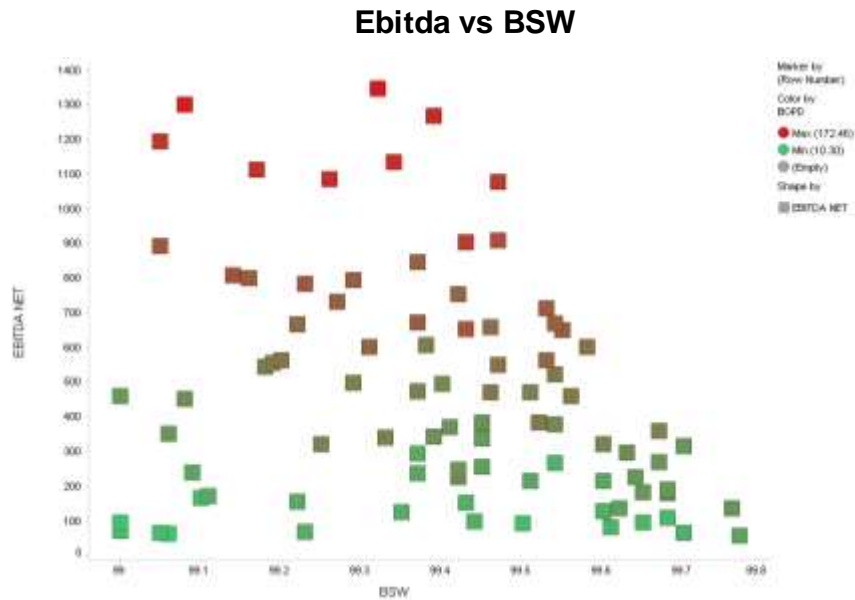
Los cálculos del EBITDA se tienen para cada pozo, el cual se realiza a través de una herramienta Web que genera estos cómputos.

Algunas consideraciones especiales para tener en cuenta del cálculo del EBITDA para aquellos pozos con corte de agua por encima del 99%, es la siguiente:

- La potencia eléctrica usada en los cálculos es la leída del variador (VSD) y validada por ingeniería de producción en el proceso diario de la Validación Eléctrica.
- La producción usada para calcular los ingresos corresponde a la última prueba de producción validada en el software LOWIS (De acuerdo a la tendencia de producción y al muestreo realizado pozo a pozo).
- En la base de datos se determina el EBITDA NETO [US\$] que representa el EBITDA para la participación de OXY.
- El Equipo de Planeación, actualizará bajo su autonomía los indicadores de Precio por Barril, diferencial offset y costos de energía, tratamiento y transporte.

Observemos cómo se comporta el EBITDA con respecto a la variable del BSW en la siguiente gráfica. Figura 10.

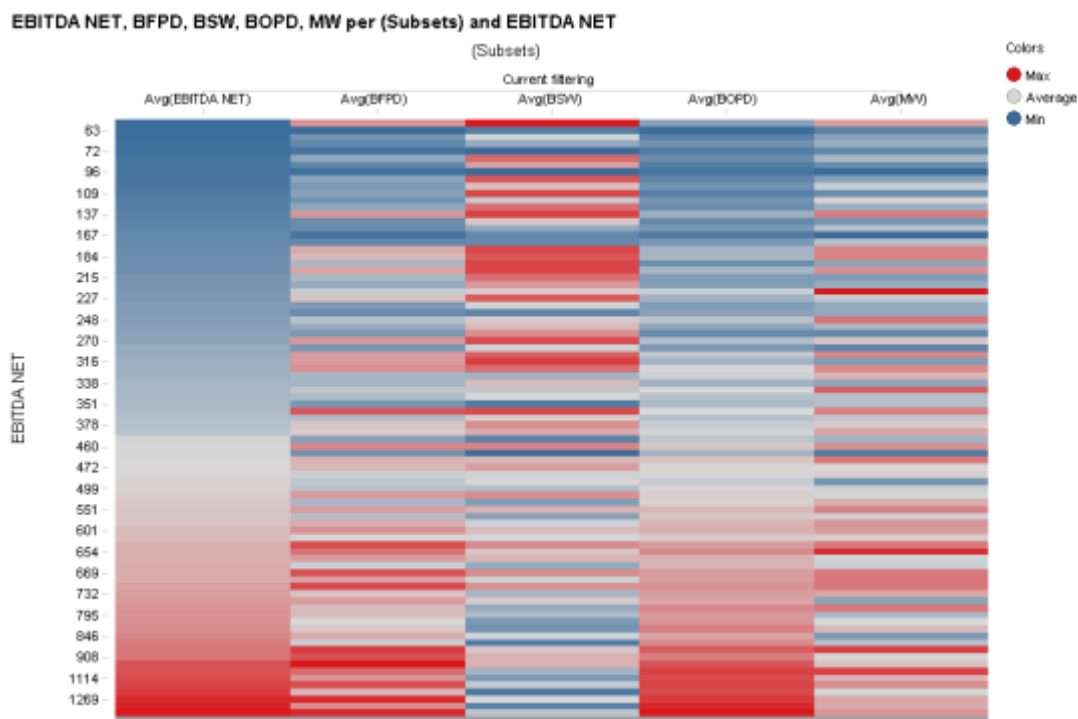
Figura 10. Comportamiento del EBITDA neto con respecto al % de BSW.



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

En el eje "Y", se observa el EBITDA neto con una escala máxima de US\$1,400 para aquellos pozos con un BSW mayor al 99%. En el eje X, se observa el comportamiento del BSW a los pozos cercanos a su límite económico. La población de los pozos de esta gráfica es de 92 pozos, en donde se observa que el EBITDA neto está directamente afectado por la producción de los pozos, la cual varía entre los 172 BOPD (color rojo) y los 10 BOPD (color verde). A medida que los pozos aumentan el BSW por encima del 99%, el EBITDA neto se reduce a valores de entre los US\$26 y los US\$100.

Figura 11. Mapa de calor de variables crítica que afectan el EBITDA neto.

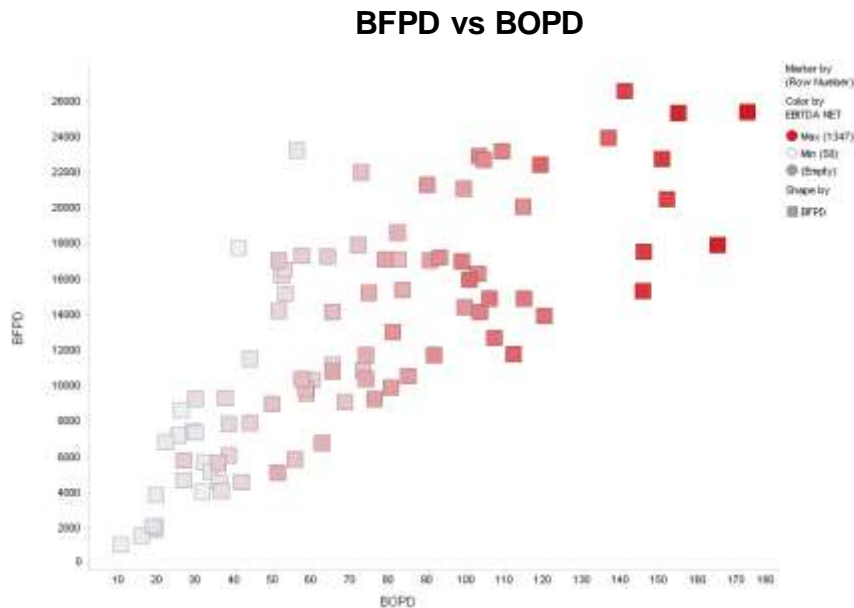


Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

La columna del EBITDA neto, al lado izquierdo de la gráfica de calor, figura 11, muestra que es el BSW (centro de la figura) el que más efecto tiene sobre el rendimiento del EBITDA. Si observamos el comportamiento de las otras variables con respecto al EBITDA, como son Barriles de fluido diario producido (BFPD), producción de hidrocarburo (BOPD) y el costo de energía (MW), estas se mantienen variables, sin que se pueda evidenciar un efecto directo sobre el EBITDA neto.

Por último, el EBITDA neto en los pozos, tiene un mayor valor en aquellos pozos que producen por encima de los 10,000 BFPD y una tasa de hidrocarburo mayor a 60 BOPD, es decir en aquellos pozos con un corte de agua entre en el 99% y el 99.4% que representa un EBITDA neto de US\$360. Figura 12.

Figura 12. Comportamiento de BFPD vs BOPD.



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

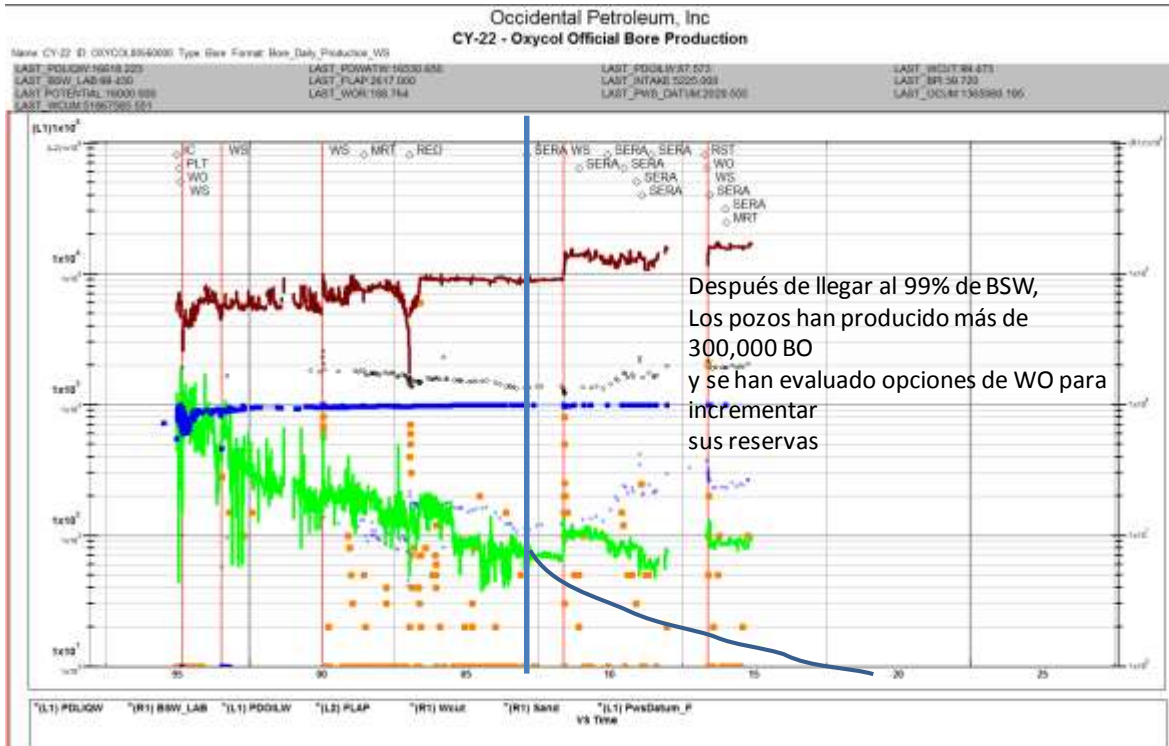
### 3.2 VOLUMEN DE RESERVAS RECUPERABLES.

Una vez los pozos alcanzan un corte de agua mayor o igual al 99%, se interrumpe la medición de pruebas de laboratorio con muestras de botellas y se inicia la medición del corte de agua con tanques de prueba de alto volumen (420 o 1,333 galones), con el objetivo de determinar con mayor exactitud y precisión el corte real del BSW y el seguimiento de este antes de su límite económico.

En la figura 13, se muestra la curva de producción y eventos del pozo CY-22, el cual después de llegar al 99% del corte de agua o BSW, este produjo reservas de más 300,000 BO (Barriles de aceite), iniciando con una producción de fluidos de 8,730 BFPD, una tasa de aceite de 67 BO, un corte de agua de 99.2%, un *Run life* de 2,480 días y un trabajo de Well Service.

Después del trabajo de Well Service en el año 2010, el pozo aumenta su producción total a 14,400 BFPD y una tasa de aceite de 105 BOPD, teniendo en cuenta que estos pozos declinan a una tasa menor al 15% anual.

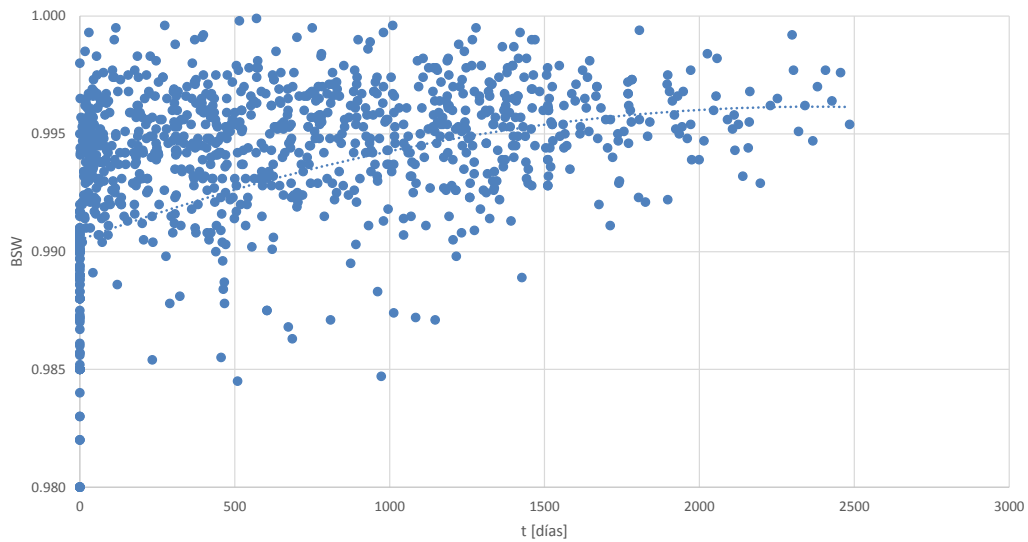
Figura 13. Curva de producción y eventos del pozo CY-22.



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos DSS. 2018.

Tomando la población de todos los pozos que han llegado a tener un corte de agua mayor o igual al 99%, se encontró que estos tuvieron un “Run life” o tiempo de vida antes de llegar a su límite económico de 883 días en promedio y un máximo de 2,490 días. La población de pozos que tuvieron un “Run life” menor a los 100 días, se debe a aquellos pozos que presentaron fallas mecánicas o eléctricas y que se programaron para intervención de trabajos de Workover para mejorar su productividad. Figura 13.

Figura 14. Comportamiento del BSW > 99% vs “Run life”.

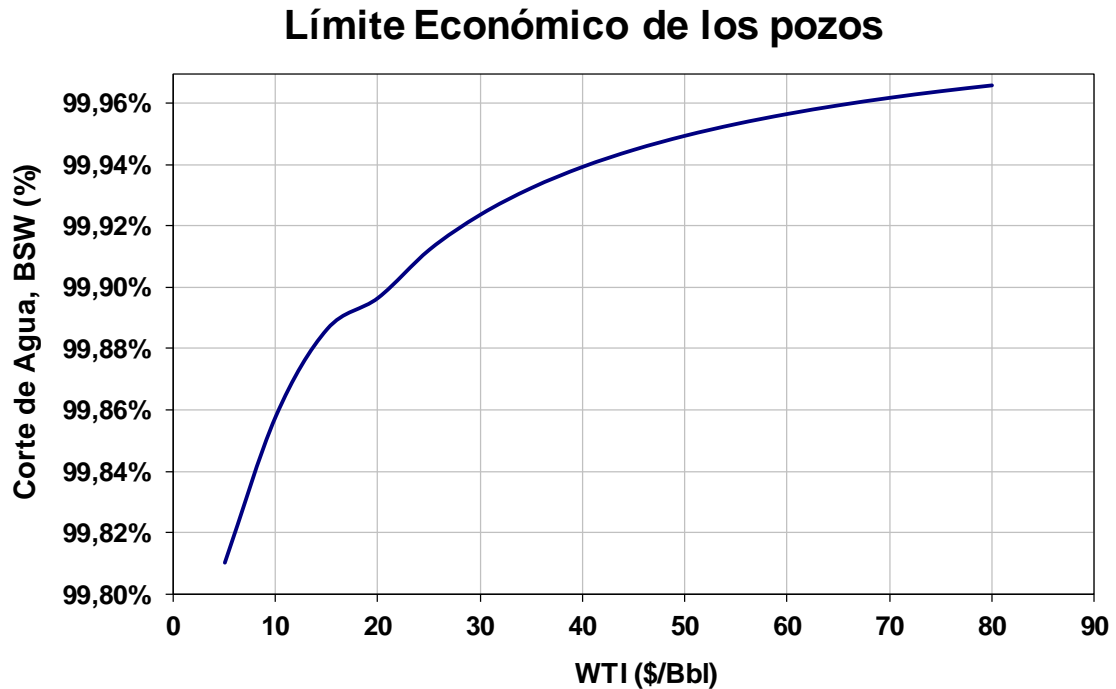


Runlife promedio: 883 días

Fuente: Tomado de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos tanques de pruebas. 2018.

Para realizar el cálculo del volumen de reservas recuperables, tomaremos como referencia el precio actual del petróleo WTI con respecto al corte de agua, los costos asociados dentro del cálculo del EBITDA y el promedio de 883 días de “Run life” y partiendo de un corte de agua del 99%. Figura 14.

Figura 15. Límite económico de los pozos vs WTI (\$/Bbls).

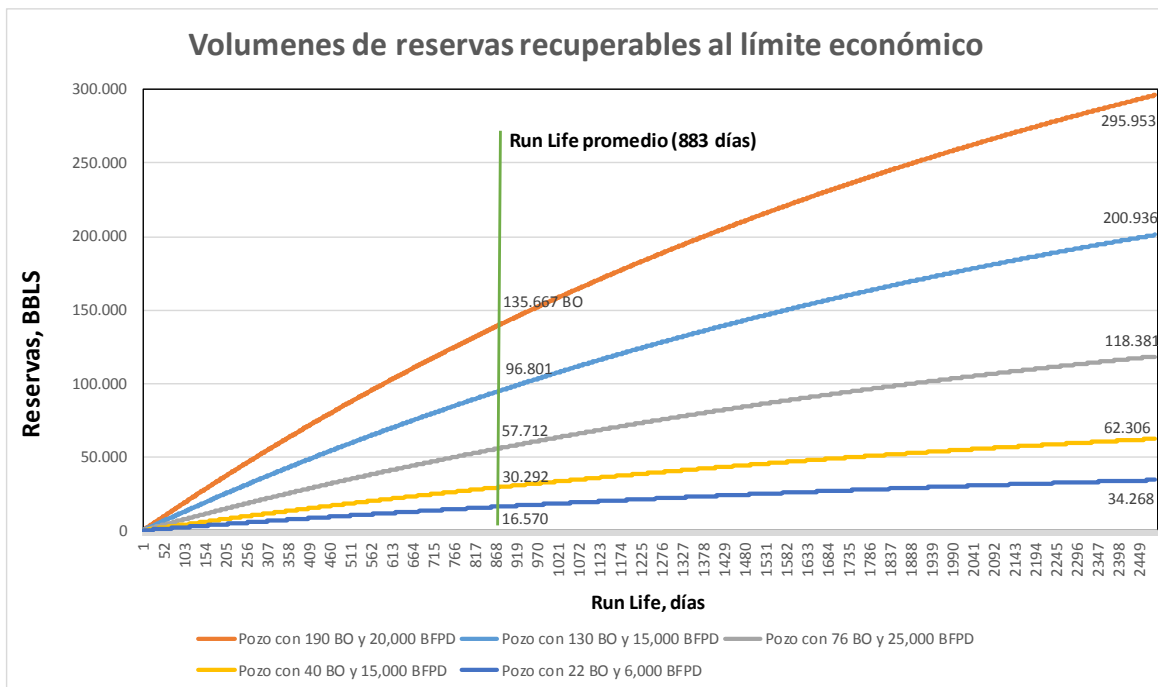


Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

Para el análisis respectivo, la gran mayoría de los pozos alcanzan su límite económico con el WTI actual de 49 US\$/Bbl con un BSW de 99,94%. Observando con detalle la Figura 15; vemos que, a un menor WTI, es decir de 10 US\$/Bbl el corte de agua del límite económico será menor, cerca del 99,80% y a un mayor WTI de 80 US\$/Bbl el límite económico será mayor, cerca del 99,96%.

Tomando como referencia la curva de WOR y la capacidad de cada pozo de acuerdo con su diseño de la bomba ESP, en donde la producción de fluido es estable, declinaremos sólo la producción de petróleo o aceite. Figura 16.

Figura 16. Volúmenes de reservas recuperables.



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

De acuerdo con el análisis de los volúmenes de reservas recuperables, se evidencia que pozos con altas tasas de fluido y aceite y un corte de agua mayor al 99% recuperan reservas de 135,000 BBLS con un *Run life* de 883 días promedio, y desarrollan reservas de 295,000 BBLS si durante el tiempo máximo de vida o “*Run life*” se realizan intervenciones o trabajos de well services.

Para los pozos con tasas de producción de 15,000 BFPD y 40 BOPD, los volúmenes de reservas recuperables con un *Run life* de 883 días promedio, desarrollan reservas de 30,200 BBLS de aceite.

Para los pozos de bajas tasa de producción de 6,000 BFPD y 22 BOPD, los volúmenes de reservas recuperables con un *Run life* de 883 días promedio, desarrollan reservas de 16,600 BBLS de aceite.

### 3.3 SELECCIÓN DE POZOS PARA PRUEBAS EN TANQUES DE PRUEBA (DE CUELLO AFORADO).

Para determinar los pozos que requieren una prueba, se escogen aquellos que presenten cortes de agua iguales o superiores al 99.0%.

Los pozos se seleccionan de acuerdo con una puntuación asignada que depende de los siguientes parámetros, tabla 4.

Tabla 4. Proceso de selección de pozos candidatos a pruebas con tanques de cuello aforado.

PARÁMETRO	RANGO	VALOR	VALOR PARÁMETRO	PUNTOS
TASA	Mayor a 20.000 BFPD	45%	40	18
	Entre 19.999 BFPD y 15.000 BFPD	25%		10
	Entre 14.999 BFPD y 10.000 BFPD	15%		6
	Entre 9.999 BFPD y 5.000 BFPD	10%		4
	Menor a 4.999 BFPD	5%		2
DESVIACIÓN DEL LIMITE ECONÓMICO	Menor a 20 BOPD	40%	30	12
	Entre 21 BOPD y 50 BOPD	30%		9
	Entre 51 BOPD y 100 BOPD	20%		6
	Mayor a 101 BOPD	10%		3
ÚLTIMA PRUEBA REALIZADA	Mayor a 500 Días	45%	20	9
	Entre 499 Días y 200 Días	25%		5
	Entre 199 Días y 100 Días	15%		3
	Entre 99 Días y 50 Días	10%		2
	Menor a 49 Días	5%		1
RUN LIFE	Mayor a 1000 Días	40%	10	4
	Entre 999 Días y 500 Días	30%		3
	Entre 499 Días y 100 Días	20%		2
	Menor a 99 Días	10%		1

Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

Cuando la última prueba es menor a 90 días se le asigna un puntaje de 6 para que la prueba no se repita por cumplir los otros parámetros. Cuando la prueba alcance o supere los 90 días el puntaje asignado será conforme a la tabla anterior.

### **3.4 PARÁMETROS DE SELECCIÓN DE LOS POZOS A EVALUAR**

Teniendo en cuenta las condiciones actuales, se establecieron unas premisas con el fin de establecer comparaciones válidas para determinar los pozos a evaluar, como son:

- Seleccionar pozos que hayan tenido pruebas mayores al 99% de corte de agua durante el año 2017.
- Seleccionar pozos que hayan tenido pruebas con el tanque de prueba de 1330 galones.
- Seleccionar pozos que hayan tenido 4 o más pruebas mayores al 99%.
- Seleccionar pozos con pruebas mayores al 99% de corte de aguade tal forma que estén cubiertos todos los campos.
- Las pruebas se deben realizar al tiempo en la misma facilidad, sea en cabeza de pozo o manifold.
- Utilizar el procedimiento de movilización, llenado y puesta en línea para ambos tanques de prueba.

Los pozos seleccionados fueron los siguientes:

Tabla 5. Pozos candidatos para las pruebas con tanque de cuello aforado de 50 galones.

Pozo	# Pruebas	# Seraphin	Resultado anterior, BSW %	Fecha Ultima Prueba con tanque	Status
CL-35	6	1,3,4 y 5	99,42	29-Aug-17	Activo
MN-04	6	2,3,4 y 5	99,92%	26-May-17	Activo
LY-157			99,08%	Sin prueba	Activo
LY-169	5	1,2 y 5	99,66%	25-Aug-17	Activo
LY-279			98,99%	Sin prueba	Activo
LY-197	2	2 y 4	99,03%	25-Oct-16	Activo
CY-22	9	2,3,4 y 5	99,43%	2-Jul-16	Activo
CY-69	3	4 y 5	99,26%	5-Oct-16	Activo
MN-78			98,99%	Sin prueba	Activo
LY-126	8	1,2,3 y 4	99,54%	9-Oct-16	Activo
MN-08	4	2,3,y 5	99,60%	31-Oct-16	Activo
RD-14	2	1 y 2	99,33%	22-Oct-16	Activo
CV-14	3	2, 3 y 4	99,49%	3-Jul-16	Activo

Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

Los pozos seleccionados se encuentran ubicados en los diferentes campos, Figura 17, así:

- 1 pozo en el campo Caño Limón
- 2 pozos en el campo Yarumal
- 5 pozos en el campo La yuca
- 3 pozos en el campo Matanegra
- 1 pozo en el campo Redondo
- 1 pozo en el campo Caño Verde

Figura 17. Ubicación de los pozos seleccionados.



Figura 18. Registro de datos de las pruebas ejecutadas.



PRODUCTION AND ENGINEERING (PAE)  
PROGRAMACIÓN PRUEBAS SERAPHIN  
06-oct-2017

1	SERAPHIN 1 [ 1333 gls]	SERAPHIN 2 [ 420 gls]	SERAPHIN 3 [ 420 gls]	SERAPHIN 4 [ 420 gls]	SERAPHIN 5 [ 420 gls]	SERAPHIN 6 [ 50 gls]				
POZO	PF-2	CL-35	CY-53	CH-06	LY-126	CL-35				
Tiempo de Separación		1		1	APAGADO	6 Horas	24 Horas			
PRUEBA No.										
HORA FINAL										
VOL. TOTAL [GLS]										
VOL. INTERFASE [GLS]										
VOL. ACEITE [GLS]										
TEMPERATURA [F]										
<b>2</b>	<b>Confirmar Resultado Gamma 43 / 41</b>	<b>Confirmar Resultado Gamma 43 / 41</b>	<b>Confirmar Resultado Gamma 43 / 41</b>	<b>Confirmar Resultado Gamma 43 / 41</b>	<b>Confirmar Resultado Gamma 43 / 41</b>	<b>Confirmar Resultado Gamma 43 / 41</b>	<b>Confirmar Resultado Gamma 43 / 41</b>	<b>Confirmar Resultado Gamma 43 / 41</b>	<b>Confirmar Resultado Gamma 43 / 41</b>	
POZO	PF-2	CL-35	MOVER A MN-78	CH-26	MOVER A MN-14	CL-35				
PRUEBA No.				2						
TIEMPO DE LLENADO										
HORA DE LLENADO										
Cantidad de Química (ml) LA3139										
FUGAS EN CONECCIONES.	Movilizar		Movilizar		Movilizar		Movilizar		Movilizar	
	Pozo	BFPD	Pozo	BFPD	Pozo	BFPD	Pozo	BFPD	Pozo	BFPD
	TALLER		LY-064		LY-228		LY-040			
			LY-219		LY-106					
			MN-20		MN-06					
Nombre del Operador			LY-218		CY-475T					
			CL-36		MN-20					
			CV-14							
			LY-126							
			MN-75							
CONVENCIONES M = Instalar en manifold CP = Instalar en cabeza de pozo			RD-14							
			LY-197							
			CY-60							
			LY-140							
			MN-08							
		LY-194								
Favor reportar a Gamma 26 segunda liquidacion antes de volver a llenar.										
Favor consultar con Gamma 21 el pozo antes de movilizarlo.										
* Cualquier inquietud, comunicarse con Gamma 26 ó Gamma 27										

Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

**3.4.1 Determinación del BSW en un tanque de prueba (de cuello aforado).** El BSW en un tanque de prueba se define a través de 5 pasos que se requieren para que una prueba pueda ser validada y cargada como oficial a los datos históricos del pozo. Figura 19.

**PASO 1.** En el primer paso; del tanque de prueba, se determina cual es el volumen del tanque ideal para el pozo, para ello, los pozos con tasa de fluido diario mayor a los 10,000 BFPD, se realizan con el tanque de prueba #1 y se ubican el manifold del pozo.

Los pozos con tasa de flujo menor a los 10,000 BFPD se realizan con los tanques de prueba #2, #3, #4 y #5.

Una vez realizada la toma de la muestra en el tanque de prueba, este se deja con un tiempo de separación de 18 a 24 horas. Cumplido el tiempo de separación mínimo, se procede a determinar el volumen total de fluido y el de la interface de aceite que quedó en el cuello del tanque de prueba con el objetivo de medir la cantidad de agua.

**PASO 2.** En el paso 2, se realiza el Ajuste de Volúmenes de crudo de acuerdo a los análisis de laboratorio de aceite en agua (D-limonene) y agua en aceite por el análisis de Karl Fisher.

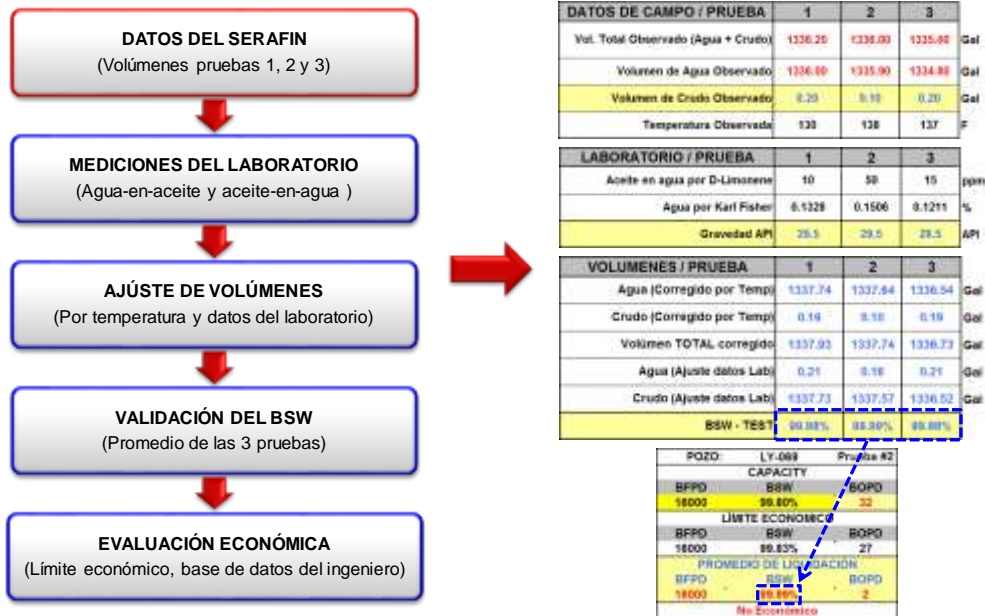
**PASO 3.** En el paso 3, se realiza el Ajuste de Volúmenes por temperatura y API del crudo. En este paso se ha comprobado que la temperatura del tanque de prueba afecta el resultado de esta entre el 0,02% y el 0,03%, equivalente a 1 barril adicional al total de prueba.

**PASO 4.** En el proceso de validación del BSW tomado en un tanque de prueba (de cuello aforado), se toman mínimo dos (2) muestras o un promedio de tres (3) en el cual se debe validar si estas varían en un rango menor a +/- 10%. Si las pruebas tomadas tienen un porcentaje mayor al 10%, estas se deben repetir el número de veces necesario hasta ubicarse dentro del rango de validación. Al final el promedio del número de muestras que estén en el rango permitido será el resultado de esta.

**PASO 5.** El paso final es el de la evaluación económica con los datos de producción, se calculan los BOPD usando el BSW obtenido con el serafín, este BSW se compara con el resultado de la información de la base de dato del ingeniero que se actualiza cada semana y su respectivo límite económico. Figura 19.

Figura 19. Proceso determinación del BSW en tanques de Pruebas (de cuello aforado).

## Determinación BSW en tanque Seraphín

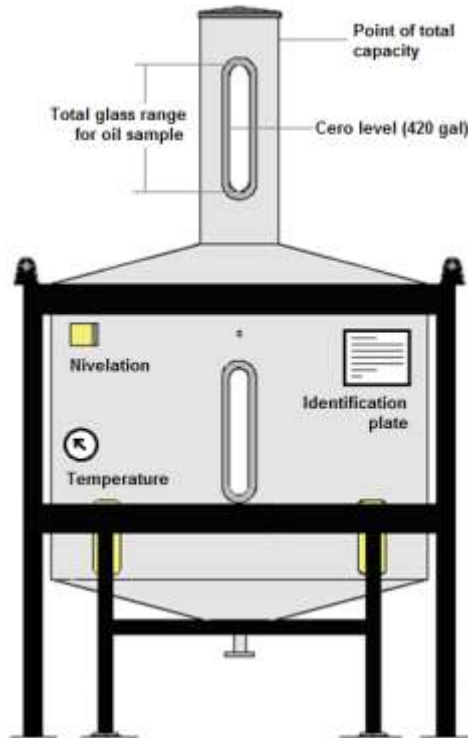


Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

**3.4.2 Esquema general de un tanque de prueba (de cuello aforado).** Un tanque de prueba es un recipiente de volumen conocido o aforado que pueden ser abiertos o cerrados. Su utilizan generalmente para probar y calibrar medidores de flujo y su campo de aplicación está en cargaderos y descargaderos de carrotanques.

El aforo de un tanque de prueba, son procedimientos para la calibración de los mismos que provén las dimensiones necesarias para el cálculo de las tablas de capacidad. Estas tablas muestran la cantidad de fluido a una determinada altura del mismo en el tanque, sea este por medición manual o automática. Las tablas de aforo con el cual fueron calibrados los tanques de pruebas tienen su punto de referencia de altura a un volumen de 50, 420 y 1330 Galones, el cual llamamos nivel cero. Durante el año 2016, se certificaron los aforos de los tanques de pruebas existentes, es decir del tanque # al tanque #5. Figura 20.

Figura 20. Esquema de un tanque de prueba de 420 galones.

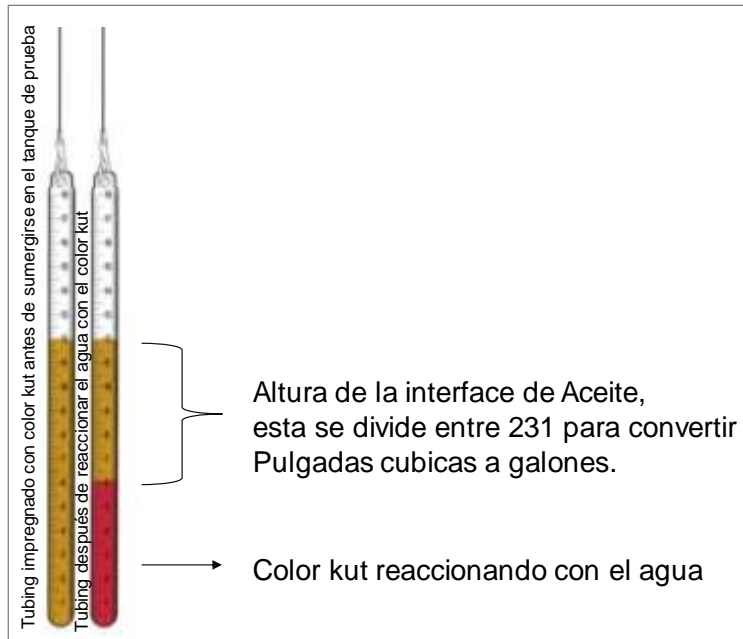


Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

Cada tanque de prueba tiene un visor aforado de vidrio de alta temperatura, ubicado en el punto medio del nivel cero. El visor tiene a su lado una escala graduada en pulgadas cúbicas, la cual es la guía para convertir su volumen a galones de crudo, así:

- Se mide la altura total de la interface de aceite, introduciendo un tubing hueco de 3/8 de pulgada impregnado en su parte externa con pasta color kut (Pasta reveladora de nivel), para visualizar de forma clara la marca que deja el agua sobre el tubing y de esta forma determinar el nivel del crudo contenido en el tanque.
- La pasta consiste en un químico que reacciona con el contacto a ciertos líquidos, en nuestro caso con el agua, cambiando de color y haciendo evidente la altura que presenta el crudo. Esta pasta es café dorada y al contacto con el agua se vuelve de un color rojo brillante. Figura 21.

Figura 21. Diagrama del uso del color Kut en tubing impregnado.

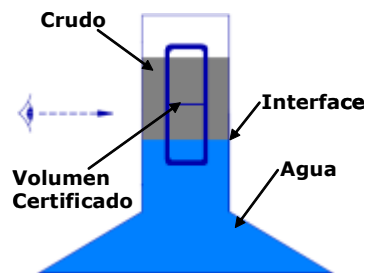


Fuente: JCP Supplies. Base de datos interna. 2018.

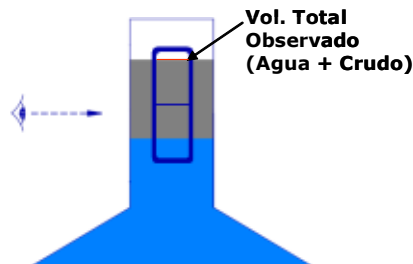
### 3.4.3 Procedimiento de la Prueba

- Ubicar el tanque de prueba de cuello aforado dentro del perímetro señalado alrededor del contrapozo, a una distancia mínima de 2 mts de la línea de flujo ("L" de producción). Estabilice y nivele el tanque de prueba.
- Verificar que la válvula de drenaje del tanque de prueba esté cerrada.
- Desconectar el tubing del toma muestra y conecte la manguera del tanque de prueba a la válvula de este.
- Abrir la válvula toma muestra y verifique que no haya fugas. Abra la válvula de paso del tanque de prueba.

- Adicione la dosis requerida de rompedor de emulsión, tenga en sitio la hoja técnica del producto (MSDS).
- Verificar periódicamente el nivel de llenado del tanque para evitar posibles derrames por reboce del tanque.
- Cuando se alcance un llenado del recipiente por encima del punto cero del volumen certificado del tanque atmosférico, aislar el tanque y dejar un tiempo de residencia de mínimo 12 horas para garantizar la separación de las fases.

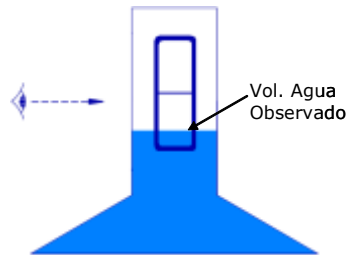


- Realizar la lectura de la temperatura registrada por el indicador instalado en el tanque, registrándola en el formato PRUEBA DE BSW CON TANQUE DE PRUEBA.
- Proceder a realizar la lectura del Volumen Total Observado (Agua + Crudo) y registrarla en el formato PRUEBA DE BSW CON TANQUE DE PRUEBA.



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

- Realizar la lectura del nivel de interface - agua contenido en el tanque atmosférico y registrarlo en el formato PRUEBA DE BSW CON TANQUE DE PRUEBA.



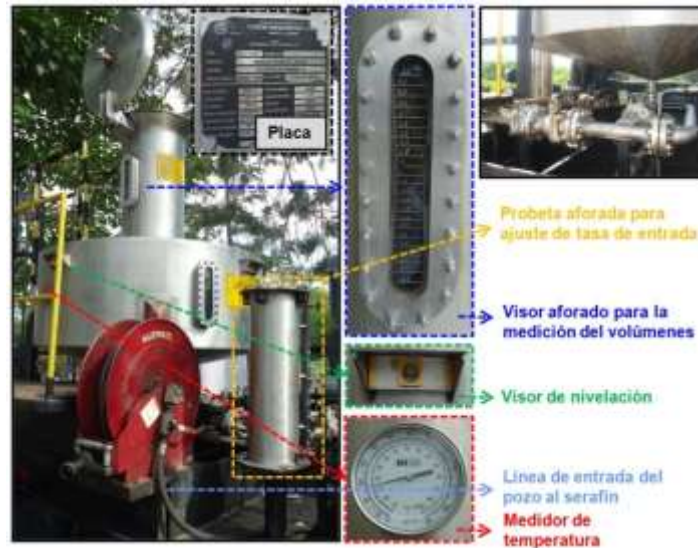
Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

- Determinar el volumen de crudo según la escala del visor y proceder a extraerlo en el contenedor de muestra debidamente aforado para tal fin.
- Llevar el aceite recuperado y una muestra de agua al laboratorio recogida en recipientes apropiados y marcados claramente, para la determinación de contenido de agua en el aceite y ppm de aceite en el agua. Comparar la medida recolectada en el recipiente con el volumen calculado en el visor.

La exactitud de la calibración de un tanque es importante, puesto que las tablas de capacidad erradas pueden causar pérdidas económicas. La temperatura a la cual están calibrados los tanques de pruebas (de cuello aforado) en el campo Caño Limón está entre los 120°F y los 220°F y los fluidos almacenados durante una prueba menor a 24 horas de tiempo de separación no varía su temperatura de operación o densidad del fluido por encima de los 2.5 API respecto a su calibración original. Durante la vida operativa de los tanques de prueba, estos no varían su altura de referencia debido a que están ensamblados en skid móviles y no sufren daños estructurales que afecten el diámetro del tanque o el espesor de su lámina que haga necesaria una segunda calibración.

Cada tanque de prueba (de cuello aforado) viene acompañado por un termómetro, una placa que identifica el nombre consecutivo del tanque de prueba, su capacidad nominal en volumen, un nivel de agua y un cilindro aforado para graduar la tasa de flujo de entrada. Figura 22.

Figura 22. Componentes principales de un tanque de prueba de cuello aforado.



Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018..

Los principales componentes del tanque de prueba son:

**Cuello Aforado:** Este cilindro, tiene como volumen máximo entre el 2 y 5 % de la capacidad del tanque de prueba, con el objetivo de reducir las pérdidas por evaporación y cuando se presenta un equilibrio de fases liquido vapor. En el centro del cuello se tiene el volumen total aforado, dado en pulgadas cúbicas y un visor de vidrio de alta temperatura que permita ver el tamaño de la interface de agua –aceite.

**Termómetro:** Con una penetración de 4” de la termo cupla con el objetivo de poder tener la temperatura real del volumen almacenado en el tanque durante la prueba y su valor se utiliza para el cálculo del volumen total que se ajusta por temperatura.

**Línea de entrada:** Es un conjunto de válvula que permiten el llenado del tanque de prueba y el almacenamiento seguro del volumen durante su periodo de separación.

#### 4 COSTOS DE PUESTAS EN LÍNEA DE UN TANQUE DE PRUEBA

Los costos asociados a la puesta en línea de un tanque de prueba de cuello aforado en el campo petrolero de Caño Limón están dados por los procedimientos de movilización, instalación y pruebas, que involucran los 4 tanques actuales de 420 y uno (1) de 1,330 galones respectivamente. De igual forma se tienen programada rutinas de mantenimiento semestrales que aumentan dichos costos tal como se refleja en la Tabla 6.

El personal que transporta los tanques de prueba, requiere que tengan licencia de conducción categoría C3 para vehículos articulados, debido a que cada tanque de prueba requiere ser movilizado utilizando un camión quinta rueda, ya que estos tanques vienen con un tráiler para su movilización. Debido a que el transporte de estos tanques se hace sobre vía nacional, el uso de un carro escolta es obligatorio, de acuerdo al procedimiento interno de Occidental de Colombia, LLC, código PRD-3.02 “TRANSPORTE DE LA UNIDAD SERAPHIN”, Página 4.

Una vez se haya evaluado una prueba, es decir, que su tiempo de separación haya cumplido las 24 horas, se procede a liquidar dicha prueba y se solicita el desocupado del tanque de prueba con el uso de un camión de vacío o chupa mancha con el objetivo de iniciar una nueva prueba.

El transporte, liquidación y llenado de cada muestra, se hace a través de un recorrido de los tanques de prueba hecho por personal de rol diario. Estos recorridos por el campo, se toman un promedio de 10 horas hombres, que es el tiempo que utilizan 2 operadores para estas actividades.

Tabla 6. Costos de movilización, instalación, puesta en línea y horas hombres.

Actividad	Unidad	Cantidad	Costo Unit. (USD)	Total Costo (USD)
Horas hombre	Horas	10	8.0	80
Diesel (gal)*	Gal	5	3.0	15

Camión de vacío - Drenaje	Horas	3**	45.0	135
Camión 5ta rueda (5 Ton)	Horas	3	3.0	9
Vehículo escolta	Horas	3	3.0	9
<b>Total por pozo (USD)</b>				<b>248</b>

\* Tiempo y Diesel pueden ser menores si se programan pruebas en la misma locación.

\*\* Una (1) hora de drenado por prueba en el mismo pozo

Actividad	Unidad	Cantidad	Costo (USD)	Unit. Cost (USD)	Total Cost (USD)
Horas hombre	horas	14		12.5	175
Suministros (Grasa, etc).	-	-		20.0	20
<b>Total por Rutina (USD)</b>					<b>195</b>

Fuente: Tomada de Occidental de Colombia. Inc. Base de datos interna. 2018.

## **5 REVISIÓN DE LAS ALTERNATIVAS TÉCNICAS DISPONIBLES PARA LA MEDICIÓN DEL %BSW DE POZOS CON CORTE DE AGUA MAYOR AL 99%.**

En este capítulo, analizamos las diferentes alternativas técnicas disponibles y los retos incorporados para la medición de hidrocarburos que se produzcan efectivamente en el campo petrolero de Caño Limón, tales como la medición por Coriolis, Análisis de laboratorio y tanques multifásicos.

### **5.1 FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA**

La importancia de la fiscalización de hidrocarburos radica en velar por la correcta y adecuada exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos para garantizar que estas actividades se realicen en forma técnica y económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral; entre otras, tomar las medidas técnicas y económicas indispensables para la conservación de los yacimientos de hidrocarburos de propiedad nacional o particular, y así mismo estudiar y aprobar desde el punto de vista técnico los planes de explotación de hidrocarburos, según la eficiente fórmula de explotación y criterios de conservación de yacimientos y quizá la función más importante, y en la que se concentra esta tesis, consiste en la medición de los volúmenes de hidrocarburos efectivamente producidos en un campo petrolero. Esta labor incorpora ciertos retos técnicos porque no todo lo que se produce en un campo es petróleo, no todo el petróleo se comercializa y no siempre la producción corresponde a la actividad de explotación.<sup>18</sup>

En afinidad a este último punto se explica que, para delimitar mejor el tema, no se considera en esta tesis la producción de gas, que tienen otro tipo de fiscalización. Se hace referencia a las producciones de hidrocarburos líquidos que se encuentren en etapa de explotación, que corresponden al tipo de campos petroleros.

---

<sup>18</sup> CLUBENSAYOS. Fiscalización del Crudo en Colombia. [En línea]. (Recuperado en Mayo 20 de 2017). Disponible en <https://www.clubensayos.com/Temas-Variados/Fiscalizacion-Del-Crudo-En-Colombia/1562089.html>

Como se considera que existe confusión entre un pozo y campo petrolero y sobre dónde se debe realizar la fiscalización del volumen de producción, vale la pena aclarar estos conceptos, así:

Cuando se habla de pozo, se describe el lugar físico por donde se produce el hidrocarburo, es decir, hace alusión al sitio en que se realizó la perforación en el subsuelo con este fin. Un campo, por otra parte, es la proyección en superficie del lugar en el subsuelo en donde se encuentra almacenado el hidrocarburo (yacimiento) y es explotado, generalmente, mediante un conjunto de pozos perforados para producir el hidrocarburo que se encuentra en el yacimiento.

La anterior aclaración es importante, porque, por ejemplo, en la legislación sobre regalías se establece que las mismas se pagan “en boca de pozo”; sin embargo, la verdadera medición de lo que produce un pozo se obtiene indirectamente a través de la producción total del campo y la fiscalización del crudo se hace, no en los pozos, sino en los tanques de almacenamiento que debe tener el campo y en los cuales el petróleo ya está libre de impurezas.

## 5.2 MEDICIÓN DE CORTE DE AGUA O BSW CON MEDIDOR CORIOLIS

En Caño Limón cada pozo tiene instalado un medidor de Coriolis (Sensor Micromotion) en su manifold. Este mide el caudal másico, la densidad, la temperatura y la energía de accionamiento.

El medidor de flujo de masa no mide el volumen por unidad de tiempo que pasa a través del dispositivo; este, mide la masa por unidad de tiempo (por ejemplo, kilogramos por segundo) que fluye a través del dispositivo.

$$Tasa\ de\ flujo\ volumétrico = \frac{Tasa\ de\ Flujo\ Másico}{2aDensidad\ de\ fluido}$$

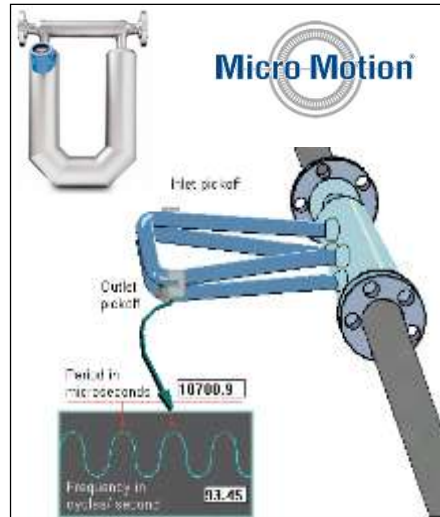
Si la densidad es constante, entonces la relación es simple:

$$Flujo\ de\ aceite\ neto = Flujo\ total * (1 - BSW)$$

$$BSW = \frac{\rho_{mix} - \rho_{oil}}{\rho_{H2O} - \rho_{oil}}$$

Se requiere una densidad precisa  $\pm 0,0005$  g / cc y se le proporciona la Gravedad API por pozo para configurar el dispositivo. Figura 23.

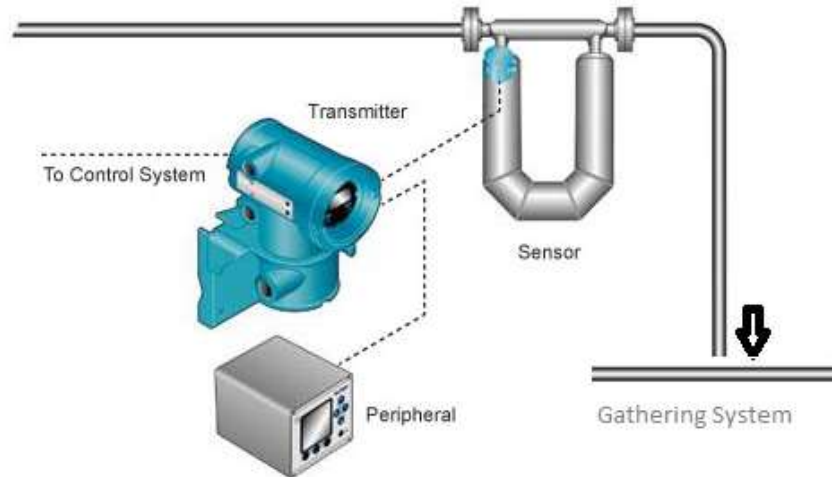
Figura 23. Sensor Másico Micromotion. Esquema de funcionamiento.



Fuente: The Current Flow Solution Blog. [En línea]. Disponible en: [Micromotionblog.com](http://Micromotionblog.com)

El (NOC) Computador de Aceite Neto, trabaja con un sensor Micro Motion para producir mediciones en tiempo real. Figura 24.

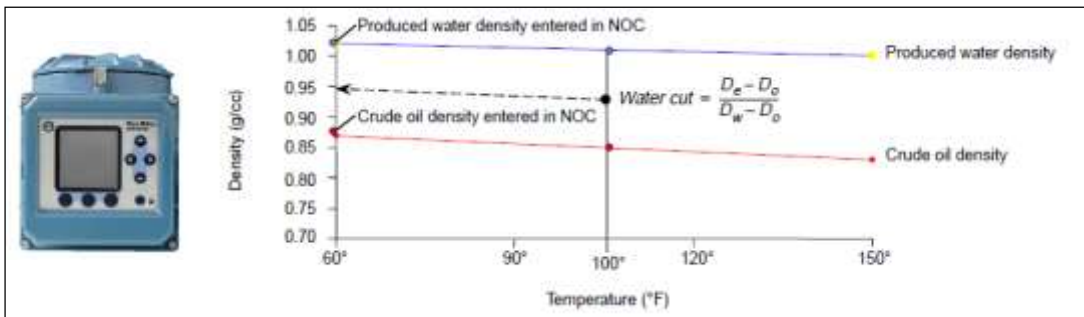
Figura 24. Computador de cálculo de volumen másico.



Fuente: The Current Flow Solution Blog. [En línea]. Disponible en: Micromotionblog.com

El medidor de Micromotion, mide la masa de flujo completo y el NOC traduce las señales analógicas a las señales digitales y calcula el corte de agua, el flujo neto de volumen de aceite y el flujo neto de volumen de agua. Figura 25.

Figura 25. Computador de cálculo de volumen másico.



Fuente: The Current Flow Solution Blog. [En línea]. Disponible en: Micromotionblog.com

¿Cómo se calcula el corte de agua (BSW) por el NOC?

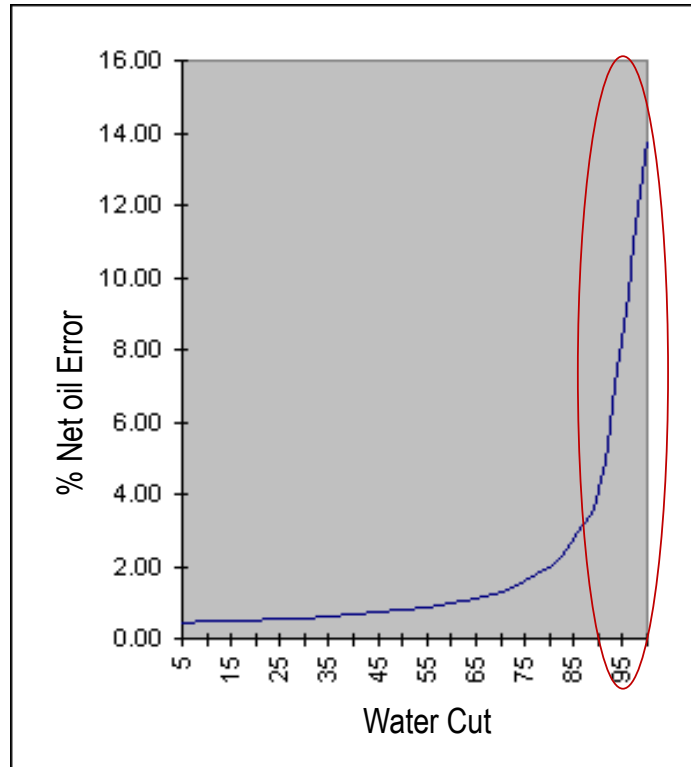
El operador introduce las densidades de aceite y agua a la temperatura de referencia (60 ° F). El sensor Micromotion mide la temperatura del fluido (100 ° F). El NOC extrapola las densidades a la temperatura de trabajo, utilizando la ecuación del API para el aceite. La ecuación de corte de agua se resuelve a la temperatura de trabajo, luego se hace referencia a 60 ° F.

La exactitud de las mediciones de corte de agua (BSW) y de aceite neto obtenidas por el NOC es sensible a la precisión de los siguientes parámetros:

- Densidad del petróleo seco y el error de su medición: Input para el NOC de la prueba de laboratorio.
- Densidad de agua producida y el error de su medida: Input para el NOC de la prueba de laboratorio.
- Precisión de la densidad del sensor = 0.0005%
- Precisión de flujo de masa del sensor = 0.1%
- Contenido de gas libre (%)
- Contenido de arena (%)

Para reducir la incertidumbre de medición con un corte de agua muy alto (por ejemplo, 98% o superior), es necesario mantener el corte instantáneo del agua. Figura 26.

Figura 26. Porcentaje (%) de error del aceite neto vs corte de agua.



Fuente: The Current Flow Solution Blog. [En línea]. Disponible en: [Micromotionblog.com](http://Micromotionblog.com)

Este gráfico no supone ningún gas libre en el fluido. Si hay gas, el porcentaje de error de aceite neto será superior al 35%. Por lo tanto, para pozos con corte de agua o %BSW mayor al 99% la medición por Coriolis no es confiable.

### 5.3 MONITOREO DEL CORTE DE AGUA O BSW A TRAVÉS DE MUESTRAS DE LABORATORIO

El indicador principal para determinar el corte de agua en el campo Caño Limón, es el muestreo diario realizado en los pozos, el cual debe seguir un procedimiento claramente establecido. Este procedimiento de muestreo de BSW, que se realiza diariamente en el campo Caño Limón, toma en cuenta la tasa y el diámetro de la línea de producción en forma de “L” encontrada en cabeza de pozo, como factores determinantes del sitio en el cual debe tomarse una muestra de fluido para análisis de BSW. Tabla 7. Las muestras se obtienen por medio del toma muestras ubicado en la cabeza del pozo o en él toma muestras del manifold del pozo. Figura 27.

Tabla 7. Criterio para toma de muestras del BSW.

Tasa (BFPD)	Diámetro línea de flujo (“)	Lugar de Muestreo
0 - 3,000	3	Cabeza de pozo
	4 o 6	Manifold
> 3,000	3, 4 o 6	Manifold

Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

Estas muestras se toman bajo el procedimiento **“PRD- 11.01, Toma de muestras en cabeza de pozo y manifold para determinación de corte de agua y ppm de arena producida”**, en donde se llena una botella de 300 CC y se le aplica 4 gotas de rompedor directo DISOLVAN de Clarian. Este muestreo es un factor importante para el desarrollo del proyecto, por estar basado en el corte de agua de los pozos del campo y es efectivo hasta el 98.5% del corte de agua. Esto debido a que las escalas de las probetas tienen un margen de error alto al intentar determinar el valor de la interface de petróleo visualmente.

Figura 27. Toma de muestra en botella en manifold de pozo.



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

#### 5.4 TANQUES MULTIFÁSICOS

En el campo de Caño Limón para determinar las principales propiedades de los fluidos del campo Caño Limón se han tomado muestras de fondo para hacer el análisis PVT, dando como resultado que los fluidos se encuentran a una presión superior a la presión de burbuja (50 psi), lo que indica que solo se producirá fases líquidas durante toda su vida productiva; por lo cual se clasifica al campo como un yacimiento de aceite subsaturado. Tabla 8.

Teniendo en cuenta esta propiedad de los fluidos, no se requiere tener separadores multifásicos para poder determinar los volúmenes de las diferentes fases de cada uno de los pozos.

Tabla 8. Propiedades de los fluidos del yacimiento.

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	
GRAVEDAD API DEL CRUDO	29 ° API
DENSIDAD DEL CRUDO	0.88 gr/cc
FACTOR VOLUMÉTRICO @ 207°F Y 3200 PSI	1.05 <u>Bbl</u> /STB
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO @ 207°F Y 3200 PSI	4 <u>Cp</u>
PRESIÓN DE BURBUJA	50 psi
RELACIÓN GAS - ACEITE (GOR)	8 SCF/STB
RELACIÓN AGUA - ACEITE (WOR)	90%

Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

## **6 RESUMEN DE LA REVISIÓN DE LA LITERATURA (Métodos de medición de corte de agua mayor al 99%).**

En resumen, se pueden descubrir diferentes propiedades de una mezcla de aceite / agua para medir el corte de agua o el BSW usando las técnicas resumidas anteriormente. Todas estas técnicas presentan algunas ventajas e inconvenientes.

En el método de Coriolis, la densidad basada en el BSW es básicamente inapropiada para cortes de agua altos, debido a que se requieren de ajustes finos y cambios en las variables de densidad y temperatura para obtener un valor cercano del BSW al 100%.

La técnica de muestra en botella que utiliza rompedor directo, separación en baño de maría o centrifugado son apropiadas para cortes de agua por debajo del 98.5% de BSW. Los medidores multifásico son apropiados para cortes de agua altos y con fluido que contengan gas, su alto costo de implementación para los pozos en el campo Caño Limón y la ausencia de gas en ellos considera esta opción inadecuada.

Los tanques de prueba de alto volumen de cuello aforado son exactos para cortes de agua mayores al 99%, sus altos costos de puesta en línea, un mayor número de horas hombre y un mayor tiempo de separación por el efecto del calor y temperatura, hacen de este método inapropiado. AKRAM KARIMI<sup>19</sup>. (2015). Publicó en su investigación acerca de otras técnicas utilizadas para medición de cortes de agua a bajos costos, como lo son las técnicas que usan conductividad eléctrica y absorción de IR, son adecuadas para BSW altos, mientras que la capacitancia y la detección de BSW basada en TDT son apropiadas para BSW bajos. Los rayos gamma proporcionan información sobre el BSW y la fracción de gas, a costa de su peligroso principio de funcionamiento.

Para realizar la mayor parte de los sensores de WC anteriormente mencionados, se pueden requerir materiales voluminosos y costosos métodos de fabricación. La Tabla 9 resume las ventajas y desventajas de las tecnologías mencionadas.

---

<sup>6</sup> AKRAM KARIMI, Muhammad. Low cost and conformal microwave water-cut sensor for optimizing oil production process. Thuwal, Kingdom of Saudi Arabia, 2017, 87P, Trabajo de grado (In Partial Fulfillment of the Requirements For the Degree off Master of Science), King Abdullah University of Science and Technology.

Tabla 9. Comparación de las diferentes tecnologías disponibles para medir %BSW

Tipo de Medición de corte de agua o %BSW	Costos	Rango	Desviación estándar en la medición	Dependencia de Parámetros	Mayor Ventaja	Mayor Desventaja
<b>Coriolis</b>	Medios	0-99%. Con menor resolución por encima del 99%	1%	Alto	Informa el caudal total de forma efectiva	Se requieren ajustes de variables (densidad, temperatura) para acercarse al BSW de Laboratorio
<b>Prueba en Botella</b>	bajos	0-98.5% Con menor resolución por encima de 99%	1%	Muy baja	Método rápido	Las mediciones de corte de agua por encima del 99% no son confiables.
<b>Tanques Multifásico</b>	Altos	0-100	0,05	Alto	Mide las tres fases (Gas, agua, petróleo)	Diseño enormes y no se requiere en el campo
<b>Tanques de prueba marca Seraphin de alto volumen</b>	Medios	99 % - 100%	0,05	Baja	Mide dos fases con alta confiabilidad	%BSW < 99%
<b>Tanques de prueba marca Seraphin de bajo volumen</b>	bajos	99 % - 100%	0,03 y 0,05%	Baja	Mide dos fases con alta confiabilidad	%BSW < 99%

Teniendo en cuenta los inconvenientes de las tecnologías disponibles, se propone en esta investigación una solución capaz de detectar la gama de corte de agua o %BSW mayor al 99% con alta confiabilidad y con principios de funcionamiento de bajo costos y mayor eficiencia. El principio de medición de un %BSW mayor al 99%, se ha para desarrollar un tanque de prueba de bajo volumen o 50 galones debido a su capacidad para cubrir toda la gama pozos con estas condiciones con una alta precisión, sin necesidad de una fuente radiactiva según las investigaciones de AKRAM KARIMI. En el siguiente capítulo se describen detalladamente los resultados de la implementación del uso de un tanque de prueba de bajo volumen (50 galones) de cuello aforado en 12 pozos del campo Caño Limón y se destaca las ventajas de las nuevas implementaciones de esta tecnología (el objetivo de esta

tesis) para lograr el rango completo de operación con las ventajas adicionales de mayor cubrimiento de pozos, resultado del %BSW en dos prueba por día, bajos costos de puesta en línea y mantenimiento y un diseño de conformado de tubería y ligereza en peso.

## **7 EVALUACIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA - TANQUE DE PRUEBA DE BAJO VOLUMEN.**

El presente capítulo revelará la alternativa seleccionada y el plan de pruebas que se estableció en conjunto con el grupo de producción de Occidental de Colombia del campo Caño Limón desde el día 7 de agosto de 2017, en donde se establecieron las premisas para seleccionar los 12 pozos con corte de agua mayor al 99% y tomar análisis de BSW en los tanques de prueba de alto volumen y el de 50 galones al tiempo.

### **7.1 PLAN DE PRUEBAS**

La población de pozos con corte de agua o %BSW mayor al 99% representa el 29% del total de los pozos del campo Caño Limón y que aportan 6,800 BOPD equivalente al 14% de la producción del campo.

Para el plan de pruebas, la población de pozos seleccionada es del 13% del total de los pozos con corte de agua mayor al 99%. Esta investigación se hizo en el campo petrolero de Caño Limón en el departamento de Arauca, utilizando un tanque de prueba de 50 Galones objetivo del estudio y un tanque de prueba de 420 galones para la comparación de los resultados y evaluar su desviación estándar.

Para resolver la propuesta planteada, de evaluar una alternativa de medir cortes de agua en pozos con un BSW mayor al 99%, se seleccionó un tanque de prueba de 50 galones; puesto que, es un tanque adecuado para la toma de muestras de pozos, el cual nos permite el monitoreo de pozos de forma eficiente y económica, con una precisión de 2 decimales y un error máximo de 0.05% en los valores del BSW.

El cuello del tanque tipo cono no permite que se acumulen gases que alteren la prueba, y es en el cuello donde se establece el aforo del tanque dando un nivel cero (0) en el centro del cuello que equivale al volumen total del tanque. La altura máxima del cuello garantiza que quede acumulado un total del 5% del total del volumen del

tanque, de forma tal que se garantice la lectura de la interface, considerando que cada prueba pierde por calor un 2% de agua.

La forma del cono en la parte inferior ayuda a que se decante la concentración de arena y permita un buen drenaje.

El análisis estadístico es comparativo y los datos fueron analizados en el sitio de la prueba, tomando registro del nombre del pozo, tiempo de llenado, temperatura de llenado y toma de datos a las 6, 8 y 24 horas del tiempo de separación de la muestra de fluido (agua-crudo) en el tanque.

Ambos tanques están aforados y certificados, con una presión de diseño atmosférica y una temperatura máxima de operación de 220°F. La construcción de los tanques de prueba se hizo bajo la norma “NIST handbook 105-3 y API (MPMS)”.

Los procedimientos operativos de operaciones de producción utilizados son procedimientos internos de Occidental de Colombia, INC, codificados, así:

- PRD- 3.01 Instalación y desinstalación de una unidad Seraphin
- PRD- 3.02 Transporte de la unidad Seraphin
- PRD- 5.04 Procedimiento para la determinación del BSW en tanque Seraphin

Para tener un muestreo representativo del campo y poder establecer comparaciones válidas, se establecieron premisas, que fueron:

- Seleccionar pozos que hayan tenido pruebas mayores al 99% durante el año 2017.
- Seleccionar pozos que hayan tenido pruebas con el tanque de prueba de 1330 galones.
- Seleccionar pozos que hayan tenido 4 o más pruebas mayores al 99%.

- Seleccionar pozos con pruebas mayores al 99% de tal forma que estén cubierto todos los campos.
- Las pruebas se deben realizar al tiempo en la misma facilidad, sea en cabeza de pozo o manifold.
- Utilizar el procedimiento de movilización, llenado y puesta en línea para ambos tanques de prueba.
- Liquidar la prueba del tanque de 50 galones a las 6, 8 y 24 horas y tomar los datos de temperatura.

Para cada pozo, una vez llenado el tanque de prueba, en las siguientes 6 Horas se medirá la altura de la interface de aceite y se dejará continuar con el mismo volumen las siguientes 8 y 24 horas, en la que se volverá a medir la altura de la interface de aceite.

Las pruebas se deben realizar en cabeza de pozo o manifold, tener en cuenta que el tiempo de llenado aproximado que se espera para el tanque de prueba de 50 galones es de 12 minutos y el de 420 galones es de 120 minutos.

**7.2.1 Resultados del Plan de Prueba.** El tanque de prueba de cuellos aforado (Seraphin<sup>20</sup>) de 50 galones se recibió el día 7 de agosto de 2017 con el certificado de calibración No. 3325 que realizó la empresa DETECTO DE COLOMBIA Ltda.<sup>21</sup>. Esta calibración se formalizó tomando como referencia, la guía de calibración Euramet<sup>22</sup> CG 21:2013 “Directrices para la calibración de medidas de capacidad estándar que utilizan el método volumétrico”. El tanque se recibió con una regla metálica calibrada que contiene una división de 2 in<sup>3</sup> y un sello de seguridad No. 2898. Una vez evaluado las condiciones de recibo, se le realizaron adecuaciones en los talleres del proveedor como fueron las válvulas de control de flujo, manguera, la instalación del termómetro y la tapa superior. Estas adecuaciones se terminaron de hacer el 28 de agosto de 2017.

El 28 de agosto de 2017, se inician las pruebas comparativas entre el tanque de prueba de 50 galones y el tanque de prueba de 420 galones en el pozo CL-35. Los resultados de estas pruebas y la de otros 3 pozos se muestran a continuación:

**7.2.2 Resultado de las pruebas del pozo CL-35.** El pozo CL-35, se le viene realizando pruebas Seraphin desde el año 2014, a la fecha se habían tomado 6 pruebas con una media o promedio de 99.32% de BSW y una desviación estándar<sup>23</sup> de 0.19. En el último año se tomaron dos (2) muestras con un promedio de 99.43% y una desviación estándar de 0.01. Con las pruebas comparativas se obtuvo un promedio de 99.44% y una desviación estándar de 0.03, ubicando estos resultados dentro del rango establecido para el proyecto, es decir con una desviación estándar menor o igual a 0,05. Figura 29.

---

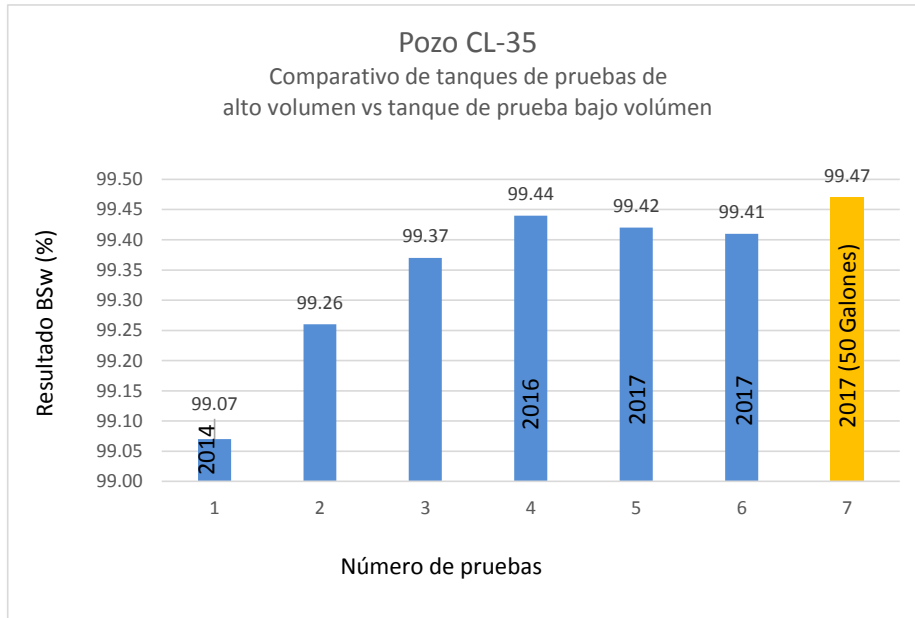
<sup>20</sup> Seraphin es una palabra utilizada en Occidental de Colombia, INC, para identificar aquellos pozos a los cuales se les realiza una prueba de BSW en tanques de prueba de cuello aforado de 420 o 1,333 Galones. Seraphin es una marca registrada.

<sup>21</sup> DETECTO DE COLOMBIA Ltda, laboratorio de Metrología – Masa – Balanza – Volumen – Ventas de pesas. Bogotá, Calle 91 No. 49<sup>a</sup>-24B, La castellana. PBX 634 81 82. [www.detectodecolombia.com](http://www.detectodecolombia.com)

<sup>22</sup> EURAMET - The European Association of National Metrology Institutes. <https://www.euramet.org/about-euramet/>

<sup>23</sup> Medida de dispersión que indica cuanto se pueden alejar los valores con respecto al promedio o la media.

Figura 28. Pozo CL-35, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.

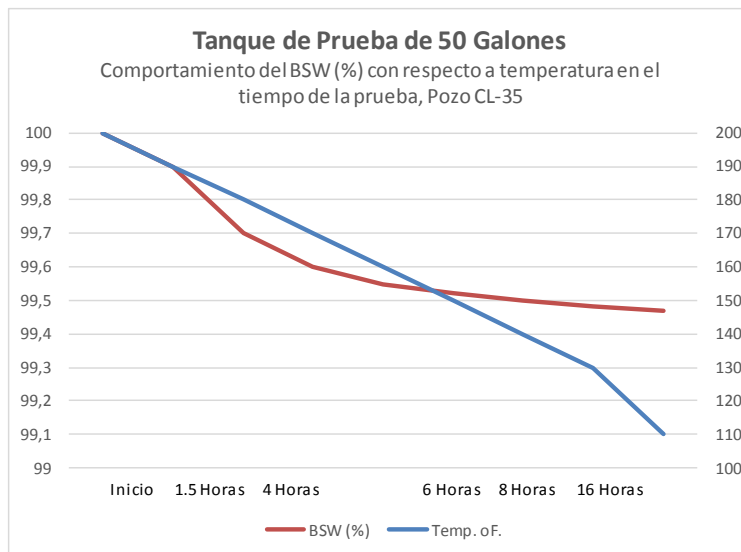


Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

Tiempo de llenado fue de 6 minutos vs 120 minutos del tanque de prueba de 420 galones.

Evaluando el comportamiento de la temperatura, observamos en la Figura 30, que en el tanque de prueba de 50 galones esta disminuye vertiginosamente comparado con el tanque de prueba de 420 galones de la Figura 31, esto se debe a que la temperatura que es igual en ambos tanques de prueba, en el tanque de mayor volumen hay más calor porque tiene más agua, por lo tanto, más energía térmica total. Gran parte del agua producida, al cual llamamos agua libre, se separa rápidamente del crudo por acción de la gravedad tan pronto como se deje de llenar el tanque de prueba, es decir cuando la velocidad de fluido baja; la otra parte, es decir la emulsión se separa con el tratamiento químico.

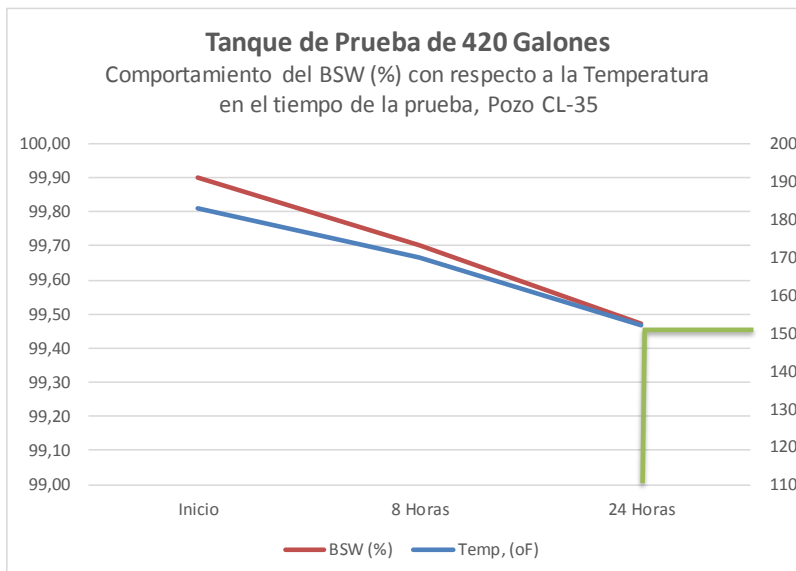
Figura 29. Pozo CL-35, comportamiento de la temperatura vs el BSW (%) en tanque de 50 Galones.



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

Teniendo en cuenta que, en los tanques de mayor volumen, la separación ideal ocurre cuando se alcanza una temperatura promedio de 152 °F y en 24 horas, en el tanque de bajo volumen esta temperatura se alcanza en 8 horas.

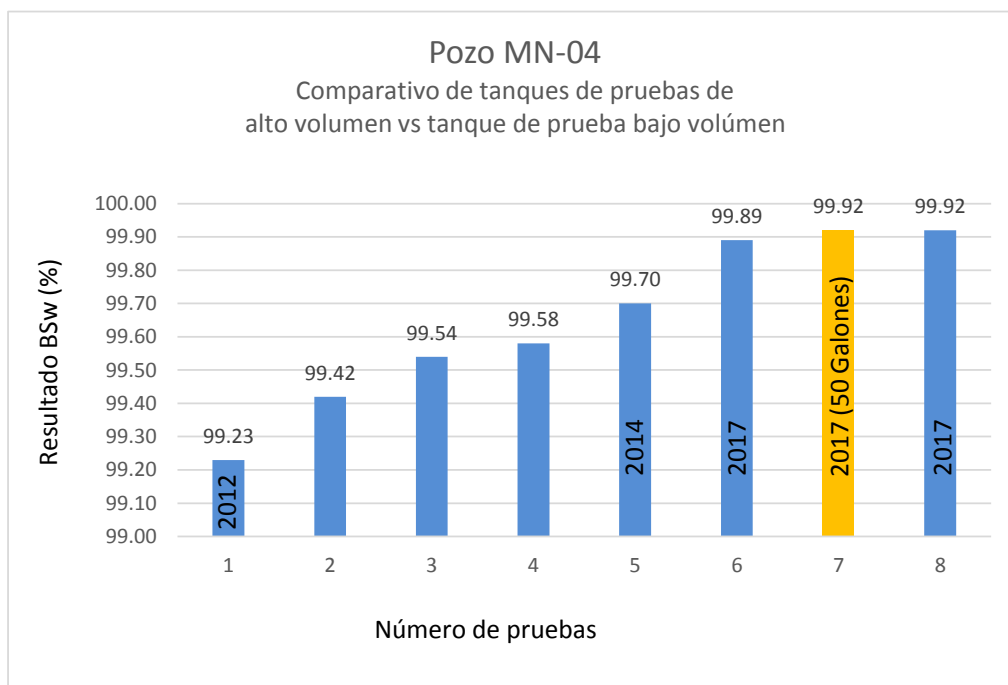
Figura 30. Pozo CL-35, comportamiento de la temperatura vs el BSW (%) en tanque de 420 Gls.



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

**7.2.3 Resultado de las pruebas del pozo MN-04.** El pozo MN-04, se le viene realizando pruebas en tanques de cuello aforado desde el año 2012, a la fecha se habían tomado 6 pruebas con una media o promedio de 99.56% de BSW y una desviación estándar de 0.23. En el año 2017 se tomó una (1) muestra con un BSW de 99.89% y resultado NO ECONOMICO<sup>24</sup>. Una vez se deja el pozo de nuevo en línea en el mes de agosto para pruebas PLT y se evalúa el corte de agua o BSW. Con las pruebas comparativas se obtuvo un promedio de 99.492% y una desviación estándar de 0.01, ubicando estos resultados dentro del rango establecido para el proyecto, es decir con una desviación estándar menor o igual a 0,05. Figura 32.

Figura 31. Pozo MN-04, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018..

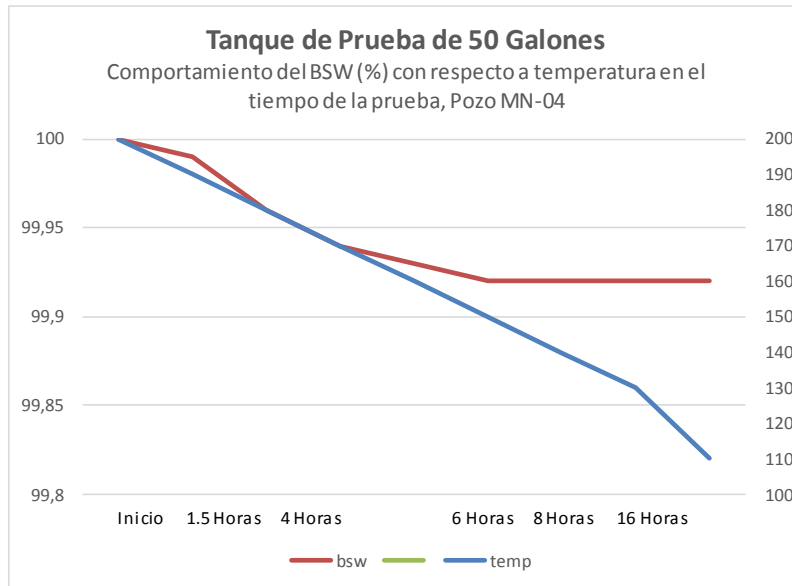
Tiempo de llenado fue de 7 minutos vs 70 minutos del tanque de prueba de 420 galones.

Durante la prueba el comportamiento de la temperatura mantuvo un perfil similar al de todas pruebas, es decir, cayendo vertiginosamente durante las primeras 8 horas

<sup>24</sup> Resultado de la evaluación del corte de agua o BSW, cuando este supera el límite económico establecido para cada pozo mediante el análisis de costos a través del EBITDA.

y el comportamiento del BSW se mantuvo asintótico después de las 6 horas. Figura 32.

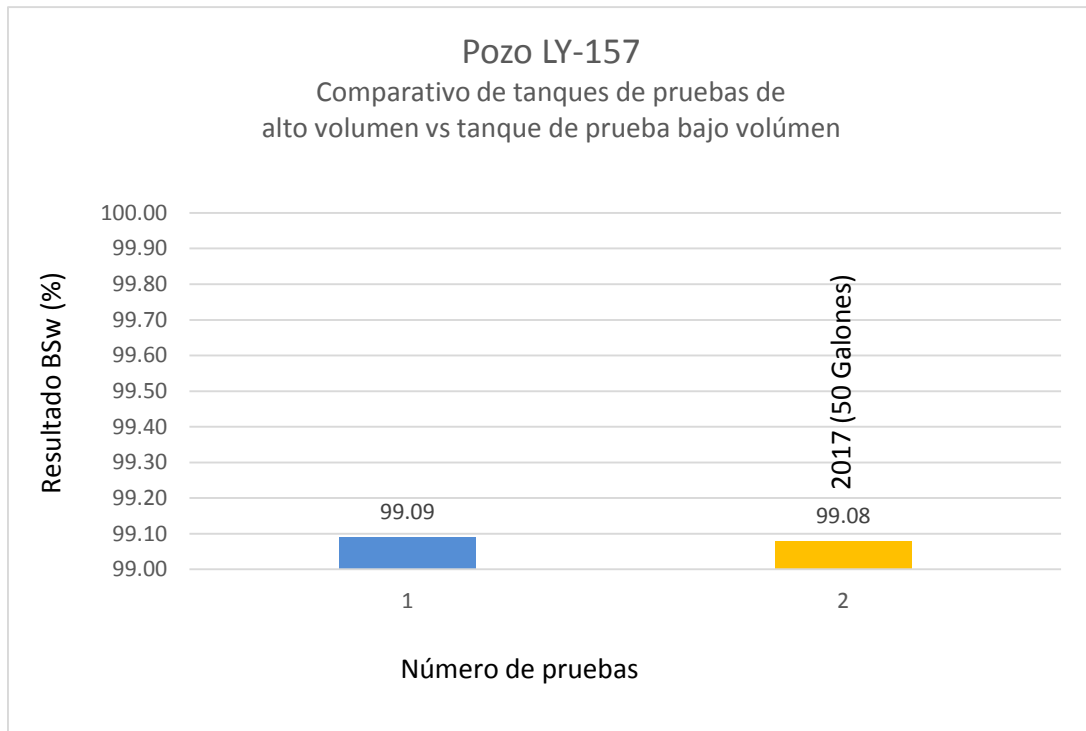
Figura 32. Pozo MN-04, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

**7.2.4 Resultado de las pruebas del pozo LY-157.** El pozo LY-157, se determinó para el “Well Review #4” tomar muestra en tanque de cuello aforado. Históricamente este pozo su corte de agua o BSW se venía evaluando por pruebas de botella. Con las pruebas comparativas se obtuvo un promedio de 99.09% y una desviación estándar de 0.01, ubicando estos resultados dentro del rango establecido para el proyecto, es decir con una desviación estándar menor o igual a 0,05. Figura 33.

Figura 33. Pozo LY-157, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.

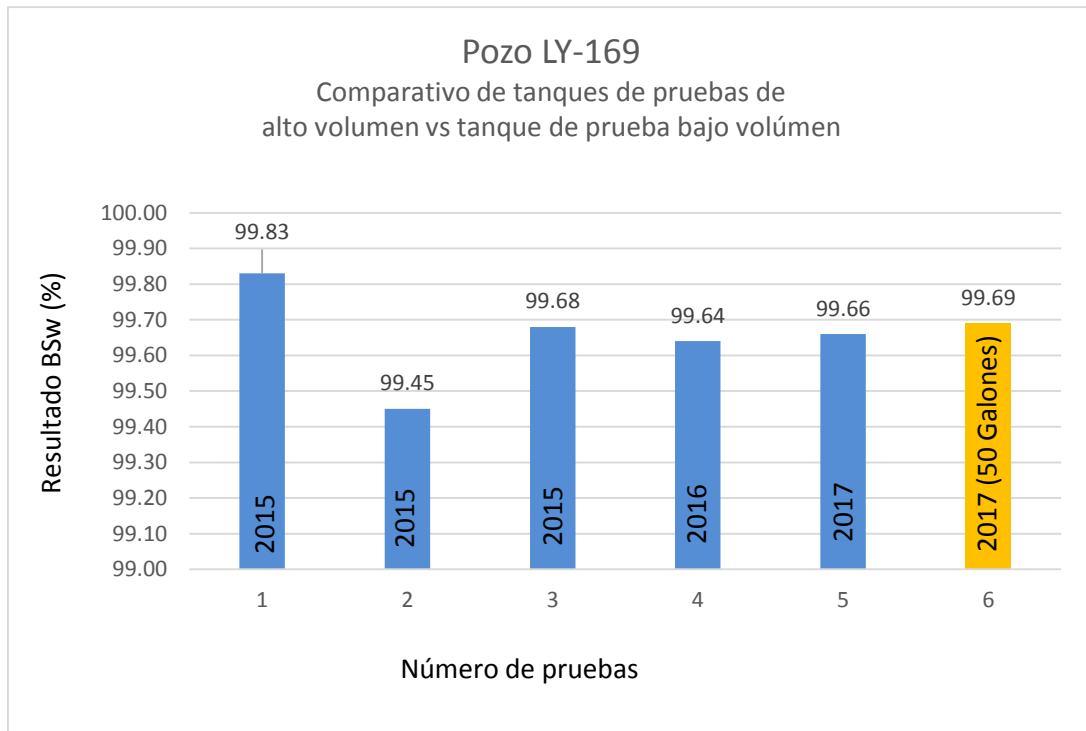


Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

Tiempo de llenado fue de 14 minutos vs 120 minutos del tanque de prueba de 420 galones.

**7.2.5 Resultado de las pruebas del pozo LY-169.** El pozo LY-169, se determinó para el “Well Review #4” tomar muestra en tanque de cuello aforado. Se le viene realizando pruebas desde el año 2015, cuya primera prueba fue NO ECONÓMICA. A la fecha se habían tomado 5 pruebas con una media o promedio de 99.61% de BSW y una desviación estándar de 0.11. En el año 2017 se tomó una (1) muestra con un BSW de 99.66%. Con las pruebas comparativas se obtuvo un promedio de 99.68% y una desviación estándar de 0.02, ubicando estos resultados dentro del rango establecido para el proyecto, es decir con una desviación estándar menor o igual a 0,05. Figura 34.

Figura 34. Pozo LY-169, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.

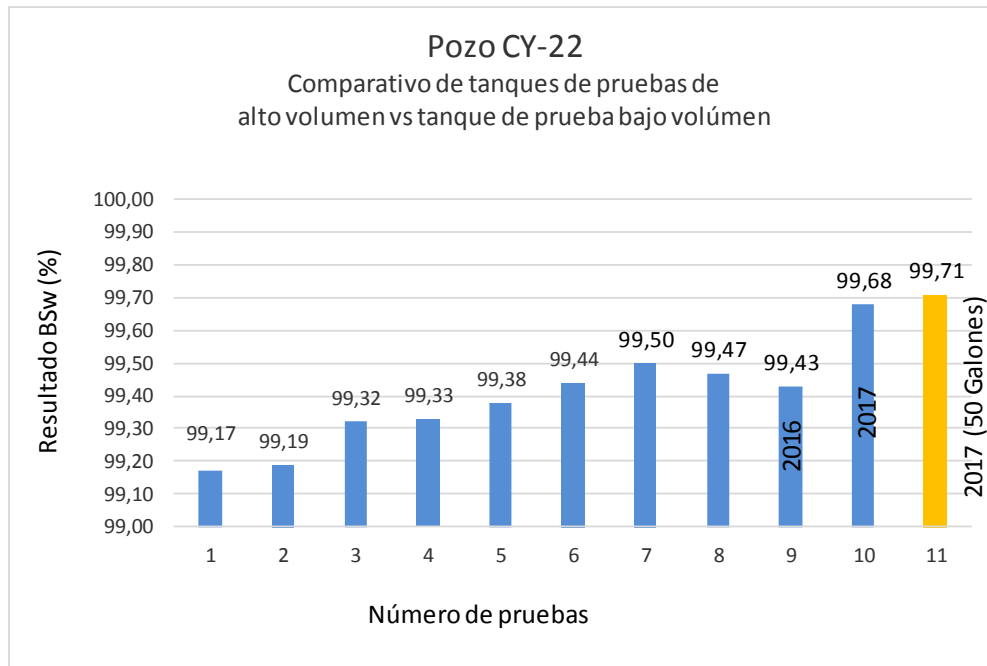


Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

Tiempo de llenado fue de 8 minutos vs 90 minutos del tanque de prueba de 420 galones.

**7.2.6 Resultado de las pruebas del pozo CY-22.** El pozo CY-22, se determinó tomar muestra en tanque de cuello aforado, como parte del programa de medir pozos con pruebas mayores a un (1) año. A este pozo se le viene realizando pruebas desde el año 2009. A la fecha se habían tomado 9 pruebas con una media o promedio de 99.36% de BSW y una desviación estándar de 0.12. En el año 2016 se tomó una (1) muestra con un BSW de 99.43%. Con las pruebas comparativas se obtuvo un promedio de 99.70% y una desviación estándar de 0.02, ubicando estos resultados dentro del rango establecido para el proyecto, es decir con una desviación estándar menor o igual a 0,05. Figura 35.

Figura 35. Pozo CY-22, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.

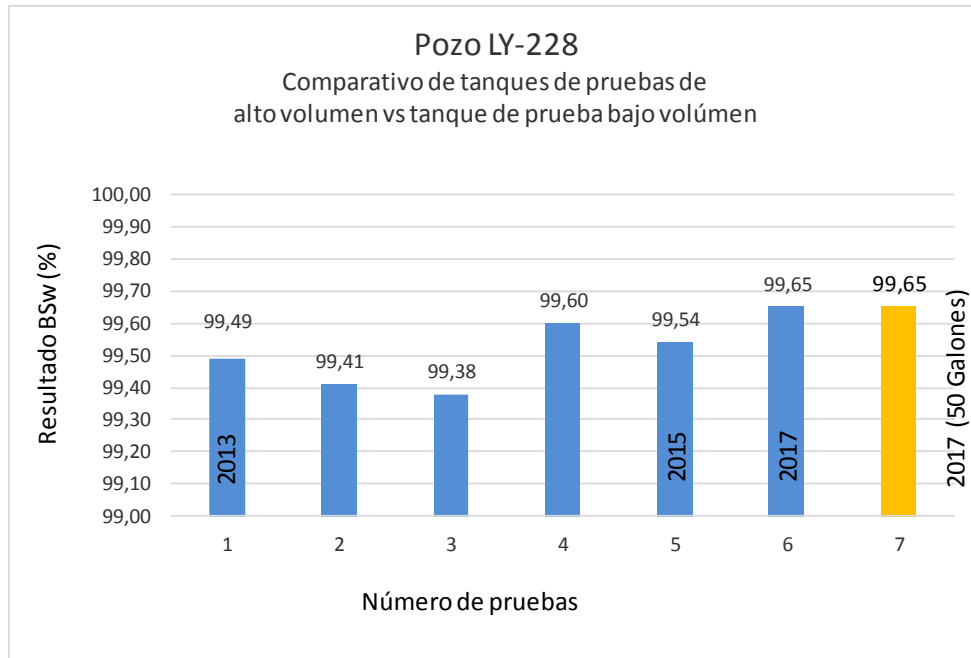


Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

Tiempo de llenado fue de 15 minutos vs 100 minutos del tanque de prueba de 420 galones.

**7.2.7 Resultado de las pruebas del pozo LY-228.** El pozo LY-228, se determinó tomar muestra en tanque de cuello aforado, como parte del programa de medir pozos con pruebas mayores a un (1) año. A este pozo se le viene realizando pruebas desde el año 2013. A la fecha se habían tomado 5 pruebas con una media o promedio de 99.48% de BSW y una desviación estándar de 0.12. En el año 2015 se tomó una (1) muestra con un BSW de 99.54%. Con las pruebas comparativas se obtuvo un promedio de 99.65% y una desviación estándar de 0.00, ubicando estos resultados dentro del rango establecido para el proyecto, es decir con una desviación estándar menor o igual a 0,05. Figura 36.

Figura 36. Pozo LY-228, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.

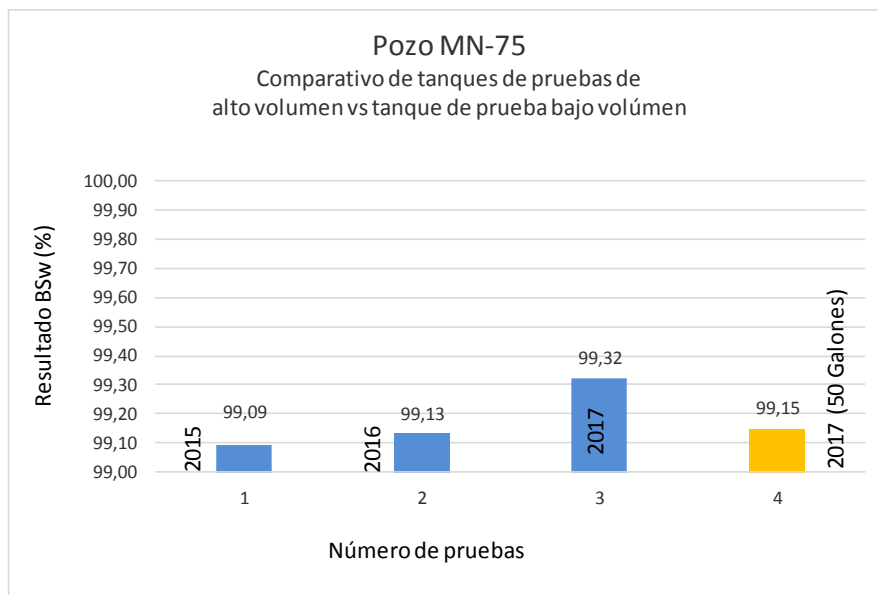


Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

Tiempo de llenado fue de 8 minutos vs 95 minutos del tanque de prueba de 420 galones.

**7.2.8 Resultado de las pruebas del pozo MN-75.** El pozo MN-75, se determinó tomar muestra en tanque de cuello aforado, como parte del programa de medir pozos con pruebas mayores a un (1) año. A este pozo se le viene realizando pruebas desde el año 2015. A la fecha se habían tomado dos (2) prueba desde el 2015 al 2016, con un promedio de 99.11% de BSW. Con las pruebas comparativas se obtuvo un promedio de 99.24% y una desviación estándar de 0.12, siendo este uno de los resultados que obtuvo un rango fuera de los establecidos para el proyecto, es decir con una desviación estándar mayor a 0,05. Figura 37.

Figura 37. Pozo MN-75, resultado de las pruebas con tanque de prueba de 50 galones.



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

Tiempo de llenado fue de 7 minutos vs 80 minutos del tanque de prueba de 420 galones.

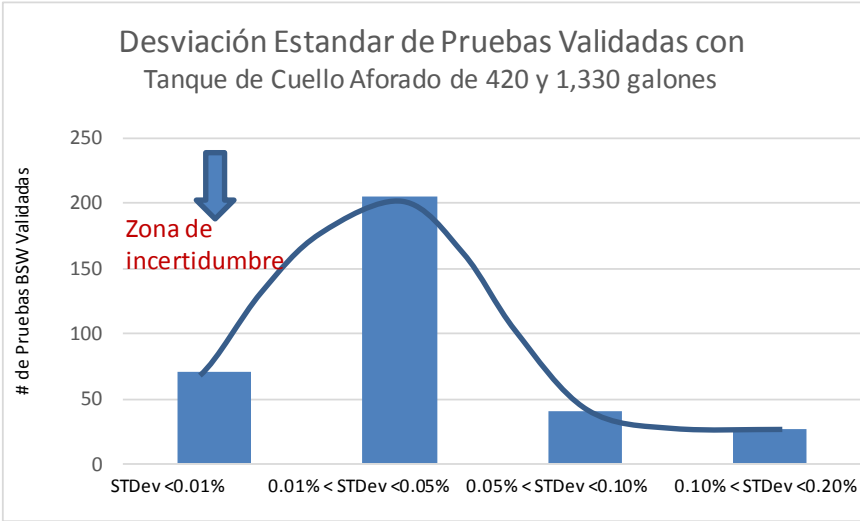
El resultado de esta prueba fue fallido, debido a que la desviación estándar de las pruebas realizadas el tanque de gran volumen fue de 0,13 con respecto a la prueba anterior, sin embargo, con el tanque de bajo volumen la desviación estándar estuvo muy cercana al 0,01 con respecto a la prueba del año 2016.

Como resumen de los resultados comparativos realizados con un tanque de cuello aforado de 420 galones y uno de 50 galones, se evaluaron 14 pozos, en donde se ejecutaron 52 pruebas, analizadas en 5 periodos diferentes de tiempo, es decir (1.5 horas, 4 horas, 6 horas, 8 horas y 24 horas), en el cual el comportamiento del BSW (%) y la temperatura experimentó un BSW estable después en las primeras 8 horas en el tanque de 50 galones y de 16 Horas en el tanque de 420 galones. Después de las 24 horas ambos tanques no experimentaron ningún cambio en el porcentaje del BSW, sin embargo, la temperatura en ese periodo de tiempo en el tanque de

420 galones se mantuvo cercana a los 140 °F comparado con los 110 °F estable del tanque de 50 galones.

Como resultado de las pruebas realizadas en los tanques de alto volumen, es decir (420 y 1330) galones, durante los años 2009 al 2017, el grupo formado por los pozos que tuvieron una desviación estándar igual al 0,05% fue de 205 pruebas, dejando una gran incertidumbre de las pruebas con desviación estándar entre el 0,01% y el al 0,05%. Figura 38.

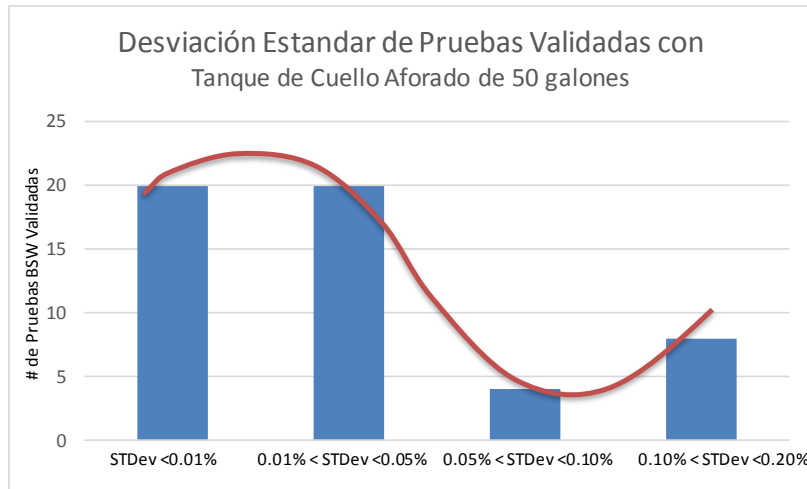
Figura 38. Resultados de pruebas durante los años 2009 al 2017 en tanques de alto volumen.



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.

De acuerdo a lo observado en las pruebas comparativas realizadas en el tanque de 50 galones en la fase de prueba de este proyecto, el grupo formado por los 14 pozos que tuvieron una desviación estándar de 0,05% fue de 20 pruebas y el grupo de los pozos que tuvieron una desviación estándar entre el 0,01 y menor al 0,05% fue de 20 pruebas, reduciendo de esta forma la incertidumbre presentada en los tanques de alto volumen. Figura 39.

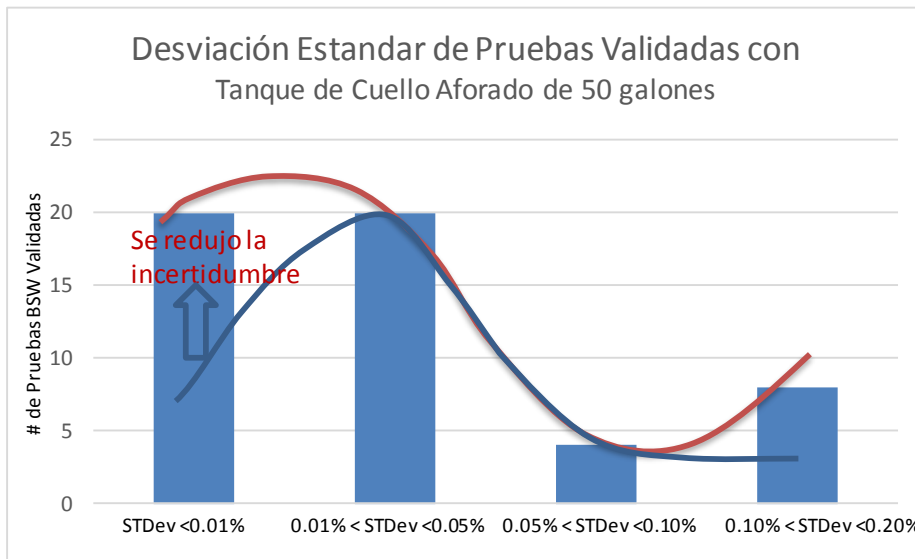
Figura 39. Resultado de las pruebas comparativas con tanque de bajo volumen.



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018..

Comparando las dos figuras anteriores, se evidencia la reducción de la incertidumbre en los tanques de bajo volumen. Figura 40.

Figura 40. Pruebas comparativas con tanque de bajo volumen y la reducción de la incertidumbre.



Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018..

## 8 CONCLUSIONES

Según la investigación realizada en campo, se demostró que la medición del %BSW en un tanque de cuello aforado de 50 galones es suficientemente precisa y confiable comparada con el resultado del %BSW en uno de 420 galones. Los parámetros económicos establecidos a través del análisis financiero del EBITDA demuestran que a un corte de agua de 99.85% los pozos siguen siendo económicos.

La bibliografía señala que las mediciones de corte de agua a través de medidores por Coriolis, análisis de laboratorio por pruebas de botella y medidores sonares pasivos y activos no cubren el rango del corte de agua o BSW mayor al 99%. Los medidores de corte de agua con microondas cubren este rango, pero son de altos costos y su tecnología aún sigue pendiente por masificarse. Los tanques de cuello aforado de alto volumen mayor a 420 galones, tienen alta precisión para medir por encima del 99% del corte de agua, pero su movilización es lenta y su puesta en línea es de altos costos operativos.

Se definió un nuevo procedimiento para el uso y puesta en línea de un tanque de cuello aforado de 50 galones, que mejoró los tiempos de movilización actuales comparados con un tanque de 420 galones en un 50%, este también amplió la capacidad de medición requerida en un 30% y el tiempo de llenado y puesta en línea se redujo en un 80%. El plan de prueba de 12 pozos iniciales se cumplió en un 100% y se realizaron dos pruebas adicionales, concluyendo que el tanque de 50 galones es confiable.

La evaluación técnica del procedimiento seleccionado en el tanque de 50 galones presentó en el 80% de las pruebas realizadas una desviación estándar por debajo del 0.05%

La evaluación económica propuesta para este procedimiento arroja como resultado que al ejecutar las pruebas en tanques de cuello aforado de 50 galones se tiene un ahorro anual de US\$65,000 (Sesenta y cinco mil dólares) por tanque, es decir US\$325,000 dólares por año.

De los resultados de los 14 pozos analizados y de las de las 52 pruebas realizadas, podemos decir que, a menor volumen en tanque, la separación de la emulsión es más rápida, a pesar de que la temperatura del fluido disminuye más rápidamente. Esto se debe al menor volumen de aceite, que no requiere de tanto tiempo para lograr una separación eficiente.

A pesar del volumen menor de muestra del tanque de 50 Gal, esta representa el comportamiento de la tendencia del BSW en los pozos evaluados, adicionalmente con el fin de tener mejor comportamiento de producción de un pozo (En casos de baches de aceite) se puede incrementar el número de muestras, ya que el muestreo con el tanque de 50 Gal es mucho menor, especialmente para pozos cercanos al límite económico.

## 9 RECOMENDACIONES

- ✓ Implementar el uso de tanques de prueba de bajo volumen (50 galones) por su economía y bajos costos en aquellos pozos con BSW o corte de agua mayor al 99%.
  
- ✓ Mejorar el diseño del cuello del tanque de bajo volumen (50 galones) para que este tenga un equivalente en volumen al 5% del total del tanque para reducir los volúmenes por pérdidas de evaporación.
  
- ✓ Adquirir un tráiler mediano de tal forma que la movilización se pueda realizar con conductores licencia categoría C1.

## BIBLIOGRAFÍA

AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Segunda Edición. Houston. Gulf Professional Publishing. 2000.

AHMED, USMAN. Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros. En: Oilfield Review. Vol. 16, No 2 (Otoño 2004); 72 Pág.

AKRAM KARIMI, Muhammad. Low cost and conformal microwave water-cut sensor for optimizing oil production process. Thuwal, Kingdom of Saudi Arabia, 2017, 87P, Trabajo de grado (In Partial Fulfillment of the Requirements For the Degree off Master of Science), King Abdullah University of Science and Technology.

BARANDIARAN, Lucio Carrillo. Apuntes de Clase, Ingeniería de Reservorio, Lima, 2006. Universidad Nacional de Ingeniería.

CARLSON, N. R., & DIRVANANI, M. J. (1989, January 1). New Method For Accurate Determination Of Water Cuts In Oil-Water Flows. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

Club de ensayos. Fiscalización de crudo en Colombia. Resumen Contraloría General de la Nación, normatividad y función. [En línea]. 24 de Marzo de 2014. Recuperado el 10 de Julio de 2017. Disponible en <https://www.clubensayos.com/Temas-Variados/Fiscalizacion-Del-Crudo-En-Colombia/1562089.html>

CORTES, Víctor Manuel. Control de la producción de agua en pozos petroleros. Ciudad de México. 2008. 150 Pag. Trabajo de Grado ingeniería de Petróleos.

ECOPETROL. Carta Petrolera. [En línea]. (Recuperado en Octubre 1 de 2017). Disponible en <https://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta/actualidad.htm>

ESCOBAR, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva. Editorial Universidad Surcolombiana.

ISSUU. Manual Especializado en Tratamiento de crudo pesado. [En línea]. Julio 15 de 2013. Recuperado Mayo 30 de 2017. Disponible en [https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/manual\\_especializado\\_en\\_tratamiento](https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/manual_especializado_en_tratamiento)

KUCHUK, FIKRI. (1997, November 19). Water in the Oil Field. 19p. Middle East Well Evaluation Review.

Li, K., Ren, X., Li, L., & Fan, X. (2011, January 1). A New Model for Predicting Water Cut in Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/143481-MS.

MENOUAR, H. K., & HAKIM, A. A. (1995, January 1). Water Coning And Critical Rates In Vertical And Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/29877-MS

SANDAU, COURT; Waddell, Jevins; BERHELET, Remi Anthony. Novel Approach To High Water Cut Measurement In A Mature Oil Field. En: OnePetro. SPE-117354-MS, Nov, 2008; 7 Pág.

SIERRA ZAFRA, Jair Andres; SUAREZ GELVEZ, Wilson Alfredo. Plan Integral de Desarrollo de Campos Maduros Caso Base. Bucaramanga, 2007, 202p. Trabajo de Grado (Trabajo de grado para optar el título de ingeniero de petróleos), Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Temario de Tesis. Técnicas recomendables para solucionar la alta producción de agua en campos petroleros del oriente Ecuatoriano. [En Línea] Jueves 27 de Febrero de 2014. Recuperado el 1 de Junio de 2017. Disponible en <https://es.scribd.com/document/337494750/TESIS-FINAL-Completa-Jueves-27-de-Febrero-2014>

TOLOZA MENDEZ, Belkis Brillith Yorget; DIAZ GALVIS, Andrés Felipe. Optimización Del Consumo de Energía en Pozos Con Alto Corte de Agua del Campo Cano Limón. Bucaramanga, 2012, 163p. Trabajo de Grado (Trabajo de grado para optar el título de ingeniero de petróleos), Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Unión Sindical Obrera, USO. Extensión de los contratos petroleros, Caño Limón. [En línea]. Boletín Junta Directiva. Septiembre de 2015. Recuperado Junio 14 de 2017. Disponible en <http://www.usofrenteobrero.org/index.php/actualidad/boletin-de-junta/406-extension-de-los-contratos-petroleros-cano-limon>

YANG, W., & WATTENBARGER, R. A. (1991, January 1). Water Coning Calculations for Vertical and Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/22931-MS.

## ANEXOS

Fotografía 1. Recibo del tanque de prueba de 50 galones, identificado a partir de ese momento como “Tanque de Prueba #6”.



Fotografía 2. Medida requerida de rompedor directo para el inicio de cada prueba, 60 ml.



Fotografía 3. Forma de medir el volumen total e interface de aceite, utilizando una varilla impregnada con “color kut”.



Fotografía 4. Resultado de la marca del “Color Kut”, cuando esta toca la interface de agua.



Fotografía 5. Pozo MN-04, Prueba comparativa de los tanques de prueba de 50 galones y el de 420 galones.



Fotografía 6. Pozo LY-157, Prueba comparativa de los tanques de prueba de 50 galones y el de 420 galones.



Fotografía 7. Pozo LY-169, Prueba comparativa de los tanques de prueba de 50 galones y el de 420 galones.



Fotografía 8. Conexión típica, realizada en cabeza de pozo.



Fotografía 9. Primer plano de conexión típica, realizada en cabeza de pozo.



Fotografía 10. Sello de calibración



Fotografía 11. Sello de seguridad de la regla certificada.



Fotografía 12. Regla certificada cada 2 in<sup>3</sup>.



Anexo A. Tabla de aforo del tanque de prueba de 50 Galones.

Escala de conversión a utilizarse para liquidar pruebas en el tanque de 50 galones

1 in3 = 0.0043290043290043 gallon

Escala	Conversión	Galones
88	0.38095238	50.381
86	0.37229437	50.372
84	0.36363636	50.364
82	0.35497835	50.355
80	0.34632035	50.346
78	0.33766234	50.338
76	0.32900433	50.329
74	0.32034632	50.320
72	0.31168831	50.312
70	0.3030303	50.303
68	0.29437229	50.294
66	0.28571429	50.286
64	0.27705628	50.277
62	0.26839827	50.268
60	0.25974026	50.260
58	0.25108225	50.251
56	0.24242424	50.242
54	0.23376623	50.234
52	0.22510823	50.225
50	0.21645022	50.216
48	0.20779221	50.208
46	0.1991342	50.199
44	0.19047619	50.190
42	0.18181818	50.182
40	0.17316017	50.173
38	0.16450216	50.165
36	0.15584416	50.156
34	0.14718615	50.147
32	0.13852814	50.139
30	0.12987013	50.130
28	0.12121212	50.121
26	0.11255411	50.113
24	0.1038961	50.104
22	0.0952381	50.095
20	0.08658009	50.087
18	0.07792208	50.078
16	0.06926407	50.069
14	0.06060606	50.061
12	0.05194805	50.052
10	0.04329004	50.043
8	0.03463203	50.035
6	0.02597403	50.026
4	0.01731602	50.017
2	0.00865801	50.009
0	50 Galones	

Escala	Conversión	Galones
0	50 Galones	
-2	-0.00865801	49.991
-4	-0.01731602	49.983
-6	-0.02597403	49.974
-8	-0.03463203	49.965
-10	-0.04329004	49.957
-12	-0.05194805	49.948
-14	-0.06060606	49.939
-16	-0.06926407	49.931
-18	-0.07792208	49.922
-20	-0.08658009	49.913
-22	-0.0952381	49.905
-24	-0.1038961	49.896
-26	-0.11255411	49.887
-28	-0.12121212	49.879
-30	-0.12987013	49.870
-32	-0.13852814	49.861
-34	-0.14718615	49.853
-36	-0.15584416	49.844
-38	-0.16450216	49.835
-40	-0.17316017	49.827
-42	-0.18181818	49.818
-44	-0.19047619	49.810
-46	-0.1991342	49.801
-48	-0.20779221	49.792
-50	-0.21645022	49.784
-52	-0.22510823	49.775
-54	-0.23376623	49.766
-56	-0.24242424	49.758
-58	-0.25108225	49.749
-60	-0.25974026	49.740
-62	-0.26839827	49.732
-64	-0.27705628	49.723
-66	-0.28571429	49.714
-68	-0.29437229	49.706
-70	-0.3030303	49.697
-72	-0.31168831	49.688
-74	-0.32034632	49.680
-76	-0.32900433	49.671
-78	-0.33766234	49.662
-80	-0.34632035	49.654
-82	-0.35497835	49.645
-84	-0.36363636	49.636
-86	-0.37229437	49.628
-88	-0.38095238	49.619
-90	-0.38961039	49.610

Escala	Conversión	Galones
-92	-0.3982684	49.602
-94	-0.40692641	49.593
-96	-0.41558442	49.584
-98	-0.42424242	49.576
-100	-0.43290043	49.567
-102	-0.44155844	49.558
-104	-0.45021645	49.550
-106	-0.45887446	49.541
-108	-0.46753247	49.532
-110	-0.47619048	49.524
-112	-0.48484848	49.515
-114	-0.49350649	49.506
-116	-0.5021645	49.498
-118	-0.51082251	49.489
-120	-0.51948052	49.481

Ejemplo:

	Alturas	Galones
<b>Volumen Total</b>	80	50.346
<b>Altura interfase</b>	50	50.216
<b>Volumen de aceite</b>	30	0.130

Fuente: Tomado de Occidental de Colombia, LLC. Base de datos interna. 2018.


Anexo B. Certificados de Calibración.

**DETECTO DE COLOMBIA** Ltda.  
LABORATORIO DE METROLOGÍA - MASA - BALANZAS - VOLUMEN  
VENTA DE PESAS - CAPACITACION

Sabaneta 2017-06-20

Señoras:  
**SPEED SOLUTIONS S.A.S.**  
Sr. Sergio Ortiz  
Medellin - Antioquia

Ref: Entrega de Certificado(s).  
N° Orden: 2108 M




Cordial saludo,  
Le estamos enviando el certificado de calibración mencionado a continuación:

Instrumento	Rango	Certificado N°
R.V.M.	50 Gal	3325 MV

Instrumentos calibrados por el personal del laboratorio en días pesados.

Agradecemos de antemano su amable atención y colaboración.

Atentamente,  
  
Yeison Murillo  
Laboratorio de Volumen.

**BOGOTA**  
Calle 91 No. 40A-24 B1, La Castellana  
PBX: 634 8182 - Fax: 634 8173  
E-mail: bogota@detectodecolombia.com

**CALI**  
Calle 58 4 No. 33-75 B1, San Fernando  
PBX: 558 6860 - Fax: 558 8161  
E-mail: cali@detectodecolombia.com

**MEDELLIN**  
Calle 60 Sur No. 44-51 Sabaneta - Antioquia  
PBX: 444 1400  
E-mail: medellin@detectodecolombia.com

[www.detectodecolombia.com](http://www.detectodecolombia.com)

# Certificado de Calibración


Certificate of Calibration



Número: 3325 M.V  
Number

LABORATORIO DE METROLOGÍA DETECTO DE COLOMBIA LTDA  
Detecto de Colombia Ltda. Metrologic Lab.

ÁREA DE VOLUMEN  
Volume Area

INSTRUMENTO <i>Instrument</i>	RECIPIENTE VOLUMÉTRICO METÁLICO
FABRICANTE <i>Manufacturer</i>	SPEED SOLUTIONS
MODELO <i>Model</i>	N.I.
NÚMERO DE SERIE <i>Serial Number</i>	N.I.
RANGO DE MEDICIÓN <i>measuring range</i>	50 gal (US)
SOLICITANTE <i>Customer</i>	SPEED SOLUTIONS S.A.S.
DIRECCIÓN DEL SOLICITANTE <i>Customer address</i>	CARRERA 91 # 44 - 59 MEDELLÍN
FECHA RECEPCIÓN INSTRUMENTO <i>Instrument reception date</i>	2017 -06 -13
FECHA DE CALIBRACIÓN <i>Calibration date</i>	2017 -06 -14
NÚMERO DE PÁGINAS DEL CERTIFICADO INCLUYENDO ANEXOS <i>Number of pages of this certificate and documents attached</i>	Cinco (5)
FIRMA(S) AUTORIZADA(S) <i>Authorized signature (s)</i>	
 Yeison Andres Murillo Calibrado por - Calibrated by:	 Jessica Alexandra Velez Revisado por - Checked by:

Este certificado expresa fielmente el resultado de las mediciones realizadas. No podrá ser reproducido total o parcialmente, excepto cuando se haya obtenido previamente permiso por escrito del laboratorio que lo emite.

*This certificate is an accurate report of the performed measurements. This certificate may not be totally or partially reproduced, except with the written permission of the issuing laboratory.*

Los resultados contenidos en el presente certificado se refieren al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones. El laboratorio que lo emite no se responsabiliza de los perjuicios que puedan derivarse del uso inadecuado de los instrumentos calibrados.

*The results of this certificate refer to the time and conditions when the measurements were made. The issuing laboratory assumes no responsibility for damages resulting from improper use of the calibrated instruments.*

Bogotá D.C. Calle 91 No. 49 A-24 B/. La Castellana PBX: 634 8182 Fax: 634 8173 E-mail: bogota@detectodecolombia.com  
Cali Calle 5B4 No. 38-75 B/. San Fernando - PBX: 558 6060 Fax: 558 6161 E-mail: cali@detectodecolombia.com  
Medellín Calle 60 Sur No. 44-51 Sabaneta - Antioquia PBX: 444 1490 E-mail: medellin@detectodecolombia.com

www.detectodecolombia.com

### 1. DESCRIPCIÓN DEL INSTRUMENTO

OBJETO DE PRUEBA	:	RECIPIENTE VOLUMÉTRICO METÁLICO
CÓDIGO	:	N.I.
DIVISIÓN DE ESCALA	:	2 in <sup>3</sup>
RESOLUCIÓN	:	1 in <sup>3</sup>
TIEMPO DE GOTEÓ	:	30 s

### 2. MÉTODO DE CALIBRACIÓN

Para la medición del volumen del instrumento se utilizó el método de comparación.

El instrumento está calibrado para contener.

El método de comparación consiste en comparar la capacidad de un recipiente volumétrico patrón con la de otro que se denomina recipiente de prueba. Como medio de comparación se utiliza agua potable.

*To measure the volume of the instrument was used the comparison method.*

*The instrument is calibrated to contain.*

*The method of comparison is to compare the volumetric capacity of a standard container with another container called Test.*

*As a means of comparison is used drinking water.*

### 3. CONDICIONES AMBIENTALES

TEMPERATURA DEL AIRE		HUMEDAD RELATIVA DEL AIRE	
21,1 °C	-	23,1 °C	68,6 % hr - 70,2 % hr

**Nota:** Las condiciones ambientales se refieren al sitio y momento de la calibración.

*Note: Environmental conditions relate to the site and time of calibration.*

#### 4. INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN

La incertidumbre de medición reportada se ha determinado multiplicando la incertidumbre estándar combinada por el factor de cobertura  $k = 2$  con el cual se logra un nivel de confianza de aproximadamente 95,45 %.

*The measurement uncertainty reported is determined by multiplying the combined standard uncertainty by the coverage factor  $k = 2$  which is achieved with a confidence level of approximately 95,45%.*

La incertidumbre de medición expandida fue calculada de los componentes de incertidumbre de medida del patrón de referencia usado, de la repetibilidad de las mediciones, de la temperatura del agua, de la resolución del instrumento.

La incertidumbre indicada no incluye una estimación de variaciones a largo plazo.

*The expanded measurement uncertainty was calculated from the components of measurement uncertainty of the reference standard used, the repeatability of the measurements, the water temperature of the resolution of instrument. The uncertainty shown does not include an estimate of long-term variations.*

#### 5. TRAZABILIDAD

El certificado de calibración documenta la trazabilidad a los patrones nacionales, que realizan las unidades de medida de acuerdo con el Sistema Internacional de Unidades (SI).

El usuario está obligado a calibrar el instrumento a intervalos apropiados.

*The calibration certificate documents the traceability to national standards, which perform the measurement units gives according to the International System of Units (SI). The user is required to calibrate the instrument at appropriate intervals.*

##### 5.1 IDENTIFICACIÓN DEL PATRÓN DE CALIBRACIÓN

PATRONES	CÓDIGO	CERTIFICADO	FECHA DE CALIBRACIÓN	CALIBRADO POR
RVM ( $\text{in}^3$ )	RV LAB 22	SMLVGM.0142.2017	2017-03-31	Servimeters S.A
Termómetro, con el cual se realiza la medición del RVM de referencia ( $^{\circ}\text{C}$ )	TER LAB 18	3767 M	2017-04-26	Metrologic Colombia
Termómetro, con el cual se realiza la medición del RVM de prueba ( $^{\circ}\text{C}$ )	TER LAB 38	3824 M	2017-05-30	Metrologic Colombia

## 6. RESULTADOS DE CALIBRACIÓN

En la tabla de resultados se expresa el volumen calculado, el error de medición, la incertidumbre de medición obtenida durante la calibración.

La calibración se realiza tomando como referencia, la guía de calibración Euramet CG 21: 2013 Directrices para la calibración de Medidas de capacidad estándar que utilizan el método volumétrico.

*In the results table expresses the calculated volume, measurement error, measurement uncertainty obtained during calibration.*

*Calibration is performed with reference to the calibration guide CG 21: 2013 Guidelines on the calibration of Standard capacity Measures using the Volumetric method.*

## 7. TABLA DE RESULTADOS

Volumen Evaluado in <sup>3</sup>	Volumen Calculado in <sup>3</sup>	Error Medido in <sup>3</sup>	Incertidumbre Exp. in <sup>3</sup>
11550	11550,3	0,3	3,3

Volumen Evaluado Gal (US)	Volumen Calculado Gal (US)	Error Medido Gal (US)	Incertidumbre Exp. Gal (US)
50,000	50,001	0,001	0,014

Volumen Evaluado L	Volumen Calculado L	Error Medido L	Incertidumbre Exp. L
189,270	189,275	0,006	0,053

Temperatura del Agua en el RVM de referencia °C	Temperatura del Agua en el RVM de prueba °C
22,4	22,6

ACREDITADO ISO/IEC 17025:2005

12-LAC-048

LABORATORIO DE METROLOGÍA DETECTO DE COLOMBIA LTDA

Área de Volumen

Número: 3325 MV

Página 5 de 5

#### 8. OBSERVACIONES

1. La estampilla de calibración fue adherida al instrumento.
2. Al instrumento se le realizó ajuste, su capacidad hasta el trazo que indica cero es de 50 galones.
3. Los resultados contenidos en el presente certificado se refieren al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones.
4. Las conversiones son las siguientes:  
1 galón americano = 3,785 L  
5 galones americanos = 18,927 L
5. Se instala el sello de seguridad con el código N° 2898

FECHA DE EXPEDICIÓN:  
*Date of Issue*

2017-06-20

FIN DEL CERTIFICADO

## Anexo C. Inicio plan de pruebas.

 Responder  Responder a todos  Reenviar



CLM-PAE-Prod-Specialist

CLM-PAE-Prod-Sr-Supv; CLM-PAE-Prod-WellSurv-Engr; Dominguez, Tibaldo; + 6

lunes 4/09

Resultados del Plan de Prueba de Seraphin de 50 Galones

Ing. Juan Sebastian, buenas noches.

Adjunto podrá usted encontrar los resultados de 4 de los 12 pozos que se tienen programados dentro del plan de prueba del proyecto de medición de pozos con corte de agua o BSW (%) mayor al 99% con tanque de pruebas de 50 galones.



PLAN DE  
PRUEBAS CON ...



RESULTADOS  
PLAN DE PRUEB...

El personal capacitado en estas pruebas, son:

Tibaldo Dominguez, Humberto Alvarez, Luis Alvarez, Jesús Angarita, Hector Andrade y Julio Merchan.

**Saludos,**

**Carlos Alvarez Cohen**

Especialista de Producción - PAE

Oficina: (57 1) 606 9339 Ext. 3441

Celular: (57) 315 801 61 69

Fax: (57 1) 606 9339 Ext. 3516

[carlos\\_alvarez@oxy.com](mailto:carlos_alvarez@oxy.com)

[www.oxy.com](http://www.oxy.com)

