



FACULTAD DE POSGRADOS



PROPUESTA DE UN MÉTODO PARA DISMINUIR LA VARIABILIDAD EN  
EL VOLUMEN DE PETRÓLEO DEL PROCESO DE PRUEBAS Y  
DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN UTILIZANDO MODELOS DE  
PRONÓSTICO EN EL CAMPO SINGUE



AUTOR

FERNANDO MARCELO VELÁSQUEZ RON

AÑO

2018



FACULTAD DE POSGRADOS

PROPUESTA DE UN MÉTODO PARA DISMINUIR LA VARIABILIDAD EN EL  
VOLUMEN DE PETRÓLEO DEL PROCESO DE PRUEBAS Y DISTRIBUCIÓN  
DE PRODUCCIÓN UTILIZANDO MODELOS DE PRONÓSTICO EN EL  
CAMPO SINGUE

Trabajo de Titulación presentado en conformidad con los requisitos  
establecidos para optar por el título de Magister en Dirección de Operaciones y  
Seguridad Industrial

Profesor guía

Msc. Washington Eduardo Rodríguez Montero

Autor

Fernando Marcelo Velásquez Ron

Año

2018

## **DECLARACIÓN DEL PROFESOR GUÍA**

“Declaro haber dirigido el trabajo, Propuesta de un método para disminuir la variabilidad en el volumen de petróleo del proceso de pruebas y distribución de producción utilizando modelos de pronóstico en el Campo Singue, a través de reuniones periódicas con el estudiante Fernando Marcelo Velásquez Ron, en el semestre 2018-1, orientando sus conocimientos y competencias para un eficiente desarrollo del tema escogido y dando cumplimiento a todas las disposiciones vigentes que regulan los Trabajos de Titulación”.

---

Washington Eduardo Rodríguez Montero

Master en Dirección, Control de Operaciones y Gestión Logística.

CI: 1710524941

## **DECLARACIÓN DEL PROFESOR CORRECTOR**

“Declaro haber revisado este trabajo, Propuesta de un método para disminuir la variabilidad en el volumen de petróleo del proceso de pruebas y distribución de producción utilizando modelos de pronóstico en el Campo Singue, en el semestre 2018-1, dando cumplimiento a todas las disposiciones vigentes que regulan los Trabajos de Titulación”.

---

Galo Matias Robayo Gordón

Master of Science Industrial and Systems Engineering.

CI: 1712324506

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA DEL ESTUDIANTE**

“Declaro que este trabajo es original, de mi autoría, que se han citado las fuentes correspondientes y que en su ejecución se respetaron las disposiciones legales que protegen los derechos de autor vigentes”.

---

Fernando Marcelo Velásquez Ron

C.I. 1705956488

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a mi esposa por su apoyo  
Incondicional en esta nueva etapa.

## **DEDICATORIA**

Para mi esposa Natalia y mis hijos Lía y Gabriel.

## RESUMEN

El presente proyecto de titulación propone una metodología para disminuir la variabilidad en el volumen de petróleo para la venta, que resulta de un proceso de pruebas de pozos y su correspondiente distribución de producción. Se analizaron dos variables importantes en el proceso, la primera es el volumen de petróleo medido y la segunda el volumen de petróleo estimado, cuya relación representa el factor de distribución de petróleo. La metodología estuvo basada en un estudio exploratorio y descriptivo, considerando que el problema planteado ha sido mínimamente evaluado en el Ecuador, de ahí que se buscó abordarlo desde una perspectiva innovadora que permita el planteamiento de nueva tecnología asociada a un adecuado manejo de la misma. Al ser claramente un estudio que busca estimar valores a futuro, se estableció la necesidad de realizar una selección del método de pronóstico que brinde la mejor estimación. Es así que fue establecida la regresión lineal simple como el mejor método de pronóstico para explicar con claridad la variabilidad en el volumen de petróleo. No obstante, el proceso de pruebas de pozos fue sometido a un análisis de control estadístico, que permitió definir los intervalos de tolerancia para obtener niveles de confianza aceptables para la operación. Una vez establecido la mejora en el proceso de pruebas de pozos y considerando el método de pronóstico, se realizaron ensayos empíricos utilizando valores actuales, los resultados fueron satisfactorios; explicándose en más del 90% la variabilidad del volumen de petróleo a través de la ecuación seleccionada; además se logró reducir en un 4% la desviación estándar en el factor de distribución de petróleo utilizando el modelo de pronóstico. Este análisis le permitió a la compañía recuperar aproximadamente el 0,1% de su facturación mensual durante el periodo estudiado. Finalmente, el presente estudio deja cimentadas las bases para desarrollar un macro proyecto en campos petroleros con mayor número de pozos en producción.



## **ABSTRACT**

The present Project proposes a methodology to reduce the variability in the oil volume for sale, which results from a well testing process and its corresponding back allocation. Two important variables were analyzed in the process, the first one is the oil volume measured and the second one the oil estimated volume whose ratio represents the back allocation factor. The methodology was based on an exploratory and descriptive study, considering that the proposed problem has not been evaluated in Ecuador; hence it was sought to approach it from an innovative perspective that allows the approach of new technology associated with proper management of it. Once analyzed this study referred to estimate future values, it was established the need to make a proper selection of a forecast method that provides the best estimate. Thus, simple linear regression was defined as the best forecasting method to clearly explain the variability in the oil volume. However, the well testing was subjected to a statistical control analysis, which allowed defining the tolerance intervals to obtain acceptable levels of confidence for the operation. Once the improvement in the well testing was established and also considering the forecasting method, empirical tests were performed using current values, the results were very satisfactory; the oil volume variability was explained in more than 90% through the simple linear regression equation. In addition, the standard deviation in the back allocation factor was reduced by 4% using the forecast model. This analysis allowed the company to recover approximately 0,1% of its monthly turnover during the period studied. Finally, the present study will allow to develop a macro project in bigger oil fields with more number of oil wells.

## ÍNDICE

1. Capítulo I. Introducción .....	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.1.1. Análisis de la Industria .....	1
1.1.1.1. Rivalidad interna del Sector Petrolero .....	3
1.1.1.2. Relación de las empresas petroleras con sus proveedores... 6	
1.1.1.3. Amenazas de nuevos participantes en el mercado..... 7	
1.1.1.4. Competencia de productos que puedan sustituir al petróleo. .. 8	
1.1.1.5. El poder de negociación de los clientes .....	9
1.1.2. Análisis de la empresa y su entorno social .....	12
1.1.2.1. Breve resumen histórico.....	12
1.1.2.2. Cadena de Valor.....	12
1.1.2.3. Visión.....	13
1.1.2.4. Misión .....	13
1.1.2.5. Valores .....	13
1.1.2.6. Clientes.....	14
1.1.2.7. Entorno .....	14
1.2. Planteamiento y Formulación del Problema .....	18
1.3. Objetivos .....	19
1.3.1. Objetivo General .....	19
1.3.2. Objetivos Específicos.....	20
1.4. Planteamiento de la hipótesis.- .....	20
1.4.1. Hipótesis de investigación.-.....	20
1.5. Marco Metodológico de la investigación.-.....	20
1.5.1. Estudio Exploratorio.- .....	21
1.5.2. Estudio Descriptivo.-.....	21
2. Capítulo II. Marco Teórico.....	21
2.1. Marco referencial. ....	22
2.1.1. Métodos utilizados en campos petroleros para definir el factor de distribución.....	22
2.1.2. Tipos de medidores de caudal de fluidos. Medición multifásica .....	25
2.1.3. Métodos estadísticos aplicados en el análisis de variabilidad.....	26
2.1.3.1. Primer caso de Estudio: “Taller de Medición de flujo Mar del Norte, del campo Draugen”. .....	26

2.1.3.2. Segundo Caso: “Mejora de la calidad de datos de producción y su efecto en el factor de distribución y estimación de reservas”.....	29
2.1.4. Tipos de aplicaciones electrónicas para manejo de información.....	33
2.2. Marco Conceptual.....	34
2.2.1. Factor de distribución de producción petróleo.....	34
2.2.2. Estadística descriptiva.....	35
3. Capítulo III. Situación actual de la empresa.....	36
3.1. Análisis técnico de la situación descrita en el planteamiento del problema.....	36
3.1.1. Balance Diario de Producción.-.....	38
3.1.2. Volumen de petróleo medido $V_{med}$ / $Q_{pm}$ .- .....	38
3.1.3. Evaluación pozo productor ( $Q_{tp}$ ).-.....	39
3.1.4. Pérdidas de producción.- .....	41
3.1.5. Tiempo de operación ( $T_p$ ).- .....	43
3.1.6. Volumen de producción estimado $V_{est}$ / $Q_{pE}$ .-.....	43
3.1.7. Factor de distribución $FD$ .-.....	44
3.1.8. Volumen de petróleo distribuido $V_{pd}$ / $Q_{pD}$ .- .....	45
3.2. Análisis financiero de la situación descrita en el planteamiento del problema.....	47
3.2.1. Estadísticos descriptivos para Factor de Distribución del Campo...47	
3.2.2. Pérdidas estimadas en la facturación por variabilidad del factor.....	49
4. Capítulo IV. Propuesta técnica y financiera para disminuir la variabilidad en el factor de distribución resultante del proceso de pruebas de pozos. ....	51
4.1. Propuesta de Mejora, Selección del Modelo de Pronóstico....	52
4.1.1. Definición de Población y Muestra Representativa.- .....	52
4.1.2. Análisis de las variables involucradas en el Modelo de RLS.- .....	59
4.1.3. Desarrollo del Modelo de RLS.- .....	62
4.1.4. Selección del Modelo Final RLS.- .....	66
4.1.5. Validación del Modelo Final.- .....	69
4.1.5.1. Prueba de Hipótesis para la varianza.-.....	71
4.2. Aplicación de la herramienta técnica.- .....	73
4.2.1. Ensayo empírico y uso del modelo de pronóstico.-.....	73

4.2.2. Proceso de mejora a las pruebas de pozos.- .....	77
4.3. Análisis financiero de la implementación.-.....	83
4.4. Diseño implementación / Plan de acción.- .....	85
5. Conclusiones y Recomendaciones .....	89
5.1. Conclusiones.....	89
5.2. Recomendaciones .....	91
Referencias.....	92
Anexos.....	95

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Promedio mensual precio del barril de petróleo facturado. ....	2
Figura 2. Estructura de la Industria, las 5 fuerzas .....	3
Figura 3 .Producción promedio de petróleo 2016-2017, .....	5
Figura 4. Producción gas natural por año por países en billones de pies cúbicos,.....	9
Figura 5. Producción promedio de petróleo miembros OPEP y NO OPEP.....	10
Figura 6 .Intensidad de fuerzas competitivas. ....	11
Figura 7. Cadena de Valor Gente Oil Ecuador PTE Ltd. ....	13
Figura 8. Diagrama PEST Gente Oil Ecuador Pte Ltda.....	15
Figura 9. Ubicación Bloque Singue en el Mapa del Ecuador, .....	17
Figura 10. Histórico factores de distribución años 2014, 2015 y 2016 calculados en Campo Singue, .....	19
Figura 11. Proceso para la determinación del factor de distribución, .....	24
Figura 12. Disipación de la incertidumbre desde los datos de producción hasta la estimación de reservas, .....	30
Figura 13. Procedimiento General para obtener el nivel de incertidumbre de un sistema de producción, .....	31
Figura 14. Diagrama de Distribución de Producción de Petróleo. ....	36
Figura 15. Diagrama Causa Efecto Proceso Distribución de Producción.....	37
Figura 16. Diferencia existencias tanque T-SB-402 A, .....	38
Figura 17. Cálculo producción medida, T. ....	39
Figura 18. Tiempo de operación en horas,.....	43
Figura 19. Producción distribuida, .....	46
Figura 20. Gráfica de distribución para el factor de distribución de producción en los años 2015 y 2016. ....	49
Figura 21. Gráfica de autocorrelación Qp distribuido. ....	54
Figura 22. Gráfica de series de tiempo Qp distribuido. ....	54
Figura 23. Modelo suavización exponencial simple Qp distribuido. ....	55
Figura 24. Modelo suavización exponencial doble Qp distribuido. ....	56
Figura 25. Modelo método de winters Qp distribuido. ....	56

Figura 26. Comparativa Métodos RLS y SES para el pronóstico de Q distribuido del mes de enero 2017. ....	58
Figura 27. Histograma, con curva normal para Qp Distribuido. ....	59
Figura 28. Prueba de Normalidad para Qp Distribuido. ....	60
Figura 29. Histograma, con curva normal para Qp Medido. ....	61
Figura 30. Prueba de Normalidad para Qp Medido. ....	61
Figura 31. Gráfico dispersión Qp Distribuido y Qp Medido. ....	62
Figura 32. Evidencia Noviembre prueba de normalidad Qp Distribuido. ....	63
Figura 33. Evidencia Diciembre prueba de normalidad Qp Medido. ....	63
Figura 34. Prueba de normalidad residuos fallida para 61 datos Noviembre y Diciembre modelo de RLS. ....	64
Figura 35. Gráfica de línea ajustada para 31 datos Diciembre. ....	65
Figura 36. Gráfica de residuo estandariza para 31 datos Diciembre, modelo de RLS. ....	65
Figura 37. Gráfico Línea Ajustada Ecuación Modelo RLS. ....	67
Figura 38. Gráfico Análisis Residuos Modelo RLS. ....	68
Figura 39. Prueba Normalidad Residuos Modelo Final. ....	68
Figura 40. Cálculo ANOVA, Modelo Final. ....	70
Figura 41. Prueba de hipótesis método chi-cuadrada, ....	72
Figura 42. Tendencia Q medido y Q distribuido; FDcM - FDsM Junio 2016. ..	75
Figura 43. Tendencia Q medido y Q distribuido; FDcM - FDsM Julio 2016. ....	76
Figura 44. Tendencia Q medido y Q distribuido; FDcM - FDsM Agosto 2016. ..	77
Figura 45. Pruebas contra tanque ejemplo Pozo Singue B2, ....	78
Figura 46. Histograma para las pruebas contra tanque Singue B2, ....	79
Figura 47. Pruebas contra tanque Singue B2 con valores corregidos, ....	80
Figura 48. Ejemplo pozo Singue A1 simulación Intervalo tolerancia y confianza lograda, ....	82
Figura 49. Ejemplo simulación control estadístico pozo Singue A11, ....	82
Figura 50. Diagrama Proceso de Distribución de Producción de Petróleo Mejorado, ....	83
Figura 51. Reporte de servicio pruebas medidor Vx multifásico en el campo Singue, ....	84
Figura 52. Diagrama de Medidor Multifásico y proceso para prueba de pozos, Tomado del reporte de servicio de la empresa Schlumberger 2017. ..	86

Figura 53. Pantalla de configuración de caudales para las pruebas de pozos, Tomado del reporte de servicio de la empresa Schlumberger 2017.	87
Figura 54. Pantalla software AVOCET Distribución de Producción,.....	88

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ingresos en dólares venta de crudo anual.....	2
Tabla 2. Caudales medidos, desviación estándar y diferencia con caudales distribuidos.....	28
Tabla 3 Resultados en la distribución de producción y valores desviación estándar .....	28
Tabla 4. Tomado del Parte Potencial de Campo.....	41
Tabla 5. Tomado del Parte de Producción del Campo.....	42
Tabla 6. Tomado del Cálculo del Parte Diario de Producción Oficial .....	44
Tabla 7. Estadísticos descriptivos Factor de Distribución 2015-2016 .....	48
Tabla 8. Comparativa de variables en el proceso de producción y venta de petróleo, Campo Singue .....	50
Tabla 9. Estimación de pérdidas mensuales debido a la variabilidad en el Campo Singue. ....	51
Tabla 10. Muestra representativa considerada .....	53
Tabla 11. Tabla comparativa métodos con series de tiempo .....	57
Tabla 12. Tabla comparativa métodos con series de tiempo .....	57
Tabla 13. Valor p significancia para Noviembre y Diciembre .....	64
Tabla 14. Resumen Modelos RLS.....	66
Tabla 15. Resultados estadístico Durbin Watson.....	70
Tabla 16. Matriz criterios de validación Modelo Final.....	71
Tabla 17. Comparación estadísticos descriptivos Factor de Distribución con Modelo y Sin Modelo Final Datos 2016 .....	73
Tabla 18. Resumen Control Estadístico Pozos Singue .....	81
Tabla 19. Beneficio Económico estimado Usando el Modelo RLS.....	85



## **1. Capítulo I. Introducción**

### **1.1. Antecedentes**

#### **1.1.1. Análisis de la Industria**

La industria petrolera en el Ecuador ha demostrado ser una pieza fundamental en la economía; tomando en consideración al petróleo como uno de los referentes de exportación, ya que su venta ha venido financiando parte del Presupuesto General del Estado. Su contribución al Producto Interno Bruto es de aproximadamente un 9% (Banco Central del Ecuador, 2017); tomando en consideración que esa cifra ha venido disminuyendo durante los últimos años; especialmente debido a la caída del precio de crudo internacional, usado como referencia para el cálculo del petróleo crudo de exportación del Ecuador. En la figura 1 se muestra un histórico del precio de barril de petróleo facturado desde el mes de enero del año 2013 hasta el mes de Febrero del año 2017 (Banco Central del Ecuador, 2017). Durante ese tiempo el promedio del barril facturado fue de 63.6 dólares; el nivel más alto se alcanzó en el mes de Julio del año 2013 con un valor de 101,1 dólares. Desafortunadamente a partir del mes de Julio de 2014 se observa una tendencia a la baja, alcanzándose un valor de 21.6 dólares por barril facturado. Actualmente, para el mes de febrero de 2017 se observa una recuperación alcanzando un valor de 44.3 dólares (Banco Central del Ecuador, 2017).

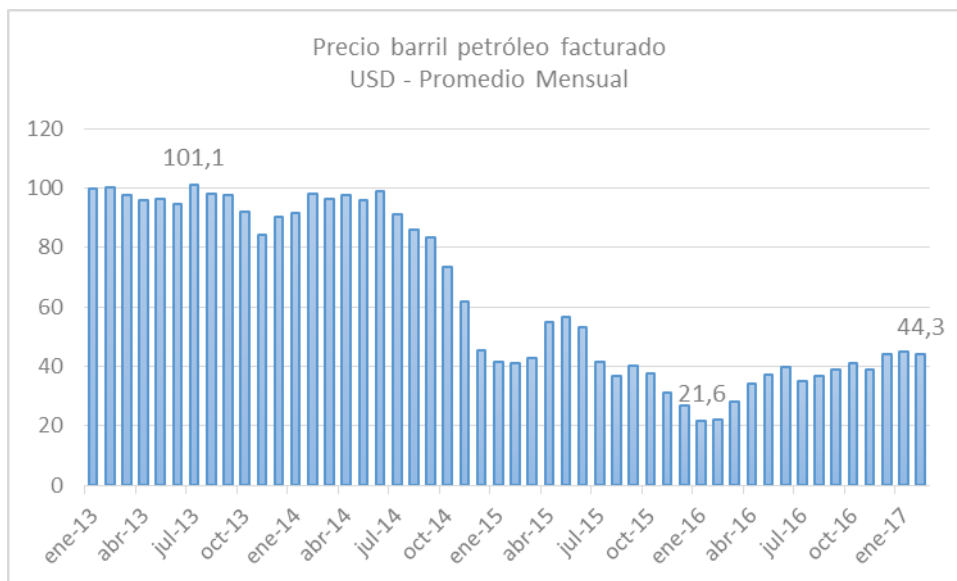


Figura 1. Promedio mensual precio del barril de petróleo facturado,  
Adaptado del Balance Comercial Abril 2017, Banco Central del Ecuador.

De igual manera, la tabla 1 indica cómo han disminuido los ingresos petroleros desde el año 2012 hasta el año 2016, esto ha impactado directamente en el financiamiento del presupuesto general del Estado Ecuatoriano (Banco Central del Ecuador, 2017).

Tabla 1.

Ingresos en dólares venta de crudo anual,

Adaptado del Balance Comercial Abril 2017, Banco Central del Ecuador

Periodo	TOTAL PETRÓLEO CRUDO		
	Miles de barriles	Miles de USD	USD por barril
<b>2012</b>	129.516	12.711.229	98,14
<b>2013</b>	140.245	13.411.759	95,63
<b>2014</b>	154.660	13.016.018	84,16
<b>2015</b>	151.765	6.355.234	41,88
<b>2016</b>	144.599	5.053.936	34,96

Para entender de mejor manera a la industria petrolera nacional y su entorno, se utilizará el modelo de las 5 fuerzas competitivas de Porter; así la figura 2, resume

las fuerzas que han sido definidas y que posteriormente serán analizadas (Magretta, 2014).



*Figura 2. Estructura de la Industria, las 5 fuerzas,*

*Adaptado de la guía esencial hacia la estrategia y la competencia de Michael Porter*

#### **1.1.1.1. Rivalidad interna del Sector Petrolero**

A nivel global se identifica a dos grupos estratégicos de empresas que llevan el control desde la década de los setentas. Las empresas del estado conforman el primer grupo, quienes representan el monopolio basado en cada contexto nacional, algunas empresas inclusive han logrado posicionarse también a nivel internacional. Cabe mencionar que este grupo de empresas se fundamenta en la explotación de hidrocarburos con un claro conocimiento geológico local establecido por la ventaja del manejo de información. El segundo grupo está compuesto por compañías occidentales, la gran mayoría de capital privado. Una

de sus mayores ventajas está en la capacidad de adaptarse a contextos con alta incertidumbre. Además su conocimiento en el manejo integral de los procesos de la industria (exploración, producción, refinación, distribución) los posiciona con una ventaja competitiva adicional. Están basadas en organizaciones internas fuertes y con un músculo financiero importante. Nuestro país se encuentra dentro del primer grupo; sin embargo, es importante también mencionar que dentro de ese grupo existen también categorías, principalmente definidas por los volúmenes de reservas de petróleo. Actualmente, la empresa nacional de exploración y producción de hidrocarburos es PETROAMAZONAS; mientras que la comercialización está a cargo de PETROECUADOR.

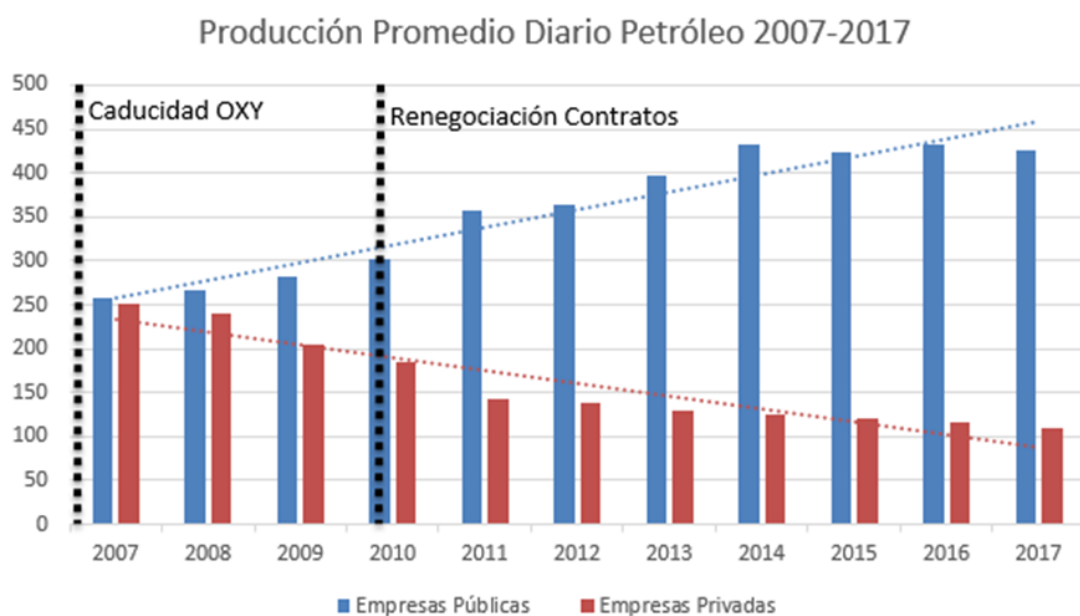
Si bien es cierto, históricamente existían contratos petroleros en nuestro país bajo la figura de “participación”, actualmente y luego de la última renegociación, los únicos contratos vigentes son de “prestación de servicios”. Esto ha cambiado sustancialmente la definición operativa de la industria localmente, dejando al Estado Ecuatoriano, a través de la empresa pública PETROAMAZONAS la administración de más del 60% de la explotación y producción del hidrocarburo (Banco Central del Ecuador, 2017). La figura 3 muestra la producción promedio de petróleo desde el año 2007 hasta el mes de febrero del año 2017. En la misma se puede apreciar que la producción de petróleo de las empresas privadas ya venía disminuyendo a raíz de la caducidad al contrato con la empresa Occidental and Petroleum Company; y su caída se profundizó en el año 2010 con la renegociación de los contratos de “participación” a “prestación de servicios”. (Petroamazonas EP, Petroecuador, OPEP y BCE, 2017)

Esta realidad suscitada en el país disminuyó la fuerza competitiva del grupo de empresas de capital privado, inclusive algunas no aceptaron la renegociación y dejaron el país, por ejemplo: Occidental and Petroleum Company, Perenco Ltd, Petrobras. Algo relevante además fue que las empresas privadas impulsaron la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados, con el objetivo principal de realizar las inversiones necesarias para la explotación de los campos que tenían a su cargo. Es decir, su posicionamiento no estaba basado solo en el proceso de explotación y producción; sino que también buscaban afianzarse en la distribución y refinación.

Un gran porcentaje de las empresas privadas que se mantienen en el país, no disponen de una estructura global que les permita posicionarse dentro del segundo grupo. Al disponer de modelos contractuales a través de “prestación de servicios”, donde se ha definido una tarifa de pago por barril producido; los esfuerzos se han volcado a generar una empresa lo suficientemente eficiente con volúmenes de producción acotados y costos de producción ajustados.

Sin embargo, sí se puede distinguir que la rivalidad actual interna que existe entre los dos grupos de empresas Públicas y Privadas, se basa en la eficiencia de producir al menor costo, para generar mayor utilidad; concluyéndose que esta sí representa una fuerza competitiva intensa en esta industria.

Finalmente, este cambio de estructura de negocio en el Ecuador, ha permitido que empresas privadas pequeñas tengan oportunidades para desarrollar los campos petroleros, aprovechando que no tienen estructuras complicadas y sus decisiones son más ágiles en contextos inciertos (Banco Central del Ecuador, 2017).



*Figura 3. Producción promedio de petróleo 2016-2017,*

*Adaptado de cifras mensuales sector petrolero, Banco Central del Ecuador 2017.*

### **1.1.1.2. Relación de las empresas petroleras con sus proveedores.**

Históricamente se han podido identificar claramente las empresas de servicios o proveedores petroleros y las empresas que se encargan de la exploración y explotación de los hidrocarburos, comúnmente llamadas “empresas operadoras”. Para entender mejor el rol de cada empresa; las “operadoras” tienen contratos directos con el Estado Ecuatoriano, a través de un ente designado por el Ministerio de Hidrocarburos cuyo nombre es Secretaría de Hidrocarburos. Estos contratos, como se mencionó en el punto 1.1.1.1, eran de “participación” y actualmente los contratos son de “prestación de servicios”. En el primer caso, el Estado Ecuatoriano cedía los derechos de un campo petrolero por un tiempo determinado y éste a su vez recibía un porcentaje de participación que debía ser cancelado por la empresa adjudicada. El siguiente tipo de contrato “prestación de servicios” no cede ningún derecho, sino más bien el Estado contrata una empresa para que pueda realizar la operación del campo petrolero, y por esa operación el Estado cancela una tarifa establecida. Por otro lado, las empresas proveedoras de servicios petroleros, tienen un rol claro que es suministrar un determinado servicio, equipo o ambos a la vez; considerando que son aquellas con el conocimiento y experiencia necesarios para brindar las mejores recomendaciones (Secretaría de Hidrocarburos, 2017).

Sin embargo, en el mes de enero del año 2012, Ecuador firmó dos contratos de Prestación de Servicios Específicos con Financiamiento para dos campos petroleros, estos contratos fueron suscritos a través de Consorcios Integrados en su mayor parte por empresas prestadoras de servicios, los mismos que recibían en términos generales por sus servicios, un valor establecido de tarifa por barril producido. Estos contratos fueron el inicio de otros adicionales que se firmaron en años posteriores. Cabe aclarar que la contra parte de los contratos, por parte del Estado Ecuatoriano, lo representa la empresa estatal PETROAMAZONAS. Estos nuevos contratos cambiaron las fuerzas de negociación notablemente, pues llegaron a concentrar decisiones de operación de los campos petroleros, que antes eran exclusivos de las empresas operadoras. Por las razones expuestas en los párrafos anteriores, esta fuerza

tiene mayor intensidad en las condiciones actuales del sector petrolero ecuatoriano.

#### **1.1.1.3. Amenazas de nuevos participantes en el mercado.**

Tal cual se mencionó en las dos primeras fuerzas de Porter; a partir de la renegociación de contratos llevada a cabo en el año 2010, la dinámica petrolera en el Ecuador sufrió un cambio. Las empresas multinacionales que no aceptaron la renegociación, como por ejemplo la brasileña Petrobras; dejaron oportunidades de negocio abiertas que fueron tomadas de manera inmediata por la estatal ecuatoriana. Es así que la última Ronda de Licitación Petrolera realizada en el año 2011, permitió el ingreso de empresas de capital privado para la operación de los campos petroleros. Claro está, que las nuevas empresas adjudicadas, no reciben la categoría de multinacionales petroleras con operaciones en otros países; sino más bien se trata de empresas pequeñas y medianas, cuyo giro de negocio está más enfocado en otras áreas y decidieron realizar inversiones necesarias para una economía petrolera de escala.

Cabe anotar también la influencia de nuevos jugadores en el mercado petrolero ecuatoriano, se trata de las empresas públicas de países de la región, tenemos por ejemplo a la chilena ENAP Sipec, la venezolana PDVSA, quién formó en el año 2009 una empresa de economía mixta llamada Río Napo. En el primer caso la compañía sigue operando en el Ecuador sin mayores inconvenientes; sin embargo, la empresa Río Napo fue liquidada y la operación quedó a cargo de la petrolera estatal ecuatoriana PETROAMAZONAS.

Si bien existe interés de más empresas estatales de otros países para realizar inversiones en el área petrolera, aún no se ha logrado cerrar más contratos; sin embargo y debido a la actual coyuntura, se podría mencionar que esta fuerza competitiva es también intensa y podría incrementarse si las condiciones del precio del petróleo se vuelve más favorable .

#### **1.1.1.4. Competencia de productos que puedan sustituir al petróleo.**

A nivel mundial, la polémica lucha de buscar una fuente alternativa del petróleo, es aún incierta. El enfoque medio ambiental que se ha brindado a la sustitución de la explotación de este recurso aún no ha sido lo suficientemente convincente, especialmente para los países del primer mundo.

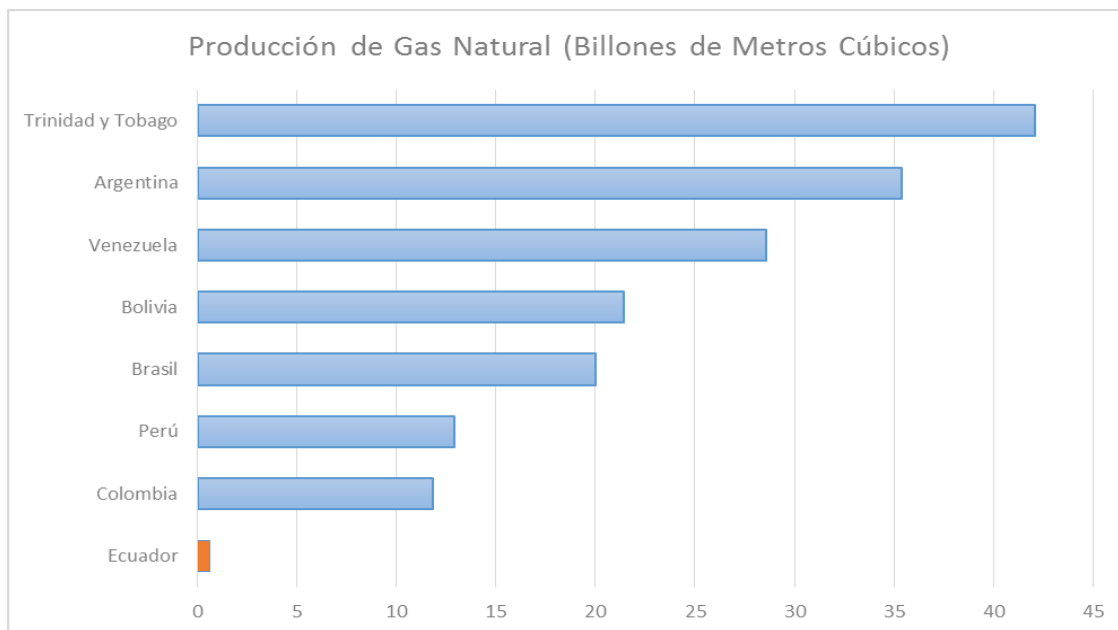
A nivel local, si bien ya se mencionó que la economía del país ha estado siempre fundamentada en la producción petrolera, el esfuerzo realizado por el gobierno nacional en el cambio de matriz ha logrado cumplir con ciertos objetivos. Así se menciona por ejemplo la construcción de varias centrales hidroeléctricas, que entraron a funcionar en los últimos años. Esto permitió equilibrar la demanda y en ciertos casos reemplazarla con aquella que era generada a través de las centrales termoeléctricas, mismas que se alimentaban de petróleo.

Otro punto importante es el ingreso al mercado ecuatoriano de vehículos eléctricos e híbridos. Sin embargo; aún el nivel de competitividad es bajo en el mercado automotriz ecuatoriano para este tipo de vehículos. Esto se debe principalmente a su alto precio de venta y el temor de los usuarios para el mantenimiento de los mismos.

Finalmente, otro producto sustituto a mencionar es el gas natural, este producto es utilizado a gran escala en otros países de la región, como Argentina, Brasil, Bolivia, Perú. Sin embargo, la explotación y utilización de este recurso en nuestro país es limitado, al menos por el momento. La explotación de este recurso se encuentra en el Golfo de Guayaquil, campo Amistad. Como se puede ver en la figura 4, los valores de producción de gas natural en el Ecuador aún son marginales respecto a los valores reportados en la región andina (Instituto Petroquímico, 2015).

Una vez analizada la información respecto a esta fuerza de Porter, se concluye que la intensidad de la misma podría aumentar con el desarrollo de la explotación de gas natural.





*Figura 4. Producción gas natural por año por países en billones de pies cúbicos,*

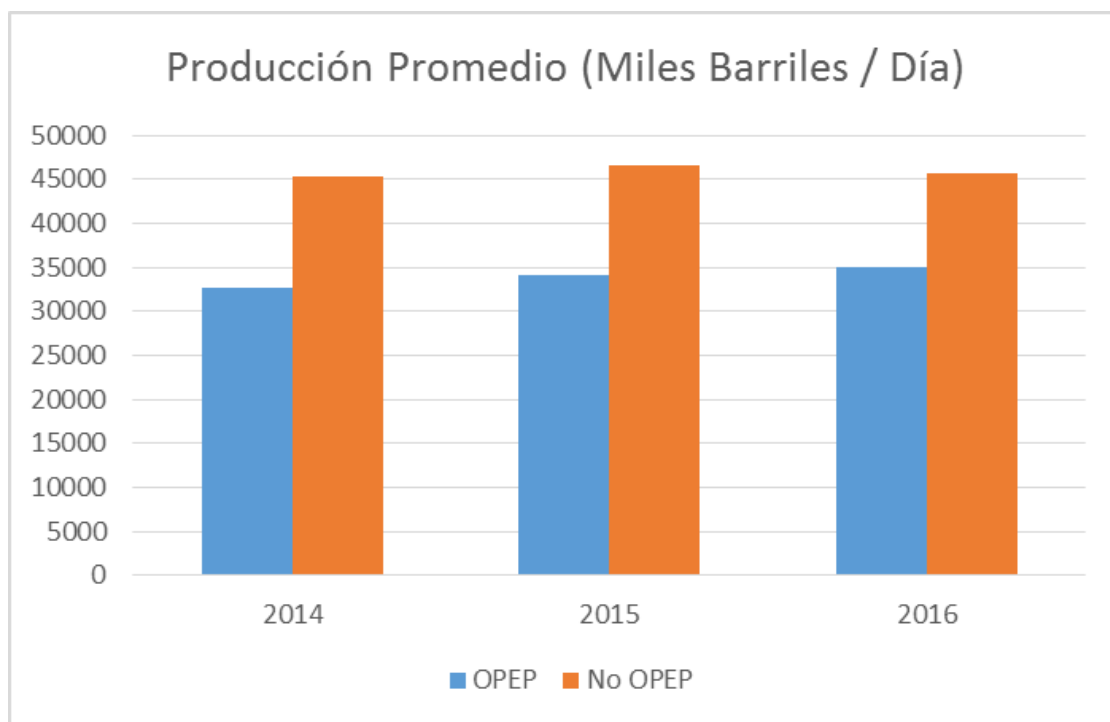
*Adaptado del Instituto Petroquímico Ecuatoriano 2015*

#### **1.1.1.5. El poder de negociación de los clientes**

Para analizar esta fuerza competitiva será necesario entender en primer término cuales son los clientes que están actualmente operando. El actor más importante es la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). La OPEP fue creada en el año 1960, como parte de sus objetivos está el establecer un equilibrio en el mercado petrolero, ya sea a través del incremento o decremento en los aportes de producción de sus países miembros; tienen concentrado más del 40% de toda la producción mundial (EIA, 2017). La figura 5 muestra una clara diferencia entre la producción reportada por los miembros de la OPEP y la producción de los no miembros de la OPEP, siendo la segunda agrupación la que mayor acumulado ha demostrado en los años 2014, 2015 y 2016.

Ecuador es miembro activo de esta organización desde el año 2007, ha venido cumpliendo con las políticas establecidas respecto a las cuotas de producción solicitadas. Es así que a partir del mes de enero del 2017 se estableció un recorte de producción para los países miembros, con el propósito de recuperar el

balance en el mercado petrolero y lograr el efecto de aumento en su precio. De esta manera la producción de petróleo en nuestro país tuvo que ser reducida en un 5% durante los primeros 6 meses. Esta reducción de producción fue asumida tanto por la empresa pública, como por las empresas privadas.

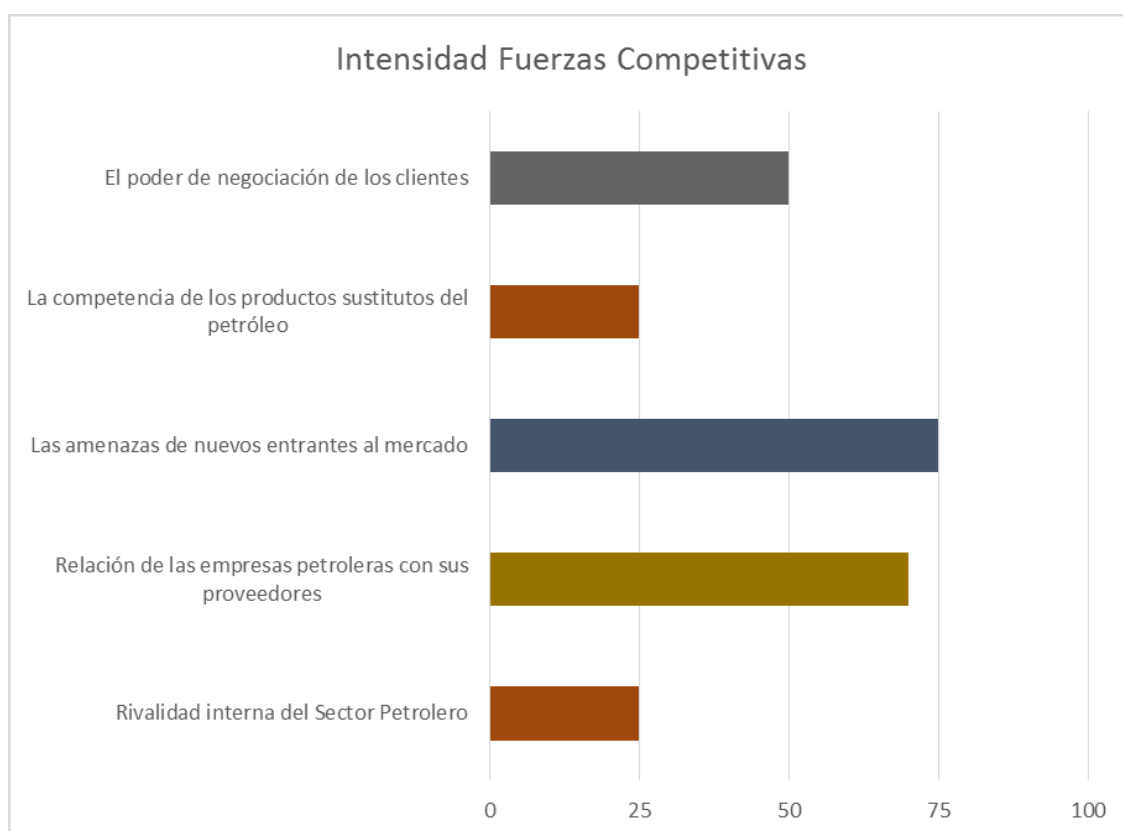


*Figura 5 . Producción promedio de petróleo miembros OPEP y NO OPEP, Adaptado de la Agencia de información energética de EU, 2017.*

Siendo Ecuador un miembro activo de la OPEP, hace que esta fuerza competitiva tenga una intensidad media; sin perder de vista la realidad de que el cliente tiene un poder de negociación alto si Ecuador acepta las condiciones; este poder fue demostrado durante este año con el recorte de producción acordado.

Una vez analizadas las 5 fuerzas competitivas, se realizó un resumen cualitativo de las mismas, tomando en consideración su intensidad en una escala de 0 a 100; siendo 0 la de menor intensidad y 100 la de mayor intensidad. La figura 6 muestra que dos de las fuerzas tienen mayor intensidad comparadas con las demás. Es así que la fuerza de los nuevos entrantes al mercado tiene una mayor

influencia actualmente, esto debido a las oportunidades abiertas de inversión en el sector petrolero que están especialmente dedicadas a nuevas empresas con capital privado. En segundo lugar se ha establecido a la fuerza que tienen las empresas operadoras y sus contratistas de servicios petroleros; el rol que tienen actualmente las compañías de servicios y su relación con las empresas operadoras en el Ecuador a través de nuevos contratos de Prestación de Servicios con Financiamiento, hace que esta fuerza ocupe un merecido segundo lugar dentro del análisis general de las fuerzas de competencia. En tercer lugar está situado el atributo en la negociación que tienen los clientes, considerando que esta variable también es intensa debido al relacionamiento del Ecuador con la Organización de Países Exportadores de Petróleo y su influencia con las decisiones de cada miembro. Finalmente se ha colocado con la misma ponderación a la rivalidad interna y a la competencia de los sustitutos, siendo la primera debilitada por las renegociaciones contractuales realizadas en los últimos años y la segunda por la dependencia al petróleo y sus derivados que nuestro país aún ha mostrado tenerla.



*Figura 6 .Intensidad de fuerzas competitivas.*

## **1.1.2. Análisis de la empresa y su entorno social**

### **1.1.2.1. Breve resumen histórico**

Gente Oil es una empresa internacional privada de petróleo y gas, constituida en Singapur en el año 2012. Ingresa a nuestro país, luego de ser adjudicada en el mes de Abril del año 2012 el “Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en el Bloque Singue de la Región Amazónica”. Este Contrato establece un pago de tarifa en dólares americanos asociados a cada barril de petróleo crudo producido y fiscalizado en el respectivo punto de entrega (Gente Oil, 2012).

### **1.1.2.2. Cadena de Valor**

La cadena de valor de Gente Oil Ecuador Pte Ltda está fundamentada en sus actividades primarias; siendo la producción y la venta de petróleo el eje principal para sus ingresos. Estas actividades están soportadas por distintos departamentos, mismos que generan un costo para su mantenimiento. Es así, que la ecuación para generar un margen razonable a la compañía, es una relación entre el barril de petróleo producido y el costo para producirlo. La figura 7, representa la cadena de valor de Gente Oil Ecuador Pte Ltda.



Figura 7. Cadena de Valor Gente Oil Ecuador PTE Ltd.

### 1.1.2.3. Visión

Explotar la capacidad comprobada y generar valor a través de la exploración, el desarrollo y la producción de los recursos energéticos convirtiéndose en una empresa rentable propietaria de varios bienes en las regiones seleccionadas (Gente Oil, 2012).

### 1.1.2.4. Misión

Explorar, detectar y desarrollar las reservas de petróleo y gas mediante el uso de la tecnología más avanzada, al tiempo de salvaguardar al medio ambiente y proteger la salud y la seguridad del personal propio, socios y habitantes del lugar y sus comunidades (Gente Oil, 2012).

### 1.1.2.5. Valores

- ✓ Respeto mutuo con los gobiernos, socios comerciales y líderes comunitarios.
- ✓ Compromiso con el medio ambiente.
- ✓ Ética y profesionalismo en cada una de las actividades. (Gente Oil, 2012)

### **1.1.2.6. Clientes**

El principal cliente es el Estado Ecuatoriano a través de sus entidades:

- ✓ Secretaría de Hidrocarburos
- ✓ Agencia de Regulación de Hidrocarburos
- ✓ Ministerio del Ambiente
- ✓ Petroamazonas EP

### **1.1.2.7. Entorno**

Un claro conocimiento del entorno de la empresa permitirá un adecuado desenvolvimiento de la misma; la figura 8 muestra un diagrama PEST, por sus siglas: Político, Económico, Social y Tecnológico. Este diagrama resume cada característica que tiene una influencia directa o indirecta frente a la empresa y el entorno en donde se desenvuelve.

Una vez conocidos los factores que influyen el entorno de la empresa, es también importante evaluar el impacto que pueden tener los mismos en la operatividad, rentabilidad y permanencia de la empresa.

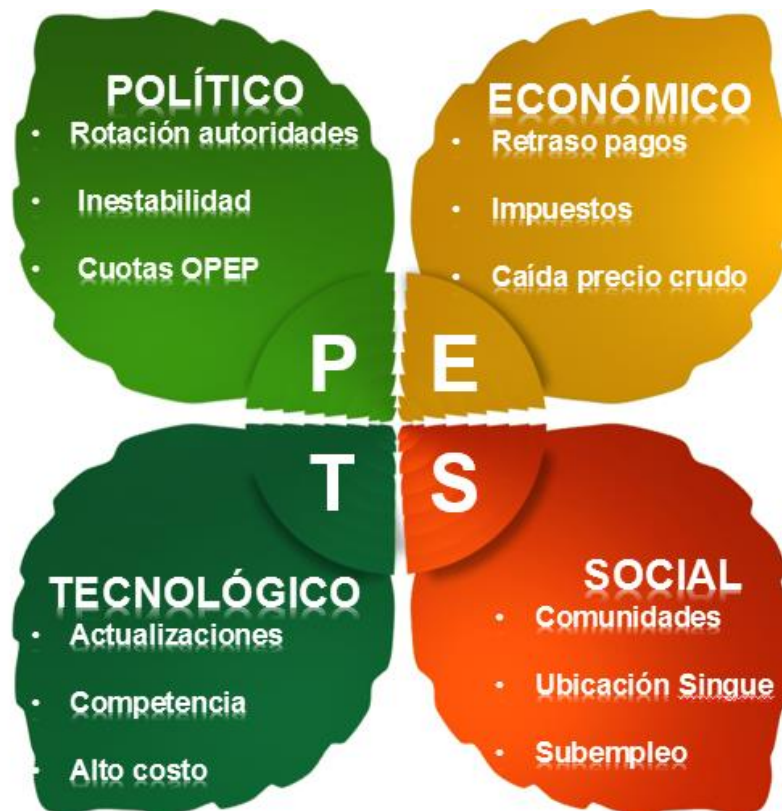


Figura 8. Diagrama PEST Gente Oil Ecuador Pte Ltda.

#### 1.1.2.7.1 Entorno Político

Los cambios de autoridades y mandos medios en los diferentes organismos gubernamentales generan incertidumbre en Gente Oil; dicha incertidumbre a su vez produce inestabilidad en los proyectos de inversión a corto o largo plazo. Las autorizaciones ambientales y técnicas pueden tornarse más complejas, haciendo que los tiempos estimados se extiendan considerablemente y por ende terminen afectando la economía de los proyectos.

Por otro lado también están presentes las cuotas de producción fijadas por la OPEP, mismas que han sido aplicadas para la producción de petróleo en el Ecuador a todas las empresas productoras. Es así como Gente Oil ha tenido que realizar reducciones de hasta el 5% de su producción diaria de petróleo para dar cumplimiento a la solicitud realizada por la entidad gubernamental pertinente. Esta reducción ha postergado los planes de desarrollo de la empresa.

### **1.1.2.7.2 Entorno Económico**

La caída del precio de crudo a nivel internacional afectó directamente a la economía del contrato de Gente Oil. Dicho contrato firmado con el Estado Ecuatoriano tiene cláusulas que protegen la soberanía en este tipo de escenarios con precios bajos de petróleo, permitiendo que exista un margen de retención económico por cada barril de petróleo que produce y entrega la compañía.

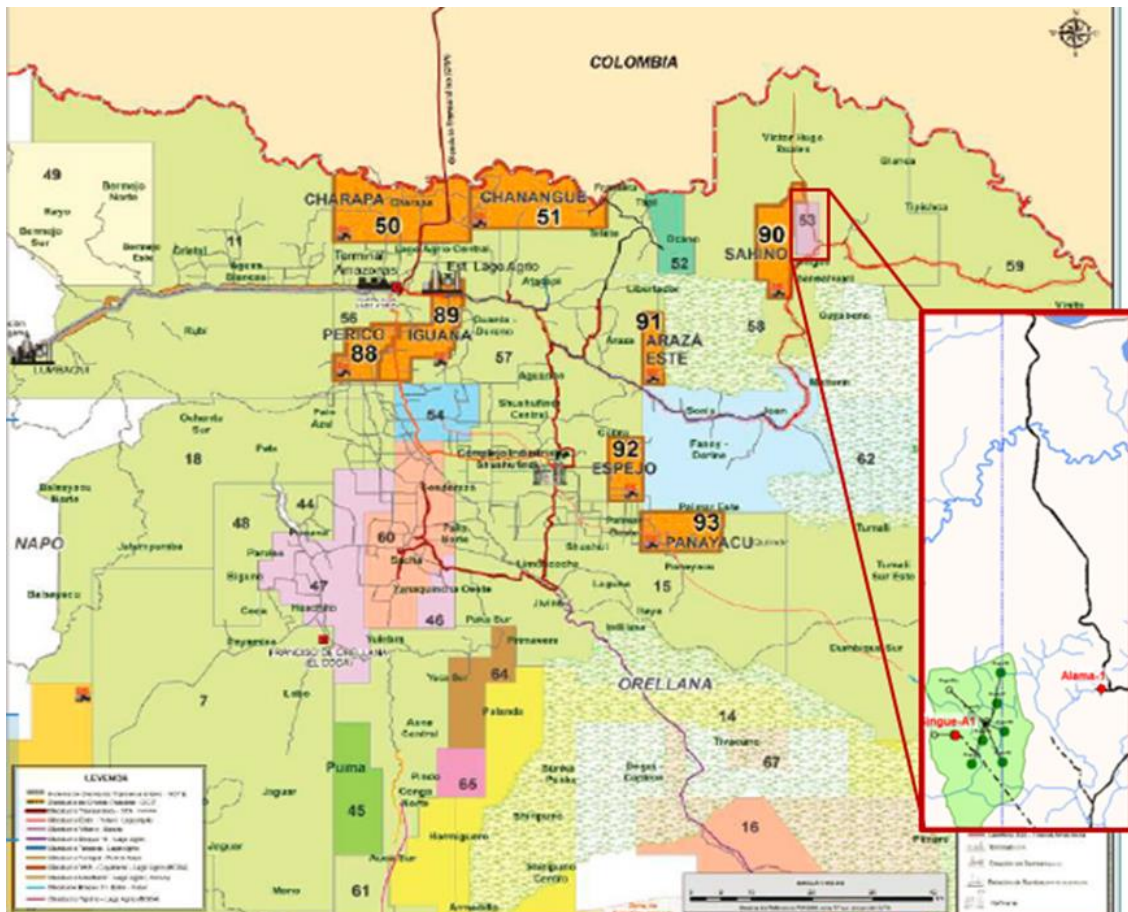
Además, si se considera que la economía ecuatoriana se ha visto afectada por la caída del precio de crudo, esto ha generado un deterioro en la liquidez del Gobierno para el cumplimiento de pagos en los tiempos establecidos, comprometiendo el flujo de caja de la empresa.

### **1.1.2.7.3 Entorno Social**

El Bloque Singue, operado por Gente Oil; está ubicado en la provincia de Sucumbíos, cantón Putumayo, Parroquias Pacayacu y Palma Roja. Se encuentra cerca de la frontera con Colombia. Existen varias comunidades cercanas al Bloque con las cuales se trabaja en varios proyectos de compensación. El relacionamiento con los distintos dirigentes comunitarios es muy positivo y esto ha permitido desarrollos importantes como construcción de locaciones, oleoductos, etc. La política de la compañía establece los lineamientos para el relacionamiento de los empleados con los distintos actores de las comunidades. Al encontrarse el bloque Singue en una zona alejada, las medidas tomadas por la compañía en el aspecto de seguridad física son muy exigentes, y esto permite minimizar el riesgo en los movimientos que realiza el personal operativo y administrativo, dentro y fuera del Bloque.

La figura 9 muestra la ubicación del campo Singue cercano a la frontera colombiana, de igual manera este mapa muestra los nuevos bloques petroleros conocidos como Intra-campos (numerados 50, 51, 88, 89, 90, 91, etc) que serán licitados en los próximos meses; algunos de estos bloques también están ubicados en la zona norte ecuatoriana.





*Figura 9. Ubicación Bloque Singue en el Mapa del Ecuador, Tomado de la Presentación realizada por la Secretaría de Hidrocarburos Intra-Campos.*

#### 1.1.2.7.4 Entorno Social

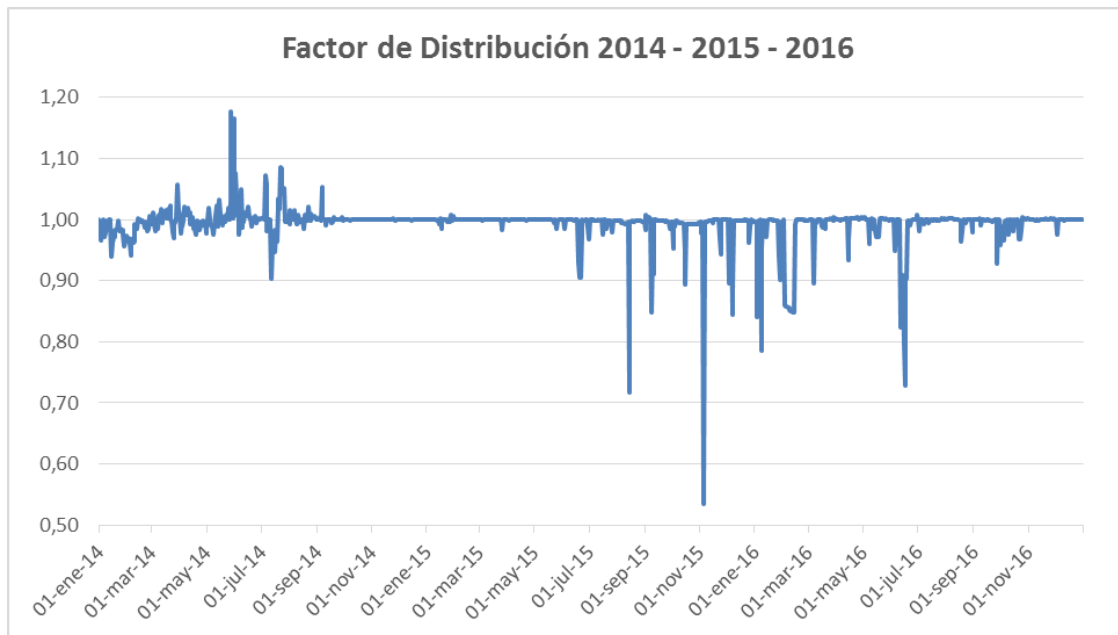
La operación de Gente Oil requiere de programas especializados para el desarrollo de sus actividades, la mayoría de los programas tiene un alto costo, tanto en su inversión inicial, como en su implementación y mantenimiento. De igual manera, la compañía ha incursionado en nueva e innovadora tecnología para producir petróleo del campo causando el menor impacto ambiental. La implementación de dicha tecnología ha representado montos de inversiones significativos para la compañía. De igual manera, Gente Oil ha buscado las mejores compañías de servicio en el mercado con el fin de mantener los más altos estándares. Estas empresas de servicio tienen departamentos de

desarrollo para nuevas tecnologías en sus casas matrices, realizando pruebas piloto en distintos países del mundo.

## **1.2. Planteamiento y Formulación del Problema**

El problema está basado fundamentalmente en un proceso deficiente durante las pruebas de pozos productores, en este caso el análisis será directamente al flujo de petróleo. Este proceso deficiente genera una variabilidad en el factor de distribución de producción, conocido como back allocation en el idioma inglés. Este factor se obtiene de la relación entre la producción estimada y la producción medida. La producción estimada es directamente proporcional a las pruebas de pozos; por lo tanto, cualquier variabilidad en las mismas genera una afectación al factor de distribución.

La determinación de este factor de distribución resulta muy importante para declarar el volumen oficial de venta de petróleo crudo. La media calculada en el factor de distribución durante los últimos 3 años de operación en el Campo Singue fue de 0.9933; con una desviación estándar de 0.032; considerando que el ingreso económico de la Compañía está establecido contractualmente por la facturación a través de una tarifa por barril de petróleo entregado al Estado Ecuatoriano; ésta variabilidad derivó a que la Compañía pierda al menos el 0.1% de su facturación mensual. La figura 10 muestra los valores históricos del factor de distribución desde el 1 de enero del año 2014 al 31 de diciembre del año 2016.



*Figura 10. Histórico factores de distribución años 2014, 2015 y 2016 calculados en Campo Singue,  
Adaptado de los Partes Producción Gente Oil Ecuador*

De esta manera, el presente plan de titulación formula dos planteamientos generales que serán analizados utilizando modelos de medición estadísticos.

- ✓ ¿Qué efecto tiene sobre el factor de distribución la variabilidad en el volumen de petróleo durante las pruebas de pozos?
- ✓ ¿Cómo un proceso de pruebas de pozos normalizado permitirá mejorar el volumen de entrega de petróleo para la venta?

### **1.3. Objetivos**

#### **1.3.1. Objetivo General**

Disminuir la desviación estándar en el factor de distribución de producción a través de un proceso normalizado de pruebas de pozos.

### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- ✓ Estimar la desviación estándar en el volumen de petróleo para las pruebas de pozos en la muestra definida.
- ✓ Validar el modelo de pronóstico elegido para el factor de ajuste.
- ✓ Mejorar el proceso de pruebas de pozos para asegurar cumplimiento del nivel de confianza establecido.
- ✓ Implementar una aplicación electrónica que permita registrar las pruebas de pozos en tiempo real y realizar la distribución de producción en forma automática, (minimizando la intervención del ser humano, consecuentemente la posibilidad de incidentes y obteniéndose el nivel de confianza establecido).

### **1.4. Planteamiento de la hipótesis.-**

Se define la hipótesis de investigación considerando que serán estudiadas dos variables en el presente plan de titulación, así tenemos: (Sampieri, 2014).

- ✓ Caudal de petróleo distribuido
- ✓ Caudal de petróleo medido

#### **1.4.1. Hipótesis de investigación.-**

A mayor variabilidad en las pruebas de pozos mayor variabilidad en la relación del caudal de petróleo medido y el caudal de petróleo distribuido.

### **1.5. Marco Metodológico de la investigación.-**

Se realizará el análisis basado en dos tipos de estudio: exploratorio y descriptivo, el primero será en base del análisis teórico y el segundo será complementado con información real del campo.

### **1.5.1. Estudio Exploratorio.-**

Basado en la información recolectada en el campo Singue, se realizará la investigación de un problema poco estudiado en el Ecuador, se trata del estudio de los factores de distribución.

Se indagará desde una perspectiva innovadora buscando nuevas técnicas que permitan explicar la relación y a través de nueva tecnología minimizar la variabilidad.

Se pretende dejar preparadas las bases para nuevos estudios que comprometan áreas de operación con mayor número de pozos petroleros.

### **1.5.2. Estudio Descriptivo.-**

Una vez definida la información y los recursos disponibles, el siguiente paso será establecer las variables que serán posteriormente medidas y analizadas con el objetivo de definir su relación.

Ya establecida la relación, se procederá con el desarrollo del modelo estadístico que explique su comportamiento.

Desarrollado y aplicado el modelo estadístico se realizarán ensayos con datos reales, considerando al menos 3 escenarios, para finalmente establecer las conclusiones de su aplicación y recomendar su utilización en otros campos petroleros.

## **2. Capítulo II. Marco Teórico**

## **2.1. Marco referencial.**

Debido a la ausencia de referencias locales para el estudio de factores de distribución o análisis estadísticos en pruebas de pozos de producción, se ha recopilado algunos casos de estudio en otros países y operaciones, donde se tratan estos temas desde perspectivas y realidades distintas, pero que a su vez proporcionan información suficiente.

El marco referencial está enfocado en cuatro ejes fundamentales a definir de acuerdo a la bibliografía disponible. Los ejes propuestos son:

- ✓ Métodos utilizados en campos petroleros para definir el factor de distribución.
- ✓ Tipos de medidores de caudal de fluidos. Medición multifásica aplicada para los pozos productores de un campo petrolero.
- ✓ Métodos estadísticos aplicados en el análisis de variabilidad del factor de distribución en otros campos petroleros.
- ✓ Tipos de aplicaciones electrónicas para manejo de información de producción.

### **2.1.1 Métodos utilizados en campos petroleros para definir el factor de distribución.**

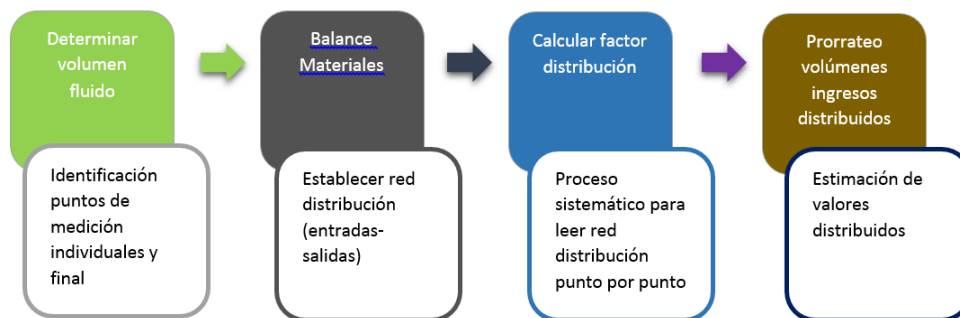
El factor de distribución, es un término adimensional usado para referirse al ajuste entre la producción estimada versus la producción medida. Una medición precisa y adecuada de los caudales de producción es muy importante para el desarrollo de cualquier campo petrolero de petróleo y gas. Una adecuada comprensión de los caudales de fluido en cada pozo durante el tiempo de vida del yacimiento permitirá orientar al equipo técnico encargado de minimizar la posibilidad de exceder los caudales permitidos de producción o en su defecto disponer de pozos con caudales que se encuentren por debajo del límite económico. Dependiendo de las facilidades disponibles en superficie, los caudales de flujo pueden ser medidos de manera frecuente, o a través de las facilidades de superficie existentes. Durante la prueba de un pozo, el volumen

de producción se mide en un cierto intervalo de tiempo. Las pruebas de pozos se realizan a nivel de superficie con varios tipos de equipos, como pueden ser los separadores portátiles, medidores multifásicos, tanques de almacenamiento. Por otro lado, todo el volumen de producción de petróleo es medido constantemente en los puntos de fiscalización y/o entrega. Una de las mayores limitaciones que tienen las compañías es medir los caudales de cada pozo con un alto grado de exactitud y que los mismos sean considerados como venta final. Por esta razón, la práctica recomendada sugiere tomar la distribución de la producción desde el punto final de medición hacia atrás; es decir, el volumen final medido debe ser llevado a las condiciones de producción de cada pozo.

Existen algunos métodos desarrollados por la industria petrolera en la determinación del factor de distribución, los mismos confluyen en distribuir los volúmenes estimados del pozo o niveles de completación. Estos métodos están basados en utilizar únicamente la prueba de un pozo y el volumen medido (datos estimados) o también el modelo de simulación del pozo / red de pozos (modelos estimados). La distribución de producción puede ser vista como un proceso de reparto de fluidos producidos aguas arriba de la red de producción, esta red está compuesta de varias facilidades que están interconectadas para separar, disponer, medir y mover los fluidos producidos desde los pozos hacia la venta.

#### **2.1.1.1 Método utilizado en el campo petrolero Garraf, Irak, operado por la compañía Petronas.**

El caso de la compañía Petronas en Irak fue tomado como referencia de cálculo del factor de distribución para el desarrollo de este proyecto, debido a que no se encontró más información que explique el proceso en Ecuador; la figura 11 muestra como ejemplo el esquema utilizado en esa operación. (SPE-177932-MS , 2015).



*Figura 11. Proceso para la determinación del factor de distribución, Tomado del Reporte SPE del Campo Petrolero Garraf, Petronas Irak.*

En términos generales, los volúmenes de fluidos se obtienen a través de datos de pruebas de pozos; a pesar de asumir que los caudales son constantes entre pruebas, se puede generar incertidumbre en el cálculo del factor de distribución. Para determinar el volumen actual producido, se necesita estimar el “tiempo real de producción” de cada pozo. Este tiempo estará definido por los eventos que se susciten en la operación del pozo. No obstante, los volúmenes de fluidos también pueden ser calculados utilizando técnicas de simulación matemática; la distribución de producción está basada en el principio de balance de masa, lo que indica que la sumatoria de las entradas de volumen al proceso será iguales a la sumatoria de las salidas de volumen distribuido.

Para el proceso de distribución de producción se requiere contar con el volumen de fluido, utilizar los volúmenes medidos en lugar de los estimados brindará mayor grado de exactitud. Uno de los mayores inconvenientes en las pruebas de pozos es contar con mediciones directas; al no disponer de equipos para realizarlo se utilizan los volúmenes estimados. El paso final, una vez calculado el factor de distribución a través de la relación entre el volumen medido y el distribuido; es la asignación de producción a cada pozo o campo, considerando las pérdidas por consumos, venteos o quema de gas.

El principio de esta metodología es similar a la utilizada en el campo Singue, la variación está principalmente en que la producción teórica se obtiene a través de pruebas de pozos y no de estimaciones matemáticas.



### **2.1.1.2 Método utilizado en el campo petrolero Litoral de Tabasco, México, operado por la compañía PEMEX.**

Este caso fue también considerado como referencia en la importancia de obtener un adecuado factor de distribución. La metodología estuvo basada en mejorar el proceso de distribución de producción. El primer paso fue revisar cuan efectiva era la medición del volumen de petróleo en las pruebas de pozos; el equipo seleccionado y utilizado fue el medidor multifásico portátil, al cual lo catalogaron como la mejor solución costo-beneficio. El siguiente paso fue implementar una base de datos donde los operadores no puedan manipular la información de las pruebas de pozos y finalmente integrar toda la información en esa misma base de datos, generando el factor de distribución de forma automática. Considerando que el campo está costa afuera con 7 plataformas petroleras y un total de 44 pozos, la desviación del factor de distribución no fue mayor al 3 -5 %. (SPE 127924 , 2010).

El aporte de este caso y su metodología al proyecto fue la recomendación del equipo seleccionado, un medidor multifásico para las pruebas de pozos; este mismo equipo está siendo utilizado en el campo Singue.

### **2.1.2. Tipos de medidores de caudal de fluidos. Medición multifásica aplicada para los pozos productores de un campo petrolero.**

Existen varios tipos de medidores y equipos para realizar la medición de fluidos en los pozos petroleros. Dependiendo de la aplicación y de acuerdo a lo establecido en los estudios de ingeniería se establece la mejor opción. La medición multifásica ha venido reemplazando en los últimos años a la tradicional medición en separadores de prueba. Las razones son:

- ✓ Menos espacio en las instalaciones de superficie.
- ✓ Niveles de incertidumbre de +/- 10% en caudales de gas y líquidos.
- ✓ Medición de fluido sin separación de fases previa.
- ✓ Medición en condiciones de flujo inestable (G. Falcone, 2001).

El principio de funcionamiento de un equipo de medición multifásica está basado en los siguientes puntos:

- ✓ Principio venturi.
- ✓ Caída de presión proporcional al flujo.
- ✓ Fracciones nucleares medidas.
- ✓ Régimen de flujo independiente.

Es importante mencionar que uno de los destacables beneficios que ofrecen este tipo de equipos de medición, es su alto nivel de precisión para el cálculo de los factores de distribución (Australia Patente nº 15-TS-0062, 2015).

### **2.1.3. Métodos estadísticos aplicados en el análisis de variabilidad del factor de distribución en otros campos petroleros.**

La ausencia de bibliografía y estudios locales ha motivado tomar dos casos de estudio realizados en otros países, los cuales permiten brindar definiciones y lineamientos para el trabajo de titulación en el campo Singue.

#### **2.1.3.1. Primer caso de Estudio: “Taller de Medición de flujo Mar del Norte, del campo Draugen”.**

Se ha tomado el caso de estudio del Mar del Norte para el trabajo de titulación, considerando que el mismo aportó para un mejor entendimiento en el cálculo del factor de distribución y el establecimiento de una relación estadística entre las variables involucradas. Sin embargo, es importante mencionar que al tratarse de un campo ubicado costa afuera, el proceso de cálculo del factor de distribución difiere con el cálculo empleado en el Campo Singue ubicado en la selva ecuatoriana. La diferencia básicamente radica en que la producción total para el Campo Draugen es contabilizada a través de un medidor dinámico ubicado en el punto de fiscalización, mientras que para el campo Singue se considera el tanque estático fiscalizado como punto final de medición. (Hallgeir Melbo, Bjorn Bringedal, & Callum Smyth, 2004).

El punto de partida para el estudio está en la disponibilidad de los caudales de flujo estimados para todos los pozos. Estos caudales fueron obtenidos de

medidores de flujo y medidores virtuales. Para el estudio también fue necesario establecer las incertidumbres en las variables de los medidores de caudal.

Los caudales de flujo distribuidos en este estudio estuvieron basados en estimaciones estadísticas. Estos caudales provienen de cada pozo, para un espacio de tiempo determinado y serán tratados como eventos estadísticos a una incertidumbre conocida. Finalmente se ha considerado que la medición final en un “medidor master” donde confluye todo el caudal. El estudio asumió que los caudales estimados son variables aleatorias distribuidas de acuerdo a una distribución normal, de esta manera se estableció la siguiente relación.

$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (1)$$

En esta función se establece que  $x$  es el valor de una variable estocástica  $X$  y  $\mu$  y  $\sigma$  representan la media y la desviación estándar. Se asumió que si la desviación estándar es mayor que 1, se considerará que hay mayor incertidumbre en los caudales estimados. Cabe anotar que si bien los autores no definen el tipo de modelo utilizado, se puede inferir por la relación establecida que se trata de un modelo de regresión lineal múltiple.

Es importante mencionar que las variables independientes no pueden ser aplicadas en todos los casos, lo mencionado anteriormente aplicaría con mejores resultados en una situación donde varios pozos confluyen en una sola línea de flujo y la información a lo largo de la línea de flujo sea usada para estimar los caudales.

Finalmente el estudio realizó un ensayo empírico en 6 plataformas costa afuera del mar del Norte del campo Draugen. Se asumió un 3% de incertidumbre en la medición del volumen total medido. Además se estableció un 95% de intervalo de confianza. Se definió además un valor de 5 como límite inferior en la desviación estándar. Se desarrolló entonces el modelo utilizando los valores establecidos en el ensayo empírico. La tabla 2 muestra la diferencia entre el caudal de petróleo medido y el caudal de petróleo distribuido. Mientras tanto la tabla 3 muestra que los caudales con mayor desviación estándar obtuvieron valores de caudal distribuidos más alejados de los caudales estimados. También

se puede notar que la desviación estándar en el medidor final, medidor master, es menor considerándose el caudal distribuido. Estas diferencias corregidas muestran que el modelo de regresión múltiple utilizado permitió ajustar los caudales medidos a los distribuidos.

Tabla 2.

*Caudales medidos, desviación estándar y diferencia con caudales distribuidos; Tomado del Reporte de Hallgeir Melbo en el Mar del Norte, 2004*

**Petróleo**

Pozo	Caudal Medido	Caudal con la desviación estándar	Caudal medido - distribuido
1	2885	284	113
2	5486	109	17
3	3907	257	92
4	1787	117	19
5	6792	161	35
6	821	16	0.3
<b>Medidor Master</b>	20856	626	-545

Tabla 3.

*Resultados en la distribución de producción y valores desviación estándar; Tomado del Reporte de Hallgeir Melbo en el Mar del Norte, 2004*

**Petróleo**

Pozo	Caudal distribuido	Caudal con la desviación estándar	Desviación estándar
1	2772	264	0.20
2	5469	108	0.08
3	3815	242	0.18
4	1767	115	0.08
5	6756	156	0.11
6	821	16	0.01
<b>Medidor Master</b>	21401	363	0.44

### **2.1.3.2. Segundo Caso: “Mejora de la calidad de datos de producción y su efecto en el factor de distribución y estimación de reservas”.**

Se ha tomado el caso de estudio presentado por la Sociedad de Ingenieros Petroleros en la Conferencia del año 2006, llevada a cabo en San Antonio Texas, USA. Este caso brinda definiciones importantes acerca del uso del Índice de Capacidad del Proceso, como método de control de calidad, para disminuir la incertidumbre generada en las pruebas de pozos; así también, se mencionan dos fórmulas de cálculo para el factor de distribución, una de las cuales considera el nivel de incertidumbre. A continuación y previo a desarrollar el presente caso, se han incluido tres importantes definiciones acerca de las pruebas de pozos y distribución de producción (Ghaempanah B., 2006).

Las pruebas de pozos y la medición de la producción son usadas para monitorear el comportamiento del reservorio y evaluar la integridad de pozos (Thrasher, 1995).

Los datos de caudal que se obtienen de las pruebas de pozos son también usados para distribuir la producción en el campo petrolero o en sus distintas locaciones (Theuvney, 2002).

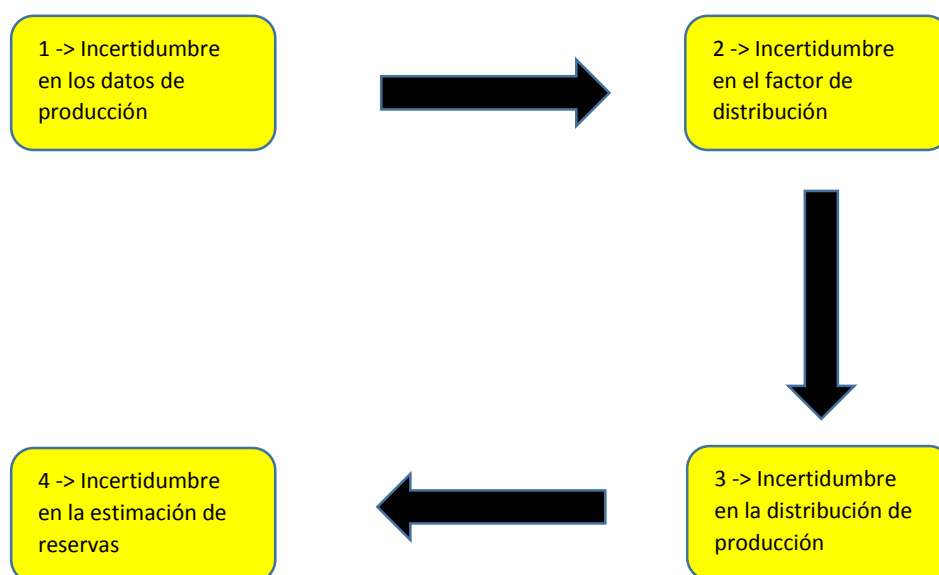
El método convencional, basado en separadores gravitacionales y prácticas de pruebas periódicas de pozos, ha sido el método más común utilizado para probar un pozo en producción. Sin embargo, esta metodología tiene un número de deficiencias para medición de flujo multifásico de los pozos. Esas deficiencias han contribuido en la incertidumbre de los datos del caudal de un pozo (API, API Recommended Practice for Measurement of Multiphase Flow, RP 86, 2005).

Este caso de estudio está resumido en 4 análisis:

- ✓ Control de calidad en los datos de caudales de pozos.
- ✓ Disipación de la incertidumbre en los datos de producción.
- ✓ Cuantificación de incertidumbre en los datos de producción.
- ✓ Incertidumbre en el factor de distribución y en la producción distribuida

Así entonces este estudio estableció la metodología de control de calidad utilizando el índice de capacidad de proceso, para que los datos de las pruebas de pozos tengan un menor nivel de incertidumbre. Cabe anotar que esta metodología no es nueva y ha venido siendo utilizada para otras prácticas de pruebas de pozos (Christianson, 1991).

La figura 12 muestra el flujo de proceso, propuesto por los autores del estudio, donde se aprecia que la incertidumbre es generada desde el inicio hasta el final de todo el proceso de producción (Ghaempanah B., 2006).



*Figura 12. Disipación de la incertidumbre desde los datos de producción hasta la estimación de reservas,*

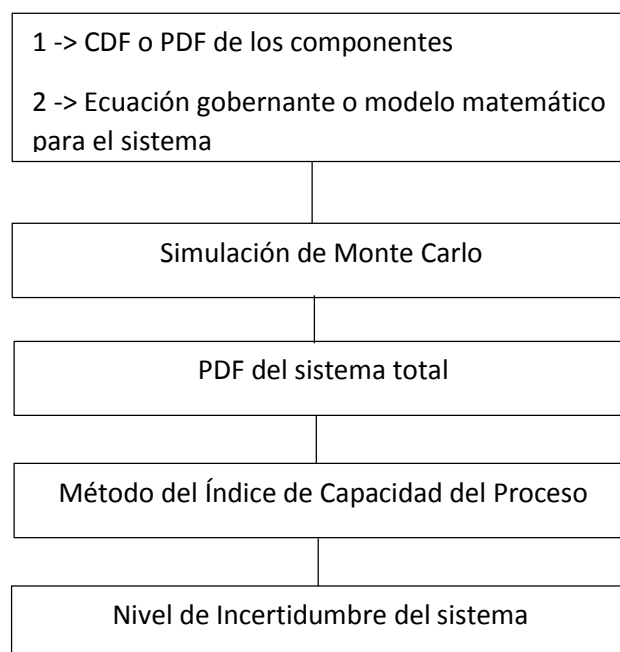
*Tomado del reporte SPE de Ghaempanah, Mendizadeh, Texas A&M*

De acuerdo al proceso mostrado, primero se tiene la incertidumbre en los datos de producción, misma que impactaría los factores de distribución. Luego se obtiene la distribución de producción en cada pozo, que estaría afectada considerando que los valores son el resultado de los factores de distribución. Finalmente, las estimaciones de reservas también se verían afectadas debido a que la fuente es la información alcanzada de los valores de producción distribuido en los pozos.

Generalmente, cualquier sistema está compuesto por varios componentes y cada uno de estos tiene cierto nivel de incertidumbre. Para determinar la

incertidumbre total del sistema es necesario obtener una ecuación / correlación como función de cada componente. Entonces teniendo ya la Función de Distribución de Probabilidad (PDF) o Función de Distribución Acumulada (CDF) de cada componente la ecuación gobernante para el sistema puede ser calculada basada en métodos estadísticos tales como la “Simulación de Montecarlo”, ésta simulación es un método numérico robusto para este propósito (Jense J.L., 2003).

La figura 13, propuesta por los autores, detalla un procedimiento para calcular el nivel de incertidumbre en todo el sistema de producción (Ghaempanah B., 2006).



*Figura 13. Procedimiento General para obtener el nivel de incertidumbre de un sistema de producción,*

*Tomado del reporte SPE de Ghaempanah, Mendizadeh, Texas A&M*

El primer paso en el proceso es la cuantificación de la incertidumbre en los datos de producción y para ello se realiza un proceso de filtración de los datos de tal manera que nos permita eliminar el factor de declinación natural de los reservorios y cualquier cambio operacional que haya tenido el pozo en su

completación. Los datos de producción son considerados para un periodo de tiempo corto, de esa manera el método del índice de capacidad probabilística podría cuantificar el nivel de incertidumbre. Para periodos largos de tiempo, este método debería repetirse, dividiéndose en periodos más cortos de tiempo y calculándose sus niveles de incertidumbre, que serán distintos para cada periodo. Es importante mencionar que la metodología utilizada en el presente estudio exige que los datos tengan distribuciones normales; en caso de no existir este tipo de distribución la metodología debería ser modificada. (Chen, 2001)

Siguiendo el procedimiento de la figura 13 y considerando que la incertidumbre está presente en todo el proceso, los autores definieron una fórmula de cálculo sencilla para el factor de distribución:

$$AF_i = \frac{(Caudal\ de\ Producción)_i}{Producción\ Total} \quad (2)$$

Una vez calculado el factor de distribución, este caso de estudio, propone utilizar la siguiente fórmula de cálculo para distribuir la producción en cada pozo.

$$(Distribución\ de\ producción)_i = A.F._i * (Producción\ Total) \quad (3)$$

Por otro lado, los autores de este caso de estudio también señalan que el factor de distribución puede ser calculado en base al nivel de incertidumbre, esta fórmula ya fue propuesta por el Instituto Americano del Petróleo en el año 2005 (API, API Recommended Practice for Measurement of Multiphase Flow, RP 86, 2005).

$$A.F._i = \frac{\sigma_i^2}{\sigma_z^2 + \sum_j^n \sigma_j^2} + \left( \frac{\sigma_z^2}{\sigma_z^2 + \sum_j^n \sigma_j^2} \right) * \frac{(Production\ Rate)_i}{\sum_j^n (Production\ Rate)_j} \quad (4)$$

Donde:

$\sigma_i$  = Es la variación del caudal de producción para una corriente i

$\sigma_j$  = Es la variación del caudal de producción para una corriente j

$\sigma_z$  = Representa la varianza para el total de la corriente



En resumen, este caso de estudio sirve como guía general para lograr un adecuado procesamiento en la calidad de los datos de producción, aplicando una metodología conocida como es el control del proceso. Esta metodología será implementada posteriormente en el proyecto de titulación.

#### **2.1.4. Tipos de aplicaciones electrónicas para manejo de información de producción.**

El desarrollo de la tecnología ha permitido que la industria petrolera, al igual que las demás industrias, tenga la oportunidad de acceder a nuevas formas de integrar sus operaciones a través de plataformas robustas.

El manejo de producción implica integrar muchas variables, Gente Oil Ecuador inició su operación utilizando Microsoft Excel, como el mejor aliado para almacenar y procesar todas las variables del proceso.

Actualmente se dispone de una plataforma integrada; diseñada para almacenar y procesar la información de producción que se obtiene de las operaciones diarias en los campos petroleros, su nombre comercial es AVOCET y le pertenece a la compañía Schlumberger. Dentro de sus prestaciones podemos mencionar las siguientes: (Schlumberger, Avocet - Back Allocation basics, 2012)

- a) Posibilidad de ingreso de información diaria para el reporte de producción.
- b) Módulo que permite establecer una red para determinar el factor de distribución, ya sea en función de pruebas de pozos o cualquier otro método establecido.
- c) Módulo que permite recuperar directamente el periodo de prueba de pozo cargado a través del medidor de campo y utilizar ese valor en la distribución de producción.

Disponer de la información de producción en forma inmediata y con un mejor nivel de certeza en los datos, representa una ventaja competitiva para tomar decisiones adecuadas en el momento. Cabe mencionar que la plataforma de producción AVOCET en Gente Oil Ecuador PTE Ltda, conecta varios procesos; iniciando con las pruebas de pozos llevadas a cabo a través de un equipo de

medición multifásica, pasando luego por la distribución de producción que a través de un algoritmo permite ser realizada en forma directa y sin manipulación; para finalmente estar integrada a otras plataformas de ingeniería que son utilizadas para analizar la producción de los pozos y proponer mejoras a nivel de fondo y superficie.

## **2.2. Marco Conceptual**

Tal cual fue planteado inicialmente, el presente proyecto de titulación pretende establecer la variabilidad en un proceso operativo utilizando modelos de pronóstico. Para lo cual, a continuación se conceptualizarán algunos temas que posteriormente serán aplicados en el análisis detallado del proyecto.

### **2.2.1. Factor de distribución de producción petróleo.**

El factor de distribución es más conocido en el idioma inglés como: *back allocation*. Para entender mejor la definición, ha sido necesario buscar bibliografía especializada; sin embargo, el mayor inconveniente que se presenta es la falta de criterio, a la hora de su aplicación localmente. El Estado Ecuatoriano, a través del ente regulador del área petrolera, como es la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH); no ha logrado hasta el momento, establecer un criterio técnico que permita ser incluido en el Reglamento de Operaciones, donde se explique claramente qué es el factor de distribución y cómo debería ser aplicado. Esto ha generado, que cada empresa operadora, de los distintos bloques petroleros apliquen sus mejores argumentos basados principalmente en normas internacionales establecidas, como el Instituto Americano del Petróleo, API por sus siglas en inglés. Este Instituto estableció el Manual de Mediciones Estándar del Petróleo, MPMS por sus siglas en inglés; específicamente el Capítulo 20 se refiere a la Medición de Distribución, y lo define como la medición que utiliza un conjunto de herramientas y equipos para campos o pozos en producción y procedimientos específicos para determinar el porcentaje de hidrocarburo y fluidos asociados o contenido de

energía que será atribuido a un campo, pozo o propietario de interés; cuando es comparado con la producción total del reservorio completamente afectado, sistema de producción o sistema de recolección de producción (MPMS American Petroleum Institute, 2016).

La evaluación del factor de distribución idealmente, en el caso de una simple distribución en un sistema cerrado, donde no sean considerados desperdicios o pérdidas de fluidos, debería ser equivalente a 1. Esto significa que la medición de todos los fluidos que confluyen dentro del sistema desde varios puntos de entrada se equiparan con las mediciones de fluidos que salen del sistema. En muchos casos, las mediciones son desarrolladas en diferentes condiciones de presión y temperatura. La transferencia de masa entre las distintas fases ocurre y debería ser tomada en consideración a través de los diferentes modelos. Debido a la incertidumbre de los diferentes instrumentos de medición, el factor de distribución no podría ser igual a 1. Sin embargo, este factor puede variar desde 0.6 a 1.2; y ha sido reportado que alrededor del mundo el factor de distribución es cercano a 0.85. (SPE 76766, 2002)

La compañía Schlumberger, siendo una desarrolladora de aplicaciones electrónicas utilizadas para determinar la distribución de producción, ha definido a dicha distribución como un factor que refiere a la relación entre la producción de petróleo estimada y la producción de petróleo medida. La producción estimada es el resultado de considerar todas las variables operativas y el potencial de cada pozo petrolero, dichos volúmenes son obtenidos a través de varios métodos y equipos de medición, sean estáticos o dinámicos. La producción medida, por otra parte es el resultado de considerar los cambios en inventarios en los tanques fiscalizados de la producción actual referidos al día anterior. (Schlumberger, Avocet - Back Allocation basics, 2012)

### **2.2.2. Estadística descriptiva.**

Para mejorar los procesos e implementar sistemas de calidad, es necesario, que la toma de decisiones esté basada en un correcto análisis de datos e información, de esta manera durante la ejecución del proyecto de titulación se

analizaran términos como variabilidad, capacidad de un proceso, medidas de dispersión, inferencia estadística, distribución normal, pruebas de hipótesis, pruebas de varianza, control estadístico del proceso, medición de error en un pronóstico, modelo de regresión simple, mínimos cuadrados, coeficiente de determinación, entre otros. La conceptualización de los mismos puede ser ampliada en varios libros de estadística (Pulido, Estadística Descriptiva, 2010).

### 3. Capítulo III. Situación actual de la empresa

#### 3.1. Análisis técnico de la situación descrita en el planteamiento del problema.

Para un mejor entendimiento en la descripción técnica del problema planteado se utilizaron dos herramientas:

- ✓ Diagrama de Flujo de Proceso, siguiendo el concepto de modelamiento de un proceso de negocios, BPM por sus siglas en inglés. La figura 14 muestra el diagrama de flujo en este proceso.

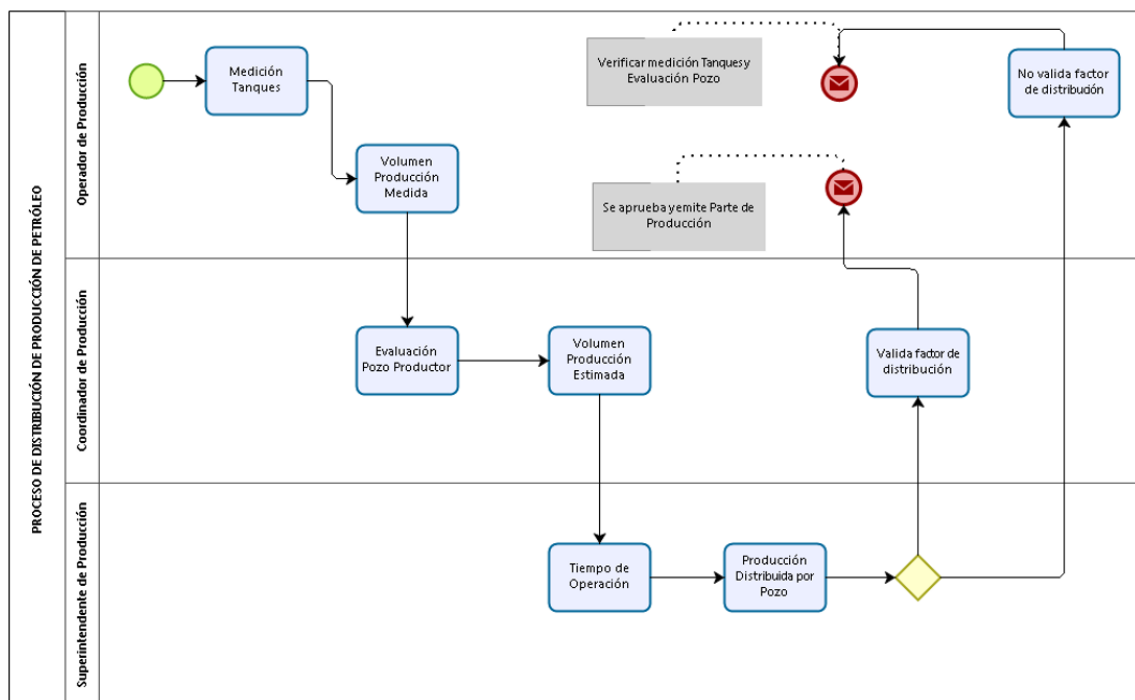


Figura 14. Diagrama de Distribución de Producción de Petróleo.

- ✓ Diagrama de Ishikawa, basado en el método tipo flujo del proceso (Pulido, Diagrama de Ishikawa (o de causa-efecto), 2013), que permitirá familiarizarse con los procedimientos aplicados hasta el momento en la distribución de producción y pruebas de pozos del campo Singue. La figura 15 muestra el diagrama causa efecto del proceso.

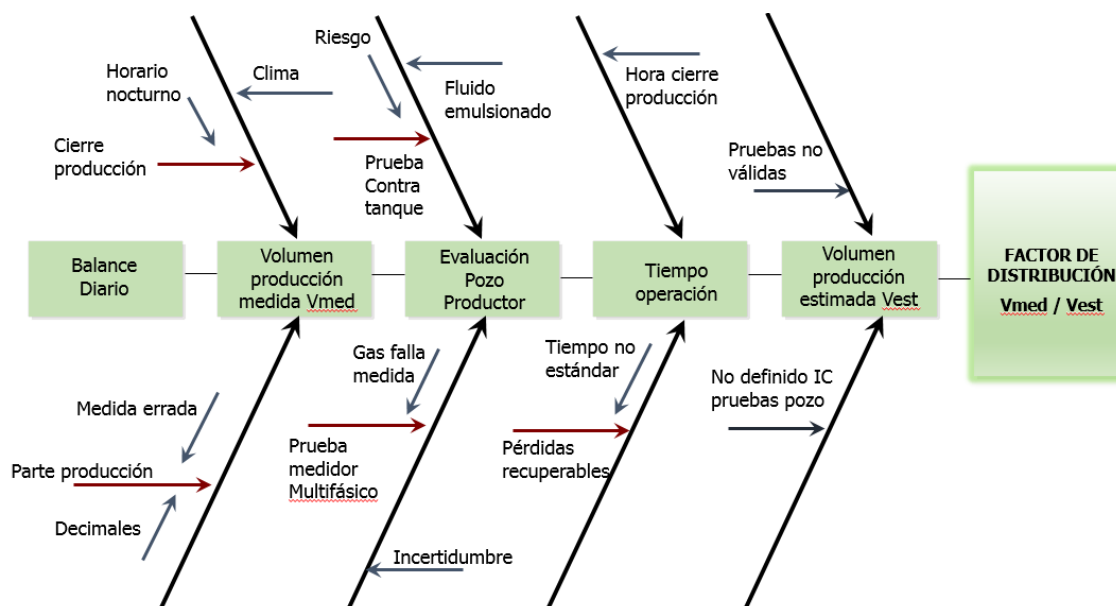


Figura 15. Diagrama Causa Efecto Proceso Distribución de Producción.

A continuación, se desarrollará cada uno de los hitos del proceso con las posibles causas que afectan al resultado final. En búsqueda de aclarar este proceso, se realizará un ejemplo con datos reales declarados en el parte de producción del campo Singue para la fecha 23 de Julio de 2017, el mismo puede ser revisado en el anexo 1 al final del presente trabajo. Tomando en consideración que se utilizarán algunos términos técnicos en las siguientes figuras mostradas del parte de producción, se ha preparado el siguiente listado con las definiciones más relevantes.

- ✓ T-SB-402A: Tanque de 8000 barriles ubicado en la estación Singue B, nombrado a través de la nomenclatura 402 A.
- ✓ BLS: Abreviación de Barriles.

- ✓ BFPD: Barriles de fluido por día.
- ✓ BPPD: Barriles de petróleo por día.
- ✓ BAPD: Barriles de agua por día.
- ✓ Factor CTL: Siglas en inglés “Liquid Temperature Correction”. Se trata de un factor de corrección para la temperatura del líquido a 60 grados Fahrenheit.
- ✓ BSW: Siglas en inglés “Basic Sediment & Water Content”. Se trata de un valor porcentual de la cantidad de agua y sedimentos que se obtiene una muestra de petróleo utilizado para la venta diaria en el punto de fiscalización.
- ✓ EXT. HOY: Es el volumen de petróleo existente para el día de hoy.
- ✓ EXT. AYER: Es el volumen de petróleo existente para el día de ayer.
- ✓ GAS: Se trata del volumen o caudal medido en pies cúbicos estándar por día.
- ✓ API: Se trata de la gravedad o peso específico del petróleo.
- ✓ GOR: Se trata de la relación entre el volumen de gas y el volumen de petróleo.

### 3.1.1. Balance Diario de Producción.-

Se trata de la diferencia en el volumen existente de los tanques fiscalizados. En el caso del ejemplo se trata del tanque T-SB-402A. La figura 16 muestra a continuación la existencia de tanques ayer y hoy; valores de 3095,08 barriles y 3053,71 barriles, respectivamente.

TANQUES DE CRUDO												
UBICACIÓN	TANQUE		NIVEL TOTAL	VOLUMEN	NIVEL AGUA	VOLUMEN AGUA	BLS BRUTOS @ 60 °F	FACTOR	BSW	TEMP	API @ 60	BARRILES
			(cm)	TOTAL (BLS)	LIBRE (cm)	LIBRE (BLS)		CTL	%	° F		NETOS
SINGUE B	T-SB-402A	AYER	413,8	3428,24	25,0	223,34	3098,18	0,96670	0,10	138,7	25,2	3095,08
	T-SB-402A	HOY	408,4	3383,74	25,0	223,34	3056,77	0,96721	0,10	137,6	25,1	3053,71

*Figura 16. Diferencia existencias tanque T-SB-402 A,  
Tomado del Parte diario de producción oficial del día 23 de julio de 2017 de  
Gente Oil Ecuador Pte Ltda.*

### 3.1.2. Volumen de petróleo medido Vmed / Qpm.-

Se trata del caudal de petróleo medido resultante de la suma aritmética entre el balance de producción y el volumen entregado en el punto de fiscalización. La figura 17 muestra a continuación un valor de volumen medido de 2660,18

barriles. Se le conoce con el término de volumen medido puesto que sus valores provienen de mediciones estáticas en la existencia de tanques y dinámicas a través de un medidor másico en la última etapa del proceso. Estos valores no son estimaciones y/o pronósticos matemáticos.

PRODUCCIÓN DE CRUDO						
EXT. HOY 3053,71	-	EXT. AYER 3095,08	+	BOMBEO 2701,55	=	PRODUCCIÓN DIARIA 2660,18

*Figura 17. Cálculo producción medida, Tomado del Parte diario de producción oficial del día 23 de julio de 2017 de Gente Oil Ecuador Pte Ltda.*

Este valor está afectado en dos subprocesos:

- ✓ Cierre de producción.- Este subproceso se realiza en horas de la mañana, normalmente 4 am, todos los días; en términos generales, la medición se realiza con una cinta metálica previamente calibrada que ingresa en la boca de aforo superior del tanque y se obtiene la lectura de medida en altura del fluido, esta medida de longitud es transformada a volumen a través de la tabla de calibración del tanque. La compañía dispone de procedimientos estandarizados que permiten minimizar los errores en las mediciones.
- ✓ Parte de producción.- Se refiere a la elaboración del documento oficial de producción, mismo que puede verse afectado por errores de medición en el cierre de producción. Este documento es revisado por el ente gubernamental encargado de su aprobación. En el anexo 1 se puede apreciar el documento oficial completo.

### **3.1.3. Evaluación pozo productor (Qtp).-**

Se refiere a la cuantificación del volumen en cada uno de los pozos que productores del campo Singue. También se conoce como la producción teórica

de un pozo, se representa como  $Q_{tp}$ , Caudal teórico del pozo. Los valores se obtienen de las pruebas de producción, se contabilizan en barriles de petróleo, barriles de agua y pies cúbicos de gas que aporta un determinado pozo para una fecha específica. Los caudales que se miden para cada uno de los pozos están afectados por la incertidumbre propia del equipo utilizado para ese efecto. Esta información se reporta en forma separada, a través de un archivo conocido como Potencial de Campo o Pruebas de Campo.

El campo Singue tiene dos métodos para evaluar un pozo productor: estático y dinámico.

- ✓ Método estático – Contra-tanque.- Es realizado en un tanque vertical con tablas de calibración. Estas tablas son elaboradas para transformar la medición de altura de fluido expresada en longitud (centímetros) a una medición en volumen (barriles). Este método únicamente mide el volumen de petróleo y agua, no es posible medir el volumen de gas a través de este método.
- ✓ Método Dinámico - Medidor multifásico.- Se refiere a la medición directa dinámica del fluido en un equipo que utiliza el principio venturi para medir fracciones nucleares. Este método permite obtener mediciones de los 3 fluidos: agua, gas y petróleo.

Los valores mostrados en la tabla 4 son un ejemplo del reporte conocido como Potencial o Pruebas de Campo para el día 23 de Julio 2017. Cabe resaltar que este reporte es independiente al parte de producción diario mostrado en las figuras 16, 17 y el anexo 1; puesto que sus valores son utilizados posteriormente para realizar la distribución de producción en cada pozo, considerando el tiempo de operación y las pérdidas de producción asociadas.



Tabla 4.

*Reporte de Potencial de campo,*

*Tomado del Parte de potencial de producción oficial del día 23 de julio de 2017 de Gente Oil Ecuador Pte Ltda.*

<b>POTENCIAL / PRUEBAS DE CAMPO</b>	
23 – JULIO – 2017	
<b>Pozo</b>	<b>BPPD</b>
SA1	120,00
SB2	824,24
SB3	469,35
SB4	258,74
SB5	248,16
SB6	339,36
SB7	619,73
SB9	315,18
SA11	47,43
<b>TOTAL</b>	<b>3260,19</b>

#### **3.1.4. Pérdidas de producción.-**

Se refieren a los problemas operativos que afectan directamente la producción de los pozos, estos pueden ser: fallas en la generación eléctrica, fallas de los equipos de levantamiento artificial, etc. El criterio para reportar el tiempo en producción viene basado en el balance diario de producción y no sigue una matriz conceptual establecida por la tendencia histórica en el campo Singue. Es decir, las pérdidas de producción son el resultado del volumen estimado que se infiere durante un evento programado o no programado. Dichas pérdidas pueden ser recuperables y no recuperables. Las primeras se refieren a un programa de mantenimiento en los equipos que permiten la producción de los pozos o algún defecto que se presenta en los mismos. Por otro lado, las pérdidas no

recuperables se refieren a la declinación propia del campo, entendiéndose declinación como la pérdida de presión en el fondo del yacimiento productor de petróleo. La matriz conceptual mencionada se refiere justamente al historial de producción afectado por la declinación del campo. La tabla 5 muestra los valores del ejemplo para el día 23 de Julio. En este caso, las pérdidas reportadas son recuperables; el primer caso del pozo SA1 es una comunicación tubing – casing, que será resuelta una vez que se ingrese a intervenir el pozo recuperando toda su producción, mientras que para el segundo caso el pozo SB7 ya está siendo intervenido por esa razón aparece en observaciones el comentario pozo en W.O.; lo que significa pozo en Workover o intervenido; una vez finalizada esa operación recuperará toda su producción.

Tabla 5.

*Reporte de Pérdidas de campo,*

*Tomado del Parte de producción oficial del día 23 de julio de 2017 de Gente Oil Ecuador Pte Ltda.*

### PÉRDIDAS REPORTADAS

23 – JULIO – 2017		
Pozo	BPPD	Observaciones
SA1	74,00	Comunicación Tubing – Casing
SB2		
SB3		
SB4		
SB5		
SB6		
SB7	516,44	Pozo en W.O.
SB9		
SA11		
<b>TOTAL</b>	<b>590,44</b>	

### 3.1.5. Tiempo de operación (Tp).-

Representa el tiempo total que se mantuvo en producción un pozo durante las 24 horas del día. Estos valores se pueden ver reflejados en el reporte diario de producción, tal cual se muestra en la figura 18 para el ejemplo propuesto del día 23 de Julio. Este tiempo es utilizado en la distribución de producción, tal cual se define en la ecuación para calcular el Caudal de Petróleo Distribuido (Qdis).

POZO	PRODUCCION POR POZOS							HORAS PROD
	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	GAS	GOR	
SA-1 "UI"	183,37	45,84	137,53	75,00	23,5	5,80	127	24
SB-2 "TS"	2622,90	839,22	1783,68	68,00	25,8	297,00	354	24
SB-3 "TS"	2227,33	467,67	1759,66	79,00	25,5	242,00	518	24
SB-4 "UI"	1516,78	257,81	1258,97	83,00	23,4	111,30	432	24
SB-5 "UI"	1030,44	247,27	783,17	76,00	23,6	56,90	230	24
SB-6 "UI"	1409,13	338,14	1070,99	76,00	23,5	98,00	290	24
SB-7 "TS"	354,94	102,92	252,02	71,00	26,6	37,47	364	4
SB-9 "UI"	1847,65	314,05	1533,60	83,00	22,4	130,80	417	24
SAll "UM"	50,82	47,26	3,56	7,00	14,8	6,05	128	24

*Figura 18. Tiempo de operación en horas,*

*Tomado del Parte de producción oficial del día 23 de julio de 2017 de Gente Oil Ecuador Pte Ltda.*

### 3.1.6. Volumen de producción estimado Vest / QpE.-

Se trata del caudal de petróleo estimado resultante de la suma aritmética entre el volumen teórico de producción y las pérdidas producidas en un tiempo determinado. Así tenemos que para el caso del ejemplo en el día 23 de julio, el volumen de producción estimado Vest / QpE se calcularía restando el potencial del campo: 3260,19 barriles y las pérdidas reportadas: 590, 44 barriles.

Potencial de Campo (tabla 4) – Pérdidas Reportadas (tabla 5) = Vest / QpE

La tabla 6 muestra los resultados del Volumen de Producción Estimado Vest / QpE en cada uno de los 9 pozos productores para el ejemplo propuesto del día 23 de Julio.

Tabla 6.

*Valores de producción estimada de petróleo por pozo,  
Tomado del Cálculo del Parte Diario de Producción Oficial de Gente Oil  
Ecuador Pte Ltd*

<b>VOLUMEN PRODUCCIÓN ESTIMADA Vest / QpE</b>	
23 – JULIO – 2017	
<b>Pozo</b>	<b>BPPD</b>
SA1	46,00
SB2	842,24
SB3	469,35
SB4	258,74
SB5	248,16
SB6	339,36
SB7	103,29
SB9	315,18
SA11	47,43
<b>TOTAL</b>	<b>2669,75</b>

El proceso ideal se lograría al tener un caudal estimado igual al caudal medido; sin embargo, el primero está directamente influenciado por la producción teórica resultante de las pruebas de pozos, de ahí la importancia de asegurar dichas pruebas estadísticamente en un intervalo de confianza; es decir, brindar un parámetro previamente definido para validar las pruebas de producción.

### 3.1.7. Factor de distribución FD.-

Finalmente el factor de distribución para el campo Singue está definido a través de la relación entre el volumen o caudal de producción medido y el volumen o caudal de producción estimado, tal cual lo muestra la ecuación:

$$F. D. = \frac{Q_{pM}}{Q_{pE}} \quad (5)$$

Donde:

F. D. = Factor de distribución

$Q_{pM}$  = Caudal de petróleo medido (BPPD)

$Q_{pE}$  = Caudal de petróleo estimado (BPPD)

Desarrollando la ecuación (5) mostrada en el ejemplo planteado para el día 23 de Julio, el factor de distribución estaría en el orden de 0,996.

$Q_{pM}$  = Caudal de petróleo medido = 2660,18

$Q_{pE}$  = Caudal de petróleo estimado = 2669,75

F. D. = Factor de distribución = 0,996415395

### 3.1.8. Volumen de petróleo distribuido $V_{pd} / Q_{pD}$ .-

Se trata del caudal de petróleo distribuido para cada pozo. Si bien el factor de distribución no es incluido en el parte de producción, anexo 1; los valores de volumen o caudal de producción distribuida si deben ser incluidos. El caudal de petróleo distribuido está directamente relacionado con el caudal de petróleo estimado; y a su vez el caudal de petróleo estimado está directamente relacionado con el caudal teórico del pozo. Actualmente Gente Oil Ecuador viene utilizando la siguiente ecuación para realizar el cálculo del caudal de petróleo distribuido.

$$Q_{pD} = \frac{(Q_{pM} \times Q_{tp} \times (\frac{T_p}{24}))}{\sum Q_{tp} \times (\frac{T_p}{24})} \quad (6)$$

Donde:

$Q_{pD}$  = Caudal de petróleo distribuido (BPPD)

$Q_{pM}$  = Caudal de petróleo medido (BPPD)

$Q_{tp}$  = Caudal teórico del pozo (BPPD) → No considera pérdidas permanentes

$T_p$  = Tiempo de operación / aporte del pozo (hrs)

Tomando el ejemplo para el día 23 de Julio y utilizando la ecuación para el cálculo del caudal de petróleo distribuido, los resultados se incluyen en la figura 19 del parte de producción, anexo 1.

PRODUCCION POR POZOS					
POZO	BFPD	BPPD	BAPD	HORAS PROD	
SA-1 "UI"	183,37	45,84	137,53	24	
SB-2 "TS"	2622,90	839,22	1783,68	24	
SB-3 "TS"	2227,33	467,67	1759,66	24	
SB-4 "UI"	1516,78	257,81	1258,97	24	
SB-5 "UI"	1030,44	247,27	783,17	24	
SB-6 "UI"	1409,13	338,14	1070,99	24	
SB-7 "TS"	354,94	102,92	252,02	4	
SB-9 "UI"	1847,65	314,05	1533,60	24	
SA11 "UM"	50,82	47,26	3,56	24	

Figura 19. Producción distribuida,

Tomado del Parte de producción oficial del día 23 de julio de 2017 de Gente Oil Ecuador Pte Ltda.

El procedimiento de distribución descrito se lo realiza diariamente y sus valores constan en el formato del parte de producción, mismo que es legalizado por la entidad que supervisa el contrato del campo Singue, como es la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH). Estos reportes deben ser adjuntados mensualmente a la factura emitida por la venta del volumen total de petróleo crudo que haya sido entregado en el punto de fiscalización. De ahí que los valores de volumen de producción medida, estimada y entregado deben ser consistentes en términos del balance anual de la compañía. En el anexo 1, se

puede observar el formato del parte de producción legalizado para el día 23 de Julio de 2017.

### **3.2. Análisis financiero de la situación descrita en el planteamiento del problema.**

La determinación del factor de distribución resulta muy importante para declarar el volumen oficial de venta de petróleo crudo. La media calculada en el factor de distribución durante los últimos 2 años de operación en el Campo Singue fue de 0.9933; con una desviación estándar de 0.032; considerando que el ingreso económico de la Compañía está establecido contractualmente a través del pago de una tarifa en dólares por cada barril de petróleo producido y entregado al Estado Ecuatoriano; ésta variabilidad derivó a que la Compañía pierda al menos el 0.1% de su facturación mensual. El análisis detallado está descrito más adelante; sin embargo es importante recalcar que la variabilidad analizada estuvo enfocada en la metodología y equipamiento utilizado para realizar las pruebas de pozos y la distribución de producción.

#### **3.2.1. Estadísticos descriptivos para el Factor de Distribución del Campo Singue.-**

Para encontrar los valores estadísticos del factor de distribución fue necesario recabar información diaria desde el año 2015 hasta el año 2016, con el objetivo de tener una muestra significativa se utilizaron 731 datos de las siguientes variables: caudal de petróleo medido (QpM), caudal de producción estimado (QpE) y caudal de producción entregado.

Con la información recabada de las 2 primeras variables y utilizando la ecuación de cálculo para el factor de distribución, explicado anteriormente, se obtuvieron los datos estadísticos mostrados en la tabla 7.

Tabla 7.

*Estadísticos descriptivos del Factor de Distribución para los años 2015 y 2016.*

**FACTOR DE DISTRIBUCIÓN SINGUE 2015-2016**

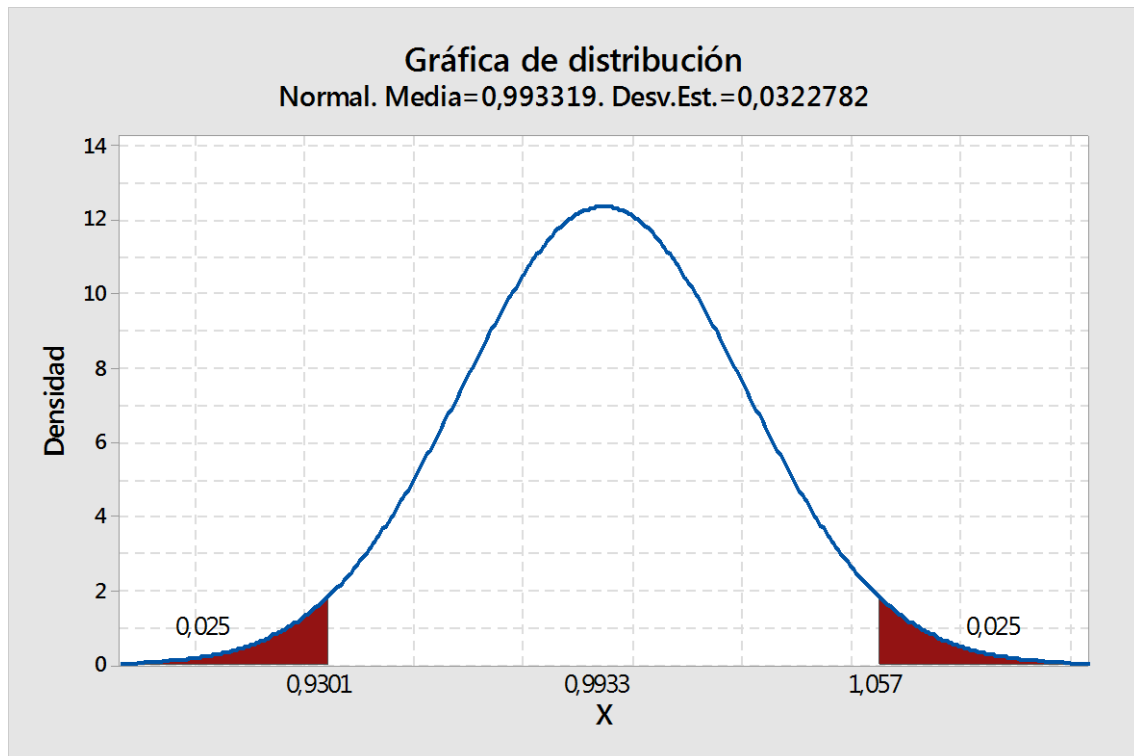
Media	0,993318627
Error Típico	0,000974998
Mediana	0,999765134
Moda	1
Desviación Estándar	0,032278189
Varianza de la muestra	0,001041881
Curtosis	55,33973392
Coefficiente de asimetría	-5,39018591
Mínimo	0,534559873
Máximo	1,1767
Suma	1088,677215
Nivel de Confianza (95%)	0,001913076

La estadística descriptiva se realizó a 1096 muestras de factores de distribución en dos años 2015 y 2016. Las medidas de posición como la media, moda y mediana muestran valores similares y que se aproximan a 1. Esto nos indica que su tendencia se aproxima a equilibrar el factor de distribución ideal, igualando el caudal de petróleo medido con el caudal de petróleo estimado.

Por otro lado, las medidas de dispersión como el rango muestran un espacio corto entre el valor máximo y mínimo. Los valores bajos de varianza y desviación estándar muestran un mínimo grado de dispersión en las variables.

Finalmente, analizando las medidas de forma tenemos que el valor de curtosis mayor a 0 nos indica que la distribución de probabilidad presenta un pico alto, así se puede apreciar en la figura 20. Mientras que el coeficiente de asimetría negativo nos indica que la curva es asimétrica a la izquierda.





*Figura 20. Gráfica de distribución para el factor de distribución de producción en los años 2015 y 2016.*

### **3.2.2. Pérdidas estimadas en la facturación por variabilidad del factor de distribución en el Campo Singue.-**

Considerando que la facturación se basa en la tercera variable, volumen o caudal de petróleo entregado, se realizó una comparativa de la diferencia entre cada variable, lo que permite inferir en la pérdida económica que representó esta variabilidad en el proceso, la tabla 9 indica el valor absoluto de las diferencias en barriles de petróleo.

Tabla 8.

*Comparativa de variables en el proceso de producción y venta de petróleo del campo Singue,*

*Adaptado de los partes de producción de los años 2015 y 2016 de Gente Oil Ecuador Pte Ltda.*

### ANÁLISIS VARIABLES

#### VOLUMENES/ CAUDALES MEDIDO - ESTIMADO - ENTREGADO

DIFERENCIAS	VARIABLES 1-2	VARIABLES 2-3	VARIABLES 1-3
Positivas	15307,84	55297,47	63126,56
Negativas	(-29653,89)	(-48375,66)	(-41858,69)

Como se puede apreciar en la tabla 8, los valores más altos refieren a la comparación entre la primera y tercera variable; es decir, entre el volumen medido y el volumen entregado.

Las diferencias positivas indican la utilización de factores de distribución menores a 1; es decir que los volúmenes de petróleo medidos son mayores a los volúmenes de petróleo estimados a través de las pruebas de pozos. Por otro lado, las diferencias negativas indican factores de distribución mayores a 1; es decir, que los volúmenes de petróleo medidos son menores a los volúmenes de petróleo estimados a través de las pruebas de pozos.

Cabe mencionar que la estadística que se analizó se refiere exclusivamente al factor de distribución (variables 1 y 2). Sin embargo, los valores con más variabilidad se presentan entre el volumen medido y el volumen entregado (variables 1 y 3); esto se debe a que existen otros factores que influyen para aumentar esa variabilidad. Dichos factores son más operativos y no han sido materia de estudio en el presente plan de titulación.

Considerando valores de producción estables, el histórico mensual de facturación en la compañía es de 5 millones de dólares en promedio.

Asumiendo un valor estimado de facturación de \$ 20 por cada barril, la pérdida asociada a la variabilidad superaría el 0.1% de la facturación mensual de la

compañía. De esta manera la tabla 9 muestra un resumen del valor estimado mensual que la compañía ha perdido.

Tabla 9. *Estimación de pérdidas mensuales debido a la variabilidad en el Campo Singue.*

#### ANÁLISIS PÉRDIDA ESTIMADA EN FACTURACIÓN

<b>Facturación mensual (dólares)</b>	<b>Precio de venta barril (dólares)</b>	<b>Pérdida mensual histórica (barriles)</b>	<b>Pérdida mensual estimada (dólares)</b>
5000000	20	1225	24500
Valor de facturación mensual			0,49 %

#### **4. Capítulo IV. Propuesta técnica y financiera para disminuir la variabilidad en el factor de distribución resultante del proceso de pruebas de pozos.**

De acuerdo a lo detallado en los capítulos anteriores, la solución técnica y financiera estuvo enfocada exclusivamente al análisis del factor de distribución de petróleo. No se ha considerado en el presente proyecto de titulación los factores de distribución para el agua y gas producidos.

Previo a escoger el modelo estadístico apropiado, es necesario entender las variables que serán analizadas; es así que recordamos la definición del factor de distribución (FD) como la relación entre el caudal de petróleo medido y el caudal de petróleo estimado. Tomando en consideración que el parte de producción con datos oficiales y disponibles, anexo 1; solo considera las variables: caudal de petróleo medido y caudal de petróleo distribuido; se ha visto la necesidad de redefinir la variable “caudal de petróleo estimado” por “caudal de petróleo distribuido”. Basados en esta premisa, el factor de distribución para la solución técnica, se expresaría de la siguiente manera:

$$F. D. = \frac{Q_{pM}}{Q_{pD}} \quad (7)$$

Donde:

F. D. = Factor de distribución

$Q_{pM}$  = Caudal de petróleo medido = X = Variable independiente

$Q_{pD}$  = Caudal de petróleo distribuido = Y = Variable dependiente

Entonces, para establecer la variable dependiente e independiente es necesario entender como están relacionadas. El caudal de petróleo medido depende exclusivamente de la medición realizada y la suma aritmética entre las existencias de volumen en el tanque de un día para otro y el volumen de petróleo vendido. Sin embargo, el caudal de petróleo distribuido, tal cual fue expresado en su fórmula de cálculo, dependerá directamente del valor que se tenga en el caudal de petróleo medido. Es así que la variable dependiente ha sido asignada al caudal de petróleo distribuido y la variable independiente al caudal de petróleo medido.

#### **4.1 Propuesta de Mejora, Selección del Modelo de Pronóstico.-**

Tal cual fue explicado en el capítulo 2, previo a la selección del modelo de pronóstico es necesario entender y estudiar los datos históricos disponibles. Para lo cual se requiere definir la muestra representativa y la población. Una vez determinados los datos de estudio, se analizará si los mismos son aleatorios, o si tienen alguna tendencia, o si son estacionales; esto permitirá inferir en los tipos de modelo que se aplicarán.

##### **4.1.1. Definición de Población y Muestra Representativa.-**

Fueron seleccionados los datos del año 2016 y que se muestran en la tabla 10, tomando en consideración las siguientes premisas:

- ✓ No se realizaron actividades de perforación que hagan variar notablemente la producción.
- ✓ Instalaciones permanentes, lo que permite tener mayor confiabilidad en las mediciones.

Tabla 10. *Muestra representativa considerada para los caudales de petróleo medido y distribuido.*

<b>Tipo de variable</b>	<b>Definición de la variable</b>	<b>Representación</b>	<b>Número de Datos</b>
<b>X = Independiente</b>	Caudal de Petróleo Medido	Qp Medido	366
<b>Y = Dependiente</b>	Caudal de Petróleo Distribuido	Qp Distribuido	366
<b>TOTAL</b>			732

En la búsqueda de inferir el comportamiento de la variable dependiente, se realizó un gráfico de autocorrelación, utilizando los 366 datos correspondientes al año 2016. Como se puede apreciar en la figura 21, los coeficientes son diferentes a cero en los primeros retrasos de tiempo y gradualmente van cayendo a cero conforme aumenta el número de retrasos, esto permite inferir que la serie tiene tendencia. En efecto, la producción de petróleo en ese año empezó con un pico alto que fue gradualmente disminuyendo debido a que no hubo actividades adicionales de perforación, solo algunas intervenciones con incrementos marginales de producción. Por otro lado también se realizó un gráfico para series de tiempo de la misma variable dependiente Qp distribuido, el mismo está representado en la figura 22; con el propósito de inferir si existe alguna tendencia, confirmándose la misma relación que para el gráfico de autocorrelación. En la figura 22 se pueden apreciar algunos datos atípicos, que representan básicamente paradas de pozos por intervenciones, algunas de las cuales generaron un incremento de producción de petróleo; sin embargo, luego del último pico de producción mostrado en la mitad de la figura 22, la tendencia a la declinación de la producción es marcada.

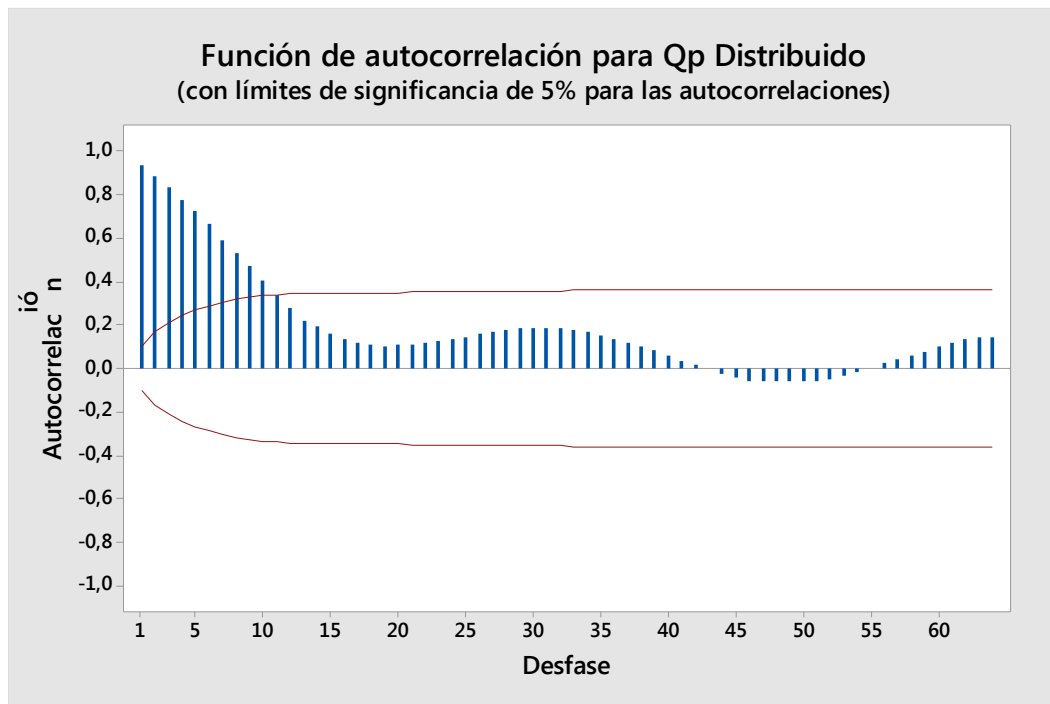


Figura 21. Gráfica de autocorrelación Qp distribuido.

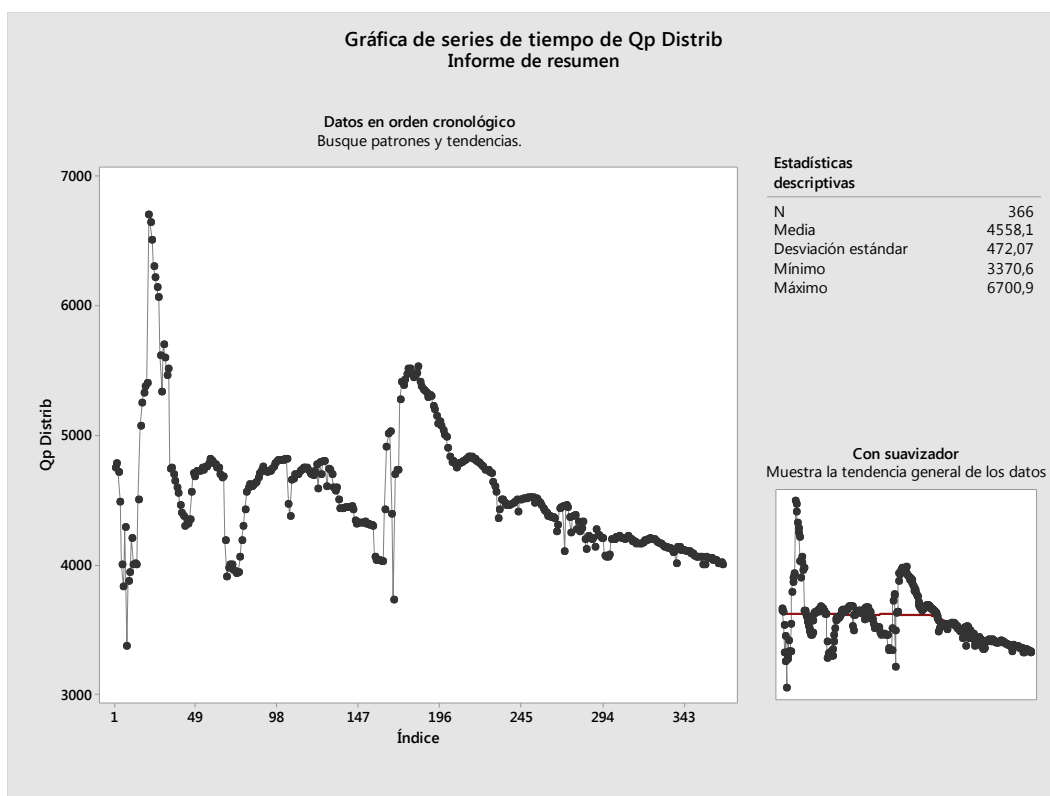


Figura 22. Gráfica de series de tiempo Qp distribuido.

Considerando que los valores siguen una tendencia con serie de tiempo determinada, se decidió analizar 4 tipos de modelo; los 3 primeros

correspondientes a un patrón de datos de series de tiempo, y el último modelo a través de datos causales.

- ✓ Suavización exponencial simple (SES)
- ✓ Suavización exponencial doble (SED)
- ✓ Método de Winters (MW)
- ✓ Regresión Lineal Simple (RLS)

Las figuras 23, 24 y 25 muestran el modelado de los 3 primeros métodos con sus respectivas constantes de suavización y además se puede visualizar las medidas de error; mismas que posteriormente son comparadas en la tabla 11 para inferir en el mejor método preliminar de pronóstico.

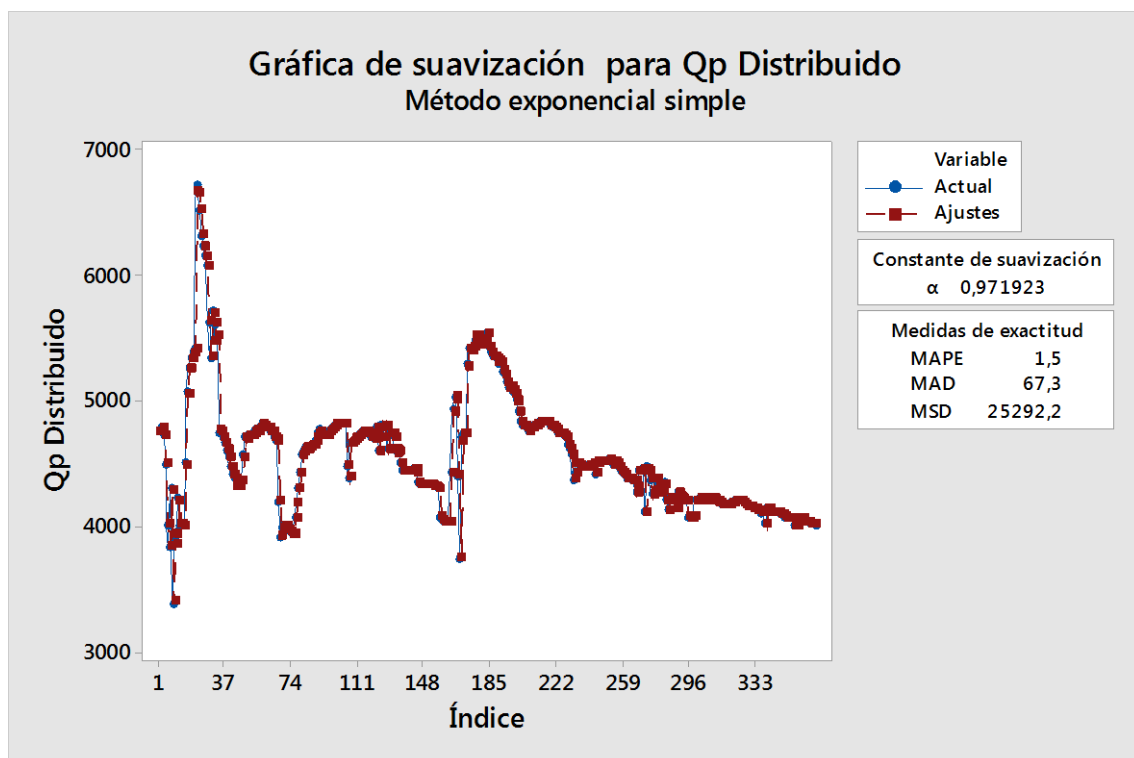


Figura 23. Modelo suavización exponencial simple Qp distribuido.

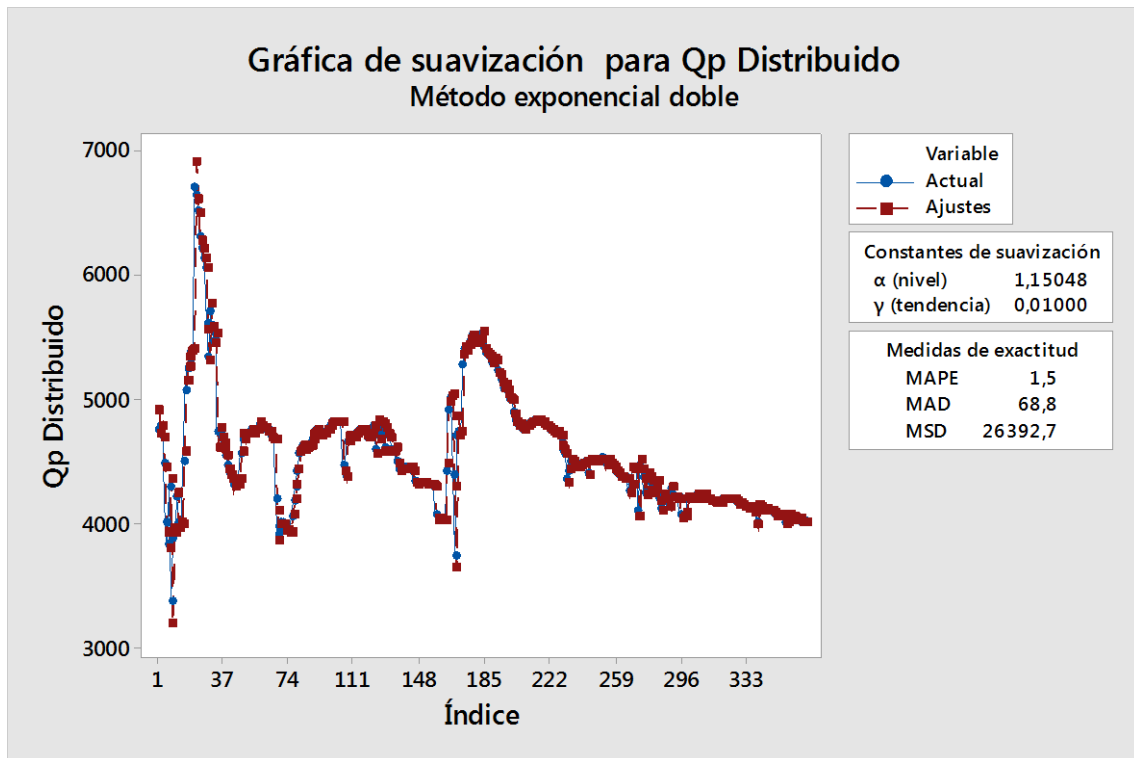


Figura 24. Modelo suavización exponencial doble Qp distribuido.

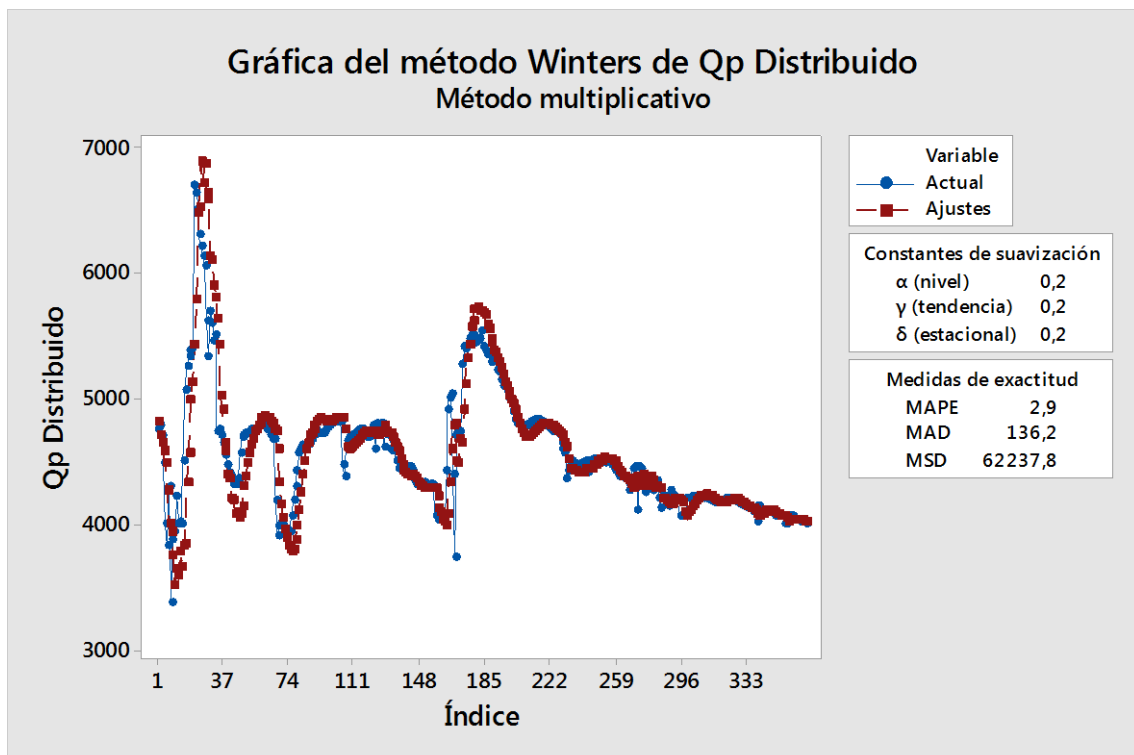


Figura 25. Modelo método de winters Qp distribuido.



Tabla 11.

*Tabla comparativa métodos con series de tiempo para Qp distribuido.*

<b>Método</b>	<b>MAPE</b>	<b>MAD</b>	<b>MSD</b>
<b>SES</b>	1,5	67,3	25292,2
<b>SED</b>	1,5	68,8	26392,7
<b>MW</b>	2,9	136,2	62337,8

La tabla 11 realiza una comparación de los 3 métodos a través de 3 errores: el error porcentual medio absoluto (MAPE), el error cuadrático medio (MSD) y la desviación media absoluta (MAD). Los valores más bajos están en el primer método, de esta manera se consideró a la suavización exponencial como el mejor método preliminarmente. Sin embargo, en función de contrastar con datos reales, se procedió a calcular el pronóstico del Caudal de Petróleo Distribuido con dos métodos: el primero elegido de suavización exponencial simple y el método de regresión lineal, utilizando los valores de Caudal de Petróleo Medido en el mes de enero de 2017. Entonces la tabla 12 muestra los resultados de las medidas de error entre los dos métodos, incluyéndose el error medio (ME) y la desviación estándar del error (DEE), obteniéndose los siguientes resultados.

Tabla 12.

*Tabla comparativa métodos con series de tiempo para Qp distribuido.*

<b>Método</b>	<b>ME</b>	<b>MAD</b>	<b>MSD</b>	<b>MAPE</b>	<b>DEE</b>
<b>RLS</b>	-309,16	309,71	109926	7,61 %	387,13
<b>SES</b>	-59,24	59,75	5190	1,59 %	74,69

En base a los resultados obtenidos, preliminarmente el mejor método sería la suavización exponencial simple; sin embargo, al analizar la figura 26, que representa el pronóstico del Caudal de Petróleo Distribuido se puede observar que esta variable depende directamente del Caudal de Petróleo Medido, y esa relación no es pronosticada adecuadamente la suavización exponencial simple. Así se puede verificar que durante el periodo de tiempo desde el 5 al 16 de enero el volumen de producción medida cae en aproximadamente 250 barriles debido a la parada de un pozo productor; este fenómeno no es detectado en el pronóstico de la variable de Caudal de Petróleo Distribuido a través del modelo

de suavización exponencial. Mientras que el modelo de regresión lineal si puede seguir cualquier variación en la variable de Petróleo Medido.

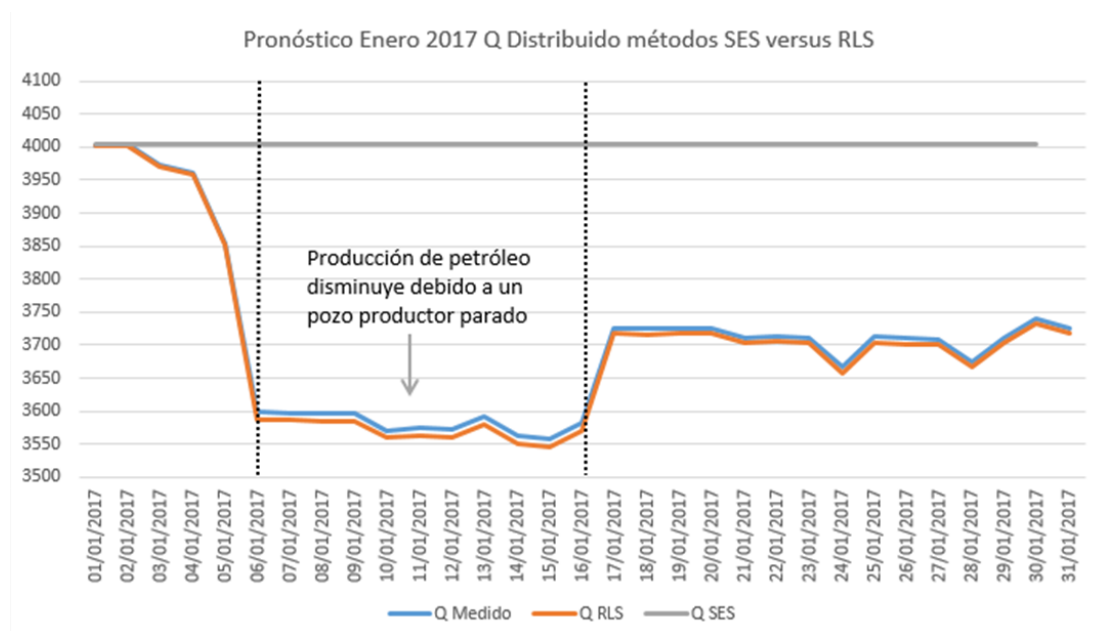


Figura 26. Comparativa Métodos RLS y SES para el pronóstico de Q distribuido del mes de enero 2017.

La elección final de la técnica de pronóstico debe ser evaluada en base a su confiabilidad y aplicabilidad; sin embargo, como guía inicial se incluyeron algunos parámetros de análisis que cumplieron para la regresión lineal (Jhon Hanke, 2006); estas son:

- ✓ El patrón de datos sigue una tendencia,
- ✓ El horizonte de tiempo es intermedio,
- ✓ El tipo de modelo es causal; y,
- ✓ Se requirió mínimo 10 datos no estacionales.

Establecida la regresión lineal simple como método de pronóstico para determinar la relación entre el caudal de petróleo medido y distribuido, se estableció la siguiente relación:

$$QpD = \beta_0 + QpM x + \epsilon \quad (8)$$

#### 4.1.2. Análisis de las variables involucradas en el Modelo de RLS.-

Para el análisis se tomaron los valores recolectados en el año 2016, la razón se fundamentó en que durante ese año no existieron actividades significativas, como la perforación de nuevos pozos principalmente, que hacen variar los valores de petróleo.

##### 4.1.2.1. Caudal de Petróleo Distribuido Qp Distribuido.-

Se tomaron 366 valores en el año 2016 para elaborar un histograma incluyendo curva normal que se puede apreciar en la figura 27, además se realizó una prueba de normalidad para toda la muestra que se observa en la figura 28.

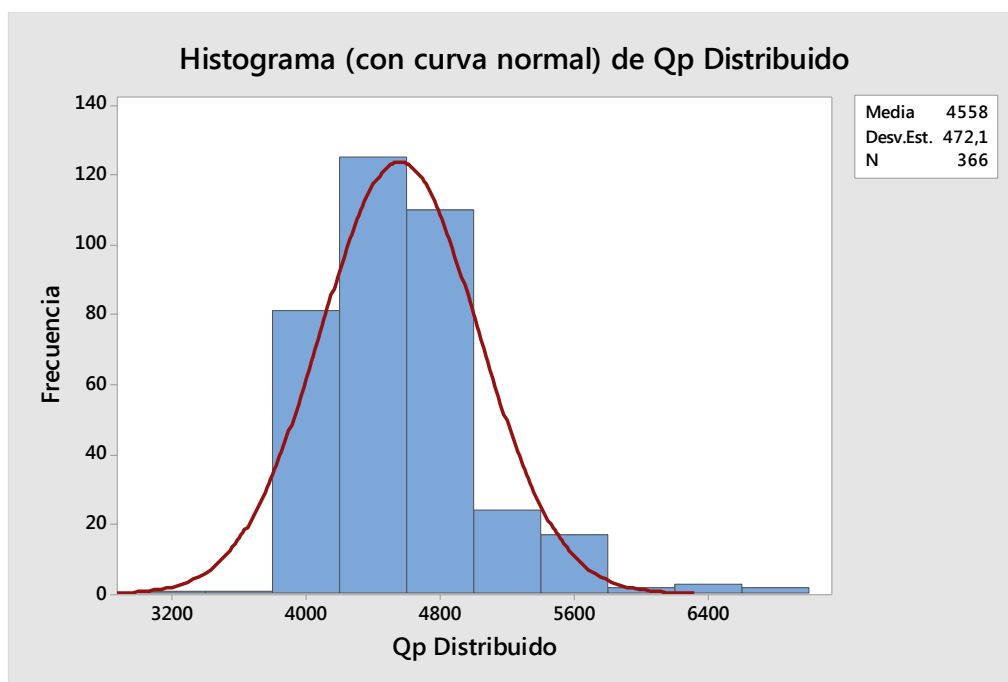
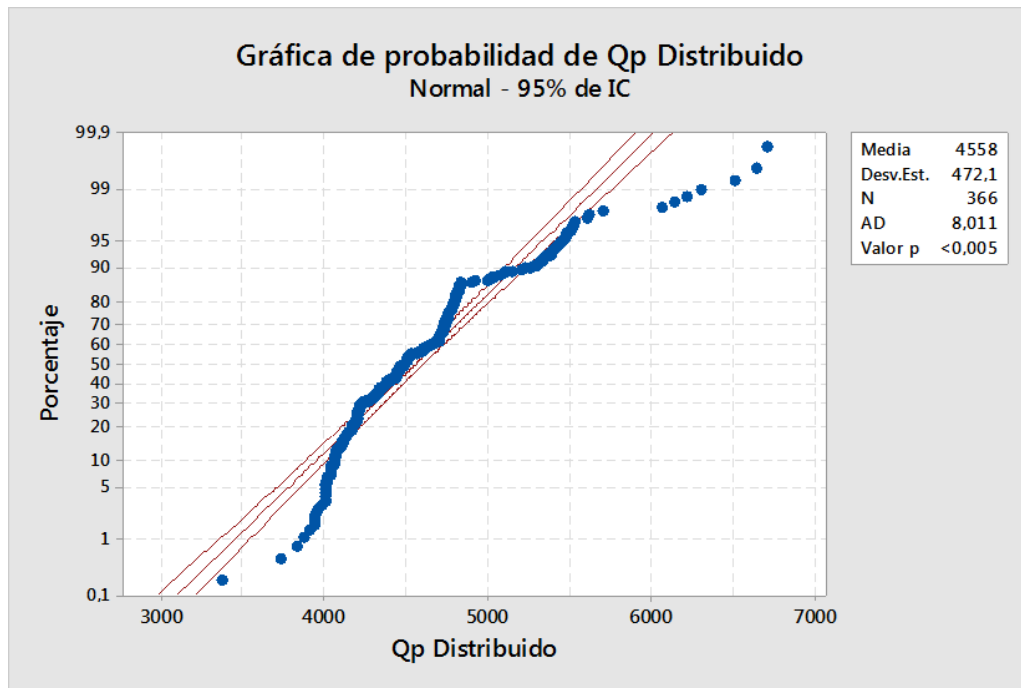


Figura 27. Histograma, con curva normal para Qp Distribuido.



*Figura 28. Prueba de Normalidad para Qp Distribuido.*

Luego de realizada la prueba de normalidad para toda la muestra de 366 valores de Qp Distribuido se puede apreciar un valor de  $p < 0,005$ , lo que nos indica que no pasa la prueba; una de las razones está en los valores atípicos que no se ajustan a la tendencia lineal. Posteriormente se analiza con más detalle, en el desarrollo de los modelos, que valores afectan significativamente a la regresión lineal.

#### **4.1.2.2. Caudal de Petróleo Medido Qp Medido.-**

Se tomaron 366 valores en el año 2016 para elaborar un histograma incluyendo curva normal que se puede apreciar en la figura 29, además se realizó una prueba de normalidad para toda la muestra que se observa en la figura 30.

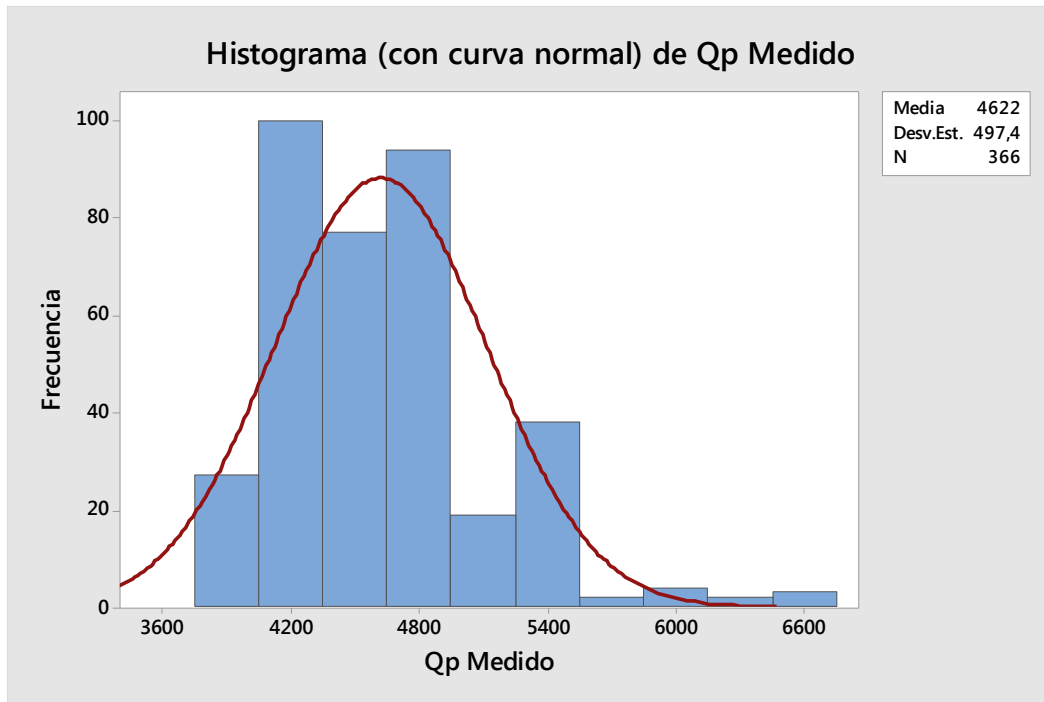


Figura 29. Histograma, con curva normal para Qp Medido.

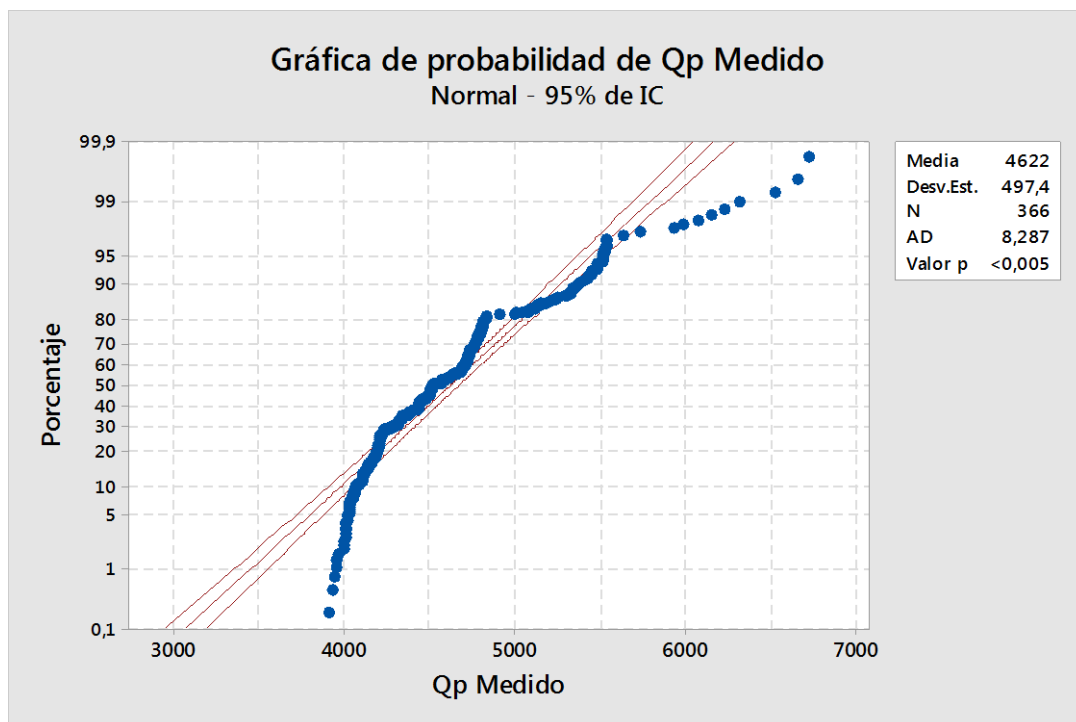


Figura 30. Prueba de Normalidad para Qp Medido.

La prueba de normalidad para la muestra de 366 valores de Qp Medido tampoco pasó, su valor p menor a 0,006 da el indicativo de que existen valores atípicos que no se ajustan a la tendencia lineal. Al igual que para Qp Distribuido, durante el desarrollo de los modelos de RLS se revisarán cómo afectan esos valores a la regresión.

#### 4.1.3 Desarrollo del Modelo de RLS.-

Se realizaron varias corridas para ajustar el modelo final. En principio se realizó un gráfico de dispersión que permita revisar la correlación de las dos variables; la figura 31 muestra que las dos variables siguen una tendencia marcada, pero existen algunos puntos dispersos que se podrían inferir como atípicos.

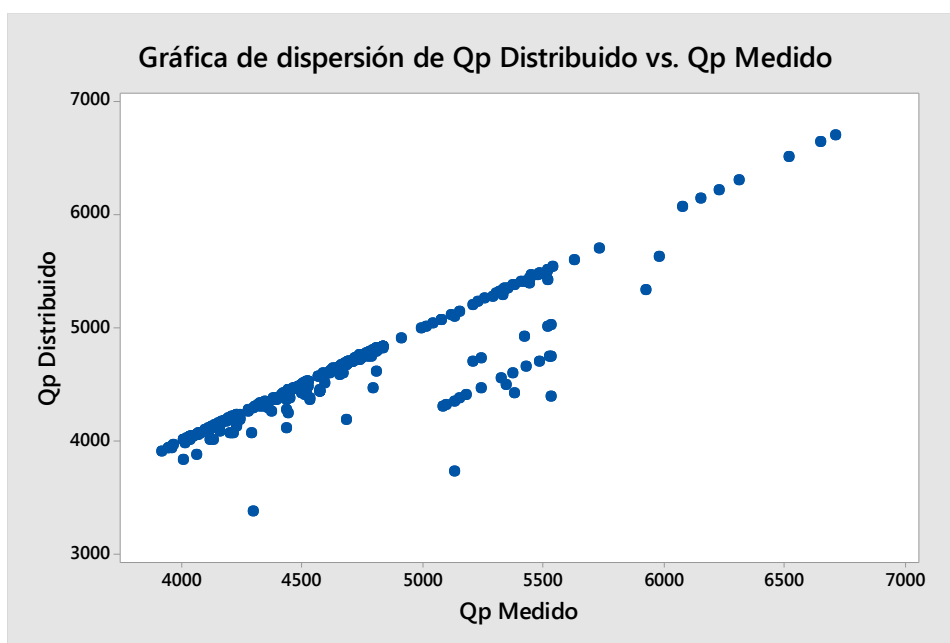


Figura 31. Gráfico dispersión Qp Distribuido y Qp Medido.

El **primer modelo** consideró las 732 variables (366 por cada Caudal); sin embargo, no pasó la prueba de normalidad de residuos, lo que indicó que no sigue una distribución normal. Se estudiaron entonces los residuos grandes mostrados, así como también se fueron eliminando los datos atípicos, durante la selección del modelo se desarrollará el tema de residuos grandes. La metodología para eliminar los atípicos fue segmentar la muestra por meses y realizar pruebas de normalidad. Una vez confirmados los meses de Noviembre

y Diciembre con pruebas de normalidad, se continuó ajustando el modelo ya con esa muestra segmentada. Las figuras 32 y 33 muestran ejemplos del trabajo de ajuste realizado en las dos variables para lograr un p mayor a 0,005 y alcanzar las pruebas de normalidad.

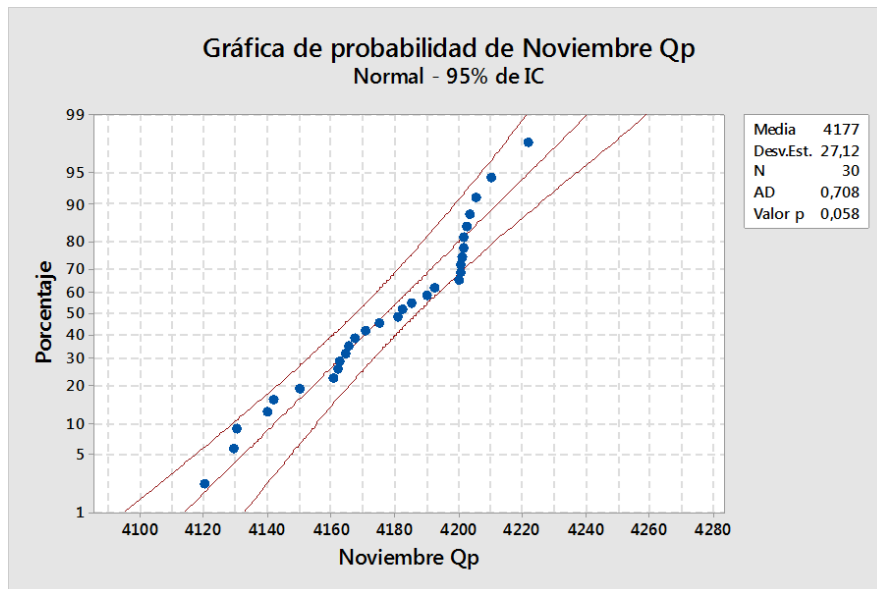


Figura 32. Evidencia Noviembre prueba de normalidad Qp Distribuido.

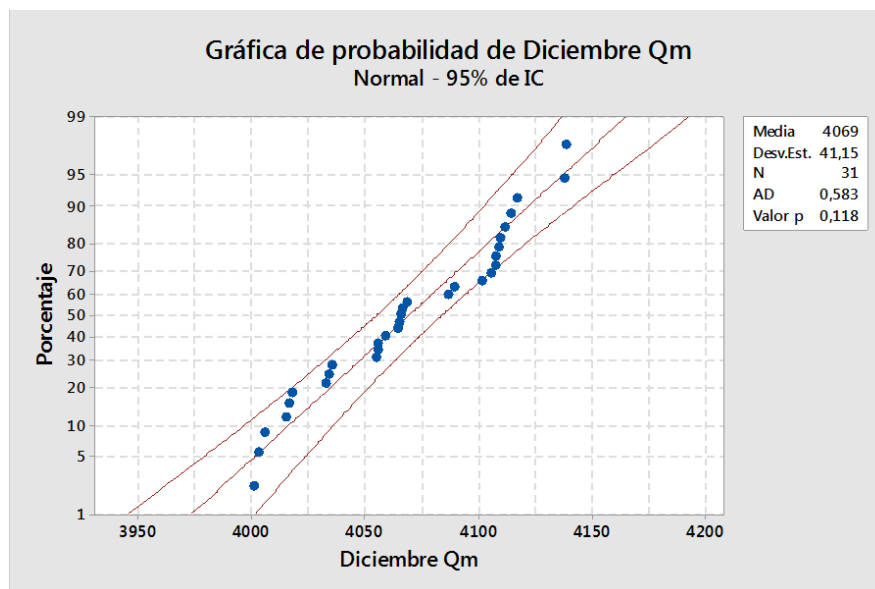


Figura 33. Evidencia Diciembre prueba de normalidad Qp Medido.

Una vez segmentada la muestra de 366 a 61 datos; considerando que los meses seleccionados fueron noviembre y diciembre, el **segundo modelo** fue nuevamente evaluado; sin embargo la prueba de normalidad de residuos

tampoco fue favorable. La figura 34 muestra la prueba de residuos con un valor de p menor a 0,005.

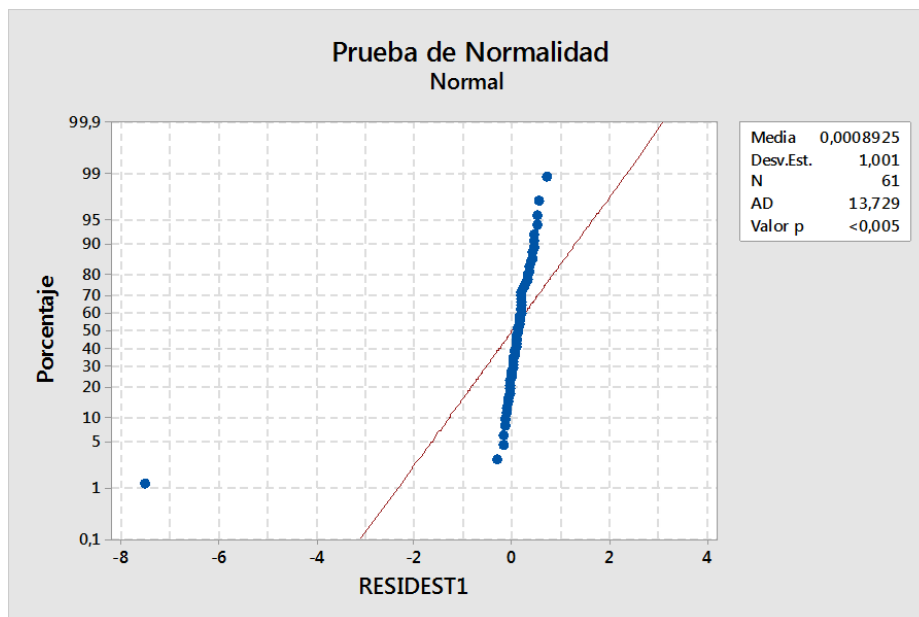


Figura 34. Prueba de normalidad residuos fallida para 61 datos Noviembre y Diciembre modelo de RLS.

Considerando que la muestra de 61 datos segmentada también tenía inconvenientes en seguir la prueba de normalidad, se realizó un análisis en base a la significancia del valor p para los meses de Noviembre y Diciembre; así la tabla 13 muestra que el mes de Diciembre tiene un valor p más significativo que Noviembre.

Tabla 13.

Valor p significancia para Noviembre y Diciembre.

Fecha	p Qp Distribuido (Y)	p Qp Medido (X)
Noviembre 2016	0,058	0,031
Diciembre 2016	0,149	0,118

Siguiendo el desarrollo del **tercer modelo**, en este caso con 31 datos, se encontró la ecuación con un R cuadrado bastante razonable de 82%, así lo muestra la figura 35, que también indica un residuo grande lejos de la gráfica de línea ajustada.



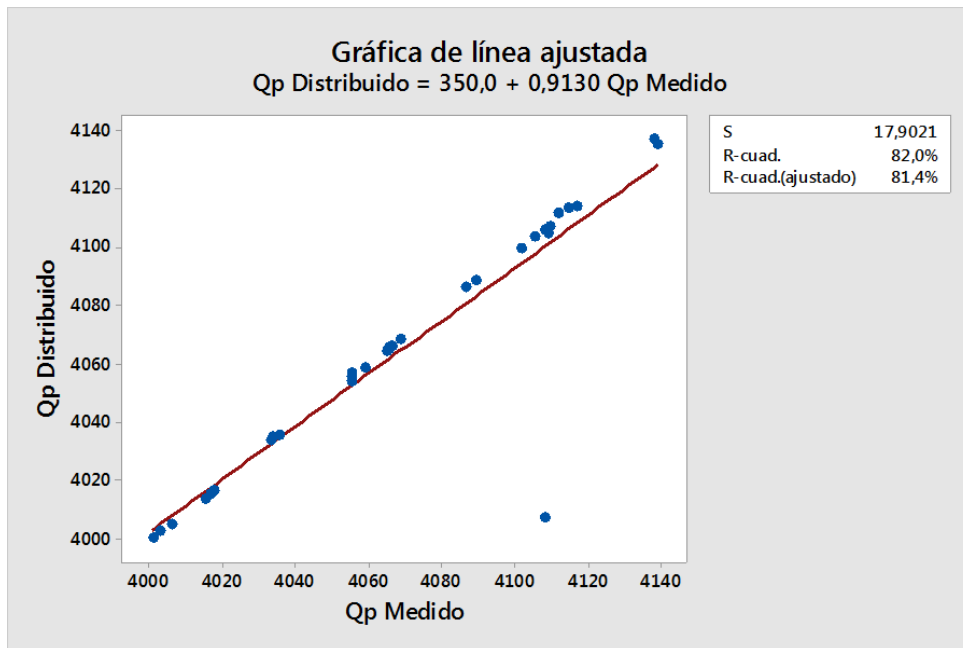


Figura 35. Gráfica de línea ajustada para 31 datos Diciembre.

Se realizó la prueba de normalidad y su valor p resulta ser menor que 0,005; con esto no procede favorablemente el modelo de regresión lineal simple. La figura 36 muestra que los residuos no siguen la normalidad, y esto se debe a que existe un valor grande de residuo no identificado.

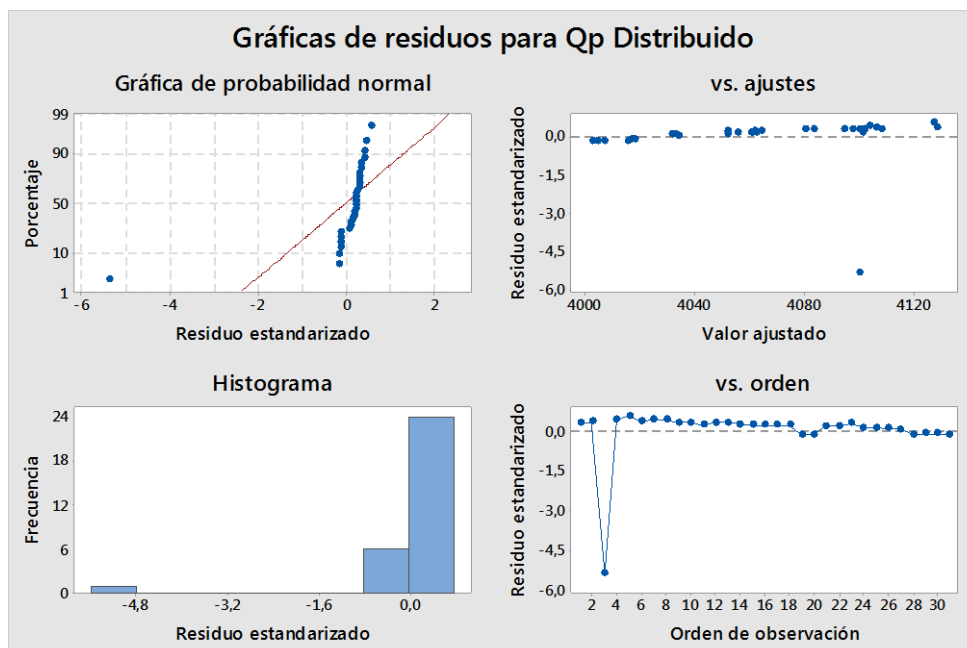


Figura 36. Gráfica de residuo estandariza para 31 datos Diciembre, modelo de RLS.

En este caso ya con una muestra de 31 datos y luego de varios intentos por eliminar el residuo grande sin éxito, se decidió aumentar el tamaño de la muestra. Para lo cual se tomó el inicio de los datos desde el 20 de noviembre hasta el 31 de diciembre de 2016; considerando el periodo más estable en términos de producción de petróleo por no existir variaciones significativas en la declinación. Así se inicia con el **cuarto modelo** y un total de 42 datos, donde se identifican 9 outliers que son eliminados considerando que durante esos días existieron mínimos cambios en el caudal de petróleo medido. De esta manera el modelo final establecido en 33 datos fue corrido con resultados favorables, cumpliendo con los parámetros de una regresión lineal simple.

#### 4.1.4. Selección del Modelo Final RLS.-

El modelo final fue elegido, una vez descartados 4 modelos iniciales, a continuación la tabla 14, muestra un resumen de las ecuaciones en cada uno de los modelos, así como también el coeficiente de determinación y el coeficiente de Pearson.

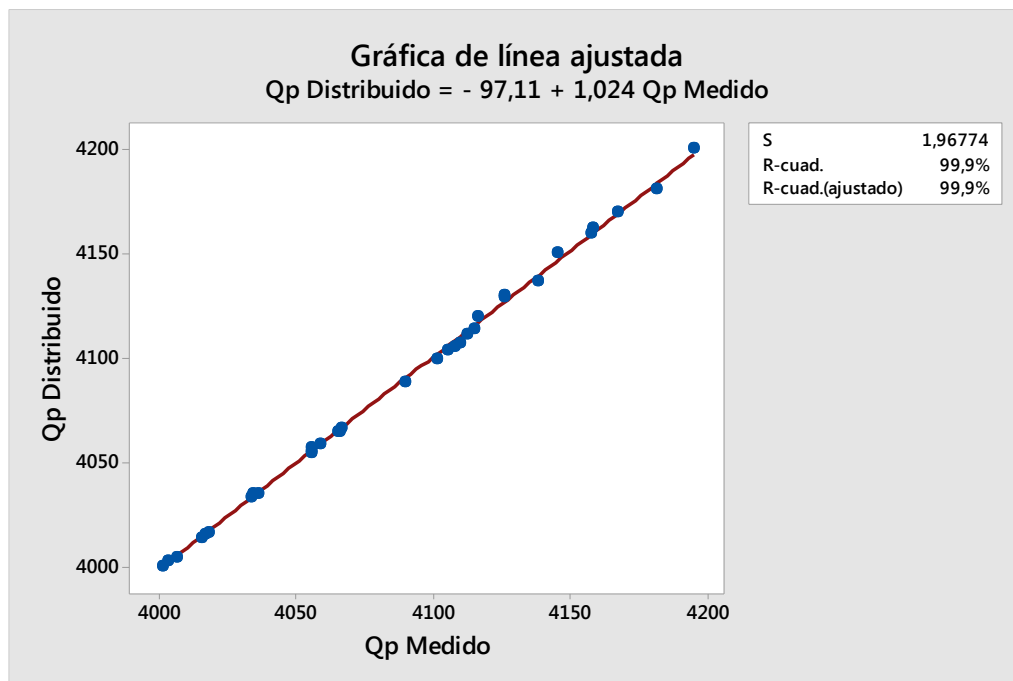
Tabla 14.

*Resumen Modelos RLS.*

No. Modelo	Data variable	Ecuación Resultante	R <sup>2</sup> (%)	Pearson
1	366	Qp Distribuido = 527,3 + 0,8721 Qp Medido	84,40	0,92
2	61	Qp Distribuido = -39 + 1,009 Qp Medido	96,10	0,98
3	31	Qp Distribuido = 350 + 0,9130 Qp Medido	82,00	0,91
4	33	Qp Distribuido = -97,11 + 1,024 Qp Medido	99,88	0,99

Si bien el primero y el tercero modelo reflejan un coeficiente de determinación menor, parecieran ser ajustables a un pronóstico más conservador. Sin embargo, los residuos que se mostraron durante la ejecución del modelo invalidaron las pruebas de normalidad. Por otro lado, el cuarto modelo contempló sumar mayor cantidad de datos comparado con el tercer modelo, pero fue necesario eliminar el residuo para cumplir con la normalidad. El coeficiente de Pearson indica una relación fuerte entre las variables, corroborado posteriormente en la validación del modelo.

Es así que la figura 37 indica la gráfica de línea ajustada para el modelo seleccionado con un coeficiente de determinación alto y sin la presencia de residuos.



*Figura 37. Gráfico Línea Ajustada Ecuación Modelo RLS.*

La figura 38 muestra un resumen de gráficas para los residuos, demostrando normalidad, varianza constante y un residuo estandarizado. La figura 39 finalmente muestra un valor de significancia p de 0,523 que confirma la normalidad de los datos escogidos.

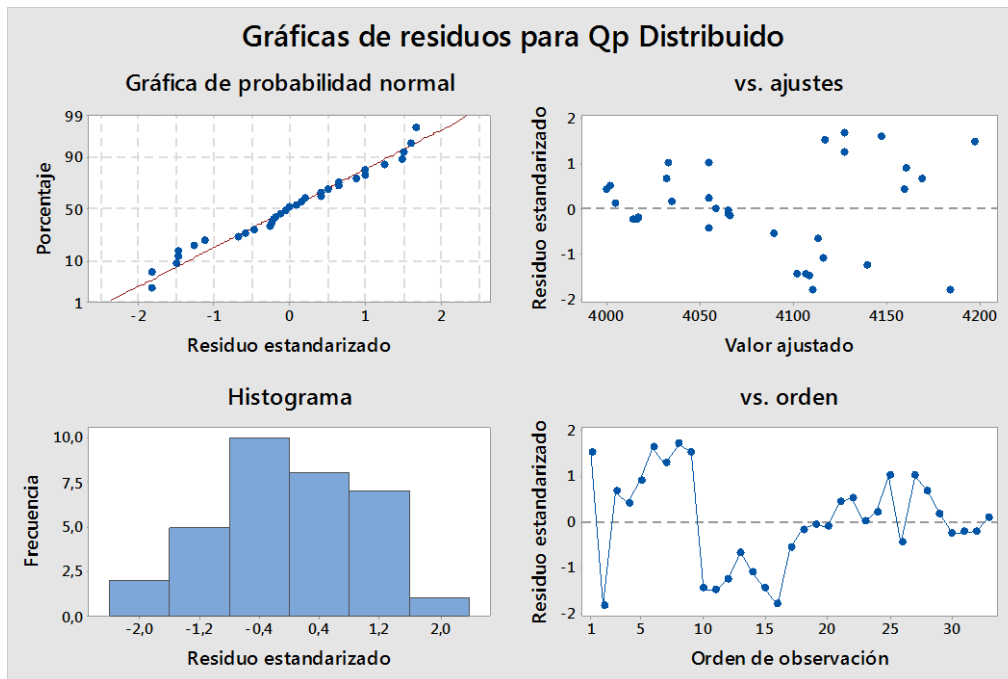


Figura 38. Gráfico Análisis Residuos Modelo RLS.

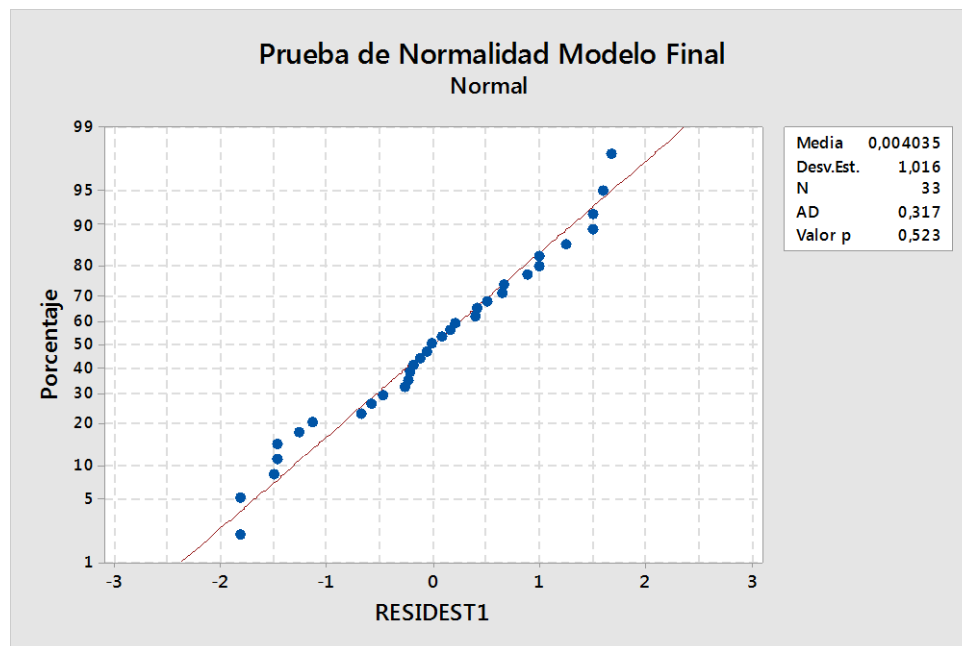


Figura 39. Prueba Normalidad Residuos Modelo Final.

El valor del coeficiente de determinación  $R^2$  de 99% indica que el caudal de petróleo medido (X) puede explicar la variabilidad del caudal de petróleo distribuido (Y) y menos del 1% de variabilidad no puede ser explicada. Si bien este valor es alto, sigue demostrando una fuerte relación entre las variables.

El histograma de los residuos se puede observar centrado cerca de cero y si bien no es simétrico, se puede inferir en un gráfico de distribución normal.

Los puntos en la gráfica de distribución normal descansan, en su gran mayoría, sobre la línea recta. Este comportamiento de los residuos sugiere coherencia en los datos asegurando una distribución normal.

En la gráfica de residuales versus valores ajustados se puede observar que la distribución de los puntos considerando el eje vertical con centro en el cero es aproximadamente la misma a lo largo del eje horizontal; este indicativo es positivo para considerar que la relación entre las variables caudal de petróleo distribuido (X) y caudal de petróleo medido (Y) es LINEAL. Además nos sugiere que la variabilidad del error es constante; esto quiere decir que los valores de Y para diferentes valores de X, siguen la misma distribución sobre la línea de regresión.

#### **4.1.5. Validación del Modelo Final.-**

El primer parámetro analizado fue el estadístico de Durbin-Watson (D), con el objetivo de comprobar auto correlación de los residuos. Al estar correlacionados, la regresión de los mínimos cuadrados subestima el error estándar de los coeficientes. Es así que el estadístico D determina si la correlación entre los términos de error adyacentes es cero o no es cero. La conclusión de esta prueba se da a través de las siguientes opciones: (Minitab Statistical Software 18, 2018)

- ✓ Si  $D >$  límite superior → No existe correlación
- ✓ Si  $D <$  límite inferior → Existe correlación positiva
- ✓ D entre los dos límites → Prueba no concluyente

De esta manera se procedió al cálculo del estadístico D para el modelo de regresión lineal seleccionado, obteniéndose un resultado de prueba no concluyente, la tabla 15 muestra los resultados del cálculo del estadístico D.

Tabla 15.

*Resultados estadístico Durbin Watson.*

<b>Estadístico D</b>	1,05688
<b>Valor mínimo residuales</b>	-1,82182
<b>Valor máximo residuales</b>	1,67419
<b>Prueba no concluyente</b>	

En vista del resultado en el análisis del estadístico D, se procedió a realizar la validación de los supuestos del modelo de regresión lineal a través del análisis de la varianza o ANOVA, por sus siglas en inglés. Los resultados se pueden visualizar en la figura 40, con un error puro de los 33 datos, además el valor de significancia p mayor a 0,005.

<b>Análisis de Varianza</b>						
Fuente	GL	SC Ajust.	MC Ajust.	Valor F	Valor p	
Regresión	1	104012	104012	26862,39	0	
Qp Medido	1	104012	104012	26862,39	0	
Error	31	120	4			
Falta de ajuste	30	120	4	12,16	0,224	
Error puro	1	0	0			
Total	32	104132				

*Figura 40. Cálculo ANOVA, Modelo Final.*

La confirmación del modelo se realizó considerando la siguiente matriz que se muestra en la tabla 16, donde se ha incluido el soporte (figura) de donde se realizaron los análisis.

Tabla 16. Matriz criterios de validación Modelo Final,  
Adaptado de recomendaciones propuestas por Minitab.

CRITERIO	VERIFICACIÓN	SOPORTE
<b>Forma funcional modela adecuadamente cualquier curvatura presente</b>	Gráfica residuos vs variables Qp Distribuido	Figura 38
<b>Residuos tienen una varianza constante</b>	Gráfica residuos vs constantes	Figura 38
<b>Residuos son independientes</b>	Gráfica residuos vs orden	Figura 38
<b>Residuos distribuidos normalmente</b>	Gráfica residuos vs ajuste Prueba de normalidad	Figura 38 Figura 39

#### 4.1.5.1. Prueba de Hipótesis para la varianza.-

Como parte de la validación en el modelo de regresión lineal se estableció la relación de la hipótesis nula ( $H_0$ ) y la hipótesis alternativa ( $H_A$ ), como se muestra a continuación:

$$H_0: \sigma^2 = \sigma_0^2$$

$$H_A: \sigma^2 > \sigma_0^2$$

Donde:

$$\sigma^2 = \text{varianza sin modelo}$$

$$\sigma_0^2 = \text{varianza con modelo}$$

Tomando la muestra representativa de 365 datos para el análisis del modelo y con un valor de p de 1, tal cual se muestra en la figura 41, se realizó el cálculo de la varianza para cada uno de los factores de distribución con modelo y sin modelo.

$$\sigma^2 = 0,00209 ; \sigma_0^2 = 0,000004$$

Entonces, al ser rechazada la hipótesis nula de igualdad de varianzas, la hipótesis alternativa confirma la validez del ensayo realizado a través del modelo

de regresión lineal simple. Así también lo muestra el desarrollo de las estadísticas descriptivas aplicando el método de chi-cuadrada.

<b>Estadísticas descriptivas</b>			
			Límite inferior de 95% para $\sigma^2$ usando
N	Desv.Est.	Varianza	Chi-cuadrada
366	0,002	0,000004	0
<b>Prueba</b>			
Hipótesis nula	$H_0: \sigma^2 = 0,00209$		
Hipótesis alterna	$H_1: \sigma^2 > 0,00209$		
	Estadística		
Método	de prueba	GL	Valor p
Chi-cuadrada	0,7	365	1

*Figura 41. Prueba de hipótesis método chi-cuadrada, Tomado de software Minitab.*

Como parte del primer capítulo se estableció, que el objetivo general del proyecto de titulación es disminuir la desviación estándar en el factor de distribución de producción. En base a esa premisa, se realizó el ensayo empírico para la muestra representativa tomada para el análisis del modelo de regresión lineal simple. Es así que luego de realizar el cálculo de los estadísticos descriptivos para el caso del factor de distribución sin modelo (FDsM) y el factor de distribución con modelo (FDcM) se obtuvo una reducción del 4%, confirmando la aplicabilidad del modelo. Los resultados de la tabla 17 están referidos a las medidas de posición dispersión y forma. En este caso, la disminución del error típico es importante. Las medidas de posición no muestran un apreciable cambio, sin embargo, las medidas de dispersión como la desviación estándar y la varianza, han sido favorablemente disminuidas. Finalmente las medidas de forma, como la curtosis muestra un valor similar a 0, que nos indica que la distribución no tiene picos y tampoco es plana.



Tabla 17.

*Comparación estadísticos descriptivos Factor de Distribución con Modelo y Sin Modelo Final, datos del año 2016.*

	FDsM	FDcM
Media	1,0145	0,9972
Error Típico	0,0024	0,0001
Mediana	1,0003	0,9975
Moda	1,0000	0,9973
<b>Desviación Estándar</b>	<b>0,0458</b>	<b>0,0021</b>
Varianza de la muestra	0,0021	0,0000
Curtosis	19,2706	0,0123
Coefficiente de asimetría	4,1306	-0,5944
Mínimo	0,3770	0,0103
Máximo	1,3731	0,9906
Suma	371,2899	364,9918
Conteo	366	366

## 4.2 Aplicación de la herramienta técnica.-

Definido el modelo de regresión lineal simple es necesario efectuar un ensayo empírico para confirmar con datos reales la aplicabilidad de la herramienta seleccionada.

### 4.2.1 Ensayo empírico y uso del modelo de pronóstico.-

Luego de confirmada la aplicabilidad del modelo de regresión lineal simple al análisis de pronóstico para el caudal distribuido, se aplicó esta herramienta en un ensayo empírico con los datos actualizados en el año 2017, considerando los meses de Junio, Julio y Agosto. Se compararon tres variables:

- ✓ Caudal de petróleo medido ( $Q_p$  medido),
- ✓ Caudal de petróleo distribuido reportado (sin modelo); y,
- ✓ Caudal de petróleo distribuido calculado (con modelo).

De igual forma, se realizó el análisis de la tendencia en los factores de distribución calculados con modelo y sin modelo. La figura 42 muestra dos gráficas, la primera compara el caudal medido con los caudales distribuidos y reportados. Como se puede ver con fecha 22 de junio el caudal medido disminuye y es acompañado por el caudal distribuido del modelo, no así el caudal distribuido reportado se mantiene sin cambios. Respecto al factor de distribución solo hubo un ligero cambio en la misma fecha, considerándose el que no fue calculado con el modelo.

Para la figura 43, hay una caída en el caudal medido a partir del día 23 de Julio; mientras que el caudal distribuido reportado se mantiene relativamente constante. Este análisis comparativo permitió confirmar que el cálculo de la variable de caudal distribuido está afectado por estimaciones realizadas erróneamente por los operadores.

Finalmente la figura 44 muestra variaciones importantes en el factor de distribución sin modelo. Este factor tiene su variación en base a los valores de caudal distribuido; en este caso, estimado de forma errónea. Por otro lado el factor de distribución a través del modelo muestra la tendencia cercana al valor de 1. Sin embargo, al ser un modelo con la variable dependiente al caudal de petróleo medido, el valor de caudal de petróleo distribuido está siendo mejor estimado y la variabilidad disminuye. Finalmente, brinda la ventaja de estimar un pronóstico mensual que luego será verificado con la información real provista por el caudal de petróleo medido.

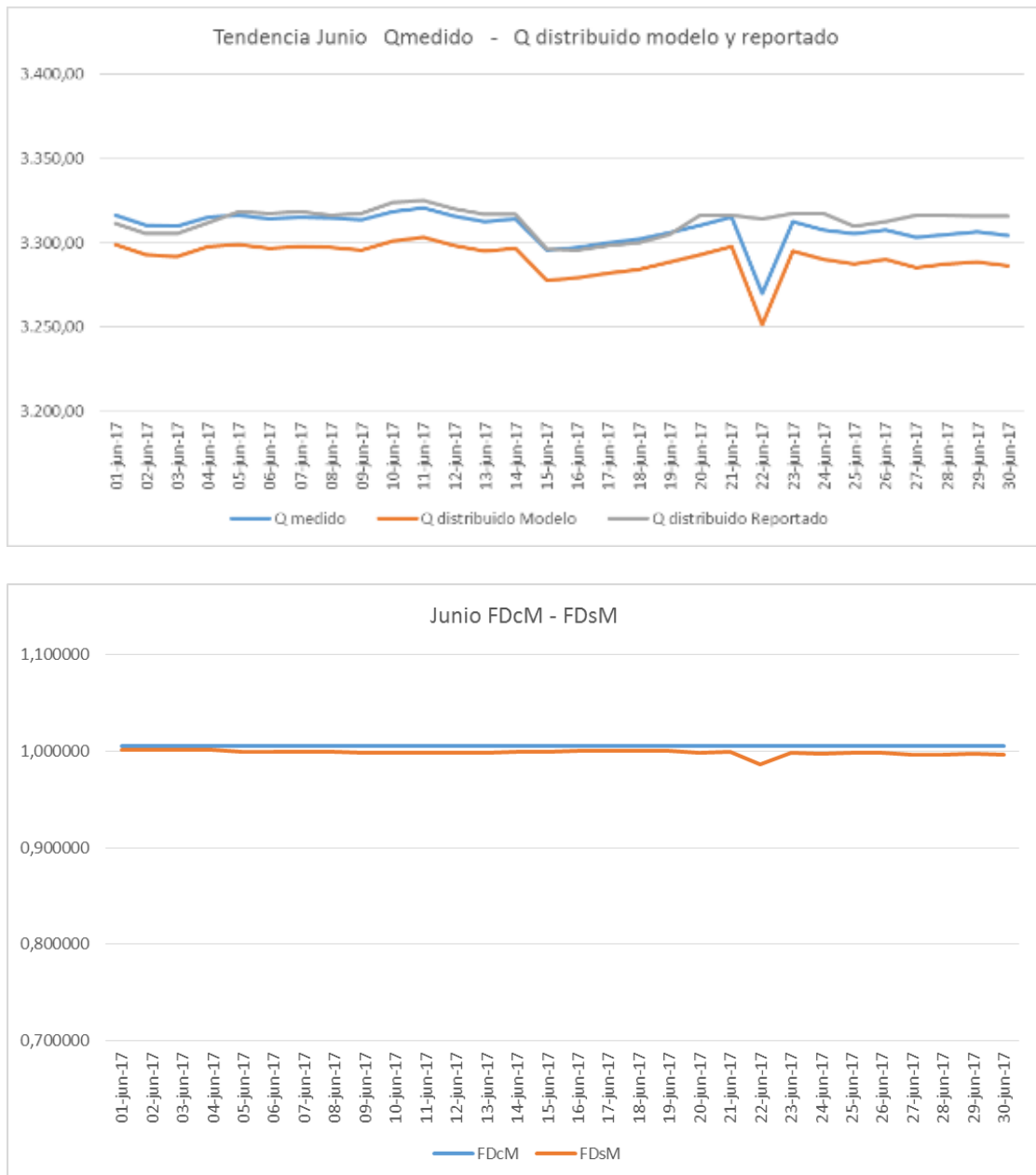


Figura 42. Tendencia Q medido y Q distribuido; FDcM - FDsM Junio 2016.

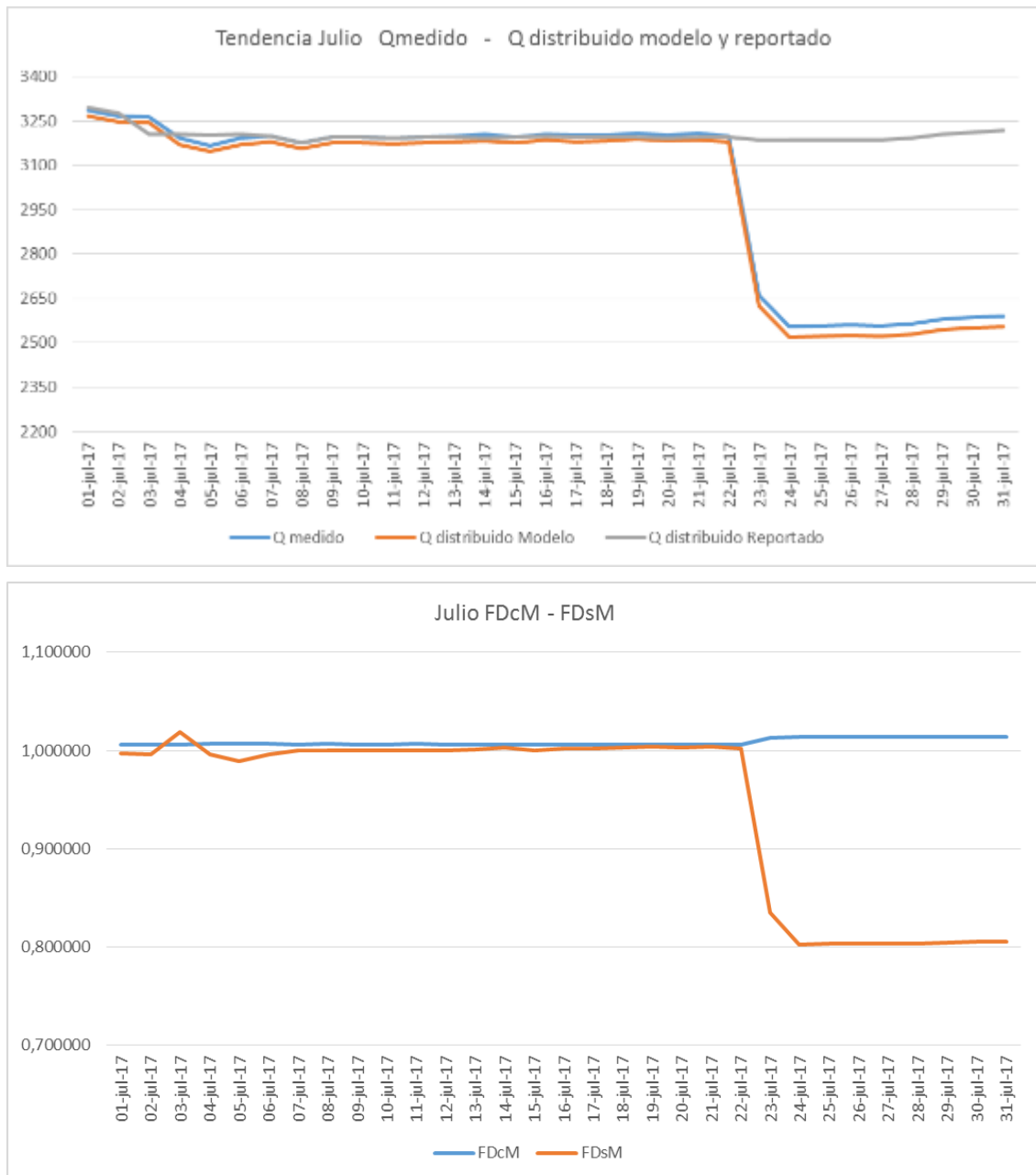


Figura 43. Tendencia Q medido y Q distribuido; FDcM - FDsM Julio 2016.

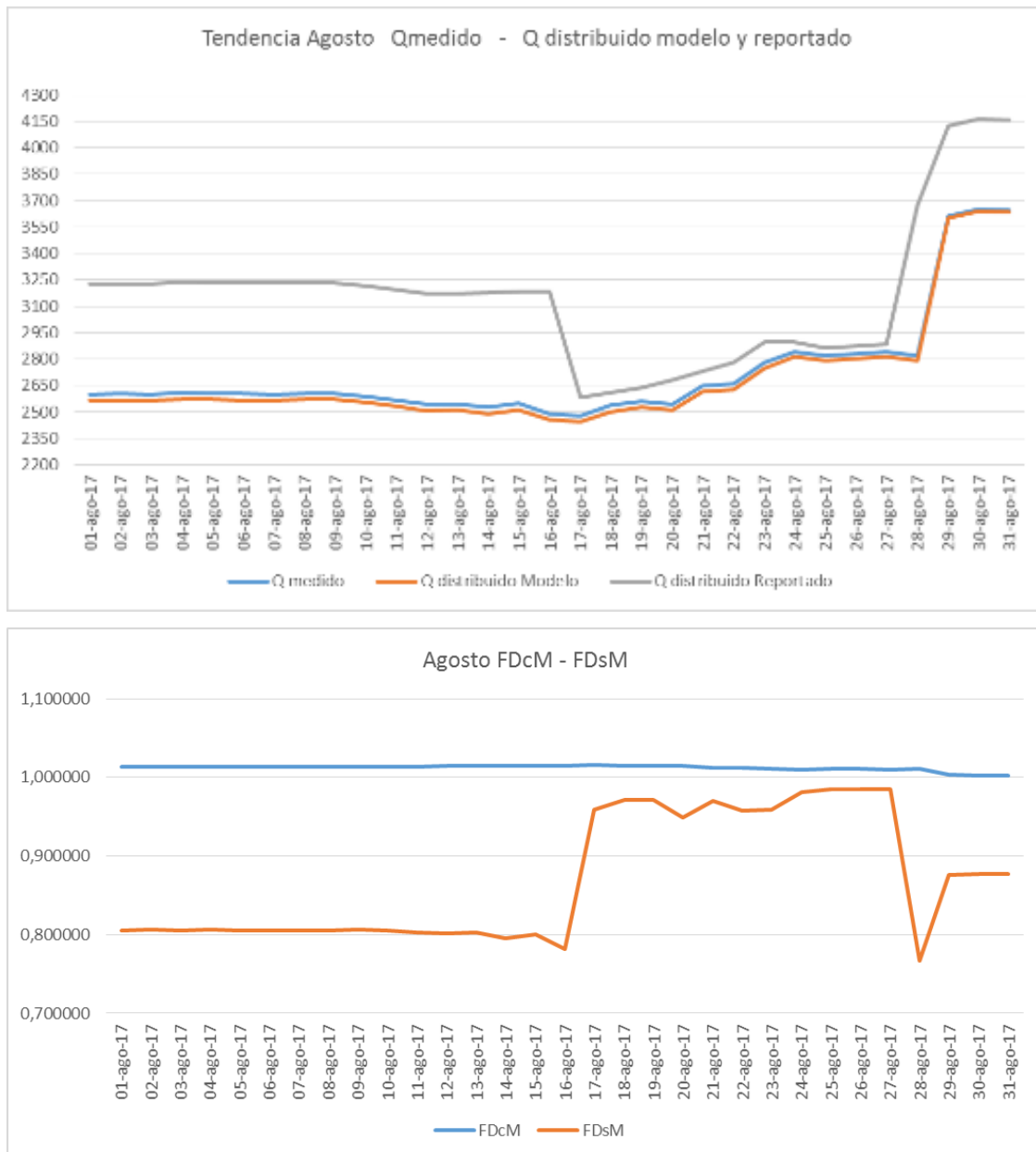
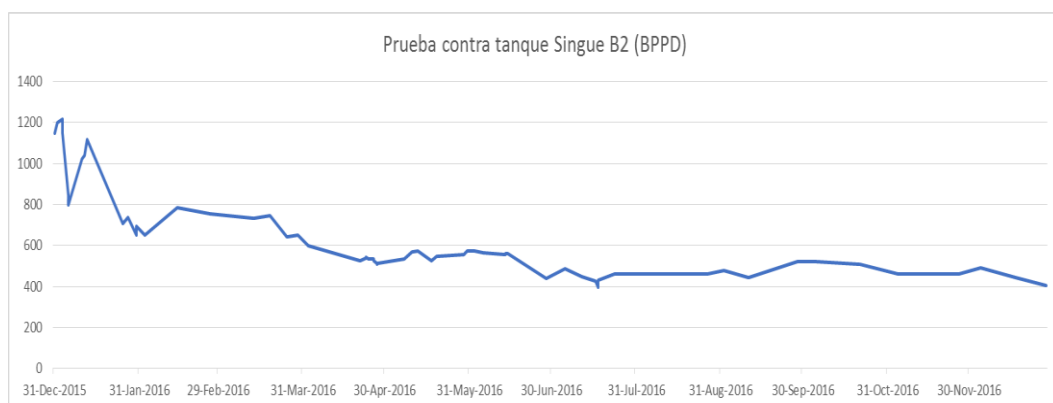


Figura 44. Tendencia Q medido y Q distribuido; FDcM - FDsM Agosto 2016.

#### 4.2.2. Proceso de mejora a las pruebas de pozos.-

Como se ha explicado en el planteamiento del problema, la clave para obtener factores de distribución confiables, está en un proceso de pruebas de pozos adecuado. Esto significa que el margen de variabilidad en los valores que se reportan de las pruebas de pozos, debe ser disminuida. Cabe anotar que las pruebas o potencial de campo, representan el caudal de producción teórico que

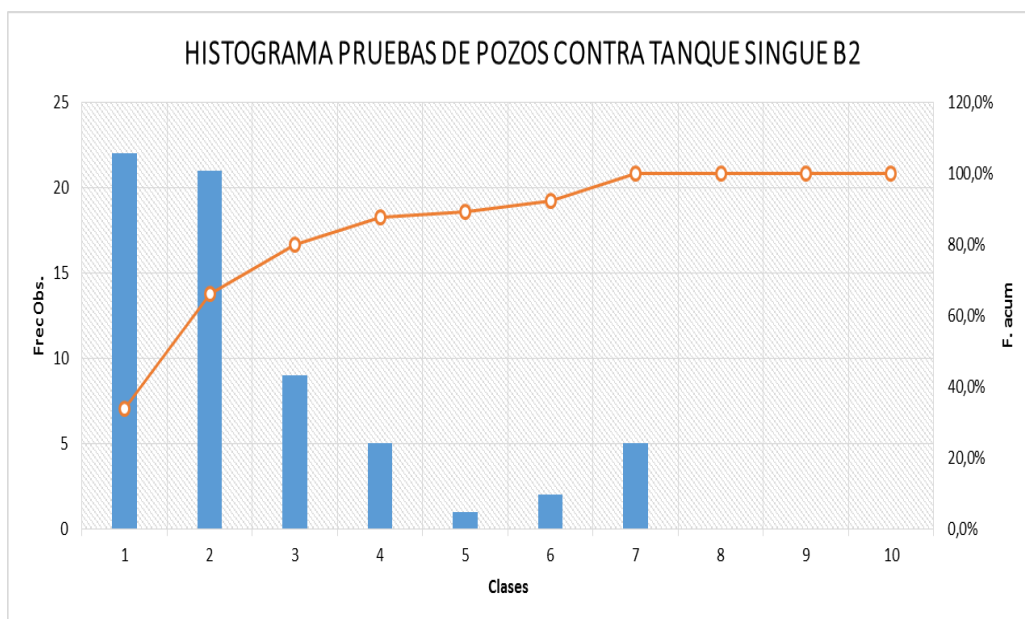
tiene relación directa con el caudal de producción distribuido. Al no controlar la incertidumbre de este proceso, la misma se trasladará a la variable caudal de petróleo distribuido y este a su vez al factor de distribución. Un método utilizado para reducir esta variabilidad es el control estadístico a las pruebas de pozo realizadas a través del método estático en un tanque, realizando la medición de los índices de capacidad para cada uno de los pozos productores. Una vez realizada esa medición, se desarrollaron simulaciones para obtener el mejor porcentaje de confianza y definir de esa manera el nivel de confianza que debe ser asumido por los operadores, cada vez que se realice una prueba de pozo. Para tomar la muestra representativa en cada variable se definió los valores disponibles de pruebas por cada pozo en el año 2016; se tomaron 9 pozos productores en este análisis: Singue A1, A11, B3, B4, B5, B6, B7 y B9. La figura 45 muestra los 65 datos obtenidos de las pruebas estáticas en el pozo Singue B2.



*Figura 45. Pruebas contra tanque ejemplo Pozo Singue B2, Tomado de los reportes de pruebas de Gente Oil Ecuador Pte. Ltda.*

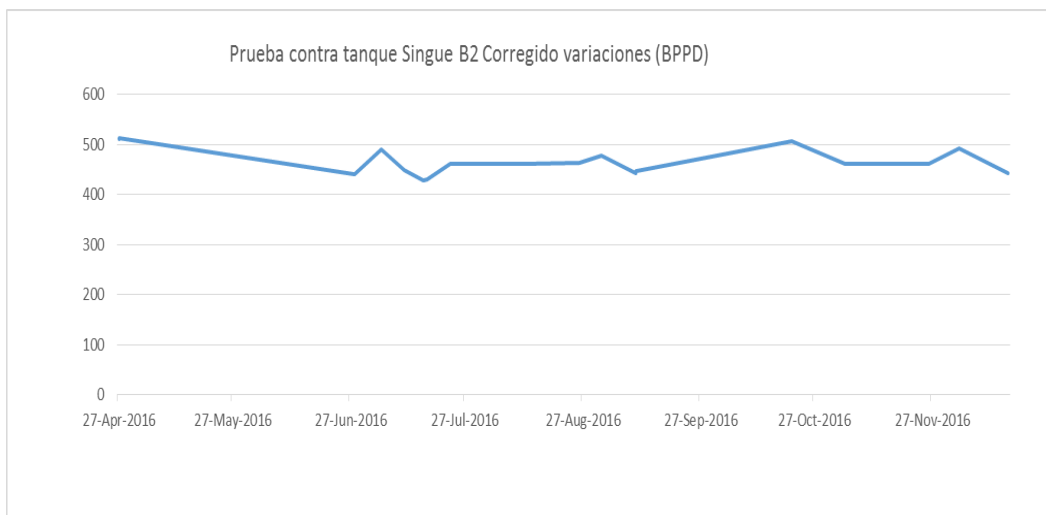
Las pruebas de este pozo están influenciadas por distintos efectos que varían su estabilidad en el tiempo, estos efectos son por ejemplo: incremento de velocidad de las bombas de fondo para producir más petróleo, incremento de agua en el pozo que disminuye el volumen de petróleo, mantenimientos preventivos y correctivos de los equipos utilizados para producir petróleo. Todas estas variables influirían en un cálculo de control estadístico, razón por la cual los datos deben ser filtrados. Para esto, se realizó un histograma con los 65 datos disponibles, en función de encontrar los valores que tengan mayor frecuencia observada. La figura 46 muestra que la clase 1 tiene el mayor número de

frecuencias observadas en los datos (22), esta clase se definió desde un límite inferior de caudal de 396 barriles hasta un límite superior de 513 barriles.



*Figura 46. Histograma para las pruebas contra tanque Singue B2, Tomado de los reportes de pruebas de Gente Oil Ecuador Pte. Ltda.*

Ya con la muestra de 22 valores en la prueba del pozo Singue B2, se realizó una revisión de eventos que pudieron afectar la tendencia natural de los datos de producción; fueron encontrados dos eventos, el primero el 17 de julio y el 28 de diciembre que habían sido reportados como incremento de agua que afectó el aporte de petróleo. Estos dos datos fueron eliminados, dejando una muestra limpia de 20 datos para realizar el control estadístico. La figura 47 muestra ya las pruebas contra tanque del pozo Singue B6 luego de un proceso de filtrado para realizar el análisis de control estadístico en forma objetiva.



*Figura 47. Pruebas contra tanque Singue B2 con valores corregidos, Tomado de los reportes de pruebas de Gente Oil Ecuador Pte. Ltda.*

El mismo procedimiento mostrado para el pozo Singue B2 en las figuras 45, 46 y 47, fue realizado para los otros 8 pozos. Una vez con los datos limpios en cada pozo se corrieron algunos escenarios con diferentes intervalos de tolerancia para definir el valor de confianza lograda en cada uno de ellos. La tabla 18 fue elaborada a manera de resumen en el proceso de control estadístico para los 9 pozos. En la misma se puede apreciar el número de datos que se obtuvieron por pozo luego del proceso de filtrado, siendo el pozo Singue B7 el que tiene menor número de valores debido a que durante el año 2016 tuvo varios eventos que hicieron que su producción cambie significativamente. Por otro lado, se han incluido en la misma tabla dos indicadores: el indicador de capacidad de potencial del proceso ( $C_p$ ), como se puede apreciar el valor es mayor que 1 para todos los pozos cumpliendo la especificación. Además se incluyó el índice de taguchi ( $C_{pm}$ ) para cada pozo; sin embargo, para 5 pozos: B2, B4, B5, B6 y B7, se pudo observar que presenta limitaciones para cumplir la especificación, esto se debe probablemente a las muestras pequeñas utilizadas. Finalmente se incluyó en el análisis el porcentaje del intervalo de tolerancia que permitió alcanzar un nivel de confianza aceptable por encima del 70%.



Tabla 18.

*Resumen Control Estadístico Pozos Singue.*

Pozo	Muestra	Cp	Cpm	Intervalo Tolerancia (%)	Confianza Lograda (%)
<b>A1</b>	27	4,33	2,89	85	93
<b>A11</b>	29	3,07	2,57	85	95
<b>B2</b>	18	1,69	0,77	80	90
<b>B3</b>	13	2,67	3,07	70	80
<b>B4</b>	10	2,41	1,42	70	85
<b>B5</b>	10	1,65	1,28	70	85
<b>B6</b>	14	3,51	1,21	70	84
<b>B7</b>	8	3,72	1,28	70	75
<b>B9</b>	20	1,67	1,69	80	93

La figura 48 muestra un ejemplo del gráfico de intervalo de tolerancia definido en el Singue A1 para obtener el nivel de confianza adecuado. Se realizaron varias simulaciones, para cada pozo, iniciando con intervalos bajos de tolerancia desde el 10% hasta alcanzar el máximo porcentaje de confianza, en algunos pozos hasta el 93%.

La figura 49 por otro lado muestra el informe del control de proceso establecido como ejemplo para el pozo Singue A11, este mismo ejercicio se realizó para los demás pozos en producción.

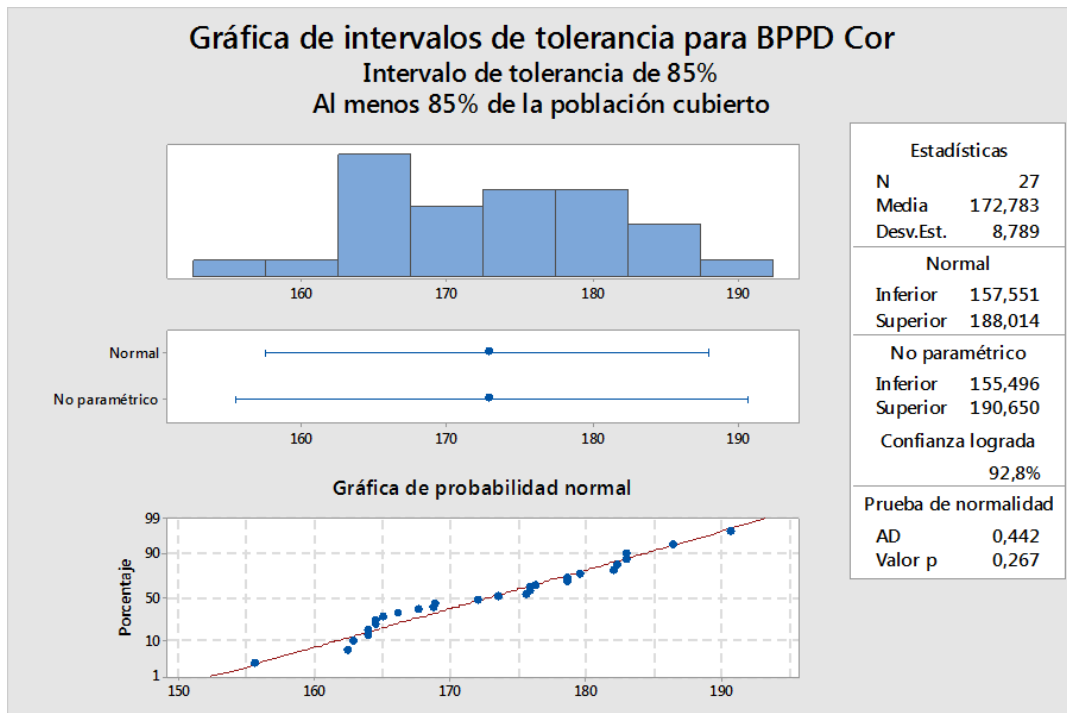


Figura 48. Ejemplo pozo Singue A1 simulación Intervalo tolerancia y confianza lograda, Tomado del software Minitab.

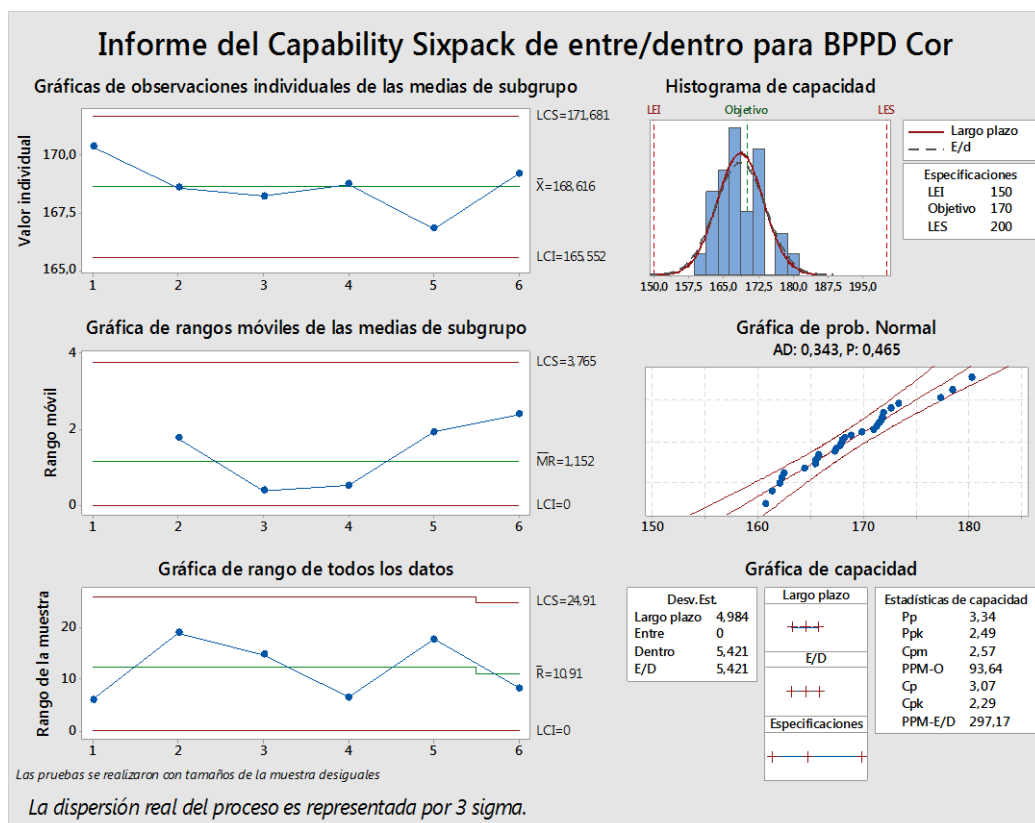


Figura 49. Ejemplo simulación control estadístico pozo Singue A11, Tomado del software Minitab.

Una vez definidos los intervalos de tolerancia, se procedió a realizar una modificación en el proceso completo para obtener el factor de distribución; en este caso, las pruebas de pozos ya tienen una definición del intervalo de confianza que se debe seguir como criterio de aceptación para validar una prueba que servirá posteriormente en la declaración de la producción teórica del pozo. La figura 50 muestra el gráfico del proceso mejorado, ya considerando el intervalo de confianza y el modelo de regresión lineal aplicado.

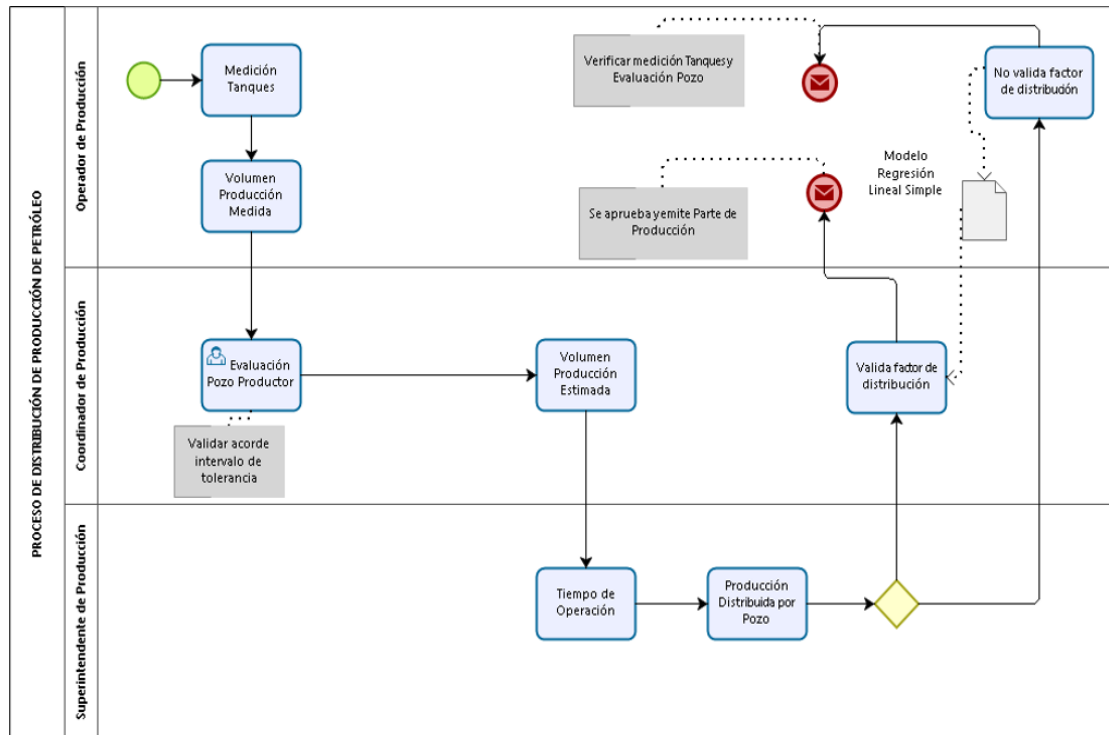


Figura 50. Diagrama Proceso de Distribución de Producción de Petróleo Mejorado,

Tomado del software Bizagi.

#### 4.3. Análisis financiero de la implementación.-

Para alcanzar niveles de confiabilidad aceptables en las pruebas de pozos y posteriormente factores de distribución cercanos al modelo de regresión lineal, fue necesario utilizar para las pruebas de pozos un equipo de medición dinámico conocido como Medidor Multifásico Vx del fabricante Schlumberger; así como también para mejorar y automatizar el ajuste del factor de distribución se utilizó la base de datos conocida como AVOCET, también del fabricante Schlumberger;

esta base de datos dispone de algoritmos internos para la distribución de producción en forma automática.

Con la información de la tabla 18 se realizó la estimación de las pruebas para cada pozo con su respectivo nivel de confianza, ajustando los algoritmos del equipo de medición. La figura 51 muestra ya las pruebas realizadas a través del equipo multifásico Vx ajustado. Las mismas muestran factores de distribución (nombradas como alocaación en la figura) cercanas a 1.

POZOS	DATOS OFICIALES CAMPO SINGUE		Vx-Separador	ALOCACIÓN DE POZOS FACTOR
	Gross	BSW	Gross Producción	
-	Bfpd	%	Bfpd	-
SB2	2534	68	2285	1.109
SB3	2225	78	2132	1.044
SB4	1533	80	1470	1.043
SB5	1089	73	948	1.149
SB6	1430	76	1244	1.150
SB7	2158	69	2089	1.033
SB9	1906	83	1697	1.123

*Figura 51. Reporte de servicio pruebas medidor Vx multifásico en el campo Singue,*

*Tomado del reporte de servicio de la Compañía Schlumberger.*

Una vez con la información ajustada de la producción teórica se calculó el volumen de producción distribuida / estimada; finalmente el modelo de regresión ajusta el valor y corrige cualquier desvío, tal cual lo muestra la figura 50; posteriormente los valores finales son utilizados en el cálculo del factor de distribución de petróleo.

En el capítulo 3 se realizó un análisis de variabilidad en el volumen de petróleo medido, estimado y entregado para la muestra de los años 2015 y 2016; en esta se pudo apreciar valores mayores a los 15000 barriles en este periodo de tiempo al comparar las variables volumen de petróleo medido y volumen de petróleo estimado.

En función de demostrar el beneficio económico que la empresa ha tenido en este primer semestre del año 2017, se realizó un comparativo de las mismas

variables, volumen de petróleo medido y volumen de petróleo estimado, con la consideración de que éste último ya ha sido obtenido a través del uso del modelo de regresión lineal simple. La tabla 19 muestra un resumen de los resultados luego de haber aplicado el análisis al primer semestre del año 2017; si bien los primeros dos meses muestran un beneficio marginal, a partir del mes de marzo la diferencia se incrementó. Una de las razones por las cuales se tuvo un incremento en la diferencia a partir de marzo, se debe al cambio en la metodología de cálculo de la producción teórica; misma que fue revisada durante la implementación del modelo de regresión lineal.

Cabe aclarar que el análisis económico resultante está basado en los mismos parámetros considerados al inicio, esto es, una venta mensual aproximada de 5 millones de dólares y un valor estimado de facturación de 20 dólares por barril de petróleo. Luego de revisar las diferencias para el primer semestre con el uso del modelo de regresión lineal simple, se puede inferir que la empresa tuvo un beneficio del 0.17% en su facturación mensual.

Tabla 19.

*Beneficio Económico estimado Usando el Modelo RLS.*

<b>Pronóstico Q petróleo distribuido</b>	<b>Diferencia Uso Modelo (barriles)</b>	<b>Beneficio (dólares)</b>
Enero	253	5066
Febrero	230	4594
Marzo	609	12177
Abril	442	8848
Mayo	556	11123
Junio	531	10623
<b>Beneficio Total Q1 y Q2</b>		<b>52431</b>

#### 4.4. Diseño implementación / Plan de acción.-

La implementación se refiere a la utilización del medidor multifásico Vx, como equipo de medición dinámico para las pruebas de pozos en el campo Singue, considerándose que dichas pruebas estarán enmarcadas ya en los niveles de confianza establecidos a través del control estadístico previamente analizado. Además, parte de la implementación incluye el modelo de regresión lineal en la base de datos AVOCET. El plan de acción se ejecutará de acuerdo a los tiempos establecidos en el Diagrama de Gantt que se encuentra en el anexo 2. La figura 52 muestra un diagrama de ubicación del medidor multifásico VX-Lv 29 utilizado en el proceso para probar los pozos. El mismo se encuentra aguas arriba del manifold de producción y aguas abajo del separador trifásico.

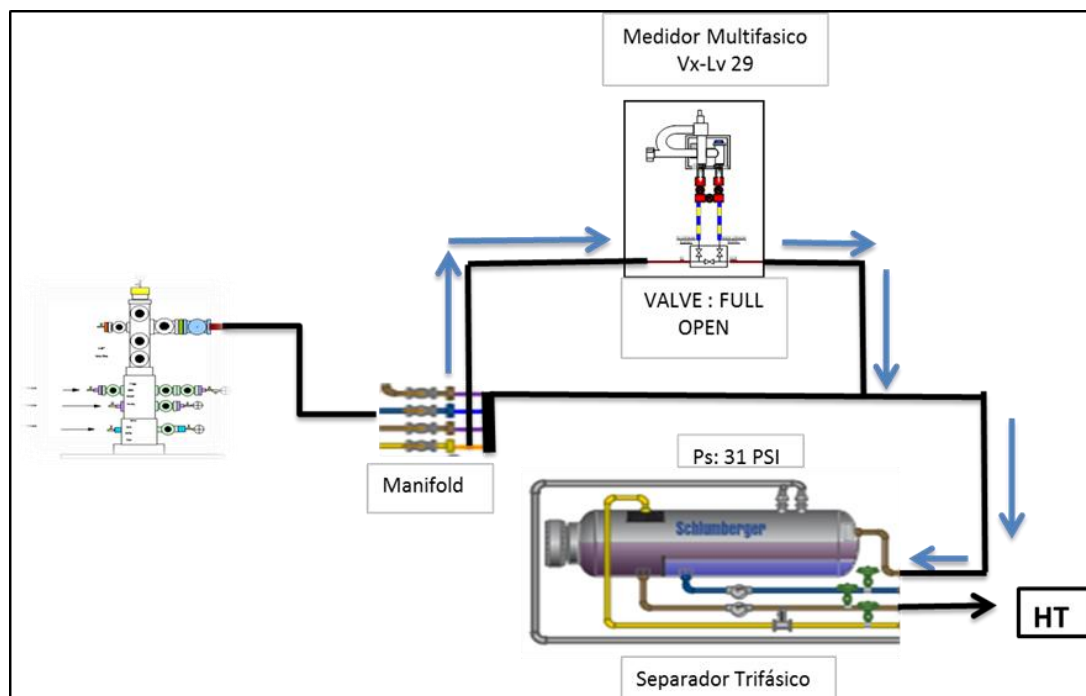


Figura 52. Diagrama de Medidor Multifásico y proceso para prueba de pozos, Tomado del reporte de servicio de la empresa Schlumberger 2017.

El medidor multifásico se encuentra conectado directamente con el sistema de supervisión y control del campo Singue (SCADA); lo que permite que la información de las pruebas de pozos ingresen a la base de datos AVOCET en tiempo real. La figura 53 muestra la configuración del software en el medidor multifásico Vx para ingresar los parámetros estadísticos por cada pozo.

Name	Tag	Unit	Time Line	
			Mean	Stdev
<b>Volumetric flow rates</b>				
Oil Flow Rate SC	qo_sc	STB/d	892.78	4.9299
Water Flow Rate SC	qw_sc	STB/d	1466.2	7.3214
Gas Flow Rate SC	qg_sc	MScf/d	337.03	1.9097

*Figura 53. Pantalla de configuración de caudales para las pruebas de pozos, Tomado del reporte de servicio de la empresa Schlumberger 2017.*

Por otro lado, la base de datos utilizada actualmente en el campo Singue es AVOCET, el plan incluye como primera etapa un aplicativo que permita calcular el factor de distribución, actualmente ese parámetro no es calculado puesto que no se exige en el parte de producción oficial, anexo 1. Sin embargo, se distribuye la producción medida en cada uno de los pozos a través de un proceso de distribución de producción con las pruebas de pozos. Una vez disponible el cálculo del factor de distribución, el siguiente paso será incluir el algoritmo del modelo de regresión lineal para el cálculo del caudal de petróleo distribuido; esto permitirá tener un pronóstico de esa variable que sirva como parámetro comparativo para los valores que se obtienen a través del proceso normalizado de pruebas de pozos. La figura 54 muestra una captura de pantalla de la base de datos AVOCET con el algoritmo de cálculo para la distribución de producción en el campo Singue.

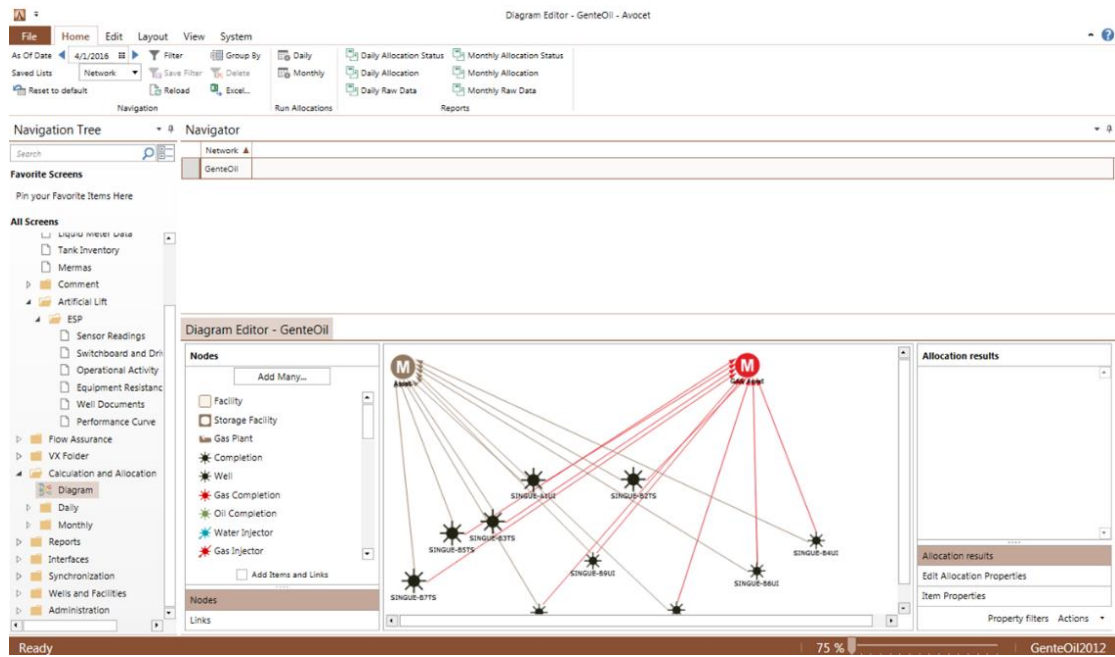


Figura 54. Pantalla software AVOCET Distribución de Producción,  
Tomado del reporte de servicio de la empresa Schlumberger 2017.



## **5. Conclusiones y Recomendaciones**

### **5.1. Conclusiones.**

A pesar de haber realizado la corrida de un modelo de suavización exponencial simple y luego de haber obtenido medidas de error razonables para la aplicación de este modelo, fue necesario un análisis más detallado de los pronósticos del caudal de petróleo distribuido, luego del cual se concluye que tiene una relación directa con el caudal de petróleo medido, ajustándose de esa manera un modelo de regresión lineal simple.

El coeficiente de determinación que se obtuvo luego de ser ajustado el modelo de regresión lineal fue del 99%, lo que nos permite predecir con un alto grado de exactitud la variabilidad del volumen de petróleo distribuido. Cabe recalcar que si bien fueron utilizadas finalmente 33 muestras, el proceso contempló más de 300 muestras para la determinación del modelo final de pronóstico.

La desviación estándar del factor de distribución de petróleo calculada utilizando el modelo de regresión lineal disminuyó en un 4% comparada con la desviación estándar del factor de distribución de petróleo obtenida sin el uso del modelo, esto ha permitido disminuir la variabilidad del factor de distribución a lo largo de los últimos meses.

Una vez realizado el ensayo empírico, utilizando el modelo de regresión lineal simple, fue posible confirmar en el mes de Julio del año 2017, una alteración en el cálculo de la variable volumen de petróleo distribuido. Esta alteración se debe a la manipulación de la información con el objetivo de obtener valores en el factor de distribución de petróleo cercanos a 1. Con la ayuda del modelo se pudieron corregir estas desviaciones.

El control estadístico en las pruebas de pozos del campo Singue permitió concluir que no se necesitan intervalos de tolerancia superiores al 85% para alcanzar niveles de confianza de hasta el 95% en algunos pozos. Durante los análisis de control, se pudo ensayar que al superar el 85% de tolerancia en los pozos, los

niveles de confianza se ubicaron por debajo del 50%; como parte del procedimiento de pruebas de pozo del campo se habían incluido niveles de confianza de hasta el 95%, sin embargo, este porcentaje no había sido calculado previamente. Por lo tanto el procedimiento fue actualizado, y con base al análisis estadístico preparado en este proyecto de titulación, se incluyeron los niveles de confianza no superiores al 85%.

La implementación del control estadístico en los procesos permite tener un mejor control en el tiempo requerido para realizar las pruebas de pozos. Al tener el pronóstico en una prueba de pozo con menos incertidumbre, el tiempo utilizado para realizar la misma ya no es imperativo.

La utilización del modelo de pronóstico seleccionado permitió que la empresa tenga una recuperación económica del 0,1% en su facturación mensual, considerando el análisis del primer semestre del año 2017. Encontrar el beneficio económico no es sencillo, principalmente porque la venta de petróleo no pareciera tener relación con la producción de petróleo. Para explicarlo de mejor manera, el caudal de petróleo entregado está en función del caudal de petróleo medido disponible. Sin embargo, el caudal de petróleo medido debe guardar relación directa con el caudal de petróleo estimado / distribuido que viene del cálculo de la producción teórica, que a su vez es generada a través de las pruebas de pozos. Si al inicio del proceso se tiene variabilidad por una prueba de pozo incierta, esa misma variabilidad se traduce al resto de variables hasta llegar a influir en la disponibilidad del caudal de petróleo medido y este a su vez en el volumen de petróleo vendido. El plan de titulación se enfocó en disminuir esa variabilidad, lo que a su vez se tradujo en beneficios económicos puntuales para tener mayor disponibilidad de petróleo distribuido que permitió ajustar al petróleo medido y minimizar las diferencias.

## 5.2. Recomendaciones

Proponer una reglamentación local para el uso y aplicación de los factores de distribución, de acuerdo a las condiciones de cada campo petrolero.

Aplicar el modelo estadístico en campos donde se tenga mayor número de pozos petroleros en producción.

Ajustar el algoritmo de los medidores multifásicos de acuerdo al análisis de control estadístico que se realice para un determinado pozo petrolero.

Desarrollar el modelo estadístico para cada variable adicional al petróleo, es decir, agua de producción y gas.

Validar las pruebas de pozos utilizando los dos métodos operacionales propuestos, el primero un modelo estático utilizando un tanque en locación y el segundo un modelo dinámico utilizando el medidor multifásico Vx.

## Referencias

- Agencia Internacional de Energía de EEUU (2017). Revisión Mensual Energía Marzo. Recuperado el 30 de abril de 2017 de <https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/mer.pdf>
- API, R. 8. (2005). API Recommended Practice for Measurement of Multiphase Flow, RP 86. Washington: API.
- Banco Central del Ecuador. (2017). *Balanza Comercial Abril 2017*. Recuperado el 10 de diciembre de 2017 de <https://www.bce.fin.ec//contenido.bce.fin.ec/Estadisticas/SectorExterno/BalanzaPagos/balanzaComercial/ebc201704.pdf>
- Banco Central del Ecuador. (2017). Previsiones Macroeconómicas 2017 - 2018 Estructura Porcentual respecto al PIB. Quito: Banco Central del Ecuador.
- Chen, J. (2001). A New Process Capability Index for Non-normal Distributions. En J. a. Chen, A New Process Capability Index for Non-normal Distributions (págs. 762-770). SPE.
- Christianson, B. (1991). San Andre Field Production Testing System Upgrade. SPE Thermal Operations Symposium. Bakersfield: SPE.
- G. Falcone, G. H. (2001). Multiphase Flow Metering: Current Trends and Future Developments. SPE Annual Technical Conference. New Orleans, Louisiana: SPE.
- Gente Oil. (2012). Gente Oil, Página Principal de la Compañía. Recuperado el 10 de Noviembre de 2017 de <http://www.genteoil.com/espanol/quienes-somos.html>.
- Ghaempanah B. (2006). Improving the quality of production data and its effect on allocation factor and reserves estimation. Texas USA: SPE.
- Hallgeir, S. A., Bjorn & Callum A.N. (2004). Uncertainty Based Production Allocation Using Virtual Mutiphase Flow Metering. Mar del Norte, Inglaterra.

- Instituto Petroquímico. (2015). Producción de Gas Natural en el Mundo y en el Ecuador. Guayaquil: Instituto Petroquímico Ecuatoriano.
- Jense J.L., L. L. (2003). Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientist. Amsterdam: SPE.
- Jhon E., (2006). Pronósticos en los Negocios . México: Pearson Educación.
- Magretta, J. (2014). Las cinco fuerzas: competir para obtener utilidades. En J. Magretta, Para entender a Michael Porter: guía esencial hacia la estrategia y la competencia (pág. 35). Editorial Patria.
- Minitab Statistical Software (2018). Minitab products. Recuperado el 10 de Octubre de 2018 de <http://www.minitab.com/en-us/products/minitab/>
- MPMS American Petroleum Institute, A. (2016). Allocation Measurement, Capítulo 20, Sección 1. Washington D.C.
- Petroamazonas EP, Petroecuador, OPEP y BCE. (2017). Cifras mensuales del Sector Petrolero Ecuatoriano. Quito: Banco Central del Ecuador.
- Pulido, H. G. (2010). Estadística Descriptiva. En H. G. Pulido, Calidad Total y Productividad (págs. 144-145). México: McGraw-Hill.
- Pulido, H. G. (2013). Diagrama de Ishikawa (o de causa-efecto). En H. G. Salazar, Control Estadístico de la Calidad y Seis Sigma (págs. 147-154). México: McGrawHill.
- Pulido, H. G., & Salazar, R. d. (2013). Variabilidad y Pensamiento Estadístico. En H. G. Pulido, & R. d. Salazar, *Control estadístico de la Calidad y Seis Sigma* (pág. 10). México: McGrawHill.
- Sampieri, R. H. (2014). Formulación de Hipótesis. En R. H. Sampieri, Metodología de la Investigación (págs. 102,110). México: McGraw Hill.
- Schlumberger (2012). Avocet - Back Allocation basics. Australia.
- Schlumberger. (2015). Australia Patente nº 15-TS-0062.

- Secretaría de Hidrocarburos. (2017). *Secretaría de Hidrocarburos*. Recuperado el 10 de Noviembre de 2017 de <http://www.secretariahidrocarburos.gob.ec/biblioteca/>
- SPE 127924 . (2010). A Case Study: "Production Management Solution" Back Allocation and Advance Well Monitoring" Litoral de Tabasco Asset. Tabasco, México: SPE.
- SPE 76766. (2002). Multiphase Flowmeter Application for Well and Fiscal Allocation. Anchorage, Alaska: SPE.
- SPE-177932-MS . (2015). Production Management System to enhance collaboration and production surveillance, Garraf Oil Field. Abu Dhabi: SPE.
- Theuvney, B. a. (2002). Multiphase Flowmeter Application for Well and Fiscal Allocation . SPE Western Regional / AAPG Pacific Section Joint Meeting . Alaska: SPE.
- Thrasher, T. E. (1995). Well Deliverability, a Case History. SPE Reservoir Engineering. SPE.
- Walpole, R., Myers, R., Myers, S., & Ye, K. (2012). Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias. En R. Walpole, R. Myers, S. Myers, & K. Ye, Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias (págs. 171-173). México: Pearson.

## **Anexos**

# ANEXO 1



GENTE OIL ECUADOR PTE. LTD.  
BLOQUE 53- SINGUE  
REPORTE DIARIO DE PRODUCCIÓN



FECHA 23-jul-17 @ 24-jul-17

PRODUCCIÓN DÍA	2660,18
CRUDO TRANSFERIDO	2701,55

PRODUCCIÓN (BLS)	PRODUCCIÓN (BLS)					
	BRUTO (BFPD)	NETO (BFPD)	AGUA (BWFED)	API	BSW %	GAS (MPCD)
	11243,36	2660,18	8583,18	25,1	76,34	985,32

	CRUDO (BLS)	AGUA (BLS)	GAS (MPC)
ACUMULADO MENSUAL	73208,98	226141,70	26603,82
ACUMULADO TOTAL	6077410,71	5616034,07	1506467,71

PRODUCCION DE CRUDO

EXT. HOY	-	EXT. AYER	+	BOMBEO	-	PRODUCCIÓN DIARIA
3053,71		3095,08		2701,55		2660,18

CRUDO FISCALIZADO TRANSFERIDO								
LUGAR	BLS BRUTOS	BLS NETOS	BSW %	API @ 60	API@60	% AZUFRE	VISCOSIDAD	PESO RELATIVO
SANSAHUARI	2704,44	2701,55	0,107	25,1	25,1	1,09	47,2	2441
MARIANSY	0,00	0,00	0,000	0,0	0,0	0,00	0,0	0

TANQUES DE CRUDO												
UBICACIÓN	TANQUE		NIVEL TOTAL	VOLUMEN	NIVEL AGUA	VOLUMEN AGUA	BLS BRUTOS @ 60 °F	FACTOR	BSW %	TEMP °F	API @ 60	BARRILES NETOS
			(cm)	TOTAL (BLS)	LIBRE (cm)	LIBRE (BLS)		CTL				
SINGUE B	T-SB-492A	AYER	413,8	3428,24	25,0	223,34	3098,18	0,96670	0,10	138,7	25,2	3095,08
	T-SB-492A	HOY	408,4	3383,74	25,0	223,34	3056,77	0,96721	0,10	137,6	25,1	3053,71
MARIANSY BATTERY	TK-ORT45051	AYER	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00	1,01762	0,00	0,0	0,0	0,00
	TK-ORT45051	HOY	0,0	0,00	0,0	0,00	0,00	1,01762	0,00	0,0	0,0	0,00

STOCK HOY	3053,71
STOCK AYER	3095,08
DIFERENCIA	-41,37

PRODUCCIÓN POR POZOS															
POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	GAS	GOR	LEVANT.	P. INTK.	P. DESC.	WHP	VOLT	AMP.	FREC.	HORAS PROD
SA-1 "UI"	183,37	45,84	137,53	75,00	23,5	5,80	127	BM (30-225)	0	0	100	0	0	3,5	24
SB-2 "TS"	2622,90	839,22	1783,68	68,00	25,8	297,00	354	BES (D12400N)	755	3004	100	472	49	69	24
SB-3 "TS"	2227,33	467,67	1759,66	79,00	25,5	242,00	518	BES (D1750N)	1823	2830	90	448	40	68	24
SB-4 "UI"	1516,78	257,81	1258,97	83,00	23,4	111,30	432	BES (D1050N)	2738	3136	90	421	17	55	24
SB-5 "UI"	1030,44	247,27	783,17	76,00	23,6	56,90	230	BES (D1750N)	2781	3014	65	324	31	32	24
SB-6 "UI"	1409,13	338,14	1070,99	76,00	23,5	98,00	290	BES (D1750N)	2688	2941	50	411	25	40	24
SB-7 "TS"	354,94	102,92	252,02	71,00	26,6	37,47	364	BES (D1750N)	1343	2880	60	468	39	77	4
SB-9 "UI"	1847,65	314,05	1533,60	83,00	22,4	130,80	417	BES (D3500N)	1986	2767	70	400	19	54	24
SA11 "UM"	50,82	47,26	3,56	7,00	14,8	6,05	128	BH (JET 12)	0	0	80	0	0	0	24

POZO	INYECCION DE AGUA (BLS)			P. INY. (m3)	ACEITE (ppm)	SST (ppm)	HORAS
	AYER (bbs)	HOY (bbs)	INY. DIA (BLS)				
SA 10WIW	5369234	5380720	8592	1650	4	13	24

CONSUMO TOTAL DE QUIMICOS (GAL)				
DEMULSIFICANTE	INH. ESCALA	DISP. PARAFINA	ANTIEMPUJANTE	INH. CORROSION
EXP-JS-21	EPT-3670	EPT-301	EDF-501	EPT-3332
39,0	32,0	5,0	6,0	24,0

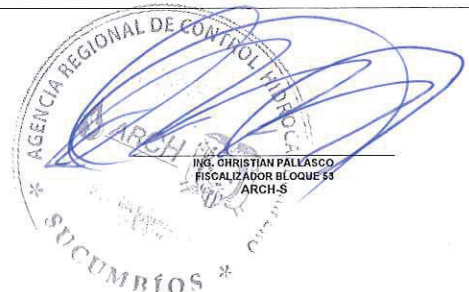
PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN (BLS)					
POZO	DETALLES		RECUPERABLES	NO RECUP.	HORAS OFF
SA-1 "UI"	COMUNICACIÓN TUBING -CASING		74,00		
SB-2 "TS"					
SB-3 "TS"					
SB-4 "UI"					
SB-5 "UI"					
SB-6 "UI"					
SB-7 "TS"	INICIA W.O		516,44		20
SB-9 "UI"					
SA11 "UM"					
TOTAL			590,44		

OBSERVACIONES:

SB7: ESPERANDO LUZ DEL DIA PARA CONTINUAR CON EL ARMADO DEL EQUIPO TUSCANY 105



ING. FERNANDO VILLAGÓMEZ  
SUPERINTENDENTE DE CAMPO  
GENTE OIL ECUADOR PTE. LTD.



ING. CHRISTIAN PALLASCO  
FISCALIZADOR BLOQUE 53  
ARCH-S



# ANEXO 2

ID	Task Mode	Task Name	Duration/Start	Finish	7 Jul '18	28 Aug	09 Oct	20 Nov	01 Jan	12 Feb	26 Mar	07 May	18 Jun	30 Jul	10 Sep	22 Oct	03 Dec	14 Jan	25 Feb	08 Apr	20 May	01 Jul	12 Aug	
					F	T	S	W	T	S	M	F	S	T	W	S	M	F	S	T	W	S	M	F
1																								
2		Plan Implementación Medidor Multifásico y Software AVOCET	284 days Tue 01/08/17	Fri 31/08/18																				
3		Definición de equipos	45 days Tue 01/08/17	Sat 30/09/17																				
4		Desarrollo de modelo de regresión lineal y control estadístico	132 days Tue 01/08/17	Wed 31/01/18																				
5		Configuración y caracterización medidor establecido nivel de	25 days Mon 26/02/18	Fri 30/03/18																				
6		Instalación software AVOCET	15 days Mon 08/01/18	Fri 26/01/18																				
7		Carga de información histórica de producción y prueba de pozos	66 days Mon 29/01/18	Mon 30/04/18																				
8		Configuración cálculo de factor de distribución de petróleo	11 days Tue 01/05/18	Tue 15/05/18																				
9		Configuración algoritmo modelo de regresión lineal	12 days Wed 16/05/18	Thu 31/05/18																				
10		Configuración módulo Prodcast en AVOCET medidor multifásico	11 days Fri 01/06/18	Fri 15/06/18																				
11		Pruebas Piloto en pozos productores	32 days Mon 18/06/18	Tue 31/07/18																				
12		Ajustes en algoritmos medidor multifásico	11 days Wed 01/08/18	Wed 15/08/18																				
13		Ajustes en algoritmo cálculo factor de distribución con modelo de	10 days Thu 16/08/18	Wed 29/08/18																				
14		Presentación Resultados Directorio Compañía	2 days Thu 30/08/18	Fri 31/08/18																				

Project: Cronograma Plan de Titul  
Date: Thu 02/11/17

	Task		External Tasks		Manual Task		Finish-only
	Split		External Milestone		Duration-only		Deadline
	Milestone		Inactive Task		Manual Summary Rollup		Progress
	Summary		Inactive Milestone		Manual Summary		Manual Progress
	Project Summary		Inactive Summary		Start-only		

