



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, ___ 09 de Junio de 2017 ____

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

__José Nicolás Vergara Narváez_____, con C.C. No. ___1075274664_____,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,
_____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado _“DESARROLLO DE UN MEDIDOR VIRTUAL DE CAUDAL Y CORTE DE AGUA EN POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO QUIFA”_____

presentado y aprobado en el año ___2017___ como requisito para optar al título de

_Ingeniero de Petróleos_____;

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

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS**



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

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

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

Vigilada Mineducación

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



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vergara Narvaéz	José Nicolás Vergara Narvaéz

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Asuaje Tovar	Miguel Alejandro
Vargas Castellanos	Constanza

ASESOR (ES):

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

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017

NÚMERO DE PÁGINAS: 151

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada mieducación



Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_x_ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros___

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

Ninguno

MATERIAL ANEXO:

No

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

No

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Medidor virtual	Virtual Metering	6. _____	_____
2. Corte de agua	Water Cut	7. _____	_____
3. BES	ESP	8. _____	_____
4. Viscosidad	Viscosity	9. _____	_____
5. Analisis Nodal	Nodal Analysis	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Se presenta un medidor virtual que permite medir en tiempo real el caudal y el corte de agua para pozos con bombeo electrosumergible. Está basado en el desempeño real de operación de la bomba, afectado por la viscosidad del fluido producido y en el análisis nodal del pozo principalmente.

Se evalúan tres diferentes métodos para realizar la corrección de la curva estándar de la bomba por el efecto de la viscosidad, así como tres métodos para determinar la viscosidad de la mezcla agua-crudo sin tener en cuenta el efecto adicional que pueda generar la emulsión y el punto de inmersión.

Se proponen dos modelos para la calibración y ejecución del medidor. Los dos métodos se basan en el mismo principio de funcionamiento, el cual es la convergencia de una variable o un punto en específico en función del corte de agua. El primer método es por la presión de descarga, y el segundo es mediante la potencia de la bomba. el modelo utilizado finalmente es el segundo, ya que permite calcular el caudal y el corte de agua de forma simultánea.



El modelo presentado sugiere el uso del método para la corrección de la curva de la bomba que mejor se ajusta a los datos y también un método que calcula la viscosidad de la mezcla para la medición virtual del caudal y corte de agua en los pozos del campo Quifa.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

A virtual meter is presented which allows to measure the flow rate and the water cut in real time for wells with electrical submersible pump. It is based on the real operation performance of the pump, affected by the viscosity of the produced fluid and the nodal analysis of the well mainly. Three different methods are evaluated to do the correction of the pump standard curve due to the effect of viscosity; as well as three methods to determine the viscosity of the water-oil mixture without taking into account the additional effect that the emulsion can generate and the immersion point. Two models are proposed for the calibration and the execution of the model. Both methods are based on the same functioning principle, which is the convergence of a variable or a specific point as a function of the water cut. The first method uses the outtake pressure and the second one the pump power.

The model applied is finally the second model because it allows for the calculation of the flow rate and the water cut of the pump simultaneously. The model presented suggests the use of the method for the correction of the pump curve which better adjusts to the data and also a method that calculates the mixture viscosity for the virtual measurement of the flow rate and the water cut in the wells of the Quifa field.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Miguel Alejandro Asuaje Tovar

Firma:

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Ramón Bonilla

Firma:

Vigilada mieducación

**“DESARROLLO DE UN MEDIDOR VIRTUAL DE CAUDAL Y CORTE DE
AGUA EN POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO
QUIFA”**

JOSÉ NICOLÁS VERGARA NARVÁEZ

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

**“DESARROLLO DE UN MEDIDOR VIRTUAL DE CAUDAL Y CORTE DE
AGUA EN POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO
QUIFA”**

JOSÉ NICOLÁS VERGARA NARVÁEZ

Proyecto para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

**Prof. Dr. MIGUEL ALEJANDRO ASUAJE TOVAR
Gerente Tecnologías de Producción, Pacific E&P**

Codirectora

**CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS
Ingeniera de Petróleos**

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

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del Director, Codirectora

Firma de Jurado

Firma de Jurado

Neiva, 28 de febrero de 2017

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico en primer lugar a Dios que es la guía de mi camino, a mis abuelos Hernando Narváez y Gladys de Narváez por su ayuda generosa, a mi madre Gladys Narváez por su apoyo infinito e incondicional, a mi hermano Juan Sebastián y mi padre José Fernando Vergara.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis agradecimientos a:

La Universidad Surcolombiana, por mi formación personal y profesional como ingeniero íntegro y competente, cumpliendo los requerimientos de una sociedad globalizada y en especial de la industria petrolera.

A la empresa Pacific E&P, por la prestación de sus servicios y la disposición de material e información necesaria para el desarrollo de mi trabajo de grado.

A mi director el Prof. Dr. Miguel Asuaje y al Ingeniero Wilmer Arcos, por compartirme parte de sus conocimientos y por su continua colaboración, entrega y enseñanzas durante la elaboración del proyecto.

A la ingeniera Constanza Vargas, en calidad de codirectora del proyecto, por sus consejos y contribución en el desarrollo del trabajo y a lo largo de mi formación profesional.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. MARCO TEÓRICO	2
1.1. MEDICIÓN VIRTUAL	2
1.1.1. Antecedentes.....	3
1.2. EL POZO.....	7
1.3. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	8
1.4. CURVA IPR (Inflow Performance Relationship).....	10
1.5. FLUJO EN TUBERÍAS	11
1.5.1. Número de Reynolds.....	11
1.5.2. Numero crítico de Reynolds	11
1.5.3. Ecuación de Darcy-Weisbach.....	11
1.5.4. Factor de Fricción en Flujo Laminar	12
1.5.5. Factor de Fricción en Flujo Turbulento.	12
1.6. VISCOSIDAD	13
1.6.1. Viscosidad Dinámica y Cinemática.....	14
1.7. CORTE DE AGUA DE PRODUCCIÓN	14
1.8. BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE	15
1.8.1. Componentes del sistema BES	16
1.8.2. CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA	16
1.8.3. Leyes de afinidad.....	17
1.9. ANÁLISIS NODAL.....	18
1.10. NEWTON RAPHSON MULTIVARIABLE	20
2. GENERALIDADES DEL CAMPO QUIFA	22
3. METODOLOGÍA DEL MODELO.....	23
3.1. DATOS DE ENTRADA DEL MODELO	26
3.2. MÉTODOS PARA CALCULAR LA VISCOSIDAD DE LA MEZCLA	27

3.2.1.	Comportamiento de los métodos para el cálculo de la viscosidad de la mezcla	29
3.3.	MÉTODOS PARA LA CORRECCIÓN DE LA BOMBA	34
3.3.1.	Método del Instituto Hidráulico	35
3.3.2.	Método de Turzo, Z., Takacs, G. and Zsuga, J.	37
3.3.3.	Método de Gunnar Hole	38
3.3.4.	Método de Miguel Asuaje et al.	39
3.3.5.	Comportamiento de los métodos para la corrección de la bomba	41
3.4.	PRESIÓN DE DESCARGA DEL SISTEMA	46
3.4.1.	Presión de descarga calculada por la tubería de producción	46
3.4.2.	Presión de descarga calculada por bomba	47
3.5.	COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE VISCOSIDAD Y CORRECCIÓN DE LA CRVA DE LA BOMBA	48
4.	APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO	61
4.1.	CONSIDERACIONES Y RESTRICCIONES DEL MODELO	83
5.	CONCLUSIONES	84
	RECOMENDACIONES	85
	REFERENCIAS	86
	ANEXOS	88
	ANEXO A. TABLAS DEL PORCENTAJE DE ERROR PARA LA COMPRACION DE LOS MÉTODOS DEL CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD DE LA MEZCLA Y LA CORRECCION DE LA CURVA DE LA BOMBA	88
	ANEXO B. TABLAS DE ERROR PARA LOS RESULTADOS DE LOS POZOS EN LOS QUE SE APLICÓ EL MODELO DE MEDICIÓN VIRTUAL	142

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del agua de formación.....	30
Tabla 2. Características del crudo de la formación Carbonera C5.....	30
Tabla 3. Características del crudo de la formación Gachetá.....	31
Tabla 4. Características del crudo de la formación Ubaque	31
Tabla 5. Coeficientes polinómicos para el cálculo de los factores de corrección* .	39
Tabla 6. Características del crudo para el estudio de los métodos de corrección de la curva de la bomba	41
Tabla 7. Coeficientes de la bomba Centurion 538 P18.....	41
Tabla 8. Datos para la construcción de la curva corregida por el método de Turzo et al.	44
Tabla 9. Datos para la construcción de la curva corregida por el método de Gunnar Hole.....	45
Tabla 10. Datos para la construcción de la curva corregida por el método de Asuaje et al.	45
Tabla 11. Grupos de combinaciones posibles entre los métodos de cálculo de la viscosidad de la mezcla y los métodos de corrección de la curva de la bomba	48
Tabla 12. Ingreso de los coeficientes de la bomba TE 7000 instalada en el pozo QF-008	64
Tabla 13. Datos ingresados de producción del pozo QF-008 al medidor virtual ...	66
Tabla 14. Ingreso del factor de ajuste PQC	68
Tabla 15. Muestra de resultados de las corridas realizadas por el modelo	68

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de flujo de la herramienta PU.....	3
Figura 2. Comportamiento favorable en la estimación de producción de la herramienta PU con las mediciones hechas durante el arranque de una facilidad .	4
Figura 3. Metodología implementada por Forsys Subsea en VFM.....	5
Figura 4. Producción de aceite en modelo calibrado.....	6
Figura 5. Producción de agua en modelo calibrado	6
Figura 6. Completamiento sencillo con bomba electrosumergible.....	8
Figura 7. Índice de productividad con IP constante	9
Figura 8. Curva IPR de Vogel.....	10
Figura 9. Ejemplo de la curva de desempeño	17
Figura 10. Ubicación de los nodos en el pozo	19
Figura 11. Análisis nodal del sistema	20
Figura 12. Ubicación geográfica del campo Quifa en la cuenca de los llanos orientales.....	23
Figura 13. Esquema del proceso para la medición virtual del caudal y corte de agua	24
Figura 14. Modelos del medidor virtual.....	25
Figura 15. <i>Resultados de análisis y filtro de datos</i>	26
Figura 16. Datos de entrada del modelo	27
Figura 17. Efectos de los fluidos viscosos en el desempeño de la BES.....	34
Figura 18. Gráfica para determinar los factores de corrección de la curva de la bomba	36
Figura 19. Secciones para el análisis nodal	46
Figura 20. Componentes de fondo de una BES	47
Figura 21. Datos de entrada del Estado Mecánico del pozo QF-008	63
Figura 22. Curva estándar de la bomba TE 7000 instalada en el pozo QF-008 arrojada por el medidor virtual.....	65
Figura 23. Botones para habilitar la carga de datos y ejecutar las corridas.	67

LISTA DE GRÁFICAS

Pág.

Gráfica 1. Comportamiento de la viscosidad de la mezcla de la formación Gachetá @210 °F	32
Gráfica 2. Comportamiento de la viscosidad de la mezcla de la formación Ubaque @210 °F	32
Gráfica 3. Comportamiento de la viscosidad de la mezcla de la formación Carbonera C5 @170 °F.....	33
Gráfica 4. Corrección de la curva de la bomba por el método de Turzo et al. en función de la viscosidad de la mezcla	42
Gráfica 5. Corrección de la curva de la bomba por el método de Gunnar Hole en función de la viscosidad de la mezcla	43
Gráfica 6. Corrección de la curva de la bomba por el método de Asuaje et al. en función de la viscosidad de la mezcla	43
Gráfica 7. Ajuste de caudal para el grupo 1 en el pozo QF-200H	50
Gráfica 8. Ajuste del corte de agua para el grupo 1 en el pozo QF-200H	50
Gráfica 9. Ajuste de caudal para el grupo 2 en el pozo QF-200H	51
Gráfica 10. Ajuste del corte de agua para el grupo 2 en el pozo QF-200H	51
Gráfica 11. Ajuste de caudal para el grupo 3 en el pozo QF-200H	52
Gráfica 12. Ajuste del corte de agua para el grupo 3 en el pozo QF-200H	52
Gráfica 13. Ajuste de caudal para el grupo 1 en el pozo QF-122H	54
Gráfica 14. Ajuste del corte de agua para el grupo 1 en el pozo QF-122H	54
Gráfica 15. Ajuste de caudal para el grupo 2 en el pozo QF-122H	55
Gráfica 16. Ajuste del corte de agua para el grupo 2 en el pozo QF-122H	55
Gráfica 17. Ajuste de caudal para el grupo 3 en el pozo QF-122H	56
Gráfica 18. Ajuste del corte de agua para el grupo 3 en el pozo QF-122H	56
Gráfica 19. Ajuste de caudal para el grupo 1 en el pozo QF-104H	58
Gráfica 20. Ajuste de corte de agua para el grupo 1 en el pozo QF-104H	58
Gráfica 21. Ajuste de caudal para el grupo 2 en el pozo QF-104H	59
Gráfica 22. Ajuste del corte de agua para el grupo 2 en el pozo QF-104H	59
Gráfica 23. Ajuste de caudal para el grupo 3 en el pozo QF-104H	60
Gráfica 24. Ajuste del Corte de agua para el grupo 3 en el pozo QF-104H	60
Gráfica 25. Resultados de la medición virtual del caudal en el pozo QF-008.....	71
Gráfica 26. Cono de discrepancia de la medición virtual del caudal en el pozo QF-008	71
Gráfica 27. Resultados de la medición virtual del corte de agua para el pozo QF-008	72
Gráfica 28. Cono de discrepancia de la medición virtual del corte de agua en el pozo QF-008	72
Gráfica 29. Resultados de la medición virtual del caudal en el pozo QF-292H	73

Gráfica 30. Cono de discrepancia de la medición virtual del caudal en el pozo QF-292H.....	74
Gráfica 31. Resultados de la medición virtual del corte de agua para el pozo QF-292H.....	74
Gráfica 32. Cono de discrepancia de la medición virtual del corte de agua en el pozo QF-292H.....	75
Gráfica 33. Resultados del caudal después del procesamiento de datos en el pozo QF-292H.....	76
Gráfica 34. Resultados del corte de agua después del procesamiento de datos en el pozo QF-292H.....	77
Gráfica 35. Resultados de la medición virtual del caudal para el pozo QF-344H .	78
Gráfica 36. Cono de discrepancia para la medición virtual del caudal en el pozo QF-344H.....	78
Gráfica 37. Resultados de la medición virtual del corte de agua para el pozo QF-344H.....	79
Gráfica 38. Cono de discrepancia para la medición virtual del corte de agua en el pozo QF-344H.....	79
Gráfica 39. Resultados de la medición virtual del caudal para el pozo QF-284H .	80
Gráfica 40. Cono de discrepancia para la medición virtual del caudal en el pozo QF-284H.....	81
Gráfica 41. Resultados de la medición virtual del corte de agua para el pozo QF-284H.....	81
Gráfica 42. Cono de discrepancia para la medición virtual del corte de agua en el pozo QF-284H.....	82

TERMINOLOGÍA

Absolute Open Flow (AOF): Caudal máximo ideal cuando la presión de fondo fluyendo es cero.

Basic Sediment and Water (BS&W): Porcentaje de sedimentos básicos y agua presentes en el fluido producido. El termino BS&W en este documento concierne únicamente al corte de agua en el fluido producido.

Best Efficiency Point (BEP): Es el punto de mejor eficiencia en el que trabaja la bomba.

Bolt On Head (BOH): Presión en cabeza, o descarga en la cabeza de la bomba. Es la presión a la salida de la bomba BES.

Brownfield: Desarrollo en proyectos existentes.

Capital Expenditures (CAPEX): Inversiones de capital que crean beneficios.

Casing: Tubería de revestimiento.

Distributed Control System (DCS): Sistema de control aplicado a procesos industriales complejos.

Downstream: Hace referencia a los componentes aguas abajo del nodo.

Greenfield: Realizar proyectos desde cero o cambiar completamente uno existente.

History Matching: Ajuste histórico de los datos reales con datos de un software, ara realizar una corrida en el programa.

Hydraulic Institute (HI): Instituto Hidráulico.

Inflow: Sección de entrada de fluido al sistema.

Intake: Es la sección de entrada de fluido a la bomba, conocido también como succión.

Inter Diamater (ID): Diámetro interno, normalmente de una tubería.

Measured Depth (MD): Profundidad medida.

Operating Expenditures (OPEX): Gastos operativos, operacionales, o de funcionamiento.

Outflow: Sección de salida de fluido del sistema.

Pressure Reservoir (P_R): Presión de yacimiento.

Pump Intake Pressure (PIP): Presión en la succión de la bomba, generada por el nivel de fluido encima de este punto.

Static Bottom Hole Pressure (SBHP): Presión de yacimiento, o presión estática.

Shut Down: Estado de apagado o inicio de la bomba.

Software: Es un conjunto de rutinas programadas que permiten realizar tareas determinadas.

Supervisory Control And Data Adquisition (SCADA): Programa que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

Survey: Conjunto de datos medidos y grabados de la trayectoria del pozo con referencia particular a un área de la superficie de la tierra.

Tubing Head Pressure (THP): La presión en cabeza de pozo.

Tubing Head Temperature (THT): Temperatura en la cabeza de pozo.

Tubing: Tubería de producción.

Upstream: Componentes aguas arriba del nodo.

Variable Speed Driver (VSD): Componente de superficie de la BES que permite controlar la velocidad giratoria, frecuencia (Hz), de la bomba.

Viscosity Blend Number (VBN): Índice de viscosidad para un componente de una mezcla de fluidos.

Virtual Flow Meter (VFM): Medidor virtual de flujo.

Virtual Metering System (VMS): Sistema de medición virtual.

Virtual metering: Medición Virtual.

Wellbore: Cara del pozo, o Cara de los perforados.

RESUMEN

Palabras claves: Medidor virtual, Corte de agua, bomba electrosumergible, viscosidad, análisis nodal.

Se presenta un medidor virtual que permite medir en tiempo real el caudal y el corte de agua para pozos con bombeo electrosumergible. Está basado en el desempeño real de operación de la bomba, afectado por la viscosidad del fluido producido y en el análisis nodal del pozo principalmente.

Se evalúan tres diferentes métodos para realizar la corrección de la curva estándar de la bomba por el efecto de la viscosidad, así como tres métodos para determinar la viscosidad de la mezcla agua-crudo sin tener en cuenta el efecto adicional que pueda generar la emulsión y el punto de inmersión.

Se proponen dos modelos para la calibración y ejecución del medidor. Los dos métodos se basan en el mismo principio de funcionamiento, el cual es la convergencia de una variable o un punto en específico en función del corte de agua. El primer método es por la presión de descarga, y el segundo es mediante la potencia de la bomba. el modelo utilizado finalmente es el segundo, ya que permite calcular el caudal y el corte de agua de forma simultánea.

El modelo presentado sugiere el uso del método para la corrección de la curva de la bomba que mejor se ajusta a los datos y también un método que calcula la viscosidad de la mezcla para la medición virtual del caudal y corte de agua en los pozos del campo Quifa.

ABSTRACT

Key words: Virtual metering, water cut, electrical submersible pump, viscosity, nodal analysis.

A virtual meter is presented which allows to measure the flow rate and the water cut in real time for wells with electrical submersible pump. It is based on the real operation performance of the pump, affected by the viscosity of the produced fluid and the nodal analysis of the well mainly. Three different methods are evaluated to do the correction of the pump standard curve due to the effect of viscosity; as well as three methods to determine the viscosity of the water-oil mixture without taking into account the additional effect that the emulsion can generate and the immersion point. Two models are proposed for the calibration and the execution of the model. Both methods are based on the same functioning principle, which is the convergence of a variable or a specific point as a function of the water cut. The first method uses the outtake pressure and the second one the pump power.

The model applied is finally the second model because it allows for the calculation of the flow rate and the water cut of the pump simultaneously. The model presented suggests the use of the method for the correction of the pump curve which better adjusts to the data and also a method that calculates the mixture viscosity for the virtual measurement of the flow rate and the water cut in the wells of the Quifa field.

INTRODUCCIÓN

El corte de agua es un parámetro que se requiere conocer a cada momento para monitorear el yacimiento y encontrar oportunidades de optimización tanto en producción primaria como en procesos de inyección de agua. Algunas de estas oportunidades son: aumentar la producción de crudo, disminuir la producción de agua, o establecer una frecuencia de operación óptima. Además, el corte de agua permite también monitorear el ciclo de producción de agua mediante perfiles de producción y simulaciones de yacimientos que caracterizan el flujo.

Desafortunadamente, las medidas del corte de agua guardan un alto grado de incertidumbre debido a factores como: la forma en que se toma la muestra, el tiempo de toma de muestra, entre otros. De igual manera, en ocasiones no es posible obtener una medida del corte de agua por problemas con la capacidad de los tanques u otras situaciones que impiden tener la medida del agua por un periodo de tiempo. O simplemente en un escenario de bajos costos, la toma y análisis de muestras, que implica el costo de personal, son recortados.

Aunque la medida del corte de agua en tiempo real no es un impedimento para desarrollar un campo petrolero, si permite realizar mediciones sin tener que poner a probar los pozos, detectar de forma rápida el exceso de producción de agua y ayudar a evaluar la implementación de tecnologías para eliminar los problemas asociados con el agua. Carecer con frecuencia de este valor es cómo conducir a ciegas.

Los avances tecnológicos en computación, sistemas de redes y comunicación, permiten que todos los días se trabaje en el desarrollo de sistemas alternativos mucho más económicos para la obtención, monitoreo y recopilación de información requerida para mejorar el desarrollo de los campos petroleros. En los últimos años se ha venido impulsando un sistema para tener información en tiempo real, conocido como medidor virtual (*Virtual Metering*), el cual está revolucionando la forma de administrar los campos petroleros.

Los medidores virtuales, con cierto margen de incertidumbre, permiten una aproximación muy cercana a las condiciones reales dependiendo de la cantidad de datos históricos del campo y del ajuste realizado. Entretanto no se desarrollen equipos económicamente accesibles para la toma de datos, la combinación de modelos matemáticos, sistemas de información como SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) y avances tecnológicos, son un recurso importante para tal objetivo, sobre todo porque permiten realizar el monitoreo en línea en tiempo real.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. MEDICIÓN VIRTUAL

Los sistemas de medición virtual, o *virtual metering system* en inglés (VMS), se basan en el uso de instrumentación convencional de presión y temperatura para realizar una medición¹. Los medidores de flujo virtual o VFM por sus siglas en inglés (*Virtual Flow Meter*), hacen parte de este sistema y permiten monitorear la producción de los pozos de forma individual en tiempo real. De esta forma los operadores pueden optimizar la producción y aumentar el tiempo de operación de los pozos.

El interés en los medidores virtuales de flujo por parte de la industria, ha ido incrementado a medida que se toma conciencia y confianza de los alcances y beneficios que tienen como alternativa o como respaldo a las mediciones convencionales. A pesar de que esta tecnología lleva más de 20 años operando, la acogida ha sido lenta². La mayoría de aplicaciones se han implementado en pozos costa afuera, donde el espacio y los costos para la instalación de medidores físicos para cada uno de los pozos resultan muy altos; sin embargo, esta tecnología también es aplicada en pozos de campos costa adentro.

Los VFM de flujo pueden diferir en sus alcances, pero en general todos realizan una medición del caudal de fluido producido. Existen unos tipos de medidores que son multifásicos y discriminan la producción de agua petróleo y gas en forma individual, y otros bifásicos gas-liquido o liquido-liquido. En este caso el medidor virtual está enfocado en la medición bifásica liquido-liquido, para conocer el corte de agua en pozos con bombas electrosumergibles. Este es alimentado de fuentes de datos como SCADA y los reportes diarios de producción, entre otras.

El modelo desarrollado para el medidor virtual difiere de los modelos típicos que se utilizan en un sistema de producción para un pozo. Ya que consta de un modelo bifásico y un modelo para la bomba electro sumergible, mientras que los modelos típicos se basan en modelos para el *wellbore* y otro modelo para el choque³.

¹ WOOD GROUP: "Field Experiences With Virtual Metering Technology" [En Línea] <https://www.woodgroup.com/__data/assets/pdf_file/0018/6147/Article-Virtuoso-Virtual-Metering-World-Pipelines-Dec-2010.pdf>

² R. Varyan, R. K. Haug, y D.G. Fonnes, FMC Technologies: "Investigation on the Suitability of Virtual Flow Metering System as an Alternative to the Conventional Physical Flow Meter". SPE-176432-MS

³ R. Varyan, Forsys Subsea: "Cost Saving Implementing Virtual Flow Metering at Various Fields and Engineering Phases – A Case Study. OTC-26637-MS.

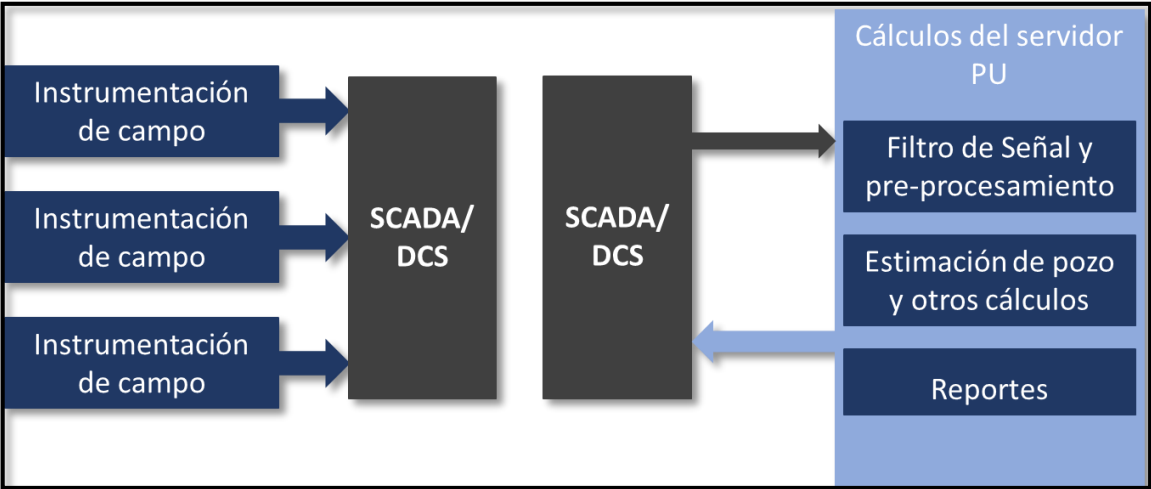
De esta forma el medidor virtual permite tener el dato las 24 horas del día con un bajo nivel de incertidumbre, generalmente menor al 5%, siempre y cuando los datos estén disponibles. Teniendo como resultado ahorros de costos operacionales y en compras de equipos.

1.1.1. Antecedentes

Empresas operadoras han implementado y algunas han desarrollado sus propios sistemas de medición de flujo en tiempo real para la aplicación en sus campos. Shell, por ejemplo, ha desarrollado una herramienta VFM llamada *Production Universe* (PU). Esta herramienta es implementada en el 60% de la producción global de la compañía, y le ha generado un valor agregado en las áreas de supervisión en tiempo real y optimización.

El modelo de la herramienta PU se alimenta de mediciones ya existentes en tiempo real, como la presión en cabeza de pozo y pruebas de pozo. Los sistemas de control distribuido DCS por sus siglas en inglés (*Distributed Control System*), SCADA o los historiales de pruebas hacen llegar dicha información. El uso de correlaciones para trabajar con estos datos es la base para el funcionamiento del medidor virtual. Luego de que la información es ingresada en la herramienta, esta desarrolla un modelo. PU usa los modelos para calcular automáticamente flujos de aceite, gas y agua para cada pozo. La figura 1 ilustra en un diagrama el proceso de la herramienta para el cálculo de flujo.

Figura 1. Diagrama de flujo de la herramienta PU

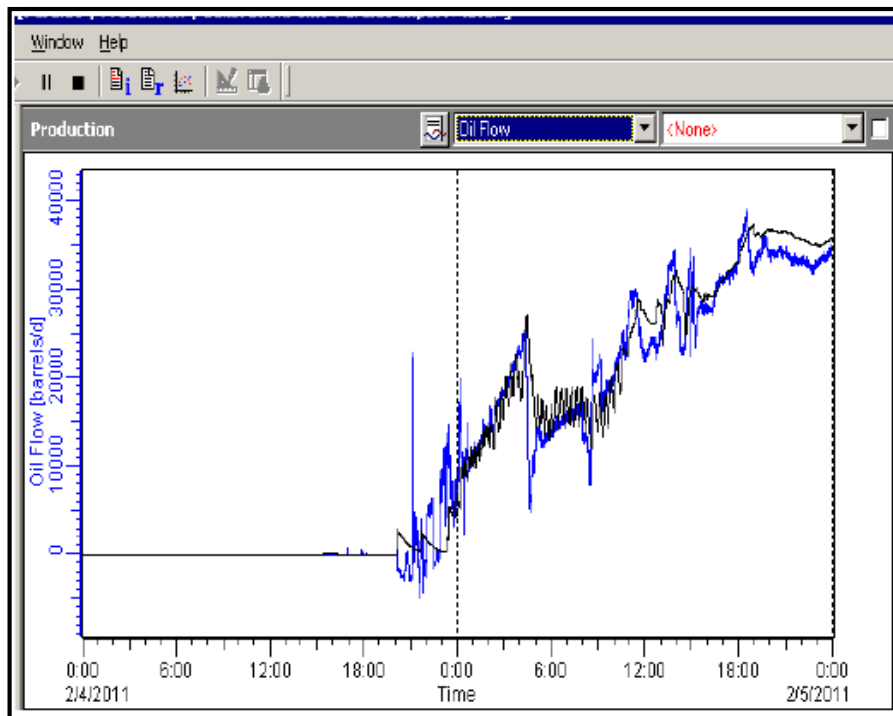


Fuente: R. Cramer, N. Griffiths, P. Kinghom, D. Schotanus(Shell global Solutions), John Brutz (Shell USA), Shell Oman): Virtual Measurement Value During Start-up of Major Offshore Projects IPTC 14518. [Modificada]

Production Universe (PU), ha sido aplicada en el desarrollo de nuevos proyectos de Shell costa afuera en el Golfo de México y en el medio oriente. Esta herramienta tiene como gran ventaja su aplicabilidad a todo tipo de pozos, flujo natural, con levantamiento artificial, costa afuera, costa adentro, en aguas profundas, e incluso en aguas someras, permitiendo su amplia aplicación en los pozos de la compañía. El resultado de esta implementación se ve reflejada en ahorros significativos de CAPEX (*Capital Expenditure*) y OPEX (*Operational Expenditure*).

La figura 2 dejar ver el comportamiento de la herramienta calculando la producción total de los pozos y la compara con la medición que realiza los medidores de la plataforma para una facilidad en el golfo de México.

Figura 2. Comportamiento favorable en la estimación de producción de la herramienta PU con las mediciones hechas durante el arranque de una facilidad



C

Fuente: R. Cramer, N. Griffiths, P. Kinghom, D. Schotanus(Shell global Solutions), John Brutz (Shell USA), Shell Oman): Virtual Measurement Value During Start-up of Major Offshore Projects IPTC 14518.

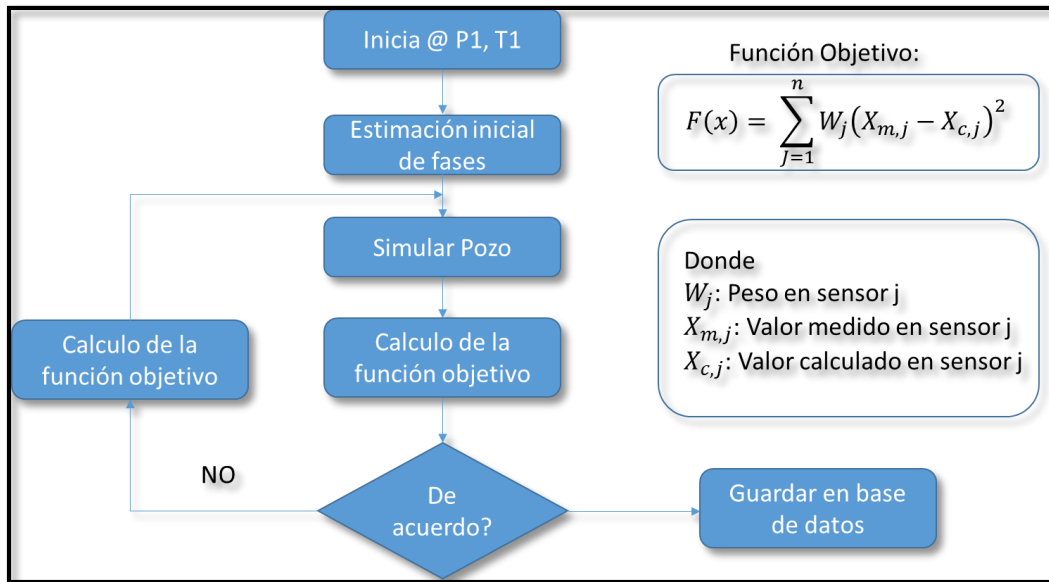
Además de los ahorros en dinero, la aplicación de esta herramienta ha permitido también:

- Buena supervisión pozo a pozo.
- Temprana indicación del comportamiento del flujo en el pozo y yacimiento.

- Medición de la producción diaria total para pozos individuales y colectivos.

Otra compañía que ha realizado con éxito la implementación de medidores virtuales en pozos ha sido Forsys Subsea. Ellos evaluaron la aplicación del VFM tanto en campos maduros (*Brown Field*) como a tiempos tempranos de desarrollo de campos (*Green Field*). La metodología que implementa esta compañía es ilustrada en la figura 3.

Figura 3. Metodología implementada por Forsys Subsea en VFM



Fuente: Varyan, Forsys Subsea: “Cost Saving Implementing Virtual Flow Metering at Various Fields and Engineering Phases – A Case Study. OTC-26637-MS [Modificada]

El modelo inicia con el ingreso de data a presión inicial (P1) y temperatura inicial (T1). Luego este hace una estimación inicial y enseguida calcula la respuesta del sensor correspondiente. La desviación entre el valor medido y el calculado es evaluada por una función objetivo. Este procedimiento es iterativo hasta que el valor calculado cumpla un criterio de aceptación como lo muestra la figura 4. Al finalizar el proceso los valores calculados son almacenados a un servidor de datos temporal del VFM. El desempeño y la precisión del VFM están principalmente en función de la calidad, la disponibilidad de los sensores y de los datos de entrada⁴.

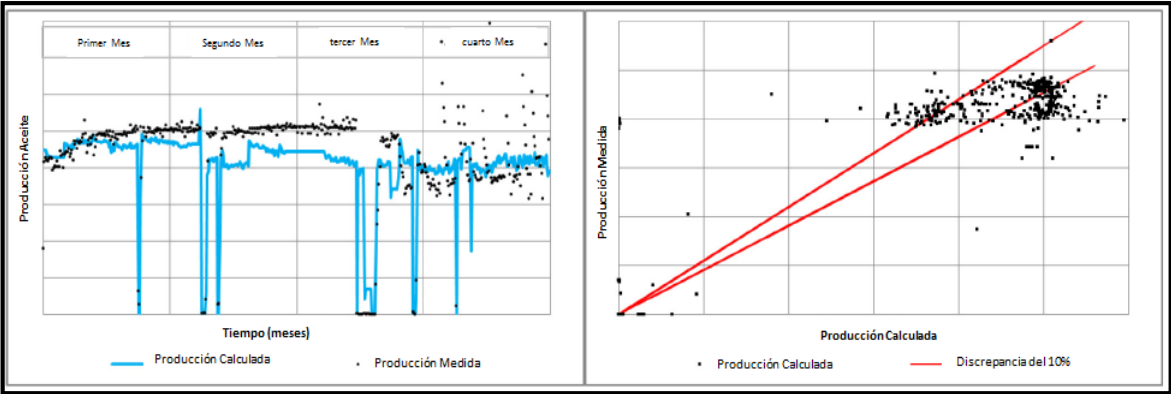
Adicional a los criterios para la precisión del modelo es necesario realizar un ajuste histórico, *history matching* como se conoce en inglés, para compensar incertidumbres que pueden alterar las mediciones. Los fenómenos que pueden

⁴ Varyan, Forsys Subsea: “Cost Saving Implementing Virtual Flow Metering at Various Fields and Engineering Phases – A Case Study. OTC-26637-MS

alterar las mediciones están asociados principalmente por la erosión, la corrosión, o la depositación de sólidos en la tubería o en las etapas de la bomba.

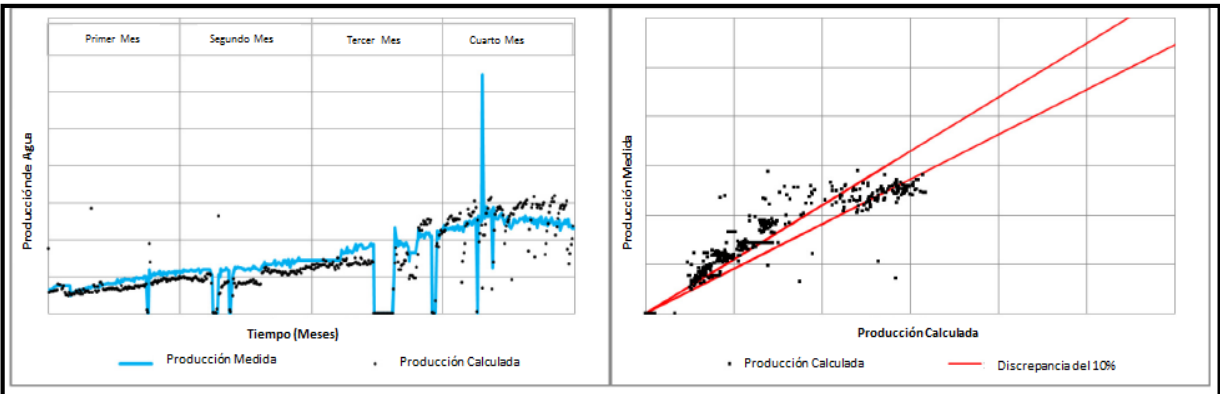
Los resultados obtenidos para un pozo en *green field* son mostrados en las figuras 4 y 5. Donde se muestran los datos calculados una vez el modelo ha sido calibrado. Los datos calculados se encuentran dentro de un rango del 10% de discrepancia respecto a los datos medidos por el medidor multifásicos.

Figura 4. Producción de aceite en modelo calibrado



Fuente: Varyan, Forsys Subsea: “Cost Saving Implementing Virtual Flow Metering at Various Fields and Engineering Phases – A Case Study. OTC-26637-MS

Figura 5. Producción de agua en modelo calibrado



Fuente: Varyan, Forsys Subsea: “Cost Saving Implementing Virtual Flow Metering at Various Fields and Engineering Phases – A Case Study. OTC-26637-MS

Los sistemas donde más se reflejaron los ahorros fueron:

Sistema de completamiento: El ahorro en CAPEX aumenta linealmente con el número de instalaciones en los pozos del campo. El ahorro puede llegar al millón de dólares, dependiendo del tipo y tamaño del medidor de flujo que se instale.

Sistema de control: Sin un medidor de flujo instalado, disminuye los equipos necesarios de control para el medidor, reduciendo el consumo de electricidad. El ahorro en CAPEX que se estima por pozo es de veinte mil dólares.

Instalación: Sin la instalación de un medidor de flujo físico, el ahorro en tiempo y en viajes marítimos está estimado entre uno a dos millones de dólares para plataformas Offshore.

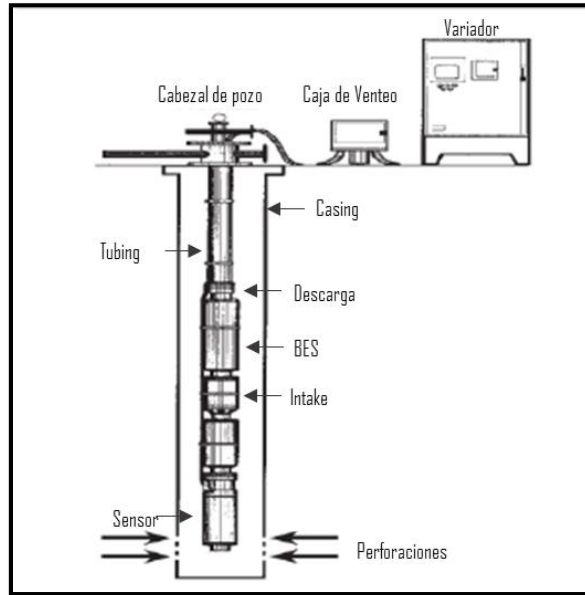
1.2. EL POZO

El pozo es el canal que permite la comunicación entre un yacimiento petrolífero con la superficie mediante un diferencial de presión, la cual es generada usualmente por el sistema de levantamiento artificial disminuyendo el nivel de fluido. El completamiento del pozo establece condiciones eficientes para la producción de los fluidos de la formación. Este varía según requerimientos, ya que todos los pozos son únicos y diferentes. En forma general consta de tuberías de revestimiento (*casing*), tubería de producción (*tubing*) y de un sistema de levantamiento artificial. Hay trabajos adicionales como los de control de arena o asentamientos de empaques que se realizan dependiendo a las necesidades. La figura 6 ilustra un completamiento sencillo con bomba electrosumergible.

El estado mecánico es la hoja de vida del pozo, en el cual se realiza una completa descripción de equipos y accesorios que se han instalado en el mismo. Especificando profundidades de tope y base, diámetros y longitudes. Los datos más relevantes que se necesitan del estado mecánico para realizar el modelo de medición virtual son:

- Diámetro del casing.
- Diámetro y características del tubing.
- Profundidad del sensor, succión (*Intake*) y descarga.
- Profundidad de los perforados.
- Profundidad de herramientas instaladas.

Figura 6. Completamiento sencillo con bomba electrosumergible



Fuente: Danilo Arcentales, Marco Caizapanta, Ing. Bolívar Miranda “Aplicación del Análisis nodal Para La Evaluación Del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electro Sumergible Del Campo Esspol III” [Modificada]

1.3. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad (IP) permite tener una descripción muy aproximada del desempeño de los pozos. El IP fue desarrollado asumiendo que⁵:

- El flujo alrededor del pozo es radial.
- Se tiene una fase líquida incompresible fluyendo.
- Distribución de la permeabilidad homogénea.
- Yacimiento saturado con el fluido incompresible.

Para estas condiciones la ecuación 1 desarrollada por Darcy se puede resolver para calcular el caudal del pozo.

⁵ Tacks Gabor, Electrical Submersible Pump Manual, 2009.

$$q = \frac{0.00708 k h}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} (P_r - P_{wf})$$

Ecuación 1

Donde,

q : Caudal STB/d

r_e : Radio drene, ft

r_w : Radio de la cara del pozo, ft

P_r : Presión de yacimiento, psi

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo, psi

μ : Viscosidad dinámica, cP

k : Permeabilidad, mD

h : Espesor de interés, ft

B : Factor volumétrico del líquido bbl/STB

Como la mayoría de los parámetros de la derecha son constantes, todos se relacionan con el coeficiente de índice de productividad IP el cual obedece a la pendiente de una línea recta descrita por la ecuación 2, como se observa en la figura 7.

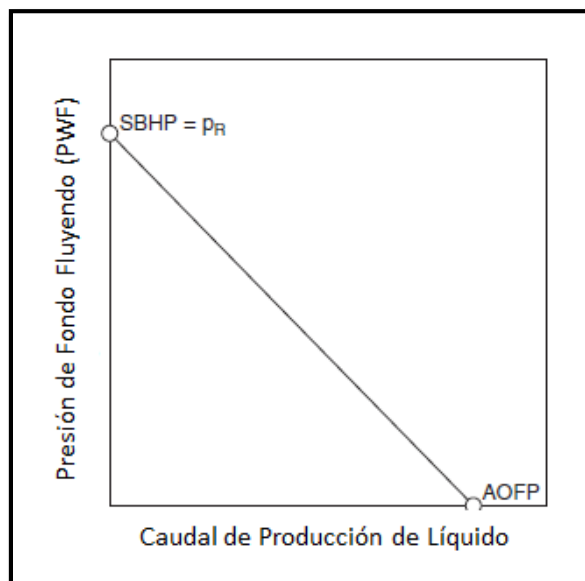
$$q = IP (P_r - P_{wf})$$

Ecuación 2

Donde,

IP : Índice de productividad, STB/d/psi

Figura 7. Índice de productividad con IP constante



Fuente: Gabor Tacks. Electrical Submersible Pump Manual [Modificada]

1.4. CURVA IPR (Inflow Performance Relationship)⁶

En la mayoría de pozos con levantamiento artificial no se puede asumir que el fluido producido es solo una fase incompresible. Por esta razón, el concepto de *IP* no aplica, debido a que no se mantiene constante con presencia de gas y/o agua. Para determinar el comportamiento de yacimientos bifásicos o multifásicos, diferentes autores han propuesto correlaciones para determinar el desempeño del yacimiento; sin embargo la más usada es la propuesta por Vogel.

Correlación de Vogel: el método considera presiones por debajo del punto de burbuja y diferentes caídas de presión encontrando que el comportamiento del IP no obedece a la pendiente de una línea recta como lo muestra la figura 8, la ecuación 3 describe el comportamiento de la curva.

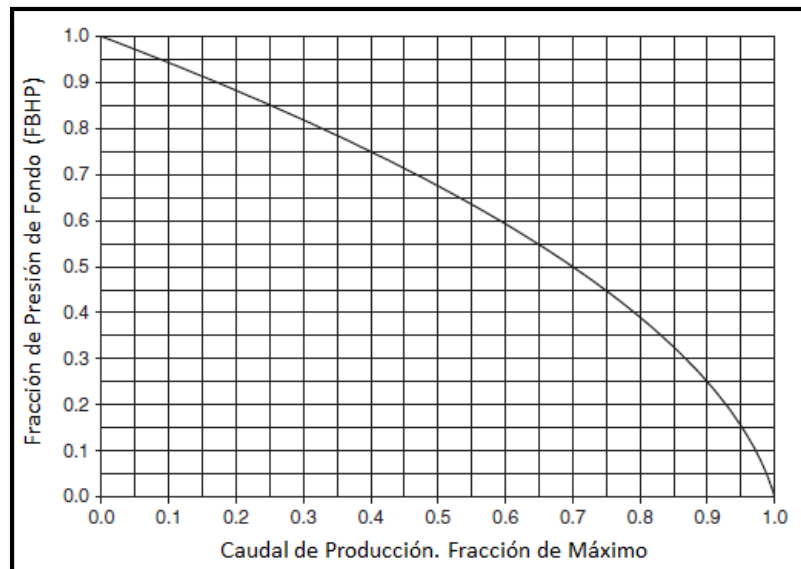
$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Ecuación 3

Donde,

q_{max} : Caudal máximo, STB/d

Figura 8. Curva IPR de Vogel



Fuente: Gabor Tacks. Electrical Submersible Pump Manual [Modificada]

⁶ Tacks Gabor, Electrical Submersible Pump Manual, 2009.

1.5. FLUJO EN TUBERÍAS

1.5.1. Número de Reynolds⁷.

El comportamiento de un fluido en particular, hablando de las pérdidas de energía, depende de que el flujo sea laminar o turbulento. El carácter del flujo en la tubería está en función de cuatro variables: la densidad del fluido, su viscosidad, su viscosidad, el diámetro del tubo y la velocidad promedio del flujo.

El número de Reynolds es la relación de la fuerza de inercia sobre un elemento de fluido a la fuerza viscosa, este número es adimensional denotado por la ecuación 4.

$$N_R = \frac{\rho \vartheta D}{\mu} = \frac{\vartheta D}{\nu}$$

Ecuación 4

Donde,

N_R : Número de Reynolds, adimensional

ρ : Densidad del fluido, gr/cm³

μ : Viscosidad dinámica del fluido, cP

ϑ : Velocidad de flujo, cm/s

D : Diámetro de tubería, cm

ν : Viscosidad cinemática, St

1.5.2. Numero crítico de Reynolds⁸

Para aplicaciones prácticas en flujo de tuberías, se estableció que si el número de Reynolds es menor a 2500 el comportamiento es laminar. Si el número de Reynolds es mayor a 4000, el flujo será turbulento. En el rango de número de Reynolds entre 2500 y 4000 es imposible predecir que flujo existe, por la tanto es denominada la región crítica.

1.5.3. Ecuación de Darcy-Weisbach

Una componente de la pérdida de energía es la fricción en el fluido que circula. Para el caso de flujo en tubería, la fricción es proporcional a la carga de velocidad y a la relación de la longitud al diámetro de la corriente. De acuerdo a lo anterior la ecuación de Darcy-Weisbach se expresa matemáticamente por la ecuación 5.

⁷ Mott L. Robert, Mecánica de Fluidos. Sexta Edición

⁸ Mott L. Robert, Mecánica de Fluidos. Sexta Edición

$$h_L = f \times \frac{L}{D} \times \frac{v^2}{2g}$$

Ecuación 5

Donde,

h_L : Pérdida de energía debido a la fricción, ft

f : Factor de fricción, adimensional

L : Longitud de flujo, ft

v : Velocidad del fluido ft/s

g : Gravedad, ft/s²

D : Diámetro de tubería, ft

1.5.4. Factor de Fricción en Flujo Laminar

En flujo laminar el fluido parece moverse como si fueran varias capas, una sobre la otra. La viscosidad del fluido hace que se cree un esfuerzo cortante entre sus capas. Este esfuerzo cortante crea unas fuerzas de fricción, haciendo que el fluido pierda energía para poder vencerlas. En el flujo laminar es posible obtener una relación entre la pérdida de energía y los parámetros del sistema de flujo. La ecuación de Hagen-Poiseuille describe dicha relación en la ecuación 6.

$$h_L = \frac{32 \mu L v}{\gamma D^2}$$

Ecuación 6

El factor de fricción puede ser calculado para flujo laminar igualando las ecuaciones de pérdida de energía por la fuerza de fricción de Poiseuille y Darcy, resultando la ecuación 7.

$$f = \frac{64\mu}{\rho v D} = \frac{64}{N_R}$$

Ecuación 7

1.5.5. Factor de Fricción en Flujo Turbulento.

El flujo turbulento es caracterizado por fluctuaciones aleatorias y rápidas en la velocidad, ocasionando remolinos a lo largo del flujo. Estas fluctuaciones proveen un mecanismo adicional de momento y transferencia de energía. Este flujo desordenado transporta masa, momento y energía a otras regiones del flujo mucho más rápido que la difusión molecular. Como resultado, el flujo turbulento está asociado a coeficientes de fricción, transferencia de calor y transferencia de masa mucho más grande que en flujo laminar⁹.

⁹ Yunus A. Cengel John M. Cimbala, Fluid Mechanics

El factor de fricción adimensional depende también de la rugosidad relativa de la tubería. Esta rugosidad es la relación del diámetro de la tubería a la rugosidad promedio de su pared¹⁰.

El factor de fricción para este régimen de flujo puede ser calculado mediante la lectura del diagrama de Moody o utilizando ecuaciones empíricas. Si el factor de fricción solo se debe conocer una vez, el uso del diagrama de Moody es muy acertado. Pero este diagrama es dispendioso de programar y no ofrece ninguna ventaja, por lo que el método empírico más recomendado es la ecuación de Colebrook. No obstante, se debe resolver por el método de iteración. Aunque la solución se halla mediante pocas iteraciones, para largos tramos de tubería aumenta el tiempo de consumo en la programación y puede ser una fuente de error¹¹.

Métodos directos, como Blasius, Swamee-Jain o Haaland, han sido validados para la solución del factor de fricción. El método empleado en el modelo del medidor virtual es el de Swamee-Jain, descrito por la ecuación 8.

$$f = 0.25 \left[\log \left(\frac{\varepsilon}{3.7D} + \frac{5.74}{N_R^2} \right) \right]^{-2} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde,

ε : Rugosidad de la tubería, adimensional

1.6. VISCOSIDAD

La viscosidad es una característica fundamental propia de todos los líquidos. Es una medida de la resistencia de los fluidos a una deformación gradual debido a un esfuerzo de cizalla o al esfuerzo de tracción. La viscosidad surge de las colisiones entre las partículas del fluido que se mueven a diferentes velocidades. Las partículas de un fluido que se mueven a través de un tubo van a tener una velocidad máxima en el eje longitudinal del tubo y más lenta cerca de las paredes¹².

La viscosidad se expresa en dos formas diferentes, viscosidad absoluta o dinámica y viscosidad cinemática.

¹⁰ Mott L Robert, Mecánica de Fluidos, Sexta Edición.

¹¹ Kijjävi Jukka, Darcy Friction Factor Formulae in turbulent Pipe Flow Lunowa Fluid Mechanics Paper 110727

¹² Marcano Rubèn, Viscosidad [En Línea]

<https://marcanord.files.wordpress.com/2013/01/viscosidad-rdmc.pdf>

1.6.1. Viscosidad Dinámica y Cinemática

Las dimensiones de viscosidad absoluta o dinámica son el esfuerzo cortante y la tasa de corte. Se mide en sistema internacional en pascal-segundo (Pa.s) y en el sistema cegesimal la unidad de viscosidad dinámica es el Poise equivalente a 100 Centipoise¹³. La ecuación 9 describe la relación para la viscosidad absoluta.

$$\mu = \sigma \frac{x}{\vartheta} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde,

σ : Esfuerzo de corte, Pa

x : Desplazamiento, m

ϑ : Velocidad, m/s

μ : Viscosidad dinámica, Pa.s

La viscosidad cinemática es la razón de la viscosidad dinámica (μ) con la densidad del fluido. Se mide en el sistema internacional en metros cuadrados por segundos ($\text{m}^2.\text{s}$), Para el sistema cegesimal es el Stoke, equivalente 100 Centistokes (cSt) o a $0,0001 \text{ m}^2/\text{s}$ en el sistema internacional y se expresa según la ecuación 10.

$$v = \frac{\mu}{\rho} \times 1000 \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde,

v : Viscosidad cinemática, cSt

μ : Viscosidad dinámica, cP

ρ : Densidad del fluido, Kg/m^3

La viscosidad de la mezcla entre agua y crudo, que es realmente el punto de interés, se explica en el capítulo 3.

1.7. CORTE DE AGUA DE PRODUCCIÓN

El corte de agua es un parámetro operacional característico para cada pozo. Este representa el porcentaje en volumen de agua producida en un volumen total de fluido producido. Se debe tener clara la diferencia entre el corte de agua y el BS&W,

¹³ Chaparro Fonseca Erwin, Efecto del Corte de Agua y la Viscosidad del Fluido de Producción en la Eficiencia Volumétrica de las Bombas de Cavidades Progresivas, [Tesis]

por sus siglas en inglés *Basic Sediment and Water*. Este último tiene en cuenta los sedimentos producidos además del corte de agua de producción¹⁴.

Pero para efectos prácticos en el desarrollo del modelo se va a denominar el corte de agua como BS&W sin tener en cuenta los sólidos. Según lo anterior el BS&W se puede expresar como lo muestra la ecuación 11.

$$\%BS\&W = \frac{V_{H_2O}}{V_{Total}} \times 100$$

Ecuación 11

Donde,

V_{H_2O} : Volumen de agua, bbl

V_{Total} : Volumen de fluido total, bbl

1.8. BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE¹⁵

Las bombas electro sumergibles (BES) han demostrado a través del tiempo su eficiente capacidad para levantar grandes cantidades de fluido líquido (petróleo, agua o la mezcla de los dos). Las BES son corridas acopladas en la parte inferior de la tubería de producción, sumergidas en el fluido del pozo.

Las bombas electro sumergibles trabajan bajo el principio dinámico, agregando energía en forma de presión al fluido que se va moviendo a través de las etapas de la bomba. Estas son bombas centrifugas que trabajan con su eje en posición vertical y sus principales características son:

- Bombas multi-etapas conectadas en serie.
- Tienen un único lado de succión.
- Bombas autocebantes.
- Tienen una configuración en flujo radial o mixto.

El movimiento centrifugo está dado por una fuerza motriz que genera un movimiento rotatorio en las etapas. Las etapas están compuestas por dos componentes básicos, el impulsor que tiene paletas rotativas y el difusor que actúa como cubierta del impulsor para dirigir el fluido.

¹⁴ Chaparro Fonseca Erwin, Efecto del Corte de Agua y la Viscosidad del Fluido de Producción en la Eficiencia Volumétrica de las Bombas de Cavidades Progresivas, [Tesis].

¹⁵ Tacks Gabor, Electrical Submersible Pumps Manual. 2009

1.8.1. Componentes del sistema BES*

1.8.1.1. Componente de Superficie del Sistema BES

Los equipos de superficie de un sistema BES básicamente son:

- Transformador.
- Variador.
- Caja de Venteo.
- Cable Eléctrico.
- Conector de superficie.
- Cabezal del pozo.

1.8.1.2. Componentes de Fondo del Sistema BES

Los equipos de fondo de un sistema BES básicamente son:

- Sensor.
- Motor.
- Protector.
- *Intake*
- Separador de gas.
- Cuerpo de Bomba (etapas).
- Descarga.

1.8.2. CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA¹⁷

La curva de desempeño de las BES es desarrollada con pruebas de laboratorio utilizando agua bajo las condiciones descritas en la norma API RP 11S2 a una temperatura de 60° F. La prueba se realiza a una velocidad constante variando el caudal, estrangulando la cabeza de descarga. Basados en mediciones a diferentes ratas de flujo, se deben graficar tres parámetros en función del caudal:

- El levantamiento desarrollado.
- La potencia (HP) requerida para bombear el fluido (agua).
- La eficiencia.

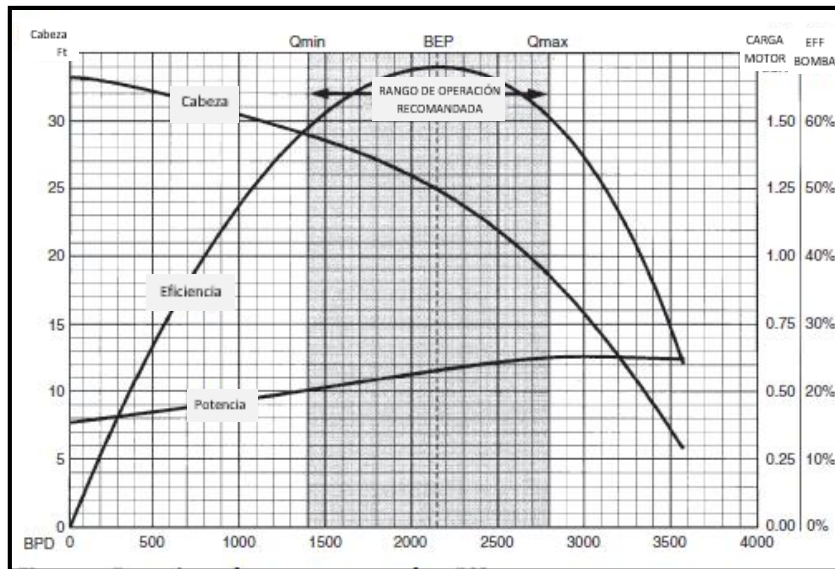
La velocidad rotacional es de 3500 RPM para 60 Hz de frecuencia. Esta velocidad usualmente es asumida porque la velocidad real cuando el motor está totalmente cargado es de 3600 RPM. Los experimentos que se lleven a cabo a diferentes

* No se va a entrar en detalles para cada componente de la bomba, ya que no es el objetivo del trabajo de grado. Sin embargo es importante nombrarlos porque hacen parte del sistema.

¹⁷ Tacks Gabor, Electrical Submersible Pump Manual, 2009.

velocidades se deben corregir usando las leyes de afinidad. La figura 9 muestra un ejemplo de la curva de desempeño de una BES.

Figura 9. Ejemplo de la curva de desempeño



Fuente: Gabor Tacks. Electrical Submersible Pump Manual [Modificada]

1.8.3. Leyes de afinidad¹⁸

Los variadores de frecuencia, *Variable Speed Drives* (VSD), como se conocen en inglés, han permitido que la frecuencia eléctrica con la que trabajan los motores de las bombas pueda variarse. Se ha investigado el desempeño de las bombas a diferentes velocidades, y se han establecido reglas básicas de la operación. Las relaciones que existen entre la velocidad actual de la bomba y los parámetros más importantes (capacidad, cabeza, eficiencia y potencia) según las leyes de afinidad son:

- La capacidad de la bomba varía directamente proporcional con la velocidad de operación.
- El levantamiento de la bomba varía proporcionalmente con el cuadrado de la velocidad de operación.
- La eficiencia de la bomba no se ve afectada por el cambio de velocidad.
- La potencia requerida para operar la bomba varía proporcionalmente con la velocidad al cubo.

Estas relaciones se pueden expresar matemáticamente como lo muestran las ecuaciones 12 a la 15.

¹⁸ Tacks Gabor, Electrical Submersible Pump Manual, 2009.

$$Q_2 = Q_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)$$

Ecuación 12

Donde,

Q_1 : Capacidad a velocidad uno, bbl/día

Q_2 : Capacidad a velocidad dos, bbl/día

N_1 : Velocidad uno, RPM

N_2 : Velocidad dos, RPM

$$H_2 = H_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2$$

Ecuación 13

Donde,

H_1 : Levantamiento a velocidad uno

H_2 : Levantamiento a velocidad dos

$$Eff_2 = Eff_1$$

Ecuación 14

Donde,

Eff_1 : Eficiencia a velocidad uno

Eff_2 : Eficiencia a velocidad dos

$$BHP_2 = BHP_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^3$$

Ecuación 15

Donde,

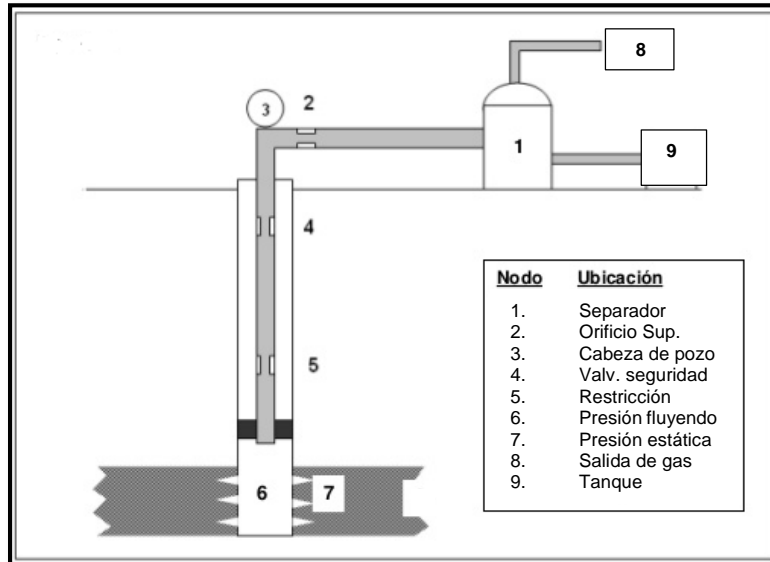
BHP_1 : Potencia a velocidad uno

BHP_2 : Potencia a velocidad dos

1.9. ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal ha sido aplicado durante muchos años para analizar el funcionamiento de los sistemas, como el de un pozo productor con todos sus componentes (yacimiento, bomba, tubería, cabeza de pozo). El desarrollo de este análisis consiste en seleccionar un punto o nodo en el pozo que divide el sistema. Comúnmente los nodos en el pozo se ubican como lo indica la figura 10.

Figura 10. Ubicación de los nodos en el pozo



Fuente: Hirschfeldt Marcelo, Análisis Nodal de un Sistema de Producción y Análisis Nodal TM 2009 [Modificada]

El sistema se puede dividir en la sección de entrada (*Inflow*), nodo 6, y la sección de salida (*Outflow*), nodo 3. Los componentes aguas arriba del nodo (*Upstream*) como la tubería de producción (*Tubing*) y el yacimiento, corresponden al *Inflow*. Mientras los componentes aguas abajo del nodo (*Downstream*) como el separador y la línea de flujo, hacen referencia al *Outflow*¹⁹. Para determinar el flujo a través del sistema es necesario que se cumplan dos condiciones:

- El flujo a la entrada y a la salida del nodo es igual.
- Solo existe una única presión en el nodo.

Existen dos presiones que no varían con el cambio de caudal, una es la presión promedio del reservorio (\bar{P}_r) y la otra es la presión de salida del sistema que generalmente hace referencia a la presión en cabeza de pozo (P_{wh}). Cuando es seleccionado el nodo, la presión en ese punto es calculada en ambas direcciones hacia el *Inflow* y *hacia el Outflow*, teniendo en cuenta las presiones fijas. Las ecuaciones 16 y 17 hacen referencia a las dos presiones.

- Entrada del nodo (*Inflow*):

$$\bar{P}_r - \Delta P_{Componentes\ Upstream} = P_{nodo}$$

Ecuación 16

¹⁹ Hirschfeldt Marcelo, Análisis Nodal de un Sistema de Producción y Análisis Nodal TM, 2009.

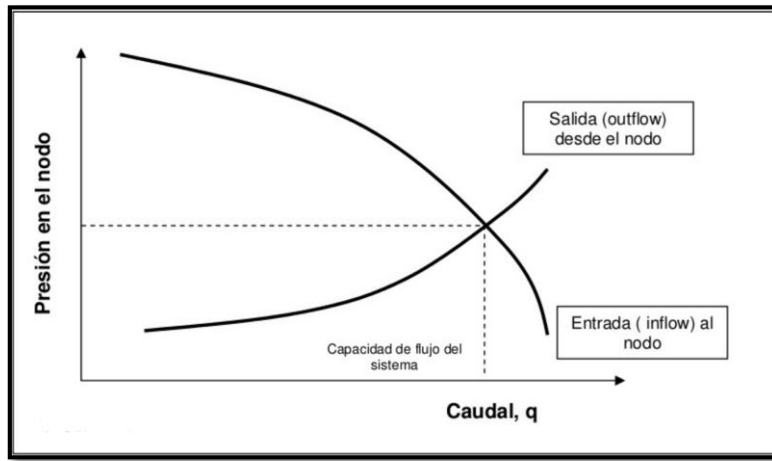
- Salida del nodo (*Outflow*):

$$P_{wh} + \Delta P_{Componentes\ Downstream} = P_{nodo}$$

Ecuación 17

Las caídas de presión en los componentes varían en función del caudal. Gráficamente se producen dos curvas, las cuales se interceptan en el punto de análisis nodal. La figura 11 ilustra este procedimiento.

Figura 11. Análisis nodal del sistema



Fuente: Hirschfeldt Marcelo, Análisis Nodal de un Sistema de Producción y Análisis Nodal TM 2009.

1.10. NEWTON RAPHSON MULTIVARIABLE²⁰

El método de Newton Raphson multivariable es utilizado en el modelo dos que muestra la figura 13, donde el caudal de fluido no es un dato de entrada. Este método permite determinar los valores de las incógnitas x_1, x_2, \dots, x_n que en forma simultánea satisfacen un sistema de ecuaciones no lineales. En este caso, el modelo utiliza Newton Raphson para un sistema de ecuaciones dos por dos. Las dos ecuaciones en cuestión son las pertenecientes al modelo 1, ECU 1 y ECU 2, ilustradas en la figura 13. Para un número de ecuaciones determinadas se expresa la función como lo indican las ecuaciones 18, 19 y 20.

$$f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0$$

Ecuación 18

²⁰ Carlos Conde y Emanuele Schiavi: "Métodos numéricos de resolución de ecuaciones no lineales".

$$f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad \text{Ecuación 19}$$

·
·
·

$$f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad \text{Ecuación 20}$$

La solución para un sistema de dos ecuaciones f_1 y f_2 se desarrolla como lo explican las ecuaciones 21 a la 24.

$$f_1(x, y) = 0 \quad \text{Ecuación 21}$$

$$f_2(x, y) = 0 \quad \text{Ecuación 22}$$

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + h \quad \text{Ecuación 23}$$

$$y^{(k+1)} = y^{(k)} + j \quad \text{Ecuación 24}$$

Para determinar los valores de h y j se resuelve el sistema de ecuaciones 25 y 26, en los cuales h y j son incógnitas.

$$\frac{\partial f_1}{\partial x} h + \frac{\partial f_1}{\partial y} j = -f_1(x^{(k)}, y^{(k)}) \quad \text{Ecuación 25}$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial x} h + \frac{\partial f_2}{\partial y} j = -f_2(x^{(k)}, y^{(k)}) \quad \text{Ecuación 26}$$

Las ecuaciones 27 y 28 también son otra forma válida para realizar resolver el sistema.

$$x^{k+1} = x^k - \frac{f_1 \frac{\partial f_2}{\partial y} - f_2 \frac{\partial f_1}{\partial y}}{\frac{\partial f_1}{\partial x} \frac{\partial f_2}{\partial y} - \frac{\partial f_1}{\partial y} \frac{\partial f_2}{\partial x}} \quad \text{Ecuación 27}$$

$$y^{k+1} = y^k - \frac{f_2 \frac{\partial f_1}{\partial y} - f_1 \frac{\partial f_2}{\partial y}}{\frac{\partial f_1}{\partial x} \frac{\partial f_2}{\partial y} - \frac{\partial f_1}{\partial y} \frac{\partial f_2}{\partial x}} \quad \text{Ecuación 28}$$

Luego, el determinante Jacobiano es resuelto mediante la ecuación 29.

$$|J| = \begin{vmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x} & \frac{\partial f_1}{\partial y} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x} & \frac{\partial f_2}{\partial y} \end{vmatrix}$$

Ecuación 29

El método finaliza con un término de error, el cual deberá ser menor al de una tolerancia prefijada como lo muestra la ecuación 30, para tener convergencia.

$$|x^{(k+1)} - x^k| \leq Tol$$

Ecuación 30

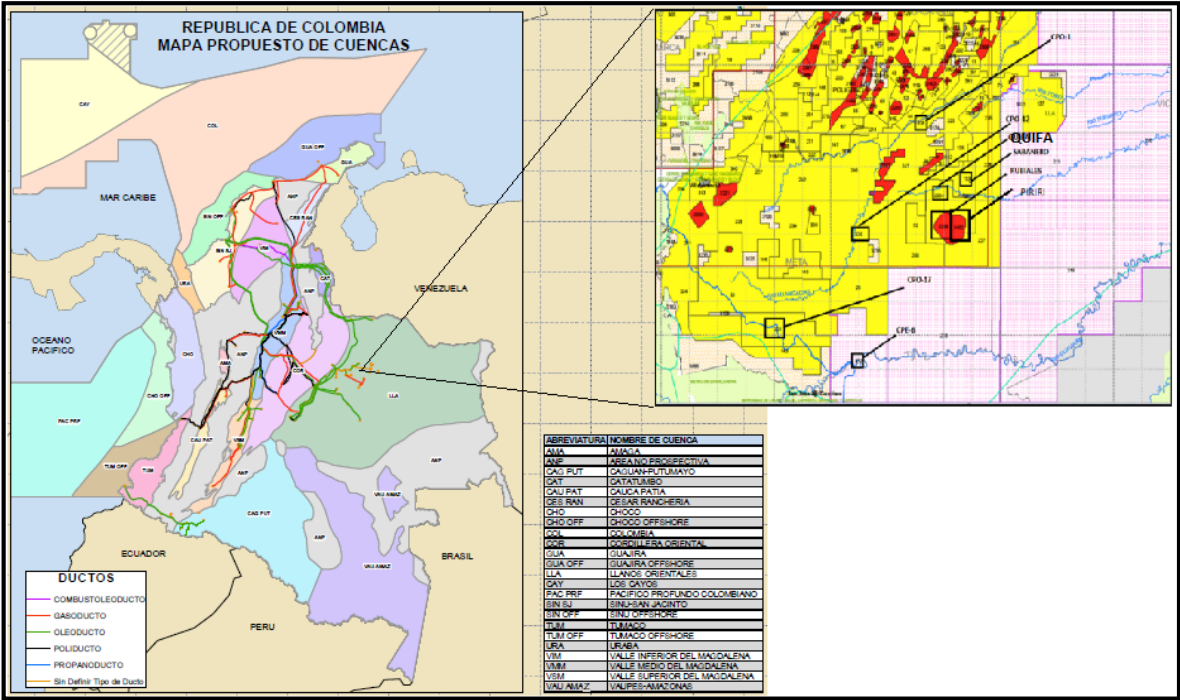
2. GENERALIDADES DEL CAMPO QUIFA

El campo Quifa se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales específicamente en Puerto Gaitán. Ecopetrol S.A realizó un contrato de operación del campo a la empresa Pacific Rubiales Energy Co., hoy en día llamada Pacific Exploration & Production Corp. Esta acción fue debido al éxito del equipo de exploración y explotación que tuvo la empresa canadiense en la región andina. Las estrategias de desarrollo en el campo han permitido incrementar la producción de hidrocarburos en Colombia.

El campo Quifa actualmente se encuentra en un contrato de asociación, entre la empresa Colombiana de petróleos Ecopetrol S.A y Pacific E&P Corp., en el cual Ecopetrol S.A participa en un 40% de la producción y la extranjera con el 60%. El contrato de asociación Quifa tiene un área de exploración de 152.743 hectáreas, obteniendo una producción diaria promedio de 50.000 barriles de petróleo fiscalizados por día en promedio para el mes de abril de 2016. La mayoría de esta producción es transportada por el oleoducto de los Llanos, ODL.

El buen desempeño de la compañía en el campo es debido a la estrategia de perforar pozos horizontales saliendo de una misma localización, esta técnica aumenta el contacto con la formación geológica en la que está alojado el hidrocarburo. Al mismo tiempo los costos respecto a una perforación vertical representan solo una diferencia entre 300.000 y 400.000 dólares frente al valor de hacer un pozo vertical.

Figura 12. Ubicación geográfica del campo Quifa en la cuenca de los llanos orientales



Fuente: ANH [Modificada]

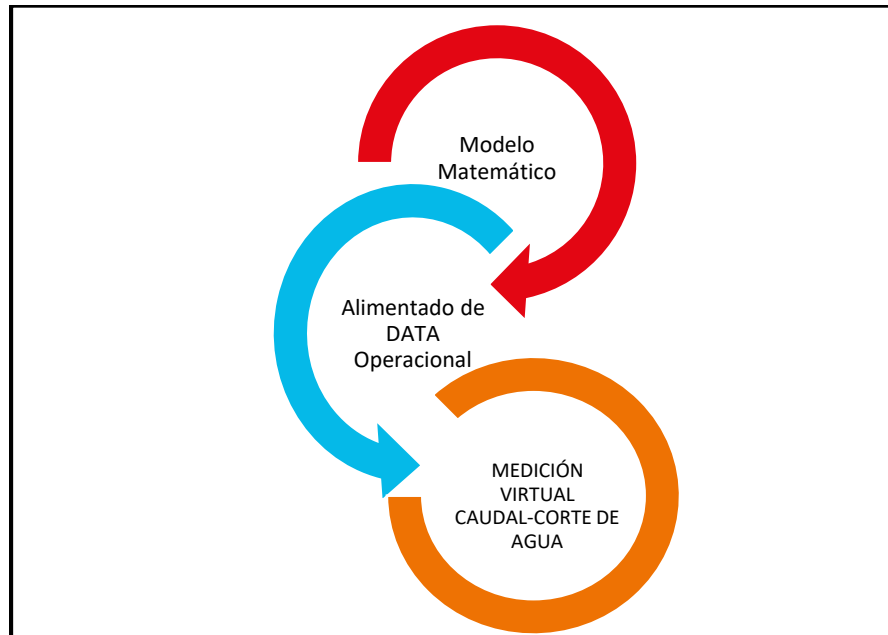
Los pozos seleccionados para el desarrollo del sistema de medición virtual tienen que cumplir dos condiciones fundamentales. La primera es tener bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento, y la segunda tienen que tener todos los datos de entrada disponibles para la calibración y corrida del medidor virtual.

3. METODOLOGÍA DEL MODELO

El pilar del medidor virtual es un modelo matemático que se alimenta de datos de producción, del estado mecánico del pozo (EM) y de instrumentos de medición convencionales ya instalados como manómetros y el sensor de la BES. Este modelo permite la medición del corte de agua y caudal, en el momento en que las condiciones son reportadas. El modelo involucra procedimientos como el cálculo de la viscosidad de la mezcla (petróleo-agua), la corrección de la curva de desempeño de la bomba por el efecto de la viscosidad, cálculos de la tubería de producción y

otros cálculos a nivel de bomba. La figura 13 muestra un esquema general del proceso para la medida virtual del caudal y el corte de agua.

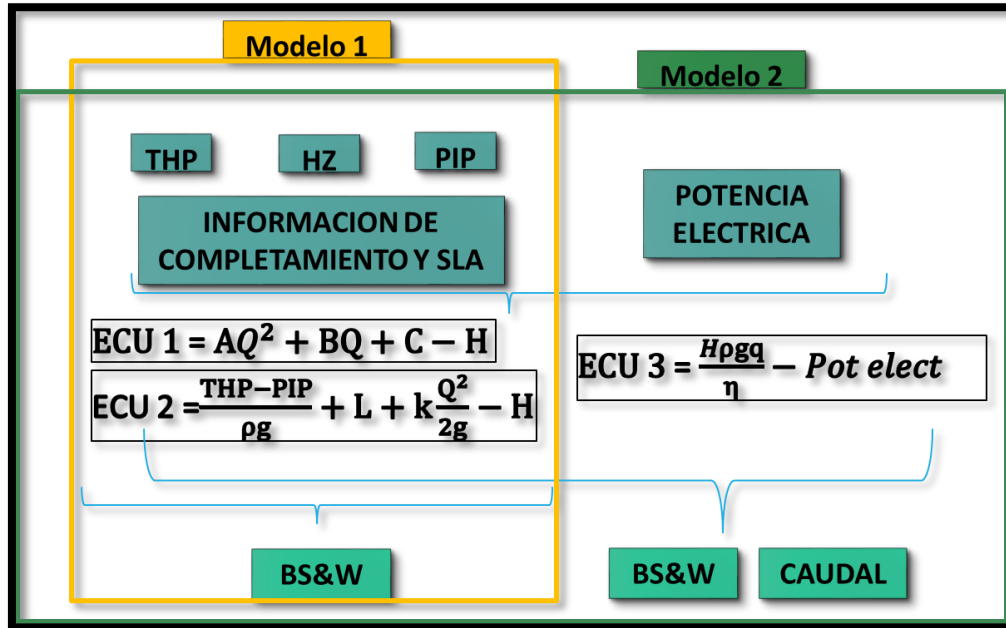
Figura 13. Esquema del proceso para la medición virtual del caudal y corte de agua



Fuente: Autor

El medidor virtual cuenta con dos modelos matemáticos. Un primero que realiza la medición virtual únicamente del corte de agua y otro que realiza la medición virtual del caudal y el corte de agua simultáneamente, integrando el primero. La diferencia entre los modelos radica en que el primero necesita el caudal de fluido como dato de entrada para su funcionamiento, mientras que el segundo no. La figura 14 condensa los dos modelos desarrollados.

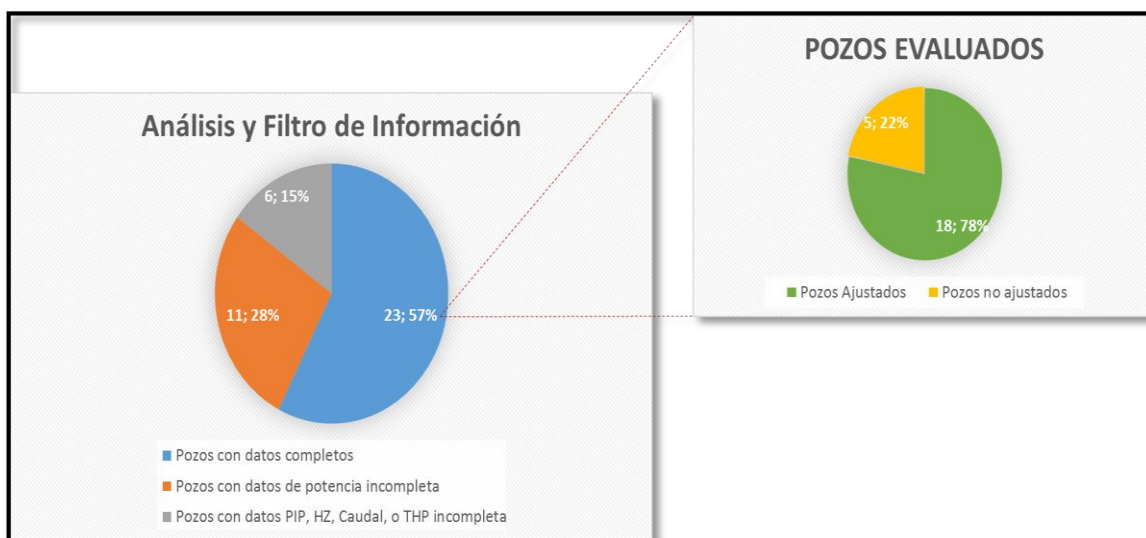
Figura 14. Modelos del medidor virtual



Fuente: Autor

Para la aplicación y validación del medidor virtual se hizo una recopilación de información histórica de 40 pozos con sistema de levantamiento BES, de la troncal 1 del campo Quifa, para un análisis y filtro de calidad. Dentro de esta información recopilada se encuentran estados mecánicos, *surveys*, pruebas y reportes de producción. En este análisis se encontró que: 23 pozos presentaban datos completos y los 17 restantes no contaban con los datos completos para el ingreso al modelo; de los 17 pozos con datos incompletos, en 11 de ellos no se reportaba la potencia de la bomba y a 6 les hacía falta otro dato en los reportes y pruebas (THP, PIP o frecuencia); de los 23 pozos que tenían información completa para el ingreso al modelo, se ajustaron 18 de ellos en el medidor. La figura 15 resume el resultado del análisis y filtro de datos de los 40 pozos.

Figura 15. Resultados de análisis y filtro de datos



Fuente: Autor

3.1. DATOS DE ENTRADA DEL MODELO

Los datos de entrada se dividen en tres grupos principales. El primer grupo hace referencia aquellos que son adquiridos mediante el Estado Mecánico (EM) y el *survey* del pozo. Los datos obtenidos del EM y *survey* son: Diámetro interno de la tubería de producción (*Tubing ID*), profundidad de la cabeza de descarga de la bomba (BOH), la profundidad del *Intake*, profundidad del sensor y la profundidad de los perforados. Todas las profundidades deben ser ingresadas a profundidad medida (MD).

El segundo grupo de datos se alimenta de los reportes de producción, de estos se leen: los barriles de fluido producidos por día (BFPD), la presión en cabeza (THP), la presión del *Intake* (PIP), la temperatura en cabeza (THT) y el corte de agua (BS&W); este último se necesita únicamente en el proceso de calibración y ajuste del modelo.

Finalmente, el tercer grupo de datos hace alusión a la característica de la bomba instalada como: proveedor, número de serie, curva estándar de desempeño, número de etapas, frecuencia de operación (Hz) y la potencia. La figura 16 resume los datos de entrada del modelo.

Figura 16. Datos de entrada del modelo



Fuente: Autor

3.2. MÉTODOS PARA CALCULAR LA VISCOSIDAD DE LA MEZCLA²¹

La viscosidad de la mezcla es una propiedad física que se requiere conocer para evaluar el desempeño real de la bomba. Esta propiedad es evaluada para la mezcla entre el crudo y el agua de producción, la cual se ve afectada directamente con el corte de agua. Normalmente, no siempre, la viscosidad del petróleo es mayor a la del agua, lo que indica que la relación de esta propiedad con el corte de agua es inversamente proporcional. En este orden de ideas, la viscosidad de la mezcla va a disminuir si el corte de agua aumenta, y va a amentar si el corte de agua disminuye.

Se han desarrollado diferentes metodologías empíricas para calcular la viscosidad de la mezcla de hidrocarburos. Tres de estos métodos han sido adaptados para la aplicación en la mezcla de petróleo con agua de producción. Todos los métodos empíricos requieren conocer previamente la viscosidad para cada componente de la mezcla, así como la fracción en volumen, en peso o molar. El modelo trabaja en

²¹ Robert P. Sutton (Marathon Oil Company), David F. Bergman (BP America). Application of the Bergman-Sutton Method for Determining Blend Viscosity. SPE-117711-PA. 2012

* Las metodologías están basadas de la tabla A-1 "Summary of Common Viscosity Blending Techniques" del paper, Robert P. Sutton (Marathon Oil Company), David F. Bergman (BP America). Application of the Bergman-Sutton Method for Determining Blend Viscosity. SPE-117711-PA. 2012

base a la fracción en volumen. Las ecuaciones 31 y 32 representan la base de estos métodos.

$$\mu_m = \sum_{i=1}^n X_i f(\mu_i) \quad \text{Ecuación 31}$$

Donde,

μ_m : Viscosidad de la mezcla, cP

X_i : Fracción en peso o molar de cada componente

μ_i : Viscosidad de cada componente, cP

$$v_m = \sum_{i=1}^n X_i f(v_i) \quad \text{Ecuación 32}$$

Donde,

v_m : Viscosidad cinemática de la mezcla, cSt

X_i : Fracción en peso o molar de cada componente

v_i : Viscosidad cinemática de cada componente, cSt

Las metodologías seleccionadas para la evaluación y aplicación en el modelo fueron métodos directos para disminuir los tiempos de cómputo. Los tres métodos que se evaluaron se relacionan a continuación:

Refutas Blend Index (1947), propuso el desarrollo del modelo en tres pasos.

Primero, calcular el índice de viscosidad de la mezcla mediante la ecuación 33, VBN por sus siglas en inglés (*Viscosity Blending Number*), para cada componente de la mezcla.

$$VBN_i = 14.534 \times \ln[\ln(v_i + 0.8)] - 10.975 \quad \text{Ecuación 33}$$

Donde,

VBN_i : Índice de viscosidad para cada componente de la mezcla, cSt

Segundo, calcular el VBN de la mezcla utilizando la ecuación 34.

$$VBN_{mz} = \sum_{i=0}^N m_i \times VBN_i \quad \text{Ecuación 34}$$

Donde,

VBN_{mz} : Índice de viscosidad para la mezcla de fluidos, cSt

m_i : Fracción en masa para cada componente de la mezcla

Por último se puede calcular la viscosidad cinemática de la mezcla con el VBN de la mezcla con la ecuación 35.

$$v_{mz} = \exp\left(\exp\left(\frac{VBN_{mz}-10.975}{14.534}\right)\right) - 0.8 \quad \text{Ecuación 35}$$

Donde,

v_{mz} : Viscosidad cinemática de la mezcla, cSt

Kendall y Monroe (1917), propusieron un método mucho más sencillo. Este plantea calcular la viscosidad de la mezcla en un solo paso utilizando la ecuación 36.

$$v_{mz} = \left(\sum_{i=1}^n V_i v_i^{\frac{1}{3}}\right)^3 \quad \text{Ecuación 36}$$

Donde,

V_i : Fracción en volumen de cada componente de la mezcla

Barrufet and Setiadarma (2003), los autores modificaron la metodología de Shu (1984) y presentaron el procedimiento expresado por las ecuaciones 37 a la 40.

$$\ln v_{mz} = a_1 \ln v_1 + a_2 \ln v_2 \quad \text{Ecuación 37}$$

$$a_1 = \frac{\alpha V_1}{\alpha V_1 + V_2} \quad \text{Ecuación 38}$$

$$a_2 = 1 - a_1 \quad \text{Ecuación 39}$$

$$\alpha = \frac{0,35242696 x_2^{-1,6316}}{\ln\left(\frac{v_1}{v_2}\right)} \quad \text{Ecuación 40}$$

Donde,

v_1 : Viscosidad cinemática del componente más pesado, cSt

v_2 : Viscosidad cinemática del componente más liviano, cSt

x_2 : Es la fracción del componente más liviano

3.2.1. Comportamiento de los métodos para el cálculo de la viscosidad de la mezcla

Los métodos no tienen en cuenta dos efectos que se pueden presentar en la mezcla entre el crudo y el agua, el primero es el efecto de la emulsión y el segundo es el punto de inversión.

Se graficó el comportamiento de la viscosidad de la mezcla agua-crudo para tres formaciones productoras Gachetá, Ubaque y Carbonera C5. La viscosidad de la mezcla es calculada por los tres métodos mencionados anteriormente y los resultados se grafica en función del corte de agua. Se asumió que las condiciones del agua de formación no varían con cambios de temperatura. Las gráficas 1, 2 y 3 describen el comportamiento de la viscosidad de la mezcla para cada una de las formaciones en cuestión.

La tabla 1 presenta las características del agua de formación y las tablas 2, 3 y 4 relacionan las características del crudo para las formaciones productoras.

Tabla 1. Características del agua de formación

Agua de Formación		
Gravedad	10	API
Viscosidad Dinámica	1	Cp
Densidad	1000	Kg/m3
Viscosidad Cinemática	1	Cst

Tabla 2. Características del crudo de la formación Carbonera C5

Propiedades del Crudo C5		
Temperatura	170	°F
Viscosidad Dinámica	2,96	cP
Gravedad	30	API
Gravedad Especifica	0,88	
Densidad	876,16	kg/m3
Viscosidad Cinemática	3,38	cst

Tabla 3. Características del crudo de la formación Gachetá

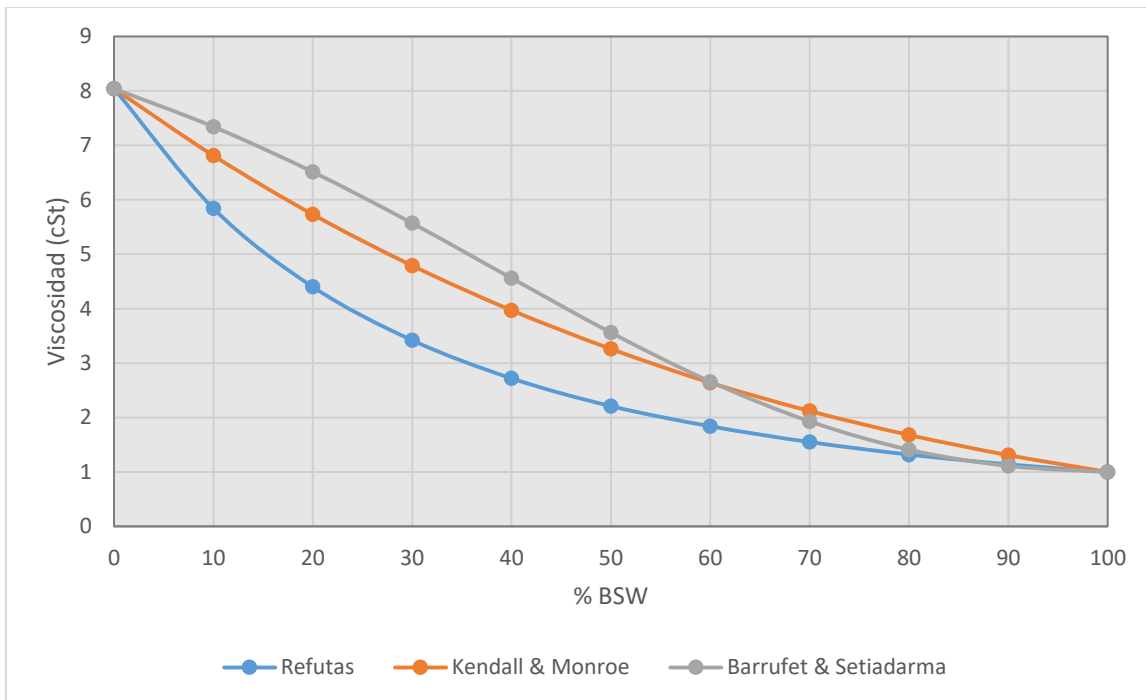
Propiedades del Crudo Gachetá		
Temperatura	210	°F
Viscosidad Dinámica	7,44	cP
Gravedad	18	API
Gravedad Específica	0,95	
Densidad	946,49	kg/m ³
Viscosidad Cinemática	7,35	cst

Tabla 4. Características del crudo de la formación Ubaque

Propiedades del Crudo Ubaque		
Temperatura	210	°F
Viscosidad Dinámica	52,98	cP
Gravedad	13	API
Gravedad Específica	0,98	
Densidad	979,24	kg/m ³
Viscosidad Cinemática	54,10	cst

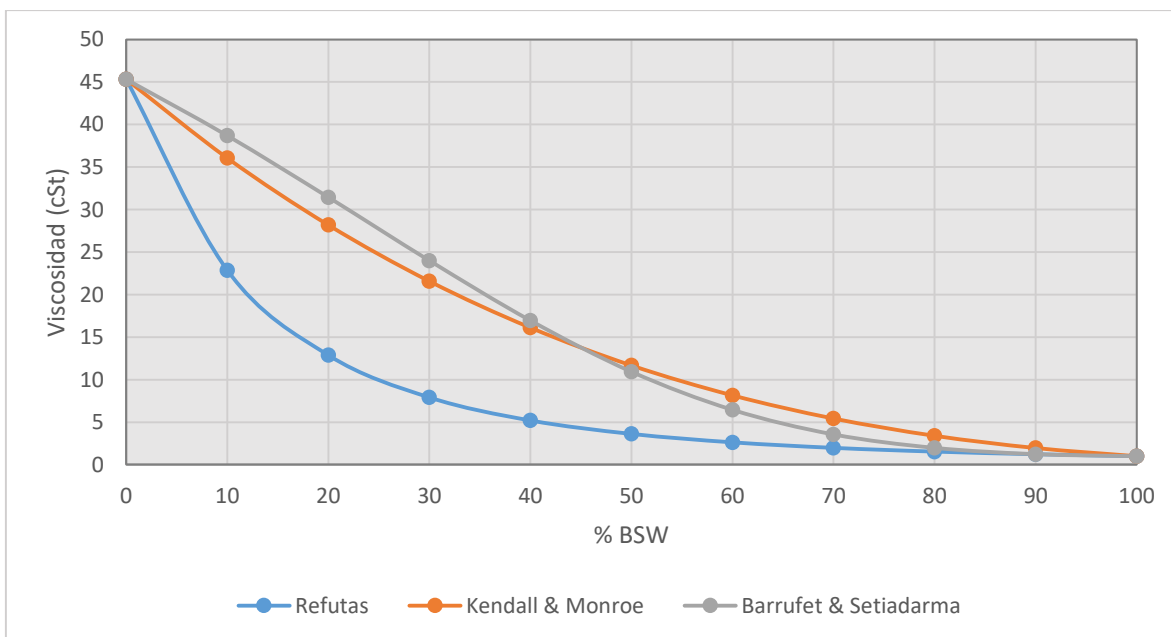
Las propiedades de los fluidos expresadas en las tablas 2, 3 y 4 son únicamente de referencia para estudiar el comportamiento de los métodos en el cálculo de la viscosidad de la mezcla. Estas representan una aproximación a las condiciones reales de los fluidos.

Gráfica 1. Comportamiento de la viscosidad de la mezcla de la formación Gachetá @210 °F



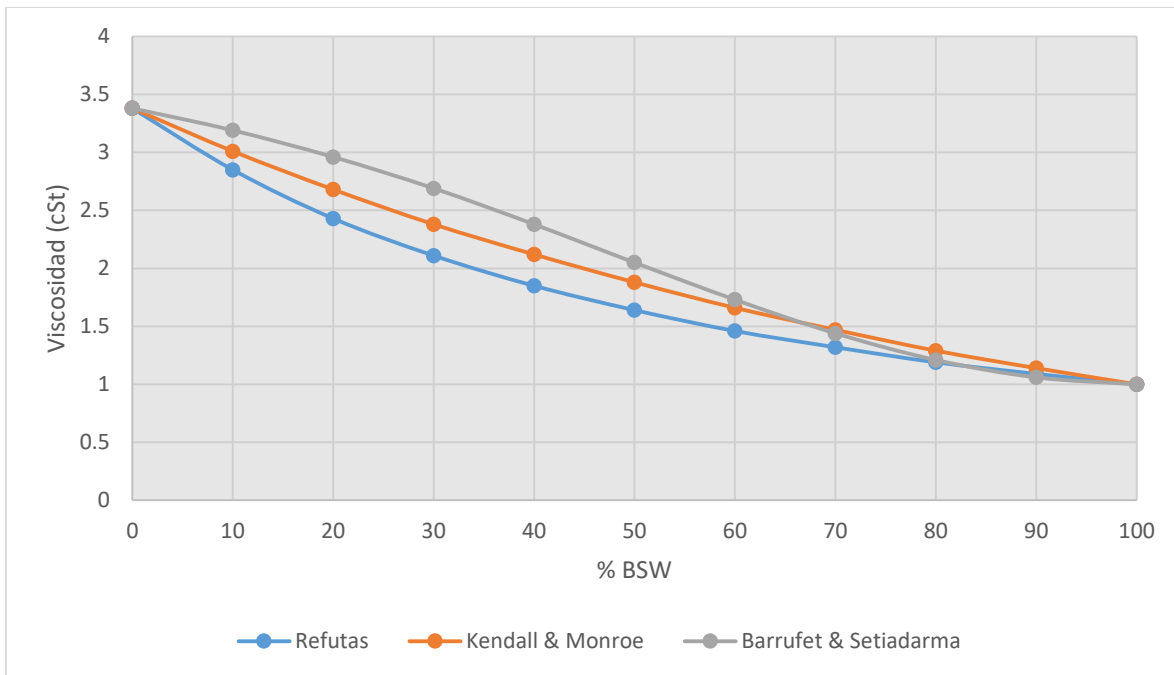
Fuente: Autor

Gráfica 2. Comportamiento de la viscosidad de la mezcla de la formación Ubaque @210 °F



Fuente: Autor

Gráfica 3. Comportamiento de la viscosidad de la mezcla de la formación Carbonera C5 @170 °F



Fuente: Autor

El propósito de presentar diferentes métodos para calcular la viscosidad de la mezcla es ver la influencia de cada uno de estos en el cálculo virtual del corte de agua, la cual se analizará más adelante en este capítulo. De las gráficas 1, 2 y 3 no se puede realizar una elección del que mejor represente la medida real, ya que no se cuenta con esta. Las gráficas si permiten analizar y comparar los comportamientos entre cada uno de ellos y observar la discrepancia que presentan entre los mismos.

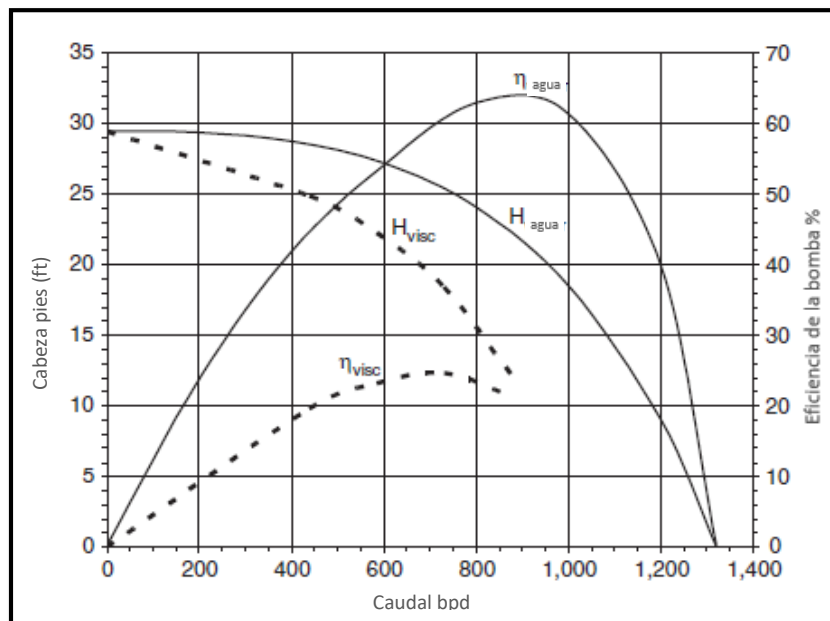
Todas las gráficas describen la tendencia que tiene la viscosidad en función del corte de agua, que es disminuir a medida que el BS&W aumenta, sin tener en cuenta el efecto de emulsión que se pueda crear en la mezcla. La desviación estándar promedio de la viscosidad para la formación Gachetá es de 0,51, para la formación Ubaque es de 4 y para la formación Carbonera C5 es de 0,14. Aparentemente entre menor es la viscosidad de la mezcla en general, la discrepancia entre los métodos va a ser menor. De las gráficas se puede observar que la tendencia de los métodos de Refutas y Kendall & Monroe es muy similar, pero difieren en gran medida con el método de Barrufet & Setiadarma.

3.3. MÉTODOS PARA LA CORRECCIÓN DE LA BOMBA

El desempeño de las BES es evaluado a condiciones de laboratorio con agua como fluido de prueba. Las curvas de los catálogos entregados por los proveedores son adecuadas para el diseño siempre y cuando el fluido bombeado tenga una viscosidad igual o menor a la del agua. Cuando esto no ocurre es necesario realizar una corrección a la curva de desempeño de la bomba, debido a los efectos ocasionados por la viscosidad del fluido en el rendimiento de las etapas. Algunos de los efectos generados a la BES por los fluidos con viscosidad mayor a la del agua son²²:

- Disminución de la capacidad.
- Disminución del levantamiento o cabeza.
- Aumento en el requerimiento de potencia.
- Reducción de la eficiencia.

Figura 17. Efectos de los fluidos viscosos en el desempeño de la BES



Fuente: Gabor Tacks. Electrical Submersible Pump Manual [Modificada]

²² Tacks Gabor, Electrical Submersible Pump Manual, 2009.

Stepanoff presentó el primer procedimiento para realizar la conversión del desempeño de las bombas electrosumergibles cuando trabajan con fluidos viscosos; sin embargo, las metodologías estudiadas son modelos numéricos desarrollados por diferentes autores basados en el método gráfico presentado por el instituto hidráulico (HI, por sus siglas en ingles).

3.3.1. Método del Instituto Hidráulico

El Instituto Hidráulico es la autoridad global en bombas y sistemas de bombeo. Ellos desarrollaron una metodología empírica basada en datos experimentales para determinar el desempeño de las BES cuando trabajan con fluidos viscosos tomando como referencia el comportamiento de estas operando con agua. El procedimiento implica el uso de unos factores de corrección para el caudal C_Q , la cabeza C_H y la eficiencia C_η , los cuales son obtenidos de la gráfica presentada por el HI, ver figura 18. Las ecuaciones 41 a la 43 permiten calcular las condiciones con flujo viscoso una vez es conocido el factor de ajuste para cada parámetro.

$$Q_{visc} = C_Q Q_w \quad \text{Ecuación 41}$$

$$H_{visc} = C_H H_w \quad \text{Ecuación 42}$$

$$\eta_{visc} = C_\eta \eta_w \quad \text{Ecuación 43}$$

Donde,

Q_{visc} : Capacidad operando con fluido viscoso, bbl/día

H_{visc} : Levantamiento operando con fluido viscoso, ft

η_{visc} : Eficiencia operando con fluido viscoso

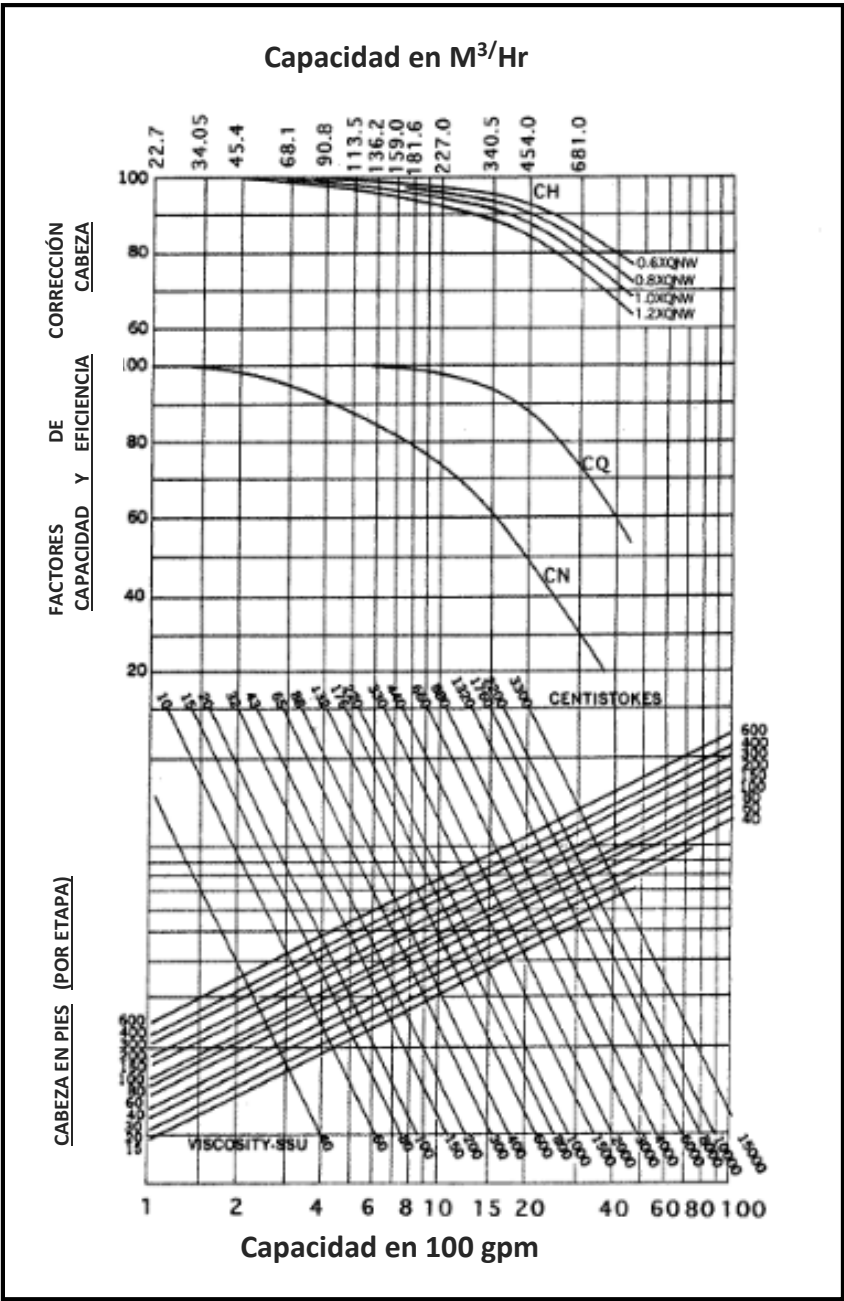
C_Q, C_H, C_η : Factores de corrección para el caudal, levantamiento y la eficiencia

Q_w : Capacidad operando con agua, bbl/día

H_w : Levantamiento operando con agua, ft

η_w : Eficiencia operando con agua

Figura 18. Gráfica para determinar los factores de corrección de la curva de la bomba



Fuente: Gunnar Hole "Fluid Viscosity Effects on Centrifugal Pumps" Pump Premier

3.3.2. Método de Turzo, Z., Takacs, G. and Zsuga, J.²³

Turzo y otros autores desarrollaron un modelo numérico que reemplaza el uso del método gráfico presentado por el Instituto Hidráulico. Este modelo calcula los factores de corrección en función de una capacidad corregida, denominada seudo capacidad Q^* . Esta seudo capacidad a la vez está en función de la viscosidad del fluido, del levantamiento y capacidad nominal de la bomba en el punto de mejor eficiencia BEP, por sus siglas en inglés *Best Efficiency Point*, trabajando con agua. Los autores desarrollaron la ecuación 44 para calcular Q^* .

$$Q^* = \exp\left(\frac{39,5776 + 26,5605 \ln(v) - \gamma}{51,6565}\right) \quad \text{Ecuación 44}$$

$$\gamma = -7,5946 + 6,6504 \ln(H_{WBEP}) + 12,8429 \ln(Q_{WBEP}) \quad \text{Ecuación 45}$$

Donde,

Q^* : Seudo capacidad

H_{WBEP} : Levantamiento en el BEP operando con agua, ft

Q_{WBEP} : Capacidad en el BEP operando con agua, 100gpm

v : Viscosidad cinemática del fluido, cst

Una vez calculado el valor de Q^* , los factores de corrección mencionados en las ecuaciones 34 a la 36 pueden ser determinados por el método de Turzo et al. La corrección del caudal y la eficiencia se da mediante dos únicos factores C_Q y C_η para cualquier punto en la gráfica y se pueden conocer mediante las ecuaciones 46 y 47

$$C_Q = 1 - 4,0327 * 10^{-3} Q^* - 1,724 * 10^{-4} (Q^*)^2 \quad \text{Ecuación 46}$$

$$C_\eta = 1 - 3,3075 * 10^{-2} Q^* + 2,8875 * 10^{-4} (Q^*)^2 \quad \text{Ecuación 47}$$

El procedimiento de corrección del levantamiento o cabeza de la bomba difiere un poco respecto al de la capacidad y eficiencia, ya que cada uno de estos puntos en la gráfica necesita un factor diferente para. Con el fin de evitar complicaciones y numerosos cálculos, la curva corregida se grafica con 5 puntos. Teniendo en cuenta que las condiciones de apagado, o *Shut Down* como se conoce en inglés, no se ven afectadas por el tipo de fluido bombeado, se seleccionan cuatro puntos adicionales de cabeza en la curva original de la bomba: a 60%, 80%, 100%, y 120% de la capacidad en el punto de mejor eficiencia de la BES. Para cada uno de estos puntos se calcula un factor independiente según las ecuaciones 48 a la 51.

$$C_{H0,6} = 1 - 3,68 * 10^{-3} Q^* - 4,36 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad \text{Ecuación 48}$$

²³ Tacks Gabor, Electrical Submersible Pump Manual, 2009.

$$C_{H0,8} = 1 - 4,4723 * 10^{-3} Q^* - 4,18 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad \text{Ecuación 49}$$

$$C_{H1,0} = 1 - 7,00763 * 10^{-3} Q^* - 1,41 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad \text{Ecuación 50}$$

$$C_{H1,2} = 1 - 9,01 * 10^{-3} Q^* - 1,31 * 10^{-5} (Q^*)^2 \quad \text{Ecuación 51}$$

Cuando se hayan calculado los factores de corrección es posible graficar la curva de desempeño de la BES para el caso del fluido viscoso. Aplicando las ecuaciones 34 a la 36 en los cuatro puntos y utilizando los puntos a condiciones de *Shut Down*.

3.3.3. Método de Gunnar Hole

Al igual que el método de Turzo et al. descrito anteriormente, Gunnar Hole desarrolló otro método para calcular los factores de corrección de las bombas centrifugas. Con un procedimiento muy similar, el señor Hole propone unas ecuaciones polinómicas en función de unos coeficientes y una pseudo capacidad P . Aunque la ecuación para calcular la pseudo capacidad descrita por Gunnar Hole es diferente a la del método anterior, están en función de las mismas variables: viscosidad del fluido, cabeza y capacidad en el BEP²⁴ como lo muestra la ecuación 52.

$$P = 1,95 (v)^{0,5} [0,04739(H_{WBEP})^{0,25746} (Q_{BEP})^{0,5}]^{-0,5} \quad \text{Ecuación 52}$$

Donde,

P : Pseudo capacidad del método de Gunnar Hole

Q_{BEP} : Capacidad de la bomba en el BEP operando con agua, gpm

La ecuación polinómica que presentó el autor para calcular los factores de corrección se describe en la ecuación 53. En la cual C_x es el factor de corrección para el parámetro en cuestión según los coeficientes $D_{x1}, D_{x2} \dots D_{x6}$ mencionados en la tabla 5*.

$$C_x = D_{x1} + D_{x2}P + D_{x3}P^2 + D_{x4}P^3 + D_{x5}P^4 + D_{x6}P^5 \quad \text{Ecuación 53}$$

²⁴ Gunnar Hole: "Fluid Viscosity Effects on Centrifugal Pumps." Pump and System Magazine.

Tabla 5. Coeficientes polinómicos para el cálculo de los factores de corrección*

COEFICIENTES POLINÓMICOS						
Factor de Corrección	D_{x1}	D_{x2}	D_{x3}	D_{x4}	D_{x5}	D_{x6}
C_n	1,0522	-3,51E-02	-9,04E-04	2,22E-04	-1,20E-05	1,99E-07
C_Q	0,9873	9,02E-03	-1,62E-03	7,72E-05	-2,05E-06	2,10E-08
$C_{H0,6}$	1,0103	-4,61E-03	2,41E-04	-1,69E-05	3,25E-07	-1,66E-09
$C_{H0,8}$	1,0167	-8,36E-03	5,13E-04	-2,99E-05	6,16E+07	-4,05E+09
C_{H1}	1,0045	-2,66E-03	-6,83E-04	4,97E-05	-1,65E-06	1,92E-08
$C_{H1,2}$	1,0175	-7,87E-03	-5,60E-04	5,50E-05	-1,90E-06	2,16E-08

3.3.4. Método de Miguel Asuaje et al²⁵.

Como se ha mencionado anteriormente los métodos mencionados desarrollan ecuaciones empíricas que representan el comportamiento de las gráficas propuestas por el HI. Asuaje y otros autores no son la excepción, ellos proponen otro método que permite corregir la cabeza desarrollada por la bomba cuando trabaja con fluidos de viscosidad mayor a la del agua. El rango de viscosidad de operación para la aplicación de este método es de 1 a 3000 cSt.

Los autores plantean un procedimiento similar para la corrección de la cabeza de la bomba mediante el cálculo de un parámetro B, que en realidad se asemeja mucho a la seudo capacidad de los métodos anteriores. El parámetro B esta expresado en la ecuación 54. Si el parámetro B es menor a uno, se puede considerar que el levantamiento de la bomba no se verá afectado por la viscosidad del fluido.

$$B = 16,5 * \frac{v^{0,5} * H_{WBEP}^{0,0625}}{Q_{WBEP}^{0,375} * n_s^{0,25}} \quad \text{Ecuación 54}$$

$$n_s = \frac{3600 * \sqrt{Q_{WBEP}}}{H_{WBEP}} \quad \text{Ecuación 55}$$

Donde,

B: Seudo capacidad para el método de Asuaje et al.

²⁵ Asuaje M., Moreno C., Fuenmayor A., Núñez A, De Andrade J., Noguera R.: "Numerica investigation of Viscous Flow in three Centrifugal Pumps", FEDSM2012-72150. ASME 2012 Fluids Engineering Summer Meeting.

* La tabla 5 fue adaptada de Gunnar Hole: "Fluid Viscosity Effects on Centrifual Pumps." Pump and System Magazine. Tabla 2 p. 3

El factor de corrección desarrollado por los autores está representado por las ecuaciones 56 6 57.

$$F_Q = (2,71)^{-0,165 * (\log B)^{3,15}} \quad \text{Ecuación 56}$$

$$F_Q = F_{HBEP} \quad \text{Ecuación 57}$$

Donde,

F_Q : Factor de corrección de capacidad

F_{HBEP} : Factor de corrección para el levantamiento en el BEP

La corrección del caudal se calcula mediante la ecuación 58.

$$Q_{visc} = F_Q * Q_w \quad \text{Ecuación 58}$$

Donde,

Q_{visc} : Caudal corregido para el caso viscoso

Q_w : Caudal operando con agua

Hay que tener en cuenta que el factor F_{HBEP} solo aplica para corregir la altura en el punto de mejor eficiencia, para corregir los otros puntos se calcula otro factor F_H , se emplean las ecuaciones 59 y 60.

$$F_H = 1 - \left[(1 - F_{HBEP}) * \left(\frac{Q_w}{Q_{BEP}} \right)^{0,75} \right] \quad \text{Ecuación 59}$$

Donde,

F_H : Factor de corrección para el levantamiento

$$H_{visc} = F_H * H_w \quad \text{Ecuación 60}$$

Donde,

H_{visc} : Cabeza corregida para el caso viscoso

H_w : Cabeza operando con agua

Este método tiene como desventaja que calcula la corrección de la eficiencia de la bomba, por tanto se decide realizar esta corrección por el método de Turzo et al.

3.3.5. Comportamiento de los métodos para la corrección de la bomba

Para identificar el comportamiento de cada una de las metodologías y observar el efecto teórico que causan los fluidos con viscosidades mayores a las del agua en las BES, se trabajó con una mezcla de agua y crudo con características descritas en las tablas 1 y 6 respectivamente.

Tabla 6. Características del crudo para el estudio de los métodos de corrección de la curva de la bomba

Propiedades del crudo		
Temperatura	150	°F
Viscosidad Dinámica	163,50	cP
Gravedad	23,5	API
Gravedad Especifica	0,913	
Densidad	912,90	kg/m3
Viscosidad Cinemática	179	cst

La BES seleccionada para el ejercicio fue una Centurion 538 P18 de Baker Hughes. La tabla 7 Muestra los coeficientes de la bomba a condiciones de *Shut Down*, a 60%, a 80%, a 100% y a 120% del punto de mejor eficiencia.

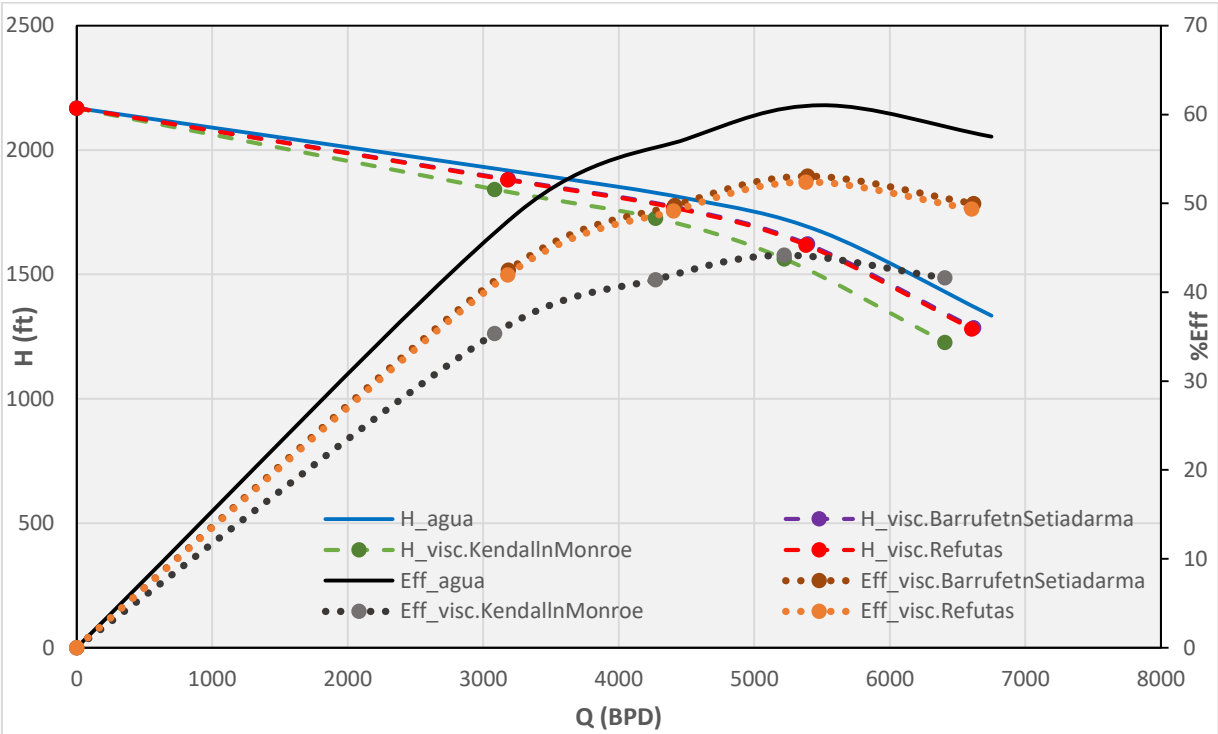
Tabla 7. Coeficientes de la bomba Centurion 538 P18

BEP (%)	Q (BFPD)	Q (Gpm)	Q (100Gpm)	H (ft)	Eficiencia
0	0	0,00	0,00	2168,50	0,00
60	3250	94,79	0,95	1912,40	48,87
80	4500	131,25	1,31	1805,60	57,24
100	5500	160,42	1,60	1670,50	61,04
120	6750	196,88	1,97	1334,20	57,51

El objetivo de este ejercicio, como en el de la viscosidad de la mezcla, no es seleccionar el mejor método. La selección dependerá del porcentaje de error que genere cada uno de ellos al utilizarlos en el modelo, lo cual se desarrolla más adelante en este capítulo. Las gráficas 4, 5 y 6 describen el comportamiento de cada método de corrección en función del cálculo de la viscosidad por las metodologías ya presentadas.

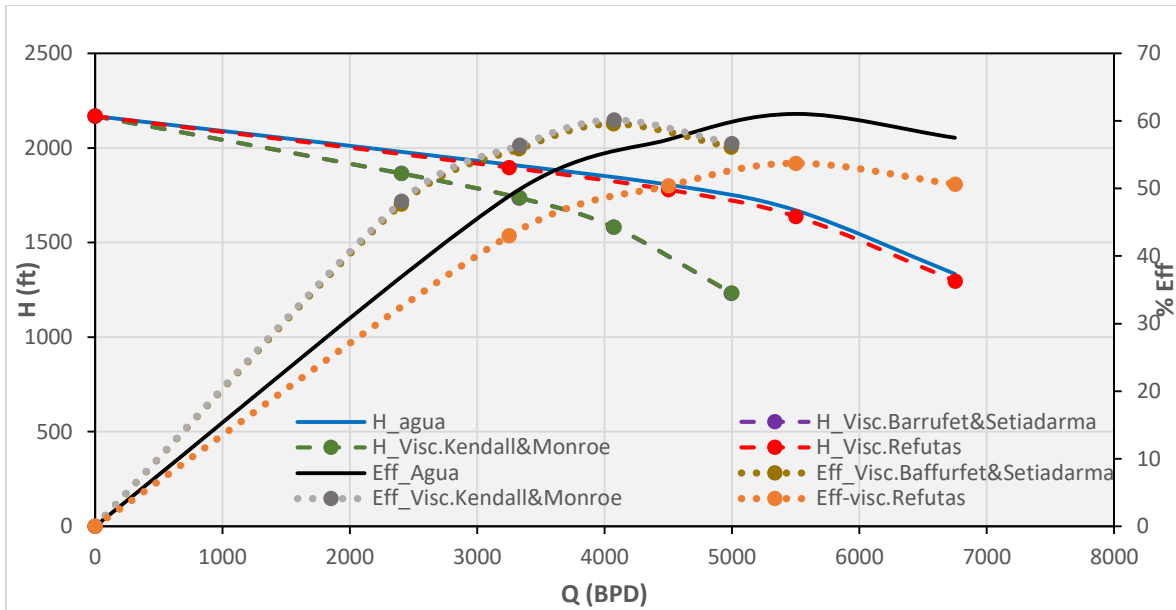
El rendimiento de la BES es inversamente proporcional al BS&W cuando la viscosidad del crudo es mayor a la del agua; por lo tanto, en estos casos, a menor BS&W mayor es la aflicción sufrida por la bomba, y a mayor BS&W menor pérdida de eficiencia. Para este ejercicio teórico se realizaron los cálculos para un corte de agua del 20%.

Gráfica 4. Corrección de la curva de la bomba por el método de Turzo et al. en función de la viscosidad de la mezcla



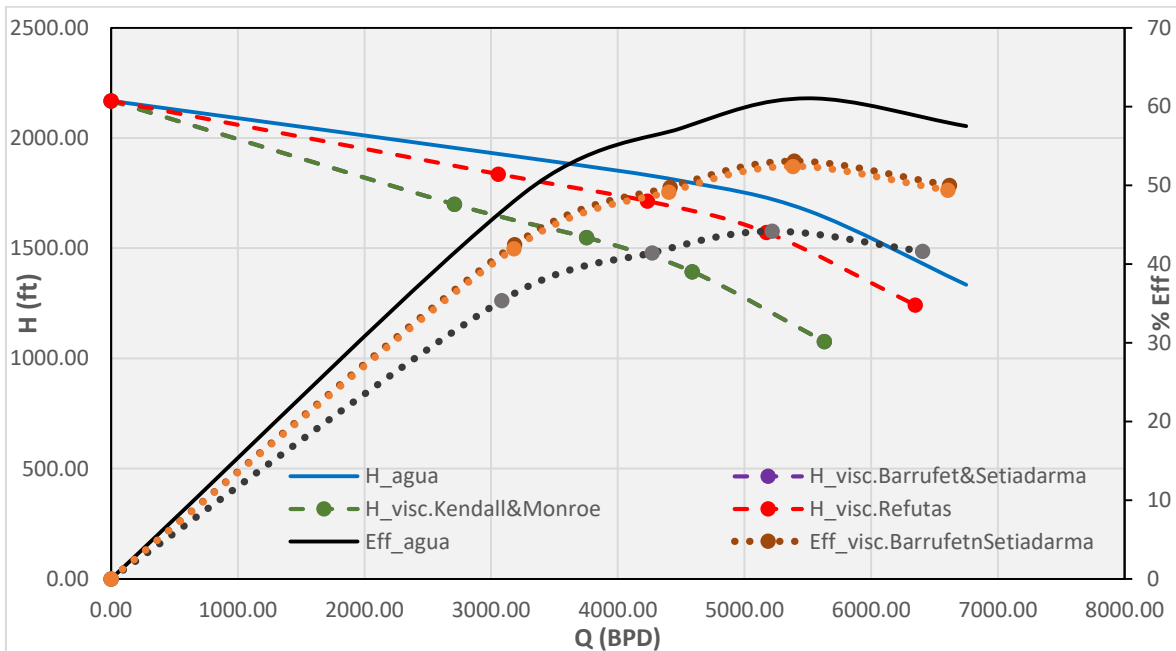
Fuente: Autor

Gráfica 5. Corrección de la curva de la bomba por el método de Gunnar Hole en función de la viscosidad de la mezcla



Fuente: Autor

Gráfica 6. Corrección de la curva de la bomba por el método de Asuaje et al. en función de la viscosidad de la mezcla



Fuente: Autor

Las gráficas permiten comprobar de forma general el efecto negativo que ejerce la viscosidad del fluido, cuando es mayor a la del agua, en el desempeño de las bombas centrífugas; a excepción del método de Gunnar Hole cuando la viscosidad de la mezcla es calculada por Kendall & Monroe y por Barrufet & Setiadarma, que para esta bomba y este corte de agua en particular, a caudales menores a 45000 barriles de fluido la eficiencia teóricamente sería mayor a la eficiencia operando con agua.

Estas también permiten observar diferencias significativas en la corrección del caudal y el levantamiento entre los tres métodos, a pesar que la tendencia es similar. Estas diferencias se pueden evidenciar mejor en las tablas 8, 9 y 10.

Tabla 8. Datos para la construcción de la curva corregida por el método de Turzo et al.

Método de Turzo et al.							
Viscosidad calculada por Barrufet & Setiadarma				Viscosidad calculada por Kendall & Monroe			
BEP (%)	Q (Bbl)	H (ft)	Eficiencia (%)	BEP (%)	Q (Bbl)	H (ft)	Eficiencia (%)
0	0	2168,5	0	0	0	2168,5	0
60	3186,83	1882,14	42,48	60	3084,73	1841,60	35,35
80	4412,53	1771,22	49,75	80	4271,17	1726,03	41,41
100	5393,10	1622,10	53,06	100	5220,32	1562,23	44,16
120	6618,80	1285,20	49,99	120	6406,75	1226,46	41,60
Viscosidad calculada por Refutas							
BEP (%)	Q (Bbl)		H (ft)		Eficiencia (%)		
0	0,00		2168,50		0,00		
60	3180,46		1879,38		41,94		
80	4403,72		1768,11		49,13		
100	5382,32		1617,86		52,39		
120	6605,57		1280,97		49,36		

Tabla 9. Datos para la construcción de la curva corregida por el método de Gunnar Hole

Método de Gunnar Hole							
Viscosidad calculada por Barrufet & Setiadarma				viscosidad calculada por Kendall & Monroe			
BEP (%)	Q (Bbl)	H (ft)	Eficiencia (%)	BEP (%)	Q (Bbl)	H (ft)	Eficiencia (%)
0	0	2168,5	0	0	0	2168,5	0
60	2404,99	1865,64	47,70	60	2407,77	1865,88	48,14
80	3329,99	1736,20	55,87	80	3333,84	1736,49	56,39
100	4069,98	1581,50	59,58	100	4074,69	1581,90	60,13
120	4994,98	1232,25	56,13	120	5000,76	1232,68	56,65
viscosidad calculada por Refutas							
BEP (%)	Q (Bbl)		H (ft)		Eficiencia (%)		
0	0,00		2168,50		0,00		
60	3251,98		1896,91		43,01		
80	4502,74		1778,80		50,38		
100	5503,35		1637,72		53,72		
120	6754,11		1296,23		50,61		

Tabla 10. Datos para la construcción de la curva corregida por el método de Asuaje et al.

Método de Asuaje et al.							
Viscosidad calculada por Barrufet & Setiadarma				Viscosidad calculada por Kendall & Monroe			
BEP (%)	Q (Bbl)	H (ft)	Eficiencia (%)	BEP (%)	Q(Bbl)	H (ft)	Eficiencia (%)
0	0	2168,5	0	0	0	2168,5	0
60	2711,41	1698,80	46,37	60	2711,41	1698,80	42,48
80	3754,26	1548,19	54,32	80	3754,26	1548,19	49,75
100	4588,54	1393,66	57,92	100	4588,54	1393,66	53,06
120	5631,39	1076,39	54,57	120	5631,39	1076,39	49,99
Viscosidad calculada por Refutas							
BEP (%)	Caudal (Bbl)		Cabeza (ft)		Eff (%)		
0	0,00		2168,50		0,00		
60	3057,18		1835,93		42,60		
80	4233,02		1713,44		49,90		
100	5173,69		1571,39		53,21		
120	6349,53		1241,90		50,13		

El disentimiento en la corrección de los parámetros es significativa. Por ejemplo, en caudal puede variar entre 70 y 1600 barriles, en levantamiento entre 6 y 228 pies y en eficiencia entre 0,4% y 16%. Teniendo en cuenta las gráficas y las tablas mencionadas anteriormente, se puede esperar que en el momento de aplicar las metodologías en el modelo del medidor virtual las medidas para el caudal y el corte de agua presenten diferencias notables, por ende se debe escoger la que mejor ajuste los datos históricos.

3.4. PRESIÓN DE DESCARGA DEL SISTEMA

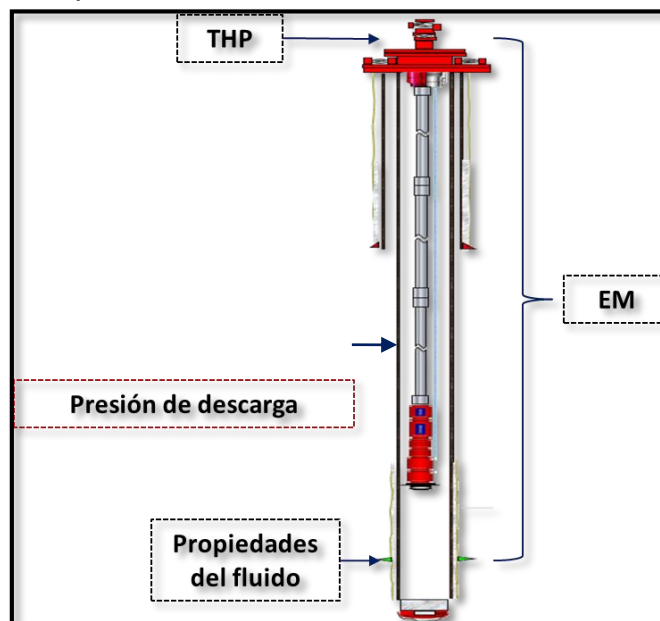
La presión de descarga hace referencia a la energía desarrollada por las etapas de la BES para que el fluido pueda llegar hasta la superficie, venciendo las pérdidas de presión a lo largo de la tubería de producción. Estas pérdidas son ocasionadas principalmente por la columna hidrostática y la fricción.

El modelo realiza dos cálculos de presión de descarga, una por *tubing* y otro por bomba. El primer cálculo se realiza mediante un análisis nodal, tomando como nodo incógnita la profundidad a la que se encuentra la descarga. El segundo se realiza mediante la ecuación 58, conociendo la cabeza de la bomba, la densidad de la mezcla y la presión de succión.

3.4.1. Presión de descarga calculada por la tubería de producción

El análisis nodal permite calcular la presión de descarga generada por la bomba. Conociendo las propiedades del fluido y la configuración de la tubería descrita en el estado mecánico, se ubica el nodo incógnita a la profundidad de la descarga. La figura 19 ilustra las secciones a tener en cuenta para el análisis.

Figura 19. Secciones para el análisis nodal



Fuente: Autor

Teniendo en cuenta lo descrito previamente, el análisis nodal se puede desarrollar como lo muestran las ecuaciones 61 y 62.

$$PD = THP + E_p + E_c$$

Ecuación 61

Donde,

PD: Presión de descarga, psi

THP: Presión en cabeza de pozo, psi

La energía potencial E_p y la energía cinética E_c representan la presión hidrostática y las pérdidas de presión por fricción respectivamente. Cambiando estos términos por los correspondientes en presión, resulta la ecuación 62.

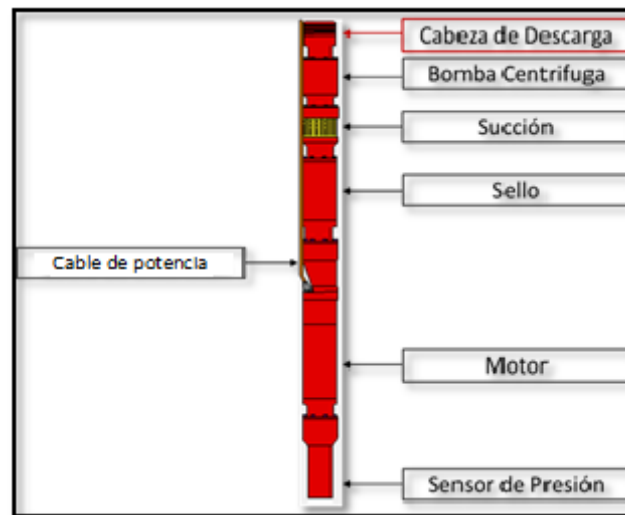
$$PD = THP + [L * \text{sen}\theta * \rho_{mz} * g] + \left[f * \frac{L}{ID} * \left(\frac{q^2}{2g} \right) \right]$$

Ecuación 62

3.4.2. Presión de descarga calculada por bomba

La presión de descarga de la bomba es la energía necesaria que debe suministrar la bomba para poder levantar una cantidad de fluido a una altura determinada, venciendo todas las pérdidas que se puedan generar a lo largo de la tubería. Esta presión de descarga es leída en la parte superior de la bomba y es conocida en inglés como *Bolt On Head* (BOH). Un capilar que conecta la cabeza de descarga con el sensor de fondo permite conocer esta presión. La figura 20 ilustra la ubicación de la descarga de la bomba.

Figura 20. Componentes de fondo de una BES



Fuente: Autor

Otras dos formas de conocer la presión de descarga ejercida por la bomba son: con la gráfica de comportamientos de presiones de pozo, también conocida como la gráfica Z, o mediante la aplicación de la ecuación 63.

$$H = \frac{(P_D - P_S)}{(\rho_{mz} * g)} + Z_D - Z_S + \frac{v_D^2 - v_S^2}{2g}$$

Ecuación 63

Asumiendo que la velocidad de descarga y la velocidad de succión son iguales se tiene como resultado la ecuación 64.

$$H = \frac{(P_D - P_S)}{(\rho_{mz} * g)} + Z_D - Z_S$$

Ecuación 64

Despejando la presión de descarga queda expresada según la ecuación 65.

$$P_D = [(\rho_{mz} * g)(H - Z_D + Z_S)] + P_S$$

Ecuación 65

3.5. COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE VISCOSIDAD Y CORRECCIÓN DE LA CRVA DE LA BOMBA

El pilar del medidor virtual es la corrección de la curva de la bomba en función de la viscosidad de la mezcla agua-crudo y tiene la mayor influencia al momento de calcular el caudal y el corte de agua. Así pues, se realizaron nueve combinaciones, entre las dos metodologías, para evaluar su desempeño en el ajuste de los dos parámetros de producción. Estas combinaciones se relacionan en la tabla 11.

Tabla 11. Grupos de combinaciones posibles entre los métodos de cálculo de la viscosidad de la mezcla y los métodos de corrección de la curva de la bomba

Grupo	Método de corrección de la curva de la Bomba	Método del cálculo de la viscosidad de la mezcla
1	Turzo et al.	Refutas
	Turzo et al.	Barrufet & Setiadarma
	Turzo et al.	Kendall & Monroe
2	Gunnar Hole	Refutas
	Gunnar Hole	Barrufet & Setiadarma
	Gunnar Hole	Kendall & Monroe
3	Asuaje et al.	Refutas
	Asuaje et al.	Barrufet & Setiadarma
	Asuaje et al.	Kendall & Monroe

La comparación de los métodos se realizó evaluando el desempeño de cada combinación descrita en la tabla 11 en tres pozos. La selección de los pozos fue de

manera aleatoria sin tener en cuenta un criterio específico. En cada uno de estos se trató de realizar el ajuste de caudal y de corte de agua empleando las combinaciones en el medidor virtual. Los cálculos arrojados por el medidor fueron comparados con los datos de los reportes de producción para evaluar la precisión.

Con estas combinaciones se generaron seis gráficas para cada pozo, tres gráficas para evaluar el desempeño de la estimación del caudal y las otras tres para el BS&W. Adicional a las gráficas se realizaron tablas para cada pozo con el porcentaje de error que tienen los métodos en el cálculo de los parámetros de producción respecto a los datos reales leídos de los reportes. Las tablas se encuentran especificadas en el anexo A.

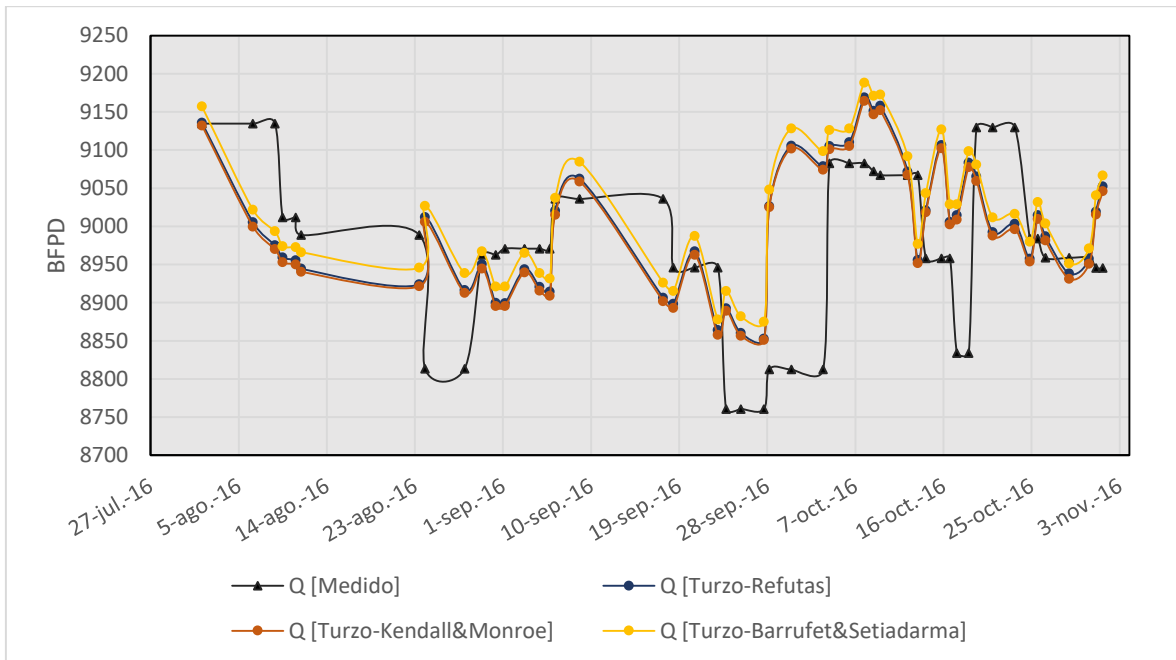
Se analizaron en conjunto las gráficas y las tablas de error para establecer la combinación que mejor ajusta la medida virtual tanto de caudal como de corte de agua, es decir, la que tenga el menor porcentaje de error. Los porcentajes de error fueron calculados mediante la ecuación 66.

$$\% \text{ Error} = \frac{|Dato \text{ real} - Dato \text{ generado por medidor virtual}|}{Dato \text{ real}}$$

Ecuación 66

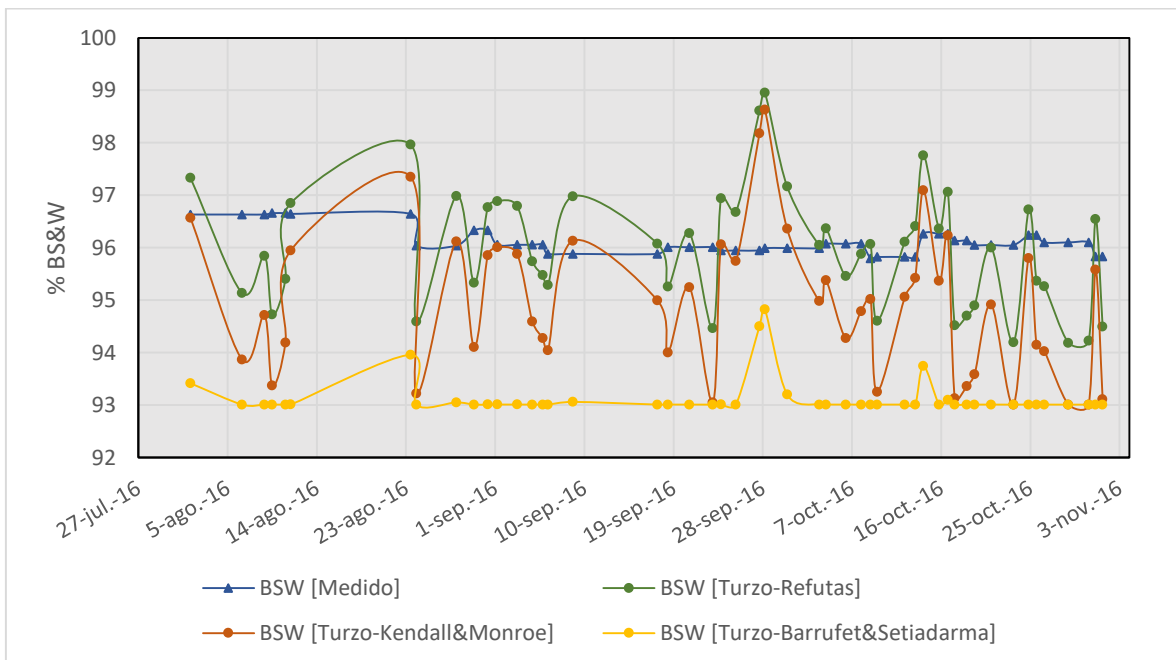
El resultado de este procedimiento fueron 18 gráficas para los tres pozos y 54 tablas de porcentaje de error. Las tablas de error permitieron un buen análisis facilitando la selección de la mejor combinación con el fin de aplicarla en las corridas del medidor virtual. Las gráficas 7 a la 24 muestran los resultados de los ajustes para los tres pozos.

Gráfica 7. Ajuste de caudal para el grupo 1 en el pozo QF-200H



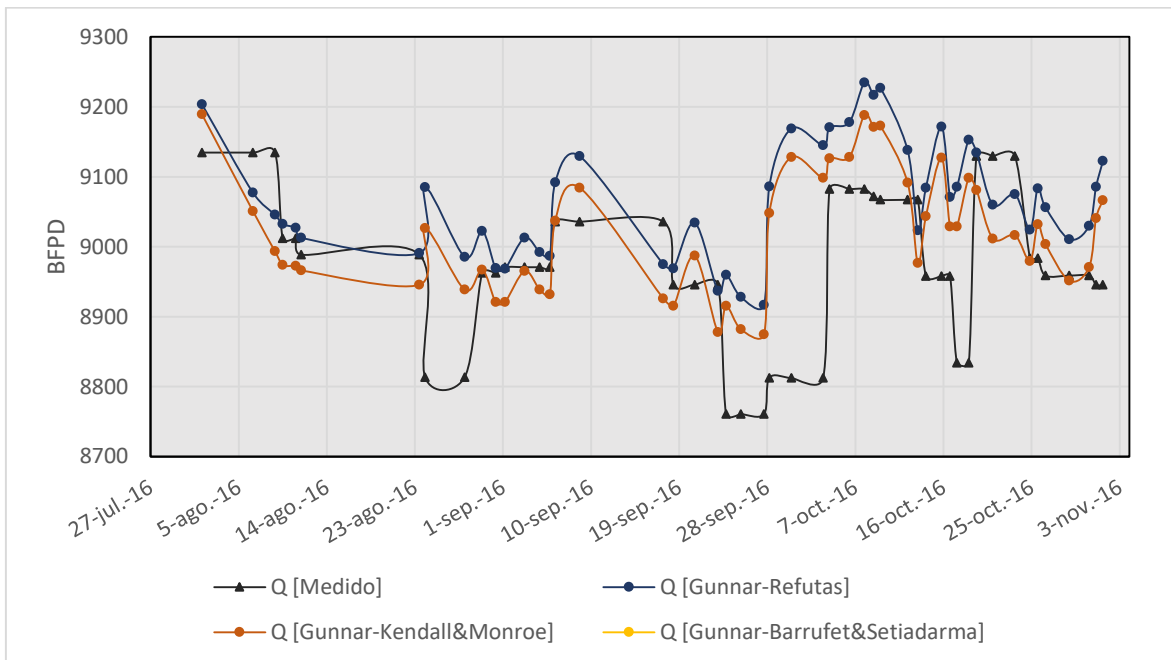
Fuente: Autor

Gráfica 8. Ajuste del corte de agua para el grupo 1 en el pozo QF-200H



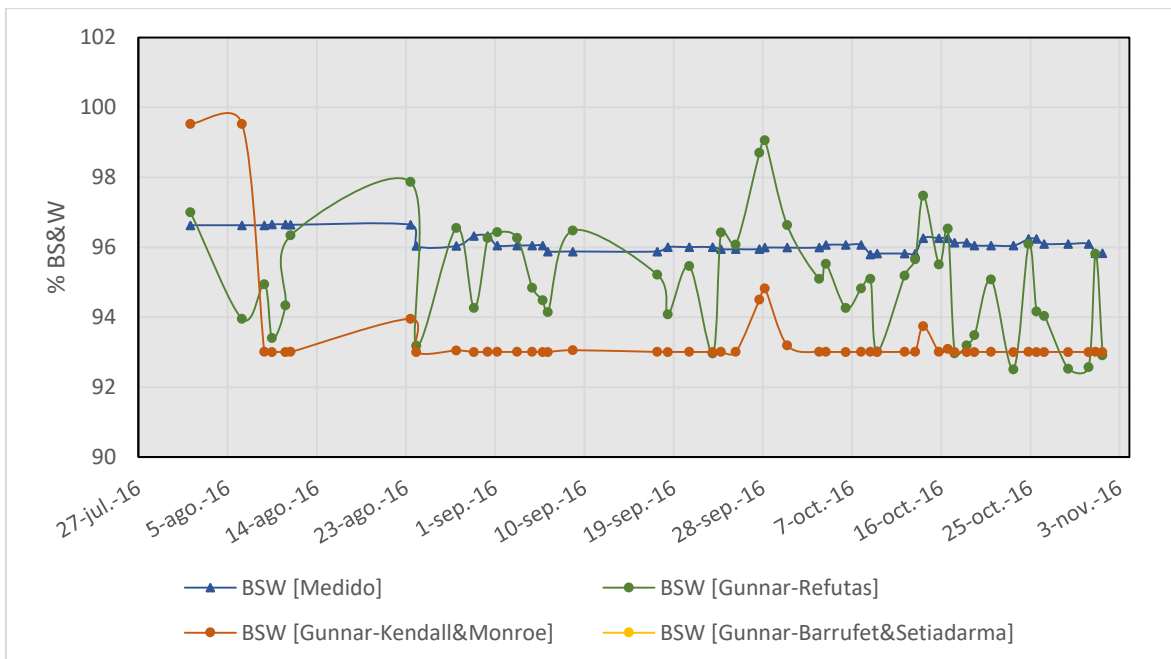
Fuente: Autor

Gráfica 9. Ajuste de caudal para el grupo 2 en el pozo QF-200H



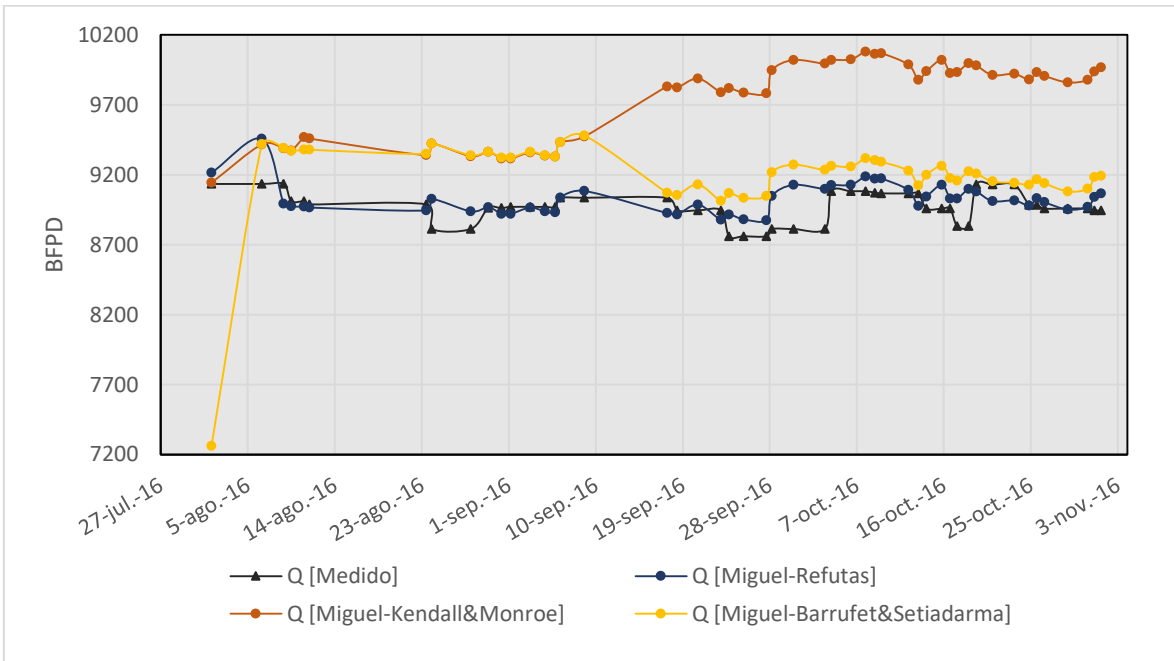
Fuente: Autor

Gráfica 10. Ajuste del corte de agua para el grupo 2 en el pozo QF-200H



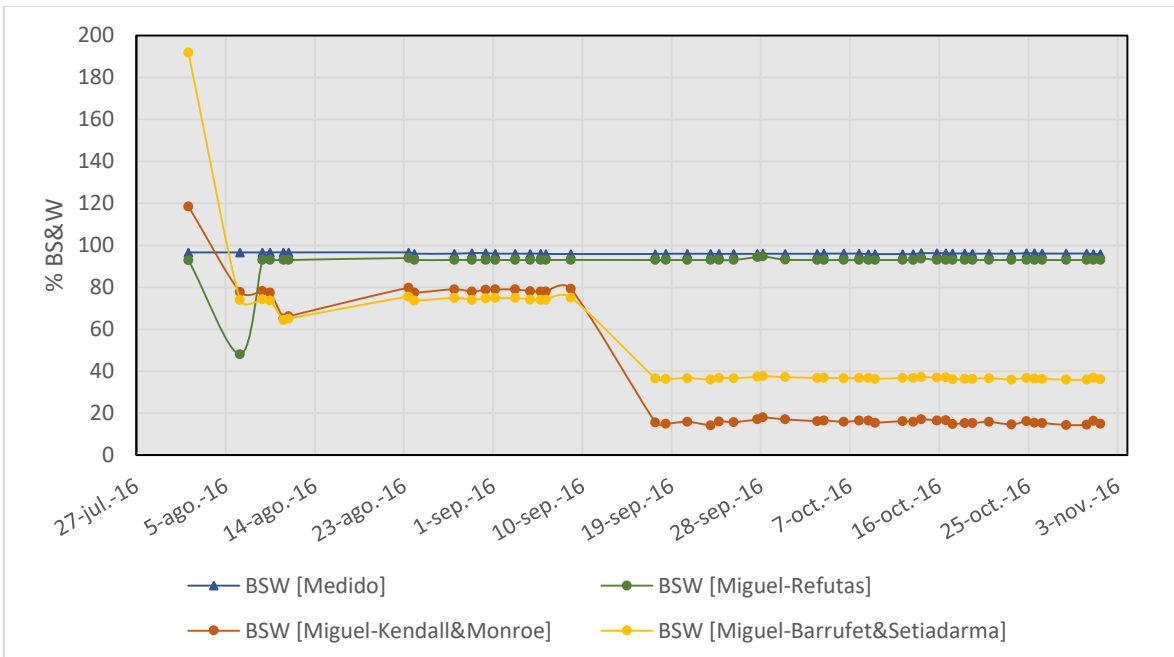
Fuente: Autor

Gráfica 11. Ajuste de caudal para el grupo 3 en el pozo QF-200H



Fuente: Autor

Gráfica 12. Ajuste del corte de agua para el grupo 3 en el pozo QF-200H



Fuente: Autor

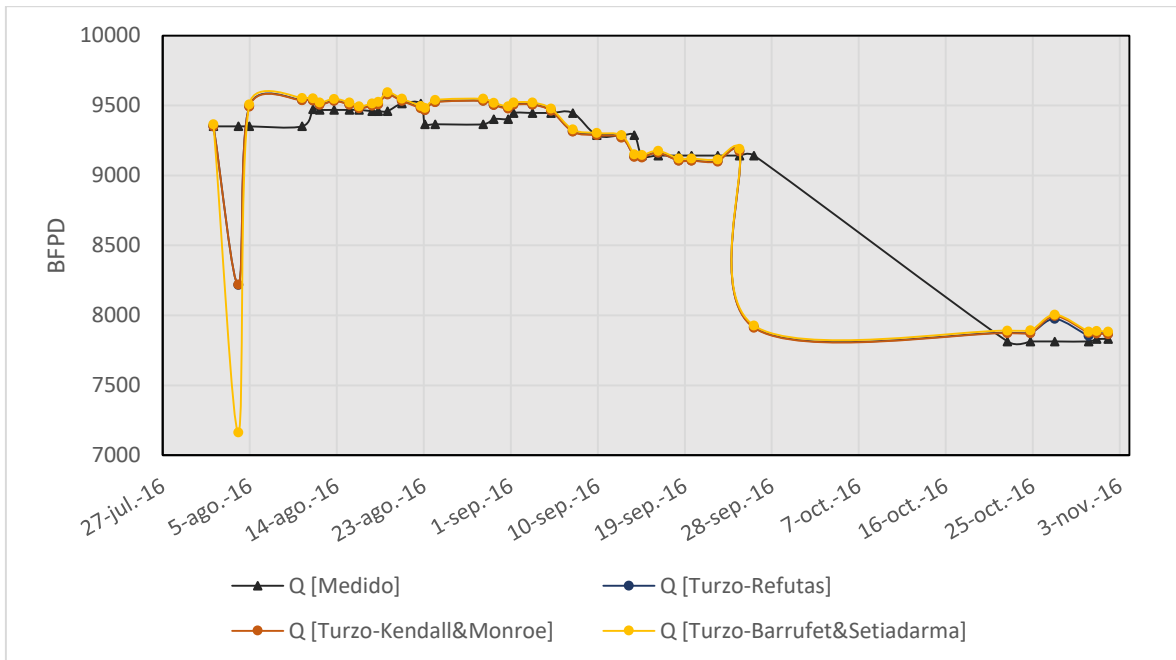
El ajuste del primer grupo, encabezado por el método de Turzo et al., resultó bastante preciso. Con un porcentaje de error promedio menor al 1% para la medida virtual de caudal y menor al 2% para el corte de agua. Pequeñas diferencias se pueden observar entre las combinaciones de este grupo. No obstante, el cálculo de la viscosidad de la mezcla realizada por Barrufet & Setidarma presenta la mayor discrepancia respecto a la medida real del BS&W con un promedio de error de 3,12% y Refutas la más ajustada con un promedio de error del 1%.

El ajuste del segundo grupo deja ver una gran ineficiencia en la combinación de Gunnar Hole y Barrufet & Setidarma, que como se mencionó anteriormente no fue posible hacer el ajuste en este pozo. Se presume que es debido al cálculo de la viscosidad de la mezcla, ya que se pudieron realizar las medidas con las otras combinaciones. Gráficamente se observa una diferencia mayor a la del primer grupo en la medida virtual del caudal y en el corte de agua y las tablas de error lo comprueban con porcentajes de error promedio de 1,3% y 2,34% para caudal y BS&W respectivamente. Sin embargo se pueden considerar como medidas aceptables teniendo un promedio menor al 5% de error.

El último grupo analizado en este pozo, muestra mucha más discrepancia en las mediciones virtuales de caudal y corte de agua. Las gráficas dejan ver el pobre ajuste que tiene el modelo cuando se utiliza cualquier combinación de este grupo, al menos para este pozo. El promedio de error general de las combinaciones en la medición de caudal supera el 4% y es más impreciso para el corte de agua con más de 30% de error, siendo este el ajuste más impreciso de los tres grupos. A pesar de esta falta de precisión en este grupo, se puede ver que cuando se usa el método de Refutas en el cálculo de la viscosidad, se tiene el mejor ajuste.

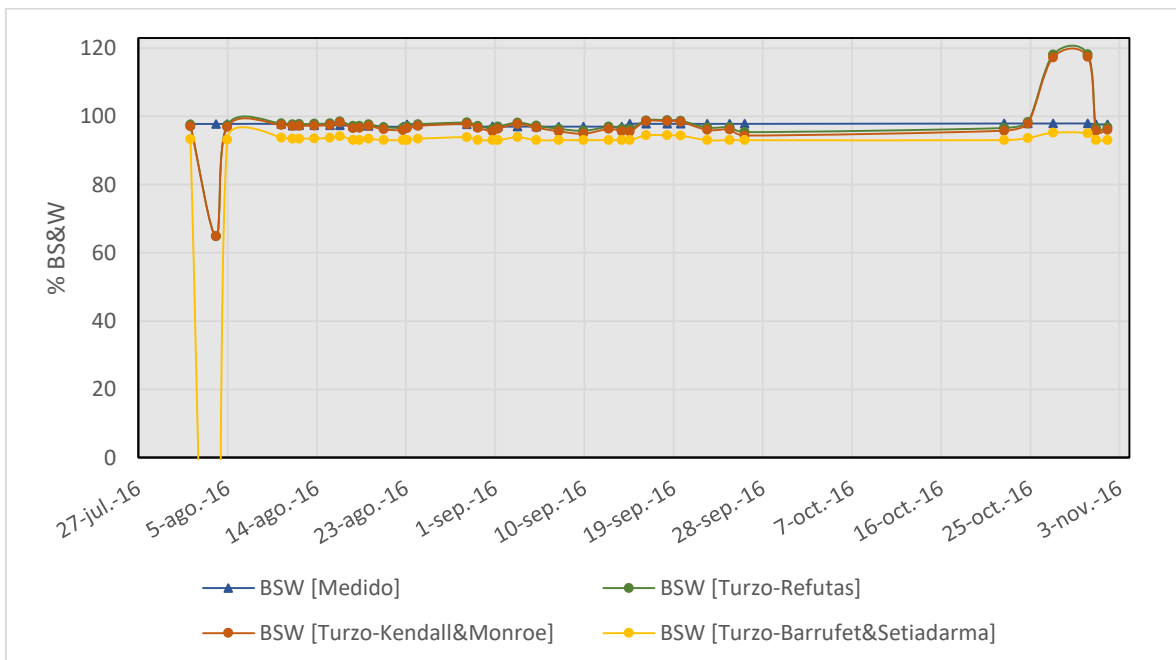
Las siguientes gráficas de la 13 a la 18 muestran los resultados del ajuste para el pozo QF-122H.

Gráfica 13. Ajuste de caudal para el grupo 1 en el pozo QF-122H



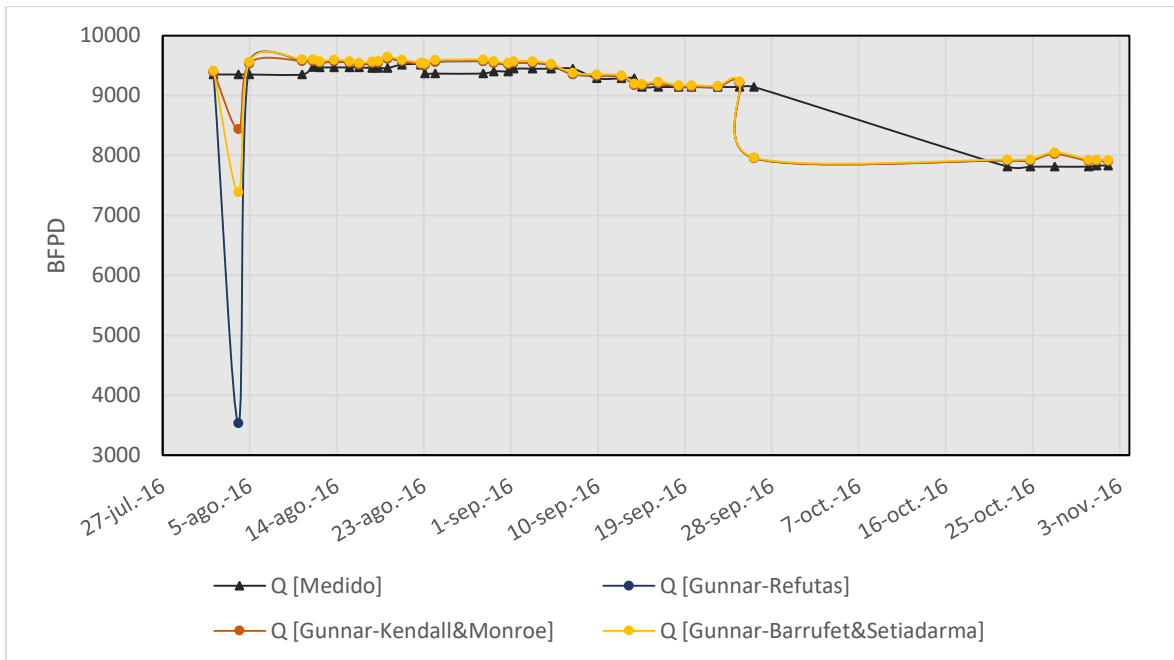
Fuente: Autor

Gráfica 14. Ajuste del corte de agua para el grupo 1 en el pozo QF-122H



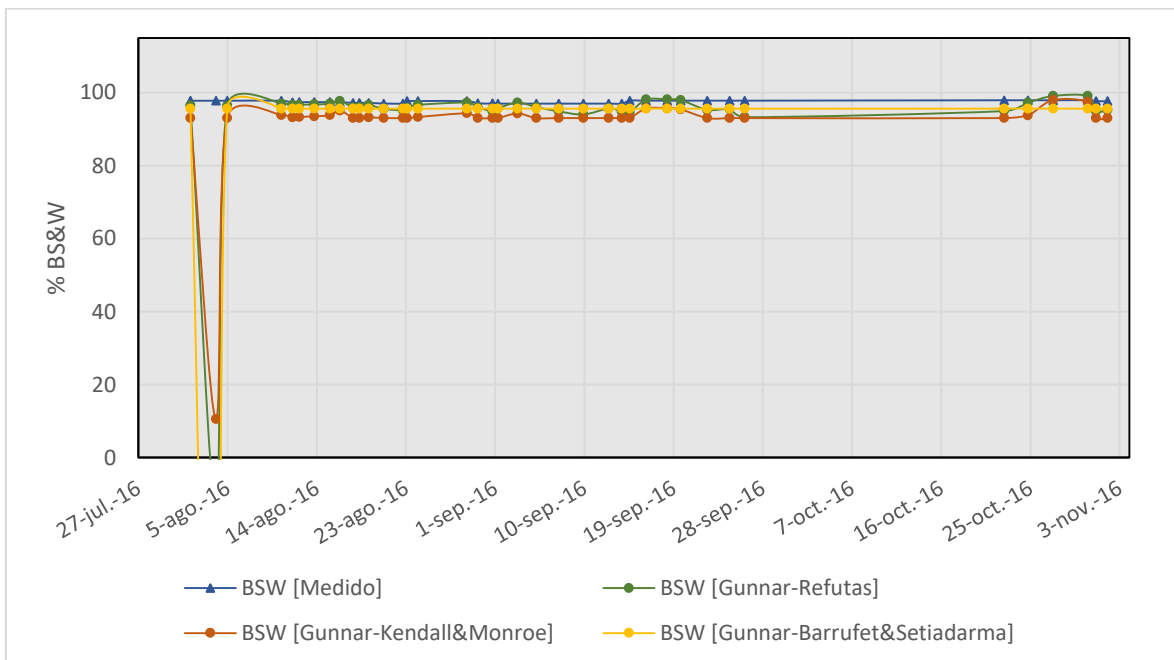
Fuente: Autor

Gráfica 15. Ajuste de caudal para el grupo 2 en el pozo QF-122H



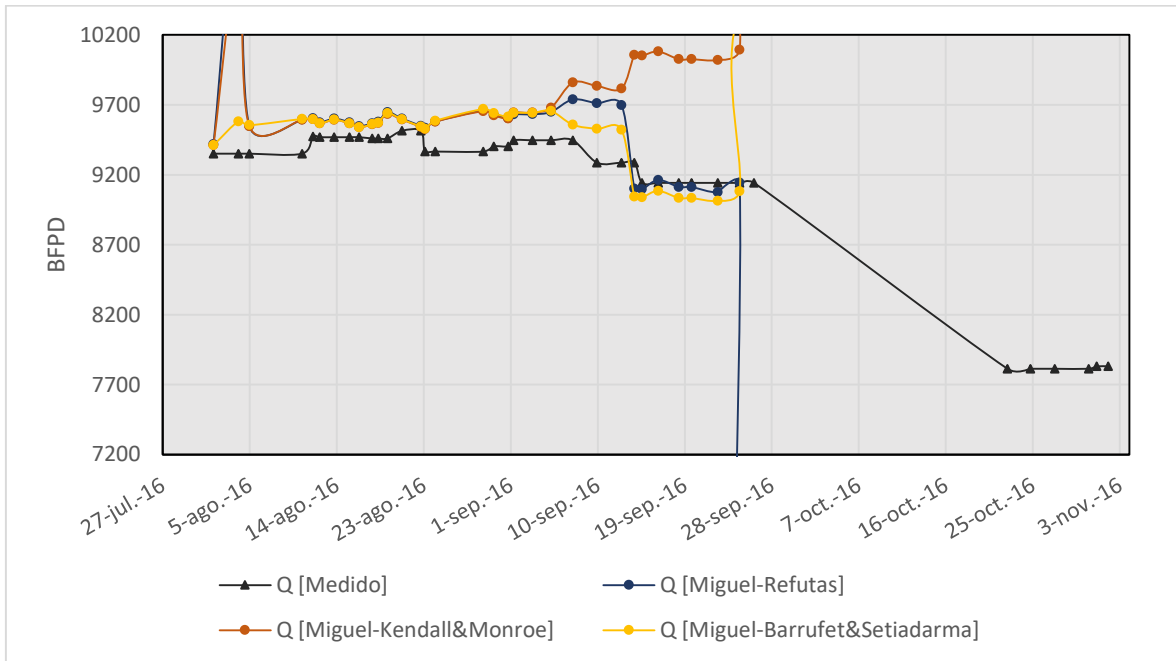
Fuente: Autor

Gráfica 16. Ajuste del corte de agua para el grupo 2 en el pozo QF-122H



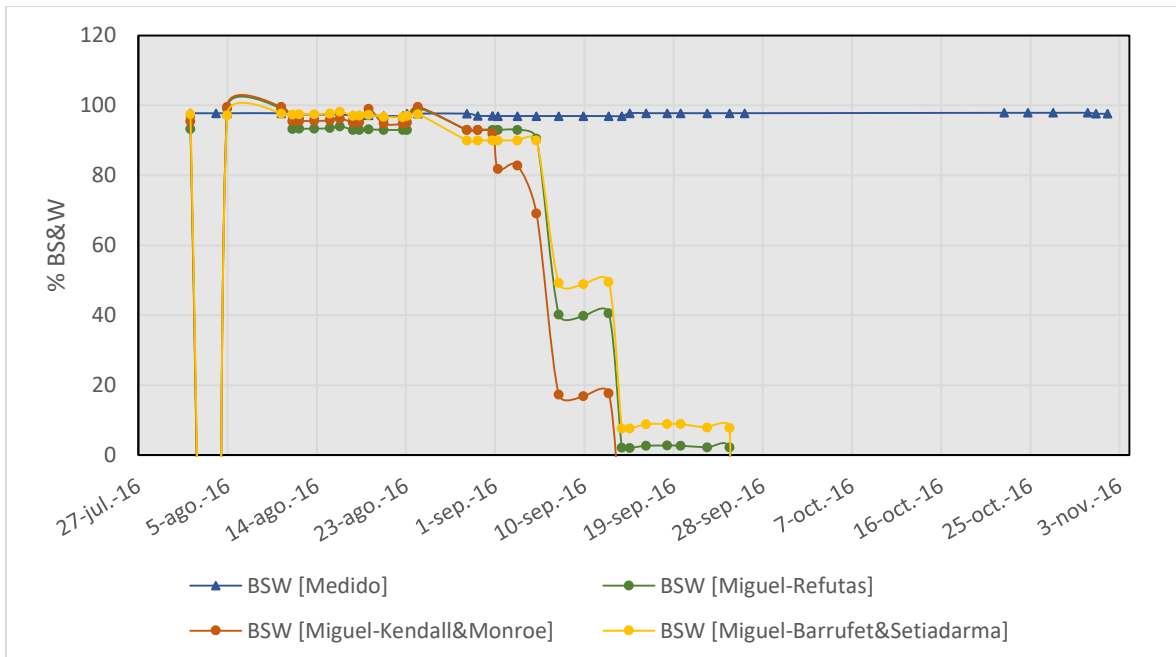
Fuente: Autor

Gráfica 17. Ajuste de caudal para el grupo 3 en el pozo QF-122H



Fuente: Autor

Gráfica 18. Ajuste del corte de agua para el grupo 3 en el pozo QF-122H



Fuente: Autor

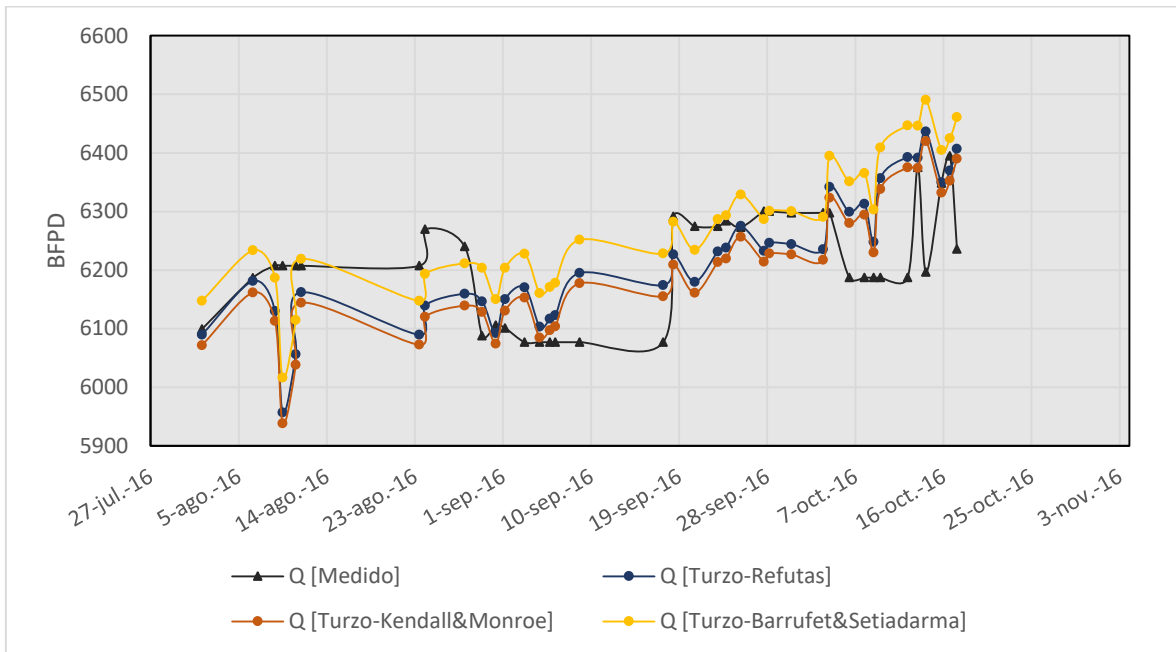
El ajuste del grupo 1 en el pozo QF-122H presenta un error promedio en la medida virtual del caudal del 1,5% y 5,4% en el corte de agua. Esta medida virtual aparenta no ser aceptable, pero es debido a que se está tomando en cuenta el promedio de todas las combinaciones. Las gráficas 2 y 3 del anexo A dejan ver comportamientos muy similares entre las combinaciones de Turzo et al. con Refutas y con Kendall & Monroe, con porcentajes de errores promedio muy cercanos como se observa en las tablas de la 8 a la 11 del anexo A. La combinación que mejor ajusta los parámetros es justamente la de Turzo et al. con Refutas exhibiendo errores de 1,35% para caudal y 2,6% para el corte de agua en promedio. Y el ajuste realizado por la combinación de Turzo con Barrufet & Setiadarma no fueron los mejores para este grupo.

El segundo grupo muestra diferencias más grandes en las mediciones virtuales, con promedios de error para caudal y corte de agua de 2,8% y 6,6% respectivamente. Las gráficas muestran un mal ajuste de todas las combinaciones, y los porcentajes de error lo comprueban. El método que mejor ajustó el caudal fue el de Gunnar Hole con Kendall & Monroe, puesto que tiene un promedio de 1,57% de error, y el mejor ajuste del BS&W fue realizado por Gunnar Hole con Refutas, con un error del 4,58% en promedio.

Se puede percibir gráficamente que el tercer grupo presenta los resultados con mayor discrepancia para el ajuste de los parámetros de producción, arrojando errores mayores al 10% tanto para caudal como para el corte de agua. Por lo tanto, ninguna combinación de este grupo podría aplicarse en el modelo, teniendo en cuenta que la tolerancia en error es menor al 5%.

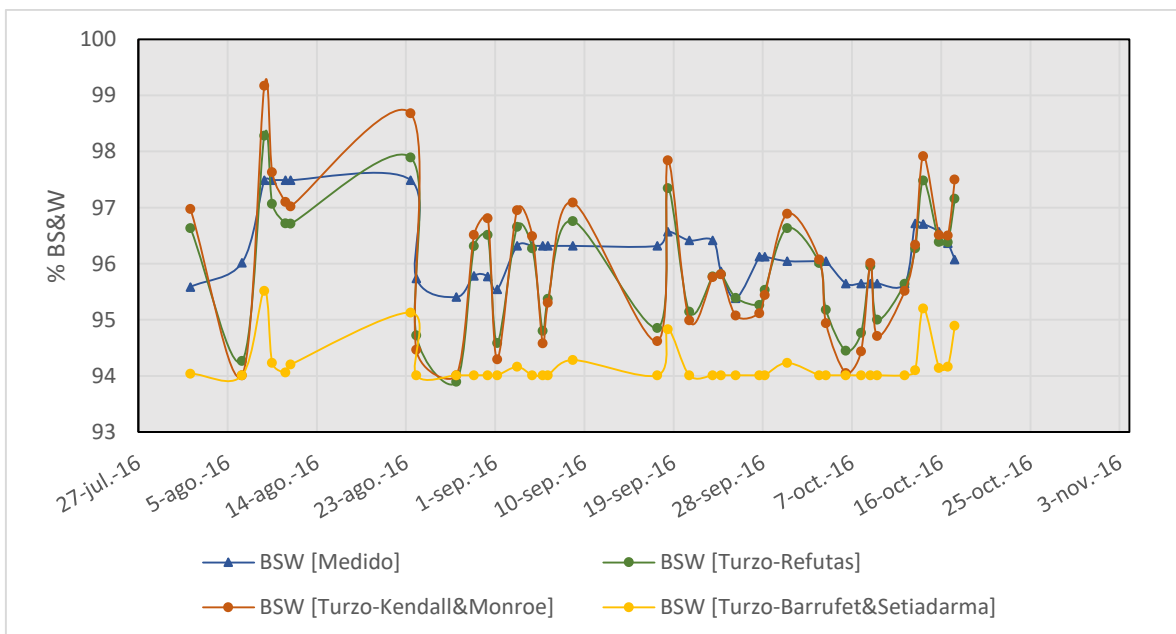
Por último, las gráficas de la 19 a la 24 muestran los resultados del ajuste para el pozo QF-104H.

Gráfica 19. Ajuste de caudal para el grupo 1 en el pozo QF-104H



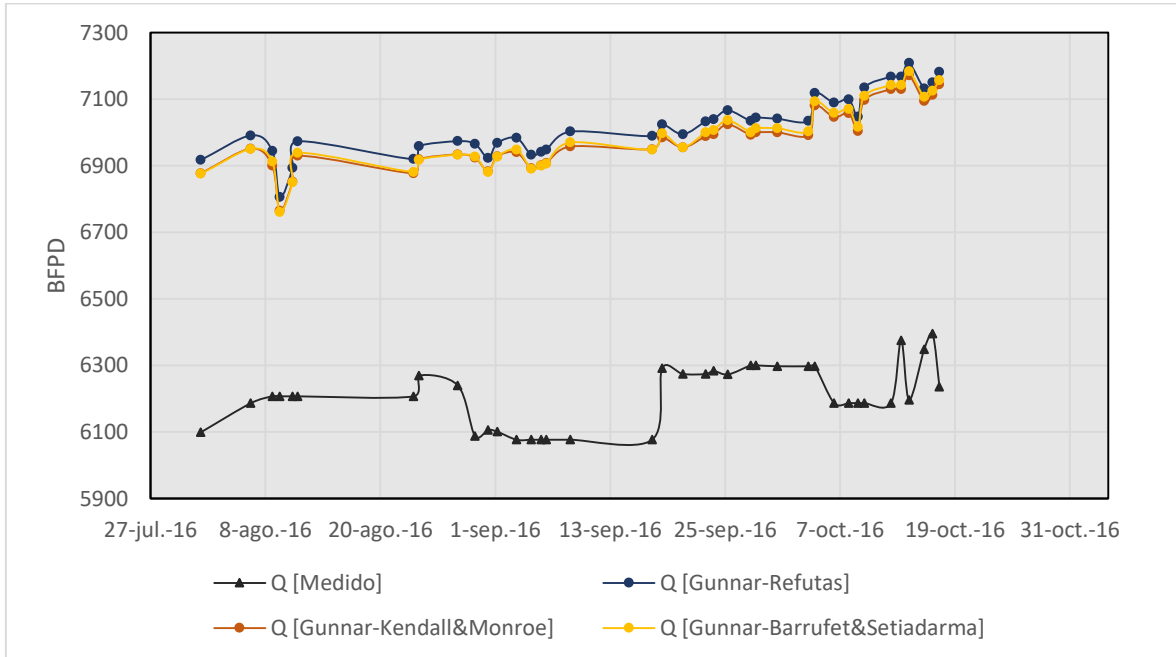
Fuente: Autor

Gráfica 20. Ajuste de corte de agua para el grupo 1 en el pozo QF-104H



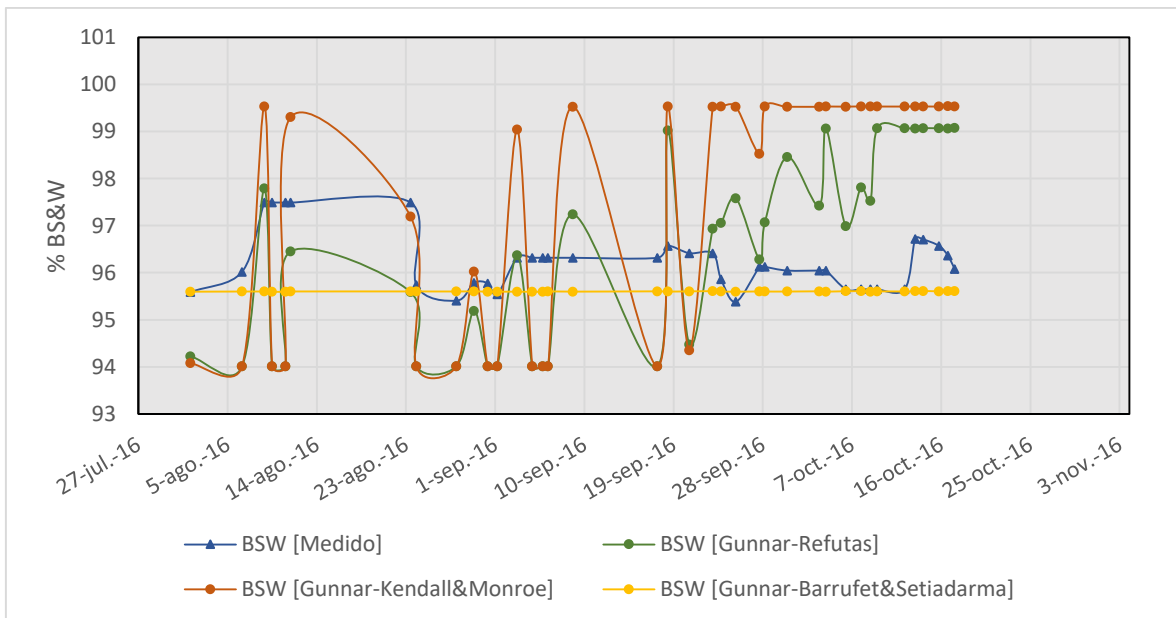
Fuente: Autor

Gráfica 21. Ajuste de caudal para el grupo 2 en el pozo QF-104H



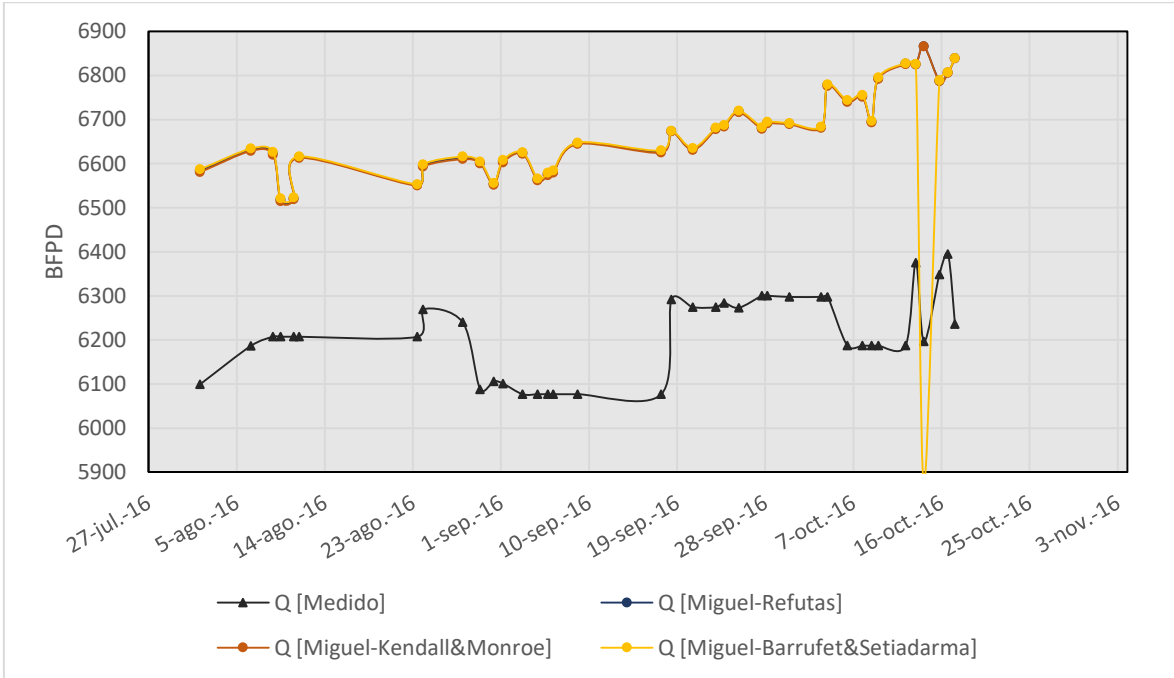
Fuente: Autor

Gráfica 22. Ajuste del corte de agua para el grupo 2 en el pozo QF-104H



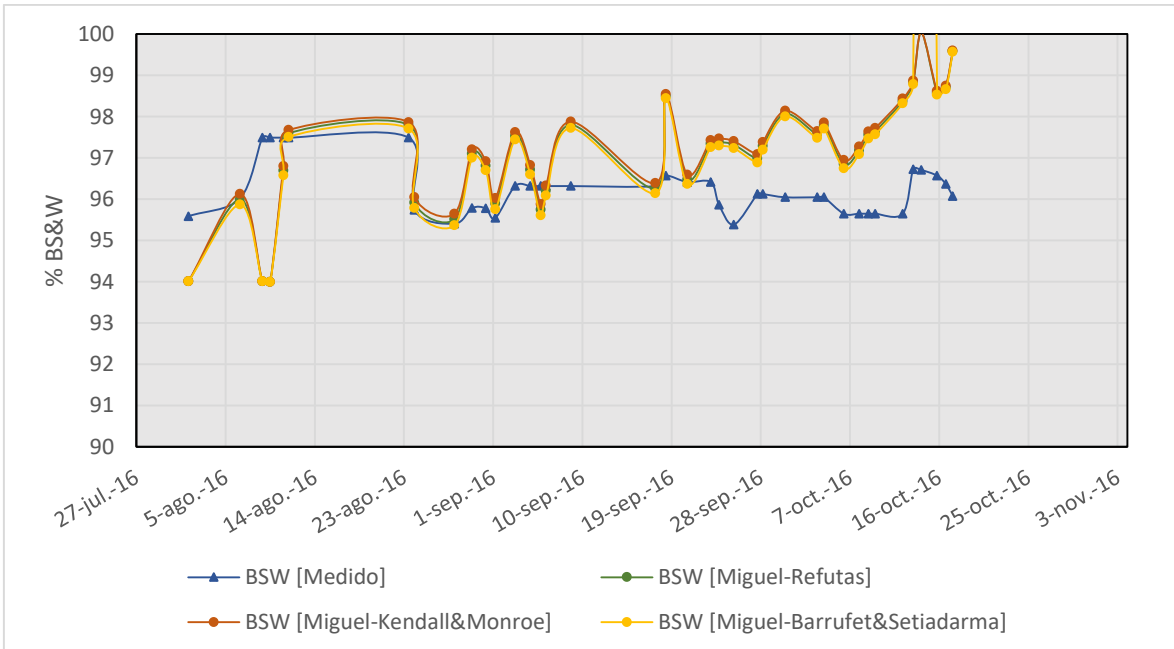
Fuente: Autor

Gráfica 23. Ajuste de caudal para el grupo 3 en el pozo QF-104H



Fuente: Autor

Gráfica 24. Ajuste del Corte de agua para el grupo 3 en el pozo QF-104H



Fuente: Autor

Los resultados del ajuste en este último pozo permiten confirmar la tendencia que han venido mostrando las combinaciones en el cálculo de caudal y corte de agua. Donde en los tres pozos la combinación que mejor ajusta los parámetros es la del grupo 1 con Turzo et al. y Refutas. Para el pozo QF-104H el promedio de error para la medida virtual de caudal aplicando esta combinación es de 1,3% y para el BS&W es de 0,73%. Las combinaciones de los grupos 2 y 3 muestran diferencias mayores entre la medida real y la medida virtual de los dos parámetros como se observa en las gráficas y en las tablas de error del anexo A.

Teniendo en cuenta que la combinación de Turzo et al. con Refutas presentó en todos los pozos el mejor ajuste de los parámetros, es la combinación seleccionada para la aplicación en el modelo del medidor virtual. Por lo tanto, todas las medidas virtuales que se muestran en el siguiente capítulo fueron realizadas mediante esta combinación.

4. APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO

Antes de realizar una corrida en cualquier programa, es necesario hacer la calibración o ajuste de los datos históricos, conocido en inglés como *history matching*. Las mediciones virtuales hechas por el programa van a estar en función del ajuste realizado, es por eso la importancia de seleccionar una buena combinación de métodos para los cálculos. El medidor virtual cuenta con un factor de ajuste denominado PQC, el cual va a compensar las consideraciones realizadas y fenómenos que no se tienen en cuenta en el modelo.

Para realizar el ajuste del pozo, primero se deben ingresar todos los datos de entrada mencionados en el capítulo anterior. Las pantallas para el ingreso de los datos de entrada del modelo pueden visualizarse más adelante es este capítulo.

La etapa de calibración es larga, debido a que se tienen que ajustar un número significativo de datos históricos para la óptima corrida del programa. Como no se conoce el factor de ajuste en un principio, se tienen que realizar varias corridas, lo cual puede tomar tiempo. Así, cada intento de calibración toma en promedio entre 10 y 30 minutos. Para agilizar los tiempos de corrida en la calibración se recomienda tomar como datos de inicialización un corte de agua muy cercano al reportado. El tiempo de calibración está en función de:

- El número de datos que se quieran ajustar.
- El valor de inicial de corte de agua que se ingrese.
- El valor inicial del PQC.
- La capacidad de la computadora.

Es importante realizar calibraciones periódicas para mantener la confiabilidad en las mediciones del medidor virtual. Aunque no están establecidos los tiempos de recalibración, es recomendable hacerlo una vez cada tres meses. También es necesario volver a calibrar en caso de que se presenten cambios marcados en el corte de agua, producción o cuando se realicen modificaciones en el estado mecánico del pozo, incluyendo cambios de bomba.

Una vez se haya encontrado el PQC para cada pozo, se procede a realizar las corridas correspondientes. Hay que tener en cuenta que el modelo siempre necesita como dato de entrada un corte de agua de inicialización. Este valor simplemente es para poder realizar la corrida, no importa el valor ingresado, siempre y cuando sea mayor a 10 y menor a 100.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de cuatro pozos, de los 18 ajustados, en los que se realizó la corrida del medidor virtual. Cabe recordar que todos los pozos fueron trabajados bajo la misma combinación de métodos ya mencionada. Además, todos los pozos trabajan con el modelo 2, porque este permite monitorear el caudal y corte de agua simultáneamente.

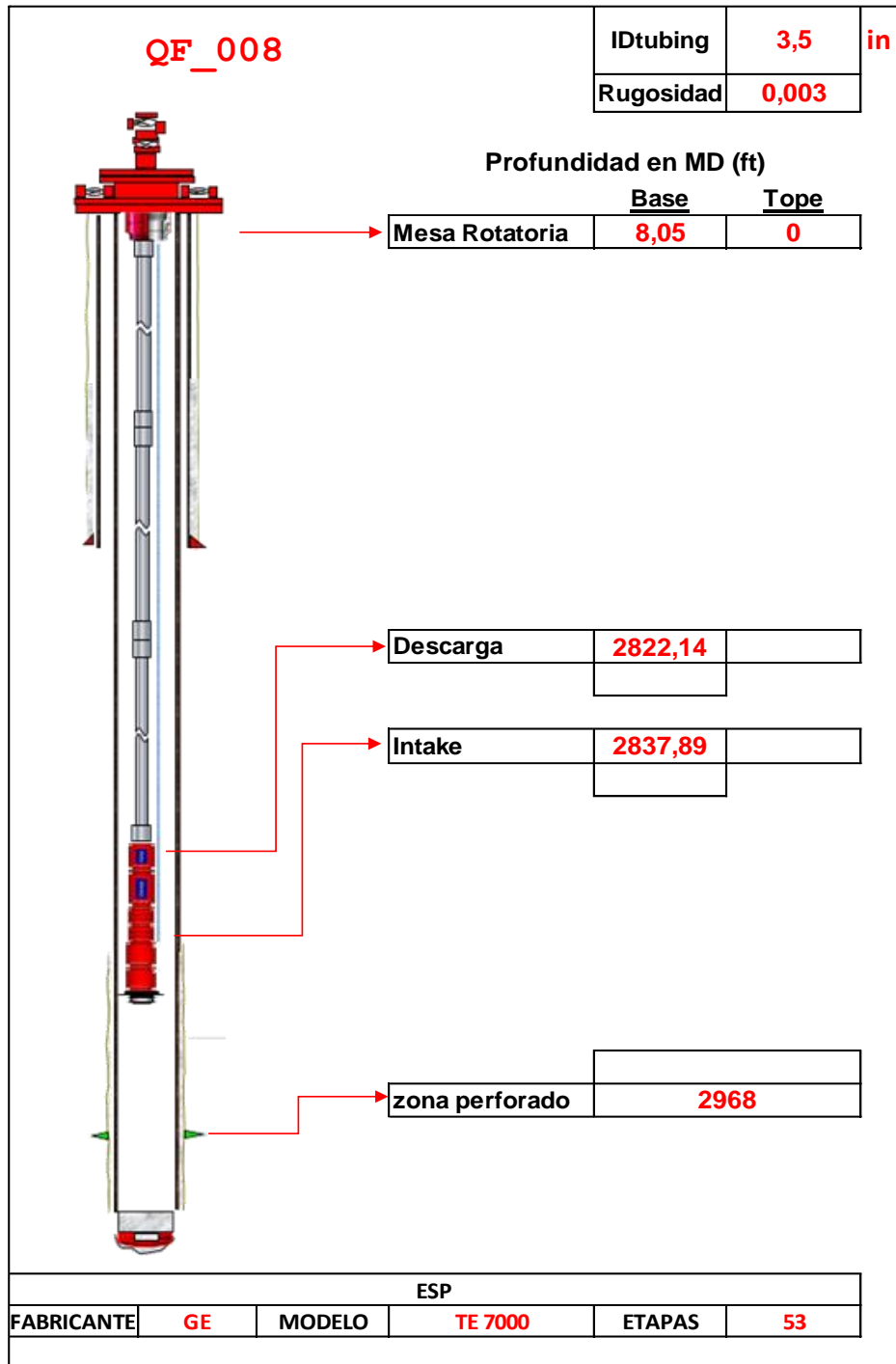
Todos los pozos cuentan con datos para ajuste y datos para la medición virtual. Los datos utilizados en la calibración del modelo se encuentran en la zona sombreada de las gráficas, mientras que las mediciones virtuales se encuentran por fuera de esta zona. Los datos medidos en las gráficas hacen referencia al dato real de los reportes de producción, y los datos calculados hacen referencia a los ajustes y mediciones virtuales realizadas por el modelo.

Se realizaron cuatro gráficas por cada pozo, en dos de ellas se enfrentan los datos calculados con los datos medidos: una para el caudal y otra para el corte de agua. Y las otras dos gráficas muestran los rangos de discrepancia del 5% de la medición virtual para cada parámetro.

A continuación se muestra el proceso que realiza el modelo para la obtención de la medida virtual, desde el ingreso de los datos hasta la obtención de los resultados, con el pozo QF-008. Los resultados de los demás pozos se producen de la misma forma y se muestran seguido del proceso.

En primer lugar se realiza el ingreso de los datos de entrada mostrados en la figura 16: datos del Estado Mecánico, de producción y datos de bomba. La figura 21 muestra la sección para el ingreso de datos correspondientes al EM del pozo.

Figura 21. Datos de entrada del Estado Mecánico del pozo QF-008



Fuente: Autor, medidor virtual

Luego de ingresar los datos del EM, se procede a ingresar los coeficientes correspondientes de la curva estándar de la bomba electro sumergible que esté instalada en el pozo. La tabla 12 ilustra los coeficientes de la bomba TE 7000 de GE para el pozo QF-008 ingresados en el medidor virtual.

Tabla 12. Ingreso de los coeficientes de la bomba TE 7000 instalada en el pozo QF-008

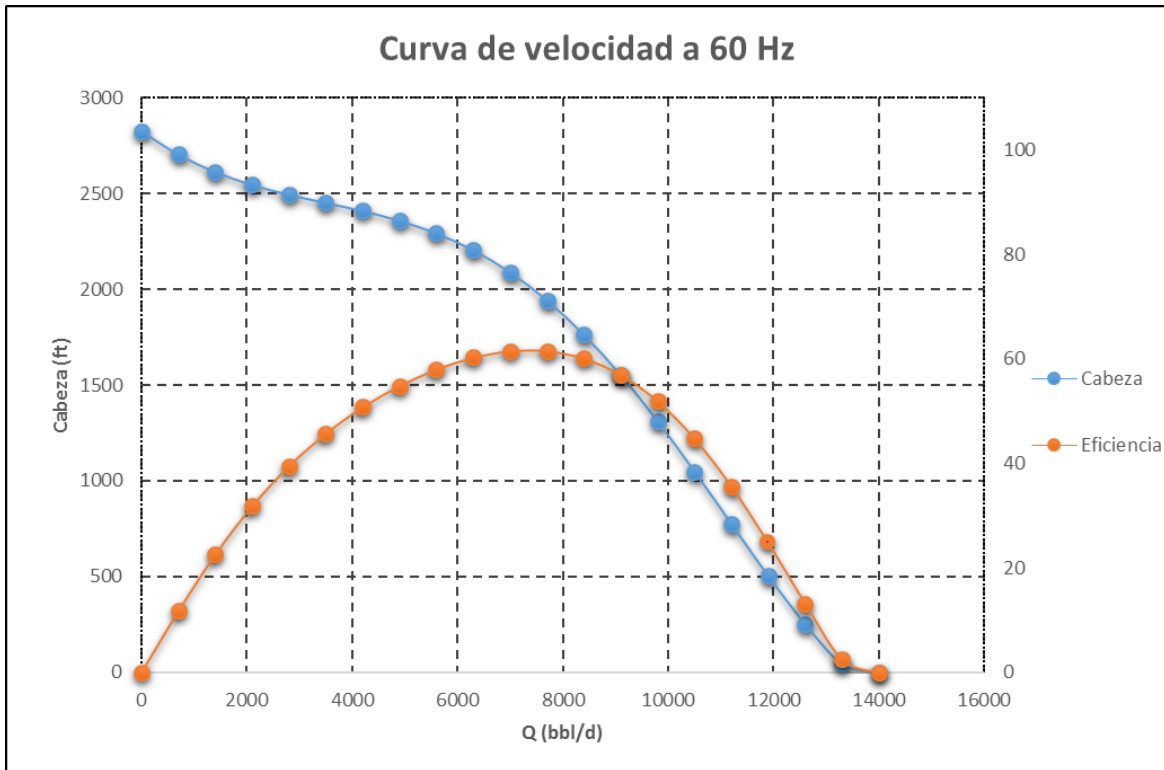
Curva de velocidad a 60 Hz			
Q/Qn [-]	Q(bbl/d)	Head(ft)	Eficiencia (%)
0,000	0,00	2827,50	0
0,091	700,00	2705,90	11,78
0,182	1400,00	2614,60	22,598
0,273	2100,00	2547,10	31,876
0,364	2800,00	2496,00	39,535
0,455	3500,00	2453,30	45,769
0,545	4200,00	2410,70	50,827
0,636	4900,00	2360,10	54,899
0,727	5600,00	2294,00	58,068
0,818	6300,00	2205,90	60,317
0,909	7000,00	2090,20	61,536
1,000	7700,00	1943,50	61,546
1,091	8400,00	1763,80	60,112
1,182	9100,00	1552,10	56,98
1,273	9800,00	1311,80	51,915
1,364	10500,00	1049,60	44,771
1,455	11200,00	775,51	35,596
1,545	11900,00	503,68	24,778
1,636	12600,00	252,38	13,213
1,727	13300,00	44,54	2,4549

Fuente: Autor, medidor virtual

Cada uno de los colores resaltados en los coeficientes representa los porcentajes de eficiencia en relación al punto de mejor eficiencia (BEP). El color amarillo representa el 60% del BEP de la bomba, el color verde el 80%, el color rojo el 100% y el color azul el 120%. Cuando hay dos valores cercanos al porcentaje del BEP se realiza un promedio para determinar el dato que va a leer el programa.

Después de introducir los coeficientes de la BES se genera la curva de desempeño de la bomba, como lo muestra la figura 23.

Figura 22. Curva estándar de la bomba TE 7000 instalada en el pozo QF-008 arrojada por el medidor virtual



Fuente: Autor, medidor virtual

Para finalizar la etapa de ingreso de datos se introducen aquellos que hacen parte de la sección de producción; como: la frecuencia, el presión de succión, la temperatura y presión en cabeza de pozo, la presión en cabeza de pozo, la intensidad, el voltaje y la potencia de la bomba. Adicional a esto, el modelo necesita un BS&W de inicialización, el cual debe ser mayor a 10 y menor a 100 para realizar cualquier corrida, ya sea de calibración o medición. El ingreso de caudal y de corte de agua se hace únicamente para el proceso de calibración. Sin embargo, en este trabajo se introdujeron también en las corridas de medición con el fin de comparar los resultados.

La tabla 13 muestra los datos ingresados de producción del pozo QF-008 para las corridas del modelo. La sección sombreada hace referencia a los datos que se utilizaron en la calibración del pozo y los demás fueron las mediciones realizadas después de tener el factor de ajuste adecuado.

Tabla 13. Datos ingresados de producción del pozo QF-008 al medidor virtual

POZO	Registro BS&W			BS&W de inicialización	BFPD	PWF (psia)	PIP	THP	THT	HZ	V	I	P
	FECHA	HORA	BS&W MEDIDA										
QF_008	9-jul.-16		96,54	90,00	7391	630,76	541	205	130	63,3	2604	49,32	188296,05
QF_008	10-jul.-16		96,54	90,00	7379	639,76	550	200	130	62,6	2628	48,65	181543,58
QF_008	12-jul.-16		96,42	90,00	7458	637,76	548	205	130	63,3	2639	48,28	188564,90
QF_008	13-jul.-16		96,8	90,00	7372	620,76	531	205	130	63,6	2628	48,41	191078,97
QF_008	14-jul.-16		96,57	90,00	7344	638,76	549	200	151	62,7	2632	48,39	182707,63
QF_008	15-jul.-16		96,99	90,00	7410	629,76	540	203	151	63,2	2639	48,2	187256,56
QF_008	16-jul.-16		96,47	90,00	7236	642,76	553	200	151	62,8	2640	47,2	184333,9
QF_008	17-jul.-16		96,58	90,00	7213	638,76	549	202	151	62,3	2641	47,04	178337,62
QF_008	18-jul.-16		96,66	90,00	7318	659,76	570	200	151	62,3	2646	47,57	180166,04
QF_008	20-jul.-16		96,79	90,00	7321	642,76	553	202	130	62,7	2648	46,71	182898,26
QF_008	21-jul.-16		96,26	90,00	7181	649,76	560	198	130	62	2645	46,54	176113,37
QF_008	22-jul.-16		95,67	90,00	7175	650,76	561	200	130	62	2646	46,48	175940,64
QF_008	23-jul.-16		95,68	90,00	7307	654,76	565	201	130	62	2646	46,78	176175,76
QF_008	24-jul.-16		96,07	90,00	7213	649,76	560	200	130	62	2641	46,71	176058,45
QF_008	25-jul.-16		96,42	90,00	7179	664,76	575	199	130	61,5	2643	46,24	171889,21
QF_008	26-jul.-16		95,50	90,00	7295	640,76	551	200	138	62,6	2632	47,85	181631,74
QF_008	29-jul.-16		94,70	90,00	7438	629,76	540	205	151	63,5	2624	49	190304,32
QF_008	30-jul.-16		95,41	90,00	7476	629,76	540	205	135	63,5	2646	48,27	190022,72
QF_008	31-jul.-16		95,96	90,00	7454	640,76	551	200	130	63	2631	48,03	185814,67
QF_008	1-ago.-16		95,82	90,00	7372	659,76	570	198	130	62,2	2600	47,86	178703,30
QF_008	3-ago.-16		95,79	90,00	7318	625,76	536	200	151	63	2607	48,11	185013,36
QF_008	4-ago.-16		95,72	90,00	7295	632,76	543	200	151	63	2603	48,35	185546,62
QF_008	5-ago.-16		95,74	90,00	7165	664,76	575	197	151	61,7	2599	46,84	174302,54
QF_008	6-ago.-16		96,03	90,00	7134	629,76	540	205	150	62,8	2604	47,57	183146,83
QF_008	7-ago.-16		96,16	90,00	7229	640,76	551	200	150	62,3	2604	47,92	178406,63
QF_008	8-ago.-16		96,50	90,00	7392	640,76	551	202	151	63	2621	48,2	186226,14
QF_008	9-ago.-16		96,38	90,00	7316	659,76	570	198	135	62,3	2635	47,58	180129,11
QF_008	10-ago.-16		95,89	90,00	7206	621,76	532	205	151	63,1	2640	46,77	185665,62
QF_008	11-ago.-16		95,83	90,00	7299	620,76	531	210	151	63,5	2634	47,27	189543,26
QF_008	12-ago.-16		96,94	90,00	7407	643,76	554	200	151	63	2636	48,28	186577,59
QF_008	13-ago.-16		95,86	90,00	7194	644,76	555	204	150	62,4	2634	47,28	179664,59
QF_008	16-ago.-16		96,31	90,00	7448	642,76	553	200	132	63	2629	48,37	185937,5
QF_008	18-ago.-16		95,96	90,00	7379	642,76	553	202	134	63	2634	48,28	186165,45
QF_008	19-ago.-16		94,20	90,00	7312	630,76	541	202	138	63	2616	47,39	184893,48

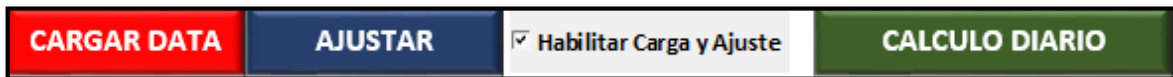
QF_008	20-ago.-16		93,93	90,00	7292	629,76	540	206	140	63	2632	48,25	184641,17
QF_008	21-ago.-16		93,49	90,00	7311	629,76	540	202	136	63	2637	48,21	184875,43
QF_008	22-ago.-16		95,67	90,00	7217	629,76	540	204	138	63,1	2628	47,32	186223,69
QF_008	23-ago.-16		96,26	90,00	7327	643,76	554	202	151	62,5	2636	47,24	180582,59
QF_008	24-ago.-16		95,88	90,00	7311	647,76	558	202	151	62,3	2636	47,32	178908,52
QF_008	25-ago.-16		95,94	90,00	7220	621,76	532	207	151	63,2	2645	47,71	186576,27
QF_008	26-ago.-16		96,06	80,00	7252	650,76	561	210	150	62,7	2636	47,95	182957,46
QF_008	28-ago.-16		95,90	80,00	7327	638,76	549	208	150	63,2	2634	47,38	187755,13
QF_008	29-ago.-16		95,89	80,00	7271	644,76	555	200	151	62,2	2618	47,7	177820,61
QF_008	30-ago.-16		95,82	80,00	7278	644,76	555	204	150	62,6	2622	47,85	181688,75
QF_008	31-ago.-16		95,86	80,00	7194	644,76	555	204	150	62,4	2634	47,28	179593,59
QF_008	1-sep.-16		95,98	80,00	7285	638,76	549	200	150	62,7	2628	47,13	182445,54
QF_008	2-sep.-16		95,96	80,00	7252	642,76	553	205	150	62,5	2628	47,04	180496,01
QF_008	3-sep.-16		95,93	80,00	7219	659,76	570	205	151	62,1	2637	46,9	177201,45
QF_008	5-sep.-16		96,29	80,00	7306	643,76	554	200	136	62,4	2636	47,18	179762,68
QF_008	6-sep.-16		96,21	80,00	7264	644,76	555	205	136	62,4	2634	46,96	179642,25

Fuente: Autor, medidor virtual

Finalizada la etapa de ingreso de datos, se proceden a realizar las corridas para el ajuste histórico. Para ejecutar la corrida es necesario ingresar un BS&W de inicialización, se recomienda que para esta fase el valor sea muy cercano al real para reducir tiempos de computo. De igual forma, se debe suponer un factor de ajuste PQC, el cual se debe ir variando hasta que la diferencia entre el dato real y el dato virtual sea menor al 5%.

Para ejecutar las corridas, el medidor cuenta con unos botones para habilitar la carga de datos y ejecutar los cálculos. Estos botones se ilustran en la figura 25. Es necesario que se encuentre seleccionada la opción de habilitar carga y ajuste como lo ilustra esta figura.

Figura 23. Botones para habilitar la carga de datos y ejecutar las corridas.



Fuente: Autor, medidor virtual

Las funciones de los botones son las siguientes:

- **CARGAR DATA:** Llama los datos de entrada previamente ingresados.
- **AJUSTAR:** Realiza las corridas para la calibración de datos.
- **CALCULO DIARIO:** Permite hacer las mediciones virtuales después de que se han calibrado los datos.

El factor de ajuste debe ser variado manualmente en el espacio que indica tabla 14. Esta sección también muestra la desviación de los datos medidos respecto a los reales y el estado en el que se encuentra la corrida.

Tabla 14. Ingreso del factor de ajuste PQC

Desviacion	Estado	PQC	

Fuente: Autor, medidor virtual

Concluidos los pasos anteriores, se puede proceder a presionar el botón de “AJUSTAR” para la calibración o “CALCULO DIARIO” para realizar mediciones. Los resultados arrojados por esta acción se muestran en la sección de “Cálculos” del medidor virtual, como lo ilustra la tabla 15.

Tabla 15. Muestra de resultados de las corridas realizadas por el modelo

Cálculos						
Q [BFPD]	H [ft]	BS&W [%]	POT	Error %	Dif-BS&W	Dif-Caudal
7389,853	2249,116119	95,9866	186413,22	1,00	-0,55	-1,15
7256,728	2210,116666	94,0309	179728,67	1,00	-2,51	-122,27
7454,033	2235,098371	94,596	186679,80	1,00	-1,82	-3,97
7410,9206	2273,751858	97,513	189169,23	1,00	0,71	38,92
7283,6063	2214,260647	95,6434	180881,01	1,00	-0,93	-60,39
7361,8467	2245,440701	95,6908	185385,05	1,00	-1,30	-48,15
7354,409	2209,309013	98,5586	182491,34	1,00	2,09	118,41
7113,9142	2211,58197	95,0023	176554,99	1,00	-1,58	-99,09
7321,9603	2168,797434	98,7839	178365,34	1,00	2,12	3,96
7301,0818	2210,685557	96,2578	181069,72	1,00	-0,53	-19,92
7140,9851	2177,600568	94,4226	174352,78	1,00	-1,84	-40,01
7132,6121	2179,141636	93,3775	174181,69	1,00	-2,29	-42,39
7159,9861	2173,567222	93,8664	174414,59	1,00	-1,81	-147,01
7121,3487	2181,77229	95,0836	174298,63	1,00	-0,99	-91,65

7082,55	2142,804908	94,4892	170170,33	1,00	-1,93	-96,45
7265,6856	2208,279782	94,2724	179815,96	1,00	-1,23	-29,31
7456,0898	2254,024437	95,3651	188402,24	1,00	0,67	18,09
7457,9144	2253,166668	92,9514	188122,97	1,00	-2,46	-18,09
7415,409	2214,574709	94,0981	183957,18	1,00	-1,86	-38,59
7309,27	2161,147729	93,7178	176916,68	1,00	-2,10	-62,73
7278,1176	2243,933963	95,1865	183164,00	1,00	-0,60	-39,88
7341,1853	2230,75756	96,0525	183691,49	1,00	0,33	46,19
7173,5612	2143,162969	97,0409	172560,26	1,00	1,30	8,56
7189,8195	2243,824035	97,9676	181316,26	1,00	1,94	55,82
7153,1853	2203,159797	93,3121	176623,17	1,00	-2,85	-75,81
7392,5317	2220,303277	98,7637	184364,34	1,00	2,26	0,53
7342,1653	2164,278054	97,3436	178328,50	1,00	0,96	26,17
7231,7519	2263,482585	96,5581	183809,00	1,00	0,67	25,75
7328,5254	2281,462249	96,3309	187648,59	1,00	0,50	29,53
7454,9239	2222,239276	120,291	184712,19	1,00	23,35	47,92
7188,6546	2205,627203	95,3752	177868,86	1,00	-0,48	-5,35
7433,4078	2210,719297	94,1125	184079,23	1,00	-2,20	-14,59
7412,2322	2215,81999	97,1836	184304,63	1,00	1,22	33,23
7307,6447	2237,192173	92,4746	183045,14	1,00	-1,73	-4,36
7261,0153	2247,129716	93,0251	182795,51	1,00	-0,90	-30,98
7298,1924	2239,265467	92,8657	183027,02	1,00	-0,62	-12,81
7314,3122	2246,095065	96,507	184362,04	1,00	0,84	97,31
7237,6231	2204,568236	93,6696	178777,68	1,00	-2,59	-89,38
7197,5999	2194,259983	95,1142	177120,17	1,00	-0,77	-113,40
7251,4751	2268,885929	96,3172	184711,54	1,00	0,38	31,48
7299,7483	2211,066919	96,827	181128,10	1,00	0,77	47,75
7395,4968	2238,655889	97,8818	185878,65	1,00	1,98	68,50
7150,5302	2194,603343	95,1831	176043,00	1,00	-0,71	-120,47
7264,7803	2208,569645	94,8162	179872,85	1,00	-1,00	-13,22
7189,3366	2205,36889	94,7229	177798,56	1,00	-1,14	-4,66
7285,87	2213,348969	93,285	180622,13	1,00	-2,69	0,87
7198,9041	2212,928085	95,1563	178691,67	1,00	-0,80	-53,10
7207,2406	2173,051531	93,2974	175429,52	1,00	-2,63	-11,76
7217,6572	2199,43327	94,5509	177966,06	1,00	-1,74	-88,34
7178,8921	2207,722702	95,7455	177846,87	1,00	-0,46	-85,11

Fuente: Autor, medidor virtual

La sección de “Cálculos” cuenta con 7 columnas para mostrar los resultados arrojados por el modelo. Teniendo en cuenta la tabla 15, las columnas se relacionan de la siguiente manera:

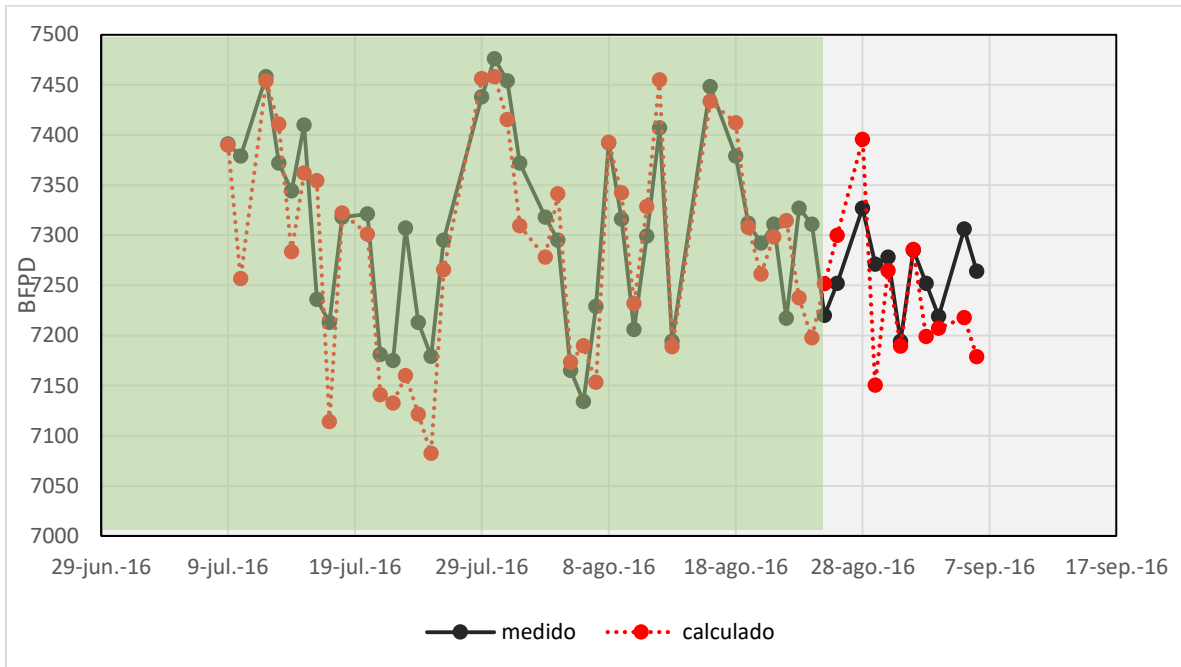
- **Q [BFPD]**: Medición virtual del caudal de fluido líquido en barriles por día.
- **H [ft]**: Levantamiento corregido de la bomba por efecto de la viscosidad.
- **BSW [%]**: Medición virtual del corte de agua.
- **POT**: Potencia calculada por el modelo.
- **Error %**: Porcentaje de error entre la potencia calculada y la potencia reportada por el sensor de la bomba.
- **Dif-BS&W**: Diferencia entre el BS&W virtual y el reportado.
- **Dif-Caudal**: Diferencia entre el caudal virtual y el reportado.

En el momento que las mediciones virtuales son calculadas, se generan en la hoja del modelo dos gráficas, una para el caudal y otra para el corte de agua, comparando los datos reales versus los medidos. Igualmente para cada una de éstas se realizó una tabla con los porcentajes de error arrojados por los datos medidos. Adicional a las tablas de error, se graficaron estos datos en un rango de discrepancia del 5% en función de los datos reportados. En definitiva, la evaluación del desempeño del medidor virtual en cada pozo donde se aplicó el modelo, fue realizada teniendo en cuenta cuatro gráficas y dos tablas de error.

Los datos usados para la construcción de todas las gráficas se pueden ver en las tablas de error, las cuales se encuentran en el anexo B. Al igual que en la figura 7 la sección sombreada de las gráficas hace referencia a los datos que fueron utilizados para la calibración de los pozos.

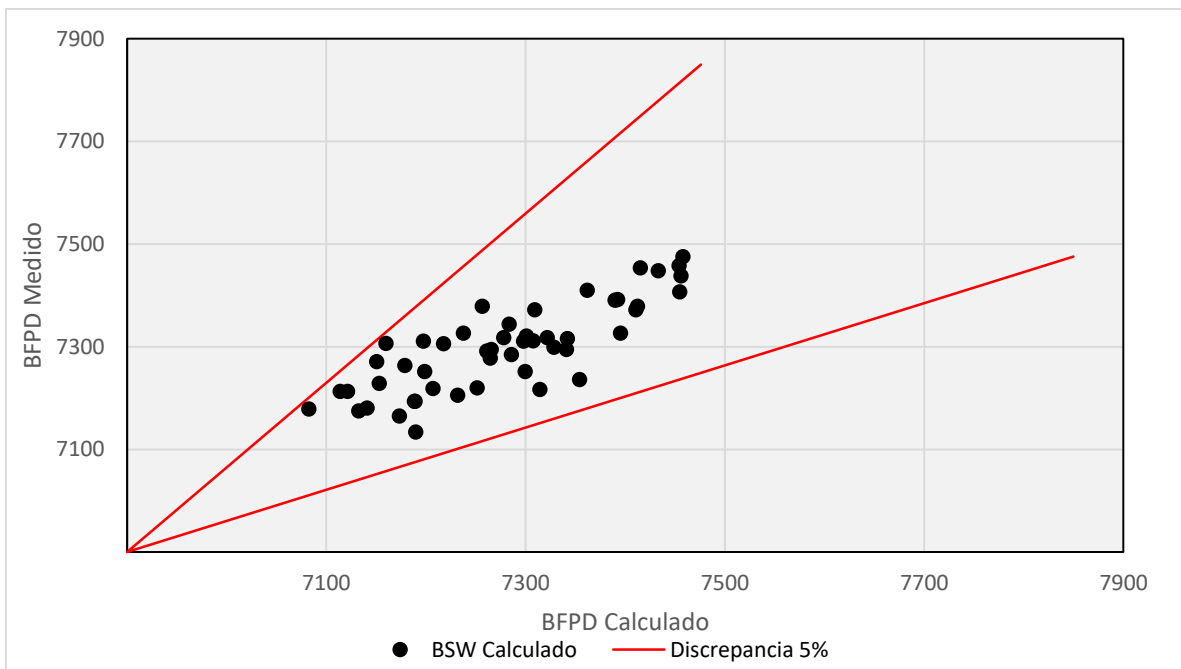
A continuación se muestran las gráficas resultantes de la aplicación del modelo en los cuatro pozos. Las gráficas 25 a la 28 pertenecen al pozo QF-008.

Gráfica 25. Resultados de la medición virtual del caudal en el pozo QF-008



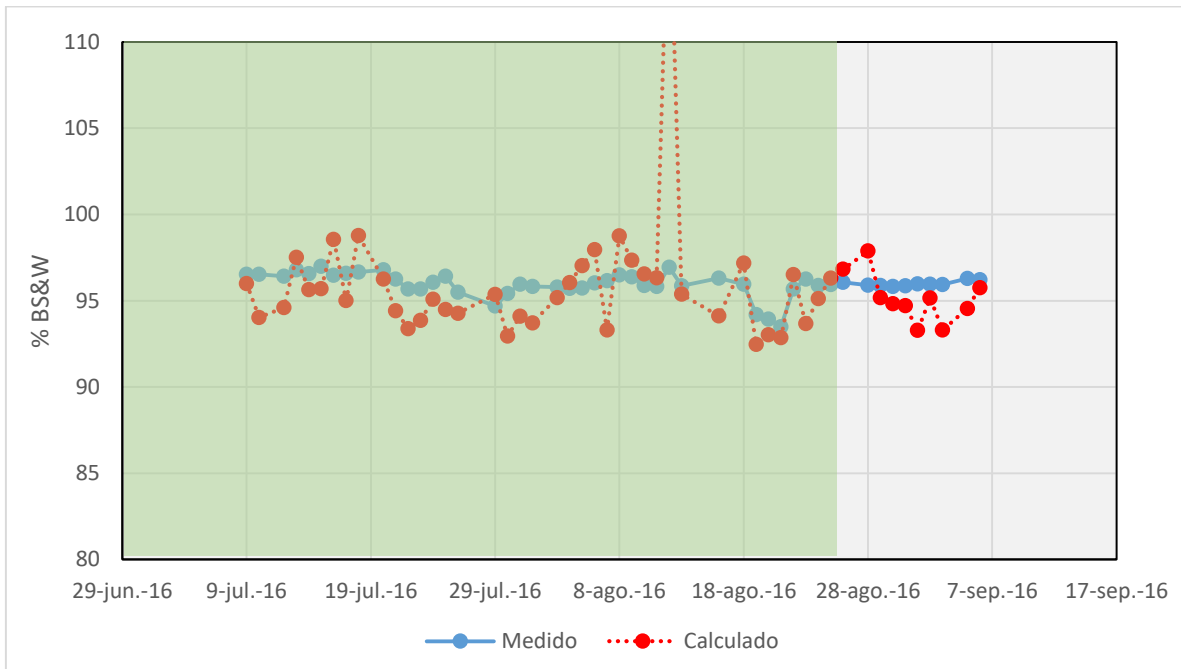
Fuente: Autor

Gráfica 26. Cono de discrepancia de la medición virtual del caudal en el pozo QF-008



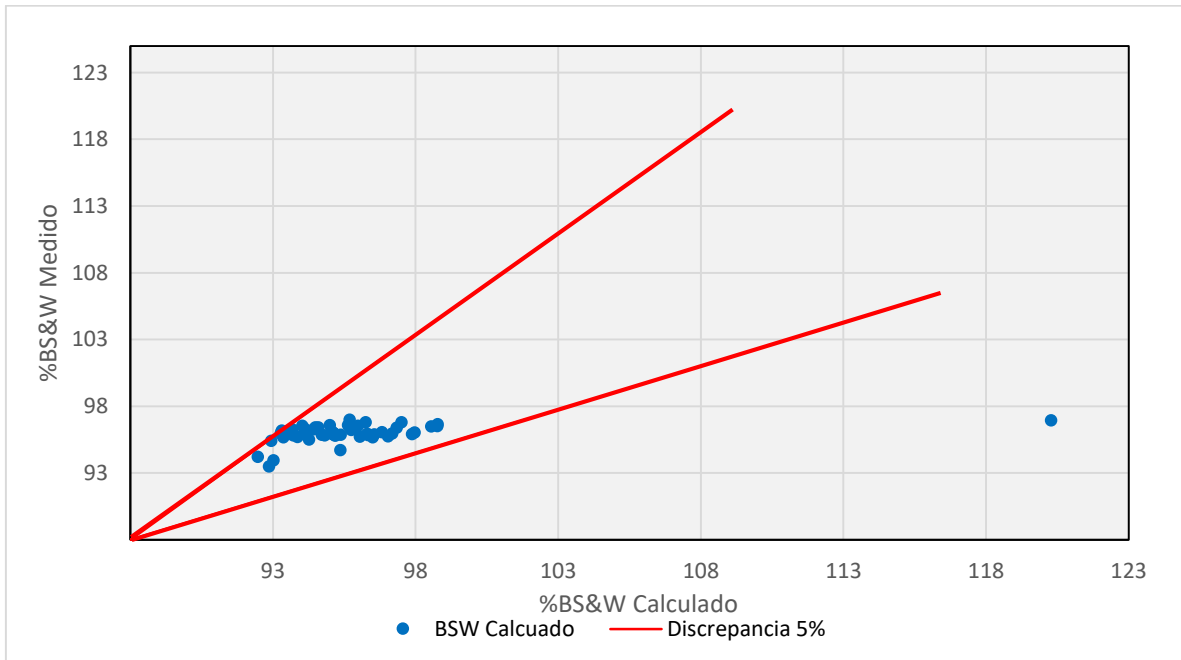
Fuente: Autor

Gráfica 27. Resultados de la medición virtual del corte de agua para el pozo QF-008



Fuente: Autor

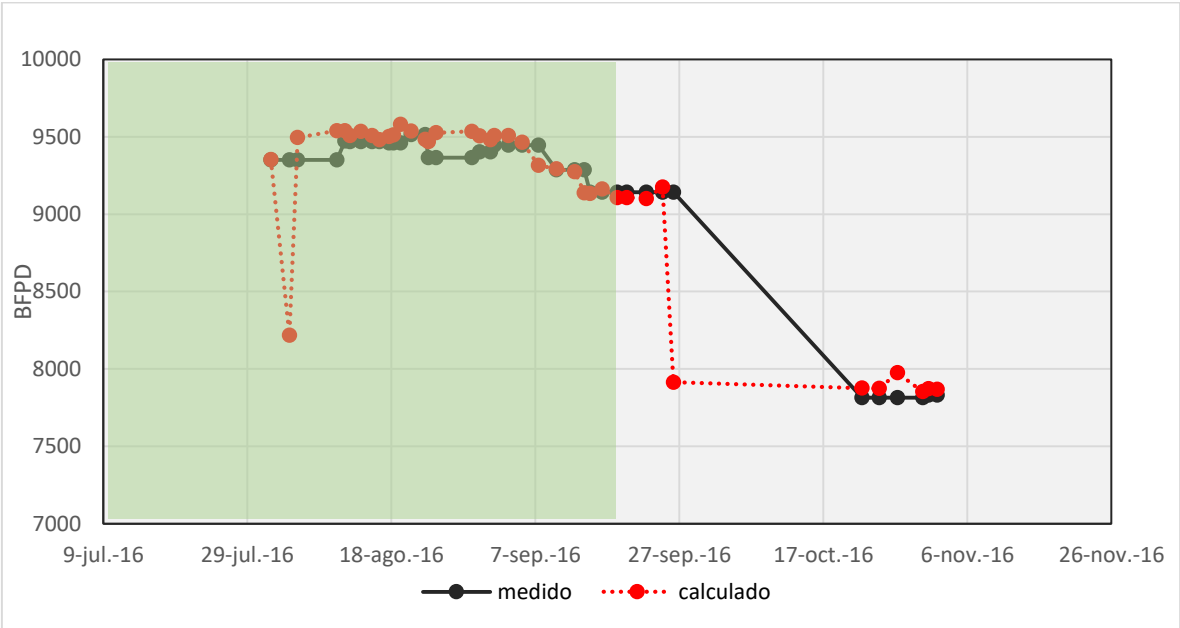
Gráfica 28. Cono de discrepancia de la medición virtual del corte de agua en el pozo QF-008



Fuente: Autor

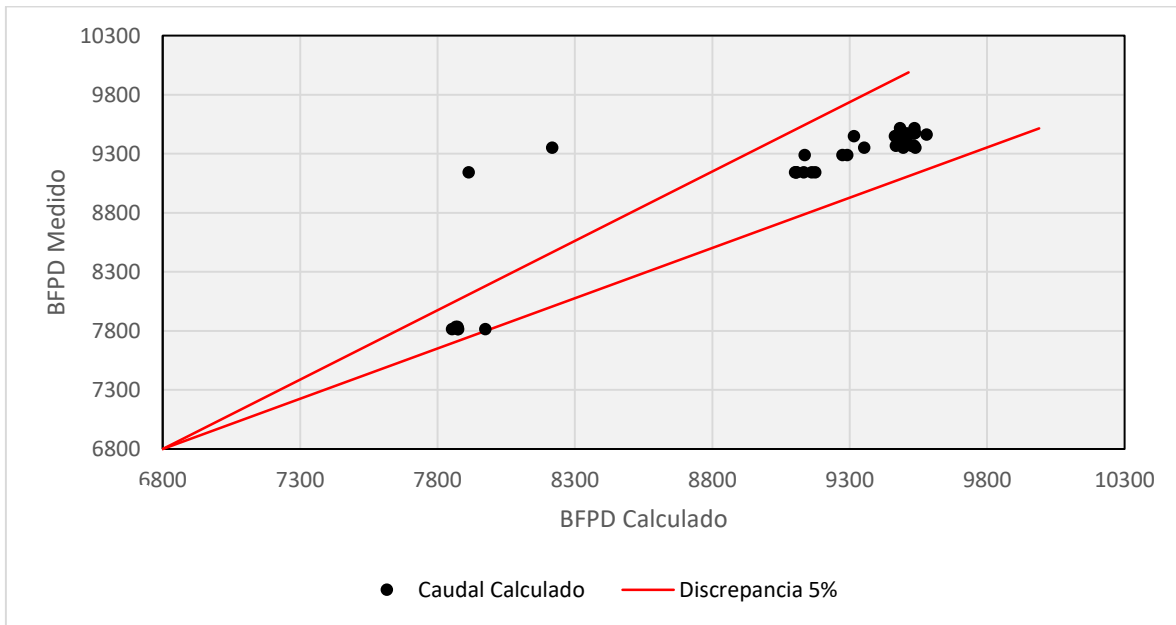
Para realizar las corridas del pozo QF-008 se ingresaron 50 datos al modelo, de los cuales 40 fueron designados para el ajuste histórico y los 10 restantes para las mediciones virtuales. La gráfica 25 muestra buenos resultados tanto en la fase de ajuste como en la de medición del caudal, donde la tendencia de los datos calculados es muy similar a la de los datos reales. La gráfica 26 y la tabla 2 del anexo B comprueban lo mencionado anteriormente, evidenciando que ningún dato presenta una discrepancia mayor al 5%. Los resultados del BS&W también muestran un buen comportamiento, con un porcentaje de error promedio del 1,91%. A pesar de que un dato no pudo ser calibrado con precisión, las mediciones virtuales para el corte de agua se encuentran dentro del rango de discrepancia del 5%.

Gráfica 29. Resultados de la medición virtual del caudal en el pozo QF-292H



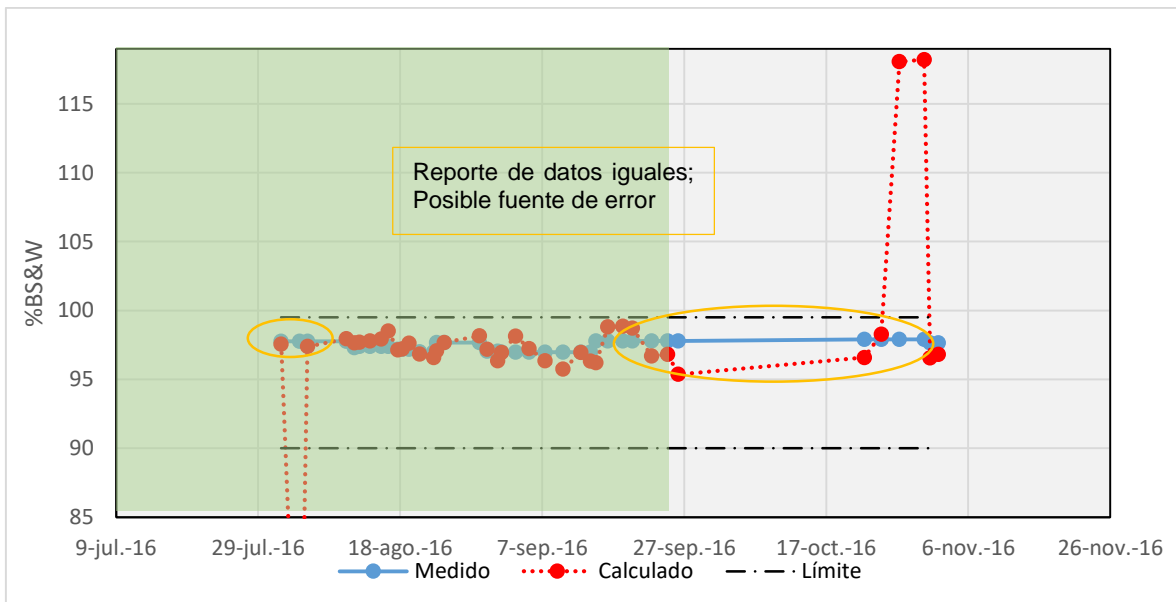
Fuente: Autor

Gráfica 30. Cono de discrepancia de la medición virtual del caudal en el pozo QF-292H



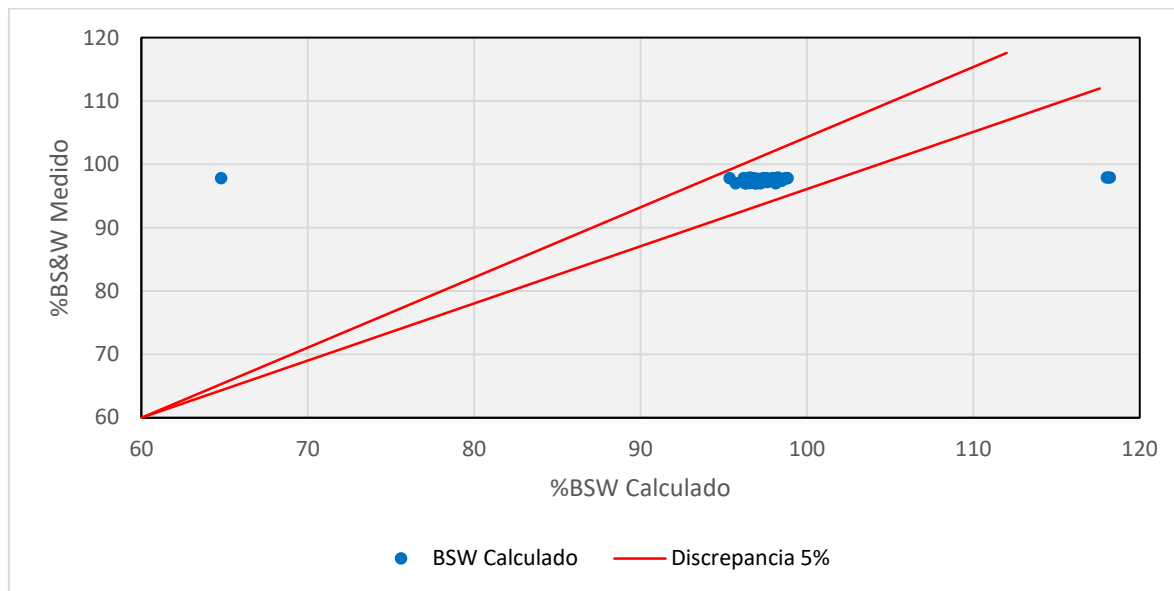
Fuente: Autor

Gráfica 31. Resultados de la medición virtual del corte de agua para el pozo QF-292H



Fuente: Autor

Gráfica 32. Cono de discrepancia de la medición virtual del corte de agua en el pozo QF-292H



Fuente: Autor

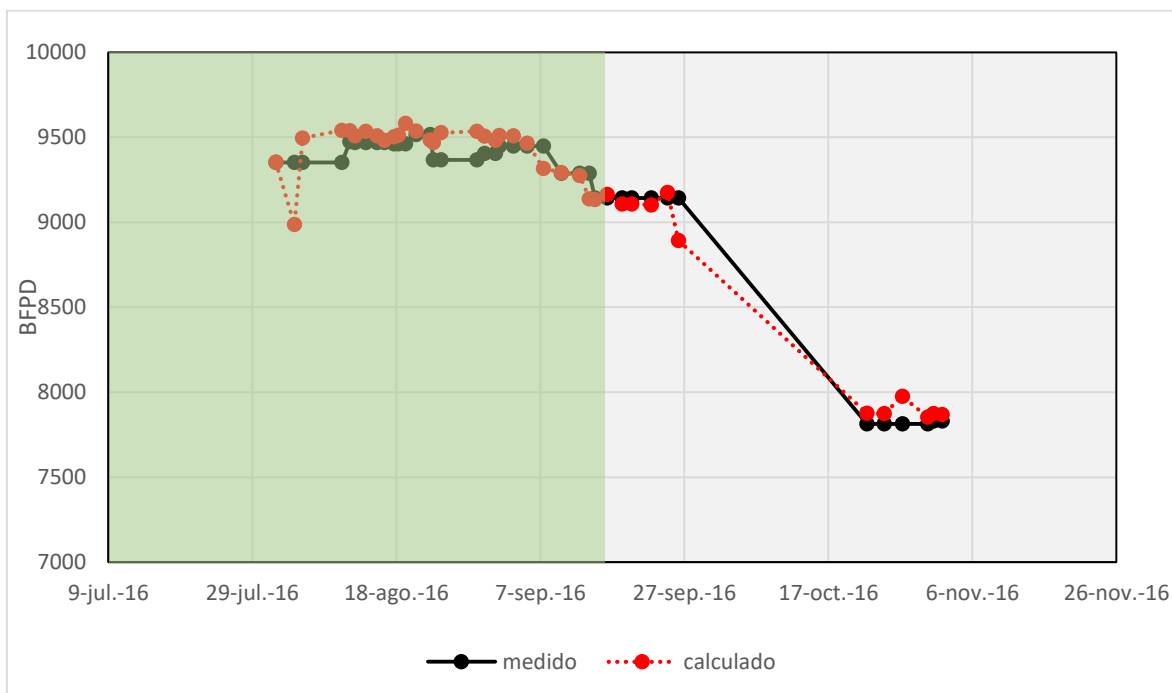
El pozo QF-292H trabajó con 39 datos, 30 fueron designados al ajuste y 9 para la medición virtual. En las gráficas se pueden observar que unos pocos datos no fueron calculados de manera correcta, específicamente dos del caudal y tres del corte de agua, los cuales se encuentran fuera de los límites de aceptación. Existe la posibilidad de que la fuente de los errores en el cálculo sea la calidad de los datos ingresados al modelo, debido a que las lecturas de los parámetros de la bomba como la intensidad, el voltaje y la potencia son leídas a tiempos diferentes a los que los datos de producción son reportados, o simplemente se reportan datos de corte de agua y caudal iguales para días seguidos como en este caso.

A pesar de estos pequeños desajustes, las mediciones se consideran aceptables, con promedios de error del 1,35% y 2,53% para el caudal y el BS%W respectivamente. Además, la mayoría de datos se agrupan dentro de los conos de discrepancia como lo evidencian las gráficas 30 y 32.

Es posible, en algunas ocasiones, hacer un procesamiento de los datos de ingreso. El procesamiento consiste en identificar los puntos donde se están generando los errores y evaluar la posibilidad de realizar sensibilidades. Las sensibilidades deben hacerse en datos que no se consideren duros, es decir, en aquellos que puedan presentar variaciones al momento de ser reportados. En este caso se realizó sensibilidad en la presión en la succión de la bomba. Como los datos de caudal y BS&W se reportan iguales, el porcentaje de error puede que no sea confiable, ni antes ni después de la sensibilidad.

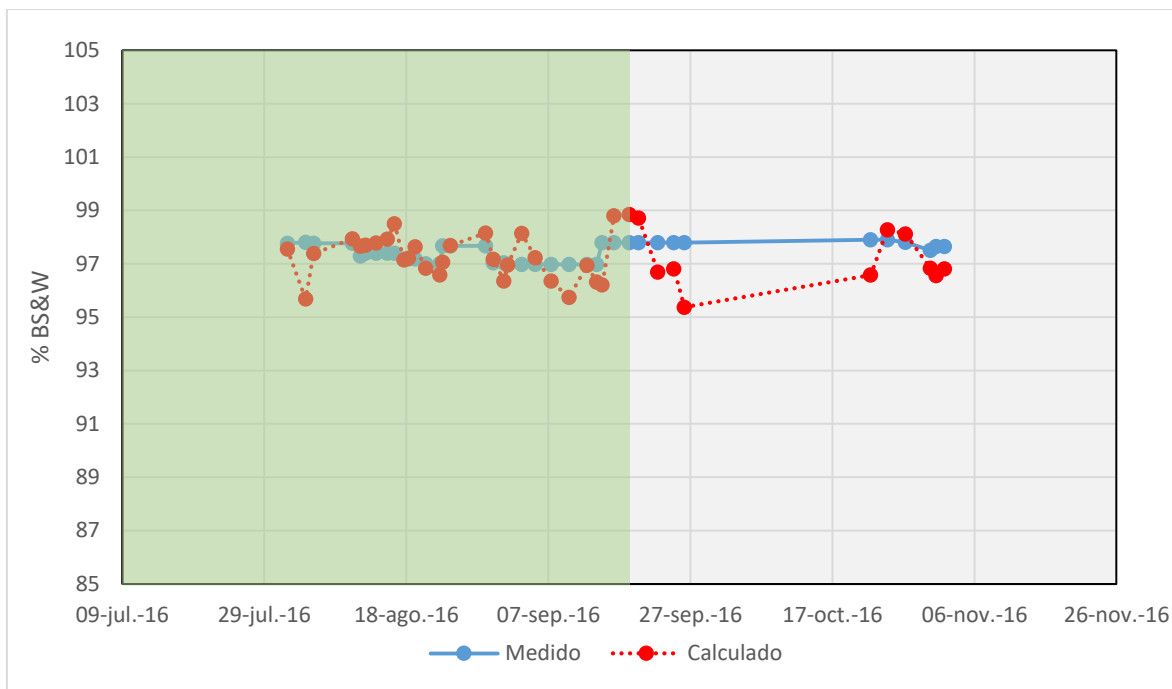
Luego de realizar las sensibilidades, se generaron las gráficas nuevamente al igual que las tablas de error, estas últimas ilustradas en el anexo B. Así pues, las gráficas 33 y 34 muestran los resultados luego del procesamiento de datos.

Gráfica 33. Resultados del caudal después del procesamiento de datos en el pozo QF-292H



Fuente: Autor

Gráfica 34. Resultados del corte de agua después del procesamiento de datos en el pozo QF-292H

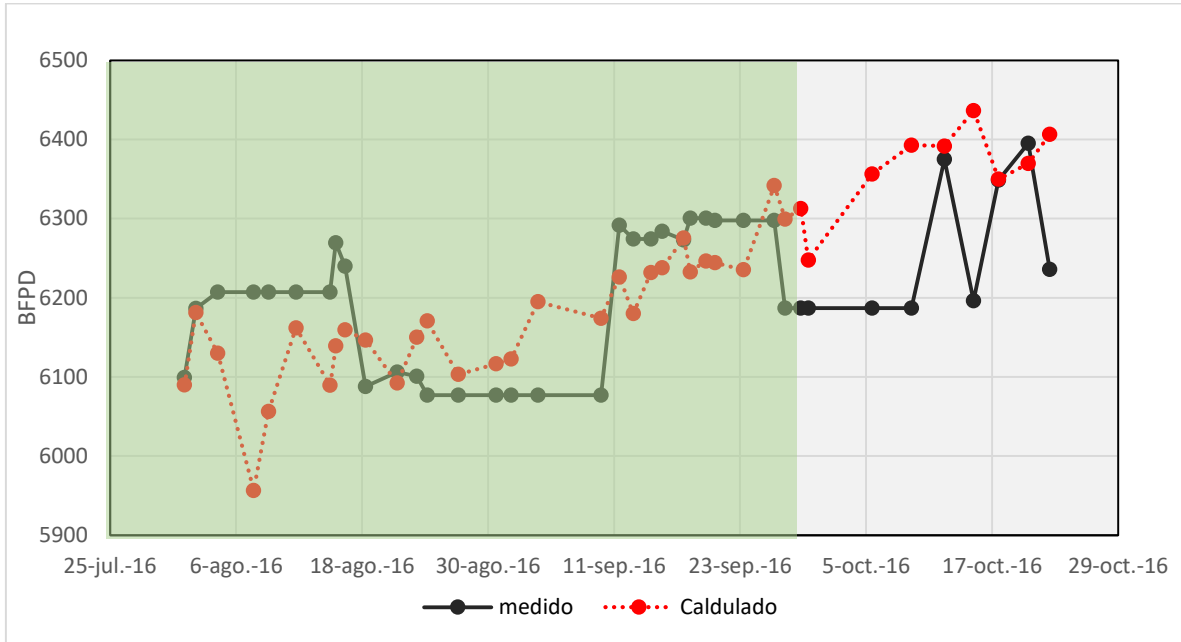


Fuente: Autor

Finalizada la sensibilidad, se puede ver en las gráficas 33 y 34 un mejor comportamiento de los datos calculados. De este modo, ningún dato calculado supera el 5% de error y el promedio para caudal y BS&W es de 0,86% y 0,7% respectivamente.

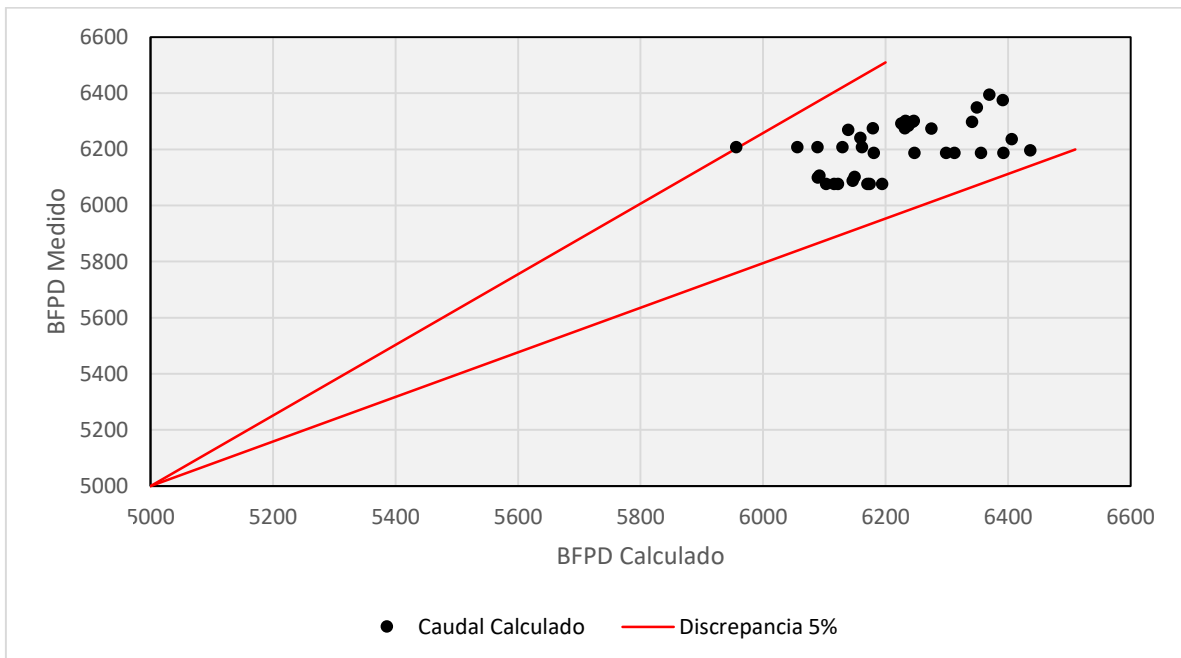
Las gráficas 35 a la 38 exponen los resultados del pozo QF-344H.

Gráfica 35. Resultados de la medición virtual del caudal para el pozo QF-344H



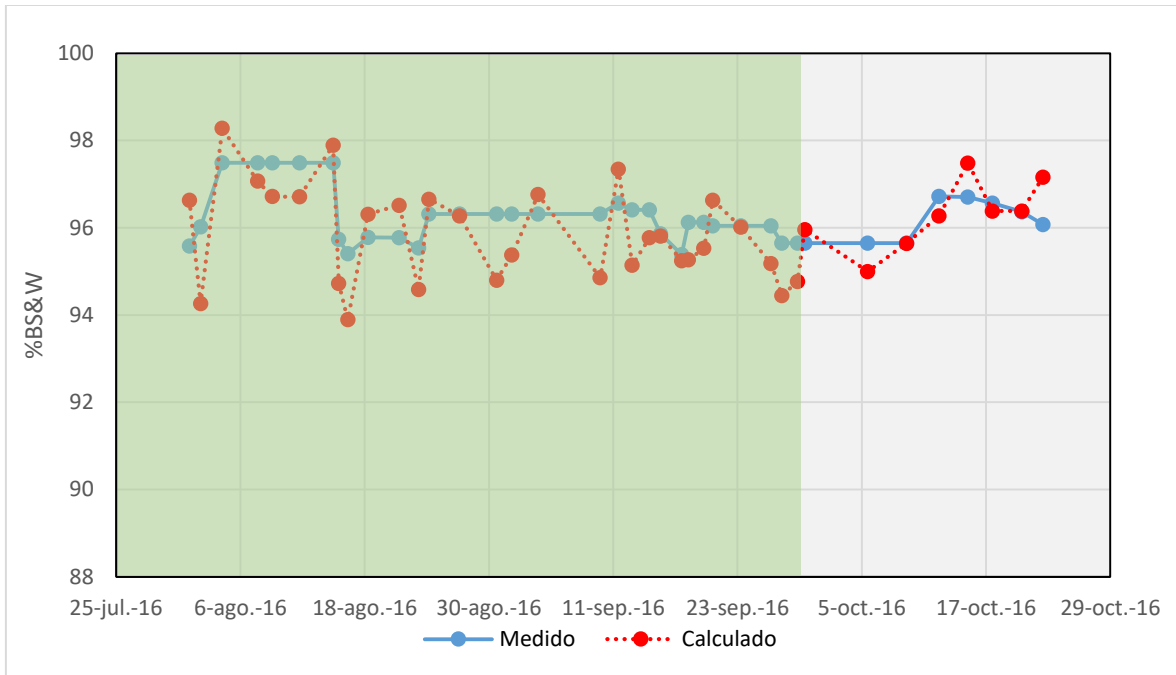
Fuente: Autor

Gráfica 36. Cono de discrepancia para la medición virtual del caudal en el pozo QF-344H



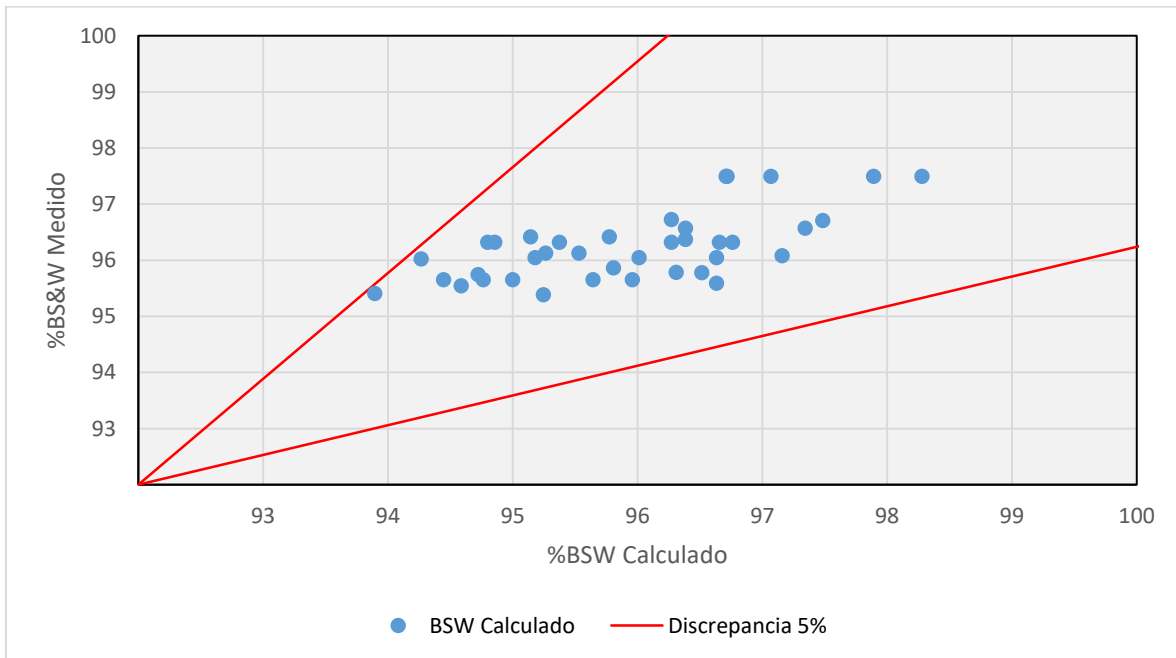
Fuente: Autor

Gráfica 37. Resultados de la medición virtual del corte de agua para el pozo QF-344H



Fuente: Autor

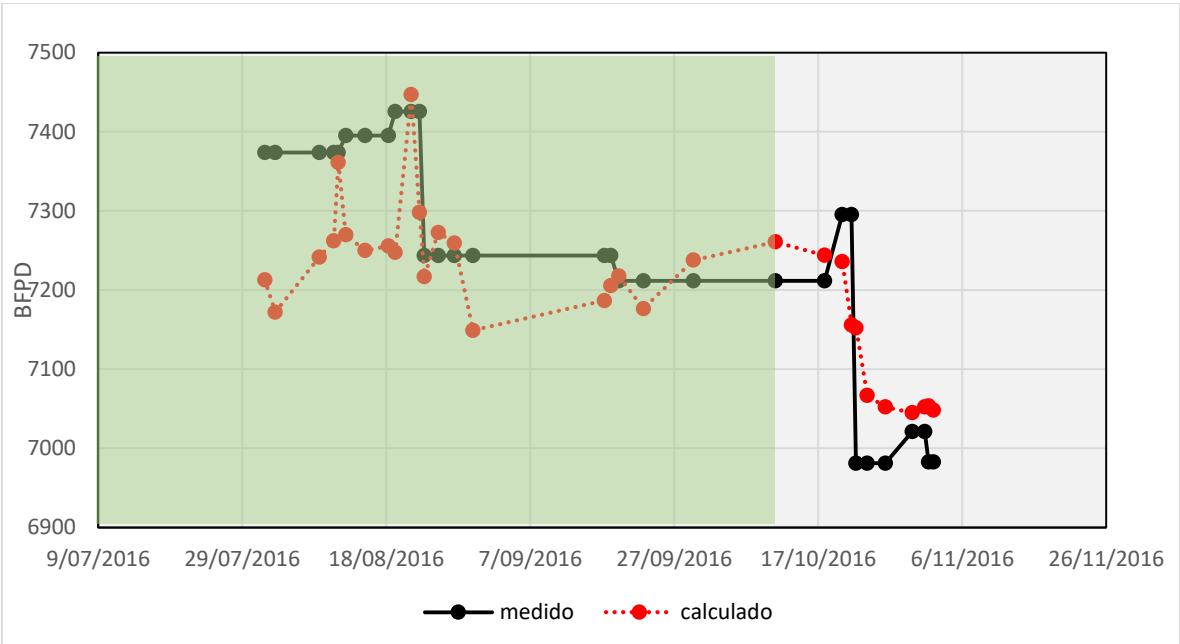
Gráfica 38. Cono de discrepancia para la medición virtual del corte de agua en el pozo QF-344H



Fuente: Autor

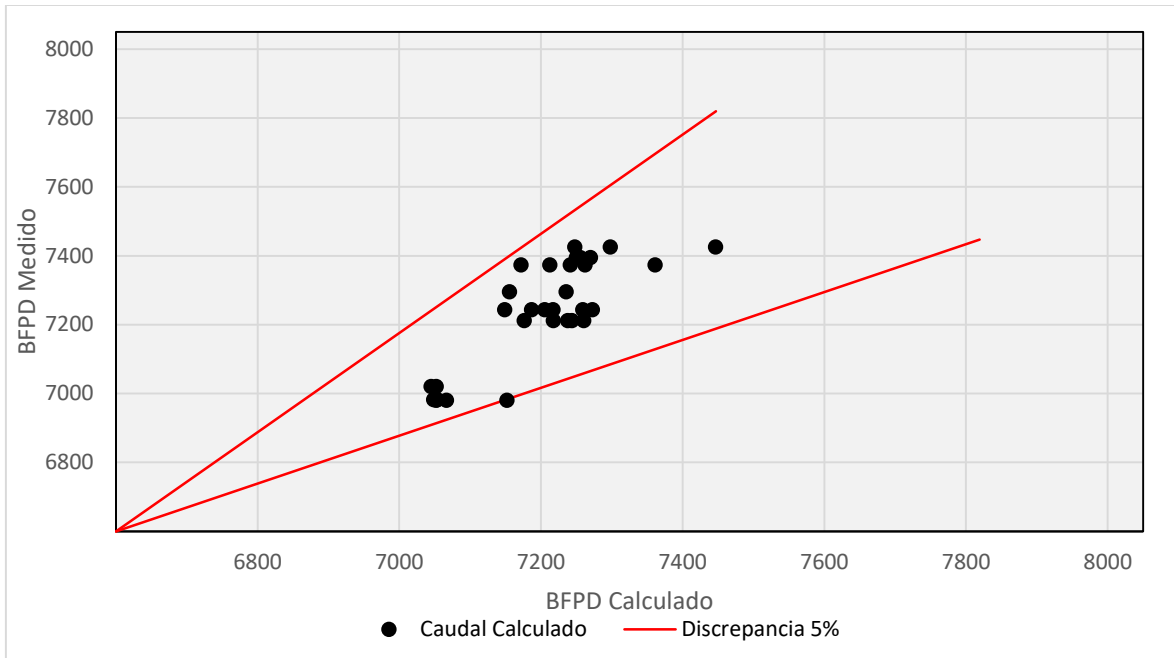
Para el pozo QF-344H se trabajaron 38 datos medidos, de los cuales 30 fueron destinados para el ajuste y 8 para evaluar la medición virtual. El ajuste realizado fue muy bueno, por ende las mediciones virtuales también dieron buenos resultados. A pesar de que hay datos reportados repetidos el error promedio para caudal y corte de agua es de 1,35% y 0,71% respectivamente. El cono de discrepancia confirma los buenos resultados arrojados para este pozo, donde todos los datos se encuentran dentro del margen de error del 5%.

Gráfica 39. Resultados de la medición virtual del caudal para el pozo QF-284H



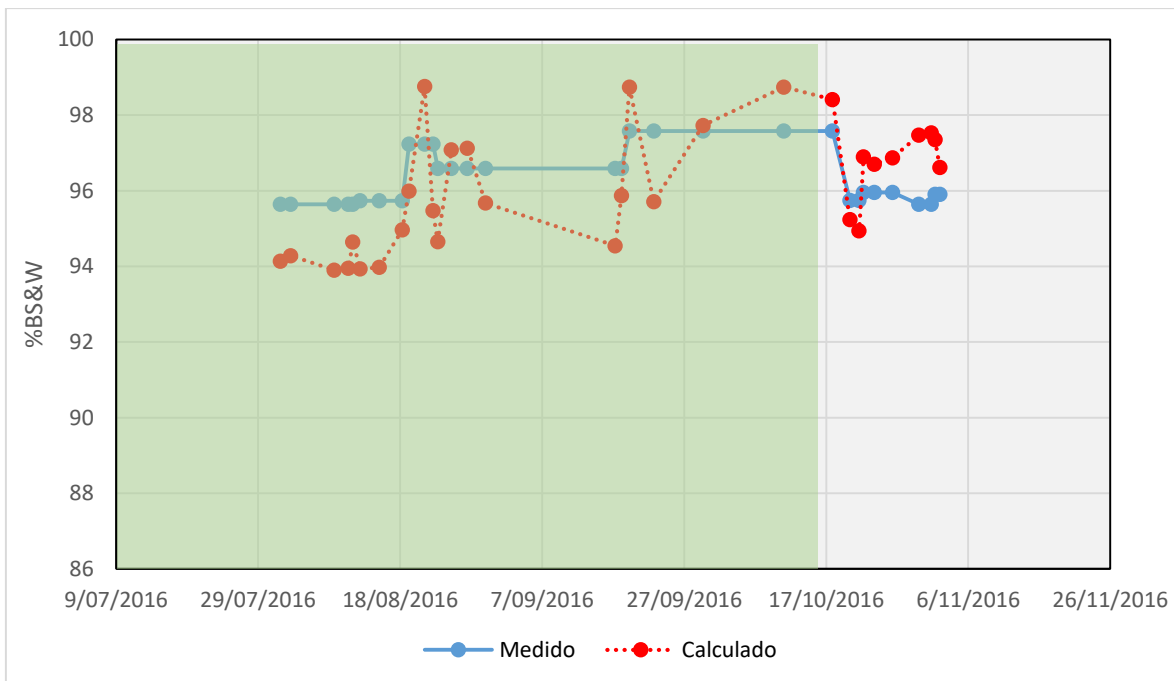
Fuente: Autor

Gráfica 40. Cono de discrepancia para la medición virtual del caudal en el pozo QF-284H



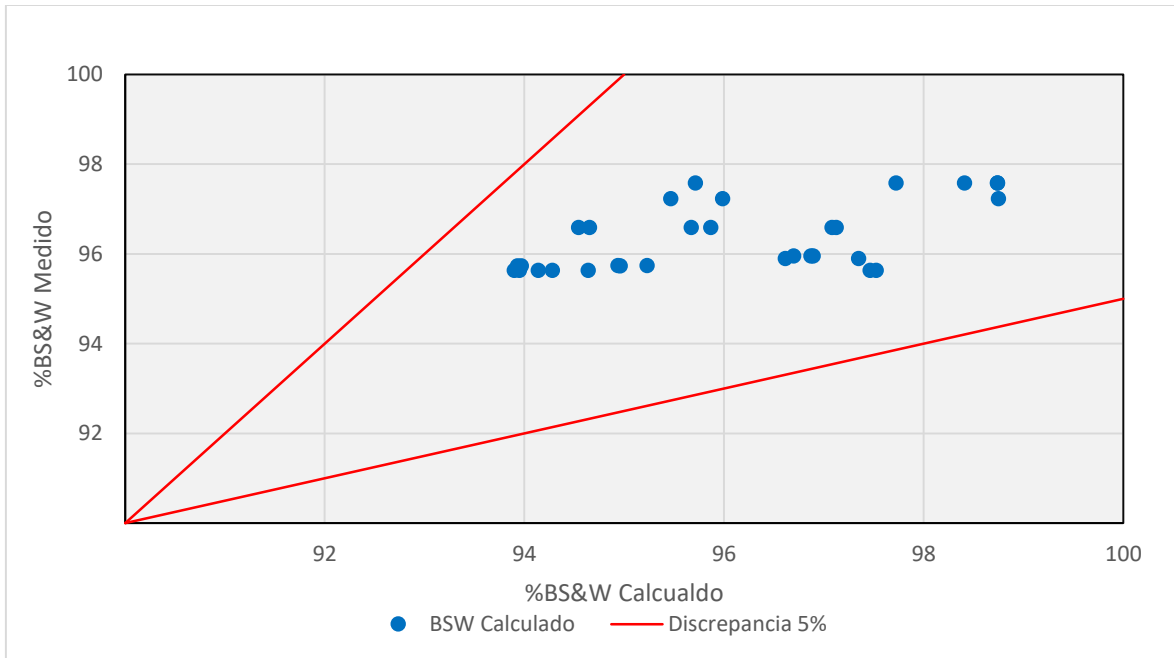
Fuente: Autor

Gráfica 41. Resultados de la medición virtual del corte de agua para el pozo QF-284H



Fuente: Autor

Gráfica 42. Cono de discrepancia para la medición virtual del corte de agua en el pozo QF-284H



Fuente: Autor

El último pozo en el que se aplicó el modelo fue el QF-284H con 31 datos ingresados, 21 destinados a la fase de calibración y 10 para las mediciones virtuales. Pese a que muchos de los datos ingresados de los reportes fueron repetidos para días continuos, no se presentaron cálculos con errores mayores al 5%. Por el contrario, se obtuvieron muy buenos resultados en las corridas realizadas, para el ajuste como para la medición virtual.

Las gráficas 39 y 41 dejan ver un buen comportamiento de los datos virtuales de caudal y corte de agua, siguiendo la tendencia de los datos reportados. Los conos de discrepancia en las gráficas 40 y 42 corroboran lo que se ha venido mencionando, donde todos los datos se encuentran agrupados dentro del rango. El error promedio para el caudal fue de 1,10% y 1,26% para el BS&W según las tablas 9 y 10 respectivamente del anexo B.

4.1. CONSIDERACIONES Y RESTRICCIONES DEL MODELO

Durante la etapa de producción de un pozo con bombeo electrosumergible ocurren un sin número de fenómenos que no se tienen en cuenta en el modelo. Estos ocurren principalmente en: el yacimiento, el control de arena, si hay, la bomba, la tubería de producción, el fluido, entre otros. Estos fenómenos en ocasiones son difíciles de identificar y aún más difícil cuando no se corre un registro o no se realiza ninguna prueba para verificar las condiciones de fondo. Dentro de estos fenómenos se pueden encontrar la precipitación de asfaltenos, taponamiento en la succión de la bomba, desgaste en las etapas, corrosión en la tubería y arenamiento del pozo.

Por esta razón, la mayoría de software en el área de producción manejan factores de ajustes para poder compensar fenómenos que no estén identificados. De igual manera, el medidor virtual cuenta con un factor de ajuste denominado PQC para el mismo fin. Además de este factor, el modelo tiene las siguientes condiciones y consideraciones:

- El modelo solo aplica para pozos con bombeo electrosumergible (BES).
- El corte de agua debe ser mayor al 10%.
- Las propiedades del agua de formación no se ven afectadas por la temperatura.
- Todos los pozos trabajan con las mismas propiedades del agua, debido a que no se cuenta con análisis de laboratorio.
- Se considera la mezcla de crudo y agua como una mezcla homogénea, sin tener en cuenta el efecto de emulsión ni el punto de inversión.

Sumado a lo anterior, para poder tener mediciones en tiempo real es imprescindible disponer de sistemas de transmisión de datos como SCADA o DCS. Estos sistemas permiten leer las condiciones operacionales para las corridas del modelo desde cualquier lugar con conexión a una red de internet. De igual manera es importante que el sensor de fondo instalado en la bomba no presente ningún tipo de falla que impida tener algún dato de entrada.

5. CONCLUSIONES

- Los resultados dejan ver un desempeño muy bueno del modelo al momento de realizar las corridas de ajuste y de mediciones virtuales de caudal y corte de agua para pozos con alto corte de agua del campo Quifa. El buen funcionamiento del medidor virtual recae en gran medida en el cálculo que se tiene de la viscosidad de la mezcla y de la corrección de la curva de desempeño de la bomba. La combinación escogida de Turzo et al., para la corrección de la curva y la de Refutas para la viscosidad de la mezcla, mostraron los cálculos más acertados.
- Otro factor que presenta gran influencia en los resultados de las corridas del medidor es el ingreso de los datos de entrada, como en cualquier otro software si estos no son buenos, los resultados no van a ser buenos. Por esto la importancia de analizarlos y evitar utilizar datos reportados repetidos para días consecutivos. El procesamiento de datos y las sensibilidades en datos con alto nivel de incertidumbre, puede minimizar o corregir cálculos que presenten errores mayores al 5%; como se evidenció en el pozo QF-292H.
- Luego de haber hecho el ajuste correspondiente al pozo, el programa puede realizar mediciones de caudal y corte de agua virtuales con bajo nivel de incertidumbre en tiempo real. Los sistemas de información remota como SCADA, reportan los parámetros operacionales que necesita el programa para su funcionamiento y permiten tener esta medida 24/7. Por lo tanto, el modelo representa una gran ventaja para el monitoreo de pozos, porque permite conocer la producción de fluidos líquidos y el corte de agua de varios pozos de manera simultánea en el instante en el que los parámetros y datos entrada son reportados, sin esperar a que se realice una prueba de producción a cada pozo.
- El medidor virtual de caudal y corte de agua desarrollado es un paso muy importante para poder saltar la verja de lo tradicional, y empezar a dar los primeros pasos hacia un mundo digital. Donde la administración de los activos en las compañías por parte de los gerentes y presidentes se empieza a realizar por medio de aplicaciones móviles desde cualquier lugar.
- En un escenario de bajos precios la elaboración de tecnologías propias para la optimización de proceso es un plus enorme para cualquier empresa, en donde los ahorros de costos pueden llegar a hacer sustanciales como en el caso de Forsys Subsea.

RECOMENDACIONES

- Se deben ingresar un mínimo de 30 datos por pozo para realizar la calibración del modelo.
- No ingresar datos de caudal y corte de agua repetidos para días seguidos.
- Para encontrar el factor de ajuste se sugiere ir corriendo un número de datos pequeños para facilitar y agilizar las corridas de ajuste. Se puede probar el factor de ajuste para 3 o 5 datos inicialmente.
- Si es posible obtener un reporte hora-hora del pozo, se debe procurar ingresar dos mediciones de prueba diferentes para cada día.
- Realizar las sensibilidades únicamente a datos que se tenga un alto grado de incertidumbre, como por ejemplo a la PIP o THP.
- Revisar que el estado mecánico se encuentre actualizado y corresponda a las condiciones actuales del pozo en cuestión.
- Realizar una calibración a los datos de los pozos al menos cada 3 meses.
- Actualizar los datos del pozo en caso de que se realice algún tipo de modificación en el estado mecánico.

REFERENCIAS

- API Recommended Practice 11S2. (1997). *Recommended Practice for Electric Submersible Pump Testing*. American Petroleum Institute.
- Asuaje, M., Moreno, C., Fuenmayor, A., Nuñez, G., De Andrade, J., & Noguera, R. (2012). Numerical investigation of Viscous Flow in three Centrifugal Pumps. *ASME Fluids Engineering Summer Meeting FEDSM2012-72150*.
- Cengel, Y., & Cimbala, J. (2006). *Fluid Mechanics Fundamental and Applications*. McGraw-Hill Science.
- Colebrook, C. (1939). *Turbulent Flow in Pipes, with Particular Reference to the Transition Region between the Smooth and Rough Pipe Laws*. Journal of the Institution of the Civil Engineers.
- Conde, C., & Schiavi, E. (2013). *Métodos Numéricos de Resolución de Ecuaciones No Lineales*. Madrid: OpenCourseWare de la UPM.
- Denney, D. (2012). *Virtual-Measurement Value During Startup of Major Offshore Projects*. Society of Petroleum Engineers.
- Halaand, S. (1983). Simple and Explicit Formulas for the Friction Factor in. *J. Fluids Eng. ASME*, 89-90.
- Hydraulic Institute. (1969 20th Ed.). *Determination of Pump Performance when Handling Viscous Liquid*. Hydraulic Institute Standards.
- Kijärvi, J. (2011). Darcy Friction Factor Formulae in turbulent Pipe Flow. *Lunowa Fluid Mechanics Paper 110727*, 1-11.
- Moody, L. (1944). *Friction Factor for Pipe Flow*. Princenton, NJ.
- Mott, R. (Sexta Edición 2013). *Mecánica de Fluidos*. PEARSON Prentice Hall.
- Nakayama, Y., & Boucher, R. (1999). *Introduction to Fluid Mechanics*. Woburn, MA: Butterworth Heinemann.
- P., S. S. (1998). *The History of Poiseuille's Law*. Washington.
- Stepanoff, A. (1957). *Centrifugal and Axial Flow Pumps. Theory, Design, and Application*. New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Sutera, S. P., & Skalak, R. (1993). The History of Poiseuille's Law. *Annual Reviews*, Vol. 25:1-20.

- Sutton, R., & Bergman, D. (2012). *Application of the Bergman-Sutton Method for Determining Blend Viscosity*. Society of Petroleum Engineers.
- Swamee, P., & Jain, A. (1976). Explicit Equation for Pipe-Flow Problems. *Journal of the Hydraulics Division*. ASCE. , Vol. 102, Paper 12146, pp. 657-664.
- Tacks, G. (2009). *Electrical Submersible Pump: Design, Operations, and Maintenance*. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing .
- Turzo, Z., Takacs, G., & Zsuga, J. (2000). Equations Correct Centrifugal Pump Curves for Viscosity. *Oil&Gas Journal*.
- Varyan, R. (2016). *Cost Saving Implementing Virtual Flow Metering at Various Fields and Engineering Phases - A Case Study*. Lumpur: Offshore Technology Conference.
- Varyan, R., haug, R., & Fonnes, D. (2015). *Investigation on the Suitability of Virtual Flow Metering System as an Alternative to the Conventional Physical Flow Meter*. Bali: Society of Petroleum Engineers.
- Zhmud, B. (2014). Viscosity Blending Equations. *Lube Magazine*, No. 121 pp. 22-27.

ANEXOS

ANEXO A. TABLAS DEL PORCENTAJE DE ERROR PARA LA COMPRACION DE LOS MÉTODOS DEL CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD DE LA MEZCLA Y LA CORRECCION DE LA CURVA DE LA BOMBA

Tabla 1. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-200H aplicando la combinación 1

TURZO et al. - REFUTAS					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9134,6	9135,8	0,012	8812,5	9105,4	3,324
9134,6	9005,5	1,414	8812,5	9078,7	3,021
9134,6	8975,1	1,747	9082,4	9105,4	0,253
9011,8	8959,2	0,584	9082,4	9110,4	0,309
9011,8	8955,5	0,624	9082,4	9169,0	0,953
8988,6	8944,4	0,492	9071,9	9151,2	0,874
8988,6	8924,1	0,717	9067,1	9158,1	1,004
8813,5	9012,3	2,256	9067,1	9071,8	0,052
8813,5	8916,7	1,171	9067,1	8956,0	1,226
8962,5	8950,3	0,136	8958,2	9020,9	0,700
8962,5	8899,7	0,701	8958,2	9106,3	1,653
8970,8	8899,3	0,797	8958,2	9006,0	0,534
8970,8	8943,7	0,301	8833,8	9014,6	2,047
8970,8	8920,7	0,558	8833,8	9083,3	2,824
8970,8	8914,5	0,627	9129,7	9065,4	0,705
9035,9	9020,7	0,169	9129,7	8992,2	1,505
9035,9	9062,4	0,293	9129,7	9003,1	1,386
9035,9	8906,5	1,433	8983,8	8957,8	0,290
8945,7	8898,5	0,528	8983,8	9014,7	0,343
8945,7	8967,0	0,238	8958,8	8987,0	0,315
8945,7	8864,0	0,914	8958,8	8938,2	0,230
8760,7	8892,8	1,508	8958,8	8957,5	0,014
8760,7	8860,5	1,139	8945,5	9019,3	0,825
8760,7	8852,8	1,052	8945,5	9052,3	1,194
8812,5	9026,3	2,426			
Promedio				1,207%	

Tabla 2. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-200H aplicando la combinación 1

TURZO et al. - REFUTAS					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
96,6	97,3	0,722	96,0	97,2	1,222
96,6	95,1	1,548	96,0	96,1	0,063
96,6	95,8	0,820	96,1	96,4	0,308
96,7	94,7	1,998	96,1	95,5	0,637
96,7	95,4	1,298	96,1	95,9	0,198
96,6	96,8	0,210	95,8	96,1	0,289
96,6	98,0	1,364	95,8	94,6	1,274
96,0	94,6	1,509	95,8	96,1	0,302
96,0	97,0	0,983	95,8	96,4	0,616
96,3	95,3	1,033	96,3	97,8	1,553
96,3	96,8	0,459	96,3	96,4	0,102
96,1	96,9	0,867	96,3	97,1	0,831
96,1	96,8	0,769	96,1	94,5	1,677
96,1	95,7	0,329	96,1	94,7	1,491
96,1	95,5	0,601	96,1	94,9	1,201
95,9	95,3	0,623	96,1	96,0	0,050
95,9	97,0	1,144	96,1	94,2	1,928
95,9	96,1	0,202	96,2	96,7	0,503
96,0	95,3	0,784	96,2	95,4	0,909
96,0	96,3	0,279	96,1	95,3	0,869
96,0	94,5	1,610	96,1	94,2	1,992
95,9	96,9	1,037	96,1	94,2	1,951
95,9	96,7	0,767	95,8	96,5	0,739
95,9	98,6	2,779	95,8	94,5	1,399
96,0	99,0	3,085			
Promedio				0,998%	

Tabla 3. % Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-200H aplicando la combinación 2

TURZO et al. - KENDALL&MONROE					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9134,6	9132,2	0,027	8812,5	9102,1	3,286
9134,6	8999,7	1,477	8812,5	9074,2	2,969
9134,6	8970,0	1,802	9082,4	9101,1	0,207
9011,8	8953,0	0,652	9082,4	9105,3	0,252
9011,8	8950,1	0,685	9082,4	9164,2	0,901
8988,6	8940,5	0,535	9071,9	9146,7	0,824
8988,6	8921,5	0,747	9067,1	9152,2	0,938
8813,5	9006,0	2,184	9067,1	9067,3	0,002
8813,5	8912,9	1,128	9067,1	8951,8	1,271
8962,5	8944,7	0,198	8958,2	9018,2	0,670
8962,5	8895,7	0,746	8958,2	9102,1	1,606
8970,8	8895,4	0,840	8958,2	9002,5	0,495
8970,8	8939,8	0,345	8833,8	9008,6	1,979
8970,8	8915,6	0,615	8833,8	9077,4	2,758
8970,8	8909,1	0,687	9129,7	9059,7	0,767
9035,9	9015,1	0,231	9129,7	8987,7	1,556
9035,9	9058,6	0,251	9129,7	8996,3	1,461
9035,9	8902,0	1,482	8983,8	8954,0	0,332
8945,7	8893,2	0,587	8983,8	9009,4	0,285
8945,7	8962,8	0,190	8958,8	8981,7	0,256
8945,7	8857,9	0,981	8958,8	8931,3	0,307
8760,7	8889,2	1,467	8958,8	8950,8	0,089
8760,7	8856,6	1,095	8945,5	9015,3	0,780
8760,7	8851,1	1,032	8945,5	9046,2	1,126
8812,5	9024,9	2,411			
Promedio				0,97%	

Tabla 4. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-200H aplicando la combinación 2

TURZO et al. - KENDALL&MONROE					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
96,6	96,6	0,063	96,0	96,4	0,384
96,6	93,9	2,862	96,0	95,0	1,051
96,6	94,7	1,986	96,1	95,4	0,722
96,7	93,4	3,399	96,1	94,3	1,871
96,7	94,2	2,553	96,1	94,8	1,337
96,6	95,9	0,719	95,8	95,0	0,812
96,6	97,4	0,733	95,8	93,3	2,683
96,0	93,2	2,935	95,8	95,1	0,796
96,0	96,1	0,082	95,8	95,4	0,418
96,3	94,1	2,306	96,3	97,1	0,860
96,3	95,9	0,488	96,3	95,4	0,932
96,1	96,0	0,052	96,3	96,2	0,034
96,1	95,9	0,181	96,1	93,1	3,125
96,1	94,6	1,521	96,1	93,4	2,883
96,1	94,3	1,853	96,1	93,6	2,564
95,9	94,0	1,917	96,1	94,9	1,179
95,9	96,1	0,260	96,1	93,0	3,166
95,9	95,0	0,926	96,2	95,8	0,456
96,0	94,0	2,090	96,2	94,1	2,174
96,0	95,2	0,794	96,1	94,0	2,162
96,0	93,1	3,081	96,1	93,0	3,216
95,9	96,1	0,120	96,1	93,0	3,216
95,9	95,7	0,210	95,8	95,6	0,266
95,9	98,2	2,328	95,8	93,1	2,842
96,0	98,6	2,747			
Promedio				1,538%	

Tabla 5. % Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-200H aplicando la combinación 3

TURZO et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9134,6	9132,2	0,027	8812,5	9102,1	3,286
9134,6	8999,7	1,477	8812,5	9074,2	2,969
9134,6	8970,0	1,802	9082,4	9101,1	0,207
9011,8	8953,0	0,652	9082,4	9105,3	0,252
9011,8	8950,1	0,685	9082,4	9164,2	0,901
8988,6	8940,5	0,535	9071,9	9146,7	0,824
8988,6	8921,5	0,747	9067,1	9152,2	0,938
8813,5	9006,0	2,184	9067,1	9067,3	0,002
8813,5	8912,9	1,128	9067,1	8951,8	1,271
8962,5	8944,7	0,198	8958,2	9018,2	0,670
8962,5	8895,7	0,746	8958,2	9102,1	1,606
8970,8	8895,4	0,840	8958,2	9002,5	0,495
8970,8	8939,8	0,345	8833,8	9008,6	1,979
8970,8	8915,6	0,615	8833,8	9077,4	2,758
8970,8	8909,1	0,687	9129,7	9059,7	0,767
9035,9	9015,1	0,231	9129,7	8987,7	1,556
9035,9	9058,6	0,251	9129,7	8996,3	1,461
9035,9	8902,0	1,482	8983,8	8954,0	0,332
8945,7	8893,2	0,587	8983,8	9009,4	0,285
8945,7	8962,8	0,190	8958,8	8981,7	0,256
8945,7	8857,9	0,981	8958,8	8931,3	0,307
8760,7	8889,2	1,467	8958,8	8950,8	0,089
8760,7	8856,6	1,095	8945,5	9015,3	0,780
8760,7	8851,1	1,032	8945,5	9046,2	1,126
8812,5	9024,9	2,411			
Promedio				0,97%	

Tabla 6. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-200H aplicando la combinación 3

TURZO et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
96,6	93,4	3,330	96,0	93,2	2,908
96,6	93,0	3,750	96,0	93,0	3,107
96,6	93,0	3,749	96,1	93,0	3,189
96,7	93,0	3,775	96,1	93,0	3,189
96,7	93,0	3,775	96,1	93,0	3,189
96,6	93,0	3,761	95,8	93,0	2,907
96,6	94,0	2,782	95,8	93,0	2,936
96,0	93,0	3,156	95,8	93,0	2,935
96,0	93,1	3,113	95,8	93,0	2,935
96,3	93,0	3,446	96,3	93,7	2,617
96,3	93,0	3,445	96,3	93,0	3,382
96,1	93,0	3,170	96,3	93,1	3,287
96,1	93,0	3,170	96,1	93,0	3,251
96,1	93,0	3,171	96,1	93,0	3,251
96,1	93,0	3,171	96,1	93,0	3,167
95,9	93,0	2,996	96,1	93,0	3,166
95,9	93,1	2,943	96,1	93,0	3,167
95,9	93,0	2,996	96,2	93,0	3,357
96,0	93,0	3,124	96,2	93,0	3,358
96,0	93,0	3,123	96,1	93,0	3,217
96,0	93,0	3,124	96,1	93,0	3,218
95,9	93,0	3,061	96,1	93,0	3,218
95,9	93,0	3,061	95,8	93,0	2,947
95,9	94,5	1,503	95,8	93,0	2,948
96,0	94,8	1,216			
Promedio				3,118%	

Tabla 7. % Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-200H aplicando la combinación 4

GUNNAR HOLE - REFUTAS					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9134,6	9203,7	0,756	8812,5	9169,0	4,046
9134,6	9077,3	0,628	8812,5	9145,2	3,776
9134,6	9045,7	0,974	9082,4	9170,8	0,974
9011,8	9032,4	0,229	9082,4	9177,9	1,051
9011,8	9026,9	0,167	9082,4	9234,8	1,678
8988,6	9012,8	0,269	9071,9	9216,8	1,597
8988,6	8991,0	0,026	9067,1	9227,1	1,765
8813,5	9085,2	3,084	9067,1	9138,2	0,784
8813,5	8985,6	1,953	9067,1	9023,2	0,484
8962,5	9022,3	0,667	8958,2	9084,3	1,408
8962,5	8969,3	0,075	8958,2	9171,8	2,384
8970,8	8968,6	0,024	8958,2	9071,1	1,261
8970,8	9012,8	0,468	8833,8	9085,6	2,850
8970,8	8992,2	0,239	8833,8	9152,9	3,612
8970,8	8986,7	0,177	9129,7	9134,7	0,055
9035,9	9092,0	0,620	9129,7	9059,9	0,764
9035,9	9129,5	1,035	9129,7	9074,9	0,600
9035,9	8975,1	0,673	8983,8	9024,3	0,450
8945,7	8969,0	0,261	8983,8	9083,6	1,110
8945,7	9034,4	0,992	8958,8	9056,5	1,090
8945,7	8936,8	0,100	8958,8	9010,8	0,581
8760,7	8959,6	2,271	8958,8	9029,8	0,793
8760,7	8928,3	1,913	8945,5	9085,4	1,564
8760,7	8916,6	1,780	8945,5	9122,8	1,982
8812,5	9085,9	3,102			
Promedio				1,207%	

Tabla 8. % Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-200H aplicando la combinación 4

GUNNAR HOLE - REFUTAS					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
96,6	97,0	0,381	96,0	96,6	0,669
96,6	94,0	2,769	96,0	95,1	0,928
96,6	94,9	1,744	96,1	95,5	0,563
96,7	93,4	3,361	96,1	94,3	1,878
96,7	94,3	2,398	96,1	94,8	1,303
96,6	96,3	0,315	95,8	95,1	0,730
96,6	97,9	1,266	95,8	93,0	2,925
96,0	93,2	2,973	95,8	95,2	0,654
96,0	96,6	0,533	95,8	95,7	0,167
96,3	94,3	2,140	96,3	97,5	1,257
96,3	96,3	0,063	96,3	95,5	0,779
96,1	96,4	0,394	96,3	96,5	0,285
96,1	96,3	0,225	96,1	93,0	3,295
96,1	94,8	1,262	96,1	93,2	3,054
96,1	94,5	1,632	96,1	93,5	2,669
95,9	94,1	1,807	96,1	95,1	1,012
95,9	96,5	0,625	96,1	92,5	3,681
95,9	95,2	0,696	96,2	96,1	0,151
96,0	94,1	2,008	96,2	94,2	2,152
96,0	95,5	0,567	96,1	94,0	2,144
96,0	93,0	3,165	96,1	92,5	3,719
95,9	96,4	0,497	96,1	92,6	3,671
95,9	96,1	0,142	95,8	95,8	0,019
95,9	98,7	2,873	95,8	92,9	3,052
96,0	99,1	3,202			
Promedio				1,588%	

Tabla 9. % Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-200H aplicando la combinación 5

GUNNAR HOLE - KENDALL&MONROE					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9134,6	9189,4	0,599	8812,5	9128,2	3,583
9134,6	9050,8	0,917	8812,5	9098,4	3,244
9134,6	8993,5	1,546	9082,4	9126,1	0,482
9011,8	8974,0	0,419	9082,4	9128,1	0,503
9011,8	8972,6	0,435	9082,4	9188,1	1,165
8988,6	8966,2	0,250	9071,9	9171,0	1,093
8988,6	8945,7	0,478	9067,1	9172,9	1,167
8813,5	9026,7	2,420	9067,1	9091,7	0,271
8813,5	8938,6	1,419	9067,1	8976,8	0,997
8962,5	8967,1	0,051	8958,2	9043,4	0,951
8962,5	8921,0	0,463	8958,2	9127,1	1,885
8970,8	8921,0	0,555	8958,2	9028,7	0,787
8970,8	8965,2	0,062	8833,8	9029,1	2,210
8970,8	8938,7	0,357	8833,8	9098,4	2,995
8970,8	8931,7	0,435	9129,7	9081,1	0,532
9035,9	9037,3	0,015	9129,7	9011,7	1,293
9035,9	9084,5	0,537	9129,7	9016,5	1,240
9035,9	8926,1	1,216	8983,8	8979,6	0,047
8945,7	8915,3	0,340	8983,8	9031,9	0,535
8945,7	8987,4	0,465	8958,8	9003,9	0,503
8945,7	8878,1	0,756	8958,8	8951,4	0,082
8760,7	8915,3	1,765	8958,8	8970,9	0,135
8760,7	8882,0	1,385	8945,5	9040,6	1,063
8760,7	8874,9	1,303	8945,5	9066,6	1,354
8812,5	9048,3	2,676			
Promedio				1%	

Tabla 10. % Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-200H aplicando la combinación 5

GUNNAR HOLE - KENDALL&MONROE					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
96,6	99,5	2,998	96,0	93,2	2,908
96,6	99,5	2,997	96,0	93,0	3,107
96,6	93,0	3,749	96,1	93,0	3,189
96,7	93,0	3,775	96,1	93,0	3,189
96,7	93,0	3,775	96,1	93,0	3,189
96,6	93,0	3,761	95,8	93,0	2,907
96,6	94,0	2,782	95,8	93,0	2,936
96,0	93,0	3,156	95,8	93,0	2,935
96,0	93,1	3,113	95,8	93,0	2,935
96,3	93,0	3,446	96,3	93,7	2,617
96,3	93,0	3,445	96,3	93,0	3,382
96,1	93,0	3,170	96,3	93,1	3,287
96,1	93,0	3,170	96,1	93,0	3,251
96,1	93,0	3,171	96,1	93,0	3,251
96,1	93,0	3,171	96,1	93,0	3,167
95,9	93,0	2,996	96,1	93,0	3,166
95,9	93,1	2,943	96,1	93,0	3,167
95,9	93,0	2,996	96,2	93,0	3,357
96,0	93,0	3,124	96,2	93,0	3,358
96,0	93,0	3,123	96,1	93,0	3,217
96,0	93,0	3,124	96,1	93,0	3,218
95,9	93,0	3,061	96,1	93,0	3,218
95,9	93,0	3,061	95,8	93,0	2,947
95,9	94,5	1,503	95,8	93,0	2,948
96,0	94,8	1,216			
Promedio				3,095%	

Tabla 11. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-200H aplicando la combinación 6

GUNNAR HOLE - BARRUFET&SETIADARMA					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9134,6		100,000	8812,5		100,000
9134,6		100,000	8812,5		100,000
9134,6		100,000	9082,4		100,000
9011,8		100,000	9082,4		100,000
9011,8		100,000	9082,4		100,000
8988,6		100,000	9071,9		100,000
8988,6		100,000	9067,1		100,000
8813,5		100,000	9067,1		100,000
8813,5		100,000	9067,1		100,000
8962,5		100,000	8958,2		100,000
8962,5		100,000	8958,2		100,000
8970,8		100,000	8958,2		100,000
8970,8		100,000	8833,8		100,000
8970,8		100,000	8833,8		100,000
8970,8		100,000	9129,7		100,000
9035,9		100,000	9129,7		100,000
9035,9		100,000	9129,7		100,000
9035,9		100,000	8983,8		100,000
8945,7		100,000	8983,8		100,000
8945,7		100,000	8958,8		100,000
8945,7		100,000	8958,8		100,000
8760,7		100,000	8958,8		100,000
8760,7		100,000	8945,5		100,000
8760,7		100,000	8945,5		100,000
8812,5		100,000			
Promedio				100%	

Tabla 12. Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-200H aplicando la combinación 6

GUNNAR HOLE - BARRUFET&SETIADARMA					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
96,6		100,000	96,0		100,000
96,6		100,000	96,0		100,000
96,6		100,000	96,1		100,000
96,7		100,000	96,1		100,000
96,7		100,000	96,1		100,000
96,6		100,000	95,8		100,000
96,6		100,000	95,8		100,000
96,0		100,000	95,8		100,000
96,0		100,000	95,8		100,000
96,3		100,000	96,3		100,000
96,3		100,000	96,3		100,000
96,1		100,000	96,3		100,000
96,1		100,000	96,1		100,000
96,1		100,000	96,1		100,000
96,1		100,000	96,1		100,000
95,9		100,000	96,1		100,000
95,9		100,000	96,1		100,000
95,9		100,000	96,2		100,000
96,0		100,000	96,2		100,000
96,0		100,000	96,1		100,000
96,0		100,000	96,1		100,000
95,9		100,000	96,1		100,000
95,9		100,000	95,8		100,000
95,9		100,000	95,8		100,000
96,0		100,000			
Promedio				100,000	

Tabla 13. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-200H aplicando la combinación 7

Asuaje et al. - REFUTAS					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9134,6	9214,9	0,879	8812,5	9128,2	3,583
9134,6	9457,1	3,530	8812,5	9098,4	3,244
9134,6	8993,5	1,546	9082,4	9126,1	0,482
9011,8	8974,0	0,419	9082,4	9128,1	0,503
9011,8	8972,6	0,435	9082,4	9188,1	1,165
8988,6	8966,2	0,250	9071,9	9171,0	1,093
8988,6	8945,7	0,478	9067,1	9172,9	1,167
8813,5	9026,7	2,420	9067,1	9091,7	0,271
8813,5	8938,6	1,419	9067,1	8976,8	0,997
8962,5	8967,1	0,051	8958,2	9043,4	0,951
8962,5	8921,0	0,463	8958,2	9127,1	1,885
8970,8	8921,0	0,555	8958,2	9028,7	0,787
8970,8	8965,2	0,062	8833,8	9029,1	2,210
8970,8	8938,7	0,357	8833,8	9098,4	2,995
8970,8	8931,7	0,435	9129,7	9081,1	0,532
9035,9	9037,3	0,015	9129,7	9011,7	1,293
9035,9	9084,5	0,537	9129,7	9016,5	1,240
9035,9	8926,1	1,216	8983,8	8979,6	0,047
8945,7	8915,3	0,340	8983,8	9031,9	0,535
8945,7	8987,4	0,465	8958,8	9003,9	0,503
8945,7	8878,1	0,756	8958,8	8951,4	0,082
8760,7	8915,3	1,765	8958,8	8970,9	0,135
8760,7	8882,0	1,385	8945,5	9040,6	1,063
8760,7	8874,9	1,303	8945,5	9066,6	1,354
8812,5	9048,3	2,676			
Promedio				1,059	

Tabla 14. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-200H aplicando la combinación 7

Asuaje et al. - REFUTAS					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
96,6	93,0	3,755	96,0	93,2	2,908
96,6	48,1	50,232	96,0	93,0	3,107
96,6	93,0	3,749	96,1	93,0	3,189
96,7	93,0	3,775	96,1	93,0	3,189
96,7	93,0	3,775	96,1	93,0	3,189
96,6	93,0	3,761	95,8	93,0	2,907
96,6	94,0	2,782	95,8	93,0	2,936
96,0	93,0	3,156	95,8	93,0	2,935
96,0	93,1	3,113	95,8	93,0	2,935
96,3	93,0	3,446	96,3	93,7	2,617
96,3	93,0	3,445	96,3	93,0	3,382
96,1	93,0	3,170	96,3	93,1	3,287
96,1	93,0	3,170	96,1	93,0	3,251
96,1	93,0	3,171	96,1	93,0	3,251
96,1	93,0	3,171	96,1	93,0	3,167
95,9	93,0	2,996	96,1	93,0	3,166
95,9	93,1	2,943	96,1	93,0	3,167
95,9	93,0	2,996	96,2	93,0	3,357
96,0	93,0	3,124	96,2	93,0	3,358
96,0	93,0	3,123	96,1	93,0	3,217
96,0	93,0	3,124	96,1	93,0	3,218
95,9	93,0	3,061	96,1	93,0	3,218
95,9	93,0	3,061	95,8	93,0	2,947
95,9	94,5	1,503	95,8	93,0	2,948
96,0	94,8	1,216			
Promedio				4,075	

Tabla 15. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-200H aplicando la combinación 8

Asuaje et al. - KENDALL&MONROE					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9134,6	9143,3	0,095	8812,5	10020,8	13,712
9134,6	9417,1	3,092	8812,5	9994,6	13,414
9134,6	9388,3	2,776	9082,4	10020,2	10,326
9011,8	9371,8	3,995	9082,4	10024,3	10,371
9011,8	9468,6	5,069	9082,4	10080,4	10,988
8988,6	9459,1	5,235	9071,9	10063,6	10,932
8988,6	9341,0	3,920	9067,1	10069,2	11,052
8813,5	9423,2	6,918	9067,1	9988,1	10,157
8813,5	9332,8	5,892	9067,1	9878,3	8,946
8962,5	9363,8	4,477	8958,2	9940,9	10,971
8962,5	9316,1	3,945	8958,2	10021,1	11,865
8970,8	9315,8	3,847	8958,2	9926,2	10,806
8970,8	9358,8	4,326	8833,8	9932,7	12,439
8970,8	9335,4	4,065	8833,8	9998,0	13,179
8970,8	9329,2	3,996	9129,7	9981,1	9,326
9035,9	9432,0	4,383	9129,7	9912,4	8,574
9035,9	9474,1	4,849	9129,7	9921,5	8,673
9035,9	9831,1	8,800	8983,8	9880,2	9,978
8945,7	9822,9	9,806	8983,8	9933,3	10,568
8945,7	9888,7	10,541	8958,8	9906,9	10,583
8945,7	9789,6	9,434	8958,8	9859,9	10,058
8760,7	9818,7	12,076	8958,8	9878,2	10,263
8760,7	9787,8	11,725	8945,5	9938,5	11,101
8760,7	9782,1	11,659	8945,5	9968,4	11,435
8812,5	9947,0	12,874			
Promedio				8,521	

Tabla 16. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-200H aplicando la combinación 8

Asuaje et al. - KENDALL&MONROE					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
96,6	118,6	22,726	96,0	17,1	82,198
96,6	77,9	19,381	96,0	16,2	83,103
96,6	78,4	18,919	96,1	16,5	82,783
96,7	77,5	19,771	96,1	15,9	83,404
96,7	65,2	32,522	96,1	16,5	82,871
96,6	66,2	31,481	95,8	16,5	82,762
96,6	79,8	17,442	95,8	15,5	83,787
96,0	77,5	19,276	95,8	16,2	83,058
96,0	79,1	17,663	95,8	16,0	83,318
96,3	78,0	19,072	96,3	17,2	82,173
96,3	78,9	18,099	96,3	16,5	82,822
96,1	79,0	17,778	96,3	16,6	82,730
96,1	79,0	17,780	96,1	14,9	84,475
96,1	78,2	18,591	96,1	15,3	84,062
96,1	78,0	18,794	96,1	15,4	83,989
95,9	78,0	18,627	96,1	15,8	83,504
95,9	79,3	17,303	96,1	14,7	84,731
95,9	15,6	83,780	96,2	16,2	83,168
96,0	15,0	84,407	96,2	15,5	83,896
96,0	15,9	83,410	96,1	15,3	84,055
96,0	14,3	85,117	96,1	14,4	85,017
95,9	16,1	83,226	96,1	14,5	84,903
95,9	15,8	83,557	95,8	16,3	82,974
95,9	17,1	82,211	95,8	15,1	84,292
96,0	18,0	81,235			
Promedio				61,556	

Tabla 17. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-200H aplicando la combinación 9

Asuaje et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9134,6	7261,7	20,503	8812,5	9272,3	5,217
9134,6	9417,9	3,101	8812,5	9234,6	4,790
9134,6	9391,2	2,808	9082,4	9263,2	1,991
9011,8	9370,9	3,985	9082,4	9258,0	1,934
9011,8	9379,9	4,085	9082,4	9317,9	2,594
8988,6	9379,5	4,348	9071,9	9303,2	2,550
8988,6	9350,1	4,022	9067,1	9293,4	2,496
8813,5	9422,2	6,907	9067,1	9228,7	1,782
8813,5	9338,9	5,962	9067,1	9122,5	0,610
8962,5	9364,8	4,489	8958,2	9198,9	2,687
8962,5	9321,4	4,005	8958,2	9263,9	3,413
8970,8	9321,5	3,910	8958,2	9177,1	2,443
8970,8	9364,5	4,390	8833,8	9157,0	3,658
8970,8	9337,6	4,090	8833,8	9223,8	4,414
8970,8	9330,5	4,010	9129,7	9209,1	0,870
9035,9	9433,4	4,399	9129,7	9152,2	0,247
9035,9	9481,3	4,929	9129,7	9142,6	0,142
9035,9	9071,8	0,397	8983,8	9127,6	1,600
8945,7	9055,2	1,224	8983,8	9166,3	2,032
8945,7	9131,2	2,073	8958,8	9139,0	2,011
8945,7	9014,0	0,763	8958,8	9080,9	1,364
8760,7	9068,4	3,512	8958,8	9099,7	1,573
8760,7	9034,8	3,129	8945,5	9183,8	2,664
8760,7	9049,0	3,291	8945,5	9192,1	2,757
8812,5	9217,5	4,596			
Promedio				3,362	

Tabla 18. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-200H aplicando la combinación 9

Asuaje et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
96,6	191,9	98,584	96,0	37,2	61,247
96,6	74,0	23,436	96,0	36,8	61,670
96,6	74,4	23,038	96,1	36,9	61,566
96,7	73,7	23,758	96,1	36,6	61,871
96,7	64,4	33,396	96,1	36,8	61,662
96,6	65,1	32,673	95,8	36,9	61,507
96,6	75,6	21,796	95,8	36,4	62,027
96,0	73,7	23,278	95,8	36,8	61,590
96,0	75,0	21,934	95,8	36,8	61,628
96,3	74,0	23,139	96,3	37,3	61,249
96,3	74,8	22,322	96,3	36,9	61,645
96,1	74,9	22,031	96,3	37,1	61,509
96,1	74,9	22,032	96,1	36,2	62,347
96,1	74,2	22,707	96,1	36,3	62,202
96,1	74,1	22,883	96,1	36,4	62,116
95,9	74,1	22,721	96,1	36,7	61,817
95,9	75,2	21,613	96,1	36,1	62,438
95,9	36,6	61,842	96,2	36,9	61,685
96,0	36,3	62,191	96,2	36,5	62,090
96,0	36,7	61,745	96,1	36,4	62,109
96,0	36,0	62,512	96,1	36,0	62,554
95,9	36,9	61,580	96,1	36,0	62,513
95,9	36,7	61,718	95,8	36,9	61,508
95,9	37,4	61,045	95,8	36,2	62,197
96,0	37,7	60,703			
Promedio				50,192	

Tabla 19. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-122H aplicando la combinación 1

TURZO et al. - REFUTAS					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9351,1	9353,3	0,024	9447,0	9508,1	0,647
9351,1	8218,3	12,114	9447,0	9465,1	0,192
9351,1	9495,4	1,543	9447,0	9316,3	1,383
9351,1	9540,0	2,020	9287,1	9292,0	0,053
9473,4	9538,4	0,685	9287,1	9273,9	0,142
9468,7	9507,8	0,413	9287,1	9137,3	1,612
9468,7	9534,5	0,695	9142,3	9133,1	0,101
9468,7	9508,5	0,420	9142,3	9162,7	0,223
9468,7	9481,2	0,132	9142,3	9106,7	0,390
9459,8	9502,0	0,446	9142,3	9107,0	0,387
9459,8	9512,2	0,554	9142,3	9101,6	0,445
9459,8	9580,7	1,278	9142,3	9175,5	0,363
9514,5	9536,0	0,226	9142,3	7914,6	13,429
9514,5	9484,1	0,320	7813,7	7875,7	0,794
9366,2	9468,9	1,096	7813,7	7874,2	0,775
9366,2	9526,5	1,711	7813,7	7975,0	2,064
9366,2	9535,0	1,802	7813,7	7853,5	0,510
9403,5	9506,0	1,090	7830,8	7873,0	0,539
9403,5	9481,8	0,833	7830,8	7867,9	0,475
9447,0	9508,9	0,656			
Promedio (%)				1,3	

Tabla 20. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-122H aplicando la combinación 1

TURZO et al. - REFUTAS					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
97,8	97,6	0,221	97,0	98,1	1,204
97,8	64,8	33,710	97,0	97,2	0,266
97,8	97,4	0,392	97,0	96,3	0,646
97,8	97,9	0,178	97,0	95,7	1,274
97,3	97,7	0,372	97,0	96,9	0,034
97,4	97,7	0,313	97,0	96,3	0,683
97,4	97,8	0,400	97,8	96,2	1,612
97,4	97,9	0,548	97,8	98,8	1,035
97,4	98,5	1,142	97,8	98,8	1,080
97,2	97,1	0,037	97,8	98,7	0,941
97,2	97,2	0,024	97,8	96,7	1,123
97,2	97,6	0,469	97,8	96,8	0,998
97,0	96,8	0,180	97,8	95,4	2,474
97,0	96,6	0,431	97,9	96,6	1,344
97,7	97,1	0,623	97,9	98,3	0,386
97,7	97,7	0,007	97,9	118,0	20,584
97,7	98,2	0,493	97,9	118,2	20,749
97,0	97,2	0,144	97,6	96,6	1,112
97,0	96,4	0,705	97,6	96,8	0,854
97,0	97,0	0,023			
Promedio (%)				2,5	

Tabla 21. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-122H aplicando la combinación 2

TURZO et al. - KENDALL&MONROE					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9351,1	9350,3	0,008	9447,0	9505,8	0,622
9351,1	8218,8	12,108	9447,0	9461,7	0,156
9351,1	9492,2	1,509	9447,0	9312,1	1,428
9351,1	9537,4	1,992	9287,1	9287,2	0,001
9473,4	9535,4	0,654	9287,1	9270,3	0,181
9468,7	9504,9	0,382	9287,1	9133,3	1,656
9468,7	9531,7	0,666	9142,3	9129,0	0,146
9468,7	9505,9	0,392	9142,3	9161,3	0,207
9468,7	9479,2	0,111	9142,3	9105,3	0,405
9459,8	9498,5	0,409	9142,3	9105,4	0,404
9459,8	9508,7	0,517	9142,3	9097,9	0,486
9459,8	9577,8	1,247	9142,3	9171,9	0,323
9514,5	9532,1	0,185	9142,3	7911,2	13,467
9514,5	9480,0	0,363	7813,7	7873,0	0,760
9366,2	9465,3	1,058	7813,7	7872,8	0,757
9366,2	9523,5	1,680	7813,7	7995,0	2,321
9366,2	9532,6	1,777	7813,7	7873,7	0,769
9403,5	9502,5	1,053	7830,8	7870,3	0,505
9403,5	9477,4	0,786	7830,8	7865,4	0,443
9447,0	9505,2	0,616			
Promedio (%)				1,3	

Tabla 22. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-122H aplicando la combinación 2

TURZO et al. - KENDALL&MONROE					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
97,8	97,0	0,753	97,0	97,7	0,789
97,8	64,9	33,609	97,0	96,7	0,328
97,8	96,8	0,949	97,0	95,6	1,407
97,8	97,5	0,281	97,0	94,9	2,148
97,3	97,2	0,139	97,0	96,3	0,687
97,4	97,2	0,191	97,0	95,6	1,455
97,4	97,3	0,089	97,8	95,5	2,392
97,4	97,5	0,088	97,8	98,5	0,761
97,4	98,2	0,801	97,8	98,6	0,812
97,2	96,6	0,648	97,8	98,4	0,640
97,2	96,6	0,574	97,8	96,0	1,828
97,2	97,1	0,035	97,8	96,2	1,661
97,0	96,2	0,847	97,8	94,4	3,492
97,0	95,9	1,138	97,9	95,8	2,140
97,7	96,5	1,237	97,9	97,8	0,051
97,7	97,2	0,503	97,9	117,3	19,778
97,7	97,8	0,083	97,9	117,4	19,909
97,0	96,6	0,462	97,6	95,8	1,911
97,0	95,6	1,464	97,6	96,1	1,607
97,0	96,3	0,660			
Promedio (%)				2,8	

Tabla 23. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-122H aplicando la combinación 3

TURZO et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9351,1	9366,7	0,166	9447,0	9521,0	0,783
9351,1	7163,4	23,395	9447,0	9478,3	0,332
9351,1	9508,6	1,684	9447,0	9328,5	1,255
9351,1	9553,0	2,159	9287,1	9303,2	0,173
9473,4	9551,5	0,824	9287,1	9286,9	0,002
9468,7	9520,8	0,550	9287,1	9149,8	1,478
9468,7	9547,6	0,833	9142,3	9145,4	0,034
9468,7	9521,4	0,557	9142,3	9176,4	0,373
9468,7	9493,8	0,265	9142,3	9120,4	0,241
9459,8	9515,0	0,584	9142,3	9120,6	0,237
9459,8	9525,3	0,692	9142,3	9114,7	0,303
9459,8	9593,9	1,418	9142,3	9188,9	0,509
9514,5	9548,6	0,359	9142,3	7926,9	13,295
9514,5	9496,2	0,192	7813,7	7891,0	0,989
9366,2	9481,7	1,233	7813,7	7892,0	1,003
9366,2	9539,3	1,848	7813,7	8005,3	2,452
9366,2	9547,9	1,940	7813,7	7883,8	0,898
9403,5	9519,0	1,229	7830,8	7888,2	0,734
9403,5	9493,6	0,958	7830,8	7883,8	0,678
9447,0	9521,7	0,790			
Promedio (%)				1,7	

Tabla 24. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-122H aplicando la combinación 3

TURZO et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
97,8	93,3	4,578	97,0	93,9	3,209
97,8	-173,4	277,386	97,0	93,0	4,090
97,8	93,2	4,723	97,0	93,0	4,091
97,8	93,7	4,187	97,0	93,0	4,091
97,3	93,4	3,997	97,0	93,0	4,091
97,4	93,4	4,053	97,0	93,0	4,091
97,4	93,5	3,968	97,8	93,0	4,890
97,4	93,7	3,840	97,8	94,4	3,452
97,4	94,2	3,282	97,8	94,4	3,419
97,2	93,0	4,292	97,8	94,3	3,543
97,2	93,0	4,291	97,8	93,0	4,890
97,2	93,4	3,895	97,8	93,0	4,890
97,0	93,0	4,120	97,8	93,0	4,891
97,0	93,0	4,120	97,9	93,0	4,993
97,7	93,0	4,776	97,9	93,6	4,346
97,7	93,4	4,340	97,9	95,2	2,771
97,7	93,9	3,890	97,9	95,0	2,936
97,0	93,0	4,148	97,6	93,0	4,747
97,0	93,0	4,149	97,6	93,0	4,747
97,0	93,0	4,091			
Promedio (%)				11,1	

Tabla 25. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-122H aplicando la combinación 4

GUNNAR HOLE - REFUTAS					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9351,1	9390,4	0,420	9447,0	9543,9	1,026
9351,1	3534,9	62,198	9447,0	9502,4	0,587
9351,1	9532,3	1,937	9447,0	9355,0	0,973
9351,1	9575,5	2,400	9287,1	9332,2	0,485
9473,4	9574,4	1,066	9287,1	9312,4	0,272
9468,7	9544,3	0,798	9287,1	9176,0	1,196
9468,7	9570,4	1,074	9142,3	9172,0	0,325
9468,7	9544,6	0,802	9142,3	9196,9	0,597
9468,7	9516,9	0,509	9142,3	9141,9	0,005
9459,8	9539,5	0,842	9142,3	9142,3	0,000
9459,8	9549,4	0,947	9142,3	9140,3	0,022
9459,8	9616,0	1,651	9142,3	9212,7	0,769
9514,5	9573,4	0,619	9142,3	7957,5	12,960
9514,5	9522,7	0,086	7813,7	7916,9	1,321
9366,2	9507,0	1,504	7813,7	7912,5	1,264
9366,2	9563,3	2,104	7813,7	8038,6	2,878
9366,2	9570,3	2,179	7813,7	7916,8	1,320
9403,5	9543,3	1,487	7830,8	7914,3	1,067
9403,5	9520,9	1,248	7830,8	7908,9	0,998
9447,0	9546,5	1,054			
Promedio (%)				2,9	

Tabla 26. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-122H aplicando la combinación 4

GUNNAR HOLE - REFUTAS					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
97,8	96,5	1,349	97,0	97,2	0,281
97,8	-14,4	114,705	97,0	96,0	0,972
97,8	96,3	1,550	97,0	94,8	2,197
97,8	97,0	0,801	97,0	94,0	3,056
97,3	96,6	0,708	97,0	95,6	1,385
97,4	96,7	0,750	97,0	94,8	2,265
97,4	96,8	0,639	97,8	94,7	3,212
97,4	97,0	0,455	97,8	98,1	0,308
97,4	97,7	0,330	97,8	98,1	0,346
97,2	95,9	1,298	97,8	97,9	0,156
97,2	96,0	1,215	97,8	95,3	2,574
97,2	96,6	0,592	97,8	95,5	2,380
97,0	95,5	1,540	97,8	93,3	4,622
97,0	95,2	1,875	97,9	94,9	3,024
97,7	95,8	1,903	97,9	97,2	0,701
97,7	96,6	1,070	97,9	99,1	1,190
97,7	97,3	0,421	97,9	99,1	1,183
97,0	96,0	1,103	97,6	94,9	2,807
97,0	94,9	2,244	97,6	95,2	2,461
97,0	95,7	1,337			
Promedio (%)				4,4	

Tabla 27. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-122H aplicando la combinación 5

GUNNAR HOLE - KENDALL&MONROE					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9351,1	9395,0	0,469	9447,0	9547,8	1,068
9351,1	8439,7	9,746	9447,0	9505,8	0,623
9351,1	9536,2	1,979	9447,0	9355,9	0,964
9351,1	9579,7	2,444	9287,1	9331,0	0,473
9473,4	9578,7	1,112	9287,1	9315,0	0,301
9468,7	9548,5	0,843	9287,1	9177,0	1,186
9468,7	9574,7	1,119	9142,3	9172,6	0,331
9468,7	9548,7	0,845	9142,3	9200,9	0,641
9468,7	9520,4	0,546	9142,3	9145,8	0,037
9459,8	9542,6	0,875	9142,3	9146,4	0,044
9459,8	9552,7	0,982	9142,3	9142,4	0,001
9459,8	9620,5	1,698	9142,3	9215,4	0,799
9514,5	9575,6	0,642	9142,3	7954,9	12,988
9514,5	9524,1	0,101	7813,7	7919,6	1,356
9366,2	9509,8	1,533	7813,7	7920,5	1,367
9366,2	9567,4	2,148	7813,7	8024,9	2,703
9366,2	9574,2	2,221	7813,7	7906,6	1,190
9403,5	9546,5	1,521	7830,8	7916,9	1,100
9403,5	9521,5	1,255	7830,8	7912,6	1,045
9447,0	9549,1	1,081			
Promedio (%)				1,6	

Tabla 28. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-122H aplicando la combinación 5

GUNNAR HOLE - KENDALL&MONROE					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
97,8	93,0	4,867	97,0	94,3	2,787
97,8	10,5	89,253	97,0	93,0	4,091
97,8	93,0	4,867	97,0	93,0	4,091
97,8	93,9	4,007	97,0	93,0	4,092
97,3	93,3	4,155	97,0	93,0	4,091
97,4	93,3	4,171	97,0	93,0	4,091
97,4	93,5	3,984	97,8	93,0	4,890
97,4	93,8	3,680	97,8	95,6	2,204
97,4	95,1	2,395	97,8	95,7	2,138
97,2	93,0	4,292	97,8	95,4	2,456
97,2	93,0	4,292	97,8	93,0	4,890
97,2	93,2	4,054	97,8	93,0	4,890
97,0	93,0	4,120	97,8	93,0	4,891
97,0	93,0	4,120	97,9	93,0	4,993
97,7	93,0	4,776	97,9	93,7	4,239
97,7	93,3	4,478	97,9	98,0	0,058
97,7	94,3	3,439	97,9	97,4	0,475
97,0	93,0	4,148	97,6	93,0	4,748
97,0	93,0	4,149	97,6	93,0	4,748
97,0	93,0	4,091			
Promedio (%)				6,1	

Tabla 29. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-122H aplicando la combinación 6

GUNNAR HOLE - BARRUFET&SETIADARMA					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9351,1	9416,8	0,703	9447,0	9573,2	1,336
9351,1	7389,1	20,981	9447,0	9528,5	0,863
9351,1	9559,2	2,225	9447,0	9377,7	0,733
9351,1	9604,8	2,713	9287,1	9352,4	0,703
9473,4	9602,7	1,364	9287,1	9336,2	0,529
9468,7	9572,1	1,092	9287,1	9197,8	0,962
9468,7	9599,1	1,377	9142,3	9193,4	0,559
9468,7	9573,2	1,104	9142,3	9227,6	0,933
9468,7	9546,7	0,824	9142,3	9171,6	0,320
9459,8	9565,5	1,118	9142,3	9171,6	0,320
9459,8	9575,8	1,226	9142,3	9162,7	0,223
9459,8	9645,1	1,959	9142,3	9236,9	1,034
9514,5	9599,1	0,889	9142,3	7967,1	12,855
9514,5	9546,7	0,339	7813,7	7931,2	1,504
9366,2	9532,2	1,772	7813,7	7934,1	1,541
9366,2	9590,9	2,399	7813,7	8052,3	3,054
9366,2	9600,1	2,497	7813,7	7930,3	1,493
9403,5	9569,5	1,766	7830,8	7928,5	1,248
9403,5	9544,1	1,495	7830,8	7924,0	1,191
9447,0	9572,1	1,325			
Promedio (%)				2,1	

Tabla 30. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-122H aplicando la combinación 6

GUNNAR HOLE - BARRUFET&SETIADARMA					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
97,8	95,6	2,214	97,0	95,6	1,420
97,8	-185,3	289,489	97,0	95,6	1,413
97,8	95,6	2,212	97,0	95,6	1,427
97,8	95,6	2,221	97,0	95,6	1,415
97,3	95,6	1,740	97,0	95,6	1,413
97,4	95,6	1,837	97,0	95,6	1,416
97,4	95,6	1,844	97,8	95,6	2,248
97,4	95,6	1,847	97,8	95,6	2,235
97,4	95,6	1,841	97,8	95,6	2,232
97,2	95,6	1,629	97,8	95,6	2,245
97,2	95,6	1,622	97,8	95,6	2,247
97,2	95,6	1,625	97,8	95,6	2,248
97,0	95,6	1,451	97,8	95,6	2,243
97,0	95,6	1,445	97,9	95,6	2,352
97,7	95,6	2,119	97,9	95,6	2,339
97,7	95,6	2,121	97,9	95,6	2,340
97,7	95,6	2,123	97,9	95,6	2,341
97,0	95,6	1,478	97,6	95,6	2,102
97,0	95,6	1,484	97,6	95,6	2,094
97,0	95,6	1,425			
Promedio (%)				9,3	

Tabla 31. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-122H aplicando la combinación 7

Asuaje et al. - REFUTAS					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9351,1	9419,0	0,726	9447,0	9632,7	1,965
9351,1	11227,6	20,067	9447,0	9649,9	2,148
9351,1	9548,7	2,114	9447,0	9738,3	3,083
9351,1	9594,3	2,601	9287,1	9711,7	4,572
9473,4	9604,8	1,386	9287,1	9698,4	4,429
9468,7	9574,0	1,112	9287,1	9101,7	1,996
9468,7	9600,9	1,396	9142,3	9096,4	0,503
9468,7	9574,7	1,119	9142,3	9163,4	0,230
9468,7	9547,1	0,828	9142,3	9113,2	0,319
9459,8	9568,0	1,144	9142,3	9111,8	0,334
9459,8	9578,3	1,253	9142,3	9075,6	0,730
9459,8	9647,4	1,983	9142,3	9144,0	0,018
9514,5	9601,6	0,916	9142,3	1417,4	84,496
9514,5	9549,2	0,365	7813,7	1467,1	81,224
9366,2	9534,7	1,799	7813,7	1540,5	80,285
9366,2	9580,6	2,289	7813,7	1444,5	81,513
9366,2	9659,5	3,131	7813,7	1732,5	77,827
9403,5	9629,0	2,398	7830,8	1627,8	79,213
9403,5	9603,7	2,129	7830,8	1490,2	80,970
9447,0	9631,6	1,954			
Promedio (%)				16,3	

Tabla 32. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-122H aplicando la combinación 7

Asuaje et al. - REFUTAS					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
97,8	93,3	4,598	97,0	93,0	4,101
97,8	-250,1	355,789	97,0	90,6	6,614
97,8	99,1	1,348	97,0	40,2	58,497
97,8	99,1	1,339	97,0	39,8	58,923
97,3	93,2	4,164	97,0	40,6	58,123
97,4	93,3	4,168	97,0	2,1	97,824
97,4	93,4	4,147	97,8	2,1	97,865
97,4	93,5	3,977	97,8	2,7	97,238
97,4	94,0	3,443	97,8	2,7	97,197
97,2	93,0	4,292	97,8	2,7	97,223
97,2	93,0	4,292	97,8	2,2	97,725
97,2	93,2	4,136	97,8	2,2	97,741
97,0	93,0	4,120	97,8	-19,8	120,265
97,0	93,0	4,120	97,9	-20,0	120,476
97,7	93,0	4,776	97,9	-21,4	121,894
97,7	99,1	1,430	97,9	-20,0	120,434
97,7	93,0	4,787	97,9	-19,4	119,829
97,0	93,0	4,159	97,6	-21,2	121,665
97,0	93,0	4,160	97,6	-19,8	120,246
97,0	93,0	4,102			
Promedio (%)				54,9	

Tabla 33. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-122H aplicando la combinación 8

ASUAJE et al. - KENDALL&MONROE					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9351,1	9411,0	0,641	9447,0	9644,0	2,086
9351,1	10782,8	15,310	9447,0	9679,7	2,464
9351,1	9547,4	2,099	9447,0	9859,4	4,366
9351,1	9592,9	2,586	9287,1	9835,0	5,900
9473,4	9596,9	1,303	9287,1	9816,8	5,704
9468,7	9566,2	1,029	9287,1	10056,2	8,282
9468,7	9593,1	1,313	9142,3	10052,1	9,951
9468,7	9567,0	1,038	9142,3	10081,5	10,272
9468,7	9539,8	0,750	9142,3	10026,0	9,665
9459,8	9560,2	1,061	9142,3	10026,2	9,668
9459,8	9570,4	1,170	9142,3	10020,8	9,609
9459,8	9633,9	1,841	9142,3	10094,1	10,410
9514,5	9594,2	0,838	9142,3	11629,9	27,209
9514,5	9542,0	0,289	7813,7	11595,9	48,406
9366,2	9526,9	1,716	7813,7	11595,1	48,396
9366,2	9579,2	2,274	7813,7	11695,1	49,675
9366,2	9654,8	3,081	7813,7	11588,7	48,314
9403,5	9624,4	2,349	7830,8	11593,6	48,052
9403,5	9600,6	2,096	7830,8	11589,2	47,995
9447,0	9644,5	2,091			
Promedio (%)				11,6	

Tabla 34. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-122H aplicando la combinación 8

ASUAJE et al. - KENDALL&MONROE					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
97,8	95,5	2,310	97,0	82,8	14,596
97,8	-247,8	353,445	97,0	69,1	28,744
97,8	99,6	1,828	97,0	17,3	82,132
97,8	99,5	1,815	97,0	16,8	82,633
97,3	95,5	1,876	97,0	17,7	81,730
97,4	95,6	1,881	97,0	-22,6	123,304
97,4	95,6	1,870	97,8	-22,7	123,199
97,4	95,7	1,708	97,8	-20,7	121,158
97,4	96,2	1,181	97,8	-20,9	121,388
97,2	95,1	2,112	97,8	-21,0	121,488
97,2	95,2	2,088	97,8	-22,5	122,996
97,2	99,0	1,880	97,8	-22,1	122,563
97,0	94,8	2,261	97,8	-334,1	441,624
97,0	94,7	2,356	97,9	-334,7	441,912
97,7	95,1	2,610	97,9	-333,9	441,101
97,7	99,5	1,915	97,9	-329,3	436,424
97,7	93,0	4,785	97,9	-333,4	440,578
97,0	93,0	4,157	97,6	-334,8	442,896
97,0	92,0	5,188	97,6	-334,9	442,932
97,0	81,9	15,567			
Promedio (%)				119,1	

Tabla 35. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-122H aplicando la combinación 9

ASUAJE et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9351,1	9411,7	0,648	9447,0	9643,3	2,079
9351,1	9582,0	2,469	9447,0	9655,7	2,210
9351,1	9554,8	2,178	9447,0	9557,9	1,175
9351,1	9599,2	2,653	9287,1	9529,3	2,607
9473,4	9597,7	1,312	9287,1	9521,7	2,526
9468,7	9566,9	1,038	9287,1	9043,4	2,624
9468,7	9593,8	1,321	9142,3	9038,9	1,132
9468,7	9567,5	1,043	9142,3	9085,2	0,625
9468,7	9539,5	0,748	9142,3	9034,2	1,183
9459,8	9561,6	1,076	9142,3	9033,3	1,192
9459,8	9571,8	1,184	9142,3	9013,5	1,409
9459,8	9640,3	1,908	9142,3	9082,0	0,660
9514,5	9596,0	0,857	9142,3	10497,1	14,818
9514,5	9544,0	0,310	7813,7	10461,4	33,886
9366,2	9528,3	1,731	7813,7	10459,7	33,864
9366,2	9585,7	2,344	7813,7	10561,9	35,172
9366,2	9670,2	3,245	7813,7	10452,2	33,768
9403,5	9639,7	2,512	7830,8	10459,0	33,563
9403,5	9614,3	2,242	7830,8	10454,4	33,504
9447,0	9642,3	2,068			
Promedio (%)				6,9	

Tabla 36. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-122H aplicando la combinación 9

Miguel et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
97,8	97,5	0,309	97,0	90,0	7,189
97,8	-240,0	345,473	97,0	90,0	7,201
97,8	97,2	0,539	97,0	49,2	49,247
97,8	97,6	0,124	97,0	48,9	49,556
97,3	97,4	0,124	97,0	49,5	48,915
97,4	97,5	0,118	97,0	7,6	92,129
97,4	97,5	0,136	97,8	7,6	92,238
97,4	97,7	0,312	97,8	8,9	90,944
97,4	98,2	0,862	97,8	8,9	90,856
97,2	97,1	0,130	97,8	8,9	90,929
97,2	97,1	0,097	97,8	7,9	91,950
97,2	97,3	0,156	97,8	7,8	91,986
97,0	96,7	0,272	97,8	-329,3	436,720
97,0	96,6	0,380	97,9	-329,2	436,221
97,7	97,1	0,624	97,9	-328,3	435,377
97,7	97,5	0,155	97,9	-326,1	433,064
97,7	90,0	7,852	97,9	-327,6	434,688
97,0	90,0	7,245	97,6	-329,2	437,132
97,0	90,0	7,246	97,6	-329,1	437,074
97,0	90,0	7,189			
Promedio (%)				108,5	

Tabla 37. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-104H aplicando la combinación 1

TURZO et al. - REFUTAS					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
6099,2	6089,8	0,154	6274,4	6179,9	1,507
6186,6	6181,2	0,087	6274,4	6231,7	0,680
6207,3	6129,9	1,247	6283,9	6237,9	0,733
6207,3	5956,5	4,040	6273,1	6275,0	0,031
6207,3	6056,3	2,432	6300,4	6232,7	1,074
6207,3	6162,0	0,730	6300,4	6246,4	0,857
6207,3	6089,5	1,898	6297,6	6244,2	0,848
6269,5	6139,3	2,077	6297,6	6235,3	0,990
6240,1	6159,4	1,292	6297,6	6341,7	0,701
6087,7	6146,5	0,966	6187,0	6299,3	1,816
6106,0	6092,3	0,225	6187,0	6312,8	2,033
6100,9	6150,0	0,803	6187,0	6247,8	0,982
6076,8	6170,6	1,543	6187,0	6356,4	2,739
6076,8	6103,2	0,434	6187,0	6392,9	3,328
6076,8	6116,5	0,654	6374,9	6391,6	0,262
6076,8	6122,6	0,754	6196,4	6436,5	3,875
6076,8	6195,0	1,944	6348,6	6349,7	0,017
6076,8	6174,2	1,602	6395,1	6369,7	0,397
6291,5	6226,3	1,036	6235,7	6406,6	2,741
Promedio (%)				1,3	

Tabla 38. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-104H aplicando la combinación 1

TURZO et al. - REFUTAS					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
95,6	96,6	1,096	96,4	95,1	1,317
96,0	94,3	1,827	96,4	95,8	0,665
97,5	98,3	0,809	95,9	95,8	0,054
97,5	97,1	0,433	95,4	95,4	0,010
97,5	96,7	0,793	96,1	95,3	0,893
97,5	96,7	0,800	96,1	95,5	0,617
97,5	97,9	0,413	96,0	96,6	0,614
95,7	94,7	1,061	96,0	96,0	0,034
95,4	93,9	1,584	96,0	95,2	0,902
95,8	96,3	0,552	95,6	94,4	1,255
95,8	96,5	0,774	95,6	94,8	0,922
95,5	94,6	0,998	95,6	96,0	0,327
96,3	96,7	0,353	95,6	95,0	0,677
96,3	96,3	0,046	95,6	95,6	0,005
96,3	94,8	1,576	96,7	96,3	0,463
96,3	95,4	0,978	96,7	97,5	0,806
96,3	96,8	0,461	96,6	96,4	0,190
96,3	94,9	1,517	96,4	96,4	0,019
96,6	97,3	0,803	96,1	97,2	1,129
Promedio (%)				0,7	

Tabla 39. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-104H aplicando la combinación 2

TURZO et al. - KENDALL&MONROE					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
6099,2	6071,7	0,451	6274,4	6161,0	1,808
6186,6	6161,7	0,402	6274,4	6213,4	0,972
6207,3	6113,2	1,516	6283,9	6219,6	1,024
6207,3	5938,3	4,334	6273,1	6256,8	0,259
6207,3	6038,1	2,725	6300,4	6214,1	1,370
6207,3	6144,2	1,017	6300,4	6228,0	1,149
6207,3	6072,3	2,175	6297,6	6226,5	1,128
6269,5	6120,1	2,384	6297,6	6217,2	1,277
6240,1	6139,1	1,618	6297,6	6323,5	0,411
6087,7	6128,4	0,668	6187,0	6280,4	1,510
6106,0	6074,1	0,524	6187,0	6294,1	1,731
6100,9	6130,6	0,487	6187,0	6229,6	0,689
6076,8	6152,7	1,249	6187,0	6338,0	2,441
6076,8	6084,8	0,132	6187,0	6375,0	3,039
6076,8	6097,2	0,336	6374,9	6374,1	0,012
6076,8	6103,7	0,443	6196,4	6420,0	3,609
6076,8	6177,3	1,653	6348,6	6332,1	0,260
6076,8	6155,1	1,288	6395,1	6352,2	0,671
6291,5	6209,2	1,308	6235,7	6389,8	2,472
Promedio (%)				1,3	

Tabla 40. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-104H aplicando la combinación 2

TURZO et al. - KENDALL&MONROE					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
95,6	97,0	1,454	96,4	95,0	1,478
96,0	94,0	2,093	96,4	95,8	0,677
97,5	99,2	1,722	95,9	95,8	0,049
97,5	97,6	0,143	95,4	95,1	0,324
97,5	97,1	0,400	96,1	95,1	1,049
97,5	97,0	0,481	96,1	95,4	0,709
97,5	98,7	1,220	96,0	96,9	0,878
95,7	94,5	1,331	96,0	96,1	0,030
95,4	94,0	1,462	96,0	94,9	1,153
95,8	96,5	0,760	95,6	94,1	1,670
95,8	96,8	1,082	95,6	94,4	1,269
95,5	94,3	1,307	95,6	96,0	0,378
96,3	97,0	0,662	95,6	94,7	0,980
96,3	96,5	0,178	95,6	95,5	0,138
96,3	94,6	1,807	96,7	96,3	0,397
96,3	95,3	1,052	96,7	97,9	1,251
96,3	97,1	0,802	96,6	96,5	0,060
96,3	94,6	1,764	96,4	96,5	0,141
96,6	97,8	1,317	96,1	97,5	1,485
Promedio (%)				0,9	

Tabla 41. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-104H aplicando la combinación 3

TURZO et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
6099,2	6147,6	0,794	6274,4	6234,2	0,640
6186,6	6233,6	0,760	6274,4	6286,9	0,198
6207,3	6186,7	0,332	6283,9	6293,1	0,145
6207,3	6016,0	3,081	6273,1	6328,9	0,891
6207,3	6114,7	1,491	6300,4	6286,9	0,216
6207,3	6218,9	0,186	6300,4	6300,9	0,008
6207,3	6147,2	0,968	6297,6	6300,3	0,043
6269,5	6193,2	1,218	6297,6	6290,8	0,108
6240,1	6211,4	0,459	6297,6	6394,6	1,540
6087,7	6203,5	1,901	6187,0	6351,3	2,656
6106,0	6150,1	0,722	6187,0	6365,3	2,881
6100,9	6203,5	1,680	6187,0	6303,2	1,878
6076,8	6227,6	2,481	6187,0	6409,1	3,589
6076,8	6160,5	1,377	6187,0	6446,5	4,194
6076,8	6170,8	1,547	6374,9	6446,3	1,119
6076,8	6178,0	1,665	6196,4	6490,3	4,743
6076,8	6251,7	2,877	6348,6	6404,9	0,886
6076,8	6228,0	2,487	6395,1	6424,7	0,463
6291,5	6282,4	0,145	6235,7	6460,9	3,611
Promedio (%)				1,4	

Tabla 42. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-104H aplicando la combinación 3

TURZO et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
95,6	94,040	1,6	96,4	94,009	2,5
96,0	94,009	2,1	96,4	94,010	2,5
97,5	95,518	2,0	95,9	94,010	1,9
97,5	94,231	3,3	95,4	94,009	1,4
97,5	94,060	3,5	96,1	94,009	2,2
97,5	94,201	3,4	96,1	94,010	2,2
97,5	95,127	2,4	96,0	94,232	1,9
95,7	94,009	1,8	96,0	94,010	2,1
95,4	94,009	1,5	96,0	94,009	2,1
95,8	94,010	1,9	95,6	94,009	1,7
95,8	94,010	1,8	95,6	94,009	1,7
95,5	94,009	1,6	95,6	94,010	1,7
96,3	94,161	2,2	95,6	94,009	1,7
96,3	94,010	2,4	95,6	94,010	1,7
96,3	94,009	2,4	96,7	94,100	2,7
96,3	94,009	2,4	96,7	95,203	1,6
96,3	94,282	2,1	96,6	94,141	2,5
96,3	94,009	2,4	96,4	94,161	2,3
96,6	94,830	1,8	96,1	94,894	1,2
Promedio (%)				2,1	

Tabla 43. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-104H aplicando la combinación 4

GUNNAR HOLE - REFUTAS					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
6099,2	6917,5	13,417	6274,4	6994,8	11,481
6186,6	6991,2	13,006	6274,4	7033,3	12,094
6207,3	6944,8	11,882	6283,9	7039,3	12,021
6207,3	6805,8	9,641	6273,1	7066,7	12,652
6207,3	6893,4	11,053	6300,4	7034,8	11,656
6207,3	6973,7	12,347	6300,4	7044,6	11,812
6207,3	6920,1	11,484	6297,6	7041,3	11,809
6269,5	6959,4	11,004	6297,6	7034,8	11,706
6240,1	6974,0	11,761	6297,6	7118,7	13,039
6087,7	6965,8	14,424	6187,0	7089,7	14,590
6106,0	6923,7	13,392	6187,0	7099,3	14,745
6100,9	6968,5	14,221	6187,0	7047,2	13,903
6076,8	6984,0	14,928	6187,0	7135,1	15,324
6076,8	6932,9	14,088	6187,0	7167,4	15,847
6076,8	6942,1	14,239	6374,9	7167,5	12,432
6076,8	6948,0	14,337	6196,4	7208,6	16,335
6076,8	7002,8	15,237	6348,6	7132,4	12,346
6076,8	6989,5	15,019	6395,1	7150,4	11,811
6291,5	7024,6	11,652	6235,7	7182,2	15,179
Promedio (%)				13,0	

Tabla 44. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-104H aplicando la combinación 4

GUNNAR HOLE - REFUTAS					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
95,6	94,2	1,428	96,4	94,5	2,012
96,0	94,0	2,093	96,4	96,9	0,538
97,5	97,8	0,305	95,9	97,1	1,248
97,5	94,0	3,572	95,4	97,6	2,306
97,5	94,0	3,571	96,1	96,3	0,163
97,5	96,5	1,062	96,1	97,1	0,983
97,5	95,6	1,952	96,0	98,5	2,514
95,7	94,0	1,806	96,0	97,4	1,432
95,4	94,0	1,463	96,0	99,1	3,143
95,8	95,2	0,623	95,6	97,0	1,402
95,8	94,0	1,842	95,6	97,8	2,264
95,5	94,0	1,603	95,6	97,5	1,961
96,3	96,4	0,052	95,6	99,1	3,574
96,3	94,0	2,395	95,6	99,1	3,574
96,3	94,0	2,396	96,7	99,1	2,424
96,3	94,0	2,396	96,7	99,1	2,446
96,3	97,2	0,955	96,6	99,1	2,587
96,3	94,0	2,395	96,4	99,1	2,801
96,6	99,0	2,542	96,1	99,1	3,121
Promedio (%)				1,9	

Tabla 45. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-104H aplicando la combinación 5

GUNNAR HOLE - KENDALL&MONROE					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
6099,2	6877,6	12,762	6274,4	6955,3	10,852
6186,6	6951,5	12,364	6274,4	6988,5	11,381
6207,3	6900,4	11,166	6283,9	6994,9	11,315
6207,3	6764,6	8,978	6273,1	7024,4	11,978
6207,3	6852,7	10,397	6300,4	6992,3	10,981
6207,3	6929,9	11,642	6300,4	7000,5	11,112
6207,3	6877,6	10,798	6297,6	7000,5	11,161
6269,5	6919,3	10,364	6297,6	6991,3	11,015
6240,1	6934,0	11,121	6297,6	7081,1	12,441
6087,7	6924,8	13,750	6187,0	7046,3	13,889
6106,0	6883,3	12,729	6187,0	7058,2	14,081
6100,9	6928,5	13,564	6187,0	7004,1	13,207
6076,8	6940,4	14,211	6187,0	7097,3	14,714
6076,8	6892,5	13,423	6187,0	7129,9	15,241
6076,8	6901,7	13,575	6374,9	7129,9	11,844
6076,8	6907,7	13,674	6196,4	7171,4	15,735
6076,8	6958,0	14,501	6348,6	7094,6	11,750
6076,8	6949,6	14,362	6395,1	7112,7	11,221
6291,5	6984,9	11,021	6235,7	7144,8	14,579
Promedio (%)				12,4	

Tabla 46. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-104H aplicando la combinación 5

GUNNAR HOLE - KENDALL&MONROE					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
95,6	94,1	1,575	96,4	94,4	2,140
96,0	94,0	2,093	96,4	99,5	3,226
97,5	99,5	2,092	95,9	99,5	3,827
97,5	94,0	3,572	95,4	99,5	4,343
97,5	94,0	3,571	96,1	98,5	2,502
97,5	99,3	1,864	96,1	99,5	3,542
97,5	97,2	0,304	96,0	99,5	3,623
95,7	94,0	1,806	96,0	99,5	3,622
95,4	94,0	1,463	96,0	99,5	3,628
95,8	96,0	0,253	95,6	99,5	4,057
95,8	94,0	1,842	95,6	99,5	4,062
95,5	94,0	1,603	95,6	99,5	4,061
96,3	99,0	2,827	95,6	99,5	4,059
96,3	94,0	2,395	95,6	99,5	4,058
96,3	94,0	2,396	96,7	99,5	2,907
96,3	94,0	2,396	96,7	99,5	2,923
96,3	99,5	3,332	96,6	99,5	3,064
96,3	94,0	2,395	96,4	99,5	3,289
96,6	99,5	3,068	96,1	99,5	3,600
Promedio (%)				2,8	

Tabla 47. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-104H aplicando la combinación 6

GUNNAR HOLE - BARRUFET&SETIADARMA					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
6099,2	6876,0	12,736	6274,4	6955,3	10,852
6186,6	6950,8	12,353	6274,4	7000,8	11,576
6207,3	6912,6	11,362	6283,9	7007,2	11,510
6207,3	6761,3	8,926	6273,1	7036,7	12,174
6207,3	6850,4	10,361	6300,4	7000,8	11,116
6207,3	6938,7	11,783	6300,4	7012,8	11,306
6207,3	6881,5	10,861	6297,6	7012,8	11,356
6269,5	6918,1	10,345	6297,6	7003,6	11,210
6240,1	6933,0	11,105	6297,6	7093,5	12,638
6087,7	6927,4	13,793	6187,0	7058,7	14,089
6106,0	6881,5	12,700	6187,0	7070,6	14,281
6100,9	6927,4	13,547	6187,0	7016,4	13,406
6076,8	6948,9	14,350	6187,0	7109,8	14,915
6076,8	6890,9	13,396	6187,0	7142,4	15,443
6076,8	6900,2	13,550	6374,9	7142,4	12,039
6076,8	6906,3	13,650	6196,4	7183,9	15,937
6076,8	6970,2	14,702	6348,6	7107,0	11,946
6076,8	6948,8	14,350	6395,1	7125,1	11,416
6291,5	6997,1	11,216	6235,7	7157,3	14,780
Promedio (%)				12,5	

Tabla 48. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-104H aplicando la combinación 6

GUNNAR HOLE - BARRUFET&SETIADARMA					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
95,6	95,6	0,011	96,4	95,6	0,841
96,0	95,6	0,437	96,4	95,6	0,836
97,5	95,6	1,939	95,9	95,6	0,272
97,5	95,6	1,944	95,4	95,6	0,225
97,5	95,6	1,946	96,1	95,6	0,542
97,5	95,6	1,938	96,1	95,6	0,544
97,5	95,6	1,937	96,0	95,6	0,464
95,7	95,6	0,142	96,0	95,6	0,459
95,4	95,6	0,206	96,0	95,6	0,466
95,8	95,6	0,187	95,6	95,6	0,043
95,8	95,6	0,185	95,6	95,6	0,043
95,5	95,6	0,058	95,6	95,6	0,054
96,3	95,6	0,747	95,6	95,6	0,045
96,3	95,6	0,751	95,6	95,6	0,049
96,3	95,6	0,747	96,7	95,6	1,152
96,3	95,6	0,739	96,7	95,6	1,131
96,3	95,6	0,747	96,6	95,6	0,999
96,3	95,6	0,740	96,4	95,6	0,784
96,6	95,6	1,005	96,1	95,6	0,484
Promedio (%)				0,7	

Tabla 49. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-104H aplicando la combinación 7

MIGUEL et al. - REFUTAS					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
6099,2	6584,1	7,950	6274,4	6633,2	5,718
6186,6	6631,6	7,194	6274,4	6679,6	6,458
6207,3	6623,5	6,705	6283,9	6685,9	6,396
6207,3	6517,9	5,004	6273,1	6718,4	7,099
6207,3	6521,3	5,058	6300,4	6680,5	6,033
6207,3	6614,6	6,561	6300,4	6692,7	6,226
6207,3	6551,5	5,545	6297,6	6690,7	6,242
6269,5	6595,6	5,201	6297,6	6682,4	6,110
6240,1	6613,1	5,978	6297,6	6777,9	7,627
6087,7	6602,4	8,455	6187,0	6741,7	8,966
6106,0	6553,9	7,335	6187,0	6753,7	9,159
6100,9	6605,4	8,269	6187,0	6695,0	8,211
6076,8	6624,1	9,007	6187,0	6793,7	9,806
6076,8	6564,0	8,017	6187,0	6826,6	10,338
6076,8	6576,2	8,217	6374,9	6825,4	7,067
6076,8	6581,6	8,307	6196,4	6866,2	10,809
6076,8	6646,2	9,370	6348,6	6788,1	6,922
6076,8	6627,3	9,059	6395,1	6806,6	6,435
6291,5	6673,7	6,075	6235,7	6839,2	9,677
Promedio (%)				7,4	

Tabla 50. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-104H aplicando la combinación 7

MIGUEL et al. - REFUTAS					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
95,6	94,0	1,652	96,4	96,5	0,065
96,0	96,0	0,024	96,4	97,3	0,962
97,5	94,0	3,572	95,9	97,4	1,584
97,5	94,0	3,585	95,4	97,3	2,029
97,5	96,7	0,821	96,1	97,0	0,895
97,5	97,6	0,106	96,1	97,3	1,215
97,5	97,8	0,314	96,0	98,1	2,109
95,7	95,9	0,185	96,0	97,6	1,586
95,4	95,5	0,110	96,0	97,8	1,812
95,8	97,1	1,380	95,6	96,8	1,255
95,8	96,8	1,083	95,6	97,2	1,602
95,5	95,9	0,369	95,6	97,6	1,996
96,3	97,5	1,260	95,6	97,6	2,089
96,3	96,7	0,412	95,6	98,4	2,853
96,3	95,7	0,594	96,7	98,8	2,184
96,3	96,2	0,116	96,7	100,0	3,452
96,3	97,8	1,538	96,6	98,6	2,079
96,3	96,3	0,056	96,4	98,7	2,432
96,6	98,5	1,994	96,1	99,6	3,654
Promedio (%)				1,4	

Tabla 51. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-104H aplicando la combinación 8

MIGUEL et al. - KENDALL&MONROE					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
6099,2	6580,7	7,895	6274,4	6630,8	5,680
6186,6	6629,0	7,151	6274,4	6677,8	6,429
6207,3	6620,1	6,650	6283,9	6684,1	6,368
6207,3	6514,6	4,950	6273,1	6716,6	7,070
6207,3	6519,1	5,023	6300,4	6678,5	6,000
6207,3	6612,9	6,534	6300,4	6690,8	6,196
6207,3	6549,9	5,520	6297,6	6689,3	6,220
6269,5	6592,9	5,159	6297,6	6680,7	6,083
6240,1	6610,2	5,931	6297,6	6776,4	7,603
6087,7	6600,4	8,422	6187,0	6739,6	8,931
6106,0	6551,8	7,300	6187,0	6751,7	9,128
6100,9	6602,7	8,225	6187,0	6693,4	8,184
6076,8	6622,4	8,979	6187,0	6792,1	9,780
6076,8	6561,8	7,980	6187,0	6825,4	10,319
6076,8	6573,4	8,172	6374,9	6824,6	7,054
6076,8	6579,1	8,266	6196,4	6866,2	10,810
6076,8	6644,7	9,344	6348,6	6787,0	6,906
6076,8	6624,8	9,018	6395,1	6805,7	6,421
6291,5	6672,6	6,058	6235,7	6838,8	9,672
Promedio (%)				7,3	

Tabla 52. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-104H aplicando la combinación 8

MIGUEL et al. - KENDALL&MONROE					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
95,6	94,0	1,652	96,4	96,6	0,183
96,0	96,1	0,113	96,4	97,4	1,053
97,5	94,0	3,572	95,9	97,5	1,676
97,5	94,0	3,585	95,4	97,4	2,121
97,5	96,8	0,712	96,1	97,1	1,005
97,5	97,7	0,187	96,1	97,4	1,306
97,5	97,9	0,385	96,0	98,1	2,181
95,7	96,0	0,322	96,0	97,6	1,667
95,4	95,6	0,254	96,0	97,9	1,883
95,8	97,2	1,481	95,6	96,9	1,355
95,8	96,9	1,194	95,6	97,3	1,704
95,5	96,0	0,506	95,6	97,6	2,077
96,3	97,6	1,352	95,6	97,7	2,170
96,3	96,8	0,522	95,6	98,4	2,914
96,3	95,9	0,460	96,7	98,9	2,224
96,3	96,3	0,011	96,7	100,0	3,448
96,3	97,9	1,620	96,6	98,6	2,129
96,3	96,4	0,072	96,4	98,7	2,472
96,6	98,5	2,045	96,1	99,6	3,672
Promedio (%)				1,4	

Tabla 53. %Error para la medida virtual del caudal en el pozo QF-104H aplicando la combinación 9

MIGUEL et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
6099,2	6587,1	8,001	6274,4	6635,5	5,755
6186,6	6634,2	7,236	6274,4	6681,5	6,488
6207,3	6626,5	6,754	6283,9	6687,7	6,425
6207,3	6521,0	5,053	6273,1	6720,3	7,129
6207,3	6523,5	5,095	6300,4	6682,6	6,066
6207,3	6616,3	6,589	6300,4	6694,6	6,256
6207,3	6553,1	5,570	6297,6	6692,1	6,264
6269,5	6598,3	5,244	6297,6	6684,1	6,137
6240,1	6616,0	6,024	6297,6	6779,5	7,652
6087,7	6604,4	8,488	6187,0	6743,9	9,001
6106,0	6556,1	7,371	6187,0	6755,6	9,191
6100,9	6608,1	8,314	6187,0	6696,8	8,239
6076,8	6625,9	9,036	6187,0	6795,4	9,833
6076,8	6566,2	8,054	6187,0	6827,8	10,357
6076,8	6578,9	8,263	6374,9	6826,3	7,081
6076,8	6584,1	8,348	6196,4	5870,8	5,255
6076,8	6647,8	9,396	6348,6	6789,1	6,938
6076,8	6629,8	9,100	6395,1	6807,6	6,450
6291,5	6674,8	6,092	6235,7	6839,5	9,683
Promedio (%)				7,3	

Tabla 54. %Error para la medida virtual del corte de agua en el pozo QF-104H aplicando la combinación 9

Miguel et al. - BARRUFET&SETIADARMA					
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
95,6	94,0	1,652	96,4	96,4	0,052
96,0	95,9	0,159	96,4	97,3	0,873
97,5	94,0	3,572	95,9	97,3	1,495
97,5	94,0	3,585	95,4	97,2	1,940
97,5	96,6	0,937	96,1	96,9	0,796
97,5	97,5	0,017	96,1	97,2	1,116
97,5	97,7	0,224	96,0	98,0	2,039
95,7	95,8	0,051	96,0	97,5	1,496
95,4	95,4	0,042	96,0	97,7	1,732
95,8	97,0	1,270	95,6	96,7	1,147
95,8	96,7	0,964	95,6	97,1	1,503
95,5	95,8	0,224	95,6	97,5	1,905
96,3	97,4	1,170	95,6	97,6	2,009
96,3	96,6	0,294	95,6	98,3	2,793
96,3	95,6	0,737	96,7	98,8	2,136
96,3	96,1	0,242	96,7	152,4	57,606
96,3	97,7	1,458	96,6	98,5	2,029
96,3	96,1	0,181	96,4	98,7	2,383
96,6	98,4	1,944	96,1	99,6	3,637
Promedio (%)				2,8	

ANEXO B. TABLAS DE ERROR PARA LOS RESULTADOS DE LOS POZOS EN LOS QUE SE APLICÓ EL MODELO DE MEDICIÓN VIRTUAL

Tabla 1. %Error de las mediciones virtuales de caudal en el pozo QF-008

QF-008			PQC	1,01	
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
7391	7390	0,02%	7392	7393	0,01%
7379	7257	1,66%	7316	7342	0,36%
7458	7454	0,05%	7206	7232	0,36%
7372	7411	0,53%	7299	7329	0,40%
7344	7284	0,82%	7407	7455	0,65%
7410	7362	0,65%	7194	7189	0,07%
7236	7354	1,64%	7448	7433	0,20%
7213	7114	1,37%	7379	7412	0,45%
7318	7322	0,05%	7312	7308	0,06%
7321	7301	0,27%	7292	7261	0,42%
7181	7141	0,56%	7311	7298	0,18%
7175	7133	0,59%	7217	7314	1,35%
7307	7160	2,01%	7327	7238	1,22%
7213	7121	1,27%	7311	7198	1,55%
7179	7083	1,34%	7220	7251	0,44%
7295	7266	0,40%	7252	7300	0,66%
7438	7456	0,24%	7327	7395	0,93%
7476	7458	0,24%	7271	7151	1,66%
7454	7415	0,52%	7278	7265	0,18%
7372	7309	0,85%	7194	7189	0,06%
7318	7278	0,54%	7285	7286	0,01%
7295	7341	0,63%	7252	7199	0,73%
7165	7174	0,12%	7219	7207	0,16%
7134	7190	0,78%	7306	7218	1,21%
7229	7153	1,05%	7264	7179	1,17%
Promedio			0,65%		

Tabla 2. %Error de las mediciones virtuales de corte de agua en el pozo QF-008

QF-008			PQC	1,01	
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
96,54	95,99	0,57%	96,5	98,76	2,35%
96,54	94,03	2,60%	96,38	97,34	1,00%
96,42	94,60	1,89%	95,89	96,56	0,70%
96,8	97,51	0,74%	95,83	96,33	0,52%
96,57	95,64	0,96%	96,94	120,29	24,09%
96,99	95,69	1,34%	95,86	95,38	0,51%
96,47	98,56	2,17%	96,31	94,11	2,28%
96,58	95,00	1,63%	95,96	97,18	1,28%
96,66	98,78	2,20%	94,2	92,47	1,83%
96,79	96,26	0,55%	93,93	93,03	0,96%
96,26	94,42	1,91%	93,49	92,87	0,67%
95,67	93,38	2,40%	95,67	96,51	0,87%
95,68	93,87	1,90%	96,26	93,67	2,69%
96,07	95,08	1,03%	95,88	95,11	0,80%
96,42	94,49	2,00%	95,94	96,32	0,39%
95,5	94,27	1,29%	96,06	96,83	0,80%
94,7	95,37	0,70%	95,9	97,88	2,07%
95,41	92,95	2,58%	95,89	95,18	0,74%
95,96	94,10	1,94%	95,82	94,82	1,05%
95,82	93,72	2,19%	95,86	94,72	1,19%
95,79	95,19	0,63%	95,98	93,29	2,81%
95,72	96,05	0,35%	95,96	95,16	0,84%
95,74	97,04	1,36%	95,93	93,30	2,74%
96,03	97,97	2,02%	96,29	94,55	1,81%
96,16	93,31	2,96%	96,21	95,75	0,48%
Promedio			1,91%		

Tabla 3. %Error de las mediciones virtuales de caudal en el pozo QF-292H

QF-292H			PQC	0,587	
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9351	9353	0,02%	9447	9508	0,65%
9351	8218	12,11%	9447	9465	0,19%
9351	9495	1,54%	9447	9316	1,38%
9351	9540	2,02%	9287	9292	0,05%
9473	9538	0,69%	9287	9274	0,14%
9469	9508	0,41%	9287	9137	1,61%
9469	9535	0,70%	9142	9133	0,10%
9469	9508	0,42%	9142	9163	0,22%
9469	9481	0,13%	9142	9107	0,39%
9460	9502	0,45%	9142	9107	0,39%
9460	9512	0,55%	9142	9102	0,45%
9460	9581	1,28%	9142	9175	0,36%
9514	9536	0,23%	9142	7915	13,43%
9514	9484	0,32%	7814	7876	0,79%
9366	9469	1,10%	7814	7874	0,77%
9366	9526	1,71%	7814	7975	2,06%
9366	9535	1,80%	7814	7854	0,51%
9403	9506	1,09%	7831	7873	0,54%
9403	9482	0,83%	7831	7868	0,47%
9447	9509	0,66%			
Promedio			1,35%		

Tabla 4. %Error de las mediciones virtuales de corte de agua en el pozo QF-292H

QF-292H			PQC		0,587
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
97,77	97,55	0,22%	96,98	98,14	1,20%
97,77	64,81	33,71%	96,98	97,23	0,27%
97,77	97,39	0,39%	96,98	96,35	0,65%
97,77	97,94	0,18%	96,98	95,74	1,27%
97,29	97,66	0,37%	96,98	96,94	0,03%
97,39	97,70	0,31%	96,98	96,31	0,68%
97,39	97,78	0,40%	97,79	96,22	1,61%
97,39	97,93	0,55%	97,79	98,80	1,04%
97,39	98,51	1,14%	97,79	98,85	1,08%
97,18	97,14	0,04%	97,79	98,71	0,94%
97,18	97,20	0,02%	97,79	96,69	1,12%
97,18	97,64	0,47%	97,79	96,82	1,00%
97,01	96,83	0,18%	97,79	95,37	2,47%
97,01	96,59	0,43%	97,90	96,58	1,34%
97,67	97,07	0,62%	97,90	98,28	0,39%
97,67	97,68	0,01%	97,90	118,05	20,58%
97,67	98,16	0,49%	97,90	118,21	20,75%
97,03	97,17	0,14%	97,65	96,56	1,11%
97,03	96,35	0,71%	97,65	96,81	0,85%
96,98	96,95	0,02%			
Promedio			2,53%		

Tabla 5. %Error de las mediciones virtuales de caudal en el pozo QF-292H después del procesamiento de datos

QF-292H			PQC	0,587	
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
9351	9353	0,02%	9447	9508	0,65%
9351	8986	3,90%	9447	9465	0,19%
9351	9495	1,54%	9447	9316	1,38%
9351	9540	2,02%	9287	9292	0,05%
9473	9538	0,69%	9287	9274	0,14%
9469	9508	0,41%	9287	9137	1,61%
9469	9535	0,70%	9142	9133	0,10%
9469	9508	0,42%	9142	9163	0,22%
9469	9481	0,13%	9142	9107	0,39%
9460	9502	0,45%	9142	9107	0,39%
9460	9512	0,55%	9142	9102	0,45%
9460	9581	1,28%	9142	9175	0,36%
9514	9536	0,23%	9142	8893	2,73%
9514	9484	0,32%	7814	7876	0,79%
9366	9469	1,10%	7814	7874	0,77%
9366	9526	1,71%	7814	7975	2,06%
9366	9535	1,80%	7814	7854	0,51%
9403	9506	1,09%	7831	7873	0,54%
9403	9482	0,83%	7831	7868	0,47%
9447	9509	0,66%			
Promedio			0,86%		

Tabla 6. %Error de las mediciones virtuales de corte de agua en el pozo QF-292H después del procesamiento de datos

QF-292H			PQC	0,587	
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
97,77	97,55	0,22%	96,98	98,14	1,20%
97,77	95,68	2,17%	96,98	97,23	0,27%
97,77	97,39	0,39%	96,98	96,35	0,65%
97,77	97,94	0,18%	96,98	95,74	1,27%
97,29	97,66	0,37%	96,98	96,94	0,03%
97,39	97,70	0,31%	96,98	96,31	0,68%
97,39	97,78	0,40%	97,79	96,22	1,61%
97,39	97,93	0,55%	97,79	98,80	1,04%
97,39	98,51	1,14%	97,79	98,85	1,08%
97,18	97,14	0,04%	97,79	98,71	0,94%
97,18	97,20	0,02%	97,79	96,69	1,12%
97,18	97,64	0,47%	97,79	96,82	1,00%
97,01	96,83	0,18%	97,79	95,37	2,47%
97,01	96,59	0,43%	97,90	96,58	1,34%
97,67	97,07	0,62%	97,90	98,28	0,39%
97,67	97,68	0,01%	97,90	98,12	0,33%
97,67	98,16	0,49%	97,590	96,84	0,68%
97,03	97,17	0,14%	97,65	96,56	1,11%
97,03	96,35	0,71%	97,65	96,81	0,85%
96,98	96,95	0,02%			
Promedio			0,69%		

Tabla 7. %Error de las mediciones virtuales de caudal en el pozo QF-344H

QF-344H			PQC	0,85	
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
8720	8679	0,48%	8723	8906	2,10%
8661	8678	0,20%	8750	8998	2,83%
8713	8639	0,85%	8843	9002	1,80%
8760	8682	0,89%	8965	8970	0,06%
8607	8678	0,82%	8907	9026	1,34%
8702	8634	0,78%	8975	9004	0,32%
8763	8615	1,69%	8891	9001	1,24%
8724	8660	0,74%	8949	8979	0,34%
8652	8634	0,21%	8894	9006	1,26%
8722	8644	0,89%	8918	9005	0,97%
8817	8668	1,70%	8946	8949	0,03%
8826	8769	0,65%	8972	9037	0,72%
8797	8743	0,61%	8874	8734	1,58%
8878	8768	1,23%	8993	9068	0,84%
8828	8846	0,21%	9002	9181	1,99%
8852	8780	0,82%	8973	9132	1,77%
8886	8821	0,73%	9034	9125	1,00%
8845	8858	0,15%	9106	9235	1,41%
8970	8842	1,43%	9063	9134	0,78%
8683	8889	2,37%	9063	9213	1,66%
8712	8904	2,21%	8905	9296	4,40%
8595	8932	3,93%			
Promedio			1,21%		

Tabla 8. %Error de las mediciones virtuales de corte de agua en el pozo QF-344H

QF-344H			PQC		0,85
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
91,14	92,40	1,38%	96,01	96,87	0,89%
92,71	93,22	0,56%	94,38	93,91	0,50%
93,09	92,00	1,17%	96,10	96,05	0,05%
93,17	94,53	1,46%	95,28	96,08	0,83%
93,28	93,13	0,16%	95,39	96,30	0,95%
92,77	91,63	1,23%	95,19	94,67	0,55%
92,95	94,37	1,53%	95,27	96,90	1,71%
91,99	91,95	0,05%	95,19	95,41	0,23%
92,32	93,43	1,20%	94,93	94,03	0,94%
92,01	91,94	0,08%	95,18	95,43	0,27%
91,79	92,19	0,43%	96,40	95,75	0,68%
92,56	94,19	1,76%	95,81	95,95	0,15%
93,60	93,69	0,09%	95,14	95,75	0,64%
93,58	94,62	1,11%	95,11	97,40	2,41%
93,98	92,64	1,42%	95,53	96,42	0,94%
94,68	95,54	0,91%	96,32	96,33	0,01%
93,00	95,47	2,66%	96,94	96,95	0,01%
94,89	94,82	0,07%	95,38	95,69	0,33%
94,38	96,31	2,05%	95,61	95,62	0,01%
89,79	91,75	2,18%	95,23	97,32	2,19%
94,94	95,00	0,06%	94,32	94,33	0,01%
94,33	94,29	0,05%			
Promedio			0,83%		

Tabla 9. %Error de las mediciones virtuales de caudal en el pozo QF-284H

QF-284H			PQC	0,81	
Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error	Q Real (BFPD)	Q Virtual (BFPD)	%Error
7374	7213	2,18%	7244	7205	0,53%
7374	7172	2,73%	7212	7218	0,08%
7374	7242	1,79%	7212	7176	0,49%
7374	7262	1,51%	7212	7238	0,36%
7374	7361	0,17%	7212	7261	0,68%
7395	7270	1,69%	7212	7244	0,44%
7395	7250	1,96%	7295	7236	0,82%
7395	7256	1,88%	7295	7156	1,91%
7425	7248	2,39%	6981	7152	2,45%
7425	7447	0,29%	6981	7067	1,23%
7425	7298	1,71%	6981	7052	1,02%
7244	7217	0,37%	7021	7045	0,34%
7244	7273	0,40%	7021	7052	0,44%
7244	7259	0,22%	6983	7054	1,02%
7244	7149	1,31%	6983	7048	0,94%
7244	7187	0,78%			
Promedio				1,10%	

Tabla 10. %Error de las mediciones virtuales de corte de agua en el pozo QF-284H

QF-284H			PQC		0,81
BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error	BS&W Real (%)	BS&W Virtual (%)	%Error
95,64	94,14	1,57%	96,59	95,87	0,75%
95,64	94,28	1,42%	97,58	98,74	1,19%
95,64	93,90	1,82%	97,58	95,71	1,91%
95,64	93,95	1,76%	97,58	97,72	0,15%
95,64	94,64	1,04%	97,58	98,74	1,19%
95,73	93,93	1,88%	97,58	98,41	0,85%
95,73	93,97	1,84%	95,74	95,23	0,53%
95,73	94,96	0,81%	95,74	94,94	0,84%
97,23	95,99	1,28%	95,95	96,89	0,98%
97,23	98,75	1,57%	95,95	96,70	0,78%
97,23	95,47	1,81%	95,95	96,87	0,96%
96,59	94,65	2,00%	95,64	97,46	1,91%
96,59	97,08	0,51%	95,64	97,53	1,97%
96,59	97,12	0,55%	95,90	97,35	1,51%
96,59	95,67	0,95%	95,90	96,62	0,74%
96,59	94,54	2,12%			
Promedio			1,26%		