



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO ENTRE DOS
POZOS PERFORADOS CON TRAYECTORIAS DIRECCIONALES TIPO S
Y J MODIFICADO CON ALTO DESPLAZAMIENTO, EN UN CAMPO AL
NORESTE DE LA CUENCA ORIENTE.

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR(ES):

JOSHUE FERNANDO BRIONES SÁNCHEZ
JAIRO JOSUÉ LUCÍN CORTEZ

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD, ECUADOR

(2022)

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO
ENTRE DOS POZOS PERFORADOS CON
TRAYECTORIAS DIRECCIONALES TIPO S Y J
MODIFICADO CON ALTO DESPLAZAMIENTO, EN UN
CAMPO AL NORESTE DE LA CUENCA ORIENTE.**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR(ES):

**JOSHUE FERNANDO BRIONES SÁNCHEZ
JAIRO JOSUÉ LUCÍN CORTEZ**

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, Mg.

LA LIBERTAD – ECUADOR

(2022)

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Marjelis Gutiérrez, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA DE
PETRÓLEOS

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
DOCENTE TUTOR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA

Lcda. Erica Lorenzo García, PhD.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC

Ing. David Vega González.
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

A **Dios**, por permitirnos llegar a esta etapa de nuestras vidas, a nuestros **padres, hermanos y amigos** con mucho cariño, por todo el apoyo incondicional brindado.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

Creación: Ley No. 110 R.O. No. 366 (Suplemento) 1998-07-22

La Libertad, 4 de agosto de 2022

003-CPL-2022-1

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “**ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO ENTRE DOS POZOS PERFORADOS CON TRAYECTORIAS DIRECCIONALES TIPO S Y J MODIFICADO CON ALTO DESPLAZAMIENTO, EN UN CAMPO AL NORESTE DE LA CUENCA ORIENTE**” elaborado por los estudiantes **JOSHUE FERNANDO BRIONES SÁNCHEZ** y **JAIRO JOSUÉ LUCIN CORTEZ**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingenieros en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti-plagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con **4%** de la valoración permitida, por consiguiente, se procede a emitir el presente informe.

URKUND	
Documento	LUCIN - BRIONES URKUND.docx (D142647627)
Presentado	2022-08-03 23:26 (-05:00)
Presentado por	cportilla@upse.edu.ec
Recibido	cportilla.upse@analysis.orkund.com
	4% de estas 23 páginas, se componen de texto presente en 11 fuentes.



Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, Mg.

C.I.: 0913412367

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

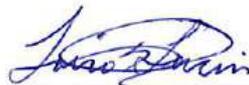
Nosotros, **Joshue Fernando Briones Sánchez** y **Jairo Josué Lucín Cortez**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “**ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO ENTRE DOS POZOS PERFORADOS CON TRAYECTORIAS DIRECCIONALES TIPO S Y J MODIFICADO CON ALTO DESPLAZAMIENTO, EN UN CAMPO AL NORESTE DE LA CUENCA ORIENTE**”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo, es un trabajo exclusivamente inédito y pertenece a nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración, **cedemos** los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y por la normativa institucional vigente.



Joshue Fernando Briones Sánchez

Autor de Tesis
C.I. 0929263135



Jairo Josué Lucín Cortez

Autor de Tesis
C.I. 2400119620

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, Mg.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En mi calidad de tutor del trabajo **“ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO ENTRE DOS POZOS PERFORADOS CON TRAYECTORIAS DIRECCIONALES TIPO S Y J MODIFICADO CON ALTO DESPLAZAMIENTO, EN UN CAMPO AL NORESTE DE LA CUENCA ORIENTE”**, previo a la obtención del título de Ingenieros en Petróleo, elaborado por **JOSHUE FERNANDO BRIONES SÁNCHEZ** y **JAIRO JOSUÉ LUCIÒN CORTEZ**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, lo apruebo en todas sus partes.



Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, Mg.

TUTOR

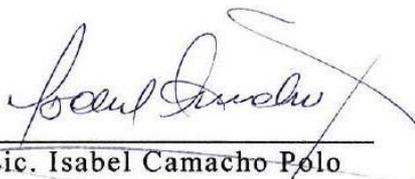
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICO

Que, he revisado aspectos relacionados a la redacción, ortografía y sintaxis del trabajo de titulación: “ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO ENTRE DOS POZOS PERFORADOS CON TRAYECTORIAS DIRECCIONALES TIPO S Y J MODIFICADO CON ALTO DESPLAZAMIENTO, EN UN CAMPO AL NORESTE DE LA CUENCA ORIENTE” elaborado por **JOSHUE FERNANDO BRIONES SÁNCHEZ** y **JAIRO JOSUÉ LUCIN CORTEZ** para optar por el Grado de **Ingenieros en Petróleo**, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleo, de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Autorizo hacer de este certificado, el uso legal que considere pertinente.

La Libertad, agosto de 2022



Lic. Isabel Camacho Polo

Teléfono: 0994416753
e-mail: isabelacamacho@hotmail.com
Reg. Senescyt 1023-11-1101534

AGRADECIMIENTOS

A nuestros **padres, hermanos y amigos** por el inmenso apoyo moral brindado, que siempre estuvo presente durante todo el proceso. También agradecemos a nuestros docentes formadores, en especial al **Ing. Carlos Portilla Lazo, Dra. Erica Lorenzo García** y al **Ing. Romel Erazo Bone**, porque nos han guiado y colaborado con su conocimiento, para la realización de este trabajo de integración curricular para la obtención del título de Ingenieros en Petróleo.

CONTENIDO

	Pág.
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	iii
DEDICATORIA.....	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	viii
AGRADECIMIENTOS	ix
LISTA DE FIGURAS.....	xv
LISTA DE TABLAS	xvi
RESUMEN.....	xviii
ABSTRACT.....	xix
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 HIPÓTESIS.....	4
1.4 OBJETIVOS.....	4
1.4.1 Objetivo General.	4
1.4.2 Objetivos Específicos.	4
1.5 ALCANCE	4
1.6 VARIABLES	5
1.6.1 Variables dependientes.	5
1.6.2 Variables independientes.	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	6

2.1	Descripción del ARÉA DE ESTUDIO	6
2.1.1	Ubicación geográfica de la Cuenca Oriente.....	6
2.1.2	Geología estructural de la Cuenca Oriente.	7
2.1.3	Estratigrafía de la Cuenca Oriente.....	8
2.2	PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS.....	9
2.2.1	¿Qué es la perforación de pozos petroleros?.....	9
2.2.2	Importancia y objetivo de la perforación.	9
2.3	TIPOS DE POZOS	9
2.3.1	Pozos verticales.	9
2.3.2	Pozos direccionales.....	10
2.4	POZOS DIRECCIONALES Y SUS TIPOS	11
2.4.1	Concepto básico y objetivo de la perforación direccional.	11
2.4.2	Pozo tipo “J”.....	11
2.4.3	Pozo tipo “J” modificado.	12
2.4.4	Pozo tipo “S”.	12
2.4.5	Pozo tipo “S” modificado.	13
2.4.6	Pozos horizontales.	14
2.5	ESTRUCTURA DE UN POZO DIRECCIONAL	15
2.5.1	Punto de arranque.	15
2.5.2	Punto de fin del incremento y caída del ángulo.	15
2.5.3	Inclinación.....	16
2.5.4	Dirección.....	16
2.5.5	Estaciones.....	16
2.5.6	Pata de perro.....	16
2.5.7	Profundidad medida.....	17
2.5.8	Profundidad verdadera vertical.	17
2.5.9	Desplazamiento horizontal.....	17
2.6	TIEMPOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	17

2.6.1	Importancia del tiempo de perforación.....	17
2.6.2	Tiempo programado.....	17
2.6.3	Tiempo real o total.....	18
2.6.4	Tiempo productivo.....	18
2.6.5	Tiempo no productivo.....	18
2.6.6	Tiempo invisible.....	19
2.7	PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN.....	19
2.7.1	Inestabilidad del pozo.....	19
2.7.2	Presencia de formaciones arcillosas.....	20
2.7.3	Secciones salinas.....	21
2.7.4	Pérdida de circulación.....	21
2.7.5	Influjo y reventones.....	21
2.7.6	Pega de tubería.....	22
2.7.7	Embolamiento de la broca.....	23
2.7.8	Geometría del pozo.....	23
2.7.9	Operaciones de pesca.....	23
2.7.10	Cavernas en el hoyo.....	24
2.7.11	Intervalos apretados.....	25
2.7.12	Fallas en equipos de perforación.....	25
2.8	CAUSA – EFECTO DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS.....	26
2.8.1	Diagrama causa – efecto.....	26
2.9	DISTRIBUCIÓN ESTADÍSTICA.....	26
2.9.1	Prueba Chi – cuadrado.....	26
2.9.2	Prueba de bondad de ajuste.....	27
2.9.3	Prueba de homogeneidad.....	27
2.9.4	Prueba de independencia.....	27
2.10	MÉTODO DE CHI - CUADRADO POR INDEPENDENCIA.....	27
2.10.1	Tabla de contingencia.....	27

2.10.2	Tabla de valores esperados.....	27
2.10.3	Tabla de chi-cuadrado.....	28
2.10.4	Grados de libertad.....	28
2.10.5	Valor de error 0.05.....	29
2.10.6	Valor crítico.....	29
2.10.7	Tabla percentil de la distribución.	29
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		30
3.1	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	30
3.1.1	Tipo de investigación.....	30
3.1.2	Recopilación de la información.....	30
3.1.3	Población y muestra.....	30
3.1.4	Procesamiento y análisis de la información.	31
3.2	INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS ESTUDIADOS.....	31
3.2.1	Pozo RGC-07.	31
3.2.2	Pozo RGC-09.	35
3.2.3	Litología atravesada en la perforación.....	39
3.2.4	Diseño mecánico de los pozos.	40
3.3	DESARROLLO DE LA DISTRIBUCIÓN CHI-CUADRADO.....	42
3.3.1	Matriz de frecuencia e identificación de los problemas.	42
3.3.2	Procesamiento de la información.	43
3.3.3	Prueba Chi – Cuadrado.	43
3.3.4	Desarrollo del método.....	43
3.3.5	Formulación de hipótesis.	44
3.3.6	Tabla de las hipótesis planteadas.....	46
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		48
4.1	INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	48
4.1.1	El tiempo no productivo en las operaciones de perforación.	48
4.1.2	El tiempo no productivo en cada trayectoria trazada.	50

4.1.3	El tiempo no productivo general por secciones.	51
4.1.4	Causas de los problemas predominantes del pozo RGC-07.	52
4.1.5	Causas de los problemas predominantes del pozo RGC-09.	54
4.1.6	Impacto del tiempo no productivo por problema presentado.....	55
4.2	RESULTADOS LA PRUEBA CHI – CUADRADO.....	58
4.2.1	Primera hipótesis.	58
4.2.2	Segunda hipótesis.	59
4.2.3	Tercera hipótesis.....	59
4.3	ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO.....	60
4.3.1	Matriz de gastos por problema.	60
4.3.2	Análisis de costos generales.	61
4.4	MEDIDAS TECNICAS PARA CADA PROBLEMA.....	63
4.4.1	Pozo RGC-07.	63
4.4.2	Pozo RGC-09.	65
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		67
5.1	CONCLUSIONES.....	67
5.2	RECOMENDACIONES.....	69
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		70
ANEXOS		75

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriente	6
Figura 2. Mapa morfológico estructural de la Cuenca Oriente	7
Figura 3. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente	8
Figura 4. Estructura de un pozo direccional.....	10
Figura 5. Diagrama del pozo tipo “J”	11
Figura 6. Diagrama del pozo tipo “J” modificado	12
Figura 7. Diagrama del pozo tipo “S”	13
Figura 8. Diagrama del pozo tipo “S” modificado	14
Figura 9. Diagrama de pozo tipo horizontal “H”	15
Figura 10. Diagrama causa – efecto de los tiempos no productivos.....	26
Figura 11. Diagrama mecánico del pozo RGC-07 elaborado en AutoCAD.	40
Figura 12. Diagrama mecánico del pozo RGC-09 elaborado en AutoCAD.	41
Figura 13. Distribución porcentual general del NPT por sección.	49
Figura 14. Distribución porcentual del NPT por sección del pozo RGC-09.....	50
Figura 15. Distribución porcentual del NPT por sección del pozo RGC-07.....	51
Figura 16. Gráfico de distribución general de porcentajes de NPT por sección.	52
Figura 17. Gráfico de Pareto sobre los tiempos de cada evento.....	57
Figura 18. Gráfico de los tiempos involucrados en la perforación.	58
Figura A 1. Chi – cuadrado tabulado	76

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Datos generales del pozo RGC-07.	32
Tabla 2. Configuración del BHA en la sección de 16” del pozo RGC-07.....	32
Tabla 3. Configuración del BHA en la sección de 12 ¼” del pozo RGC-07.....	33
Tabla 4. Configuración del BHA en la sección de 8 ½” del pozo RGC-07.....	33
Tabla 5. Programa de broca usado en el pozo RGC-07.....	34
Tabla 6. Parámetros del fluido de perforación en el pozo RGC-07.....	34
Tabla 7. Asentamientos y diámetro del casing en el pozo RGC-07.	35
Tabla 8. Datos generales del pozo RGC-09.	35
Tabla 9. BHA usados en la sección de 16” en el pozo RGC-09.....	36
Tabla 10. BHA usados en la sección de 12 ¼” en el pozo RGC-09.....	36
Tabla 11. BHA usados en la sección de 8 ½” en el pozo RGC-09.....	37
Tabla 12. Programa de broca empleado en el pozo RGC-09.	37
Tabla 13. Parámetros del fluido de perforación en el pozo RGC-09.....	38
Tabla 14. Asentamiento y diámetro del casing en el pozo RGC-09.....	38
Tabla 15. Descripción de la litología atravesada.	39
Tabla 16. Matriz de frecuencia y distribución de los tiempos no productivos.....	42
Tabla 17. Distribución y frecuencia total de los problemas.	45
Tabla 18. Frecuencias esperadas en ambos pozos y todas sus secciones.....	46
Tabla 19. Frecuencias observadas de ambos pozos y todas sus secciones.	47

Tabla 20. Frecuencias esperadas de ambos pozos y todas sus secciones.....	47
Tabla 21: Frecuencias observadas en los dos pozos en cada sección.	47
Tabla 22. Distribución general del tiempo no productivo.....	48
Tabla 23. Distribución de los tiempos no productivos por sección.	49
Tabla 24. Matriz de los problemas del pozo RGC-07 de la sección de 16”.....	53
Tabla 25. Matriz de los problemas del pozo RGC-07 de la sección de 12 ¼”.....	53
Tabla 26. Matriz de los problemas del pozo RGC-07 de la sección de 8 ½”.....	54
Tabla 27. Matriz de los problemas del pozo RGC-09 de la sección de 16”.....	54
Tabla 28. Matriz de los problemas del pozo RGC-09 de la sección de 12 ¼”.....	55
Tabla 29. Matriz de los problemas del pozo RGC-09 de la sección de 8 ½”.....	55
Tabla 30. Matriz general de los problemas predominantes.....	56
Tabla 31. Distribución de los tiempos de las operaciones.	57
Tabla 32. Matriz económica del pozo RGC-07.....	60
Tabla 33. Matriz económica del pozo RGC-09.....	60
Tabla 34. Análisis económico del pozo RGC-07.	61
Tabla 35. Análisis económico del pozo RGC-09.	62
Tabla 36. Medidas técnicas para cada problema en el pozo RGC-07.	63
Tabla 37. Medidas técnicas para cada problema en el pozo RGC-09.	65

**“ANÁLISIS COMPARATIVO TÉCNICO – ECONÓMICO ENTRE
DOS POZOS PERFORADOS CON TRAYECTORIAS
DIRECCIONALES TIPO S Y J MODIFICADO CON ALTO
DESPLAZAMIENTO, EN UN CAMPO AL NORESTE DE LA
CUENCA ORIENTE”**

RESUMEN

El presente trabajo de titulación, tiene como objetivo caracterizar los tiempos no productivos en la perforación direccional de dos pozos ubicados al noreste de la Cuenca Oriente y proponer medidas técnicas de carácter preventivo que ayuden a mitigar los problemas operativos. También, realizar un análisis técnico en cada pozo, puntualizando los problemas presentados en cada sección, mediante una matriz causa – efecto y determinar la casualidad del tiempo no productivo, obteniendo el costo asociado del mismo. El estudio se fundamentó en la aplicación del método Chi – cuadrado para comprobar afirmaciones hipotéticas sobre la relación que existe entre las variables estudiadas que originan los tiempos no productivos, mediante la comparación de las frecuencias observadas y esperadas de un problema operacional en el espacio muestral, de esta manera comprender el impacto del tiempo no productivo en la perforación de un pozo. Los resultados obtenidos en cada hipótesis planteada indicaron que la complejidad del diseño incide directamente en el incremento del tiempo no productivo; no obstante, la casualidad de ocurrencia de un problema no es la misma tanto en fondo como en superficie. Se concluye que, el pozo RGC-09 con trayectoria “J” modificado, fue el más factible técnica y económicamente en este estudio.

PALABRAS CLAVE: TIEMPOS NO PRODUCTIVOS/ PROBLEMAS OPERACIONALES/ PERFORACIÓN DIRECCIONAL/ RENTABILIDAD TÉCNICA

“ANALYSIS COMPARATIVE TECHNICAL – ECONOMIC OF TWO WELLS WITH DIRECTIONAL TRAJECTORIES: TYPE S AND J MODIFIED WITH HIGH DISPLACEMENT, IN A FIELD NORTHEAST OF THE BASIN ORIENTE”.

ABSTRACT

The purpose of the following titling work is to characterize the non-productive times in the directional drilling of two wells located northeast of the Oriente Basin and to propose preventive technical measures that help mitigate operational problems. Also perform a technical analysis in each well, pointing out the problems presented in each section, through a cause-effect matrix and determine the chance of non-productive time, obtaining the associated cost thereof. The study is based on the application of the Chi-square method to verify hypothetical statements about the relationship between the studied variables that cause non-productive times, by comparing the observed and expected frequencies of an operational problem in the sample space, in this way understand the impact of non-productive time in the drilling of a well. The results obtained in each proposed hypothesis indicated that the complexity of the design directly affects the increase in non-productive time, however, the chance occurrence of a problem is not the same both in depth and in surface. It is concluded that the RGC-09 well with modified "J" trajectory was the most technically and economically feasible in this study.

KEYWORDS: NON-PRODUCTIVE TIMES/ OPERATIONAL PROBLEMS/ DIRECTIONAL DRILLING/ TECHNICAL PROFITABILITY.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En la perforación direccional de pozos petroleros en la Cuenca Oriente del Ecuador, se presentan problemas operacionales que dificultan el avance de la perforación por la litología atravesada, el tipo de trayectoria y fallas en la operación, entre otros factores. Cuando la perforación se detiene por los eventos antes mencionados y estos ocasionan un tiempo adicional en las operaciones, se los denomina como “tiempo no productivo”.

Cuando un pozo supera los tiempos de planeación, este incrementa los costos finales de la perforación, representando así un desequilibrio que afecta en la recuperación de la inversión. Por este motivo, se realiza un estudio para reducir los costos asociados a los tiempos no productivos, disminuyendo la incertidumbre, identificando y documentando las fallas en los equipos y las herramientas.

En síntesis, este trabajo se realiza con la finalidad de reducir los tiempos no productivos a la hora de perforar un pozo direccional, esto ayuda a optimizar los tiempos, mejorar la integridad y la eficiencia en la perforación.

Se define eficiencia a la unidad unidimensional capaz de medir el rendimiento productivo en las operaciones de perforación. Cuando un proyecto alcanza niveles muy bajos de tiempos no productivos y se cumplen en los tiempos establecidos durante la planeación del pozo, se lo considera en la curva de optimización y eficiencia apropiada (Cochener, 2010).

1.2 ANTECEDENTES

Fernando Torres en el año 2011, realizó un estudio con el propósito de desarrollo conceptual que incluye las fases de planificación y diseño de un pozo, en base a la experiencia y lecciones aprendidas en la perforación de pozos del Medio Oriente y concluyó que tener modelos referentes para planificar un pozo beneficia en gran medida a disminuir los tiempos en la perforación (H. Torres, 2016).

De igual manera, en el año 2013 Alexandra Gallegos Mazza, realizó un estudio con un aporte diferente en base a la litología en la Cuenca Oriente sobre los ensamblajes con motor de fondo, para optimizar la perforación de pozos tipo “J” en el campo Sacha, donde concluye que las formaciones con mayor tendencia de tumbar una inclinación son: Conglomerado Inferior Tiyuyacu, Calizas de Napo y en Hollín (Gallegos, 2013).

En el año 2013, Aníbal Aguilar Navarrete, en su estudio presenta un análisis diferente en los problemas operacionales en pozos horizontales de tres campos del Oriente ecuatoriano, el cual concluye que los tiempos no productivos se dan en su mayor parte por geometrías compleja en el diseño, por la dificultad existente al trazar una trayectoria y por el cambio excesivo del ensamblaje de fondo (Navarrete, 2013).

Así mismo, en el año 2015, Zoila Pilla Cunalata realizó un manual de planificación, diseño y consideraciones para la construcción de una trayectoria en un pozo direccional ubicado en el campo Sacha, donde en este concluye que para la perforación de pozos direccionales es recomendable cumplir estrictamente con los parámetros de perforación dependiendo las características litológicas (Pilla, 2015).

Al contrario, en el año 2015 Oscar Santos Morales, analiza los problemas más comunes que generan tiempos no productivos durante una perforación direccional en un pozo del Oriente ecuatoriano y concluye que estos se deben a la litología de la zona, por la presencia de arcillas reactivas, formaciones someras y secciones salinas (Santos, 2015).

Kamal Kamatov en el año 2016, hizo un estudio en pozos de Rusia los que se caracterizaron por la gran cantidad de tiempo no productivo, como conclusión señaló que, los problemas en los tiempos no productivos son debido a fallas mecánicas en las herramientas de fondo y a las bajas tasas de penetración (Kamatov, 2016).

Al igual que Marco Chacón Yépez, en el año 2016, propuso técnicas preventivas para 30 pozos ya perforados del campo Sacha, analizando los datos técnicos, estadísticos y económicos, donde concluyó que, el mayor porcentaje de tiempo no productivo se genera por problemas de congelamiento de liner y pega de tubería (Chacón, 2016).

No obstante, en el año 2016, Edgar Fauta Macas realizó un estudio estadístico de las operaciones en pozos petroleros en el campo Auca a partir del año 2014, donde concluye que la mayor parte de los tiempos no productivos se da por el uso de una tasa de penetración no óptima en cada sección, para ello realizó un modelo matemático por medio de regresión lineal múltiple para realizar un cálculo de la tasa de penetración óptima en las secciones en la que hubo problemas (Fauta, 2016).

Así mismo, en el año 2017 Kingsley Okenyi realizó un estudio del mismo principio, el cual define que para lograr un rendimiento excelente en la perforación, se deben observar las principales causas, que por lo general son fallas mecánicas. Eso fue exactamente lo que hizo en Nigeria, validando así el estudio realizado por Kamatov, 2016 (Okenyi, 2017).

En el año 2017, Diego Ayala y colegas realizan un estudio para caracterizar los problemas más predominantes que generan tiempos no productivos en la perforación, para lo cual realizó un estudio de 11 pozos direccionales y horizontales mediante la distribución Chi – cuadrado, generando hipótesis y validándolas, donde concluyó que la profundidad es proporcional al tiempo no productivo, es decir, entre más secciones tiene un pozo, mayor tiempo no productivo tendrá (Ayala et al., 2017).

Finalmente, Marco Loaiza y colegas en el año 2018, analizan el mercado actual posterior a la pandemia. Para ello, propone implementar una herramienta de planificación desarrollada a partir de los resultados de investigación de varios pozos, el cual concluye; que ayuda a terminar un pozo en los tiempos establecidos y así no generar un impacto económico (Loaiza et al., 2018).

En base a estos estudios realizados, se abre una investigación descriptiva e inductiva en dos pozos direccionales de la Cuenca Oriente con presencia de problemas operacionales relacionados con la geometría compleja en el diseño del pozo, la presencia de arcillas reactivas y formaciones no consolidadas.

1.3 HIPÓTESIS

La complejidad del tipo de trayectoria trazada en el pozo y la litología atravesada provocará un incremento del tiempo no productivo, además ambos pozos podrán ser modelos referentes para mejorar la toma de decisiones en futuras perforaciones direccionales en ese mismo campo evitando pérdidas económicas.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Realizar un análisis técnico - económico mediante la comparación de los problemas operativos en dos pozos tipo “S” y “J” modificado en un campo ubicado al Noreste de la Cuenca Oriente del Ecuador, para reducir los tiempos totales de la perforación.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Identificar las principales causas de los problemas operativos.
- Analizar por sección los tiempos no productivos de cada pozo.
- Efectuar un análisis económico de los tiempos no productivos.
- Proponer medidas técnicas que ayuden a mitigar los tiempos no productivos.

1.5 ALCANCE

El estudio abarca únicamente los datos técnicos de dos pozos direccionales de tipo “S” y “J” modificado, los cuales están ubicados al noreste de la Cuenca Oriente del Ecuador, en la provincia de Sucumbíos.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables dependientes.

- Tiempos totales de la perforación.
- Tiempos no productivos de un pozo.
- Fluidos de perforación.

1.6.2 Variables independientes.

- Trayectoria direccional del pozo.
- Litología de la Cuenca Oriente del Ecuador.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriente

La Cuenca Oriente se encuentra en el grupo de cuencas de antepaís, la cual se encuentra localizada al Este de los Andes ecuatorianos. Esta tiene aproximadamente un área de 100.000 Km², se extiende hacia el norte en Colombia (Cuenca de Putumayo) hasta Argentina y hacia el Sur con Perú (Cuenca de Marañón) (Barragan et al., 2004).

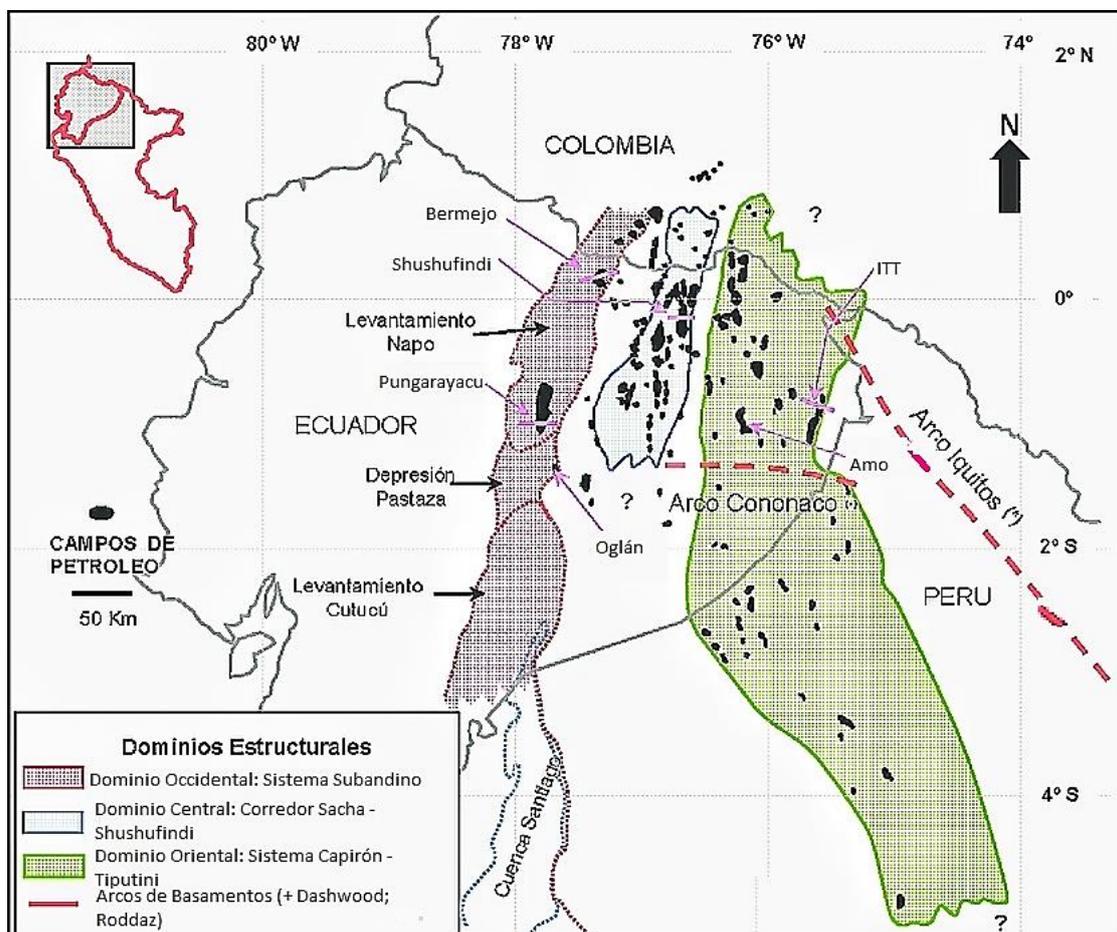


Figura 1. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriente (Mancilla et al., 2008).

2.1.2 Geología estructural de la Cuenca Oriente

La morfología de la zona está caracterizada principalmente por la presencia de relieves, estos relieves son: Napo al Noroeste y la Cordillera de Cutucú, que se encuentra al Suroeste. La Cuenca Oriente es el resultado de desarrollo de esfuerzos transpresivos que están presentes a partir del cretácico terminal, estos provocan la emersión de la cordillera real y también la formación de la cuenca antepaís. Los campos petrolíferos de la zona son el resultado de muchas fallas normales por inversión tectónica, las cuales están relacionadas en la edad triásico y jurásico inferior. Estas fallas actualmente se encuentran de forma inversa y con fuerte buzamiento (Mancilla et al., 2008).

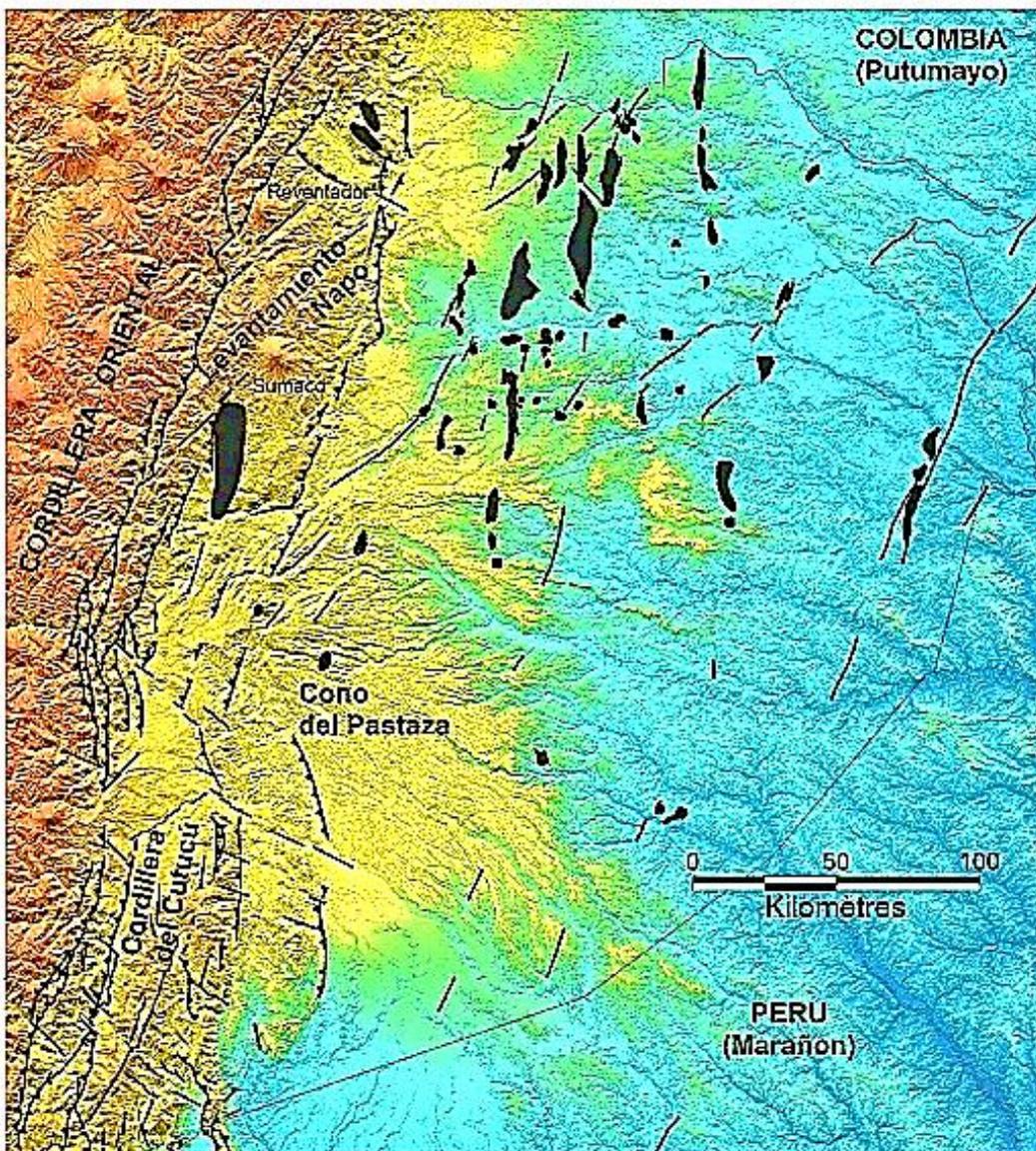


Figura 2. Mapa morfológico estructural de la Cuenca Oriente (Barragan et al., 2004).

2.1.3 Estratigrafía de la Cuenca Oriente

La estratigrafía de la Cuenca Oriente está ilustrada en la *Figura 3*, donde se detalla las formaciones, la cronología estratigráfica, eventos tectónicos y litología de esta.

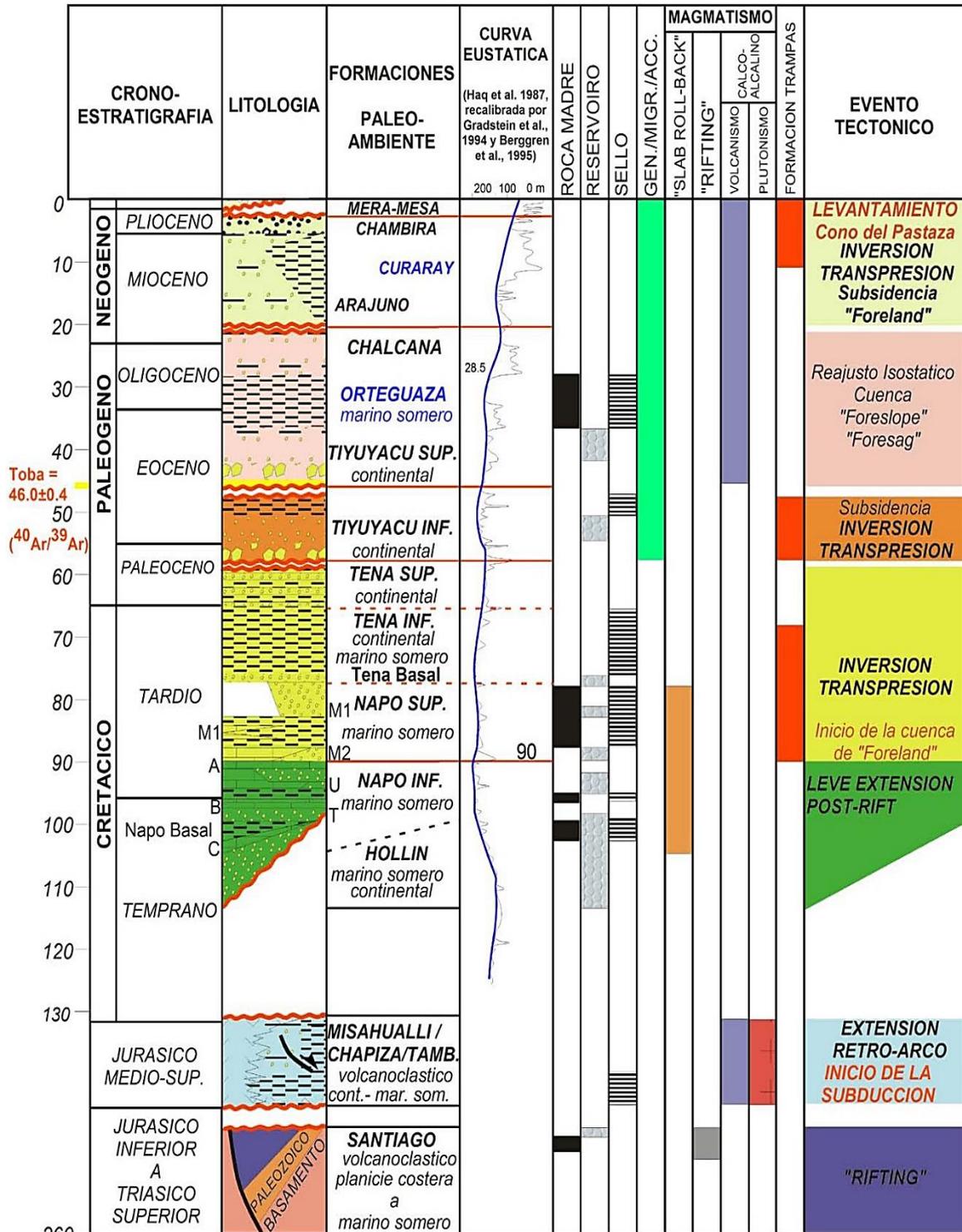


Figura 3. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente (Barragan et al., 2004).

2.2 PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

2.2.1 ¿Qué es la perforación de pozos petroleros?

Es la técnica de construir un hoyo en el subsuelo para explorar y extraer un recurso natural como es el petróleo, mediante movimientos rotatorios que realiza la broca. En este proceso se inyecta un lodo de perforación para controlar la presión de fondo y subir los recortes generados por la perforación hacia la superficie (Pila, 2015).

2.2.2 Importancia y objetivo de la perforación

La perforación de pozos petroleros es importante porque tiene como objetivo principal crear un “conducto” entre el yacimiento y la superficie para explotar de una forma racional y segura el hidrocarburo al menor costo posible para la empresa operante y que este ofrezca el mayor costo/beneficio (Neal, 1985).

Para ello, es importante realizar un diseño respectivo para las características de la zona a atravesar, esto incluye realizar un programa detallado para perforar (planeación del pozo) que debe cumplir con los siguientes apartados:

- Seguridad personal y operacional
- Costo y Beneficio
- Eficiencia Operativa
- Tiempos Totales

2.3 TIPOS DE POZOS

2.3.1 Pozos verticales

Un pozo vertical tiene como finalidad llegar a un objetivo sin tener ninguna inclinación o desviación de dirección en el trazo de su trayectoria, esto quiere decir que, si se observa en un plano de superficie del pozo se visualiza que tanto las coordenadas de superficie como las de objetivo son las mismas, esto significa que la trayectoria trazada es vertical sin ningún tipo de variación en su inclinación. Esto nos da a entender que, tanto

la profundidad medida (PM) y como la profundidad verdadera vertical (PVV) son iguales en longitud y con un azimuth de 0° (Mantle, 2014).

2.3.2 Pozos direccionales

La perforación direccional se la puede definir como la práctica de control en la dirección y desviación del pozo hacia algún objetivo. Es una técnica de desviación intencional de un pozo a lo largo de su curso hacia un objetivo, con respecto a la trayectoria que este adoptaría normalmente (Hossain, 2015).

Por consiguiente, el objetivo en estos pozos no se encuentra por debajo del equipo de perforación, el objetivo consta de coordenadas diferentes a las de superficie. En la perforación direccional aparecen parámetros como: ángulo de dirección, ángulo de inclinación y distancia horizontal al objetivo, como se ve en la *Figura 4* (Mantle, 2014).

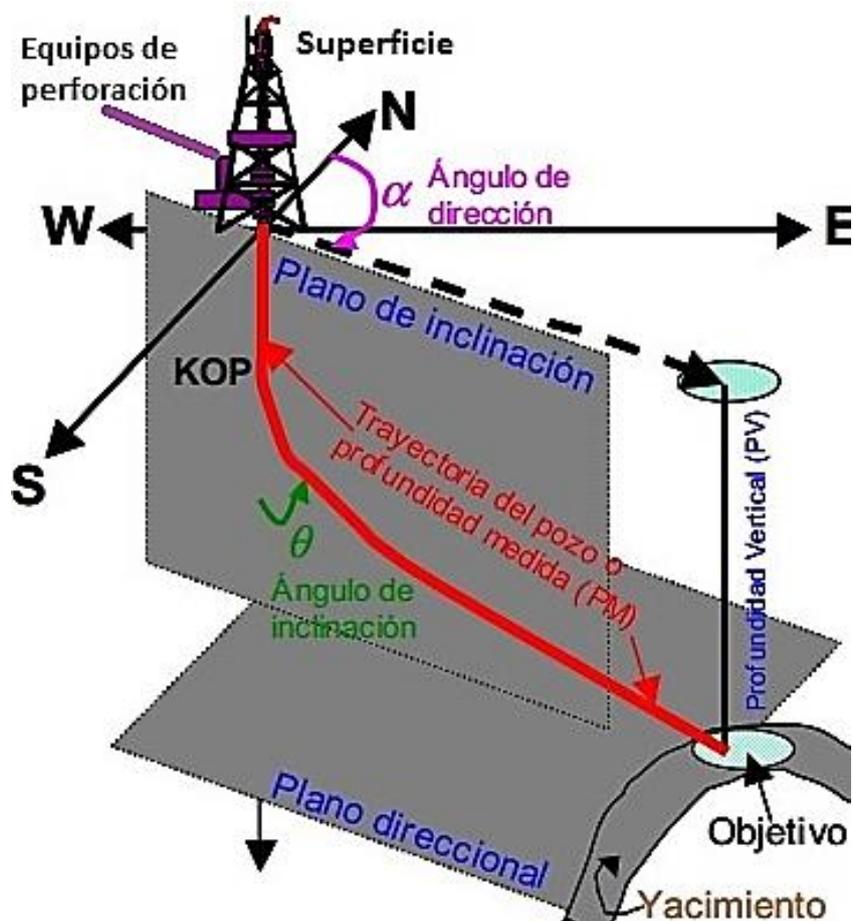


Figura 4. Estructura de un pozo direccional (Zaba, 2019).

2.4 POZOS DIRECCIONALES Y SUS TIPOS

2.4.1 Concepto básico y objetivo de la perforación direccional

Se conoce como pozo direccional, aquel que se perfora siguiendo una trayectoria planeada con el propósito de alcanzar un objetivo determinado, mismo al que se llega teniendo control sobre el ángulo de inclinación en un plano vertical y la dirección del pozo en un plano horizontal (Pila, 2015).

2.4.2 Pozo tipo “J”

Este tipo de pozo se caracteriza principalmente por constar de tres secciones, comenzando por la sección vertical, posteriormente seguida por la sección de construcción o curva, donde el ángulo de inclinación es incrementado y por último donde es mantenido que se denomina sección tangente, como se muestra en la *Figura 5* (Herrera, 2020).

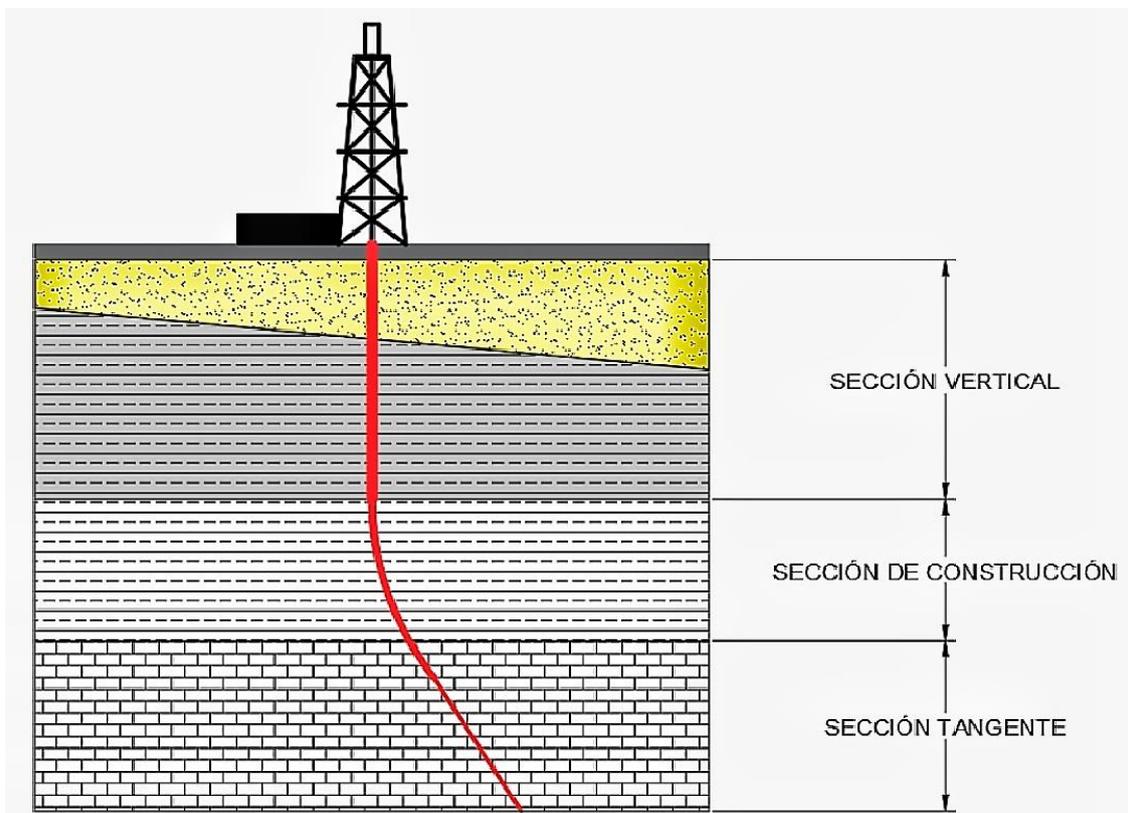


Figura 5. Diagrama del pozo tipo “J” (Guzmán, 2015).

2.4.3 Pozo tipo “J” modificado

Este tipo de pozo en principio cuenta con la misma estructura del perfil “J”, adicionando un cambio posterior a la sección tangente, en este punto la inclinación en vez de mantenerse empieza a disminuir, el ángulo del tumbado va a depender directamente de la formación que se esté atravesando, como se puede observar en la *Figura 6* (D. Flores, 2011).

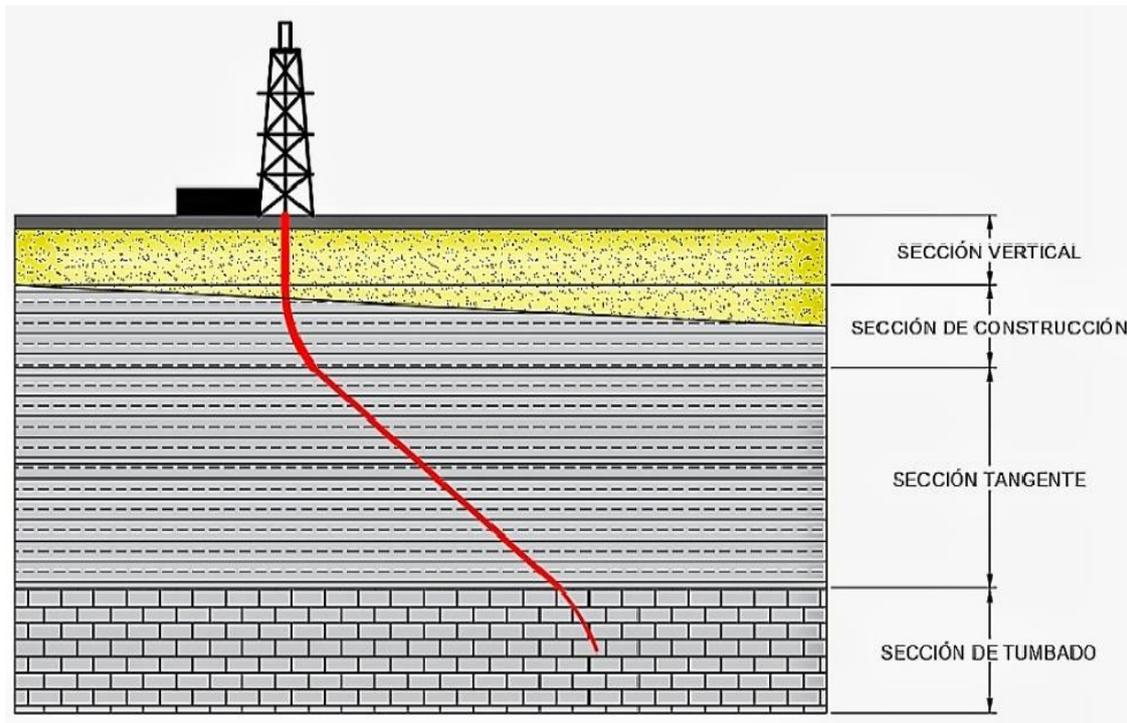


Figura 6. Diagrama del pozo tipo “J” modificado (Guzmán, 2015).

2.4.4 Pozo tipo “S”

Este tipo de pozo tiene como finalidad facilitar la llegada a la ubicación del pozo al mismo tiempo que aumentar su eficiencia, se caracteriza por contar con un punto de arranque no tan lejano de la superficie, consta de una sección vertical, seguida por la sección de construcción donde se incrementa el ángulo, consecutivo a esta se mantiene el ángulo en la sección tangente, hasta llegar a la sección de tumbado donde el ángulo se disminuye hasta el punto de entrar al yacimiento a través de una sección totalmente vertical, como se puede ver en la *Figura 7* (Herrera, 2020).

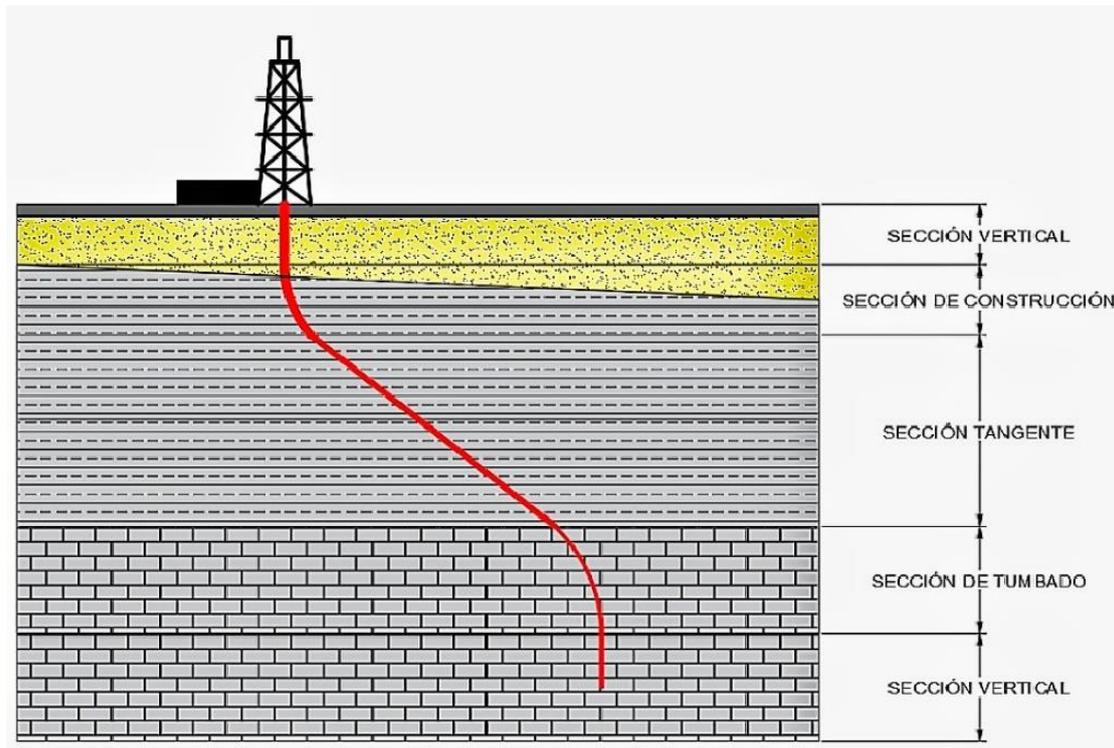


Figura 7. Diagrama del pozo tipo "S" (Guzmán, 2015).

2.4.5 Pozo tipo "S" modificado

Es similar al perfil del tipo "S" contando con una sección vertical, una sección de construcción (Se incrementa la inclinación), luego una sección tangente (se mantiene la inclinación), la diferencia de este tipo de trayectoria radica en un ligero cambio que presenta en sus dos últimas secciones, la sección de tumbado (Se disminuye la inclinación sin llegar a 0°) teniendo contacto con el yacimiento a través de una sección tangente con cierto ángulo, como se observa en la *Figura 8* (Estrada, 2019).

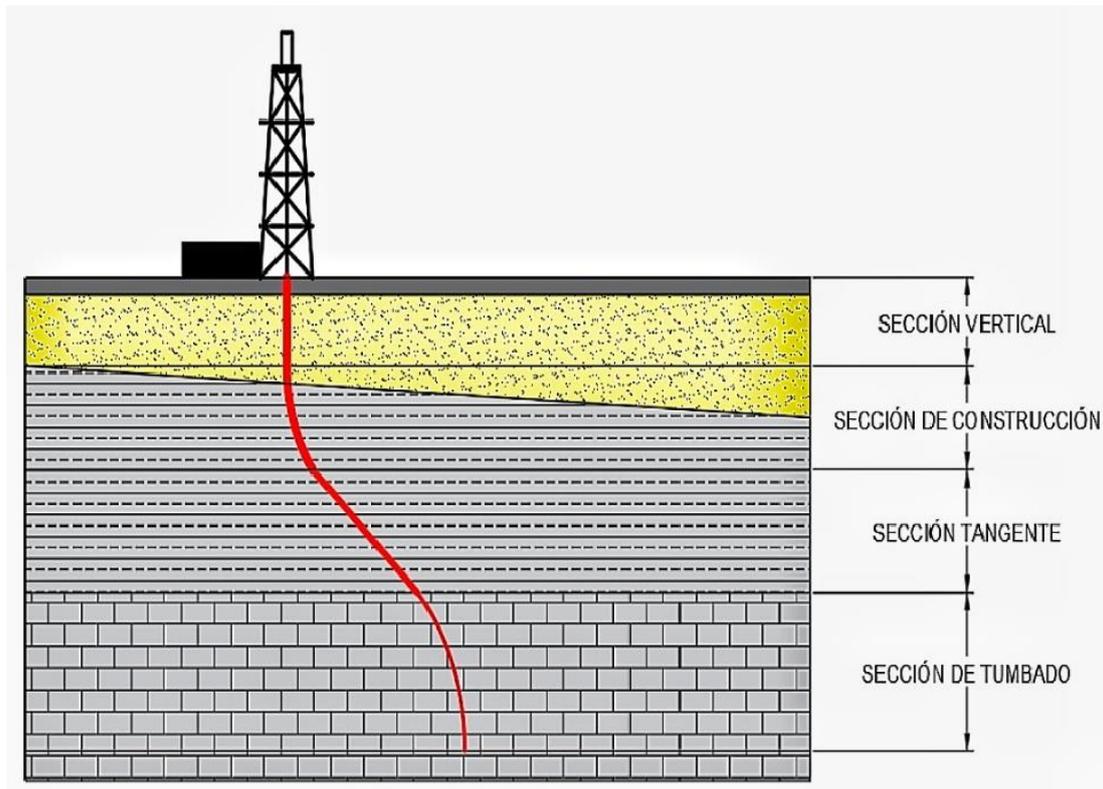


Figura 8. Diagrama del pozo tipo "S" modificado (Guzmán, 2015).

2.4.6 Pozos horizontales

Un pozo es considerado horizontal cuando su inclinación con respecto al plano horizontal se encuentra entre los 86° o 90° , este tipo de trayectoria en sus óptimas condiciones tienen una eficiencia de producción mayor a la de varios pozos verticales perforados en un mismo depósito. Este tipo de trayectoria cuenta con un trazo más complejo que los antes mencionados, consta de una sección vertical, una primera sección de construcción, seguido de la sección tangente (mantiene el ángulo), hasta llegar a la segunda sección de construcción (el ángulo máximo alcanzado es de 90°), para posterior a eso continuar y culminar con una sección horizontal que entra en contacto con el reservorio. También se lo conoce como pozo tipo "H", como se ve en la *Figura 9* (Bourgoyne, 1991).

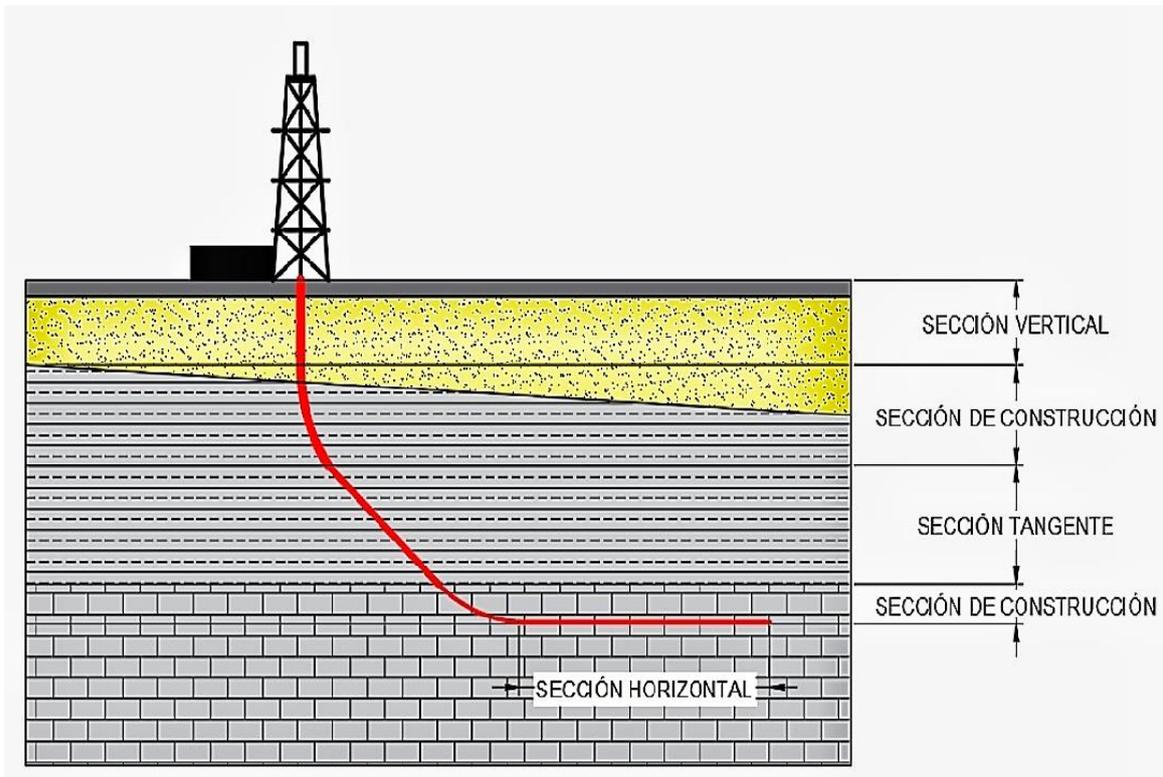


Figura 9. Diagrama de pozo tipo horizontal "H" (Guzmán, 2015).

2.5 ESTRUCTURA DE UN POZO DIRECCIONAL

2.5.1 Punto de arranque

El Punto de Arranque, es el punto donde termina la verticalidad del pozo e inicia la inclinación o construcción del perfil a la orientación diseñada con anterioridad. Si la zona del objetivo no se localiza con exactitud, se corre el riesgo de no contar con un margen adecuado de desvío, lo que complica la llegada al objetivo, por ello es de suma importancia identificar la profundidad de desvío sobre el objetivo (Mantle, 2013).

2.5.2 Punto de fin del incremento y caída del ángulo

El punto de fin del incremento es la parte del pozo o sección en donde el ángulo de inclinación que aumenta progresivamente se da por terminada, en cambio el punto de fin de la caída consiste en el punto final de la sección del pozo en donde el ángulo de inclinación disminuye (Hernández, 2005).

2.5.3 Inclinación

La inclinación del pozo es el ángulo que existe con respecto al plano vertical, este se mide en grados, según la industria estandarizo que 0 grados a 3 grados máximo se considera un vertical apuntando hacia abajo, mayor de 3 grados ya pasa a ser una trayectoria direccional y a los 90 grados de inclinación se lo denomina horizontal, un pozo que presente inclinación mayor a 90 grados se estará perforando hacia arriba (Schlumberger, 2022).

2.5.4 Dirección

La dirección es medida en grados, en sentido de las manecillas del reloj tomando el Norte como referencia, denominado norte verdadero o norte de grilla, que es la dirección del pozo en un punto específico sobre el plano horizontal, en base a la escala completa de un círculo de 360 grados (Schlumberger, 2022).

2.5.5 Estaciones

Las estaciones (surveys), son un registro direccional que en resumen muestra la profundidad, dirección e inclinación, que consiste en un método de puntos medidos que determinan la trayectoria con la que contara el pozo, al tener las mediciones correspondientes se obtiene la trayectoria de forma tridimensional (Aguilar, 2015).

2.5.6 Pata de perro

La pata de perro (dog leg) en la industria petrolera es un cambio severo en la inclinación y /o dirección del pozo. Se considera en un principio que la construcción de un pozo radica en un dog leg controlado, este es medido en grados por cada 30 metros o también por cada 100 pies, la presencia de este se asocia con problemas inesperados durante la perforación como el atascamiento de la tubería, cambio en la dirección inicial de la trayectoria planeada y una cementación de muy bajo rendimiento (Duque, 2013).

2.5.7 Profundidad medida

La profundidad medida (PM), es aquella distancia que se mide desde la superficie del pozo a través de la trayectoria de la tubería hasta llegar al objetivo (Aguilar, 2015).

2.5.8 Profundidad verdadera vertical

La profundidad verdadera vertical (PVV), es aquella que se mide respecto al nivel del mar, consiste en la distancia vertical comprendida entre un nivel referencial en superficie, hasta el punto respectivo al recorrido del pozo, generalmente el fondo (Bourgoyne, 1991).

2.5.9 Desplazamiento horizontal

El desplazamiento horizontal (DH), es aquella medida comprendida entre las líneas verticales de la localización en superficie y fondo del pozo (Hernández, 2005).

2.6 TIEMPOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

2.6.1 Importancia del tiempo de perforación

El factor más importante y que determina la rentabilidad económica de un proyecto de perforación es el tiempo que se utilizará para llevar a cabo todas las operaciones planeadas. Estas son descritas en un programa de perforación que sirve de base para realizar el análisis de los tiempos que se emplearán (Hossain, 2015).

2.6.2 Tiempo programado

Este dependerá directamente de la profundidad planeada, al igual que las condiciones geológicas presentadas en el subsuelo, la determinación de este tiempo se da en la etapa de planificación, donde se analiza y calcula las operaciones que se lleva a cabo para el proceso de perforación, mismo que se calcula para cada sección considerando el armado, subida/bajada del ensamblaje de fondo, cambio de brocas, circulaciones, toma

de registros, procesos de cementación, armado e instalación de la válvula preventora de reventones y asentamiento de líneas (Ramírez, 2014).

2.6.3 Tiempo real o total

En este se analiza y describe los tiempos en que se realizan cualquiera de las operaciones, se toma como consideración principal el tiempo programado, debido a que no todo resulta como está previsto en la fase de planeación. Nos ayuda a obtener un cálculo exacto del tiempo total de perforación al igual que el económico (Hossain, 2015).

2.6.4 Tiempo productivo

El tiempo productivo se define como el tiempo que se llevó el realizar las operaciones, además se analiza sin estimar los tiempos perdidos por problemas operacionales como: fallas mecánicas, errores en la planeación o mala toma de decisiones (Neal, 1985).

$$\textit{Tiempo productivo} = \textit{Tiempo total de operaciones} - \textit{NPT} \quad (1)$$

2.6.5 Tiempo no productivo

El tiempo no productivo (NPT) es uno de los principales y más grandes impactos negativos para la industria petrolera debido a que, infiere directamente sobre los costos generales de un proyecto de perforación y se le atribuye como aquel tiempo en donde no existe un avance en la construcción de un pozo. En la fase de planeación se toman en cuenta los tiempos no productivos, pero muy independiente de esta consideración que se realiza estudios demuestran que cerca del 15% al 20% de estos no están previstos (Santos, 2015).

La minimización de problemas en el pozo, como el mejorar la interacción entre los involucrados en la perforación, al igual que contar con un alto requerimiento de calidad y confiabilidad de las herramientas, se plantean como opciones principales para la disminución significativa de los tiempos no productivos (Velasquez, 2018).

$$\% NPT \text{ días} = \left(\frac{NPT \text{ horas} \times 100}{NPT \text{ Total días} \times 24} \right) \quad (2)$$

$$\text{Costo de alquiler del taladro por hora} = \frac{\text{costo diario} \left(\frac{USD}{\text{día}} \right)}{\frac{24 \text{ horas}}{1 \text{ día}}} \quad (3)$$

$$\text{Costo por hora} = NPT \text{ (horas)} * \text{Costo servicios de taladro} \left(\frac{USD}{\text{hora}} \right) \quad (4)$$

2.6.6 Tiempo invisible

Los tiempos invisibles, consisten en el registro de algunas operaciones que no se salen del tiempo planificado, pero son eventos no previstos en esta fase, ejemplos puntuales de esto sería excesivos viajes requeridos por la broca o fallas en las conexiones de las tuberías. Este tiempo no incluye los problemas por personal operante en el campo o externos a la gestión humana (Ramírez, 2014).

2.7 PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN

2.7.1 Inestabilidad del pozo

La inestabilidad del pozo se debe a muchas razones, una de ellas es por las formaciones fracturadas y fallas al momento de perforar, la cual son más comunes en formaciones duras y consolidadas. Las formaciones más antiguas en el régimen geológico son por obvias razones las más profundas y duras, por ende, se encuentran más fracturadas a comparación de las formaciones superficiales, las cuales son más blandas y nuevas (Santos, 2015).

Las formaciones fracturadas como lo son, las calizas y el carbón, tienden a ser inconsistentes y propensas a colapsar dentro del hoyo cuando dichas formaciones se van a perforar, afectando así el avance en las operaciones. Una manera de identificar este tipo de zonas o formaciones durante la perforación es detectar un torque alto errático (Bourgoyne, 1991).

Otra razón por la cual puede existir inestabilidad en un pozo es por zonas o formaciones someras o de poca profundidad que por lo general estas son formaciones no consolidadas y son muy propensas a colapsar. Cabe recalcar que las formaciones no consolidadas como los sedimentos y la arena suelta pueden caer dentro del pozo empacando a la sarta (Hossain, 2015).

2.7.2 Presencia de formaciones arcillosas

La presencia de arcilla en las operaciones de perforación causa muchos problemas y ocasiona que el proceso se alargue y no se cumpla los tiempos establecidos. También son los principales autores de producir NPT en un pozo. El problema principal que tienen las arcillas es el hinchamiento de estas cuando se tiene contacto con el agua, lo que causa una disminución en el diámetro del hoyo, apretando la tubería y provocando un atascamiento (Zaba, 2019).

Los problemas de arcillas en las operaciones se deben a dos tipos:

- Arcillas reactivas
- Arcillas sobre presionadas

Las arcillas reactivas tienden a reaccionar con el agua provocando el hinchamiento de estas (absorción de filtrado), es una tendencia típica de este tipo de roca tanto en las superficiales y recientes. Cuando las arcillas se hinchan se separan en pequeñas partículas que caen dentro del pozo, generando tiempos no productivos en las operaciones (Barragan et al., 2004).

Para ello es de mucha importancia que exista una correcta selección en el fluido de perforación que ayude a evitar su hinchamiento, a esto se lo conoce como programa de selección de fluido de perforación (Marbun et al., 2013).

Las arcillas sobre presionadas tienen una presión de poro superior a la normal para la profundidad a la que ocurren. Las arcillas derrumbadas llenan el fondo del pozo después de realizar los viajes y conexiones. Esto ocasiona un incremento en el torque

sobre la rotación cuando se está perforando, ya que caen alrededor de la sarta de perforación y se presenta una sobre tensión para levantar la tubería (B. Flores et al., 2014).

2.7.3 Secciones salinas

Las secciones salinas son un tipo de estructura geológica impermeable en forma de cúpula. Cuando se usa un lodo incorrecto, la sal se disuelve en el lodo (comportándose como un fluido), provocando: pega de tubería, secciones desgastadas y mala limpieza en el hoyo (Moore, 1986).

2.7.4 Pérdida de circulación

Este fenómeno está ligado directamente con la formación, por ello se le considera en primer plano un problema operacional, ocurre cuando el lodo de perforación invade la formación disminuyendo considerablemente el volumen del fluido utilizado, como consecuencia a la presencia de fracturas o una muy alta porosidad (Gómez, 2018).

Entre las consecuencias que trae la pérdida de circulación encontramos un notorio aumento en el peso de la sarta, cambio en el nivel del fluido al detener el bombeo tanto en el pozo como en los tanques y una caída severa de la presión hidrostática (B. Flores et al., 2014).

Existe una clasificación para definir y explicar las pérdidas de circulación:

- Naturales: Esta se caracteriza porque el fluido invade la formación, debido a la presencia de formaciones poco consolidadas, que cuentan con cavernas o fracturas no generadas.
- Inducidas: son generadas a la formación fracturándola de manera hidráulica, debido a que la columna hidrostática aplicada por el lodo excede el gradiente de fractura.

2.7.5 Influjo y reventones

El influjo es cuando un fluido externo al sistema entra al pozo y genera una presión adicional, por lo cual genera una inestabilidad con las presiones. Para ello, es necesario

detener las operaciones y sacar el influjo, caso contrario dicho problema puede generar un reventón (Constante, 2015).

Un reventón sucede cuando no se puede controlar en superficie, el flujo de fluidos de la formación. Para que ocurra esto debe cumplirse los siguientes criterios:

- Formaciones sobre presionadas.
- Formaciones sub presionadas.
- Rata de penetración excesiva cuando se perfora a través de arenas gaseosas.
- Pérdida de circulación.
- Reducir la presión anular por suaveo.
- No mantener el hoyo lleno cuando se esté sacando tubería.

2.7.6 Pega de tubería

Este problema se presenta cuando la tubería queda atrapada en el pozo, limitando su movimiento en el mismo, debido a la adherencia de la sarta de perforación en las paredes, los mecanismos que dan paso a este fenómeno son el empaquetamiento, pega diferencial y la geometría del pozo (Gómez, 2018).

El empaquetamiento es el resultado de la acumulación y caída de los cortes generados de la perforación dentro del pozo, asentándose y llenando el espacio anular que rodea la sarta, limitando en parte o totalmente el movimiento rotacional de la sarta, al igual que un cambio evidente en la presión (Bonilla, 2013).

La pega diferencial tiene lugar cuando se está trabajando bajo balance, es decir la presión de la formación no supera la hidrostática, lo que generalmente se da en presencia de zonas permeables, la presión diferencial es quien atrae la tubería cuando existe el contacto de la pared del pozo con la sarta, quedando atascada (I. Torres, 2015).

La geometría del pozo es un problema cuando el trazo a realizar es de carácter complejo contado con cambios de dirección, sumado a eso la rigidez del BHA que representa un inconveniente en el proceso de bajada y sacada de tubería, debido al torque aplicado siendo este alto o muy bajo (Kaiser, 2007).

2.7.7 Embolamiento de la broca

Este problema se deriva debido al alto grado de adherencia que tienen las arcillas reactivas al entrar en contacto con la broca o algún componente de la configuración de fondo, la acumulación de las arcillas impide el continuo avance de la sarta de perforación, esto como resultado a la disminución de la tasa de penetración. El grado de adherencia de la arcilla se verá influenciada por factores como la consistencia y plasticidad con relación al contenido de agua y arcilla (Rosero, 2013).

La expansión de las arcillas genera una presión ejercida en forma de espiral, los recortes generados por la perforación se hidratan al entrar en contacto con la broca o superficie mojada de la tubería, las arcillas al absorber el agua provocan la separación de sus capas, por lo general este inconveniente se debe al pasar por zonas que contienen arcillas reactivas, que al tener contacto con el agua del fluido de perforación, las arcillas se hinchan. Existen diversos factores que permiten que se de este escenario como el contar con alto peso sobre la broca, mala selección de la broca y un pésimo diseño de la hidráulica con baja tasa de flujo (H. Torres, 2016).

2.7.8 Geometría del pozo

La geometría del pozo se refiere a la complejidad en el diseño de perforación y por los cambios de dirección de este, esto también se puede causar por la rigidez del ensamblaje de fondo y la posición en la que se encuentran los estabilizadores. Estos muchas veces por la posición en la que se encuentran, dificultan que la sarta pase a través de la sección del pozo y cuando el diseño es complejo como por ejemplo un pozo “J” que tiene una tangente larga es probable que de problemas de pega de tubería (Santos, 2015).

2.7.9 Operaciones de pesca

Se le denomina pescado a un objeto, herramienta o tubería que por accidente se encuentra en el pozo y no deja avanzar la perforación, para que los trabajos se retomen debe ser recuperado, este puede generarse durante la fase de perforación o terminación del pozo (Muñoz, 2014).

Lo principal, cuando se presenta un trabajo de pesca es elegir una técnica eficiente que permita recuperar el objeto de forma ágil y económica, sin embargo, para la elección de la técnica a emplearse se deben considerar ciertos parámetros que garantizaran el éxito de la operación como el tamaño y forma del pescado, condiciones en las que se encuentra el pozo y del fluido de perforación (H. Torres, 2016).

El éxito de una operación de pesca consistirá en el desarrollo de un plan estratégico donde se conozcan las causas y origen del inconveniente, además de la técnica y herramienta que se utilizará (Porcos, 2000).

Existen diversas causas para generar un trabajo de pesca:

- Desprendimiento accidental de herramientas
- Rotura de tubería
- Fatiga de materiales
- Mala operación de equipos
- Incorrecto acondicionamiento del hoyo
- Diferencia de presiones en hoyo no estabilizados

2.7.10 Cavernas en el hoyo

Las cavernas en el hoyo ocurren cuando el radio externo de la parte anular se agranda y es importante considerar esto para hacer el cálculo exacto del volumen total de cemento a usar para poder revestir; por lo general las cavernas en el hoyo son un problema que genera tiempos no productivos porque no se puede avanzar con el revestimiento de la tubería (Santos, 2015).

Las cavernas en el hoyo también pueden ser generadas por los siguientes puntos:

- Pozos desviados con fragilidad orientada
- Arcillas sobre presionadas
- Derrumbe por zonas fracturadas
- Derrumbe por formaciones no consolidadas
- Formaciones con estructuras frágiles de alto buzamiento

Una de las causas por la que este problema empeora y alarga las operaciones es por la erosión, la cual es el desgaste de la corteza terrestre causado por el viento, procesos fluviales, lluvias, entre otros. También debido a las altas velocidades anulares y flujos turbulentos y por la abrasión que es causada por la presencia alta de sólidos en el lodo (Barragan et al., 2004).

2.7.11 Intervalos apretados

Los intervalos apretados son un problema operacional causados por el hinchamiento de las arcillas reactivas, las cuales provocan una disminución del diámetro del hoyo, impidiendo el movimiento de la tubería (subida y bajada del ensamblaje de fondo) en el pozo (Kamatov, 2016).

2.7.12 Fallas en equipos de perforación

Las fallas en los equipos de perforación, tanto de fondo como de superficie generan inconvenientes en las operaciones de perforación, se deben hacer chequeos periódicos tanto a los equipos como herramientas. Principalmente, son los que se usarán de manera continua (Bonilla, 2013).

Entre los problemas más comunes en este apartado encontramos:

- Fuga de fluido por unión de collar flotador
- Dificultad al asentar el liner
- Falla eléctrica en el equipo de cementación
- Herramientas de registros descalibradas
- Espera de equipos
- Full up tool no hace sello con el casing
- Ruptura del cable wire line, se suelta la barra para toma de surveys en el fondo

2.8 CAUSA – EFECTO DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

2.8.1 Diagrama causa – efecto

En la *Figura 10*, se menciona los problemas o factores que pueden causar el incremento de los tiempos no productivos en las operaciones de perforación de pozos petroleros.

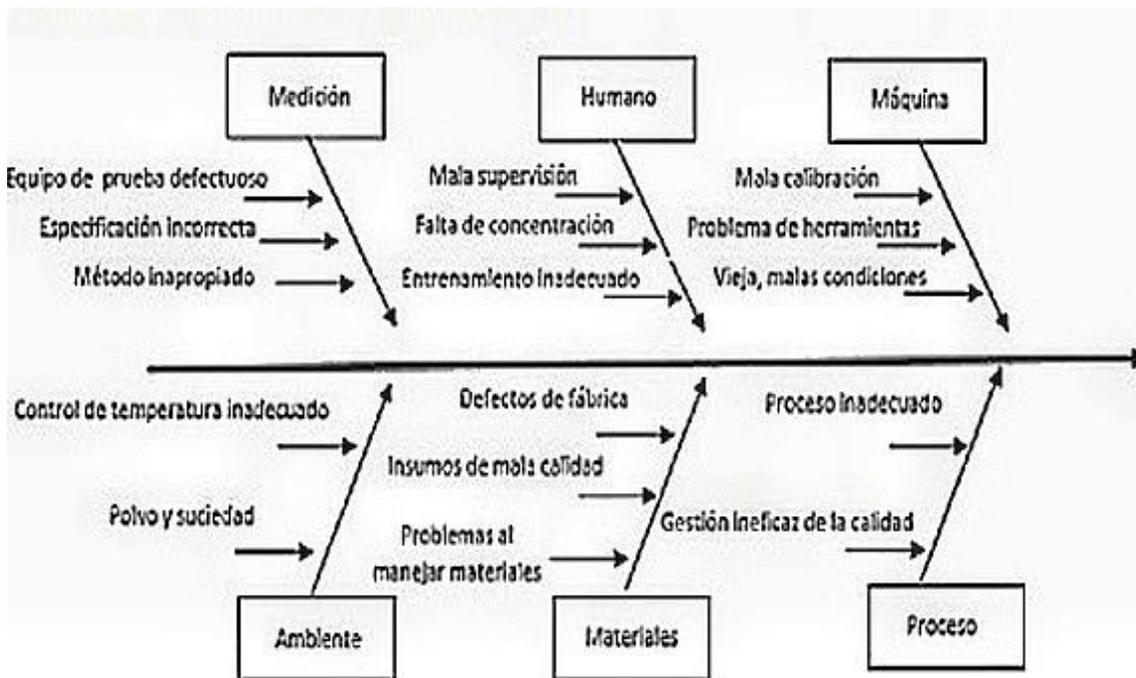


Figura 10. Diagrama causa – efecto de los tiempos no productivos (Loaiza et al., 2018).

2.9 DISTRIBUCIÓN ESTADÍSTICA

2.9.1 Prueba Chi – cuadrado

El método estadístico de Pearson o prueba Chi-Cuadrado representado como X^2 , se considera una prueba no paramétrica que sirve para probar hipótesis atribuidas a distribuciones de frecuencias, consiste en la comparación entre frecuencias observadas y frecuencias esperadas según la hipótesis nula con la que contamos. Además, el método tiene como ventaja su aplicabilidad a variables cuantitativas y cualitativas, así como a amplios cálculos estadísticos mostrados a continuación (Wackerly et al., 2010).

2.9.2 Prueba de bondad de ajuste

La prueba de bondad de ajuste es una prueba de hipótesis estadística, que se utiliza específicamente para encontrar la probabilidad de si una variable previamente definida se deriva de una distribución específica, teniendo como ejemplo una población completa, esta prueba define si los datos de una muestra son significativos (Walpole et al., 2012).

2.9.3 Prueba de homogeneidad

La prueba de homogeneidad es utilizada solo cuando se cuenta con varias variables independientes de n individuos, clasificados con respecto a una variable cualitativa, se aplica a partir de datos muestrales con el fin de determinar si provienen de la misma población (Zibran, 2008).

2.9.4 Prueba de independencia

La prueba de independencia se utiliza para determinar si dos factores son independientes o no, en otras palabras, comprueba la relación entre sí de características cualitativas de las variables (Walpole et al., 2012).

2.10 MÉTODO DE CHI - CUADRADO POR INDEPENDENCIA

2.10.1 Tabla de contingencia

Es una herramienta usada en la estadística, se conforma de al menos dos filas y dos columnas, es la manera en que se expresan los datos propuestos previo a ser procesados categóricamente en términos de conteo de frecuencia (Triola, 2009).

2.10.2 Tabla de valores esperados

La frecuencia esperada de cada variable se realiza tomando los datos de la tabla de contingencia junto con la siguiente ecuación (Zibran, 2008).

$$fe_{ij} = \frac{(Total\ fila\ i)(Total\ columna\ j)}{Total\ Global} \quad (5)$$

Donde:

fe_{ij} = frecuencias observadas

i = total de fila

j = total de columna

2.10.3 Tabla de chi-cuadrado

Para el cálculo de la distribución Chi - cuadrado, se toma los datos de la tabla de contingencia y la tabla de valores esperados y se expresa con la siguiente ecuación (Ayala et al., 2017).

$$X^2 = \sum \frac{fo_{ij} - fe_{ij}}{fe_{ij}} \quad (6)$$

Donde:

X^2 = chi-cuadrado

fo_{ij} = frecuencia esperada

fe_{ij} = frecuencias observadas

2.10.4 Grados de libertad

El grado de libertad, en estadística son el número de datos que son libres de variar cuando se esté realizando la prueba y permite la determinación del valor crítico (Fauta, 2016).

$$GL = (i - 1)(j - 1) \quad (7)$$

Donde:

GL = grados de libertad

i = número (n) de filas

j = número (n) de columnas

2.10.5 Valor de error 0.05

El error 0.05 en estadística corresponde a un valor estadístico de probabilidad que determina el valor límite o crítico en un estudio, para el método Chi-Cuadrado representa la probabilidad del 5%, si en el experimento realizado el valor de Chi-Cuadrado es superior a este, se rechazará la hipótesis previamente planteada (Zibran, 2008).

2.10.6 Valor crítico

El valor crítico es la distribución estadística de la prueba realizada, esta se relaciona con el valor estadístico de contraste y es el punto que determina si se acepta o rechaza la hipótesis nula (Wackerly et al., 2010).

2.10.7 Tabla percentil de la distribución

En la siguiente tabla se muestran valores estadísticos tabulados, que es una tabla de resultados ya establecida que ayuda en la toma de consideraciones tras evaluar o comparar sus valores estándares frente a los calculados (Lind et al., n.d.).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1 Tipo de investigación

El presente trabajo de titulación se fundamenta en una investigación de tipo descriptiva, estadística e inductiva acerca de los problemas operacionales o eventos que generan tiempos no productivos en la perforación de dos pozos direccionales ubicados al noreste de la Cuenca Oriente, en la provincia de Sucumbíos.

3.1.2 Recopilación de la información

La recopilación de la información está proporcionada por los datos generales de ambos pozos direccionales, reportes diarios, análisis de la litología atravesada, consulta a expertos y fuentes bibliográficas confiables; como los son libros, manuales y artículos de investigación científica. Esta información está manejada de forma confidencial, debido a las normas establecidas por la empresa.

3.1.3 Población y muestra

La población del estudio se encuentra ubicada el noreste de la Cuenca Oriente del Ecuador. La muestra corresponde a dos pozos direccionales, RGC-07 y RGC-09 los cuales poseen una trayectoria “S” y “J” modificado con alto desplazamiento, respectivamente.

3.1.4 Procesamiento y análisis de la información.

Se utilizan los datos técnicos y la configuración del ensamblaje de fondo de ambos pozos para analizar dicha información e identificar las principales causas y problemas de los eventos presentados. Se procesa la información en una matriz de categorización cualitativa para describir los eventos que generan tiempos no productivos y analizar la causa de estos. Luego se aplica el método de distribución estadística cuantitativo/cualitativo “Chi – cuadrado” para calcular las frecuencias de los eventos y comprobar afirmaciones hipotéticas acerca de la relación que puede existir entre las variables estudiadas que originan los tiempos no productivos en la perforación de dichos pozos.

Posterior a esto, se calcula los tiempos productivos y no productivos totales en ambos pozos con la ayuda de ecuaciones de la empresa Weatherford. Finalmente, se plantea recomendaciones y medidas técnicas para una mejor toma de decisiones en futuros pozos direccionales en el mismo campo. Se usaron tabulaciones en hojas de cálculo de Excel y el uso del Software estadístico Minitab.

3.2 INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS ESTUDIADOS

3.2.1 Pozo RGC-07

a) Datos generales del pozo

El RGC-07, en su planificación fue diseñado para ser perforado con una trayectoria direccional de tipo “S”. Se conforma por tres secciones perforadas de 16”, 12 ¼” y 8 ½”, las cuales están acompañadas de tres revestidores, con los siguientes diámetros: 13 3/8” para la sección superficial, en la sección intermedia se tiene uno de 9 5/8” y finalmente, en la última sección, se baja un liner con un diámetro de 7” para llegar hasta el objetivo que se encuentra en la formación Hollín Superior. Los datos generales de este pozo se detallan en la *Tabla 1*.

Tabla 1: Datos generales del pozo RGC-07.

Pozo RGC-07	
Tipo de trayectoria	Direccional Tipo ‘‘S’’
Máxima inclinación/azimut	35.57° / 14°
Profundidad final MD	11307 ft
Profundidad final TVD	10047.26 ft
Elevación sobre el nivel del mar NSM	963.11 ft
Zona de interés/objetivo	Arenisca Hollín Superior

b) Configuración del BHA

En la *Tabla 2*, detalla las secciones en la que fue perforado este pozo y el número de configuraciones armadas para el ensamblaje de fondo en cada sección, al igual que el tipo de arreglo y especificaciones de las herramientas usadas para llegar al objetivo.

Tabla 2: Configuración del BHA en la sección de 16’’ del pozo RGC-07.

Sección	Bha	Tipo de arreglo	Especificaciones
16’’	1	Direccional	Broca tricónica de 16’’ + Motor A962M5640XP + UBHO + Estabilizador 14 ^{5/8} ’’ + 2 Drill Collar 8’’ + Crossover + HWDP 5’’
	2	Direccional	Broca PDC de 16’’ + Motor A962M5640XP + Pony Monel + Estabilizador 14 ^{5/8} ’’ + Pony Monel + MWD Telescope 825 HF + Monel + Down Hole Filter Sub + UBHO + 2 Drill Collars 8’’ + Crossover + 21 HWDP 5’’ + Martillo Hidro-mecánico + 9 HWDP 5’’ + Crossover

Para la sección intermedia del pozo, se diseñó un ensamblaje de fondo con tres tipos de arreglos diferentes con la siguiente configuración y especificaciones técnicas dadas en la *Tabla 3*.

Tabla 3: Configuración del BHA en la sección de 12 ¼" del pozo RGC-07.

Sección	Bha	Tipo de arreglo	Especificaciones
12 ¼"	3	Direccional	Broca PDC de 12 ¼" + Motor A962M5640XP + Floar Sub + Estabilizador 11 ¾" + Pony Monel + MWD Telescope 825 + Monel + Down Hole Filter + 2 Drill Collar 8" + Crossover + 24 HWDP 5" + Martillo Hidro-mecánico + 9 HWDP 5" + Crossover + 62 DPG 5 ½" + 32 DPS 5 ½"
	4	Direccional	Broca PDC de 12 ¼" + Motor A800M7840XP + Float Sub + Estabilizador 11 ¾" + Pony Monel + MWD Telescope 825 + Monel + Down Hole Filter + 2 Drill Collars 8" + Crossover + 14 HWDP 5" + Martillo Hidro-mecánico + 9 HWDP 5" + Crossover
	5	Direccional	Broca PDC de 12 ¼" + Motor A800M7840XP + Float Sub + Estabilizador 11 ¾" + Pony Monel 8" + MWD Telescope 825 HF + Monel + Down Hole Filter + 2 Drill Collars 8" + Crossover + 24 HWDP 5" + Martillo Hidro-mecánico + 9 HWDP 5" + Crossover

Para la última sección del pozo se diseñó un ensamblaje de fondo con un solo tipo de arreglo convencional. La configuración y las especificaciones usadas están dadas en la *Tabla 4*.

Tabla 4: Configuración del BHA en la sección de 8 ½" del pozo RGC-07.

Sección	Bha	Tipo de arreglo	Especificaciones
8 ½"	6	Convencional	Broca PDC de 8 ½" + Motor A675M7850XP + Float Sub + Pony Monel + Estabilizador 8 1/8" + Pony Monel + MWD Telescope 675 + Monel + 24 HWDP 5" + Martillo Hidráulico + 12 HWDP 5" + Crossover

c) Programa de broca empleado

A continuación, se detalla el número total y el tipo de brocas usadas, también se define las RPM (revoluciones por minuto) y la profundidad alcanzada. Todos estos

parámetros están clasificados por sección perforada en el pozo. Como se observa en la *Tabla 5*.

Tabla 5: Programa de broca usado en el pozo RGC-07.

Sección	Bha	Tipo de broca	Clasificación de broca	Rpm	Profundidad MD/TVD
16''	1	Tricónica	1-1-WT-A-E-i-NO-BHA	30 rpm	6410ft / 5651.65ft
	2	PDC	1-1-LT.C/S-X-I-ER/WT-TD	30 rpm	
12 ¼''	3	PDC	0-0-PN-A-X-i-NO-PP	40 rpm	10000ft / 8824ft
	4	PDC	0-1-CT-S/G-X-1-WT/PN-BHA	40-70 rpm	
8 ½''	5	PDC	0-1-CT-G-X-1-BT-TD	60-85 rpm	11500ft / 10235.47
	6	PDC	0-1-WT-G-X-I-NO-CP	40 rpm	

d) Fluidos de perforación usados

Los fluidos de perforación usados en este pozo están divididos por tipos, por rango de densidad usada y en que sección se usó correspondientemente. Esta información está detallada en la siguiente *Tabla 6*.

Tabla 6: Parámetros del fluido de perforación en el pozo RGC-07.

Sección	Tipo de lodo	Rango de densidad
16''	Nativo Disperso	8.5ppg – 10.1ppg
12 ¼''	Kla-Shield	10.2ppg – 10.6ppg
8 ½''	Kla-Shield	10.1ppg – 10.6ppg

e) *Asentamientos de tuberías de revestimiento*

Las tuberías de revestimiento son tuberías que ayudan a mantener la estabilidad de una zona perforada para evitar derrumbes, en su totalidad se reviste al finalizar las operaciones de perforación de cada sección. El número total de tuberías de revestimiento usadas va a depender del número de secciones que tiene un pozo. En la *Tabla 7* se muestran la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimientos usadas en cada sección y la profundidad de colocación de las zapatas flotadoras.

Tabla 7: Asentamientos y diámetro del casing en el pozo RGC-07.

Sección	Tubería de revestimiento	Profundidad de zapata
16''	13 ³ / ₈ ''	6410 ft
12 ¼''	9 ⁵ / ₈ ''	9992 ft
8 ½''	Liner 7''	11495 ft

3.2.2 Pozo RGC-09

a) *Datos generales del pozo*

El RGC-09 fue diseñado en su respectiva planificación para ser perforado con una trayectoria direccional de tipo “J” modificado. Está conformado por tres secciones 16”, 12 ¼” y 8 ½” con tres revestidores, estos tienen los siguientes diámetros: 13 3/8” para la sección superficial, en la sección intermedia se tiene un revestidor de 9 5/8” y finalmente en la última sección se baja un liner con un diámetro de 7” para llegar al objetivo principal, que se encuentra en la formación Basal Tena y como objetivo secundario Hollín Superior.

Tabla 8.

Tabla 8: Datos generales del pozo RGC-09.

Pozo RGC-09	
Tipo de trayectoria	Direccional Tipo “J” modificado
Máxima inclinación/azimut	29.20° / 151.0°
Profundidad final MD	11006 ft
Profundidad final TVD	10269 ft
Elevación sobre el nivel del mar NSM	961.82 ft
Zona de interés/objetivo	Basal Tena

b) Configuración del BHA

En la *Tabla 9* se detalla el número de secciones y el total de configuraciones armadas para el ensamblaje de fondo en cada sección, al igual que el tipo de arreglo y especificaciones de las herramientas usadas para llegar al objetivo.

Tabla 9: BHA usados en la sección de 16" en el pozo RGC-09.

Sección	Bha	Tipo de arreglo	Especificaciones
16"	1	Convencional	Broca Tricónica de 16" + Bit Sub 8"/ Float Valve + Drill Collar 8 1/4" + Estabilizador 15 3/4" + 2 Drill Collars 8 1/4" + Crossover + HWDP 5"
	2	Direccional	Boca PDC de 16" + Motor A962XP + Pony Monel + Estabilizador 14 5/8" + Pony Monel + MWD Telescope 825 + Down Hole Filter Sub + UBHO + Monel + 2 Drill Collars 8 1/4" + XO + 21 HWDP 5" + Martillo Hidráulico 6 1/2" + 9 HWDP 5"

Para la sección intermedia se diseñó un ensamblaje de fondo con un solo tipo de arreglo direccional, con la siguiente configuración y especificaciones técnicas dadas en la *Tabla 10*.

Tabla 10: BHA usados en la sección de 12 1/4" en el pozo RGC-09.

Sección	Bha	Tipo de arreglo	Especificaciones
12 1/4"	3	Direccional	Broca PDC de 12 1/4" + Motor PD900X6 + Estabilizador 11 3/4" + Float Valve + Pony Monel + MWD Telescope + Monel + Filter Sub + 2 Drill Collar 8 1/4" + Crossover + 33 HWDP 5" + Martillo Hidráulico + 6 HWDP 5" + Crossover

Para la última sección que fue perforada con un diámetro de 8 1/2, se diseñó un ensamblaje de fondo con un tipo de arreglo direccional y con la configuración dada en la *Tabla 11*.

Tabla 11: BHA usados en la sección de 8 ½" en el pozo RGC-09.

Sección	Bha	Tipo de arreglo	Especificaciones
8 ½"	4	Direccional	Broca PDC de 8 ½" Motor A675XP + Camisa 8 3/8" + Float Sub + Neoscope + Estabilizador 8 ¼" + MWD Telescope + Monel + Down Hole Filter + 24 HWDP 5" + Martillo Hidráulico 6 ½" + 9 HWDP 5"

c) Programa de broca empleado

En la siguiente tabla se detalla el tipo de broca para cada ensamblaje de fondo, clasificada por sección del pozo, la cantidad de revoluciones por minuto y profundidad alcanzada. *Tabla 12.*

Tabla 12: Programa de broca empleado en el pozo RGC-09.

Sección	Bha	Tipo de broca	Calificación de broca	Rpm	Profundidad MD/TVD
16"	1	Tricónica	0-1-WT-G-E-I-NO-BHA		6415ft / 6072ft
	2	PDC	0-1-BT-N-X-I-NO-TD		
12 ¼"	3	PDC	1-1-BT-C/G-X-1-WT-TD	60-70 rpm	9554ft / 8867ft
8 ½"	4	PDC	1-1-BT-G/S-X-I-CT-TD	40-60 rpm	11006ft / 10274ft

d) Fluidos de perforación usados

Los fluidos de perforación usados en este pozo están divididos por tipos, por rango de densidad usada para cada sección del pozo, correspondientemente. Esta información esta detallada en la siguiente *Tabla 13.*

Tabla 13: Parámetros del fluido de perforación en el pozo RGC-09.

Sección	Tipo de lodo	Rango de densidad
16''	Fluido Base Nitrato de Calcio	8.9ppg – 10.3ppg
12 ¼''	Hydraglide	10.3ppg – 10.7ppg
8 ½''	Hydraglide	10.5ppg – 10.6ppg

e) Asentamientos de las tuberías de revestimiento

Las tuberías de revestimiento son tuberías que ayudan a mantener la estabilidad de una zona perforada para evitar derrumbes, en su totalidad se reviste al finalizar de perforar cada sección.

En la *Tabla 14* se muestra la profundidad de asentamiento de cada tubería de revestimiento para cada sección perforada y la profundidad de la zapata flotadora:

Tabla 14: Asentamiento y diámetro del casing en el pozo RGC-09.

Sección	Tubería de revestimiento	Profundidad de zapata
16''	13 3/8''	6415 ft
12 ¼''	9 5/8''	9547 ft
8 ½''	Liner 7''	10998 ft

3.2.3 Litología atravesada en la perforación

El yacimiento principal de nuestra área de estudio está comprendido por las arenas de Hollín Superior y Hollín Inferior, seguido de la arenisca Basal Tena. La Tabla 5 presenta las formaciones con una breve descripción de la litología predominante y las topes formaciones (Mendez, 2020).

Esta información sirve para realizar un análisis de las formaciones más críticas durante la perforación de ambos pozos. Los conglomerados Tiyuyacu superior como inferior, como la formación Napo y Tena se consideran formaciones críticas por sus características físicas y compleja composición.

Tabla 15: Descripción de la litología atravesada.

Formación	Litología predominante	Topes formacionales (pies)
Chalcana	Arcillolita y limolita	2759
Orteguaza	Lutita y arena	5439
Tiyuyacu	Arcillolita, limolita y conglomerado chert	6300
Tena	Tena Arcillolita	7731
	Basal Tena Arenisca	9029
	“M1” Lutita, caliza y arenisca	9365
	“M2” Caliza y arenisca	9585
	“A” Caliza	9640
	“U Superior” Arenisca	9720
Napo	“U Inferior” Lutita y arenisca	9761
	“B” Caliza	9865
	“I Superior” Arenisca	9937
	“I Inferior” Lutita y arenisca	9975
	Basal Napo Lutita	10020
	“C” Caliza	10038
Hollín	Hollín Arenisca	10126
	Superior Hollín Inferior Arenisca	10170

3.2.4 Diseño mecánico de los pozos

a) Diseño del pozo RGC-07

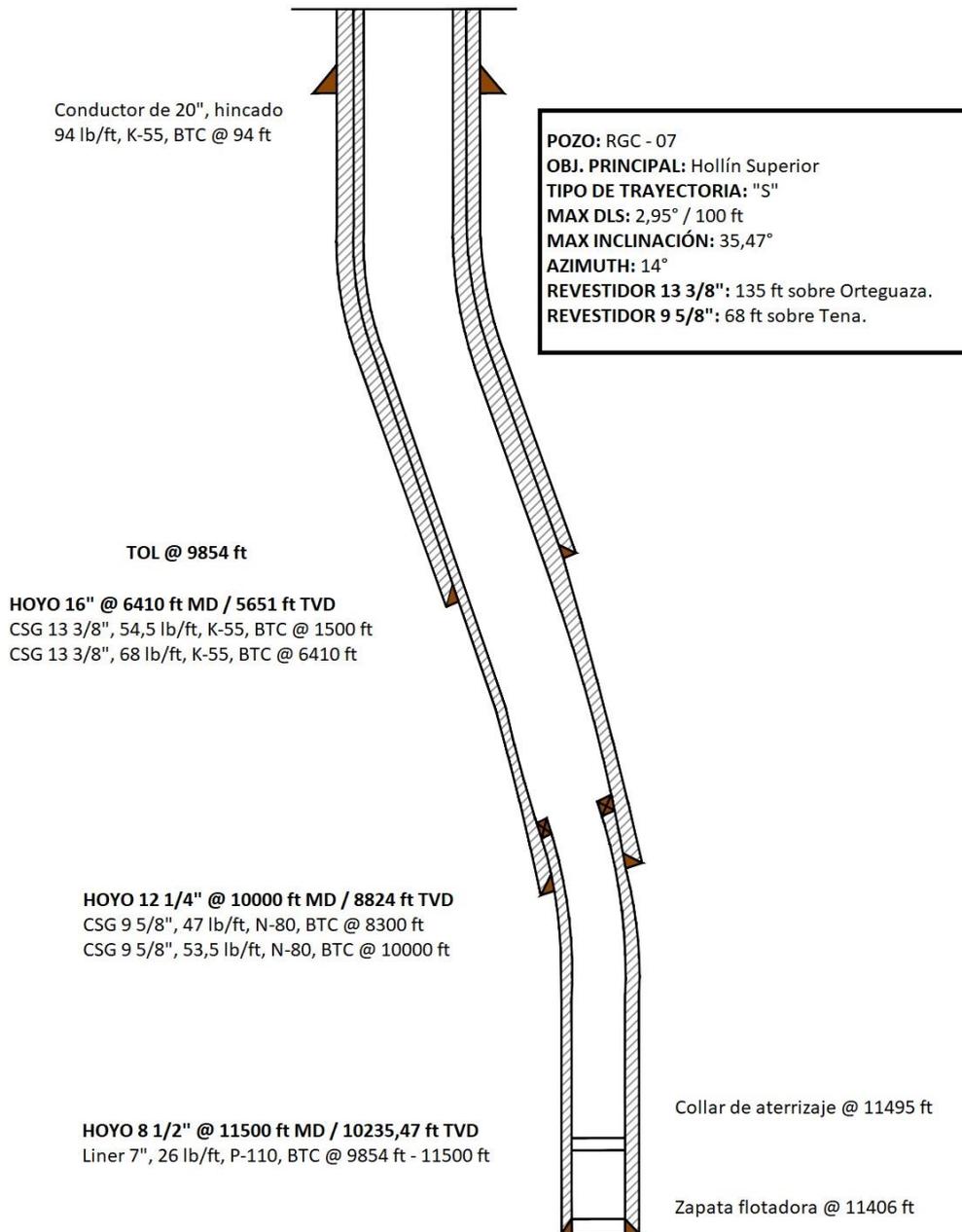


Figura 11. Diagrama mecánico del pozo RGC-07 elaborado en AutoCAD.

b) Diseño del pozo RGC-09.

Cabezal de completación 13 3/8" x 9 5/8" x 3 1/2" - 3M / 5M PSI

Conductor de 20", hincado
94 lb/ft, k-55, BTC @ 50ft

Elevación del terreno (ft): 993,218 SNM
RBK (ft): 31,40

POZO: RGC - 09
OBJ. PRINCIPAL: Basal Tena
TIPO DE TRAYECTORIA: "J" Modificado
MAX DLS: 3,12° / 100 ft
MAX INCLINACIÓN: 32,88°
REVESTIDOR 13 3/8": 125 ft sobre
Tiyuyacu.
REVESTIDOR 9 5/8": 58 ft sobre Basal
Tena.

HOYO 16" @6415 ft MD / 6072 ft TVD
 CSG 13 3/8", 54,5 lb/ft, K-55, BTC @ 0 ft - 1620 ft
 CSG 13 3/8", 68 lb/ft, K-55, BTC @ 1620 ft - 6415 ft

HOYO 12 1/4" @9547 ft MD / 8861 ft TVD
 CSG 9 5/8", 47 lb/ft, N-80, BTC @ 0 - 7892 ft
 CSG 9 5/8", 53,5 lb/ft, N-80, BTC @ 7892 ft - 9547 ft

HOYO 8 1/2" @10998 ft MD / 10266 ft TVD
 Liner 7", 26 lb/ft, P-110, BTC @ 9406 ft - 10998 ft

Zapata revestidora @ 10998 ft
 Collar de aterrizaje @ 10915ft
 TOL @ 9406 ft

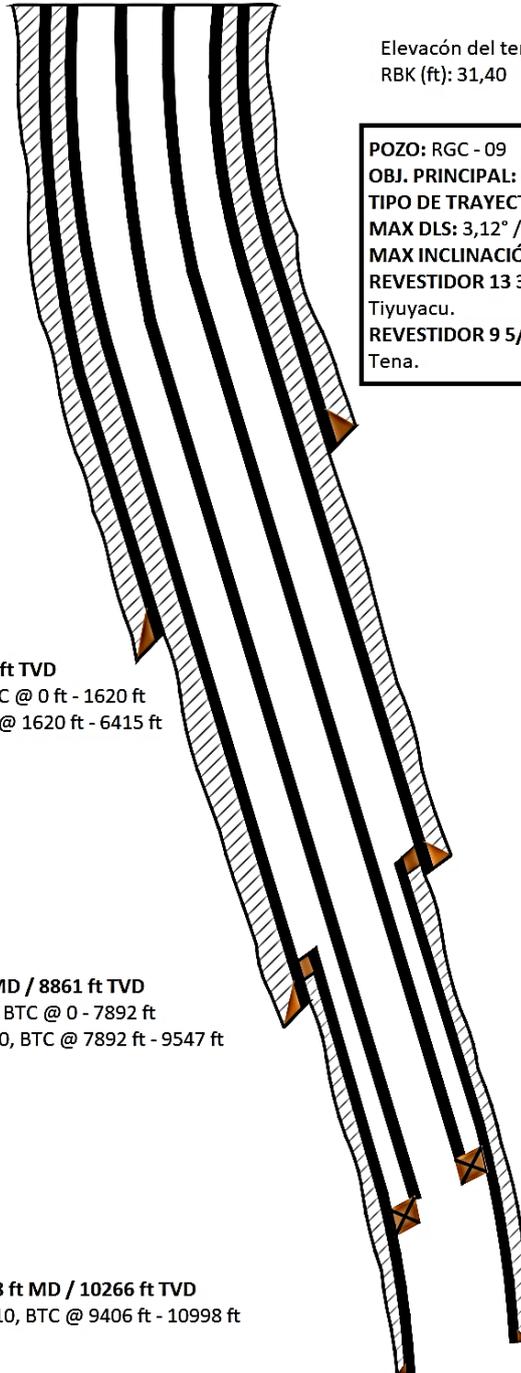


Figura 12. Diagrama mecánico del pozo RGC-09 elaborado en AutoCAD.

3.3 DESARROLLO DE LA DISTRIBUCIÓN CHI-CUADRADO

3.3.1 Matriz de frecuencia e identificación de los problemas

Primero se realiza una matriz identificando los problemas presentados en los dos pozos estudiados. En la *Tabla 16*, se aprecia que los primeros cinco problemas presentados, son eventos que se dan en superficie, mientras los 17 problemas restantes se dan en el fondo del pozo. Se define que la columna frecuencia, indica el número de veces que un solo problema ocurre en un mismo pozo. En cambio, la columna de distribución, nos indica el número de veces en la que ocurre un problema en todo el espacio muestral.

Tabla 16: Matriz de frecuencia y distribución de los tiempos no productivos.

Zona	Actividad no productiva	16"	12 ¼"	8 ½"	Frecuencia	Distribución n	Tiempo total NPT en horas
Superficie	Problemas TDS	1	0	0	1	1	1
	Limpieza del Flow Line		1	0	1	1	2,5
	Esperas	0	0	2	2	2	7
	Falla en equipos de superficie	2	1	0	3	2	9
	Fallas de herramientas de superficie	1	0	0	1	1	2
Fondo	Limpieza y rimado del hoyo	0	1	0	1	1	14,5
	Embolamiento de la broca	0	0	1	1	1	5,5
	Falla de equipos de fondo	0	1	0	1	1	17,5
	Side Track	0	0	0	0	0	0
	Toma adicional de registros	0	0	1	1	1	38,4
	Falla del revestimiento	0	1	0	1	1	2
	Problemas de cementación	0	0	0	0	0	0
	Pega de tubería	1	1	0	2	1	9
	Pesca	0	1	0	1	1	12
	Perdida de circulación	0	0	0	0	0	0
	Atascamiento de herramientas de registros	0	1	0	1	1	2
	Inestabilidad del hoyo	0	1	0	1	1	1,5
	Intervalos apretados	1	0	0	1	1	6,5
	Zonas abrasivas	0	1	0	1	1	3
	Presiones anormales	0	0	1	1	1	30,5
	Fallas de herramientas del BHA	0	0	1	1	1	4,6
	Empaquetamiento del BHA	0	0	1	1	1	6

3.3.2 Procesamiento de la información

Para este punto se utiliza los datos obtenidos en las matrices, graficas realizadas y los datos técnicos de ambos pozos, con el fin de procesar la información y utilizar la distribución Chi – Cuadrado.

Se descartan los problemas como, el side track, pérdida de circulación y los problemas en la cementación del pozo, porque no existe registro de que esos problemas se presentaron en ambos pozos estudiados. Por este motivo se logra obtener menos incertidumbre en el cálculo de los resultados, de los 22 problemas analizados, formarán parte del estudio 19 de ellos, esto se observa con más detalle en la *Tabla 16*.

3.3.3 Prueba Chi – Cuadrado

Con la distribución Chi – Cuadrado se realiza tres hipótesis cualitativas para cada interrogante planteada mediante el cálculo cuantitativo sobre los problemas presentados en ambos pozos por sección perforada y analizar diferentes perspectivas, tomando en consideración la independencia de las variables de estudio. El margen de error en este estudio es de 0,05 para comprobar la relación existente entre las variables estudiadas. El significado de las variables usadas para nuestras hipótesis está redactado a continuación:

Local: es la frecuencia de ocurrencia de un evento o problema operacional en las diferentes secciones de un mismo pozo estudiado.

Regional: es la frecuencia de ocurrencia de cada evento o problema en todo el espacio muestral, en las diferentes secciones de los pozos analizados.

3.3.4 Desarrollo del método.

Primero se compara la hipótesis nula (H_0) mediante el siguiente criterio: Las frecuencias observadas (f_e) serán ordenadas de forma lógica. Hallar las frecuencias marginales de la fila y hallar las frecuencias marginales de la columna para establecer las frecuencias esperadas mediante la ecuación (5), para comparar H_0 .

Luego se desarrolla una tabla de frecuencias esperadas una vez obtenidos los valores, se mide las discrepancias y se compara mediante la ecuación (6). Continuar con la distribución Chi-Cuadrado, solo si se acepta la hipótesis nula mediante la ecuación (7), si se rechaza la hipótesis nula, se reconoce la dependencia entre variables.

En la tabla de Chi-Cuadrado se distinguen los valores de grado de libertad y nivel de error de 0.05 para realizar la intersección. Este modelo genera un valor teórico que tiene vínculo con los grados de libertad y la dimensión de la tabla de estudio.

Finalmente, se evalúa los valores de chi-cuadrado calculado con el de chi-cuadrado teórico (*Anexo A*), para así mediante los criterios fundamentar la hipótesis.

- $X^2 \text{ calculado} > X^2 \text{ de la tabla}$; se rechaza la hipótesis nula.
- $X^2 \text{ calculado} < X^2 \text{ de la tabla}$; se acepta la hipótesis nula.

3.3.5 Formulación de hipótesis

a) Primera hipótesis

En la primera hipótesis, se busca una coherencia entre los problemas operativos que más se repiten en un mismo pozo y la misma frecuencia que ocurren estos eventos en ambos pozos estudiados.

Hipótesis nula: No existe dependencia entre el problema local y regional, con un grado de confiabilidad de un 95% y un error de 0,05 que equivale al 5% restante.

Se toman los valores de la *Tabla 16*, como la frecuencia en que sucede cada evento por sección y la distribución que existe en un problema de los dos pozos y se procede a calcular las frecuencias esperadas para cada apartado, como se puede apreciar en la *Tabla 17*.

Tabla 17: Distribución y frecuencia total de los problemas.

Actividad no productiva	Frecuencia	Distribución	Frecuencia esperada
Problemas TDS	1	1	2
Limpieza del Flow Line	1	1	2
Esperas	2	2	4
Falla en equipos de superficie	3	2	5
Fallas de herramientas de superficie	1	1	2
Limpieza y rimado del hoyo	1	1	2
Embolamiento de la broca	1	1	2
Falla de equipos de fondo	1	1	2
Toma adicional de registros	1	1	2
Falla del revestimiento	1	1	2
Pega de tubería	2	1	3
Pesca	1	1	2
Atascamiento de herramientas de registros	1	1	2
Inestabilidad del hoyo	1	1	2
Intervalos apretados	1	1	2
Zonas abrasivas	1	1	2
Presiones anormales	1	1	2
Fallas de herramientas del BHA	1	1	2
Empaquetamiento del BHA	1	1	2
TOTAL	23	21	44

b) Segunda hipótesis

En la segunda hipótesis se busca una correlación entre los problemas que se dan en el fondo del pozo como los problemas que suceden en superficie y comprobar si existe una relación en ambas variables.

Hipótesis nula: No existe dependencia entre los problemas de fondo y superficie en los pozos estudiados, con un grado de confiabilidad de un 95% y un error de 0,05 que equivale al 5% restante.

c) Tercera hipótesis

En la tercera y última hipótesis, se busca la relación que existe entre la complejidad del diseño de la trayectoria trazada con la presentación de problemas operacionales en cada sección perforada.

Hipótesis nula: No influye la complejidad del diseño en el incremento de problemas operacionales, con un grado de confiabilidad de un 95% y un error de 0,05 que equivale al 5% restante.

3.3.6 Tabla de las hipótesis planteadas

a) Primera hipótesis (a)

Tabla 18: Frecuencias esperadas en ambos pozos y todas sus secciones.

Actividad no productiva	Local	Regional
Problemas TDS	1,05	0,96
Limpieza del Flow Line	1,05	0,96
Esperas	2,09	1,91
Falla en equipos de superficie	2,61	2,39
Fallas de herramientas de superficie	1,05	0,96
Limpieza y rimado del hoyo	1,05	0,96
Embolamiento de la broca	1,05	0,96
Falla de equipos de fondo	1,05	0,96
Side Track	0,00	0,00
Toma adicional de registros	1,05	0,96
Falla del revestimiento	1,05	0,96
Problemas de cementación	0,00	0,00
Pega de tubería	1,57	1,43
Pesca	1,05	0,96
Perdida de circulación	0,00	0,00
Atascamiento de herramientas de registros	1,05	0,96
Inestabilidad del hoyo	1,05	0,96
Intervalos apretados	1,05	0,96
Zonas abrasivas	1,05	0,96

b) Segunda hipótesis (b)

Tabla 19: Frecuencias observadas de ambos pozos y todas sus secciones.

Problemas	Local	Regional	Total
Superficie	8	7	15
Fondo	15	29	44
Total general	23	36	59

Tabla 20: Frecuencias esperadas de ambos pozos y todas sus secciones.

Problemas	Local	Regional	Total
Superficie	6	9	-
Fondo	17	27	-

La *Tabla 18* y la *Tabla 19*, describe la frecuencia de ocurrencia de un evento de forma observada, los problemas que podemos contabilizar, dados en superficie como en el fondo del pozo y la frecuencia de ocurrencia esperada. El método compara ambas frecuencias. La *Tabla 20*, son valores calculados a partir de la *Tabla 19*.

c) Tercera hipótesis (c)

Tabla 21: Frecuencias observadas en los dos pozos en cada sección.

Trayectoria trazada	Sección 16"	Sección 12 ¼"	Sección 8 ½"
Tipo "S"	3	7	2
Tipo "J" modificado	3	3	5

En la *Tabla 21*, se formula todas las frecuencias de ocurrencia observadas de todos los problemas descritos, dividido en secciones de cada pozo. Estos valores están detallados en la *Tabla 16*.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1.1 El tiempo no productivo en las operaciones de perforación

El análisis de los parámetros proporcionó un tiempo no productivo total acumulado para una muestra de dos pozos direccionales, ubicados al noreste de la Cuenca Oriente es de 7,27 días, que corresponde a un 15,1 % en un total de 48,3 días invertidos en las operaciones de perforación de ambos pozos, esto se observa en la *Tabla 22*.

Tabla 22: Distribución general del tiempo no productivo.

Total de días	Sección	Total de horas	Npt días	% Npt
	16''	19	0,792	1,64
48,3	12 ¼''	63,5	2,646	5,48
	8 ½''	92	3,833	7,94
Σ total		174,5	7,27	15,1

La perforación de ambos pozos direccionales toma un tiempo total en finalizar sus operaciones de 48,3 días distribuidos respectivamente de la siguiente manera: para el pozo RGC-07 se toma 31,3 días y para el pozo RGC-09 se toma un tiempo de 17 días de operaciones, como se observa en la *Tabla 23*.

Tabla 23: Distribución de los tiempos no productivos por sección.

Pozo	Tipo de pozo	Total de días	Sección	Total horas Npt	Npt días
1	"S"	31,3	16"	9,5	0,395
			12 ¼"	57	2,375
			8 ½"	36	1,5
2	"J" modificado"	17	16"	9,5	0,395
			12 ¼"	6,5	0,271
			8 ½"	56	2,333
Σ total				174,5	7,27

Se refleja en la *Figura 13*, que las secciones más problemáticas a la hora de perforar ambos pozos son la de 12 ¼" con un 36% y la de 8 ½" con un 53% de los problemas totales, sumando un 89% sobre el tiempo no productivo total. Al contrario de la sección 16", que fue la menos problemática representando el 11% de los problemas dados, sumando un total del 100% de los problemas dados en este estudio.

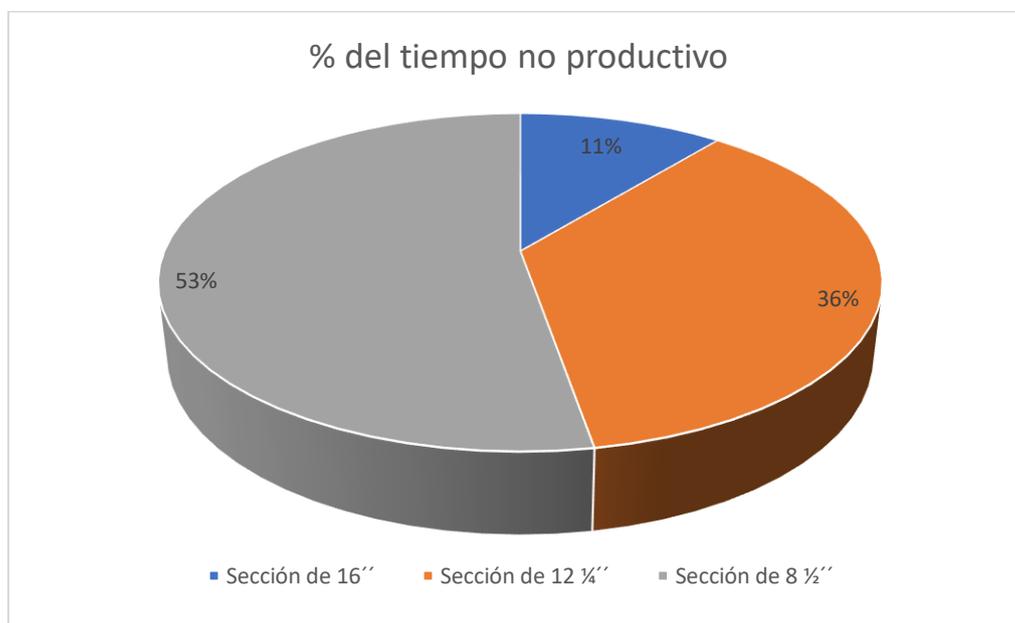


Figura 13. Distribución porcentual general del NPT por sección.

Se puede analizar en la *Figura 13* que, mientras la profundidad aumenta, también se incrementa el tiempo no productivo y lo hace en gran mayoría en las últimas secciones de cada pozo respectivamente (Ayala et al., 2017).

4.1.2 El tiempo no productivo en cada trayectoria trazada

El pozo RGC-09 de tipo “J” modificado fue el que menos tiempo total tardó en culminar sus operaciones. La sección más problemática fue la última de 8 ½”, presentó un tiempo no productivo de 56 horas que equivalen a 2,3 días representando un 13,73% de un total de 17 días de operaciones: *Figura 14*.

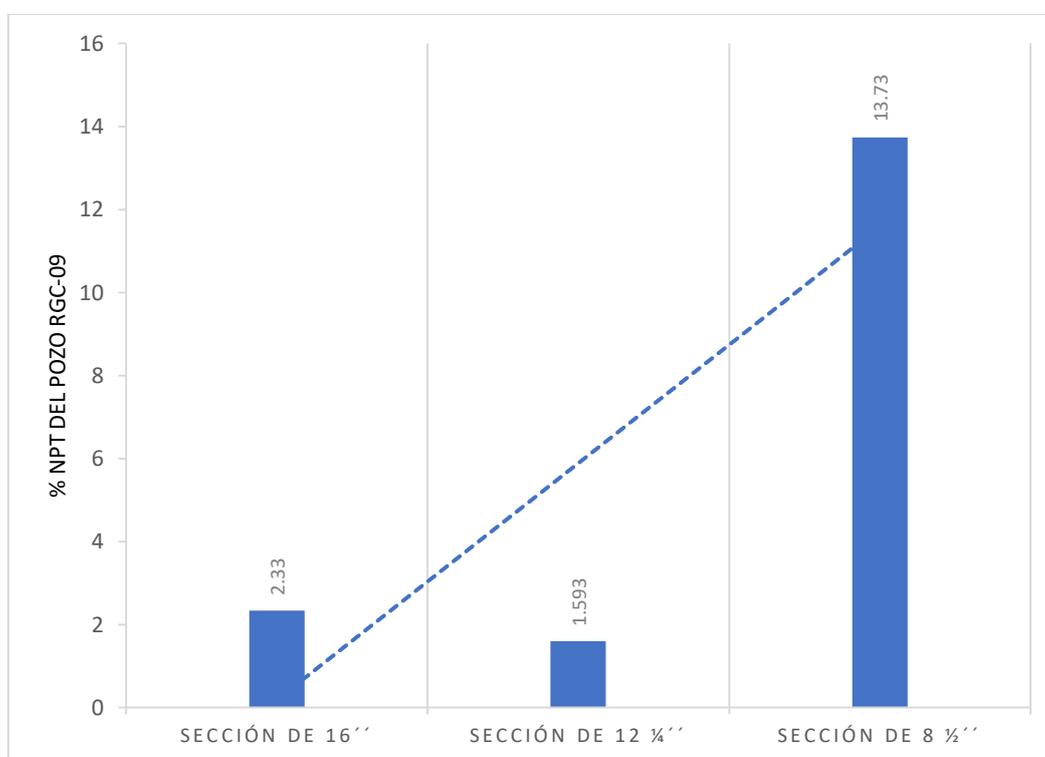


Figura 14. Distribución porcentual del NPT por sección del pozo RGC-09.

El pozo direccional RGC-07 de tipo “S” tuvo un 58,7% del tiempo no productivo, fue el pozo con mayor tiempo no productivo de los dos analizados, con un total de 102,5 horas equivalente a 4,3 días de los 31,3 días totales en culminar las operaciones. Las secciones más problemáticas son las de 12 ¼” y 8 ½” representando el 7,59 % y 4,79 %, siendo 57 y 36 horas respectivamente, lo que equivale a 3,9 días de tiempo no productivo solo en esas dos secciones: *Figura 15*.

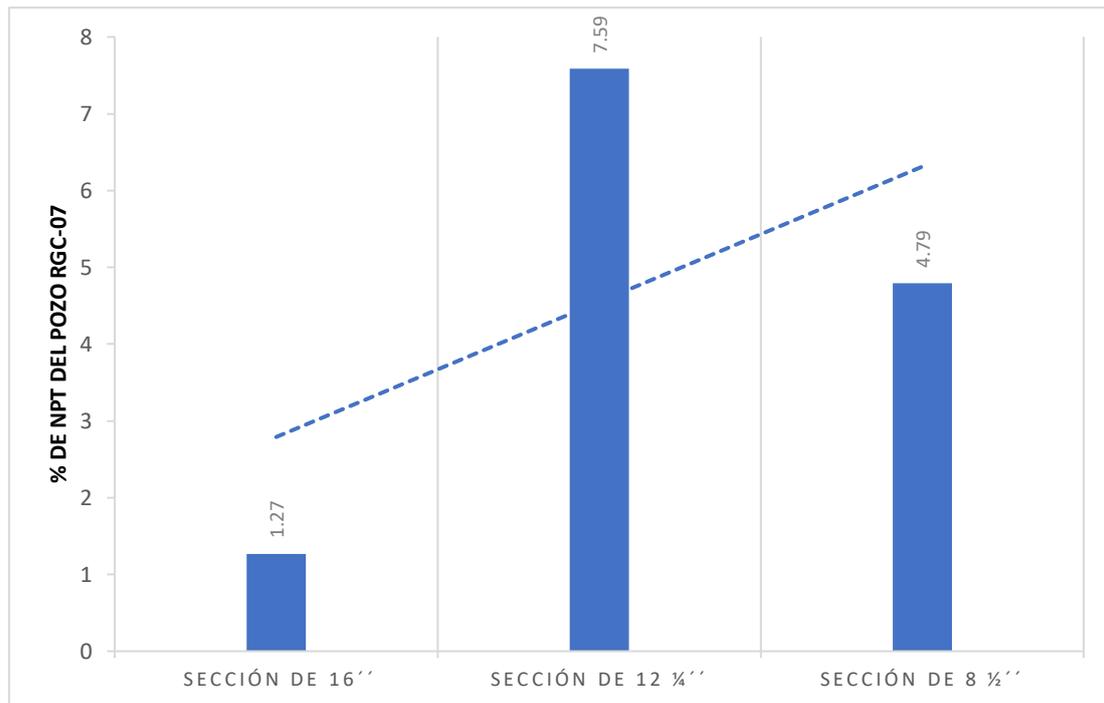


Figura 15. Distribución porcentual del NPT por sección del pozo RGC-07.

4.1.3 El tiempo no productivo general por secciones

El análisis general de los tiempos no productivos de todo el espacio muestral es el siguiente, para la sección de 8 ½” del pozo RGC-09 supera el 10% de NPT totales, convirtiéndose en la sección de todo el análisis en ambos pozos, en tener mayores problemas operativos a la hora de perforar, por ende, la mayor cantidad de horas perdidas en la cual, no existía un avance de las operaciones.

La segunda sección con mayor tiempo no productivo es la de 12 ¼” del pozo RGC-07, superando el 7%. El tiempo no productivo tiende a incrementar a medida que la perforación avanza, especialmente en las secciones más profundas.

En la *Figura 16*, se muestra la distribución general en porcentaje de los tiempos no productivos para ambos pozos, siendo evidente las secciones con mayor y menor índice de dificultad a la hora de perforar, por ende, con más problemas presentados debido a distintos factores, los cuales serán descritos más adelante.

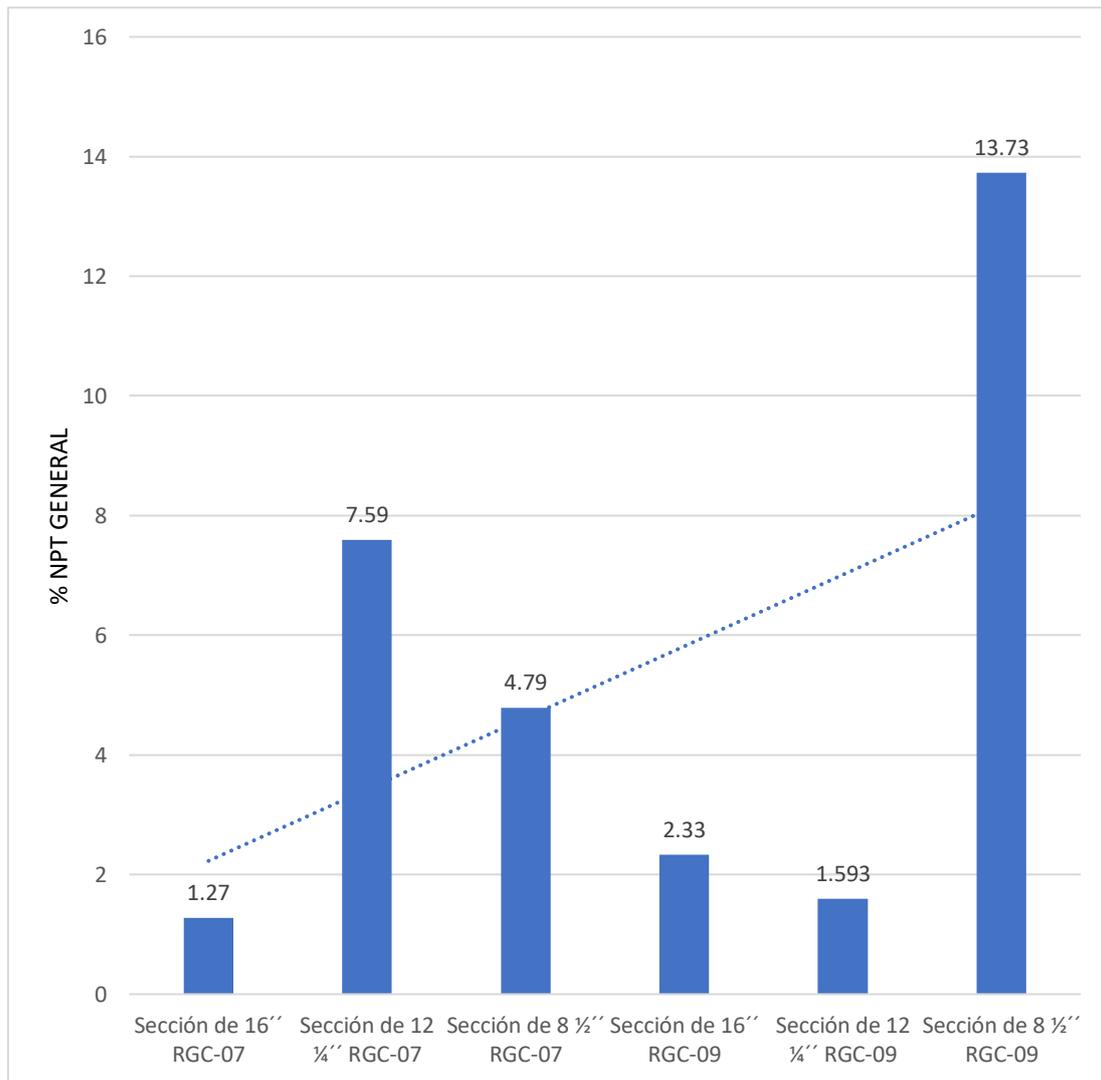


Figura 16. Gráfico de distribución general de porcentajes de NPT por sección.

4.1.4 Causas de los problemas predominantes del pozo RGC-07

En las siguientes tablas se registran las operaciones que generaron problemas, donde se detalla la relación que existe entre la causa y el problema identificado. Estas tablas permiten visualizar los factores que afectan o influyen en los problemas, lo que nos ayuda a seleccionar las medidas de prevención que se puedan implementar para mitigarlos y que se reduzca el tiempo no productivo en más pozos direccionales de ese mismo campo.

a) *Matriz causa – efecto de los problemas predominantes del pozo RGC-07 en la sección de 16”*

Tabla 24: Matriz de los problemas del pozo RGC-07 de la sección de 16”.

Problema	Causa	Npt (horas)
Fallo en equipo de perforación	Debido a falta de mantenimiento preventivo, se presentó una falla en el Top Drive, previo al inicio de las operaciones	1
Pega de tubería	Presencia de puntos de restricción al momento de retirar el BHA	4
Falla en el sistema de izaje	Daño en el freno del malacate, el personal de mantenimiento procedió a repararlo	4.5

b) *Matriz causa – efecto de los problemas predominantes del pozo RGC-07 en la sección de 12 ¼”*

Tabla 25: Matriz de los problemas del pozo RGC-07 de la sección de 12 ¼”.

Problema	Causa	Npt (horas)
Daño en equipos de fondo	Falla en equipos direccionales específicamente el motor	17.5
Falla en equipos de superficie	Deficiencia en los equipos de control de sólidos, encargados de la correcta limpieza del hoyo	3.5
Limpieza del hoyo	Acumulación de recortes generados por la perforación en el fondo del pozo, debido a una deficiente circulación	14.5
Pega de tubería	Pésimo retorno de recortes generados por la perforación a superficie, provocando acumulación excesiva	5
Operación de pesca	Caída de un objeto metálico al fondo del pozo, mismo que impedía el avance de la perforación	12
Atascamiento de herramienta para tomar registros	Presencia de un punto de apoyo al momento de realizar la operación, como resultado luego de varios intentos	2
Taponamiento de Flow Line	Generado por una inadecuada limpieza del hoyo como resultado a una mala circulación del fluido de perforación (lodo)	2.5

c) *Matriz causa – efecto de los problemas predominantes del pozo RGC-07 en la sección de 8 ½”*

Tabla 26: Matriz de los problemas del pozo RGC-07 de la sección de 8 ½”.

Problema	Causa	Npt (horas)
Inestabilidad de pozo	Se procede a retirar el BHA por presencia de zona que contaba con incrementos de presión anormal	30.5
Logístico	Espera de una zapata rimadora, para poder continuar con la operación de bajado de liner	5.5

4.1.5 Causas de los problemas predominantes del pozo RGC-09

En las siguientes tablas *se* registran las operaciones que generaron problemas, se detalla la relación que existe entre la causa y el problema identificado. Estas tablas permiten visualizar los factores que afectan o influyen en los problemas, lo que nos ayuda a seleccionar las medidas de prevención que se puedan implementar para mitigarlos y que se reduzca el tiempo no productivo en más pozos direccionales de ese mismo campo.

a) *Matriz causa – efecto de los problemas predominantes del pozo RGC-09 en la sección 16”.*

Tabla 27: Matriz de los problemas del pozo RGC-09 de la sección de 16”.

Problema	Causa	Npt (horas)
Intervalo apretado	Presencia de un punto de restricción al momento de la corrida del casing	6.5
Fallo sistema de potencia	Daño en los generadores encargados de proporcionar la energía a todo el taladro, debido a la falta de atención por personal de mantenimiento	1
Fallo equipo de superficie	Previo al inicio de las operaciones se presentó un fallo en la llave hidráulica	2

b) *Matriz causa – efecto de los problemas predominantes del pozo RGC-09 en la sección 12 ¼”.*

Tabla 28: Matriz de los problemas del pozo RGC-09 de la sección de 12 ¼”.

Problema	Causa	Npt (horas)
Inestabilidad de pozo	Al atravesar zona poco consolidada, presento inconvenientes al momento de retirar el BHA	1.5
Desgaste de herramienta y componentes de BHA	Presencia de zonas abrasivas, provocando un descante excesivo obligando el cambio de herramientas para continuar la perforación	3
Falla mecánica en tubería de revestimiento	Junta de casing colapso al intentar desenroscarla, debido a la aplicación de torque excesivo	2

a) *Matriz causa – efecto de los problemas predominantes del pozo RGC-09 en la sección 8 ½”*

Tabla 29: Matriz de los problemas del pozo RGC-09 de la sección de 8 ½”.

Problema	Causa	Npt (horas)
Embolamiento de broca	Baja optimización en el área total de flujo (TFA) al momento de atravesar una zona que contiene arcillolitas	5.5
Falla mecánica del BHA	Presencia de indicadores sobre tendencia del motor a estoleo y sarta colgada	4.6
Empaquetamiento del BHA	Debido a la acumulación de recortes en el fondo del pozo por mala limpieza del hoyo.	6
Logístico	Tiempo de espera por equipos de cementación	1.5
Tiempo adicional para toma de registros	Culminado el tiempo de planeación se corrieron otros registros	38.4

4.1.6 Impacto del tiempo no productivo por problema presentado

En la Tabla 30, se describe los problemas presentados de una manera general para ambos pozos, definidos en la matriz de causa – efecto de los problemas predominantes

realizada anteriormente. En esta tabla se pretende identificar los problemas, el tiempo de impacto en horas y el cálculo del porcentaje de forma individual de cada evento.

Se describe un listado de todos los problemas que generan tiempos no productivos durante el proceso de perforación de un pozo, luego se procede a identificar los problemas existentes en el espacio muestral estudiado. A continuación, se define el tiempo en días que representó cada evento y se calcula el porcentaje de impacto por problema del tiempo no productivo con relación al 100%.

Tabla 30: Matriz general de los problemas predominantes.

Descripción del Npt - problemas	Npt (horas)	Npt (días)	Npt (% de días)
Limpieza del flow line	2,5	0,104	1,43
Esperas	7	0,292	4,01
Problemas con el BHA	10,6	0,442	6,07
Control de influjo	0	0	0
Problemas de izaje	4,5	0,187	2,58
Falla de equipo de control de sólidos	3,5	0,146	2,01
Problema en la cementación	0	0	0
Pega de tubería	9	0,375	5,16
Reparación del taladro	0	0	0
Intervalos apretados	6,5	0,271	3,72
Presiones anormales	30,5	1,271	17,48
Pesca	12	0,5	6,88
Embolamiento de broca	5,5	0,229	3,15
Side Track	0	0	0
Problemas casing/cabezal del pozo	0	0	0
Mantenimiento TDS	1	0,042	0,57
Desgaste por abrasión	3	0,125	1,72
Tomas adicionales de registros	38,4	1,6	22,01
Falla del motor	17,5	0,729	10,03
Limpieza y rimado del hoyo	14,5	0,604	8,31
Inestabilidad del hoyo	1,5	0,063	0,86
Falla mecánica de la tubería	2	0,083	1,15
Otros problemas	5	0,208	2,87
Total	174,5	7,27	100,00

La *Figura 17* mostrada a continuación, permite visualizar cuál de todos los problemas presentados en todo el espacio muestral son la causa principal en el incremento del tiempo no productivo. Se representa de forma descendente los eventos con mayor impacto en horas del tiempo no productivo a los de menor impacto en ambos pozos.

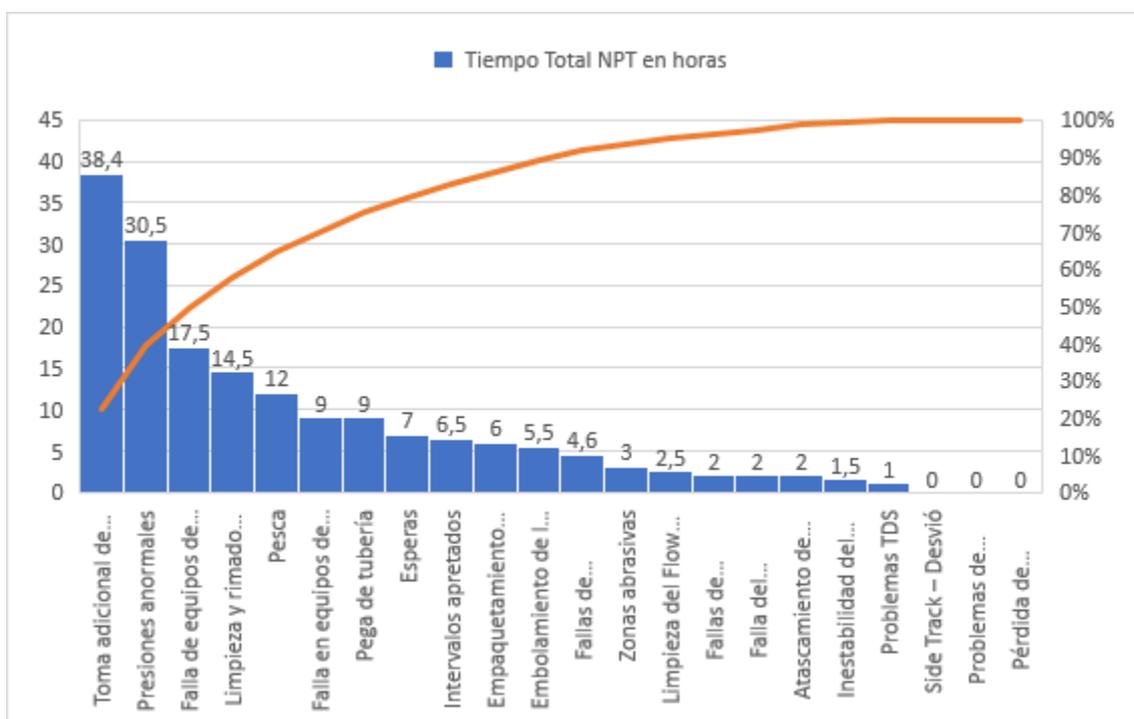


Figura 17. Gráfico de Pareto sobre los tiempos de cada evento.

La *Tabla 31*, nos muestra los resultados del tiempo productivo, el tiempo no productivo y el tiempo total en las operaciones de perforación de ambos pozos. La muestra está ordenada de forma cronológica, según la enumeración en la que fue perforado, del más antiguo, al más reciente.

Tabla 31: Distribución de los tiempos de las operaciones.

	Tiempo Npt (días)	Tiempo productivo (días)	Tiempo total de operaciones (días)
Pozo RGC-07	4,3	27	31,3
Pozo RGC.09	3	14	17
Total	7,3	41	48,3

La *Figura 18* también, indica la distribución de los tiempos que estuvieron involucrados en el proceso de la perforación y la relación que existe con el tiempo total en culminar las operaciones en ambos pozos.

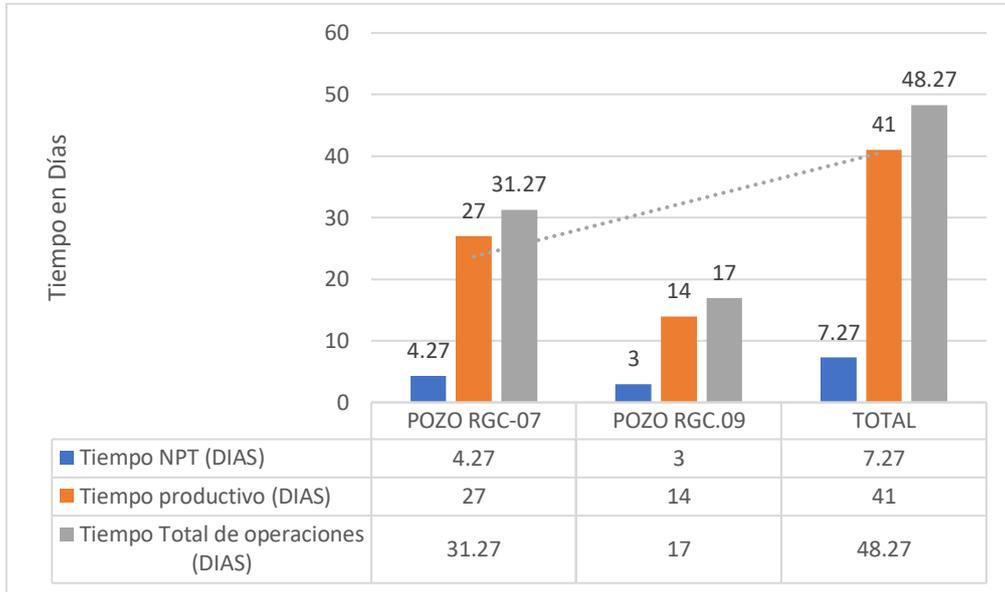


Figura 18. Gráfico de los tiempos involucrados en la perforación.

4.2 RESULTADOS LA PRUEBA CHI – CUADRADO

4.2.1 Primera hipótesis

Para la primera hipótesis planteada, el valor de la prueba Chi – cuadrado calculado, con un grado de libertad de 18, es el siguiente:

$$X^2 = 0,443$$

Con un error del 5%, equivalente a un 0,05 de margen de error, se define el valor de Chi – cuadrado en la tabla, con un grado de libertad de 18 y alfa de 0,05 el valor de la tabla es de 28,8693. Gracias a este criterio, se acepta la hipótesis nula, la cual refleja que: **No existe dependencia entre el problema local y el problema regional, con un 95% de confiabilidad.**

4.2.2 Segunda hipótesis

Para la segunda hipótesis planteada, el valor de la prueba Chi – cuadrado calculado, con un grado de libertad de 1, es el siguiente:

$$X^2 = 1,741$$

Con un error del 5%, lo que equivale un 0,05 de margen de error, se define del valor de chi – cuadrado en tabla, con un grado de libertad de 1 y alfa de 0,05 el valor de la tabla es de 3,8415. Gracias a este criterio, se acepta la hipótesis nula, la cual nos decía que: **No existe dependencia entre los problemas de superficie como los de fondo, con un 95% de confiabilidad.**

4.2.3 Tercera hipótesis

Para la tercera hipótesis, el valor de Chi – cuadrado, con un grado de libertad de 2, el cual se calcula mediante la fórmula y tabla dada en la metodología, es el siguiente:

$$X^2 = 7,156$$

Con un error del 5%, lo que equivale un 0,05 de margen de error, se define del valor de Chi – cuadrado en tabla, con un grado de libertad de 2 y alfa de 0,05 el valor de la tabla es de 5,9915. Gracias a este criterio, se rechaza la hipótesis nula, y se acepta la hipótesis alternativa, el cual nos define: **Sí existe relación entre la complejidad de la trayectoria y el número de problemas presentados por sección, con un 95% de confiabilidad.**

4.3 ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

4.3.1 Matriz de gastos por problema

a) Pozo RGC-07

Tabla 32: Matriz económica del pozo RGC-07.

Problema	Npt (horas)	Gatos (\$)
Fallo en equipo de perforación	1	3.000,00
Pega de tubería	4	12.000,00
Falla en el sistema de izaje	4.5	12.500,00
Daño en equipos de fondo	17.5	52.500,00
Falla en equipos de superficie	3.5	10.000,00
Limpieza del hoyo	14.5	43.500,00
Pega de tubería	5	15.000,00
Operación de pesca	12	36.000,00
Atascamiento de herramienta para tomar registros	2	6.000,00
Taponamiento de Flow Line	2.5	7.500,00
Inestabilidad de pozo	30.5	91.500,00
Logístico	5.5	16.500,00

b) Pozo RGC-09

Tabla 33: Matriz económica del pozo RGC-09.

Problema	Npt (horas)	Gatos (\$)
Intervalo apretado	6.5	29.250,00
Fallo sistema de potencia	1	4.500,00
Fallo equipo de superficie	2	9.000,00
Inestabilidad de pozo	1.5	6.750,00
Desgaste de herramienta componentes de BHA	3	13.500,00
Falla mecánica en tubería de revestimiento	2	9.000,00
Embolamiento de broca	5.5	24.750,00
Falla mecánica del BHA	4.5	20.250,00
Empaquetamiento del BHA	6	27.000,00
Logístico	1.5	6.750,00
Tiempo adicional para toma de registros	38.4	172.800,00

4.3.2 Análisis de costos generales

c) Pozo RGC-07

Tabla 34: Análisis económico del pozo RGC-07.

Costos	Valores (\$)
Costo total del proyecto (USD)	\$2 251.440,00
Tiempo total (horas)	750.48
Costo por hora (USD/horas)	\$3.000,00
Tiempo no productivo NPT (horas)	102.5
Costo del tiempo no productivo (USD)	\$307.500,00
Costo del proyecto sin tiempo no productivo (USD)	\$1 943.940,00

En la *Tabla 34*, se observa el costo general del proyecto que fue de \$2 251.440,00 en total, el costo por hora de los trabajos de perforación se estimó en \$3.000,00 y el tiempo en que se desarrolló este proyecto tuvo una duración de 31.3 días o 750.48 horas que es como se evaluará el tiempo para este apartado. De dicho tiempo, un total de 102.5 horas fueron tiempo no productivo representando una pérdida de \$307.500,00.

Si analizamos los montos de pérdida por sección, la sección de 16'' presentó un total de tiempo no productivo de 9.5 horas, teniendo una pérdida de \$28.500,00, la sección de 12 ¼'' presentó un tiempo no productivo de 57 horas representando una pérdida de \$171.000,00; y, por último, la sección de 8 ½'' presentó un tiempo no productivo de 36 horas con una pérdida de \$108.000,00. Estimando un costo en el que no se tomen en cuenta los tiempos no productivos presentados durante el proceso de perforación, obtendríamos que el valor del proyecto sería \$1 943.940,00.

d) *Pozo RGC-09*

Tabla 35: Análisis económico del pozo RGC-09.

Costos	Valores (\$)
Costo total del proyecto (USD)	\$1'512.000,00
Tiempo total (horas)	336
Costo por hora (USD/horas)	\$4.500,00
Tiempo no productivo NPT (horas)	71.9
Costo del tiempo no productivo (USD)	\$323.550,00
Costo del proyecto sin tiempo no productivo (USD)	\$1'188.450,00

En la *Tabla 35*, se observa el costo general del proyecto que fue de \$1'512.000,00 en total, el costo por hora de los trabajos de perforación se estimó en \$4.500,00 y el tiempo en que se desarrolló este proyecto tuvo una duración de 17 días o 336 horas que es como se evaluará el tiempo para este apartado; de dicho tiempo, un total de 71.9 horas fueron tiempo no productivo representando una pérdida de \$323.550,00.

Si analizamos los montos de pérdida por sección, la sección de 16'' presentó un total de tiempo no productivo de 9.5 horas, teniendo una pérdida de \$42.750,00; la sección de 12 ¼'' presentó un tiempo no productivo de 6.5 horas representando una pérdida de \$29.250,00; y, por último, la sección de 8 ½'' presentó un tiempo no productivo de 55.9 horas con una pérdida de \$251.550,00. Estimando un costo en el que no se tomen en cuenta los tiempos no productivos presentados durante el proceso de perforación, obtendríamos que el valor del proyecto sería \$1'188.450,00.

4.4 MEDIDAS TÉCNICAS PARA CADA PROBLEMA

4.4.1 Pozo RGC-07

Tabla 36: Medidas técnicas para cada problema en el pozo RGC-07.

Problema	Medidas técnicas o recomendaciones
Fallo en equipo de perforación – daño top drive	Realizar mantenimiento preventivo en el Sistema Top Drive previo al inicio de las operaciones de perforación.
Pega de tubería – punto de restricción	Mantener la dispersión del fluido en todo momento para lograr la erosión de la formación Chalcana, además es importante bombear píldoras viscosas en la formación Orteguzza para minimizar la formación de camas y ayudar en el desalojo de los recortes.
Falla en el sistema de izaje – daño freno de malacate	Implementar un adecuado programa de mantenimiento para los componentes más críticos del taladro.
Daño en equipos de fondo – fallo en el motor	Realizar un adecuado y constante mantenimiento de las herramientas direccionales.
Falla en equipos de superficie – equipo de control de sólidos	Implementar un adecuado programa de mantenimiento para los componentes más críticos del taladro.
Limpieza del hoyo – mala circulación	Realizar una estación de circulación previo a ingresar al conglomerado de la formación Tiyuyacu, bombear píldoras viscosas cada 3 o 4 paradas para garantizar la limpieza del hoyo.

Tabla 36: (continuación).

Problema	Medidas técnicas o recomendaciones
Pega de tubería por acumulación de recortes	Realizar bombeo de píldoras dispersas en combinación de Pecan Nut Plug al salir de los conglomerados de la formación Tiyuyacu para garantizar la limpieza del conjunto de fondo y broca antes de entrar en contacto con las arcillas de la formación Tena.
Operación de pesca por objeto metálico en el fondo del pozo	Determinar con exactitud la posición y tamaño del pescado contribuye en la selección del método a aplicar, utilizar la herramienta Junk Basket de circulación inversa, aplicar hasta 3 circulaciones en caso de ser necesario.
Atascamiento de herramienta para tomar registros Taponamiento de flow line	Se recomienda bombear píldoras al momento de realizar viajes a superficie para evitar problemas relacionados a puntos de apoyo al momento de retirar la tubería. Verificar y mantener condiciones óptimas de las propiedades del fluido de perforación y practicas operativas que garanticen la adecuada limpieza del pozo.
Inestabilidad de pozo por presiones anormales	Circular al menos un fondo arriba y bajar circulando en todo momento.
Logístico – espera de zapata rimadora	Tener contrato con varias empresas que brinden este servicio.

4.4.2 Pozo RGC-09

Tabla 37: Medidas técnicas para cada problema en el pozo RGC-09.

Problema	Medidas técnicas o recomendaciones
Intervalo apretado por presencia de arcillas reactivas	Optimizar el galonaje de perforación e incrementar la reología del lodo para lavar menos el hoyo y disminuir la probabilidad de hinchamiento de las arcillas en Tiyuyacu.
Fallo en el generador (sistema de potencia)	El personal encargado en la supervisión de los equipos debe realizar inspecciones continuas de tal manera que si los generadores presentan algún tipo de problema se pueda planificar su mantenimiento preventivo.
Fallo en la herramienta – llave hidráulica	Aplicar mantenimiento preventivo de estas herramientas previo a las operaciones de perforación de cada sección.
Inestabilidad de pozo por lutitas	Se recomienda usar un lodo con las propiedades suficiente para que genere una buena limpieza del hoyo, también aplicar velocidades bajas durante los viajes realizados a la tubería y asilar la formación. También considerar el asentamiento del revestidor de 13 3/8” en el tope de Tiyuyacu para aislar toda la formación.
Desgaste de herramienta y componentes del ensamblaje de fondo	Tomar en consideración el control de los parámetros hasta salir de las areniscas después del conglomerado inferior, con la finalidad de evitar el desgaste.
Colapso de la tubería de revestimiento	Asegurarse en revisar las especificaciones de la tubería de revestimiento para no aplicar parámetros que estén fuera del rango operacional permitido.

Tabla 37: (continuación).

Problema	Medidas técnicas o recomendaciones
Embolamiento de la broca	Optimizar el área total de flujo para evitar embolamiento de la broca en las arcillolitas de la formación Tena. Se recomienda trabajar con galonaje de 400 a 430 galones por minuto y reducirlo a 360 galones por minuto para la formación Napo.
Estoleo del motor y colgamiento de la sarta	Trabajar con parámetros óptimos de 400 galones por minuto para evitar que la herramienta se estolee y bajar una sarta que contrarreste la tendencia de caída del ángulo para minimizar el trabajo direccional en la sección.
Empaquetamiento del ensamblaje de fondo	Se recomienda controlar la tasa de penetración y en lo posible implantar una máxima velocidad anular recomendada para el diámetro de 8 ½” del hoyo. También se debe mantener las propiedades del lodo adecuadas. Antes de cada maniobra de sacada del ensamblaje de fondo, limpiar el hoyo por lo menos el retorno de la última muestra perforada.
Espera logística por equipos de cementación	Optimizar la comunicación logística con la compañía proveedora que realiza trabajos específicos y considerar el tiempo que estas requieren en llegar a la localización de las operaciones.
Tiempo adicional para toma de registros eléctricos.	Inferir un tiempo adicional en las operaciones de toma de registros y considerarlo en la planeación del pozo, caso contrario tratar de cumplir estas operaciones en los tiempos estimados.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- En la sección de 8 ½” se da el mayor tiempo no productivo en horas, equivalente a un 53 % siendo 92 horas no productivas, la sección de 12 ¼” fue la que contó con mayor cantidad de problemas presentados, pero no la mayor cantidad de horas no productivas, siendo 63,5 horas que equivalen al 36% y finalmente la sección de 16” fue la menos crítica y por lo general los problemas dados en esta sección se dieron en superficie, teniendo 19 horas no productivas, equivalentes al 11%.
- Las causas predominantes en la generación de problemas en el espacio muestral se deben en su mayoría por acumulación de recortes en el fondo del pozo e intervalos apretados asociados a dificultades litológicas y por la complejidad de la trayectoria trazada, relacionada a las condiciones del hoyo – formación.
- Al aplicar el método de distribución Chi – cuadrado a los datos se concluye que los problemas no guardan una relación entre sí, tampoco existe una correlación entre los problemas de superficie y la ocurrencia de los problemas que se dan en el fondo, pero sí guardan relación con el tipo de trayectoria trazada, determinando así que las causas principales y la probabilidad de ocurrencia de un problema no son las mismas, tanto en superficie como en el fondo del pozo.

- Los valores estimados de perforación por pozo fueron \$3 000,00 y \$4 500,00 por hora, generando costos totales por proyecto de \$2'251.440,00 y \$1'512.000,00; estos costos se vieron influenciados por los tiempos no productivos, sin presencia de estos los valores de las operaciones descenderían a \$1'943.940,00 y \$1'188.450,00 respectivamente, determinando así que el pozo RGC-09 con trayectoria direccional “J” modificado es el más factible tanto técnica como económicamente.
- La aplicación del tren de píldoras viscosas y dispersas cada dos o tres paradas contribuye en la disminución de problemas asociados a intervalos apretados y acumulación de recortes en el hoyo, causantes principales de la pega de tubería que resultó como un problema predominante en este estudio.

5.2 RECOMENDACIONES

- Para que exista una disminución considerable de los tiempos no productivos en pozos direccionales ubicados en el área de estudio es necesario efectuar un mantenimiento continuo, pruebas de funcionabilidad y la comprobación del estado físicos de los equipos y/o componentes utilizados en las operaciones de perforación de pozos petroleros.
- Realizar la perforación con parámetros controlados, especialmente en las zonas abrasivas las cuales son muy comunes en el área de estudio, con el objetivo de evitar un desgaste acelerado en la broca y/o tubería, evitando así viajes innecesarios de retorno a superficie, disminuyendo el tiempo total de perforación y reduciendo los problemas presentados.
- Mejorar el diseño del ensamble de fondo utilizando un “Sistema Orientable Giratorio” lo que permitirá que el ensamblaje de fondo esté siempre rotando, eliminando así la necesidad de efectuar deslizamientos en las operaciones. Este sistema permite corregir la trayectoria y disminuye la probabilidad de tener problemas de pega de tubería (problema predominante en este estudio) en las tres secciones de ambos pozos, pero en especial la más profundas de 12 ¼” y 8 ½”.
- Tomar en consideración las medidas propuestas en este estudio para mejorar los resultados y disminuir los tiempos en la perforación de cada sección en futuros proyectos dados en este mismo campo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar, R. (2015). *Survey direccional*.
<https://geosteeringsschool.wordpress.com/2015/05/24/survey-direccional/#:~:text=Es el método usado para,la trayectoria de un pozo>
- Ayala, D., Torres, H., Valencia, R., & Loaiza, M. (2017). Impacto del tiempo no productivo en operaciones de perforación y análisis de los datos mediante la prueba de chicuadrado. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 14.
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/6065/6323>
- Barragan, R., Baby, P., & Rivadeneira, M. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo*. (Primera). https://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/doc34-08/010036207.pdf
- Bonilla, M. (2013). *Estudio del límite técnico para la perforación de pozos en los campos Cuyabeno y VHR*. [Escuela Politécnica Nacional].
<https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/5981>
- Bourgoyne, J. A. T. (1991). *Applied drilling engineering*.
- Chacón, M. (2016). *Elaboración de propuestas técnicas para disminuir los tiempos no productivos de perforación en el Campo Sacha*. [Universidad Central del Ecuador].
<http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/6995>
- Cochener, J. (2010). Quantifying drilling efficiency. *Office of Integrated Analysis and Forecasting*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=13651>
- Constante, J. (2015). *Estudio tecnico economico de los tiempos no productivos (NTP) incurridos en las operaciones de perforacion del campo Palo Azul en el periodo 2012-2014*. [Escuela Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/11839>
- Duque, G. (2013). *Evaluación del desgaste y su impacto en las propiedades mecánicas de la tubería de revestimiento de 9 5/8 durante las operaciones de perforación de pozos horizontales y direccionales*. [Escuela Politécnica Nacional].
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6731/1/CD-5112.pdf>
- Estrada, J. (2019). *Manual de perforacion direccional AMV*.
https://www.academia.edu/16785082/Manual_de_Perforacion_Direccional_AMV

- Fauta, E. (2016). *Estudio técnico estadístico de tiempos no productivos de las operaciones involucradas en la perforación de los pozos del campo Auca durante el año 2014*. [Escuela Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/15170>
- Flores, B., Medina Cáceres, L., & Moscoso Loayza, G. (2014). *Análisis de los procedimientos aplicados para perforar pozos direccionales*. <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/32246>
- Flores, D. (2011). *Estudio de las mediciones suministradas por la herramienta MWD(Measurement while drilling) en varios pozos, para mejorar su posicionamiento dentro del radio del objetivo*. [Escuela Politécnica Nacional]. <http://oilproduction.net/files/CD-3590.pdf>
- Gallegos, A. (2013). *Estudio técnico de los ensamblajes con motor de fondo (BHA) para optimizar la perforación de pozos tipo J en la plataforma Sacha 380 del campo Sacha*. [Escuela Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6882>
- Gómez, J. (2018). *Propuesta de una metodología para el análisis causa raíz de problemas operacionales durante la perforación según pozos A, B Y C*. [Fundación Universidad de América]. <http://52.0.229.99/handle/20.500.11839/6817>
- Guzmán, R. (2015). *Evaluación de las prácticas operativas durante la perforación de un pozo direccional con trayectoria tipo "J" con alto desplazamiento, ubicado al noroeste de la cuenca Oriente del Ecuador*. [Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/6529>
- Hernández, F. (2005). *Aplicación de la Teoría de Perforación Direccional*. [Universidad Nacional Autónoma de México]. [http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/16220/1/Aplicación de la Teoría de Perforación Direccional.pdf](http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/16220/1/Aplicación%20de%20la%20Teoría%20de%20Perforación%20Direccional.pdf)
- Herrera, J. (2020). *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas*. <https://es.scribd.com/document/537956888/INGENIERIA-POZOS-PETROLEO-Y-GAS-Vol-4-LM1B5T4R0-20200323-convertido>
- Hossain, E. (2015). *Fundamentals of sustainable drilling engineering*. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119100300>
- Kaiser, M. J. (2007). Generalized functional models for drilling cost estimation. *SPE Drilling and Completion*, 22. <https://onepetro.org/DC/article-abstract/22/02/67/196891/Generalized-Functional-Models-for-Drilling-Cost?redirectedFrom=fulltext>
- Kamatov, K. (2016). Complex approach to drilling optimization doubled the penetration rates and eliminated NPT. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition 2016*. <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/16RPTC/All-16RPTC/SPE-181945-MS/256262>
- Lind, D., Marchal, W., & Wathen, S. (n.d.). *Estadística aplicada a los negocios y la economía*.

- (M. G. Hill (ed.); QUINCE).
[https://eduvirtual.cuc.edu.co/moodle/pluginfile.php/523770/mod_resource/content/1/Estadistica para Administraion y Negocios.pdf](https://eduvirtual.cuc.edu.co/moodle/pluginfile.php/523770/mod_resource/content/1/Estadistica%20para%20Administraion%20y%20Negocios.pdf)
- Loaiza, M., Ayala, D., Torres, H., & Ayala, S. (2018). Tiempo no productivo en pozos de dos secciones, caso de estudio Ecuador. *Revista Fuentes El Reventón Energético*.
- Mancilla, O., Albariño, L., Meissinger, V., Rivadeneira, M., & Sciamanna, S. (2008). Sistemas petroleros de la Cuenca Oriente Ecuador. *Conferencia: VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*.
https://www.researchgate.net/publication/303851380_Sistemas_Petroleros_de_la_Cuenca_Oriente_Ecuador
- Mantle, K. (2013). El arte de controlar la trayectoria de los pozos. *Oilfield Review*.
- Mantle, K. (2014). *El arte de manejar las trayectorias de los pozos*. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/define-dir-drill-spanish>
- Marbun, B., Aristya, R., Pinem, R. H., Ramli, B. S., & Gadi, K. B. (2013). *Evaluation of non productive time of geothermal drilling operations – case study in Indonesia*.
<https://www.semanticscholar.org/paper/EVALUATION-OF-NON-PRODUCTIVE-TIME-OF-GEOTHERMAL-IN-Marbun/6e33fdd48c4b7450a08354e5e847647d50a58c61>
- Mendez, V. (2020). *Análisis de la selección de los fluidos de perforación utilizados en pozos petroleros de un campo de la Cuenca Oriente*. [Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/6507/1/UPSE-TIP-2021-0026.pdf>
- Moore, P. L. (1986). *Drilling practices manual*. (Segunda). <https://www.osti.gov/biblio/5668742-drilling-practices-manual-second-edition>
- Muñoz, A. (2014). *Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo*. [Universidad Nacional Autónoma de México].
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf>
- Navarrete, A. (2013). *Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos horizontales de tres campos del oriente ecuatoriano*. [Escuela Politécnica Nacional].
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6381/1/CD-4901.pdf>
- Neal, A. (1985). *Drilling engineering: A complete well planning approach*.
https://www.academia.edu/31584474/Drilling_Engineering_A_Complete_Well_Planning_Approach
- Okenyi, K. (2017). *Reducing Deep-Water Well Delivery Times and Cost - A Look at the Bonga Wells Journey to Competitiveness*. <https://onepetro.org/SPEOE/proceedings-abstract/17OE/3-17OE/D031S009R002/195658>
- Pila, Z. (2015). *Manual de planificación, diseño y consideraciones para la construcción de pozos direccionales en el campo Sacha*. [Universidad Central del Ecuador].

- <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/7688>
- Porcos, M. (2000). *Operaciones de Pesca*.
<https://perforaciondepozospetroleros.jimdofree.com/app/download/5868812166/Operaciones+de+P#:~:text=Las+pescas+son+operaciones+tendientes,caído+accidentalmente+en+el+agujero.>
- Ramírez, D. (2014). *Estudio de optimización de prácticas operacionales en la perforación de pozos del oriente ecuatoriano para la reducción de tiempo no productivo y de tiempo invisible ILT*. [Universidad Estatal Península de Santa Elena].
[https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/46000/1627/ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE PRÁCTICAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO PARA LA REDUCCIÓN DE TIEMPO NO PRODUCTIVO Y DE TIEMPO INVISIBLE ILT.pdf?sequence=1&isAl](https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/46000/1627/ESTUDIO+DE+OPTIMIZACIÓN+DE+PRÁCTICAS+OPERACIONALES+EN+LA+PERFORACIÓN+DE+POZOS+DEL+ORIENTE+ECUATORIANO+PARA+LA+REDUCCIÓN+DE+TIEMPO+NO+PRODUCTIVO+Y+DE+TIEMPO+INVISIBLE+ILT.pdf?sequence=1&isAl)
- Rosero, V. (2013). *Estudio para determinar la concentración efectiva del surfactante para minimizar el embolamiento de la sarta de perforación y broca en el campo Shushufindi*.
<https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/7065>
- Santos, Ó. (2015). *Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos direccionales en la plataforma Drago Norte 2*. [Escuela Politécnica Nacional].
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9143/1/CD-6097.pdf>
- Schlumberger. (2022). *Azimuth Oilfield Glossary en Español*. 2022 Schlumberger Limited.
<https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/a/azimuth>
- Torres, H. (2016). *Análisis técnico económico del tiempo no productivo (npt) en las operaciones de perforación del campo Oso*. [Escuela Politécnica Nacional].
<https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/14092>
- Torres, I. (2015). *Determinación de prácticas operativas, que minimizan el pegamiento de tuberías en las operaciones de perforación del campo oso (bloque 7), de la región amazónica ecuatoriana*. [Universidad Central del Ecuador].
<http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/5642/1/T-UCE-0012-330.pdf>
- Triola, M. (2009). *Estadística*. (Décima, Vol. 16).
<https://www.uv.mx/rmipe/files/2015/09/Estadistica.pdf>
- Velasquez, S. (2018). *Evaluación técnico financiera de la técnica de perforación con presión controlada para disminuir tiempos no productivos operacionales durante la perforación del pozo AI*. [Fundación Universidad de América].
<http://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/6661>
- Wackerly, D., Mendenhall, W., & Scheaffer, R. (2010). *Estadística matemática con aplicaciones*. (C. Learning (ed.); SÉPTIMA). [http://www.economia.unam.mx/biblioteca/Pdf/Estadística matemática con aplicaciones 7edi_MENDENHALL.pdf](http://www.economia.unam.mx/biblioteca/Pdf/Estadística+matemática+con+aplicaciones+7edi_MENDENHALL.pdf)
- Walpole, R., Myers, R., Myers, S., & Ye, K. (2012). *Probabilidad y estadística para ingeniería*

y ciencias. (NOVENA). https://verenciafunez94hotmail.files.wordpress.com/2014/08/8va-probabilidad-y-estadistica-para-ingenier-walpole_8.pdf

Zaba, F. (2019). *Guía práctica para el diseño de la perforación direccional y control de la desviación.*

https://www.academia.edu/6811584/123397602_47213665_Perforacion_Direccional_Guia_Practica_1

Zibrán, M. F. (2008). *Chi-square Test of Independence.*

<http://pages.cpsc.ucalgary.ca/~saul/wiki/uploads/CPSC681/topic-fahim-CHI-Square.pdf>

ANEXOS

Anexo A. Valores de la distribución Chi – cuadrado tabulado

v/p	0,001	0,0025	0,005	0,01	0,025	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5
1	10,8274	9,1404	7,8794	6,6349	5,0239	3,8415	2,7055	2,0722	1,6424	1,3233	1,0742	0,8735	0,7083	0,5707	0,4549
2	13,8150	11,9827	10,5965	9,2104	7,3778	5,9915	4,6052	3,7942	3,2189	2,7726	2,4079	2,0996	1,8326	1,5970	1,3863
3	16,2660	14,3202	12,8381	11,3449	9,3484	7,8147	6,2514	5,3170	4,6416	4,1083	3,6649	3,2831	2,9462	2,6430	2,3660
4	18,4662	16,4238	14,8602	13,2767	11,1433	9,4877	7,7794	6,7449	5,9886	5,3853	4,8784	4,4377	4,0446	3,6871	3,3567
5	20,5147	18,3854	16,7496	15,0863	12,8325	11,0705	9,2363	8,1152	7,2893	6,6257	6,0644	5,5731	5,1319	4,7278	4,3515
6	22,4575	20,2491	18,5475	16,8119	14,4494	12,5916	10,6446	9,4461	8,5581	7,8408	7,2311	6,6948	6,2108	5,7652	5,3481
7	24,3213	22,0402	20,2777	18,4753	16,0128	14,0671	12,0170	10,7479	9,8032	9,0371	8,3834	7,8061	7,2832	6,8000	6,3458
8	26,1239	23,7742	21,9549	20,0902	17,5345	15,5073	13,3616	12,0271	11,0301	10,2189	9,5245	8,9094	8,3505	7,8325	7,3441
9	27,8767	25,4625	23,5893	21,6660	19,0228	16,9190	14,6837	13,2880	12,2421	11,3887	10,6564	10,0060	9,4136	8,8632	8,3428
10	29,5879	27,1119	25,1881	23,2093	20,4832	18,3070	15,9872	14,5339	13,4420	12,5489	11,7807	11,0971	10,4732	9,8922	9,3418
11	31,2635	28,7291	26,7569	24,7250	21,9200	19,6752	17,2750	15,7671	14,6314	13,7007	12,8987	12,1836	11,5298	10,9199	10,3410
12	32,9092	30,3182	28,2997	26,2170	23,3367	21,0261	18,5493	16,9893	15,8120	14,8454	14,0111	13,2661	12,5838	11,9463	11,3403
13	34,5274	31,8830	29,8193	27,6882	24,7356	22,3620	19,8119	18,2020	16,9848	15,9839	15,1187	14,3451	13,6356	12,9717	12,3398
14	36,1239	33,4262	31,3194	29,1412	26,1189	23,6848	21,0641	19,4062	18,1508	17,1169	16,2221	15,4209	14,6853	13,9961	13,3393
15	37,6978	34,9494	32,8015	30,5780	27,4884	24,9958	22,3071	20,6030	19,3107	18,2451	17,3217	16,4940	15,7332	15,0197	14,3389
16	39,2518	36,4555	34,2671	31,9999	28,8453	26,2962	23,5418	21,7931	20,4651	19,3689	18,4179	17,5646	16,7795	16,0425	15,3385
17	40,7911	37,9462	35,7184	33,4087	30,1910	27,5871	24,7690	22,9770	21,6146	20,4887	19,5110	18,6330	17,8244	17,0646	16,3382
18	42,3119	39,4220	37,1564	34,8052	31,5264	28,8693	25,9894	24,1555	22,7595	21,6049	20,6014	19,6993	18,8679	18,0860	17,3379
19	43,8194	40,8847	38,5821	36,1908	32,8523	30,1435	27,2036	25,3289	23,9004	22,7178	21,6891	20,7638	19,9102	19,1069	18,3376
20	45,3142	42,3358	39,9969	37,5663	34,1696	31,4104	28,4120	26,4976	25,0375	23,8277	22,7745	21,8265	20,9514	20,1272	19,3374
21	46,7963	43,7749	41,4009	38,9322	35,4789	32,6706	29,6151	27,6620	26,1711	24,9348	23,8578	22,8876	21,9915	21,1470	20,3372
22	48,2676	45,2041	42,7957	40,2894	36,7807	33,9245	30,8133	28,8224	27,3015	26,0393	24,9390	23,9473	23,0307	22,1663	21,3370
23	49,7276	46,6231	44,1814	41,6383	38,0756	35,1725	32,0069	29,9792	28,4288	27,1413	26,0184	25,0055	24,0689	23,1852	22,3369
24	51,1790	48,0336	45,5584	42,9798	39,3641	36,4150	33,1962	31,1325	29,5533	28,2412	27,0960	26,0625	25,1064	24,2037	23,3367
25	52,6187	49,4351	46,9280	44,3140	40,6465	37,6525	34,3816	32,2825	30,6752	29,3388	28,1719	27,1183	26,1430	25,2218	24,3366
26	54,0511	50,8291	48,2898	45,6416	41,9231	38,8851	35,5632	33,4295	31,7946	30,4346	29,2463	28,1730	27,1789	26,2395	25,3365
27	55,4751	52,2152	49,6450	46,9628	43,1945	40,1133	36,7412	34,5736	32,9117	31,5284	30,3193	29,2266	28,2141	27,2569	26,3363
28	56,8918	53,5939	50,9936	48,2782	44,4608	41,3372	37,9159	35,7150	34,0266	32,6205	31,3909	30,2791	29,2486	28,2740	27,3362
29	58,3006	54,9662	52,3355	49,5878	45,7223	42,5569	39,0875	36,8538	35,1394	33,7109	32,4612	31,3308	30,2825	29,2908	28,3361

Figura A 1. Chi – cuadrado tabulado (Zibran, 2008).

v/p	0,001	0,0025	0,005	0,01	0,025	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5
30	59,7022	56,3325	53,6719	50,8922	46,9792	43,7730	40,2560	37,9902	36,2502	34,7997	33,5302	32,3815	31,3159	30,3073	29,3360
31	61,0980	57,6921	55,0025	52,1914	48,2319	44,9853	41,4217	39,1244	37,3591	35,8871	34,5981	33,4314	32,3486	31,3235	30,3359
32	62,4873	59,0461	56,3280	53,4857	49,4804	46,1942	42,5847	40,2563	38,4663	36,9730	35,6649	34,4804	33,3809	32,3394	31,3359
33	63,8694	60,3953	57,6483	54,7754	50,7251	47,3999	43,7452	41,3861	39,5718	38,0575	36,7307	35,5287	34,4126	33,3551	32,3358
34	65,2471	61,7382	58,9637	56,0609	51,9660	48,6024	44,9032	42,5140	40,6756	39,1408	37,7954	36,5763	35,4438	34,3706	33,3357
35	66,6192	63,0760	60,2746	57,3420	53,2033	49,8018	46,0588	43,6399	41,7780	40,2228	38,8591	37,6231	36,4746	35,3858	34,3356
36	67,9850	64,4097	61,5811	58,6192	54,4373	50,9985	47,2122	44,7641	42,8788	41,3036	39,9220	38,6693	37,5049	36,4008	35,3356
37	69,3476	65,7384	62,8832	59,8926	55,6680	52,1923	48,3634	45,8864	43,9782	42,3833	40,9839	39,7148	38,5348	37,4156	36,3355
38	70,7039	67,0628	64,1812	61,1620	56,8955	53,3835	49,5126	47,0072	45,0763	43,4619	42,0450	40,7597	39,5643	38,4302	37,3354
39	72,0550	68,3830	65,4753	62,4281	58,1201	54,5722	50,6598	48,1263	46,1730	44,5395	43,1053	41,8040	40,5935	39,4446	38,3354
40	73,4029	69,6987	66,7660	63,6908	59,3417	55,7585	51,8050	49,2438	47,2685	45,6160	44,1649	42,8477	41,6222	40,4589	39,3353
45	80,0776	76,2229	73,1660	69,9569	65,4101	61,6562	57,5053	54,8105	52,7288	50,9849	49,4517	48,0584	46,7607	45,5274	44,3351
50	86,6603	82,6637	79,4898	76,1538	71,4202	67,5048	63,1671	60,3460	58,1638	56,3336	54,7228	53,2576	51,8916	50,5923	49,3349
55	93,1671	89,0344	85,7491	82,2920	77,3804	73,3115	68,7962	65,8550	63,5772	61,6650	59,9804	58,4469	57,0160	55,6539	54,3348
60	99,6078	95,3443	91,9518	88,3794	83,2977	79,0820	74,3970	71,3411	68,9721	66,9815	65,2265	63,6277	62,1348	60,7128	59,3347
70	112,3167	107,8079	104,2148	100,4251	95,0231	90,5313	85,5270	82,2553	79,7147	77,5766	75,6893	73,9677	72,3583	70,8236	69,3345
80	124,8389	120,1018	116,3209	112,3288	106,6285	101,8795	96,5782	93,1058	90,4053	88,1303	86,1197	84,2840	82,5663	80,9266	79,3343
90	137,2082	132,2554	128,2987	124,1162	118,1359	113,1452	107,5650	103,9040	101,0537	98,6499	96,5238	94,5809	92,7614	91,0234	89,3342
100	149,4488	144,2925	140,1697	135,8069	129,5613	124,3421	118,4980	114,6588	111,6667	109,1412	106,9058	104,8615	102,9459	101,1149	99,3341
120	173,6184	168,0814	163,6485	158,9500	152,2113	146,5673	140,2326	136,0620	132,8063	130,0546	127,6159	125,3833	123,2890	121,2850	119,3340
140	197,4498	191,5653	186,8465	181,8405	174,6478	168,6130	161,8270	157,3517	153,8537	150,8941	148,2686	145,8629	143,6043	141,4413	139,3339
160	221,0197	214,8081	209,8238	204,5300	196,9152	190,5164	183,3106	178,5517	174,8283	171,6752	168,8759	166,3092	163,8977	161,5868	159,3338
180	244,3723	237,8548	232,6198	227,0563	219,0442	212,3039	204,7036	199,6786	195,7434	192,4086	189,4462	186,7282	184,1732	181,7234	179,3338
200	267,5388	260,7350	255,2638	249,4452	241,0578	233,9942	226,0210	220,7441	216,6088	213,1022	209,9854	207,1244	204,4337	201,8526	199,3337
250	324,8306	317,3609	311,3460	304,9393	295,6885	287,8815	279,0504	273,1944	268,5987	264,6970	261,2253	258,0355	255,0327	252,1497	249,3337
300	381,4239	373,3509	366,8439	359,9064	349,8745	341,3951	331,7885	325,4090	320,3971	316,1383	312,3460	308,8589	305,5741	302,4182	299,3336
500	603,4458	593,3580	585,2060	576,4931	563,8514	553,1269	540,9303	532,8028	526,4014	520,9505	516,0874	511,6081	507,3816	503,3147	499,3335
600	712,7726	701,8322	692,9809	683,5155	669,7690	658,0936	644,8004	635,9329	628,8157	622,9876	617,6713	612,7718	608,1468	603,6942	599,3335

Figura A 2. (Continuación).

v/p	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	0,975	0,99	0,995	0,9975	0,999
1	0,3573	0,2750	0,2059	0,1485	0,1015	0,0642	0,0358	0,0158	0,0039	0,0010	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000
2	1,1957	1,0217	0,8616	0,7133	0,5754	0,4463	0,3250	0,2107	0,1026	0,0506	0,0201	0,0100	0,0050	0,0020
3	2,1095	1,8692	1,6416	1,4237	1,2125	1,0052	0,7978	0,5844	0,3518	0,2158	0,1148	0,0717	0,0449	0,0243
4	3,0469	2,7528	2,4701	2,1947	1,9226	1,6488	1,3665	1,0636	0,7107	0,4844	0,2971	0,2070	0,1449	0,0908
5	3,9959	3,6555	3,3251	2,9999	2,6746	2,3425	1,9938	1,6103	1,1455	0,8312	0,5543	0,4118	0,3075	0,2102
6	4,9519	4,5702	4,1973	3,8276	3,4546	3,0701	2,6613	2,2041	1,6354	1,2373	0,8721	0,6757	0,5266	0,3810
7	5,9125	5,4932	5,0816	4,6713	4,2549	3,8223	3,3583	2,8331	2,1673	1,6899	1,2390	0,9893	0,7945	0,5985
8	6,8766	6,4226	5,9753	5,5274	5,0706	4,5936	4,0782	3,4895	2,7326	2,1797	1,6465	1,3444	1,1042	0,8571
9	7,8434	7,3570	6,8763	6,3933	5,8988	5,3801	4,8165	4,1682	3,3251	2,7004	2,0879	1,7349	1,4501	1,1519
10	8,8124	8,2955	7,7832	7,2672	6,7372	6,1791	5,5701	4,8652	3,9403	3,2470	2,5582	2,1558	1,8274	1,4787
11	9,7831	9,2373	8,6952	8,1479	7,5841	6,9887	6,3364	5,5778	4,5748	3,8157	3,0535	2,6032	2,2321	1,8338
12	10,7553	10,1820	9,6115	9,0343	8,4384	7,8073	7,1138	6,3038	5,2260	4,4038	3,5706	3,0738	2,6612	2,2141
13	11,7288	11,1291	10,5315	9,9257	9,2991	8,6339	7,9008	7,0415	5,8919	5,0087	4,1069	3,5650	3,1118	2,6172
14	12,7034	12,0785	11,4548	10,8215	10,1653	9,4673	8,6963	7,7895	6,5706	5,6287	4,6604	4,0747	3,5820	3,0407
15	13,6790	13,0298	12,3809	11,7212	11,0365	10,3070	9,4993	8,5468	7,2609	6,2621	5,2294	4,6009	4,0697	3,4825
16	14,6555	13,9827	13,3096	12,6243	11,9122	11,1521	10,3090	9,3122	7,9616	6,9077	5,8122	5,1422	4,5734	3,9417
17	15,6328	14,9373	14,2406	13,5307	12,7919	12,0023	11,1249	10,0852	8,6718	7,5642	6,4077	5,6973	5,0916	4,4162
18	16,6108	15,8932	15,1738	14,4399	13,6753	12,8570	11,9462	10,8649	9,3904	8,2307	7,0149	6,2648	5,6234	4,9048
19	17,5894	16,8504	16,1089	15,3517	14,5620	13,7158	12,7727	11,6509	10,1170	8,9065	7,6327	6,8439	6,1673	5,4067
20	18,5687	17,8088	17,0458	16,2659	15,4518	14,5784	13,6039	12,4426	10,8508	9,5908	8,2604	7,4338	6,7228	5,9210
21	19,5485	18,7683	17,9843	17,1823	16,3444	15,4446	14,4393	13,2396	11,5913	10,2829	8,8972	8,0336	7,2889	6,4467
22	20,5288	19,7288	18,9243	18,1007	17,2396	16,3140	15,2787	14,0415	12,3380	10,9823	9,5425	8,6427	7,8648	6,9829
23	21,5095	20,6902	19,8657	19,0211	18,1373	17,1865	16,1219	14,8480	13,0905	11,6885	10,1957	9,2604	8,4503	7,5291
24	22,4908	21,6525	20,8084	19,9432	19,0373	18,0618	16,9686	15,6587	13,8484	12,4011	10,8563	9,8862	9,0441	8,0847
25	23,4724	22,6156	21,7524	20,8670	19,9393	18,9397	17,8184	16,4734	14,6114	13,1197	11,5240	10,5196	9,6462	8,6494
26	24,4544	23,5794	22,6975	21,7924	20,8434	19,8202	18,6714	17,2919	15,3792	13,8439	12,1982	11,1602	10,2561	9,2222
27	25,4367	24,5440	23,6437	22,7192	21,7494	20,7030	19,5272	18,1139	16,1514	14,5734	12,8785	11,8077	10,8733	9,8029
28	26,4195	25,5092	24,5909	23,6475	22,6572	21,5880	20,3857	18,9392	16,9279	15,3079	13,5647	12,4613	11,4973	10,3907
29	27,4025	26,4751	25,5391	24,5770	23,5666	22,4751	21,2468	19,7677	17,7084	16,0471	14,2564	13,1211	12,1278	10,9861

Figura A 3. (Continuación).

v/p	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	0,975	0,99	0,995	0,9975	0,999
30	28,3858	27,4416	26,4881	25,5078	24,4776	23,3641	22,1103	20,5992	18,4927	16,7908	14,9535	13,7867	12,7646	11,5876
31	29,3694	28,4087	27,4381	26,4397	25,3901	24,2551	22,9762	21,4336	19,2806	17,5387	15,6555	14,4577	13,4073	12,1961
32	30,3533	29,3763	28,3889	27,3728	26,3041	25,1478	23,8442	22,2706	20,0719	18,2908	16,3622	15,1340	14,0555	12,8104
33	31,3375	30,3444	29,3405	28,3069	27,2194	26,0422	24,7143	23,1102	20,8665	19,0467	17,0735	15,8152	14,7092	13,4312
34	32,3219	31,3130	30,2928	29,2421	28,1361	26,9383	25,5864	23,9522	21,6643	19,8062	17,7891	16,5013	15,3679	14,0568
35	33,3065	32,2821	31,2458	30,1782	29,0540	27,8359	26,4604	24,7966	22,4650	20,5694	18,5089	17,1917	16,0315	14,6881
36	34,2913	33,2517	32,1995	31,1152	29,9730	28,7350	27,3363	25,6433	23,2686	21,3359	19,2326	17,8868	16,7000	15,3243
37	35,2764	34,2216	33,1539	32,0532	30,8933	29,6355	28,2138	26,4921	24,0749	22,1056	19,9603	18,5859	17,3730	15,9652
38	36,2617	35,1920	34,1089	32,9919	31,8146	30,5373	29,0931	27,3430	24,8839	22,8785	20,6914	19,2888	18,0501	16,6109
39	37,2472	36,1628	35,0645	33,9315	32,7369	31,4405	29,9739	28,1958	25,6954	23,6543	21,4261	19,9958	18,7318	17,2612
40	38,2328	37,1340	36,0207	34,8719	33,6603	32,3449	30,8563	29,0505	26,5093	24,4331	22,1642	20,7066	19,4171	17,9166
45	43,1638	41,9950	40,8095	39,5847	38,2910	36,8844	35,2895	33,3504	30,6123	28,3662	25,9012	24,3110	22,8994	21,2509
50	48,0986	46,8638	45,6100	44,3133	42,9421	41,4492	39,7539	37,6886	34,7642	32,3574	29,7067	27,9908	26,4636	24,6736
55	53,0367	51,7391	50,4204	49,0554	47,6105	46,0356	44,2448	42,0596	38,9581	36,3981	33,5705	31,7349	30,0974	28,1731
60	57,9775	56,6200	55,2394	53,8091	52,2938	50,6406	48,7587	46,4589	43,1880	40,4817	37,4848	35,5344	33,7909	31,7381
70	67,8664	66,3961	64,8990	63,3460	61,6983	59,8978	57,8443	55,3289	51,7393	48,7575	45,4417	43,2753	41,3323	39,0358
80	77,7631	76,1879	74,5825	72,9153	71,1445	69,2070	66,9938	64,2778	60,3915	57,1532	53,5400	51,1719	49,0430	46,5197
90	87,6661	85,9925	84,2854	82,5111	80,6247	78,5584	76,1954	73,2911	69,1260	65,6466	61,7540	59,1963	56,8918	54,1559
100	97,5744	95,8078	94,0046	92,1290	90,1332	87,9453	85,4406	82,3581	77,9294	74,2219	70,0650	67,3275	64,8571	61,9182
120	117,4041	115,4646	113,4825	111,4186	109,2197	106,8056	104,0374	100,6236	95,7046	91,5726	86,9233	83,8517	81,0726	77,7555
140	137,2476	135,1491	133,0028	130,7657	128,3800	125,7580	122,7476	119,0293	113,6594	109,1368	104,0343	100,6547	97,5908	93,9253
160	157,1019	154,8555	152,5564	150,1583	147,5988	144,7834	141,5475	137,5457	131,7560	126,8700	121,3457	117,6791	114,3496	110,3592
180	176,9652	174,5799	172,1373	169,5879	166,8653	163,8682	160,4206	156,1526	149,9687	144,7413	138,8205	134,8843	131,3050	127,0114
200	196,8359	194,3193	191,7409	189,0486	186,1717	183,0028	179,3550	174,8353	168,2785	162,7280	156,4321	152,2408	148,4262	143,8420
250	246,5387	243,7202	240,8297	237,8085	234,5768	231,0128	226,9048	221,8059	214,3915	208,0978	200,9387	196,1604	191,8020	186,5537
300	296,2700	293,1786	290,0062	286,6878	283,1353	279,2143	274,6901	269,0679	260,8781	253,9122	245,9727	240,6631	235,8126	229,9620
500	495,3734	491,3709	487,2569	482,9462	478,3231	473,2099	467,2962	459,9261	449,1467	439,9360	429,3874	422,3034	415,8081	407,9458
600	594,9938	590,6057	586,0930	581,3623	576,2859	570,6681	564,1661	556,0560	544,1801	534,0185	522,3654	514,5285	507,3385	498,6219

Figura A 4. (Continuación).