

**ESTRUCTURACIÓN DE UN MODELO PREDICTIVO DE COSTOS PARA LA  
EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A  
PARTIR DE ANÁLISIS DE CURVAS DE APRENDIZAJE Y MÉTRICAS  
ESTADÍSTICAS. CASO ESTUDIO ÁREA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**GERARDO PLATA GARCIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
MAESTRIA EN GERENCIA DE NEGOCIOS  
BUCARAMANGA  
2015**

**ESTRUCTURACIÓN DE UN MODELO PREDICTIVO DE COSTOS PARA LA  
EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A  
PARTIR DE ANÁLISIS DE CURVAS DE APRENDIZAJE Y MÉTRICAS  
ESTADÍSTICAS. CASO ESTUDIO ÁREA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**GERARDO PLATA GARCÍA**

**Trabajo de grado para optar el título de Maestría en Gerencia de Negocios**

**Directora**

**Luz Stella Rueda Cadena**

**Magister en Administración con énfasis en negocios internacionales y  
Especialista en Finanzas.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
MAESTRIA EN GERENCIA DE NEGOCIOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## **DEDICATORIA**

A ECOPETROL S.A. por tenerme en cuenta en este proceso de crecimiento profesional.

A mi esposa, Araminta por su amor, comprensión, apoyo y fortaleza incondicional en todo momento, para llevar a cabo esta Maestría, sin importar tener que sacrificar momentos de nuestra vida.

A María Isabel y Juan David, mis hijos, regalo de Dios, quienes son mi razón de vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer a Dios por su amor, bondad y sabiduría que nos regala y por haberme dado una nueva oportunidad de vivir.

A la Universidad Industrial de Santander, su cuerpo Docente y Administrativo de esta Maestría por su formación y orientación académica recibida.

A la Ingeniera Luz Stella Rueda Cadena, directora de tesis, por su paciencia, contribución y asesoramiento en la realización de la misma.

A Manuel Castro por sus importantes orientaciones, contribuciones y asesorías en el desarrollo de este trabajo.

A todas aquellas las personas que directa e indirectamente me colaboraron en la realización de este trabajo.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	20
2. OBJETIVOS	23
2.1 OBJETIVO GENERAL	23
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
3. MARCO DE REFERENCIA	24
3.1 ANTECEDENTES	24
3.2 MARCO TEÓRICO	26
3.2.1 Conceptos básicos de los yacimientos no convencionales.	26
3.2.1.1 Hidratos de metano (Gas Hydrate):	26
3.2.1.2 Gas asociado al carbón (Coalbed Methane)	27
3.2.1.3 Gas de areniscas compactas (Tight Gas Sands):	27
3.2.1.4 Gas en lutitas (Shale Gas):	27
3.2.1.5 Petróleo en lutitas (Shale Oil)	27
3.2.1.6 Arenas bituminosas (OilSands):	27
3.2.1.7 Petróleo pesado (Heavy Oil)	27
3.2.2 Extracción de los hidrocarburos no convencionales	28
3.2.3 Variables de perforación y completamiento de pozos.	29
3.2.4 Métodos para la estimación de costos.	30
3.2.4.1 Métodos de estimación directa	31
3.2.4.2 Método punto alto – punto bajo.	32
3.2.4.3 Modelo de curva de aprendizaje.	33
3.2.4.4 Estimación de tiempos.	35

3.2.4.5 Estimación por analogía	36
3.2.4.6 Determinación de tarifas de costos de recursos	36
3.2.4.7 Estimación ascendente	36
3.2.4.8 Estimación paramétrica:	37
3.2.4.9 Software de gestión de proyectos	37
3.2.4.10 Análisis de propuestas para licitaciones	37
3.2.4.11 Estimación por tres valores	38
3.2.4.12 Estándares de la industria (Modelo benchmarking):	39
3.2.5 Desarrollo del modelo matemático.	39
4. METODOLOGÍA	42
4.1 CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS.	43
4.1.1 Línea de servicio.	43
4.1.2 Línea de compras.	44
4.1.3 Línea de construcción de superficie.	44
4.1.4 Línea de costos asociados	44
4.1.5 Línea de costos por riesgos materializados	44
4.1.6 Línea de estado mecánico.	44
4.1.7 Línea de tiempo.	45
4.2 DESARROLLO DEL MODELO MATEMÁTICO.	46
4.3 SIMULACIÓN	47
4.4 COMPARACIÓN DE DATOS	48
4.4.1 Escenario comparativo histórico	48
4.4.2 Escenario de predicción.	49
5. DETERMINACION DEL MODELO MATEMATICO	50
5.1 BASE DE DATOS	50
5.2 CONSTRUCCIÓN BASE DE DATOS Y VARIABLES	50
5.2.1. Movilización.	51
5.2.2. Perforación.	52

5.2.2.1 Fase con operaciones mayores o iguales a 17½” con tarifas diarias.	53
5.2.2.2 Fase con operaciones mayores o iguales a 17½” con tarifas eventuales o totales.	56
5.2.2.3 Etapa menores a 17 ½” y mayores a 8 ½” con costos fijos	58
5.2.2.4 Etapa menores a 17 ½” y mayores a 8 ½” con costos eventuales	58
5.2.2.5 Etapa Menores a 8 ½” con costos fijos.	61
5.2.2.6 Etapa Menores a 8 ½” con costos eventuales	61
5.2.3. Completamiento y Fracturamiento hidráulico (Fracking).	62
5.2.3.1. Costos diarios completamiento.	62
5.2.3.2 Completamiento - costos eventuales y especiales	64
5.2.3.3 Parámetros de estimación para el Fracturamiento hidráulico (Fracking):	66
5.3 DETERMINACIÓN DE VARIABLES DEPENDIENTES E INDEPENDIENTES.	67
5.3.1 Análisis multivariable para el proceso de extracción y producción de crudo.	70
5.3.1.1 Equipo de perforación	76
5.3.1.2 Perforación	77
5.3.1.3 Complementario	77
5.3.1.4 Cañoneo	78
5.3.1.5 Cementación	80
5.4 ANÁLISIS ESTADÍSTICO PARA CAMPO REGIONAL	84
5.4.1 Determinación de variables y correlaciones para modelo matemático.	85
5.5 ANÁLISIS DE ESTIMACIONES LINEALES POR PROCESO PARA EL MODELAMIENTO DE FRACKING.	102
5.5.1 Caso 1 Campo Eagle Ford.	102
5.5.2 Caso 2 Campo Castilla.	108
5.6 CONSTRUCCIÓN MODELO MATEMÁTICO.	115
5.6.1 Modelo estimación costos.	115
5.6.2 Estimación en tiempo	116
5.6.3 Cálculo de curva de aprendizaje en tiempo.	117
5.6.4 Elementos de estimación de costos del pozo en presupuesto.	120

5.6.4.1 Costo equipo de perforación	120
5.6.4.2 Tangibles	120
5.6.4.3 Servicios de perforación	121
5.6.4.4 Tiempos no productivos	121
5.6.4.5 Tiempos de Stand by	122
5.6.5 Funcionamiento de herramienta creada.	126
5.6.6 Proceso de estimación de costos utilizando el modelo obtenido.	127
5.6.7 Análisis de Resultados.	134
6. CONCLUSIONES	140
BIBLIOGRAFIA	142

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Marco Estratégico Grupo Empresarial Ecopetrol 2012-2020 .....	21
Tabla 2. Equipos para Fracturamiento hidráulico.....	67
Tabla 3. Parámetros para caracterización y categorización de las variables.....	72
Tabla 4. Resumen Estadístico variables de perforación 2011 Campo Castilla. ....	85
Tabla 5. Correlación de Variables de perforación 2011 Campo Castilla .....	86
Tabla 6. Intervalos de confianza del 95,0% año 2011. ....	87
Tabla 7. Resumen Estadístico variables de perforación 2012 Campo Castilla. ....	88
Tabla 8. Correlación de Variables de perforación 2012 Campo Castilla.....	88
Tabla 9. Intervalos de confianza del 95,0% año 2012. ....	90
Tabla 10. Resumen Estadístico variables de perforación 2013 Campo Castilla ....	90
Tabla 11. Correlación de Variables de perforación 2013 Campo Castilla.....	91
Tabla 12. Intervalos de confianza del 95,0% año 2013. ....	91
Tabla 13. Resumen Estadístico variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2011 Campo Castilla. ....	92
Tabla 14. Correlación de Variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2011 Campo Castilla. ....	93
Tabla 15. Intervalos de confianza del 95,0% con respecto a los costos totales del año 2011 Campo Castilla. ....	94
Tabla 16. Resumen Estadístico variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2012 Campo Castilla. ....	95
Tabla 17. Correlación de Variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2012 Campo Castilla. ....	95
Tabla 18. Intervalos de confianza del 94,0% con respecto a los costos totales del año 2012 Campo Castilla. ....	97
Tabla 19. Resumen Estadístico variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2013 Campo Castilla. ....	97

Tabla 20. Correlación de Variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2013 Campo Castilla. ....	98
Tabla 21. Intervalos de confianza del 95,0% con respecto a los costos totales del año 2013 Campo Castilla. ....	99
Tabla 22. Resumen Estadístico variables de perforación 2011 - 2013 Campo Castilla. ....	99
Tabla 23. Correlación de Variables de perforación 2011 - 2013 Campo Castilla.	100
Tabla 24. Intervalos de confianza del 95,0% perforación 2011 - 2013 Campo Castilla. ....	101
Tabla 25. Evaluación variables Campo Eagle Ford. ....	102
Tabla 26. Análisis de Varianza Campo Eagle Ford. ....	103
Tabla 27. Matriz de Correlación para las estimaciones de los coeficientes. ....	105
Tabla 28. Modelos con Mayor R-Cuadrada Ajustada. ....	106
Tabla 29. Modelos con Menor Cp. ....	107
Tabla 30. Evaluación de variables campo Castilla. ....	109
Tabla 31. Análisis de Varianza campo Castilla. ....	109
Tabla 32. Matriz de Correlación para las estimaciones de los coeficientes. ....	111
Tabla 33. Resultados de la Regresión para campo Castilla. ....	112
Tabla 34. ANOVA adicional para Variables en el Orden Ajustado. ....	112
Tabla 35. Puntos Influyentes. ....	112
Tabla 36. Resultados de los Modelos campo Castilla. ....	113
Tabla 37. Etapas de la perforación de un pozo en el campo Tisquirama. ....	118
Tabla 38. Tiempos parametrizados para cada sección campo Tisquirama. ....	118
Tabla 39. Tiempo total por profundidad de cada sección campo Tisquirama. ....	119
Tabla 40. Ejemplo formato métricas. ....	123
Tabla 41. Fases de perforación de un pozo del campo Tisquirama. ....	128
Tabla 42. Estimación en tiempo de cada fase de perforación pozo Tisquirama. ....	128
Tabla 43. Predicción del tiempo en cada etapa de perforación. ....	129
Tabla 44. Etapas de los costos de fracking. ....	133
Tabla 45. Comparativo entre el AFE estimado y AFE de la herramienta. ....	137

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Bloques de HNC ofrecidos en la Ronda Colombia 2012. ....	25
Figura 2. Pirámide de variación de recursos en hidrocarburos no convencionales. ....	28
Figura 3. Yacimiento de gas en lutitas (shale gas). ....	29
Figura 4. Técnicas usadas para la estimación de costos.....	31
Figura 5. Diagrama composición para base del modelo matemático.....	42
Figura 6. Sistema de cargue de costos herramienta OpenWells. Ecopetrol S.A ...	50
Figura 7. Fracturamiento hidráulico. ....	68
Figura 8. Análisis multivariable equipo de perforación.....	76
Figura 9. Análisis multivariable perforación de pozos. ....	77
Figura 10. Análisis multivariable Complementario. ....	78
Figura 11. Análisis multivariable cañoneo.....	78
Figura 12. Análisis multivariable para los suministros y servicios. ....	79
Figura 13. Análisis multivariable suministros para lodos.....	80
Figura 14. Análisis multivariado para Cementación. ....	80
Figura 15. Análisis multivariable del proceso de Fracking para el campo Eagle Ford (USA).....	82
Figura 16. Costos perforación pozos desviados Castilla. ....	84
Figura 17. Costos perforación pozos geonavegados Castilla. ....	84
Figura 18. Análisis multivariable campo Castilla 2011. ....	86
Figura 19. Análisis multivariable campo Castilla 2012. ....	89
Figura 20. Análisis multivariable campo Castilla 2013. ....	91
Figura 21. Análisis multivariable con respecto a los costos totales del año 2011 Campo Castilla.....	94
Figura 22. Análisis multivariable con respecto a los costos totales del año 2012, Campo Castilla.....	96

Figura 23. Análisis multivariable con respecto a los costos totales del año 2013 Campo Castilla.....	98
Figura 24. Análisis multivariable de perforación 2011 - 2013 Campo Castilla. ....	101
Figura 25. Selección del tipo de pozo en el simulador.....	131
Figura 26. Selección de la variable macro del AFE .....	131
Figura 27. Costo histórico promedio de los campos de Ecopetrol S.A. ....	132

## LISTA DE GRAFICAS

	<b>Pág.</b>
Grafica 1. Comparativo valores predichos y los registrados campo Eagle Ford. .	104
Grafica 2. Gráfico de residuos con respecto al predicho campo Eagle Ford. ....	104
Grafica 3. Gráfico de R-cuadrada ajustada.....	107
Grafica 4. Gráfico de CME. ....	108
Grafica 5. Gráfico de R-cuadrada. ....	108
Grafica 6. Comparativo valores predichos y los registrados campo Castilla.....	110
Grafica 7. Gráfico de residuos con respecto al predicho campo Castilla. ....	110
Grafica 8. Gráfico de componente + residuo campo Castilla. ....	111
Grafica 9. Gráfico de R-cuadrada ajustada.....	114
Grafica 10. Gráfico de Cp de Mallows. ....	114
Grafica 11. Gráfico de CME.....	115
Grafica 12. Curva estimada de tiempo de perforación para cada etapa campo Tisquirama. ....	119
Grafica 13. Curva aprendizaje equipo perforación entre 9.000-11.000 ft profundidad.....	124
Grafica 14. Curva aprendizaje Fluidos de Perforación entre 7.000–9.000 ft profundidad.....	125
Grafica 15. Curva aprendizaje para registros eléctricos para profundidades mayores a 11.000 ft. ....	125
Grafica 16. Costos calculados por la herramienta en los escenarios p50 y p90. .	127
Grafica 17. Curva estimada de tiempo de perforación para cada etapa campo Tisquirama. ....	129
Grafica 18. Comparativo valores AFE pozo Tisquirama. ....	134
Grafica 19. Comparativo del comportamiento de los costos por servicio.....	135
Grafica 20. Comparativo del comportamiento de los costos tangibles.....	135
Grafica 21. Comparativo de costos de perforación pozo con y sin fracking.....	138
Grafica 22. Distribución costos de pozo Tisquirama con fracking.....	139

## RESUMEN

**TITULO:** ESTRUCTURACIÓN DE UN MODELO PREDICTIVO DE COSTOS PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A PARTIR DE ANÁLISIS DE CURVAS DE APRENDIZAJE Y MÉTRICAS ESTADÍSTICAS. CASO ESTUDIO ÁREA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA<sup>\*</sup>

**AUTOR:** GERARDO PLATA GARCIA<sup>\*\*</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Hidrocarburo no convencional, Costo de perforación, Curvas de aprendizaje, Modelo matemático, Simulación

### DESCRIPCIÓN:

El incremento de la demanda mundial de hidrocarburos, el agotamiento de las reservas de fácil explotación y los avances tecnológicos que mejoraron las técnicas de extracción, ha conllevado a dirigir la mirada hacia el desarrollo de los yacimientos no convencionales como una fuente adicional de explotación de hidrocarburos. Sin embargo la expansión operacional en búsqueda de hidrocarburos no solamente es a nivel geográfico, sino tecnológico y esto ha incentivado la generación de nuevos procesos, desarrollos de ingeniería para su explotación. Por lo tanto, es necesario que con las técnicas y precios actuales, se genere un flujo de fondos que permita pagar la inversión y obtener la rentabilidad requerida por la industria.

Esta tesis provee las bases teóricas y aplicadas para la creación de una herramienta computacional que calcula los parámetros ingenieriles y financieros de perforación para pozos en yacimientos no convencionales en alguna de sus etapas o en su totalidad. Para esto, se deben identificar las variables que afectan la estructura de costos de perforación, estimulación y completamiento de pozos, construir las curvas de aprendizaje utilizando la experiencia obtenida en otros campos y modelos determinísticos y probabilísticos, para determinar los criterios y estrategias que permitan estructurar un modelo predictivo de costos para la evaluación de proyectos para su explotación. El modelo matemático se convierte en un sistema predictivo de costos para el balance de nuevas inversiones.

---

<sup>\*</sup> Trabajo de Grado

<sup>\*\*</sup> Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Industrial. Maestría en Gerencia de Negocios. Directora. Luz Stella Rueda Cadena

## ABSTRACT

**TITLE:** STRUCTURE OF A PREDICTIVE MODEL FOR ASSESSING COSTS OF NON-CONVENTIONAL PROJECTS SITES FROM LEARNING CURVE ANALYSIS AND STATISTICS METRIC. CASE STUDY AREA MIDDLE MAGDALENA VALLEY \*

**AUTHOR:** GERARDO PLATA GARCIA\*\*

**KEYWORDS:** Unconventional Hydrocarbon, drilling cost, learning curves, Mathematical model, Simulation

### DESCRIPTION:

The increase in global demand for hydrocarbons, the depletion of reserves of easy exploitation and the technological advances that have improved the extraction techniques, has led to turn our gaze to the development of the non-conventional deposits as an additional source of exploitation of hydrocarbons. However, the expansion in operational search for hydrocarbons is not only geographically, but technological and this has spurred the creation of new processes, engineering developments of for its exploitation. The development of the non-conventional hydrocarbons, acquires real importance only if it is economically exploitable. It is therefore necessary that with the techniques and current prices, will generate a flow of funds that would allow us to pay off the investment and get the return required by the industry.

This thesis provides the theoretical foundations and applied to the creation of a computational tool that calculates the parameters of financial engineering and drilling wells in non-conventional deposits in any of its stages or in its entirety. For this, you must identify the variables that affect the cost structure of drilling, stimulation and completion of wells, build learning curves using the experience gained in other fields and deterministic and probabilistic models, to determine the criteria and strategies that enable them to structure a predictive model of costs for the evaluation of projects for its exploitation. The mathematical model becomes a predictive system of costs for the balance of new investments.

---

\* Work Degree

\*\* Faculty of Engineering physicomechanical. School of Industrial Engineering. Master of Business Management. Director. Luz Stella Chain Wheel

## INTRODUCCIÓN

Ante la declinación de los yacimientos convencionales en los campos maduros y la alta demanda de hidrocarburos en nuestro país, conlleva a la necesidad vertiginosa para encontrar nuevas fronteras y yacimientos que permitan incrementar las reservas de petróleo ante la posibilidad de una recesión en la producción de hidrocarburos. Sin embargo la expansión operacional en búsqueda de hidrocarburos no solamente es a nivel geográfico, sino tecnológico y esto ha incentivado la generación de nuevos procesos, desarrollos de ingeniería para la explotación de los llamados Hidrocarburos no convencionales<sup>1</sup>.

Desde el año 2003 EE.UU. ha realizado el desarrollo intensivo de la explotación del gas natural no convencional, el cual, hasta hace unos años, era inviable de producir económicamente, pero que ahora, gracias a los avances tecnológicos son económicamente factibles de extraer. Aunque este camino para la exploración y el desarrollo de los crudos no convencionales no son exclusivo de los norteamericanos, también ha sido emprendido por otros países de la región y del mundo, y podría reconfigurar el futuro energético en los próximos años. De acuerdo a los informes de la Agencia Internacional de Energía (2012), el 10% de las reservas recuperables de petróleo en el planeta y alrededor de una tercera parte de las reservas de gas natural podrían encontrarse en formaciones de una decena de países, entre ellos Argentina, Rusia y China, que ya han ido avanzando en la exploración y cuantificación de las reservas de no convencionales. Más aún, en un escenario de precios altos, el aporte de los crudos no convencionales podría subir al 20%.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup>AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, Energy Outlook 2012, Resumen ejecutivo, Paris, 2012.

<sup>2</sup>AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, AEO2013 Early Release Overview, Paris, 2013.

El incremento de la demanda mundial de hidrocarburos, el agotamiento de las reservas de fácil explotación y los avances tecnológicos que mejoraron las técnicas de extracción, ha conllevado a dirigir la mirada hacia el desarrollo de los yacimientos no convencionales como una fuente adicional de explotación de hidrocarburos, que contribuirá con el cumplimiento de la meta de ECOPETROL S.A de incrementar las reservas y aumentar la producción. La exploración de hidrocarburos no convencionales aún está en una fase temprana y si bien las perspectivas son optimistas en cuanto al aspecto geológico, es necesario ahondar con los estudios para lograr una mejor caracterización de las distintas cuencas e incorporar la tecnología que permita reducir los costos, para volver viable su explotación.

El desarrollo de los hidrocarburos no convencionales, adquiere importancia real sólo si el mismo resulta económicamente explotable. Es decir, para que el recurso se convierta en reserva, y pueda ser extraído, es necesario que con las técnicas y precios actuales, genere un flujo de fondos que permita pagar la inversión y obtener la rentabilidad requerida por la industria. Por lo anterior, se deben identificar las variables que afectan la estructura de costos de perforación, estimulación y completamiento de pozos, construir las curvas de aprendizaje utilizando la experiencia obtenida en otros campos y modelos determinísticos y probabilísticos, para determinar los criterios y estrategias que permitan estructurar un modelo predictivo de costos para la evaluación de proyectos para su explotación.

Para la validación del modelo se llevará a cabo una simulación para el área del Valle del Magdalena Medio, donde Ecopetrol tiene enfocado sus esfuerzos exploratorios.

## 1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El gobierno nacional en el año 2004 inicia el proceso de transformación de Ecopetrol S.A., en una empresa transnacional que se ve enfrentada al reto de acelerar su crecimiento, para contribuir con el desarrollo económico del país y es así como la empresa se concentró en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y en la modernización de su infraestructura.

Para tal fin, se diseñó el marco estratégico 2012-2020 (Tabla 1), en donde, el negocio del Upstream se concentra en la producción e incorporación de reservas de petróleo y gas provenientes de los yacimientos convencionales y no convencionales, mediante el desarrollo de actividades en las áreas de costa fuera (offshore) o en el continente (onshore). Dentro de este contexto, los hidrocarburos no convencionales van a contribuir con el 4% de la producción en el año 2020, por lo que este nuevo reto de desarrollo para Ecopetrol S.A. y el país, requiere analizar aspectos relacionados con los mismos, por su complejidad geológica, mayores riesgos técnicos, ambientales y sociales. Esto conlleva a desafíos tecnológicos, logísticos y ambientales más complejos, mayores exigencias económicas y tiempo para desarrollar las reservas<sup>3</sup>

En concordancia con esta meta, se inició por parte de la empresa, la actividad exploratoria en el Valle Medio del Magdalena para la delimitación e identificación de las cuencas o arenas más prospectivas que le permitan establecer las estrategias de desarrollo.

---

<sup>3</sup> AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA, AEO2013 Early Release Overview, Paris, 2013

**Tabla 1. Marco Estratégico Grupo Empresarial Ecopetrol 2012-2020**

<b>Upstream</b>	Producción equivalente (KBPED) (Miles de Barriles de Petróleo Equivalente)	1 millón de barriles de petróleo equivalente al 2015 y 1.300 barriles limpios al 2020
	Incorporación de reservas (Nuevas, revaluación y compra)	1p 6.200 MBOE (Millones de Barriles de Petróleo Equivalente)
	ROCE Upstream (%)	28%
<b>Downstream</b>	ROCE Downstream (%) (2020 - 2025)	9-11%
	ROCE de Refinación (%) Estar entre los líderes en refinación, en Latinoamérica	9-11%
	Petroquímica	(ROCE) del 13%
	Biocombustibles (KTA)	Producir 450 KTA en el 2020 (en todos los proyectos que participe el GE)
	Gas (GBTUD)	Ventas Nacionales e Internacional 1.000 GBTUD incluyen regalías
<b>Transporte</b>	ROCE de Transporte (%)	11%

\* ROCE: Criterio de Rentabilidad Sobre Capital Empleado

Fuente *ECOPETROL S.A. Página web oficial; Nuestra Gestión*

Los yacimientos no convencionales requieren para su explotación exitosa, incorporar la tecnología que permita reducir los costos volviendo viable su extracción, para lo cual se necesita mayor conocimiento geológico del yacimiento (para mejorar la productividad del pozo), mejorar y optimizar las técnicas de perforación y estimulación, para obtener la rentabilidad requerida por la industria. Para lograr esto, es indispensable identificar y analizar cada una de las variables que componen la estructura de costos de perforación, completamiento y estimulación para el desarrollo de las áreas prospectivas descubiertas durante la etapa exploratoria y realizar las combinaciones necesarias que permitan incorporar los avances tecnológicos tendientes a lograr una reducción de costos y de esta manera acortar la curva de aprendizaje, utilizando la experiencia propia y

la obtenida en otros países. Esta tesis provee las bases teóricas y aplicadas para la creación de una herramienta computacional que calcula los parámetros ingenieriles y financieros de perforación para pozos en yacimientos no convencionales en alguna de sus etapas o en su totalidad.

El modelo matemático utiliza parte de las curvas de aprendizaje y los procesos estándares en la industria que en términos simples se convierte en un sistema predictivo de costos para el balance de nuevas inversiones permitiendo obtener la combinación idónea que produzca la máxima rata de perforación reduciendo costos en factores críticos que sean posible, sin afectar algunos de los elementos involucrados durante la perforación de los yacimientos no convencionales, haciendo que los recursos que anteriormente no resultaban comercialmente explotables pasen a serlo.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Estructurar un modelo predictivo de costos para la evaluación de proyectos en Yacimientos no convencionales para ser aplicado en los yacimientos no convencionales del Valle Medio del Magdalena.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Describir a nivel conceptual los aspectos geológicos, ingenieriles y económicos determinantes para el desarrollo de proyectos en hidrocarburos no convencionales.
- Identificar las diferentes variables que constituyen la estructura de costos de perforación, estimulación y completamiento de pozos de los yacimientos no convencionales.
- Definir los criterios y estrategias para el modelo predictivo de costos para la explotación de yacimientos no convencionales.
- Caracterizar la metodología para el desarrollo de los yacimientos no convencionales.
- Simular un caso de estudio para aplicar el modelo obtenido en el área del Valle Medio del Magdalena.

### **3. MARCO DE REFERENCIA**

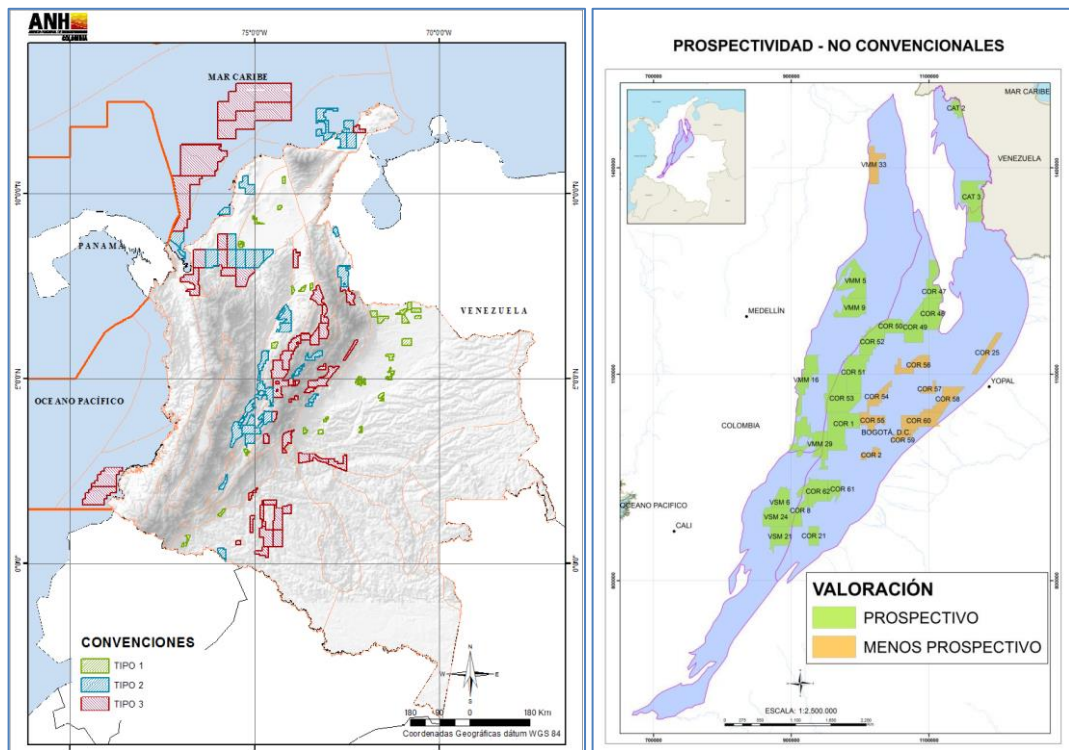
#### **3.1 ANTECEDENTES**

Las experiencias y resultados obtenidos por otros países en el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales, contribuyeron para que el país a través del Ministerio de Minas y Energía y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) estableciera un marco regulatorio diferente y especializado para establecer estímulos económicos que permita a las empresas inversionistas, invertir en este tipo de recurso en el país. En el año 2011, se reforma el Sistema General de Regalías donde se introdujo un artículo para hacer un descuento del 40 por ciento en el pago de regalías a las empresas que exploren y exploten este tipo de hidrocarburos en el territorio nacional.

En el año 2012, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) presenta un estudio contratado por esa entidad con la Universidad Nacional, en donde se estimó que el país tiene un potencial petrolero de 66 mil millones de barriles en un escenario conservador, de los cuales 41 mil millones de barriles corresponderían a shale gas (hidrocarburos no convencionales), combustible atrapado en rocas más duras y profundas e hizo el lanzamiento oficial de la Ronda Colombia 2012, mecanismo previsto para ofrecer áreas para la exploración y explotación de petróleo y gas ubicadas en las cuencas del Valle Medio y Superior del Magdalena, zona del Catatumbo y la cordillera Oriental (figura 1). A partir de este momento, en el país se comenzó a hablar con mayor frecuencia de hidrocarburos no convencionales. Ecopetrol S.A, en el año 2009 conformó un equipo con la Gerencia de Nuevos Negocios (GNN) y el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) para analizar y determinar la potencialidad de los hidrocarburos no convencionales para el cumplimiento de su meta de producción. Es así como se crea la Gerencia de Yacimientos no Convencionales y Ecopetrol S.A. participa en la Ronda Colombia

2012, aumenta su posición estratégica en 5 nuevos bloques con potencial en estos yacimientos. En tres de los bloques Ecopetrol tiene el 100% de participación y en los otros dos comparte intereses con ExxonMobil.

**Figura 1. Bloques de HNC ofrecidos en la Ronda Colombia 2012.**



Fuente Comunicado Agencia Nacional Hidrocarburos Colombia. 2012. Tipo1 (Bloques en áreas maduras), Tipo 2 (Bloques con nueva prospectividad), Tipo 3 (Bloques exploratorios en áreas de frontera para Convenios de evaluación técnica (TEA))

En el año 2011 se inicia la etapa exploratoria en el Magdalena Medio para probar la existencia de este tipo de yacimientos, con la perforación del pozo La Luna 1, y en el año 2012 perfora los pozos exploratorios Coyote 1, Prometeo 1 y en el 2013 la perforación del pozo Iwuana 1.

Con base en los resultados obtenidos en estos pozos exploratorios se debe avanzar hacia la delimitación de las áreas o “plays” de mayor prospección para

determinar su extensión y calcular su potencial, mediante la perforación de pozos adicionales. Una vez realizados los cálculos correspondientes de los volúmenes de crudo, se procede a seleccionar las áreas con mayores reservas y menos dificultades geológicas para desarrollarlas teniendo en cuenta la optimización de los costos de perforación, completamiento, fracturamiento, estimulación y de las facilidades de producción requeridas para el desarrollo.

## **3.2 MARCO TEÓRICO**

**3.2.1 Conceptos básicos de los yacimientos no convencionales.** Los yacimientos no convencionales, son hidrocarburos (gas y petróleo) que se encuentran en formaciones de muy baja permeabilidad, lo cual le impide fluir y se requieren tratamientos de estimulación o procesos y tecnologías especiales para ser producidos económicamente rentable<sup>4</sup>.

Según el tipo de formación que lo aloje, los hidrocarburos no convencionales se dividen en Hidratos de metano (Gas Hydrate), Gas Asociado al Carbón (Coalbed Methane), Gas de Areniscas Compactas (Tight Gas Sands), Gas o Petróleo en lutitas (Shale Gas y ShaleOil), Arenas Bituminosas (OilSands) y Petróleo Pesado (Heavy Oil)<sup>5</sup>.

**3.2.1.1 Hidratos de metano (Gas Hydrate):** Compuesto sólido similar al hielo que contiene metano, que queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que se forman a bajas temperaturas y altas presiones. Se han encontrado en márgenes continentales.

---

<sup>4</sup> MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL. Consumo anual de combustibles; Elaboración propia en base a datos de la secretaria de energía. Republica de la Argentina.

<sup>5</sup> DEPARTAMENTO DE ENERGIA. Gobierno de Estados Unidos. Desarrollo de Reservorios No convencionales. Abril 2009

**3.2.1.2 Gas asociado al carbón (Coalbed Methane):** Es el gas natural o metano que se extrae de las capas de carbón. Constituye una fuente de energía limpia y amigable con el medio ambiente.

**3.2.1.3 Gas de areniscas compactas (Tight Gas Sands):** Arenisca o caliza muy compacta de baja porosidad y permeabilidad cuya profundidad varía de 15 mil a 20 mil pies y representan un gran reto tecnológico para su desarrollo.

**3.2.1.4 Gas en lutitas (Shale Gas):** Las Lutitas son muy impermeables y representan el 65% de las rocas sedimentarias (continentales y marinas). El gas se encuentra almacenado en los poros o en fracturas naturales.

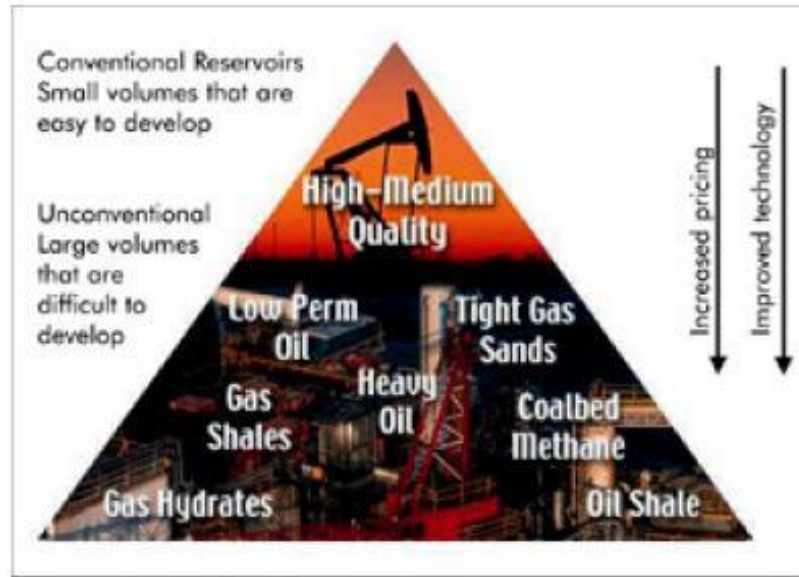
**3.2.1.5 Petróleo en lutitas (Shale Oil):** Son rocas sedimentarias con alto contenido de materia orgánica que no se convirtió en petróleo y que mediante procesos industriales, la materia orgánica contenida dentro de la roca (querógeno) se transforma en petróleo sintético y gas.

**3.2.1.6 Arenas bituminosas (OilSands):** Son rocas sedimentarias compuestas por arena, minerales arcillosos agua y bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad que en su estado natural no tiene la capacidad de fluir al pozo. Las arenas son enviadas a plantas de proceso y tratadas con agua caliente y químicos para liberar el bitumen.

**3.2.1.7 Petróleo pesado (Heavy Oil):** Petróleo en estado líquido de alta densidad (10° API – 15° API), si es inferior a 10° API se considera petróleo extrapesado. Se puede extraer o producir mediante procesos de inyección de vapor o polímeros.

La figura 2 representa la pirámide que indica el incremento de costos de extracción así como su dificultad y necesidad de emplear mejor tecnología a medida que se acerca a la base de la misma.

**Figura 2. Pirámide de variación de recursos en hidrocarburos no convencionales.**



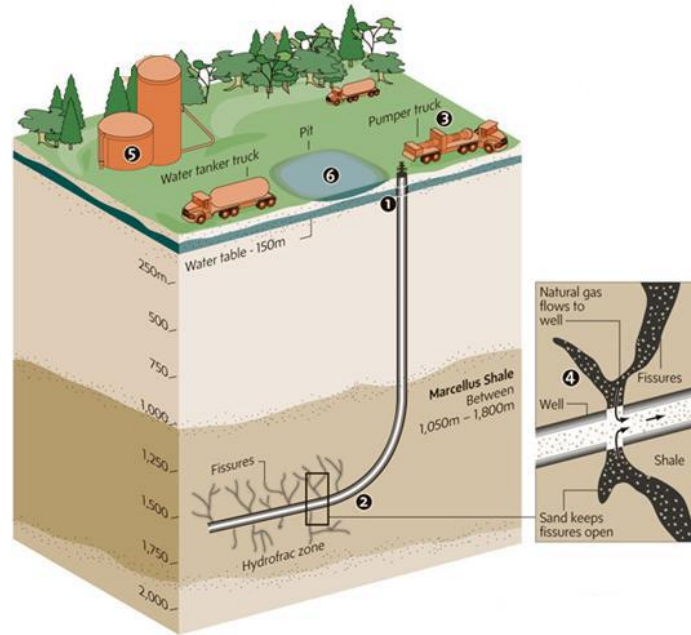
Fuente: DEPARTAMENTO DE ENERGIA. Gobierno de Estados Unidos. Desarrollo de Reservorios No convencionales. Abril 2009

**3.2.2 Extracción de los hidrocarburos no convencionales.** La explotación de los recursos no convencionales se lleva a cabo en las siguientes fases: **fase de exploración** que comprende las etapas de evaluación (se determinan las áreas o “plays”), piloto (se delimita cada play y se evalúa su potencial) y viabilidad del piloto (demostración de la comercialidad de un play) y **la fase de desarrollo**. A través de cada una de las etapas se requiere una evaluación apropiada de cada una de las variables incluyendo los riesgos y un proceso decisorio y multidisciplinario que permita encontrar el modelo operacional óptimo.

Existen varios métodos de extracción de petróleo no convencional, entre los que podemos destacar: Minería a cielo abierto, cuando las Arenas Bituminosas (OilSands) están muy someras, pozos verticales e inyección de polímeros o vapor para Petróleo Pesado (Heavy Oil) o extrapesado y pozos horizontales y fracturas

en caso de Gas o Petróleo en lutitas (Shale Gas y ShaleOil) o Gas de Areniscas Compactas (Tight Gas Sands) (figura 3).

**Figura 3. Yacimiento de gas en lutitas (shale gas).**



Fuente: FULTON, M, MELQUIST, N. "Comparing Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions from Natural Gas and Coal". August 25, 2011.

**3.2.3 Variables de perforación y completamiento de pozos.** La perforación de un pozo para la búsqueda de petróleo y gas, tiene múltiples variables que afectan su desarrollo y rendimiento. Entre las principales variables tenemos: las condiciones geológicas y estructurales del subsuelo, disponibilidad y características de los equipos de perforación, experiencia de los contratistas, especificaciones del pozo (profundidad, revestimientos, registros eléctricos, lodos y otros), operaciones de completamiento, condiciones ambientales y sociales. Por lo anterior, para la estimación de costos y la obtención de parámetros de referencia ha sido difícil debido a la confidencialidad de las empresas. El análisis de la reducción de los costos se realiza comparando las actividades de la fase de planeación contra lo ejecutado en cada pozo o correlacionando los parámetros de

perforación o indicadores de rendimiento. Para evaluar las diferencias resultantes se requiere de métodos estadísticos o comparativos que permitan establecer relaciones entre los factores que impactan la perforación y las métricas de rendimiento.

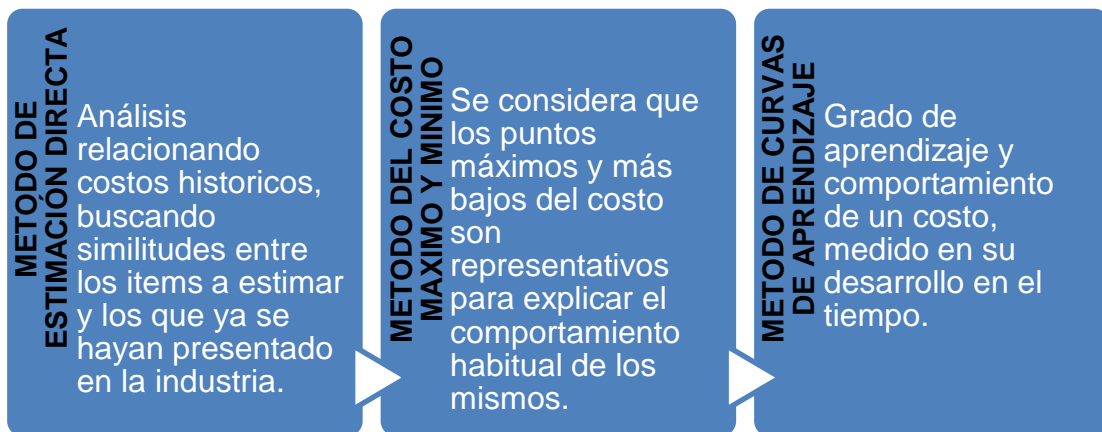
Factores como: la formación geológica y la ubicación del yacimiento objetivo. Los métodos de perforación que se vayan a usar que dependen del conocimiento de la formación geológica, de la tecnología a aplicar, de la disponibilidad de equipos. El diseño del pozo especificado en el plan de perforación que incluye programa de brocas, parámetros mecánicos de la perforación, sistemas de circulación y lodos. Las características del área que incluye los factores sociales, condiciones ambientales y los eventos no planeados durante la perforación; tienen un gran impacto en el tiempo y en el costo de un pozo. Para el caso de los yacimientos no convencionales por ser formaciones de muy baja permeabilidad, muy duras y heterogéneas es de vital importancia la experiencia de los contratistas para la ejecución de las operaciones.

**3.2.4 Métodos para la estimación de costos.** La estimación de costos de una actividad es una evaluación cuantitativa de los costos probables de los recursos necesarios para completar las actividades del cronograma del proyecto de perforación. Este tipo de estimación puede presentarse en forma de resumen o en detalle. Los costos se estiman para todos los recursos que se aplican a la estimación de costos de las actividades de perforación. Esto incluye, entre otros, la mano de obra, los materiales, los equipos, los servicios, las instalaciones, la tecnología y categorías especiales como una asignación por inflación o una reserva para contingencias. Se debe tener claridad el alcance del proyecto. Como base para la realización de estimaciones, se usan las métricas, es decir, medidas cuantitativas de ejecución para proyectos que sea válido, comparado y parametrizado con el modelo que se quiere construir. El proyecto se desglosa en partes más pequeñas cuyos costos y recursos se estiman individualmente. Una

vez estimado el tiempo y recursos necesarios para el desarrollo de la aplicación y teniendo en cuenta las tarifas de los distintos profesionales del proyecto de perforación, se puede establecer una aproximación al presupuesto que va a exigir el desarrollo del sistema de información objeto del pliego.

A continuación se bosquejan las principales técnicas utilizadas para la estimación de costo.

**Figura 4. Técnicas usadas para la estimación de costos.**



**3.2.4.1 Métodos de estimación directa.** Los métodos de estimación directa normalmente se aplican a casos específicos, por ejemplo, cuando existe alguna partida que por su naturaleza no puede estar sujeta a análisis estadístico o cuando se producen cambios en los métodos, entre otros.

Los métodos de estimación directa son:

- Basados en estudio de tiempos y movimientos. Se aplica cuando no se cuenta con datos históricos o cuando se trata de una nueva situación en la empresa.

- Basados en el análisis de la administración de los datos históricos. Se aplica cuando se cuenta con datos históricos y se determina el comportamiento de los costos en función del comportamiento histórico.

**3.2.4.2 Método punto alto – punto bajo.** Este método se basa en la estimación de la parte fija y de la parte variable de un costo en dos diferentes niveles de actividad.

Se considera que los puntos más altos y más bajos del costo son los más representativos para explicar el comportamiento habitual de los costos de la empresa. Existe una relación lineal entre los costos variables y los generadores que impulsan ese costo.

No existen factores estacionales que afecten positiva o negativamente el comportamiento lineal de los costos variables o fijos.

La metodología para calcular la función de los costos semivARIABLES utilizando el método punto alto – punto bajo es:

- Seleccionar la actividad que servirá como denominador, que puede ser horas – máquina, horas de mano de obra, etc.
- Identificar el nivel relevante dentro del cual no hay cambios de los costos fijos; dicho nivel se refiere a la capacidad instalada dentro de la cual no se requerirán cambios en los costos fijos.
- Determinar el costo total en los dos niveles.
- Determinar el valor de la tasa de costo variable (b) utilizando el cálculo tradicional para obtener la pendiente de una función lineal:

$$b = \frac{\text{Costo más alto} - \text{Costo más bajo}}{\text{Nivel de actividad más alto} - \text{Nivel de actividad más bajo}}$$

- Determinar el valor del costo fijo:

$$a = CSV_{m\acute{a}x} - b(x_{m\acute{a}x})$$

Donde:

$CSV_{m\acute{a}x}$  = Costo semivariable máximo

a = costos fijos

b = tasa de costo variable

$x_{m\acute{a}x}$  = nivel de actividad máximo

Una vez obtenido el costo fijo y variable, la ecuación se puede expresar de la siguiente forma:

$$CSV = a + bx$$

**3.2.4.3 Modelo de curva de aprendizaje.** Una curva de aprendizaje es un modelo matemático que explica el fenómeno de la mayor eficiencia de los trabajadores y la mejora de rendimiento de la organización con producción repetitiva de un bien o servicio<sup>6</sup>.

La teoría de curva de aprendizaje se basa en la idea de que el tiempo necesario para realizar una actividad o tarea disminuye a medida que se obtiene experiencia; es decir que el tiempo, o el costo de realizar una tarea disminuye a un ritmo constante como un resultado repetitivo acumulado. Las curvas de aprendizaje son útiles para preparar las estimaciones de costos, la programación de requerimientos de mano de obra, evaluar desempeño laboral y establecer incentivos salariales. En la perforación de pozos de petróleo y gas a medida que se perfora, se obtiene una reducción significativa en el tiempo, hasta alcanzar un punto donde ya no es posible. Los resultados del análisis se utilizan para predecir

---

<sup>6</sup> OSTWALD, Phillip F., Engineering Cost Estimating, 3 ed, 1991, p 71-113. ISBN 10:0132766272.

los costos de las operaciones de perforación, tiempo de perforación y mano de obra para las operaciones siguientes.

Los proyectos no convencionales se caracterizan por un gran número de pozos y completamientos que significa grandes inversiones que pueden conllevar a márgenes de ganancia más bajos. Las investigaciones han mostrado que las industrias con amplias actividades repetitivas aumentan su eficiencia a medida que se adquiere experiencia, lo cual impacta el tiempo y el costo.

- **Modelo acumulativo de Wrights.** Theodore Paul Wright propuso un modelo matemático<sup>7</sup> y definió la función curva de aprendizaje como:

$$Y = A X^b$$

Donde Y = tiempo promedio acumulativo(o costo) por unidad.

X= Número acumulativo de unidades producidas.

A= tiempo o costo requerido para producir la primera unidad.

b = porcentaje de aprendizaje=Log de la relación de aprendizaje/Log 2.

- **Modelo de Brett and Millhein.** Describe la curva de aprendizaje para perforación de pozos como:

$$Y_n = C_3 + C_1 * e^{-(1-n)C_2}$$

Donde  $Y_n$  es el tiempo o costo de perforación de un pozo  $n$ ,  $n$  = orden de secuencia de perforación y la  $C_s$  son los parámetros que se deben estimar.  $C_2$  = Coeficiente de aprendizaje o una medida de la rapidez de la eficiencia en la perforación.  $C_3$  = límite técnico.  $C_1$  representa la cantidad de ahorro vía

---

<sup>7</sup> WRIGHT, Theodore Paul, Factors Affecting the Cost of Airplanes, Journal of Aeronautical Sciences, 3(4) (1936): 122-128.

aprendizaje entre el primer pozo y el último pozo perforado y C1+C3 el tiempo esperado en el primer pozo de la serie<sup>8</sup>.

Este modelo ha tenido gran aceptación y amplia aplicación en la actividad de perforación.

**3.2.4.4 Estimación de tiempos.** La estimación del tiempo forma parte del proceso de Gestión del Tiempo de la Administración de Proyectos. La gestión del tiempo del proyecto incluye los procesos necesarios para lograr la conclusión del proyecto a tiempo. Los procesos de Gestión del Tiempo del Proyecto incluyen lo siguiente:

- Definición de las actividades: identifica las actividades específicas del cronograma que deben ser realizadas para la perforación de un pozo.
- Establecimiento de la secuencia de las actividades: identifica y documenta las dependencias entre las actividades de perforación.
- Estimación de recursos de las actividades: estima el tipo y las cantidades de recursos necesarios para realizar cada actividad de perforación.
- Estimación de la duración de las actividades: estima la cantidad de períodos laborables que serán necesarios para completar cada actividad de perforación.
- Desarrollo del cronograma: analiza las secuencias de las actividades, la duración de las actividades, los requisitos de recursos y las restricciones de perforación para crear el cronograma del proyecto.

---

<sup>8</sup> JABLONOWSKI, Christopher, Incorporating uncertainty into learning curves: a case study in oil drilling estimates. University of Texas, Austin, AC 2010-3. 2010

- Control del Cronograma: controla los cambios del cronograma del proyecto de perforación.

**3.2.4.5 Estimación por analogía:** La estimación de costos por analogía implica usar el costo real de proyectos anteriores similares como base para estimar el costo del proyecto actual. La estimación de costos por analogía se utiliza cuando la cantidad de información detallada sobre el proyecto es limitada (por ejemplo, en las fases tempranas). La estimación de costos por analogía utiliza el juicio de expertos y profesionales de estimación y menos costosa que otras técnicas, pero generalmente también es menos exacta. Es más fiable cuando los proyectos anteriores son similares de hecho y no sólo en apariencia y las personas o grupos que preparan las estimaciones tienen la experiencia necesaria

**3.2.4.6 Determinación de tarifas de costos de recursos:** El profesional que determina las tarifas o el grupo que prepara las estimaciones debe conocer las tarifas de costos unitarios, tales como el costo del personal por hora y el costo de materiales, correspondientes a cada recurso para estimar los costos de la actividad de perforación descrita en el cronograma. Reunir cotizaciones, es un método de obtener las tarifas. Para los productos, servicios o resultados que deben obtenerse por contrato, se pueden incluir las tarifas estándar con factores de escalamiento en el contrato. Las bases de datos comerciales y las listas de precios publicadas de los vendedores son otra fuente de tarifas de costos. Si no se conocen las tarifas de costos reales, entonces las propias tarifas tendrán que estimarse.

**3.2.4.7 Estimación ascendente:** Esta técnica implica estimar el costo de paquetes de trabajo individuales o actividades del cronograma de perforación individuales con el nivel más bajo de detalle. Este costo detallado luego se resume o “acumula” en niveles superiores para fines de información y seguimiento. El costo y la exactitud de la estimación de costos ascendente en general están

motivados por el tamaño y la complejidad de la actividad del cronograma o del paquete de trabajo individual. En general, las actividades con un esfuerzo, trabajo o costos asociados menores, aumentan la exactitud de las estimaciones de costes de las actividades del cronograma.

**3.2.4.8 Estimación paramétrica:** La estimación paramétrica es una técnica que utiliza una relación estadística entre los datos históricos y otras variables (por ej., metros cuadrados en la construcción, líneas de flujo de facilidades, profundidad de perforación de desarrollo, horas de mano de obra requeridas) para calcular una estimación de costos para un recurso de la actividad del cronograma. Esta técnica puede producir niveles superiores de exactitud dependiendo de la complejidad, así como también de la cantidad subyacente de recursos y la información de costos incorporada al modelo. Un ejemplo relacionado con el costo supone multiplicar la cantidad planificada de trabajo a realizar por el costo histórico por unidad, a fin de obtener el costo estimado.

**3.2.4.9 Software de gestión de proyectos:** El software de gestión de proyectos, como por ejemplo, las aplicaciones de software de estimación de costos, las hojas de cálculo computarizadas, y las herramientas de simulación y estadísticas, son ampliamente utilizados para asistir en el proceso de estimación de costos. Dichas herramientas pueden simplificar el uso de algunas de las técnicas de estimación de costos y, por consiguiente, facilitar la consideración rápida de las diversas alternativas de estimación de costos.

**3.2.4.10 Análisis de propuestas para licitaciones:** Entre otros métodos de estimación de costos se incluyen el análisis de propuestas para licitaciones y un análisis de lo que debería costar el proyecto de perforación. En los casos en los que los proyectos se ganan mediante procesos competitivos, se le podrá demandar al equipo del proyecto un trabajo de estimación de costos adicional para

examinar el precio de los productos entregables individuales, y obtener un coste que respalde el coste total final del proyecto.

El resultado final de la estimación de costos es conocido como Presupuesto del Proyecto. La preparación del presupuesto de costos implica sumar los costos estimados de las actividades de perforación o paquetes de trabajo individuales para establecer una línea base de costo total, a fin de medir el rendimiento del proyecto. El enunciado del alcance del proyecto proporciona el presupuesto resumen. Sin embargo, las estimaciones de costos de las actividades o de los paquetes de trabajo se preparan con anterioridad a las solicitudes de presupuesto detallado y la autorización de trabajo.

**3.2.4.11 Estimación por tres valores:** La exactitud de las estimaciones de costos de una actividad única puede mejorarse tomando en consideración la incertidumbre y el riesgo. Este concepto se originó con la Técnica de Revisión y Evaluación de Programas (PERT). El PERT utiliza tres estimados para definir un rango aproximado de costo de una actividad:

- Más probable (cM). El costo de la actividad se basa en una evaluación realista del esfuerzo necesario para el trabajo requerido y cualquier gasto previsto.
- Optimista (cO). El costo de la actividad se basa en el análisis del mejor escenario posible para esa actividad.
- Pesimista (cP). El costo de la actividad se basa en el análisis del peor escenario posible para esa actividad.

El análisis según el método PERT calcula un costo esperado (CE) de la actividad utilizando un promedio ponderado de estas tres estimaciones:

$$cE = cO + 4cM + cP$$

Las estimaciones de costos basadas en esta ecuación (o aun en un promedio simple de los tres valores) pueden proporcionar una mayor exactitud, y los tres valores aclaran el rango de incertidumbre de las estimaciones de costos.

**3.2.4.12 Estándares de la industria (Modelo benchmarking):** Este método consiste en realizar una evaluación comparativa con base en el análisis de indicadores operativos dentro de la industria petrolera, se realiza un estudio de las variables determinantes en el cumplimiento de proyectos similares y se hace la relación del proyecto a estimar con los costos aterrizados a la geografía y a la línea de tiempo que se aplicara al proyecto a estimar.

De esta manera los estudios de mercado generan una matriz de costos y de tiempo operativos determinando que empresa operadora, contratista y proveedor son los indicados para realizar un proyecto. Desafortunadamente, no existen en la industria un conjunto de estándares para determinar los costos y tiempos para un proyecto en específico lo que incrementa la brecha de incertidumbre. Sin embargo constituye un proceso de aprendizaje muy efectivo pues todo intercambio de información y experiencias es beneficiosa y puede conllevar a reducción de costos, mejora de eficiencias, mejora de calidad y condiciones de trabajo (seguridad), mejora de rentabilidad y control de riesgos.

**3.2.5 Desarrollo del modelo matemático.** Para desarrollar el modelo de estimación predictiva se utilizará un sistema matemático multivariable.

- Modelo de estimación multivariable: métodos estadísticos cuya finalidad es analizar simultáneamente medidas múltiples de cada individuo u objeto sometido a investigación<sup>9</sup>. La estimación de recursos y costos es una actividad importante que debe llevarse a cabo con el mayor detalle posible, porque

permite establecer una aproximación al coste total y plazos del desarrollo del proyecto de perforación.

Para ello se requiere experiencia, acceso a una buena información histórica y determinación para confiar en medidas cuantitativas cuando todo lo que existe son datos cualitativos.

- Factores que afectan una estimación predictiva multivariable.

La complejidad del modelo predictivo está definido por<sup>9</sup>:

- Número de actividades de perforación y nivel de interrelación entre los mismos.
- Número y tipo de las interfaces externas con otros sistemas, programas o modelos matemáticos.
- Grado de distribución y heterogeneidad del entorno de implantación.
- Grado de sofisticación de las herramientas de desarrollo.
- Naturaleza de los algoritmos que se deben diseñar, calcular y programar.

Otros factores específicos del modelo a construir:

- La dimensión del modelo a desarrollar: conforme aumenta el tamaño de un sistema o módulo de estimación, la interdependencia entre los distintos elementos del sistema de información o base de datos crece rápidamente y la descomposición del módulo matemático en partes más pequeñas se hace más difícil y menos precisa.
- El grado de estructuración del modelo: por estructuración se entiende la facilidad con que las funciones pueden ser parametrizadas y la naturaleza jerárquica de la información a tratar. A medida que el grado de estructuración

---

<sup>9</sup> CUADRAS, Carles. Nuevos métodos de análisis multivariante. CMC Editions. 2008

aumenta, la posibilidad de estimar con precisión mejora y, por consiguiente, el riesgo disminuye. Existen varias técnicas de estimación para el desarrollo de modelos de estimación:

- Modelo Entidad – Relación: Un modelo Entidad Relación es una herramienta para el modelado de datos que permite representar las entidades relevantes de un sistema de información así como sus interrelaciones y propiedades.
- Se elabora el diagrama (o diagramas) entidad-relación.
- Se completa el modelo con listas de atributos y una descripción de otras restricciones que no se pueden reflejar en el diagrama.

El modelado de datos no acaba con el uso de esta técnica. Son necesarias otras técnicas para lograr un modelo de costos aplicable:

- Transformación de relaciones múltiples en binarias.
- Normalización de una base de datos de relaciones (algunas relaciones pueden transformarse en atributos y viceversa).
- Conversión en tablas (en caso de utilizar una base de datos relacional).

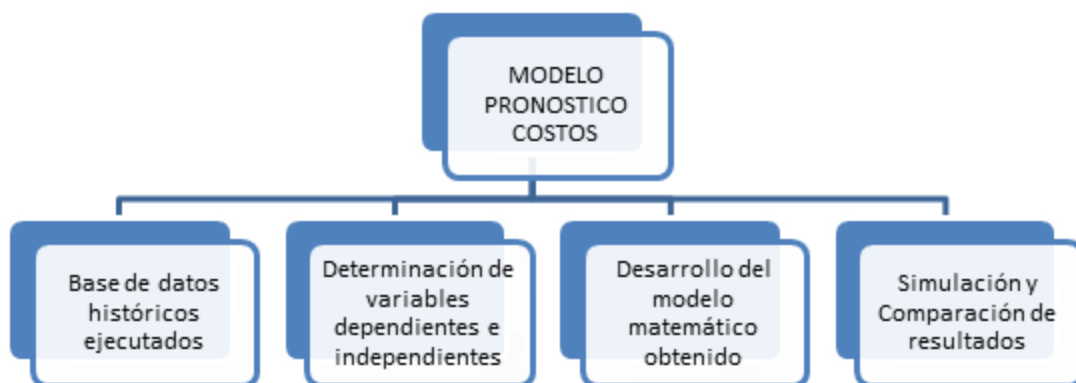
El modelo de datos entidad-relación está basado en una percepción del mundo real que consta de una colección de objetos básicos, llamados entidades, y de relaciones entre esos objetos.

## 4. METODOLOGÍA

Para la generación del modelo matemático predictivo es necesario revisar el tipo de estimaciones de costos que pueden ser utilizados, con la finalidad de obtener los datos correspondientes de las variables indispensables en la simulación de costos de pozos de yacimientos no convencionales. Si bien cada método de estimación de costos y los modelos matemáticos son diferentes, en algunas situaciones pueden ser complementarios dependiendo de la naturaleza de los datos que se tengan para estimar o el ítem o costo a ser estimado. El desarrollo del modelo matemático depende de múltiples variables y situaciones y por esto es necesaria la combinación de varios métodos.

La metodología que se seguirá para el cumplimiento de los objetivos contemplados en este trabajo, está dispuesta según el esquema de la figura 5. Cada uno está compuesto por actividades específicas, siendo una combinación de métodos de estimación análoga, descomposición y estándares.

**Figura 5. Diagrama composición para base del modelo matemático**



## 4.1 CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS.

La construcción de la base de datos estará ligada a la información obtenida de las siguientes fuentes:

- Costos por servicios detallados para perforación obtenidos de los ejecutados para pozos HNC. Proyectos análogos Ecopetrol S.A.
- Curvas de aprendizaje para proyectos HNC. Proyectos análogos Ecopetrol S.A.
- Métricas estadísticas de ejecución HNC. Proyectos análogos Ecopetrol S.A.
- Costos fijos Administrativos. Proyectos análogos Ecopetrol S.A.
- Costos fijos Gerenciales. Proyectos análogos Ecopetrol S.A.
- Benchmarking operacional y de los servicios de perforación, de completamiento y estimulación del pozo. Tanto a nivel nacional como internacional.

Para la construcción de la base de datos se realizara un agrupamiento de la información obtenida de manera que se establezca una matriz Entidad – Servicio- Compra – Relación, que permitirá una mayor facilidad al programar en el software y para que el cálculo de los porcentajes de compromiso en el proyecto a estimar sean acordes a la realidad de la industria. De esta forma la base de datos llevará el siguiente detalle teniendo en cuenta la estructura de estimación y monitoreo de costos definida por la empresa:

**4.1.1 Línea de servicio.** En cada línea de servicio estará recopilada y analizada la información de cada uno de los servicios que componen el desarrollo de un pozo no convencional, todos están determinadas por un AFE (Authorization for Expenditure), el cual es una autorización para realizar gastos para el desarrollo de una operación de perforación que fueron aprobados previamente en un comité de proyectos y son la línea base de costos del mismo. Las líneas de servicio estarán detalladas a nivel de estructura de contrato, es decir todas las cláusulas

contractuales del servicio, con un máximo, mínimo y promedio operativo así como los tiempos de ejecución de los mismos.

**4.1.2 Línea de compras.** Las compras o inversiones directas del desarrollo de pozo estarán clasificadas de manera que sea dividida por proveedor, contractuales, costos por unidad, etc. Cada compra debe estar asociada a una actividad de AFE y debe poderse asociar a variables paramétricas por el costo asociado vs el beneficio de inversión.

**4.1.3 Línea de construcción de superficie.** Para el completo desarrollo de un pozo HNC se tomarán los registros de construcción (datos de ingeniería) con el fin de estimar los costos asociados a locaciones y construcciones de línea de apoyo. Estos costos también estarán involucrados en el proceso mediante los parámetros de cálculo para el modelo matemático dado que en porcentaje estas corresponden a un 20% - 30% de las inversiones indirectas.

**4.1.4 Línea de costos asociados.** Estas líneas de costos hacen referencia a costos y gastos directos que son de obligatoriedad: Costos administrativos y gerenciales.

**4.1.5 Línea de costos por riesgos materializados.** Los costos por materialización de riesgos se incluirán como una variable del modelo matemático debido a que es necesario contar con porcentajes de contingencias en el proceso de perforación. El cálculo es inherente al proceso de estimación predictiva y más siendo que se busca herramienta verídica que sea utilizable en toma de decisiones y como apoyo a los comités de aprobación de proyectos de hidrocarburos no convencionales.

**4.1.6 Línea de estado mecánico.** El estado mecánico del pozo es directamente proporcional a los costos asociados a dicha actividad, por esta razón es

determinante contar con los datos de profundidades, ángulos y características de cada pozo que soporten las otras líneas de costos y estarán asociados todos los datos en conjunto.

**4.1.7 Línea de tiempo.** El tiempo de ejecución de un proyecto es determinante en la toma de decisiones, está asociado a los costos y gastos directos y se caracterizarán de manera que se realizara una línea de costos vs tiempo para cada línea de AFE y se tendrán picos de amplitud que soportaran la estimación de costos predictiva de cada modelo a estructurar.

La base de datos estará construida con unidades internacionales y los parámetros de conversión de unidades estarán ajustados al lineamiento de calidad internacional para cada caso según aplique.

Para la obtención de la matriz que alimentara el software del modelo matemático, se deberá contar con toda la información anteriormente planteada. Seguido de esto se realizara un arreglo de información tipo Project o Query que es un repositorio de datos que pueden ser filtrados por macros o por cálculos específicos necesarios.

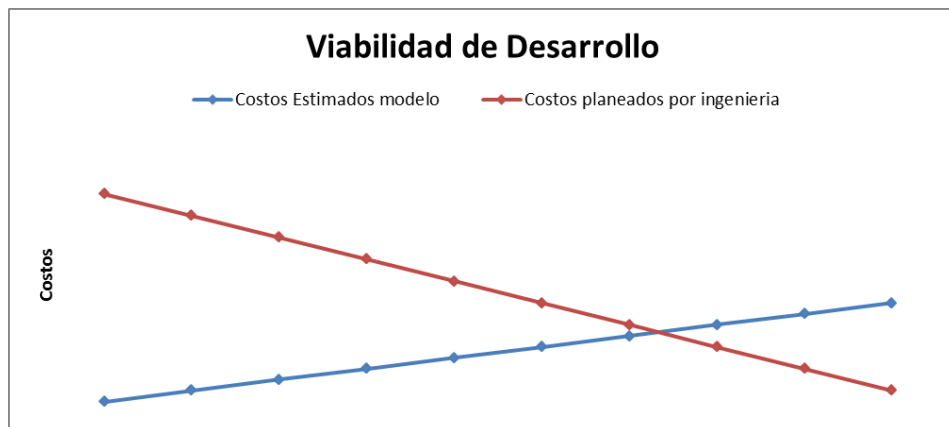
Cada clúster de información contendrá el detallado de servicios, compras, gastos y demás líneas informativas previamente mencionadas. Cada línea de información será categorizada como una variable dependiente e independiente. Por esto el peso de relación que corresponda a cada uno será definitorio en el desarrollo y en el costo final de la estimación de cada proyecto. Se concederán los atributos de correlación y herencia de datos los cuales ayudaran a mantener la estructura con trazabilidad a los datos y resultados.

## 4.2 DESARROLLO DEL MODELO MATEMÁTICO.

Para desarrollar el modelo de estimación predictiva se utilizará un sistema matemático multivariable (modelo de regresión logística soportado en un modelo de ecuaciones estructurales). Dado que ya se tendrá la matriz de Entidad-Relación lo siguiente será hacer un proceso de análisis de las métricas y determinar el porcentaje de participación de cada línea de datos para el proyecto. El análisis permitirá un proceso de ensayo error donde se simularan los porcentajes hasta que los resultados simulados tengan una relación de tolerancia de  $1 \times 10^{-2}$  de error con respecto a los resultados de ejecución real de los pozos.

Con los rangos de porcentajes variables se pueden ajustar los costos contra la ingeniería de construcción de pozo y de esta manera construir una gráfica de viabilidad similar a la Grafica 1.

**Gráfica 1 Viabilidad de costos.**



Fuente ECOPETROL S.A. Medición de comportamientos costos campaña campo Castilla 2013,

Dado que lo que busca el modelo es optimizar los costos estimados para el desarrollo de pozos no convencionales, el modelo contemplará los porcentajes

que permitan una menor relación de costos con respecto a lo que actualmente se está estimando sin afectar los procedimientos, Ingeniería o calidad del producto terminado.

Este modelo constará de un modelo estructural que especifica las relaciones entre las variables dependientes de construcción de pozos y un modelo de medida que especifica cómo los indicadores de porcentaje medidos en la base de datos se relacionan con la viabilidad previamente trazada.

Posterior el sistema estructural analizará la relación que existe entre las ecuaciones mediante una regresión que estimara y probara la influencia de una variable sobre la otra. Definiendo así los parámetros de cada línea de AFE para el desarrollo de un pozo asegurando que se cumple con la estructura e Ingeniería optimizando los costos y tiempos.

### **4.3 SIMULACIÓN**

Durante el proceso de modelamiento las simulaciones se obtendrán con distintos grados de definición. Se utilizará el modelo de parámetro de tolerancia para medir la eficiencia de los estimados obtenidos con cada uno de los modelos y se calculará el nivel de error en cada una de las líneas específicas determinado por su comparación con los datos reales (ejecutado y estimado real) lo que indicará si el modelo obtenido es viable para estimar costos y tiempos correctamente. Los resultados se compararán con un proyecto específico en proceso de maduración y con casos reales de estimación de campañas en vigencias 2011, 2012 y 2013. Incluyendo en este proceso de simulación los costos asociados al proceso de fracking; el cual posee 17 niveles diferentes o etapas de proceso según sea la necesidad del campo.

Los niveles están determinados por la aproximación dada en los AFE del negocio o proyecto y que corresponden a la verdad operativa en la actividad de estimación de los costos establecidos por Ecopetrol.

Para la elaboración de los modelos de estimación se usará el software conocido en la industria como LabView, se reproducirán los modelos de manera que sean fáciles de utilizar para el cálculo de tiempo y costos, también se incluirán los datos reales y se tendrá una comparación y un cálculo de error en tiempo real. La programación gráfica se amolda al modelo Entidad – Relación, la cual es base para el proceso de estimación que busca corroborar este trabajo. Cada nudo de datos estará ajustado a la base de datos de Entidad – Relación, y los modelos multivariable estarán incluidos dentro de la programación, dando así un sistema predictivo totalmente ajustable a las necesidades del usuario y enfocado en estimar costos de perforación, completamiento y reentries centralizado en una línea de tiempo, una zona geográfica y optimizando la estimación de tiempos de entrega final del proyecto.

La programación gráfica que se utilizó en este trabajo permite realizar una interfase de comunicación más amable con el usuario. En esta interfase se contará con las variables dependientes e independientes del pozo dando así un gran número de posibilidades de estimación para los proyectos de HNC.

#### **4.4 COMPARACIÓN DE DATOS**

Los datos obtenidos mediante el estimador serán comparados con las métricas de cada uno de los proyectos similares. Se tienen entonces dos escenarios:

**4.4.1 Escenario comparativo histórico.** Donde se simularán casos específicos de la industria, entre una estimación actual y una estimación predictiva con el

modelo obtenido. La no existencia de diferencia demostrará la veracidad de la información, la programación y la funcionalidad matemática del modelo.

**4.4.2 Escenario de predicción.** Se realizarán simulaciones predictivas de costos que serán ejecutados con servicios, compras y gastos que se estén ejecutando en la misma línea de tiempo de la consecución del modelo. Es decir predecirán servicios o compras tanto en tiempo como en valor y los resultados se medirán en tiempo real con los arrojados por la ejecución de los mismos en los pozos de HNC.

## 5. DETERMINACION DEL MODELO MATEMATICO

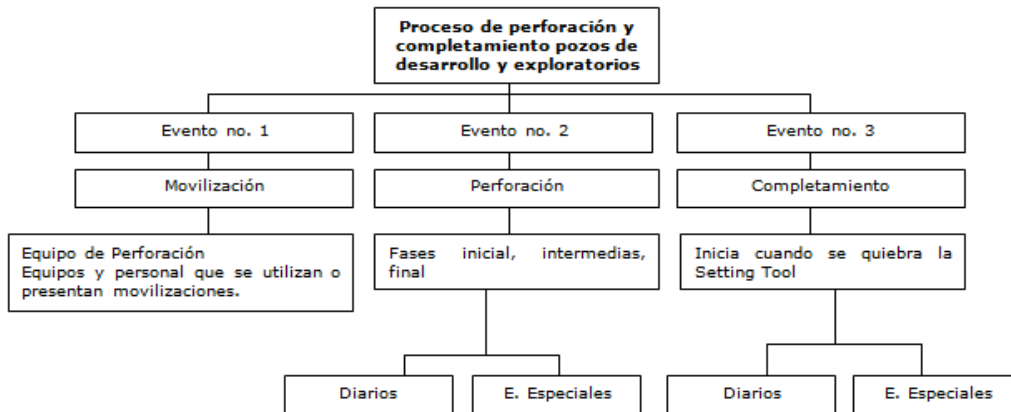
### 5.1 BASE DE DATOS

Se selecciona la base de datos para la realización del modelo matemático, que permita determinar las variables objetivas y subjetivas así como su importancia en el total del costo de perforación para una simulación paramétrica (Anexo No. 1 base datos pozos perforados Ecopetrol S.A y campo Eagle Ford). Se construye la base de datos para los campos actualmente en funcionamiento para ECP, teniendo en cuenta la estructuración y desarrollo de perforación por fases.

### 5.2 CONSTRUCCIÓN BASE DE DATOS Y VARIABLES

Las variables constructivas se determinaron a partir del AFE (Authorization for Expenditure) de estimación general, sin embargo, se efectuó una estandarización con los parámetros de AFE de Ecopetrol S.A. Bajo esta premisa se determinaron las siguientes variables a incluir en el análisis (figura 6).

**Figura 6. Sistema de cargue de costos herramienta OpenWells. Ecopetrol S.A**



Bajo este esquema se definieron los costos a incluir en la base de datos, así:

**5.2.1. Movilización.** Inicia en la fecha establecida en el acta de movilización. Se debe diferenciar entre una movilización entre clúster (área para perforar varios pozos) o entre campos o solo el desplazamiento simple dentro de un arreglo de pozos.

Se consideran los costos planeados y ejecutados de la movilización de equipos de perforación, la movilización de los servicios requeridos y los servicios profesionales que se presten durante esta etapa. Se debe verificar el contrato de movilización que aplica a cada pozo y/o campo, para definir si el costo debe ser cargado diariamente, si es un costo global o una combinación de los anteriores.

La estructura del costo final de movilización está compuesta por:

- Tarifa global o diaria Equipo en movilización (taladro), de acuerdo a la distancia (km).
- Tarifa diaria comida servida con o sin camarería.
- Tarifa diaria de camioneta Company Man.
- Tarifa diaria del cuñero en entrenamiento.
- Tarifa diaria de servicios profesionales.
- Tarifa diaria Ambulancia.
- Tarifa por obreros de patio.
- Costos de equipos para movilización del Taladro.

Tarifa Global de la movilización de compañías de servicio (Si aplica):

- Tarifa diaria del servicio de vigilancia privada.
- Tarifa diaria comunicaciones y enlace satelital.

- Tarifa de movilización de unidad de geología.
- Tarifa de movilización equipos de control de solidos.
- Tarifa de movilización ingenieros de aseguramiento de calidad.
- Tarifa movilización Ingenieros de lodos.
- Tarifa movilización de Martillos.

Se debe verificar que los costos cargados no excedan los valores establecidos en cada uno de los contratos y cumplan con las especificaciones de los mismos. Las tarifas cargadas en OpenWells incluyen IVA y otros costos adicionales de ganancia (AIU).

Al realizar el cálculo de los costos a cargar, se tendrá una tarifa y un porcentaje de impacto en el costo total del AFE.

**5.2.2. Perforación.** Se considera el evento de perforación cuando se tienen las siguientes premisas:

- Cuando es la fase **conductora**, inicia con la aceptación del equipo de perforación.
- Si es la fase de **superficie**, es la continuación de la fase anterior e inicia con el arme del (BHA); si no proviene de una fase anterior inicia con la aceptación del equipo de perforación.
- Si es la fase **intermedia**, inicia con el arme del botton hole assembly (BHA) o roscado de broca para inicio de perforación de la nueva sección.
- Si es la fase de **producción** inicia con la armada de BHA y finaliza con el quiebre de la Setting tool en caso de pozos de desarrollo y con el desarme de herramientas de registros eléctricos en caso de pozos exploratorios.

Para la construcción de la base de datos de perforación se establece que se realiza por fases o etapas de perforación

- Fase inicial: huecos mayores o iguales a 17½”
- Fases intermedias: huecos menores a 17 ½” y mayores a 8 ½”
- Fases finales: huecos menores a 8 ½”

Cada fase o etapa de perforación presenta costos asociados a actividades que van ligadas a una variable en tiempo, generalmente diarios y otros costos eventuales o especiales. Los datos a cargar y el tipo de cargue se especifica a continuación:

### 5.2.2.1 Fase con operaciones mayores o iguales a 17½” con tarifas diarias.

Comprende los siguientes servicios:

- Servicio de equipo de perforación (taladro asignado).

Actividad	Porcentaje de impacto
Costo por hora de equipo. (Activo con tubería o activo sin tubería)	80,0%
Pickup. Si el costo por hora del taladro incluye contractualmente el costo del pickup no se debe cargar este ítem por aparte.	5,0%
Obrero de patio. (Se debe cargar el costo de las 24 horas; si se presenta gestor ambiental se deben cargar 24 horas adicionales). El costo cargado no hace relación al cobro de la labor realizada sino al número total de personal realizándola. (costo diario fijo)	0,7%
Camioneta y conductor COMPANY MAN.* (Costo global o diario según aplique contrato)	0,1%
Costo diario de ambulancia. (costo fijo para algunos proyectos, en algunos el costo se carga según el número de taladros activos o por zona- hacer verificación según contrato que aplique)	0,7%
Alimentación diaria del personal de Ecopetrol. (costo fijo)	0,7%
Cuñero en entrenamiento.(costo fijo)	0,7%
Mallas de las Shakers. (Preguntar a IMF los costos correspondientes a las mallas dado que varía según uso, fase o intermedios)	0,7%
Solicitudes o casos especiales de servicios generados o recibidos por parte de operaciones. Estos pueden generar costos diarios o globales y deben ser cargados según correspondan.	0,2%
Alquiler de preventoras (si aplica, Costo Global)	1,2%
Gastos reembolsables deben ser cargados según correspondan.	10,0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

- Servicio de fluidos de perforación.

Actividad	Porcentaje de impacto
El costo de ingenieros de pozo (generalmente son 2)	10%
El costo de los productos utilizados a diario. Todo elemento químico y que se utilice en la operación; cada contrato tiene sus especificaciones y el contratista debe cobrar esto según este estipulado en el contrato, esto haciendo relación a las cantidades que se relacionan en la presentación de cada uno de los productos utilizados. La mayoría de los productos químicos deben ser ingresados de manera manual en OpenWells por ende no están los costos preestablecidos en la herramienta por esta razón deben ser cargados los costos incluyendo el IVA.	50%
En algunas ocasiones se presentaran costos asociados a ítems adicionales que deben ser verificados según la compañía contratista que aplique. (generalmente son costos diarios)	20%
Unidad de Floculación Selectiva	15%
Operador de Unidad de Floculación Selectiva	5%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

- Servicio de control de sólidos.

Actividad	Porcentaje de impacto
Tarifa diaria por servicios de manejo de fluidos (Tarifa Diaria)	17%
Tarifa de personal. (tarifa diaria)	17%
Costo de unidad de dewatering y tratamiento de agua. (Tarifa Diaria)	17%
Costo de unidad Osmosis (Tarifa Diaria)	17%
Para costos asociados a ítems adicionales que deben ser verificados según la compañía contratista que aplique. (volquetas, Frac Tank, vector, etc) (Tarifas Diarias)	17%
Desmineralización de agua doméstica, desmineralización de agua industrial, desmineralización de Salmuera	17%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

- Servicio de unidad de geología.

Actividad	Porcentaje de impacto
Unidad de geología en operación diario. (Tarifa diaria)	50%
Caseta metálica de recoger muestras. (Tarifa diaria)	40%
En algunas ocasiones se deben ingresar el número de muestras que son enviadas a la ANH y respectivas organizaciones para el análisis.	10%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

- Servicio martillos.

Actividad	Porcentaje de impacto
Costo diario en stand by u operación. (Tarifa diaria)	100%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

- Servicio de aseguramiento de calidad.

Actividad	Porcentaje de impacto
Tarifa según rango por consultor de aseguramiento. (Tarifa Diaria)	90%
Costos de gastos reembolsables (si aplican)	10%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

- Servicio de comunicaciones.

Actividad	Porcentaje de impacto
Alquiler Servicio de Unidad Móvil Integrada de Telecomunicaciones, mantenimiento y mesa de ayuda por pozo. Unidad tipo 2. (Tarifa diaria)	50%
Alquiler Servicios Tecnológicos en tiempo real para la Seguridad Física en los pozos exploratorios y desarrollo. (Tarifa diaria)	30%
Alquiler Servicios Tecnológicos en tiempo real para el Control y Seguimiento de personal en pozo. (Tarifa diaria)	12%
Alquiler de enlace satelital. (Tarifa diaria)	5%
Alquiler de enlace terrestre. (Tarifa diaria)	3%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

- Servicios profesionales: Para las tarifas de este servicio, se debe revisar la tabla de clasificación y rangos que se maneja para cada proyecto y para cada cargo.

Actividad	Porcentaje de impacto
Company Man (según categoría – Tarifa diaria)	12,5%
Ingeniero Asistente (Tarifa diaria)	12,5%
Ingeniero de Operaciones de noche (según categoría – Tarifa diaria).	12,5%
Ingeniero de Operaciones de oficina (según categoría – si aplica – Tarifa diaria).	12,5%
IMF (Según aplique)	12,5%
Geólogos (según categoría – si aplica).	12,5%
Servicios profesionales que se hayan generado durante la planeación (si aplican serán cargados según decisión interna de cada proyecto)	12,5%
Personal de optimización u operaciones en oficina que se debe cargar según cuadro de asignación por taladro (líder, superintendente, e ing. De operaciones, ingeniería - Tarifa diaria)	12,5%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

- Servicio de vigilancia: Los costos establecidos contractualmente al servicio de vigilancia dependen según el contrato que esté vigente con respecto a la línea de tiempo de ejecución de pozo. También se debe revisar que los costos sean inherentes a cada proyecto.

Actividad	Porcentaje de impacto
Personal diario.	80%
Alimentación.	10%
Transporte diario.	5%
Equipos y dotaciones para el servicio	5%
Total	100%

**5.2.2.2 Fase con operaciones mayores o iguales a 17½” con tarifas eventuales o totales.** Los costos están sujetos a cambios dependiendo del contrato o acuerdo de pago vigente y la compañía que preste el servicio.

- Servicio de alquiler de estabilizadores: Para el alquiler de herramientas es importante tener en cuenta la unidad de pago puesto que puede ser por uso o por día.

Actividad
Transporte de movilización
Global por uso de cada estabilizador

- Servicio de bajada de revestimiento: Para algunos equipos de perforación el costo de bajada de revestimiento están incluidos en las tarifas de “equipo activo con tubería”. En el caso contrario, se debe cargar:

Actividad
Transporte de movilización de herramientas.
Costo global por uso de herramientas.
Transporte de personal (verificar costos dependiendo del contrato)

- Servicio de cementación.

Actividad
Lechada principal
Lechada de relleno
Costo de movilización de equipos.
Cargo por operación.
Costos de los productos utilizados cuando apliquen (verificar los costos preestablecidos tenga calculado el IVA)

- Equipo de flotación.

Actividad
Zapato.
Centralizadores.
Soldadura líquida.
Stop collar.
Top Plug.

- Revestimiento o casing: Se carga el costo de revestimiento que llega a la locación, teniendo en cuenta la orden de compra para cada pozo y según la etapa o fase de perforación.
- Cabezal del pozo: El costo va asociado a las actividades de la sección A
- Servicios de inspección.

Actividad
Cuadrilla de inspección
Transporte de cuadrilla.
Transporte de herramientas
Alojamiento y alimentación del personal.
Valor por tubo inspeccionado.
Costos de reparación según aplique deben ser cargados (costos de inspección y reparación BHA y herramientas)

- Brocas.

Actividad
Se debe cargar nueva o renta según corresponda.
Reparaciones e inspecciones

- Servicio de soldadura: El costo de la actividad está asociado al precalentamiento de soldadura
- Servicio de corte en frío: El costo asociado está determinado a días de personal (Costo global)
- Servicio de registros eléctricos: El costo está determinado por la tarifa

contractual de la compañía que presta este servicio para cada tipo de registro.

- Servicio de herramientas de pesca: En los costos contingentes de “Fishing” o pesca se debe identificar, equipos, procesos y tiempos para la actividad de pesca.
- Varios

Actividad
Wear bushing y empaques para test plug. (cada vez que sea necesario). Se debe contar con los soportes correspondientes con los costos del servicio.

**5.2.2.3 Etapa menores a 17 ½” y mayores a 8 ½” con costos fijos.** Las operaciones de equipo de perforación, fluidos, control de sólidos, unidad de geología, martillos, aseguramiento de calidad, comunicaciones y servicios profesionales tienen una naturaleza similar a la de la etapa anterior.

- Servicio de perforación direccional: Los costos varían según el contrato y los acuerdos de pago vigentes para los mismos.

Actividad
Tarifa por ft/día (si aplica)
Tarifa MWD operando – día u stand by (si aplica)
Tarifa por herramienta (si aplica)
Tarifa por horas de circulación por motor. (si aplica)
Tarifa por personal (si aplica)
Repetidoras y navegadores (hardware y Software especializado para geo navegación si aplica)

**5.2.2.4 Etapa menores a 17 ½” y mayores a 8 ½” con costos eventuales.** Los costos están sujetos a cambios dependiendo del contrato o acuerdo de pago vigente y de la compañía que preste el servicio.

- Servicio de alquiler de estabilizadores: Para el alquiler de herramientas es importante tener en cuenta la unidad con la que se paga ya que puede ser por utilización o por día. Es un costo global por uso de cada estabilizador.
- Bajada de revestimiento: Para algunos equipos de perforación el costo de bajada de revestimiento está incluidos en las tarifas de “equipo activo con tubería. En caso que no sea así se debe cargar al AFE.

Actividad
Costo global por uso de herramientas.
Transporte de personal (verificar costos dependiendo del contrato)
Anillos de torque
Equipo de medición de torque

- Servicio de cementación.

Actividad
Lechada principal
Lechada de relleno
Costo de movilización de equipos.
Cargo por operación.
Costos de los productos utilizados cuando apliquen (verificar los costos preestablecidos tenga calculado el IVA)
Renta de la unidad (costo mensual y debe calcularse la utilidad sobre el IVA)

- Equipo de flotación.

Actividad
Zapato.
Centralizadores.
Soldadura liquida.
Stop collar.
Top Plug.

- Casing drilling.

Actividad
Cargo global
Transporte de herramientas
Transporte de personal
Zapato perforable

- Revestimiento: El costo de revestimiento corresponde a los ítems de tubería que se estimen o que llegue a locación según la orden de compra para cada pozo y la etapa o fase de perforación.
- Cabezal: costo del cabezal en la sección B
- Servicios de inspección

Actividad
Cuadrilla de inspección.
Transporte de cuadrilla (según aplique o corresponda)
Transporte de herramientas
Alojamiento y alimentación del personal.
Valor por tubo inspeccionado.
Costos de reparación según aplique deben ser cargados (costos de inspección y reparación BHA y herramientas)

- Brocas.

Actividad
Se debe cargar nueva o renta según corresponda.
Reparaciones e inspecciones
Estabilizadores – rimadores (si aplica según contrato)

- Servicio de soldadura: El costo asociado al precalentamiento de soldadura
- Servicio de corte en frío: costo asociado a días de personal (Costo global)
- Servicio de registros eléctricos: si aplica para esta fase, el servicio de registros eléctricos debe ser cargado dependiendo de la tarifa contractual de la compañía que preste este servicio y de los tipos de registros que se tomen.
- Servicio de herramientas de pesca: Se consideran los costos estimados y

registrar todas las herramientas utilizadas en los procesos de pesca.

- Combustibles: costo de la compra de diesel según verificación del service ticket.

**5.2.2.5 Etapa Menores a 8 ½” con costos fijos.** Las operaciones de equipo de perforación, fluidos, control de sólidos, unidad de geología, martillos, aseguramiento de calidad, comunicaciones y servicios profesionales tienen una naturaleza similar a las de las etapas anteriores.

- Servicio de perforación direccional: El costo estimado es igual al de la etapa intermedia, solo se suman repetidoras y navegadores (hardware y Software especializado para geo navegación si aplica).

**5.2.2.6 Etapa Menores a 8 ½” con costos eventuales:** Los costos estimados están calculados según la necesidad de finalización de operación del pozo.

- Servicio de Alquiler de estabilizadores: Para el alquiler de herramientas es importante tener en cuenta la unidad con la que se paga ya que puede ser por uso o por día. Costo global por uso de cada estabilizador.
- Servicio de Registros eléctricos: Si aplica para esta fase, el servicio de registros eléctricos debe ser estimado dependiendo de la tarifa contractual de la compañía que presta este servicio. Tener en cuenta los contratos para los registros básicos. Incluir los costos de muestras si aplica.
- Revestimiento de producción: Liner 7”.

Actividad
Cargo por Corrida liner 7"
Cargo técnico liner convencional
Liner Hanger 9 <sup>5/8</sup>
Liner Wiper plug 7"
Ball seat
Catcher
Pump down plug
Transporte de herramientas
Transporte personal

- Servicio de Registros en hueco abierto (open hole): Se estiman según se requiera por parte de yacimientos. Costos de registros corridos, cargo por profundidad o por registro según contrato.

**5.2.3. Completamiento y Fracturamiento hidráulico (Fracking).** Para pozos de producción y desarrollo se inicia en el momento que se quiebra la Setting tool; para pozos exploratorios inicia en el momento que se desarmen las herramientas de registros eléctricos.

El completamiento puede no ser visto como un evento sino como una fase en la que trabajan dos equipos diferentes.

En la primera fase la realiza el equipo de perforación (la primera fase termina cuando hay desplazamiento de fluido de perforación por el fluido de completamiento) y la segunda fase la realiza el equipo de completamiento o Workover (generalmente) realizando trabajos hasta terminar el pozo y dejar listo para producción.

#### **5.2.3.1. Costos diarios completamiento.**

- Servicio de Equipo de perforación.

Actividad	Porcentaje de impacto
Costo por hora de equipo. (Activo con tubería o activo sin tubería)	80,0%
Pickup. Si el costo por hora del taladro incluye contractualmente el costo del pickup no se debe cargar este ítem por aparte.	5,0%
Obrero de patio. (Se debe cargar el costo de las 24 horas; si se presenta gestor ambiental se deben cargar 24 horas adicionales). El costo cargado no hace relación al cobro de la labor realizada sino al número total de personal realizándola. (costo diario fijo)	0,7%
Camioneta y conductor COMPANY MAN.* (Costo global o diario según aplique contrato)	0,1%
Costo diario de ambulancia. (costo fijo para algunos proyectos, en algunos el costo se carga según el número de taladros activos o por zona- hacer verificación según contrato que aplique)	0,7%
Alimentación diaria del personal de Ecopetrol. (costo fijo)	0,7%
Cuñero en entrenamiento.(costo fijo)	0,7%
Mallas de las Shakers. (Preguntar a IMF los costos correspondientes a las mallas dado que varía según uso, fase o intermedios)	0,7%
Solicitudes o casos especiales de servicios generados o recibidos por parte de operaciones. Estos pueden generar costos diarios o globales y deben ser cargados según correspondan.	0,2%
Alquiler de preventoras (si aplica, Costo Global)	1,2%
Gastos reembolsables deben ser cargados según correspondan.	10,0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

- Servicio de Fluidos de perforación (*Costos hasta realizar el desplazamiento, por agua filtrada*). Para el caso en que se tengan productos que son suministrados por Ecopetrol se deben verificar las órdenes de compra.

Actividad
El costo de ingenieros de pozo (generalmente son 2)
Movilización de la unidad de filtración
Productos de Salmuera
Productos de acondicionamiento

La mayoría de los productos químicos deben ser estimados de manera manual e incluyendo el IVA.

En algunas ocasiones, se presentan costos asociados a ítems adicionales que deben ser verificados según la compañía contratista que aplique (generalmente son costos diarios). Se registran los cobros realizados por las herramientas perdidas.

- Servicio de Control de sólidos: Se estima la tarifa diaria por servicios de manejo de fluidos (Tarifa Diaria), así como:

Actividad
Tarifa de personal. (tarifa diaria)
Costo de unidad de dewatering y tratamiento de agua. (Tarifa Diaria)
Costo de unidad Osmosis (Tarifa Diaria)
Para costos asociados a ítems adicionales que deben ser verificados según la compañía contratista que aplique. (volquetas, Frac Tank, vactor, etc) (Tarifas Diarias)
Tratamiento de agua – aceite
Centrifugas
Disposición de residuos

- Servicio de Unidad de geología: Estimación de trabajos Adicionales en etapa de completamiento.
- Servicio de Martillos: Se estiman los costos diarios en stand by u operación de los martillos. Transporte por reparación e inspección.

**5.2.3.2 Completamiento - costos eventuales y especiales.** Los costos están sujetos a cambios dependiendo del contrato o acuerdo de pago vigente y compañía que preste el servicio.

- Servicio de herramientas de limpieza.

Actividad
Herramientas de limpieza para revestimiento de 9 5/8", con cepillos raspadores.
Herramientas de limpieza para revestimiento de 9 5/8", con magnetos.
Herramientas de limpieza para revestimiento de 7", con cepillos raspadores.
Herramientas de limpieza para revestimiento de 7", con magnetos.
Herramienta para limpieza interna de preventoras.
Transporte de herramientas
Ingeniero a partir del cuarto día si aplica.

- Bajada de revestimiento de Producción (liner).

Actividad
Transporte de movilización de herramientas.
Costo global por uso de herramientas.
Equipo computarizado para registro Torque
Transporte de personal (si aplica)

- Colgador.

Actividad
Liner Hanger
Liner wiper plug 7"
Lr pump down plug
Cargo por corrida de liner de 7"
Cargo por técnico
Transporte de herramientas
Transporte de personal

- Servicio de registros de calidad del cemento.

Actividad
Cargo básico por operación.
Registro de imagen, modo cemento. Cargo por profundidad.
Registro de imagen, modo cemento. Cargo por registro.
Gamma ray combinado cargo por registro.

En caso de utilizar tractor se agregan los siguientes costos.

Actividad
Tractor cargo por profundidad.
Tractor cargo por operación.
Cargo por mantenimiento.
Cargo por ingeniero (mínimo dos ingenieros)
Movilización y desmovilización.
Cargo por generador (mínimo tres días)

- Servicio de cañoneo: El costo estimado se calcula con la sumatoria de:

Actividad
Cargo básico por operación.
Cargo cabeza disparo.
Cargo cañón espaciador reutilizable.
Cargo cañón espaciador no reutilizable.
Píldora radiactiva (si aplica)
Cargo cuadrilla TCP (si aplica)
Cañón cargo por pie disparador

- Bajada de tubería de producción.

Actividad
Transporte de movilización de herramientas.
Costo global por uso de herramientas.

- Tubería de Producción.

Actividad
Costo total de pies bajados a pozo.
Inspección tubing cuando aplique

- Cabezal: Los costos se estiman de la sección C y el árbol de producción.
- Equipo de extracción BES:

Actividad
Costo de la bomba
Costo de la corrida

- Varios.

Actividad
Pup Joint
Y- Tool
Crossover 3 ½ "
Pack -off
BPV Cuando aplique

### 5.2.3.3 Parámetros de estimación para el Fracturamiento hidráulico

**(Fracking):** Una vez estimados los costos para las fases de perforación se deben incluir los costos para el proceso de fracturamiento hidráulico (fracking). Estos están definidos por los equipos que se usan en los procesos según el número de etapas, los químicos utilizados y los fluidos remanentes (tabla 2)

**Tabla 2. Equipos para Fracturamiento hidráulico.**

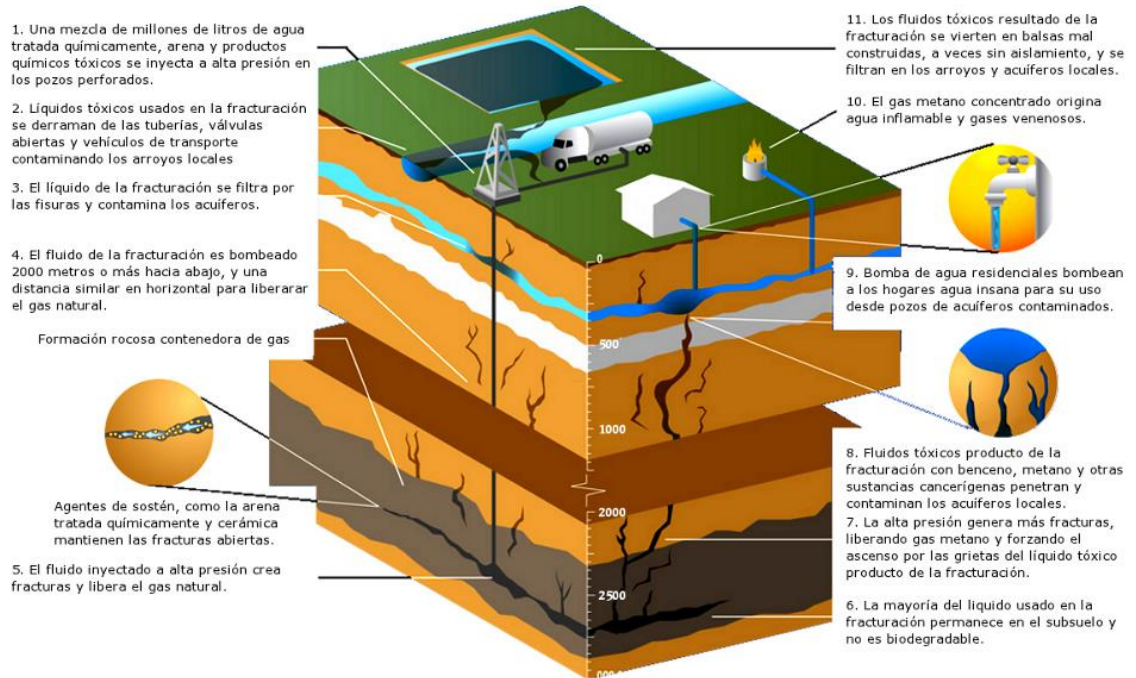
<b>Frac pumps</b>	
10 BPM @ 3000 PSI	
2000 HHP -3000 HHP	
<b>Unidad de hidratación</b>	
tanque de residencia	
Unidad torque y potencia	
sistema de aditivo de líquidos	
<b>Blender</b>	
Trailer Mounted	
numero de motores	
potencia de motor	
Sistema hidraulico	
<b>Patin de quimicos unidad movil</b>	
No. Contenedores	
Bomba de transferencia	
<b>Almacenaje de arenas</b>	
2-250.000 lbs	
2-45.000	
Back up unidad hidraulica	
<b>Laboratorio de monitoreo</b>	
Contenedor	
<b>Coiled Tubing y Nitrogeno</b>	
Injector gas	
Unidad MEC tubing	
Unidad de monitoreo y adquisicion de datos	
cabezal inyector	
BOP	
Unidad Nitrogeno	
<b>Doble Bomba</b>	
2 bombas 00 HP	
Plungers	
Tanques desplazamiento	
<b>Bomba Acido</b>	
Mixers	
Bombas	
Sistema de aditivos	
<b>Transporte acido</b>	
Bomba Transferencia	
<b>Gravel Pack Unit</b>	
Centrifugas para mezclas	
Gravel Hoper	
Sistema de agitacion	

### 5.3 DETERMINACIÓN DE VARIABLES DEPENDIENTES E INDEPENDIENTES.

Para la extracción y explotación se hace necesaria combinar dos técnicas conocidas como son la fractura hidráulica y la perforación (horizontal o vertical). El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas lo define como se muestra en la figura 7.

Uno de los grandes inconvenientes del fracking es el impacto ambiental, por lo que es necesario que al realizarse los procesos de extracción de gas no convencional o de petróleo, se consideren riesgos potenciales y problemáticas como:

**Figura 7. Fracturamiento hidráulico.**



Fuente: INSTITUTO ARGENTINO DE PETROLEO Y DE GAS Fracturamiento hidráulico.[en línea] [citado 10 de junio de 2015] disponible en: [http://www.iapg.org.ar/web\\_iapg/](http://www.iapg.org.ar/web_iapg/).

- Contaminación de recursos hídricos a causa del mal manejo de los líquidos utilizados en el proceso de presurización y recuperaciones de gases.
- Contaminación por escapes de gas metano al ambiente (éste por ser un gas invernadero, tiene un alto riesgo potencial de afectar directamente la región en donde libere en el sitio de la perforación).
- Nocividad de productos utilizados (se debe considerar la toxicidad de los elementos y su impacto humano y a nivel ambiental).
- Impacto por la reducción de reservas hídricas al utilizarlas en este proceso (al ser grandes volúmenes de agua, corre el riesgo de afectarlas directamente).

Debido a estos y otros problemas se requiere la implementación de actividades adicionales para las perforaciones convencionales y las no convencionales que permitan la exploración y explotación de los yacimientos y son:

- Adecuaciones en las bases de operaciones.
- Localización y construcción de las obras civiles.
- Negociación de tierras.
- Pago de afectaciones.
- Recuperación del área afectada.
- Control de emisiones generadas.
- Inversión social y relaciones con la comunidad.
- Obligaciones ambientales (regulaciones y controles ambientales).
- Seguridad y orden público.

Estas actividades son de vital importancia puesto que incrementan el valor por pozo, calculado a partir de las perforaciones y extracciones y en la mayoría de los casos registrados para perforaciones convencionales, representan entre el 40 y el 50% de los costes totales de perforación.

Gracias a la evaluación de todas las implicaciones de la perforación de pozos no convencionales, resulta necesaria la implementación de un modelo que permita evaluar el impacto financiero para la explotación de los yacimientos no convencionales, que en Colombia se calcula representa, en solo gas de esquisto alrededor de 5 millones de metros cúbicos<sup>10</sup>.

Para desarrollar el modelo se requiere la evaluación de todos los costos asociados, tanto de perforación como de las actividades adicionales enunciadas;

---

<sup>10</sup> KALAYDJIAN M F. APPERT M O. Énergies nouvelles. Instituto francés del petróleo (IFPEN). 2011.

para lo cual se lleva a cabo el análisis multivariable para conocer las tendencias y la incidencia de cada variable en el proceso.

**5.3.1 Análisis multivariable para el proceso de extracción y producción de crudo.** El análisis Multivariable (Cuadras, 1981) es la rama de la Estadística y del análisis de datos, que estudia, interpreta y elabora el material estadístico sobre un conjunto de  $n > 1$  de variables, que pueden ser cuantitativas, cualitativas o una mezcla.

Con base en el concepto anterior, se desarrolla el análisis a través de una discriminación de datos para construir un modelo en el que se explique la obtención y permita prever valores para lograr la inferencia de estos. Los pasos para lograr este modelo son:

- Resumir datos
- Obtener indicadores
- Clasificar
- Agrupar los valores
- Relacionar las variables
- Realizar una regresión multivariable.

Para resumir los datos se hace una descripción detallada de los mismos para la construcción de los datos. Esta agrupación, para el caso del proceso de producción, establece la construcción de la estructura de los datos, el cual relaciona y agrupa las variables afines de acuerdo al proceso, tales como:

- Construcción vías de accesos y local.
- Movilización de equipos.
- Perforación:
- Cementación.

- Producción.
- Desarme y movilización de equipos.

Los datos recolectados a partir de proyecciones e información histórica, permiten determinar el comportamiento de estos procesos a largo plazo, y así generar un modelo predictivo que infiera sus tendencias.

Estos datos se recolectarán de acuerdo a un modelo matricial de dimensiones  $n \times p$  la cual se llama matriz de datos, de elementos  $X_{ij}$  con  $i= 1, \dots, n$  que representan el proceso  $y_j= 1, \dots, n$  que representa los costes generados para cada uno. Representado de la siguiente manera:

$$Producción = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{21} & X_{31} \\ X_{12} & X_{22} & X_{32} \\ X_{13} & X_{23} & X_{33} \end{bmatrix}$$

Donde cada  $X_{ij}$  correlaciona cada uno de los valores de los procesos que afectan la producción y a su vez la productividad.

Bajo la necesidad de evaluar la perforación tipo Fracking, se realiza el análisis de variables de acuerdo a un modelo multivariable, para determinar la incidencia de todas las posibles actividades que puedan afectar este proceso. En este análisis se toma cada variable a consideración, y de acuerdo a su incidencia en otras tales como, costo, tiempo, se logra realizar una caracterización y categorización de las mismas, según la tabla 3:

**Tabla 3. Parámetros para caracterización y categorización de las variables.**

Variable	Incidencia	Parámetro
Objetiva	Incidencia directa en el proceso, debido a que su incremento o detrimento determina el proceso.	A nivel de ejecución o su alto rubro en lo proyectado
Subjetiva	Incidencia indirecta en el proceso, puede afectarlo, pero no es determinante en el proceso	Se ve afectada por otras variables dentro del proceso.

Debido a que este proceso necesita considerar todas las variables presentes, se requiere hacer una agrupación de acuerdo a los subprocesos generados en la extracción, así:

- Construcción vías de accesos y local.
  - Comunicaciones y Conectividad
  - Comunicaciones tecnológicas.
  - Registros eléctricos.
  
- Movilización de equipos.
  
- Perforación:
  - Equipo de Perforación.
  - Alquiler de los estabilizadores.
  - Martillos.
  - Bajada de tubulares.
  - Cañoneo.
  
- Cementación.
  - Cementación.
  - Corte en frío.

- Producción.
  - Fluidos de perforación.
  - Inspección de tubulares.
  - Herramientas de limpieza de revestimientos.
  - Liner Hanger
  - Direccional.
  - Personal, servicios profesionales especializados.
  - Brocas 12-1/4"
  - Corte base de agua.
  - Revestimientos
  - Cabezales.
  - BES.
  - Equipo de flotación y accesorios.
  - Unidad de Geología.

De acuerdo a esta clasificación primaria se evaluaron los costos para cada uno de los registros obtenidos, logrando un comparativo entre los pozos. Adicionalmente para la perforación no convencional se manejaron grandes grupos de acuerdo a su implicación en el proceso y las variables ligadas a cada uno de ellos de la siguiente forma:

- Equipo de perforación.
  - Ambulancia.
  - Equipo activo con tubería.
  - Equipo activo sin tubería.
  - Equipo Global taladro
  - Equipo movilización locaciones.
  - Equipo movilización locaciones tarifa adicional.
  - Mallas Mesh (140-175-210-250).
  - Movilización desarmada equipos.

- Tarifa comida servida.
  - Tarifa obreros de patio.
  - Tarifa vehículos 4p
  - Cuneros.
- Perforación: Se enfatiza en cada elemento para tomarlo como una variable.
    - Cargo básico por operación.
    - Neutrón Compensado. Cargo por profundidad.
    - Neutrón Compensado. Cargo por registro.
    - Doble Lateroperfil. Cargo por profundidad.
    - Doble Lateroperfil. Cargo por registro.
    - Gamma Ray Combinado. Cargo por profundidad.
    - Gamma Ray Combinado. Cargo por registro.
    - Litodensidad. Cargo por profundidad.
    - Litodensidad. Cargo por registros.
    - Microesférico enfocado. Cargo por profundidad.
    - Microesférico enfocado. Cargo por registro.
    - Sónico de espaciamiento largo. Cargo por profundidad.
    - Sónico de espaciamiento largo. Cargo por registro.
    - Registro de imágenes Microresistivas. Cargo por profundidad.
    - Registro de imágenes Microresistivas. Cargo por registro.
    - Procesamiento e interpretación de registro de imágenes microresistivas (Substracción del dip estructural e Interpretación sedimentológica de los eventos después de la remoción del dip estructural).
    - Multiprobador de formaciones. Cargo por profundidad.
    - Multiprobador de formaciones. Cargo por primeras 20 lecturas de presión.
    - VSP (Perfil sísmico vertical). Cargo por profundidad.
    - VSP (Perfil sísmico vertical). Cargo por primeros 50 niveles.

- Procesamiento de registro VSP - Reporte final de velocidades (incluye profundidades, velocidades promedio - datum, intervalo - tiempos de viaje - datum , desde la fuente).
  - Muestras de pared por rotación. Cargo por profundidad.
  - Muestras de pared por rotación. Cargo por muestra.
  - Caliper (4 o 6 brazos). Cargo por profundidad.
  - Caliper (4 o 6 brazos). Cargo por registro.
  - Procesamiento e interpretación de caliper de 4 o 6 brazos.
- Complementario.
    - Cargo básico.
    - Registro Ultrasónico gamma ray, por profundidad profundidad
    - Registro Ultrasónico gamma ray cargo por registro.
    - Registro temperatura alta resolución cargo por registro.
    - Registro temperatura a resolución cargo por profundidad.
    - Corrida canasta cargo por profundidad.
    - Corrida canasta cargo por corrida.
    - Neutrón compensado, cargo por profundidad.
    - Neutrón compensado, cargo por registro.
    - Doble lateroperfil registroDoble lateroperfil cargo por profundidad.
    - Gamma Ray Combinado. Cargo por profundidad.
- Cañoneo.
    - Movilización al área.
    - Cañón dispersado 4-1/2" shots. Cargo por profundidad.
    - Cañón 4-1/2" shots. profundidad.
    - Free point station.
    - Free point profundidad .

Gracias a estas variables construidas para cada caso, fue posible la evaluación de las mismas y su interacción con las perforaciones establecidas. Para cada uno de los casos se determinó que se debían evaluar las variables asociadas al proceso, no solo analizando la incidencia de estos cuatro grandes grupos, sino el desarrollo y la incidencia de cada una de las variables mencionadas para poder evaluar esta incidencia en el proceso global y así poder reducir los costes asociados a este proceso.

El análisis desarrollado para este caso, nos muestra los siguientes comportamientos:

**5.3.1.1 Equipo de perforación:** Para este caso la incidencia del proceso está establecida específicamente en los equipos tanto del taladro como en las movilizaciones del mismo y las tarifas de los obreros de patio, y con una baja incidencia las registradas en el proceso (figura 8).

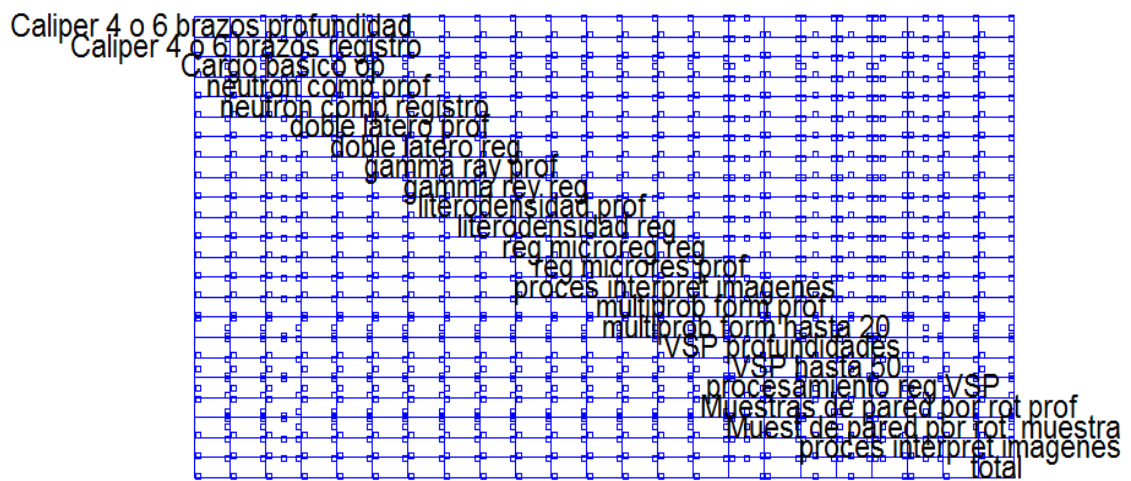
Es necesario también mencionar que las características de este proceso, están sujetas a estas variables y así se ve reflejado en el documento anexo 2 Cálculos análisis multivariable procesos de perforación.

**Figura 8. Análisis multivariable equipo de perforación.**



**5.3.1.2 Perforación:** El proceso clave de todo el sistema de explotación de hidrocarburos, sean convencionales o no, es la perforación que, establece parámetros que se deben cumplir en cuanto a normatividades establecidas ambientalmente, como se representa en la figura 9. En este caso no se referencia una clara incidencia del proceso, por lo que se estima que las variables representadas tienen una alta incidencia en el mismo.

**Figura 9. Análisis multivariable perforación de pozos.**

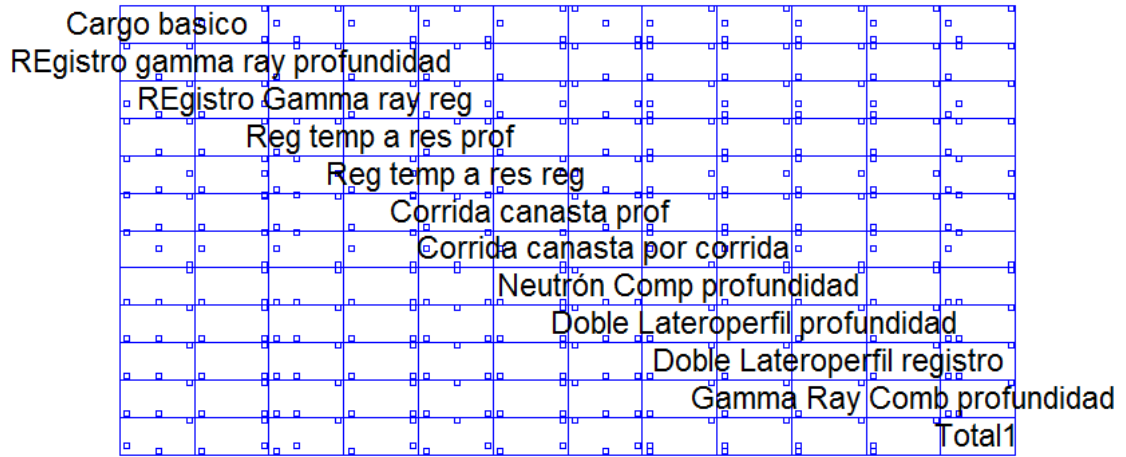


**5.3.1.3 Complementario:** A pesar de estimar el grupo como complementario, es necesario establecer la incidencia en el proceso y los gastos adicionales desarrollados por la comunidad, es necesario evaluar el sistema, con estos datos que pueden ser como reducción de impacto hacia los hidrocarburos y su contaminación.

En la figura 10, podemos observar la baja incidencia de las variables de proceso con respecto a los gastos asociados al desarrollo de este sistema.

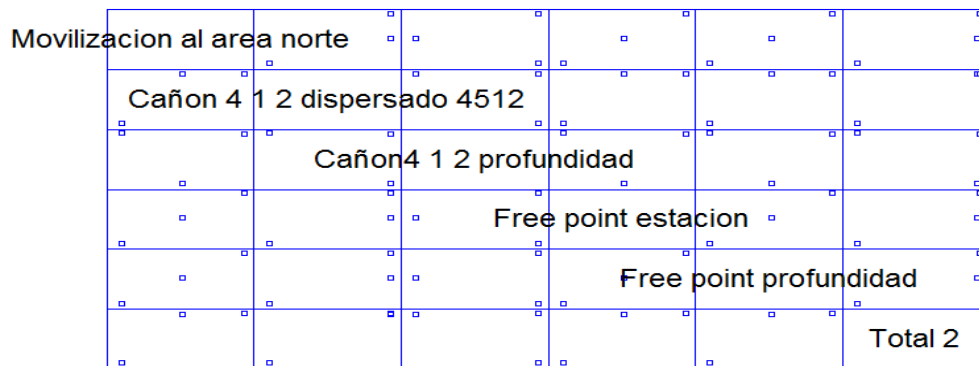
Dentro del sistema evaluado, hay una leve incidencia entre las variables, mas no de una específica que establezca o condicione este proceso.

**Figura 10. Análisis multivariable Complementario.**



**5.3.1.4 Cañoneo:** Este análisis muestra la incidencia del costo del cañón como principal variable en el proceso global de cañoneo, y unas claras tendencias entre las evaluaciones de los free point por estación con respecto a las movilizaciones, lo que nos permite manipular una de esas dos variables y obtener reducciones en la otra directamente ligada. La Figura, 11 nos muestra estos comportamientos.

**Figura 11. Análisis multivariable cañoneo.**



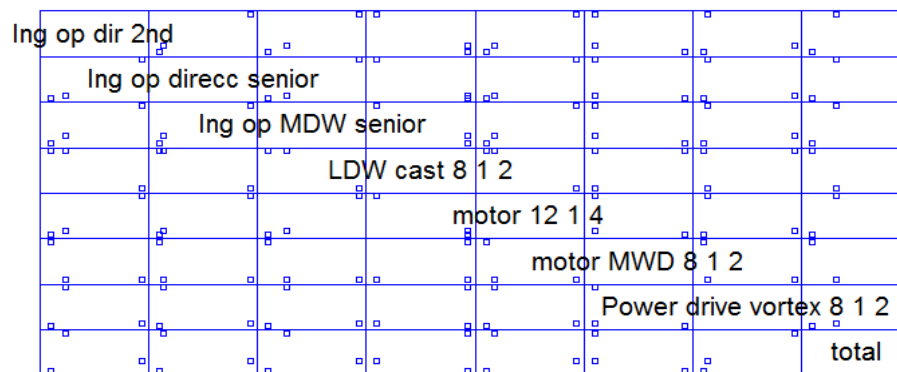
Uno de los costos asociados a los proyectos de acuerdo a suministros y servicios para este sistema, está relacionado directamente con los suministros y servicios

adicionales; aunque al correlacionar con valores de perforación u otras variables, no representan un efecto directo en el costo pero es crítico para poder llevar a cabo la producción; las variables asociadas a este proceso son:

- Motor + MWD - (Pozos con inclinación menor o igual a 75 grados) Sección 12 1/4"
- LWD Castilla Seccion 8 1/2"
- Motor + MWD (Pozos con inclinación menor o igual a 75 grados) Sección 8 1/2"
- Ingeniero Operador Direccional Senior
- Ingeniero Operador Direccional 2 nd
- Ingeniero Operador MWD Senior
- Power Drive vortex Seccion de 8 1/2"

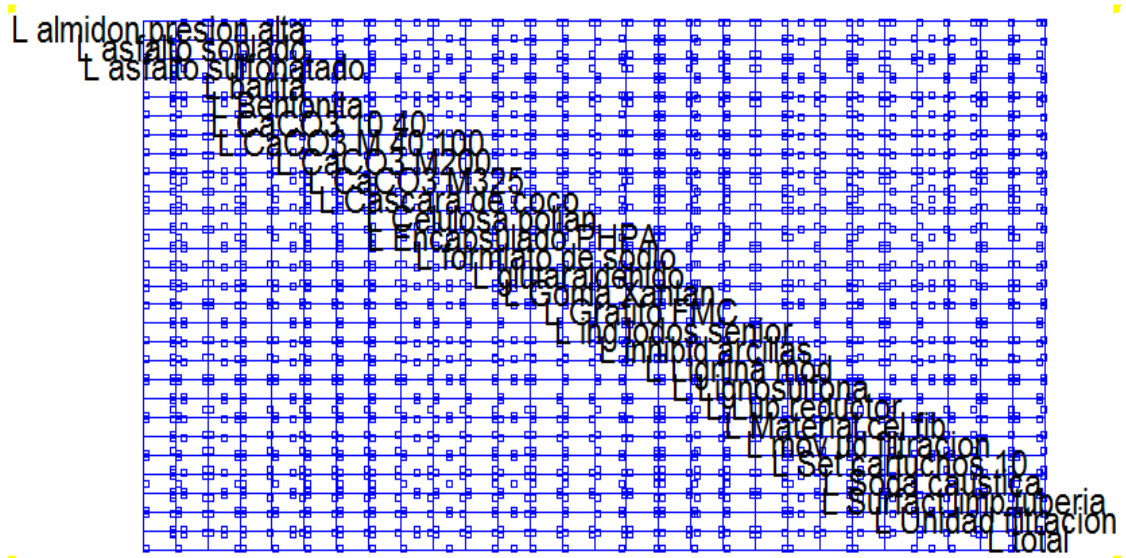
Evaluado por métodos multivariantes, se puede analizar la incidencia en cada una de las variables asociadas de esta variable discreta, se representa en la figura 12:

**Figura 12. Análisis multivariable para los suministros y servicios.**



valuando los costos asociados para lodos, se obtuvo un diagrama bastante amplio, como se observa en la Figura 13, sin embargo la relevancia de todas las variables evaluadas para este caso mostraron una linealidad en los datos obtenidos.

**Figura 13. Análisis multivariable suministros para lodos**



**5.3.1.5 Cementación:** Para la cementación se evaluaron los cargos asociados a la operatividad de la cementación como se reflejan en la Figura 14. En estos se pueden ver relaciones lineales entre varias de las variables a estudiar.

**Figura 14. Análisis multivariado para Cementación.**

Cargo op 10 58 9 58				
	Cargo op 16 11			
		Cargo op 7 7 58		
			Mov entre pozos	
				Pruebas LOT FIT
				Total

Los resultados obtenidos generan una relación de las variables presentadas a continuación, siendo los costos asociados a la movilización entre pozos, la que más inferencia tiene en el costo total de Cementación.

- Cargo op 10 58 9 58 y Cargo op 16 11
- Cargo op 10 58 9 58 y Cargo op 7 7 58
- Cargo op 10 58 9 58 y Pruebas LOT FIT
- Cargo op 16 11 y Cargo op 7 7 58
- Cargo op 16 11 y Pruebas LOT FIT
- Cargo op 7 7 58 y Pruebas LOT FIT
- Mov entre pozos y Total

Con los análisis multivariable anteriores, el modelo del AFE del campo EAGLE FORD en USA, se desarrolló a partir de un modelo estandarizado de costos aproximados, ajustándolo para lograr un mejor comportamiento respecto a los desarrollos obtenidos en las pruebas regionales.

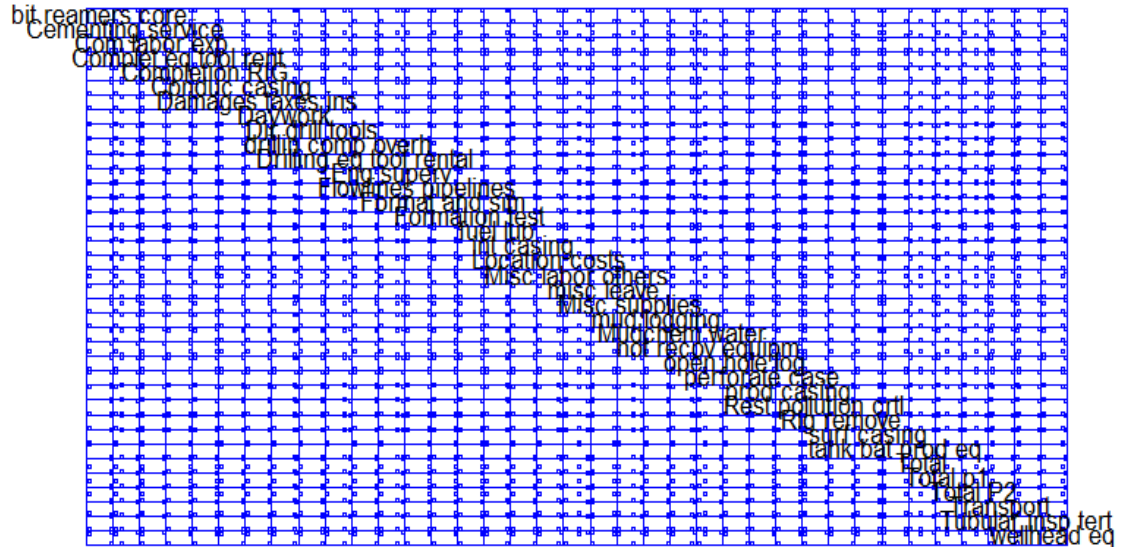
En este caso se evaluaron los costos asociados a esta tecnología y su incidencia para generar un modelo comparativo con respecto a los desarrollos obtenidos regionalmente. Cabe resaltar que el sistema esta propuesto para evaluar las variables, logrando así un modelo ajustado para los costos asociados. Estas correlaciones se pueden apreciar en la figura 15.

Las variables incidentes en el proceso son las siguientes:

- Movilización de equipo (Rig move)
- Lodos (Mud chemicals & water)
- Equipo de perforación (Drilling equipment & tool rental)
- Herramientas direccionales (Directional drilling tools)
- Combustible (fuel lubricants)

- Revestimiento intermedio (intermediate casing)
- Revestimiento de producción (production casing)

**Figura 15. Análisis multivariable del proceso de Fracking para el campo Eagle Ford (USA).**



Todos los análisis y los resultados de las correlaciones se detallan en el anexo 3.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se desarrolla el modelo lineal para el sistema de Fracking, debido a que la tendencia en las variables que afectan el proceso son lineales.

Definimos que F es función de A, B, C, D, E, F donde:

$$F(t) = A + B + C + D + E + F + G$$

Donde

$$A(t) = \sum_0^n a_i$$

$$B(t) = \sum_0^n b_i$$

$$C(t) = \sum_0^n c_i$$

$$D(t) = \sum_0^n d_i$$

$$E(t) = \sum_0^n e_i$$

$$F(t) = \sum_0^n f_i$$

$$G(t) = \sum_0^n g_i$$

Se concluye que:

$$F(t) = \sum_0^n a_i + \sum_0^n b_i + \sum_0^n c_i + \sum_0^n d_i + \sum_0^n e_i + \sum_0^n f + \sum_0^n g_i$$

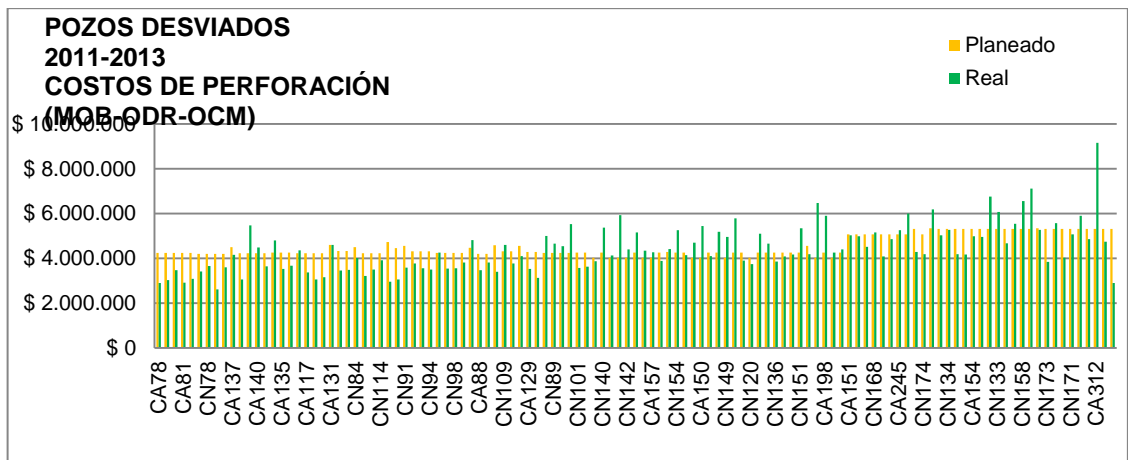
Describiendo a las variables  $a_i, b_i, c_i, d_i, e_i, f_i, g_i$  como cada una de las variables del proceso que tienen una correlación directa con el sistema; cada una de estas variables fueron definidas en los análisis multivariable estimados anteriormente, lo que constituye una función para poder maximizar. Los análisis desarrollados para este sistema reflejan que para cada variable se asignó un subproceso. (A=Construcción vías acceso, B= Movilización de Equipos, C= Perforación, D= Cementación, E= Lodos, F= costos asociados al sistema G= desarme, movilización y mitigación del impacto ambiental.).

Cada Variable a su vez es función de otras variables correlacionadas, lo que permite tener una función objetivo establecido como costo del proceso.

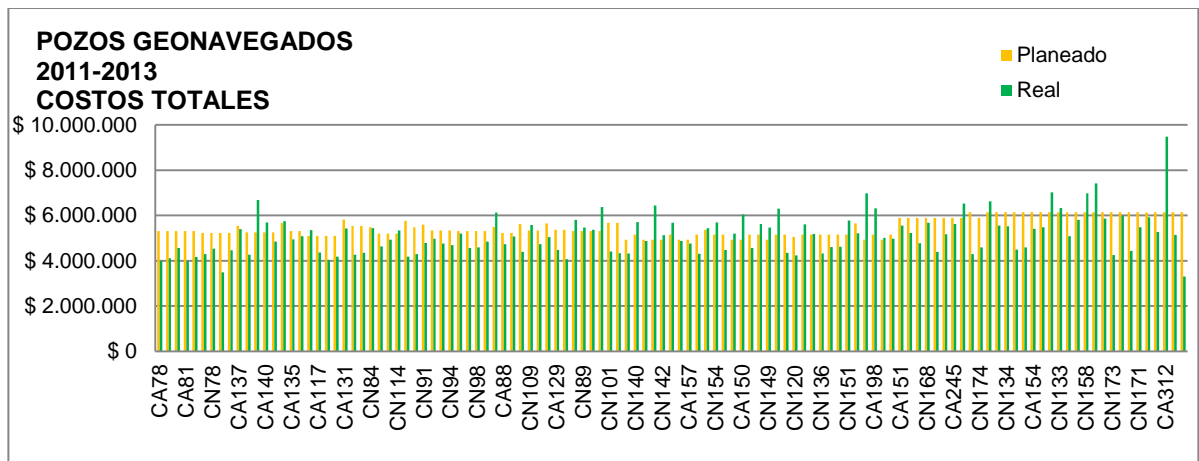
## 5.4 ANÁLISIS ESTADÍSTICO PARA CAMPO REGIONAL

Con base en esta clasificación primaria, se evaluaron los costos para cada uno de los datos obtenidos, logrando un comparativo entre los pozos del Campo Castilla que se muestran en las figuras 16 y 17.

**Figura 16. Costos perforación pozos desviados Castilla.**



**Figura 17. Costos perforación pozos geonavegados Castilla.**



Una vez considerados los subprocesos para cada una de las etapas se procede a realizar el análisis multivariable.

De acuerdo a los datos históricos (2011 – 2014) del área de Castilla, se establecen los parámetros en los análisis multivariantes asociados.

#### 5.4.1 Determinación de variables y correlaciones para modelo matemático.

Se realiza un análisis de los datos históricos desde el año 2011 para el campo Castilla que permita determinar las variables y correlaciones para desarrollar el modelo matemático.

Datos/Variables para la correlación de los costos totales para el histórico 2011:

- Costo perforación
- Negociación de áreas
- Obras
- Recuperación de área

De acuerdo a cada uno de las variables discriminadas, se realizan los análisis estadísticos para la evaluación de las correlaciones, covarianzas y gráficas multivariantes para calcular los siguientes datos:

**Tabla 4. Resumen Estadístico variables de perforación 2011 Campo Castilla.**

	<i>Costo perforación</i>	<i>Negociación de áreas</i>	<i>Obras</i>	<i>Recuperación de área</i>
Recuento	73	73	73	73
Promedio	3,94758E6	80134,4	620306,	72644,2
Mediana	3,6659E6	65359,0	598739,	74246,0
Moda			868561,	76872,1
Varianza	6,90875E11	2,86133E9	3,95921E10	1,11704E8
Desviación Estándar	831189,	53491,4	198978,	10569,0
Coficiente de Variación	21,0557%	66,7522%	32,0774%	14,549%
Mínimo	2,61399E6	15427,0	279892,	49497,3
Máximo	7,19457E6	195668,	998493,	98994,6
Rango	4,58058E6	180241,	718602,	49497,3

En la tabla 5 se muestran las correlaciones de las variables, incluyendo medidas de tendencia central, de variabilidad, y de forma, donde se aprecia visiblemente la

correlación entre los gastos de perforación respecto a la negociación de áreas, de la siguiente manera:

**Tabla 5. Correlación de Variables de perforación 2011 Campo Castilla**

	Costo perforación	Negociación de áreas	Obras	Recuperación de área
Costo perforación		0,3317	-0,0893	0,0961
		(73)	(73)	(73)
		<b>0,0041</b>	0,4527	0,4188
Negociación de áreas	0,3317		0,0434	-0,2098
	(73)		(73)	(73)
	<b>0,0041</b>		0,7155	0,0748
Obras	-0,0893	0,0434		-0,2110
	(73)	(73)		(73)
	0,4527	0,7155		0,0732
Recuperación de área	0,0961	-0,2098	-0,2110	
	(73)	(73)	(73)	
	0,4188	0,0748	0,0732	

Los siguientes pares de variables tienen valores-P por debajo de 0,05:

- Costo perforación y Negociación de áreas

De acuerdo a este análisis se puede describir el comportamiento del análisis multivariable en la figura 18:

**Figura 18. Análisis multivariable campo Castilla 2011.**



Se determinan los intervalos de confianza del 95%, que se presentan en la tabla 6:

**Tabla 6. Intervalos de confianza del 95,0% año 2011.**

	<i>Media</i>	<i>Error Est.</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
Costo perforación	3,94758E6	97283,3	3,75364E6	4,14151E6
Negociación de áreas	80134,4	6260,7	67653,9	92614,9
Obras	620306,	23288,6	573881,	666731,
Recuperación de área	72644,2	1237,01	70178,3	75110,2

	<i>Sigma</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
Costo perforación	831189,	714811,	993186,
Negociación de áreas	53491,4	46001,9	63916,8
Obras	198978,	171118,	237758,
Recuperación de área	10569,0	9089,18	12628,9

Para el análisis del histórico del 2012 se obtuvieron los siguientes resultados:

Datos/VARIABLES:

- Costo perforación
- Negociación de tierras
- Obra
- recuperación del área

Existen 75 casos completos a utilizar en los cálculos.

**Tabla 7. Resumen Estadístico variables de perforación 2012 Campo Castilla.**

	<i>Costo perforación</i>	<i>Negociación de tierras</i>	<i>Obra</i>	<i>recuperación del área</i>
Recuento	75	75	75	75
Promedio	4,8462E6	51787,8	422086,	7428,83
Mediana	4,85207E6	31637,6	408805,	10009,0
Moda		0,0	408805,	10009,0
Varianza	6,23353E11	3,41223E9	1,22623E10	5,69259E7
Desviación Estándar	789527,	58414,3	110735,	7544,92
Coeficiente de Variación	16,2917%	112,795%	26,2352%	101,563%
Mínimo	3,29301E6	0,0	201548,	0,0
Máximo	6,5478E6	188399,	751825,	30534,7
Rango	3,25479E6	188399,	550277,	30534,7

En el caso de las correlaciones, para el año 2012 se evaluaron dando una relación entre las variables determinadas de la siguiente manera:

**Tabla 8. Correlación de Variables de perforación 2012 Campo Castilla.**

	<i>Costo perforación</i>	<i>Negociación de tierras</i>	<i>Obra</i>	<i>recuperación del área</i>
Costo perforación		-0,0112	0,0720	0,0228
		(75)	(75)	(75)
		0,9237	0,5394	0,8461
Negociación de tierras	-0,0112		0,3191	0,8301
	(75)		(75)	(75)
	0,9237		<b>0,0053</b>	<b>0,0000</b>
Obra	0,0720	0,3191		0,3100
	(75)	(75)		(75)
	0,5394	<b>0,0053</b>		<b>0,0068</b>
recuperación del área	0,0228	0,8301	0,3100	
	(75)	(75)	(75)	
	0,8461	<b>0,0000</b>	<b>0,0068</b>	

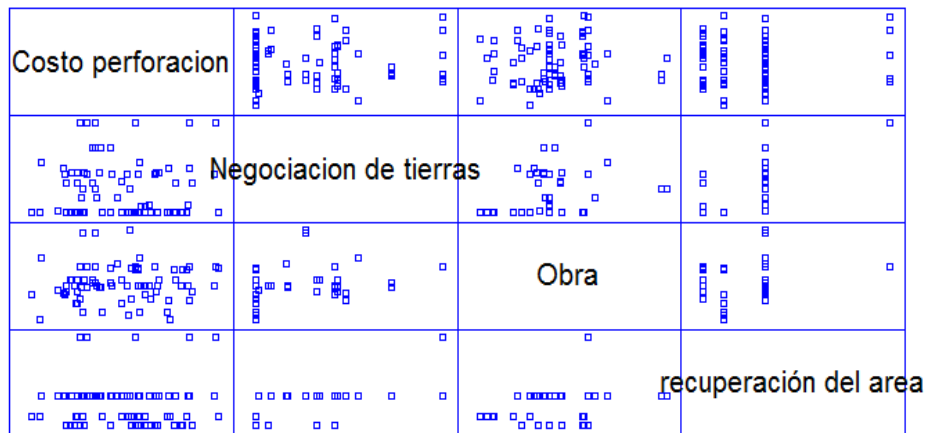
El tercer número en cada bloque de la tabla es un valor-P que prueba la significancia estadística de las correlaciones estimadas. Valores-P abajo de 0,05 indican correlaciones significativamente diferentes de cero, con un nivel de confianza del 95,0%.

Los siguientes pares de variables tienen valores-P por debajo de 0,05:

- Negociación de tierras y Obra
- Negociación de tierras y recuperación del área
- Obra y recuperación del área

Lo que significa que tienen una correlación alta entre ellos. En la figura 19 se puede ver gráficamente la tendencia y las interacciones entre los modelos descritos.

**Figura 19. Análisis multivariable campo Castilla 2012.**



Se determinan los intervalos de confianza del 95%, que se presentan en la tabla 9:

**Tabla 9. Intervalos de confianza del 95,0% año 2012.**

	<i>Media</i>	<i>Error Est.</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
Costo perforación	4,8462E6	91166,7	4,66455E6	5,02786E6
Negociación de tierras	51787,8	6745,11	38347,9	65227,8
Obra	422086,	12786,6	396608,	447563,
recuperación del área	7428,83	871,213	5692,9	9164,76

	<i>Sigma</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
Costo perforación	789527,	680272,	940919,
Negociación de tierras	58414,3	50330,9	69615,3
Obra	110735,	95411,5	131969,
recuperación del área	7544,92	6500,85	8991,66

Para el año 2013 se tomaron en cuenta los datos establecidos para el análisis multivariado que se presenta a continuación:

Datos/VARIABLES:

- Costo de perforación.
- Negociación tierras.
- recuperación área.
- Obra 2013.

Existen 32 casos completos a utilizarse en los cálculos.

**Tabla 10. Resumen Estadístico variables de perforación 2013 Campo Castilla**

	<i>Costo de perforación</i>	<i>Negociación tierras</i>	<i>recuperación área</i>	<i>Obra 2013</i>
Recuento	32	32	32	32
Promedio	4,99376E6	5019,28	1690,41	321709,
Mediana	4,90987E6	0,0	0,0	379408,
Moda		0,0	0,0	379408,
Varianza	1,61412E12	6,13213E7	6,42214E6	2,17482E10
Desviación Estándar	1,27048E6	7830,79	2534,19	147473,
Coefficiente de Variación	25,4413%	156,014%	149,916%	45,8405%
Mínimo	2,90397E6	0,0	0,0	0,0
Máximo	9,15524E6	17320,3	6857,35	587432,
Rango	6,25127E6	17320,3	6857,35	587432,

En la tabla 11 se presenta el análisis de las correlaciones entre las variables establecidas.

**Tabla 11. Correlación de Variables de perforación 2013 Campo Castilla.**

	Costo de perforación	Negociación tierras	recuperación área	Obra 2013
Costo de perforación		-0,1976 (32)	0,1578 (32)	-0,1051 (32)
		0,2784	0,3884	0,5670
Negociación tierras	-0,1976 (32)		0,3634 (32)	0,0798 (32)
	0,2784		0,0409	0,6643
recuperación área	0,1578 (32)	0,3634 (32)		0,1354 (32)
	0,3884	0,0409		0,4600
Obra 2013	-0,1051 (32)	0,0798 (32)	0,1354 (32)	
	0,5670	0,6643	0,4600	

Se concluye que el siguiente par de variables tienen valores-P por debajo de 0,05, la cual se representa en la figura 20.

- Negociación tierras y recuperación del área.

**Figura 20. Análisis multivariable campo Castilla 2013.**



Se determinan los intervalos de confianza del 95%, se presentan en la tabla 12:

**Tabla 12. Intervalos de confianza del 95,0% año 2013.**

	Media	Error Est.	Límite Inferior	Límite Superior
Costo de perforación	4,99376E6	224591,	4,53571E6	5,45182E6
Negociación tierras	5019,28	1384,3	2195,97	7842,59
recuperación área	1690,41	447,987	776,736	2604,09
Obra 2013	321709,	26069,7	268539,	374878,

	<i>Sigma</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
Costo de perforación	1,27048E6	1,01855E6	1,68908E6
Negociación tierras	7830,79	6277,97	10410,9
recuperación área	2534,19	2031,67	3369,16
Obra 2013	147473,	118229,	196062,

Con la realización de estos análisis estadísticos se pudieron establecer las correlaciones directas entre las variables que afectan el proceso, determinando que las más sensibles son las relacionadas con la negociación de tierras y la recuperación de la misma.

#### 5.4.2 Resúmenes estadísticos y conclusión de correlaciones campo regional.

Se procedió a evaluar las correlaciones para las variables calculados anteriormente, con respeto a la producción total, lo cual constituye el foco principal de la investigación.

Para el 2011:

**Tabla 13. Resumen Estadístico variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2011 Campo Castilla.**

	<i>A. Costos totales</i>	<i>Costo perforación</i>	<i>Negociación de áreas</i>	<i>Recuperación de área</i>	<i>Obras</i>
Recuento	73	73	73	73	73
Promedio	5,0246E6	3,94758E6	80134,4	72644,2	620306,
Mediana	4,8452E6	3,6659E6	65359,0	74246,0	598739,
Moda				76872,1	868561,
Varianza	7,38406E11	6,90875E11	2,86133E9	1,11704E8	3,95921E10
Desviación Estándar	859306,	831189,	53491,4	10569,0	198978,
Coefficiente de Variación	17,102%	21,0557%	66,7522%	14,549%	32,0774%
Mínimo	3,49068E6	2,61399E6	15427,0	49497,3	279892,
Máximo	8,61204E6	7,19457E6	195668,	98994,6	998493,
Rango	5,12136E6	4,58058E6	180241,	49497,3	718602,

**Tabla 14. Correlación de Variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2011 Campo Castilla.**

	A. Costos totales	Costo perforación	Negociación de áreas	Recuperación de área	Obras
A. Costos totales		0,9694	0,3917	0,0376	0,1505
		(73)	(73)	(73)	(73)
		0,0000	0,0006	0,7520	0,2038
Costo perforación	0,9694		0,3317	0,0961	-0,0893
	(73)		(73)	(73)	(73)
	0,0000		0,0041	0,4188	0,4527
Negociación de áreas	0,3917	0,3317		-0,2098	0,0434
	(73)	(73)		(73)	(73)
	0,0006	0,0041		0,0748	0,7155
Recuperación de área	0,0376	0,0961	-0,2098		-0,2110
	(73)	(73)	(73)		(73)
	0,7520	0,4188	0,0748		0,0732
Obras	0,1505	-0,0893	0,0434	-0,2110	
	(73)	(73)	(73)	(73)	
	0,2038	0,4527	0,7155	0,0732	

La tabla 14 muestra las correlaciones momento, las cuales comparadas de acuerdo a correlaciones binarias, determinaron que las variables que tienen una alta incidencia con respecto a los datos son:

- Costos totales y Costo perforación.
- Costos totales y Negociación de áreas.
- Costo perforación y Negociación de áreas.

**Figura 21. Análisis multivariable con respecto a los costos totales del año 2011 Campo Castilla.**



Se determinan los intervalos de confianza del 95%, los cuales se presentan en la tabla 15:

**Tabla 15. Intervalos de confianza del 95,0% con respecto a los costos totales del año 2011 Campo Castilla.**

	<i>Media</i>	<i>Error Est.</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
A. Costos totales	5,0246E6	100574,	4,82411E6	5,22509E6
Costo perforación	3,94758E6	97283,3	3,75364E6	4,14151E6
Negociación de áreas	80134,4	6260,7	67653,9	92614,9
Recuperación de área	72644,2	1237,01	70178,3	75110,2
Obras	620306,	23288,6	573881,	666731,

	<i>Sigma</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
A. Costos totales	859306,	738991,	1,02678E6
Costo perforación	831189,	714811,	993186,
Negociación de áreas	53491,4	46001,9	63916,8
Recuperación de área	10569,0	9089,18	12628,9
Obras	198978,	171118,	237758,

Para el año 2012 se establecen los mismos parámetros para el análisis, obteniendo los resultados que se presentan a continuación:

**Tabla 16. Resumen Estadístico variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2012 Campo Castilla.**

	<i>Costos totales</i>	<i>Costo perforación</i>	<i>Negociación de tierras</i>	<i>recuperación del área</i>	<i>Obra</i>
Recuento	75	75	75	75	75
Promedio	5,34936E6	4,8462E6	51787,8	7428,83	422086,
Mediana	5,36201E6	4,85207E6	31637,6	10009,0	408805,
Moda			0,0	10009,0	408805,
Varianza	6,5593E11	6,23353E11	3,41223E9	5,69259E7	1,22623E10
Desviación Estándar	809895,	789527,	58414,3	7544,92	110735,
Coeficiente de Variación	15,14%	16,2917%	112,795%	101,563%	26,2352%
Mínimo	3,6451E6	3,29301E6	0,0	0,0	201548,
Máximo	7,25552E6	6,5478E6	188399,	30534,7	751825,
Rango	3,61042E6	3,25479E6	188399,	30534,7	550277,

**Tabla 17. Correlación de Variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2012 Campo Castilla.**

	<i>Costos totales</i>	<i>Costo perforación</i>	<i>Negociación de tierras</i>	<i>recuperación del área</i>	<i>Obra</i>
Costos totales		0,9780	0,1097	0,1381	0,2642
		(75)	(75)	(75)	(75)
		<b>0,0000</b>	0,3489	0,2375	<b>0,0220</b>
Costo perforación	0,9780		-0,0112	0,0228	0,0720
	(75)		(75)	(75)	(75)
	<b>0,0000</b>		0,9237	0,8461	0,5394
Negociación de tierras	0,1097	-0,0112		0,8301	0,3191
	(75)	(75)		(75)	(75)
	0,3489	0,9237		<b>0,0000</b>	<b>0,0053</b>
recuperación del área	0,1381	0,0228	0,8301		0,3100
	(75)	(75)	(75)		(75)
	0,2375	0,8461	<b>0,0000</b>		<b>0,0068</b>
Obra	0,2642	0,0720	0,3191	0,3100	
	(75)	(75)	(75)	(75)	
	<b>0,0220</b>	0,5394	<b>0,0053</b>	<b>0,0068</b>	

Para los 75 datos recolectados de la vigencia 2012, el análisis nos arroja que las correlaciones de mayor incidencia respecto a los costos totales son:

- Costos totales y Costo perforación
- Costos totales y Obra

Al comparar éstas de acuerdo a correlaciones binarias, se determina que las variables que tienen una alta incidencia con respecto a los datos son: (representados en la figura 22).

- Negociación de tierras y recuperación del área.
- Negociación de tierras y Obra.
- Recuperación del área y Obra.

**Figura 22. Análisis multivariable con respecto a los costos totales del año 2012, Campo Castilla.**



El Intervalo de confianza calculado se muestra en la tabla 18.

**Tabla 18. Intervalos de confianza del 94,0% con respecto a los costos totales del año 2012 Campo Castilla.**

	<i>Media</i>	<i>Error Est.</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
Costos totales	5,34936E6	93518,6	5,16302E6	5,5357E6
Costo perforación	4,8462E6	91166,7	4,66455E6	5,02786E6
Negociación de tierras	51787,8	6745,11	38347,9	65227,8
recuperación del área	7428,83	871,213	5692,9	9164,76
Obra	422086,	12786,6	396608,	447563,

	<i>Sigma</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
Costos totales	809895,	697821,	965192,
Costo perforación	789527,	680272,	940919,
Negociación de tierras	58414,3	50330,9	69615,3
recuperación del área	7544,92	6500,85	8991,66
Obra	110735,	95411,5	131969,

Para el 2013 obtiene una relación estadística representada en las siguientes tablas:

**Tabla 19. Resumen Estadístico variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2013 Campo Castilla.**

	<i>costos total</i>	<i>Obra 2013</i>	<i>recuperación área</i>	<i>Negociación tierras</i>	<i>Costo perforación de</i>
Recuento	32	32	32	32	32
Promedio	5,3356E6	321709,	1690,41	5019,28	4,99376E6
Mediana	5,32337E6	379408,	0,0	0,0	4,90987E6
Moda		379408,	0,0	0,0	
Varianza	1,60063E12	2,17482E10	6,42214E6	6,13213E7	1,61412E12
Desviación Estándar	1,26516E6	147473,	2534,19	7830,79	1,27048E6
Coeficiente de Variación	23,7117%	45,8405%	149,916%	156,014%	25,4413%
Mínimo	3,22814E6	0,0	0,0	0,0	2,90397E6
Máximo	9,47747E6	587432,	6857,35	17320,3	9,15524E6
Rango	6,24933E6	587432,	6857,35	17320,3	6,25127E6

Las correlaciones determinadas se muestran en la tabla 20.

**Tabla 20. Correlación de Variables de perforación con respecto a los costos totales del año 2013 Campo Castilla.**

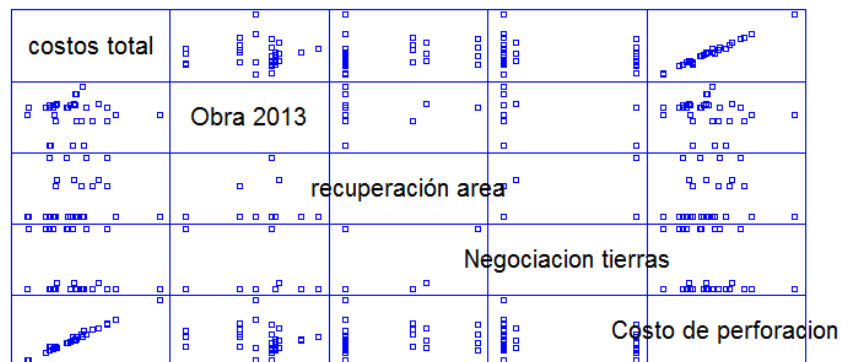
	costos total	Obra 2013	recuperación área	Negociación tierras	Costo perforación de
costos total		0,0116	0,1791	-0,1818	0,9931
		(32)	(32)	(32)	(32)
		0,9497	0,3267	0,3193	0,0000
Obra 2013	0,0116		0,1354	0,0798	-0,1051
	(32)		(32)	(32)	(32)
	0,9497		0,4600	0,6643	0,5670
recuperación área	0,1791	0,1354		0,3634	0,1578
	(32)	(32)		(32)	(32)
	0,3267	0,4600		0,0409	0,3884
Negociación tierras	-0,1818	0,0798	0,3634		-0,1976
	(32)	(32)	(32)		(32)
	0,3193	0,6643	0,0409		0,2784
Costo perforación de	0,9931	-0,1051	0,1578	-0,1976	
	(32)	(32)	(32)	(32)	
	0,0000	0,5670	0,3884	0,2784	

En la tabla 20 están representadas las correlaciones directas para el costo total del proceso determinando la incidencia entre las siguientes variables:

- Costos total y Costo de perforación.
- Recuperación área y Negociación tierras.

Este comportamiento se evidencia en la figura 23:

**Figura 23. Análisis multivariable con respecto a los costos totales del año 2013 Campo Castilla.**



**Tabla 21. Intervalos de confianza del 95,0% con respecto a los costos totales del año 2013 Campo Castilla.**

	<i>Media</i>	<i>Error Est.</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
costos total	5,3356E6	223651,	4,87946E6	5,79174E6
Obra 2013	321709,	26069,7	268539,	374878,
recuperación área	1690,41	447,987	776,736	2604,09
Negociación tierras	5019,28	1384,3	2195,97	7842,59
Costo de perforación	4,99376E6	224591,	4,53571E6	5,45182E6

	<i>Sigma</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
costos total	1,26516E6	1,01428E6	1,682E6
Obra 2013	147473,	118229,	196062,
recuperación área	2534,19	2031,67	3369,16
Negociación tierras	7830,79	6277,97	10410,9
Costo de perforación	1,27048E6	1,01855E6	1,68908E6

Finalmente, se procede a realizar preliminarmente, el análisis multivariable para todos los pozos de acuerdo a su comportamiento con el histórico registrado del 2011 hasta el 2013; generando los siguientes resultados:

**Tabla 22. Resumen Estadístico variables de perforación 2011 - 2013 Campo Castilla.**

	<i>Costo de perforación</i>	<i>Negociación de tierras</i>	<i>Recuperación de tierras</i>	<i>Obras totales</i>	<i>Costos totales</i>
Recuento	180	180	180	180	180
Promedio	4,50799E6	54969,5	32857,1	484630,	5,21521E6
Mediana	4,33072E6	32031,3	10009,0	442231,	5,14066E6
Moda		0,0	0,0	408805,	
Varianza	1,03333E12	3,28073E9	1,15974E9	3,86524E10	8,70332E11
Desviación Estándar	1,01653E6	57277,7	34054,9	196602,	932916,
Coefficiente de Variación	22,5495%	104,199%	103,645%	40,5675%	17,8884%
Mínimo	2,61399E6	0,0	0,0	0,0	3,22814E6
Máximo	9,15524E6	195668,	98994,6	998493,	9,47747E6
Rango	6,54125E6	195668,	98994,6	998493,	6,24933E6

Las correlaciones que determinan el comportamiento realizado para la evaluación de las variables de proceso, se registran en la tabla 23:

**Tabla 23. Correlación de Variables de perforación 2011 - 2013 Campo Castilla.**

	Costo de perforación	de Negociación de tierras	Recuperación de tierras	Obras totales	Costos totales
Costo de perforación		-0,0887	-0,4310	-0,3041	0,9348
		(180)	(180)	(180)	(180)
		0,2366	0,0000	0,0000	0,0000
Negociación de tierras	-0,0887		0,4231	0,3539	0,1098
	(180)		(180)	(180)	(180)
	0,2366		0,0000	0,0000	0,1424
Recuperación de tierras	-0,4310	0,4231		0,5546	-0,1450
	(180)	(180)		(180)	(180)
	0,0000	0,0000		0,0000	0,0521
Obras totales	-0,3041	0,3539	0,5546		0,0161
	(180)	(180)	(180)		(180)
	0,0000	0,0000	0,0000		0,8301
Costos totales	0,9348	0,1098	-0,1450	0,0161	
	(180)	(180)	(180)	(180)	
	0,0000	0,1424	0,0521	0,8301	

Del anterior análisis se determinan las correlaciones entre los siguientes factores:

Costo de perforación y Recuperación de tierras.

Costo de perforación y Obras totales.

Costo de perforación y Costos totales .

Negociación de tierras y Recuperación de tierras.

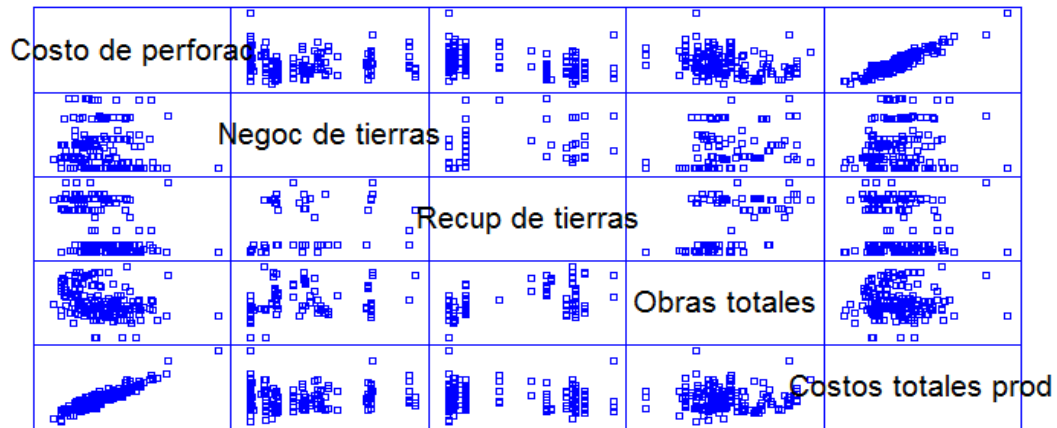
Negociación de tierras y Obras totales.

Recuperación de tierras y Obras totales.

El rango de estos coeficientes de correlación va de -1 a +1, y miden la fuerza de la relación lineal entre las variables. Entre paréntesis se muestra el número de pares de datos utilizados para calcular cada coeficiente. El tercer número en cada

bloque de la tabla es un valor-P que prueba la significancia estadística de las correlaciones estimadas. Este comportamiento se evidencia en la figura 24.

**Figura 24. Análisis multivariable de perforación 2011 - 2013 Campo Castilla.**



Intervalos de confianza generados se muestran en la tabla 24.

**Tabla 24. Intervalos de confianza del 95,0% perforación 2011 - 2013 Campo Castilla.**

	<i>Media</i>	<i>Error Est.</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
Costo de perforación	4,50799E6	75767,5	4,35848E6	4,6575E6
Negociación de tierras	54969,5	4269,23	46545,0	63394,0
Recuperación de tierras	32857,1	2538,3	27848,3	37866,0
Obras totales	484630,	14653,9	455713,	513547,
Costos totales	5,21521E6	69535,4	5,07799E6	5,35242E6

	<i>Sigma</i>	<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>
Costo de perforación	1,01653E6	921242,	1,13398E6
Negociación de tierras	57277,7	51908,7	63895,6
Recuperación de tierras	34054,9	30862,7	37989,6
Obras totales	196602,	178173,	219318,
Costos totales	932916,	845468,	1,04071E6

## 5.5 ANÁLISIS DE ESTIMACIONES LINEALES POR PROCESO PARA EL MODELAMIENTO DE FRACKING.

**5.5.1 Caso 1 Campo Eagle Ford.** Para la evaluación de los parámetros antes estudiados bajo el análisis multivariable, fue necesario linealizar cada uno de los procesos para lograr la estandarización del modelo. Se realizó de la siguiente manera:

- Regresión del proceso global de Fracking evaluado en la primera etapa.
- Variable dependiente: costo total
- Variables independientes:
  - Recuperación de área.
  - Completamiento.
  - Movilización.
  - Negociación de tierras.
  - Obra civil.
  - Obra eléctrica.
  - Obra mecánica.
  - Otros.
  - Perforación.

**Tabla 25. Evaluacion variables Campo Eagle Ford.**

<i>Parámetro</i>	<i>Estimación</i>	<i>Error Estándar</i>	<i>Estadístico T</i>	<i>Valor-P</i>
CONSTANTE	21978,0	0,0		
Recuperación de area	1,0	0,0		
Completamiento	1,0	0,0		
Movilizacion	1,0	0,0		
Negociación de tierras	1,0	0,0		
Obra civil	1,0	0,0		
Obra electrica	1,0	0,0		
Obra mecanica	1,0	0,0		
Otros	1,0	0,0		
Perforación	1,0	0,0		

**Tabla 26. Análisis de Varianza Campo Eagle Ford.**

<i>Fuente</i>	<i>Suma de Cuadrados</i>	<i>Gl</i>	<i>Cuadrado Medio</i>	<i>Razón-F</i>	<i>Valor-P</i>
Modelo	5,31652E13	9	5,90725E12		
Residuo	0,0	63	0,0		
Total (Corr.)	5,31652E13	72			

R-cuadrada = 100,0 porciento

R-cuadrado (ajustado para g.l.) = 0,0 porciento

Error estándar del est. = 0,0

Error absoluto medio = 2,18159E-9

Estadístico Durbin-Watson = 1,35366 (P=0,0006)

Autocorrelación de residuos en retraso 1 = 0,286992

La salida muestra los resultados de ajustar un modelo de regresión lineal múltiple para describir la relación entre costo total y 9 variables independientes. La ecuación del modelo ajustado es:

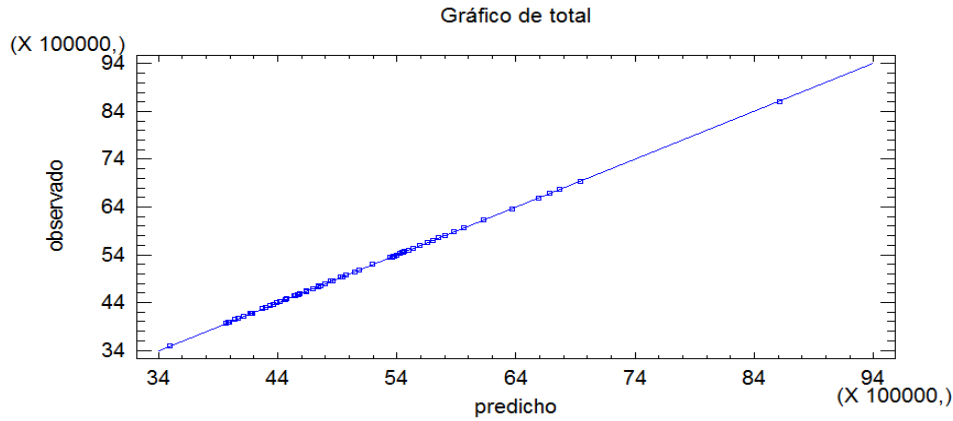
**Costo total = 21978,0 + 1,0\*Recuperación de area + 1,0\* Completamiento + 1,0\* Movilizacion + 1,0\* Negociación de tierras + 1,0\* Obra civil + 1,0\* Obra electrica + 1,0\* Obra mecanica + 1,0\* Otros + 1,0\* Perforación**

Error absoluto medio (MAE) de 2,18159E-9 (valor promedio de los residuos).

El estadístico de Durbin-Watson (DW) examina los residuos para determinar si hay alguna correlación significativa basada según el orden en el que se presentan en el archivo de datos. Puesto que el valor-P es menor que 0,05, hay indicación de una posible correlación serial con un nivel de confianza del 95,0%.

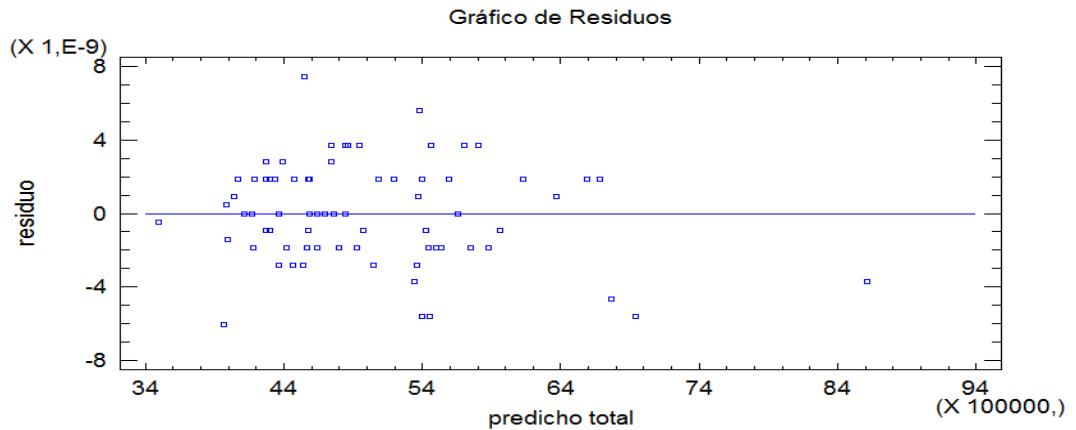
El comportamiento de la ecuación se puede ver en la gráfica 1, donde se comparan los datos obtenidos del costo total.

**Grafica 1. Comparativo valores predichos y los registrados campo Eagle Ford.**



En la gráfica 2 se muestran los valores residuales de esta regresión, lo que representa la desviación de los datos con respecto a la ecuación; en estos se observa que su desviación es bastante baja y los datos por fuera del rango son omitidos.

**Grafica 2. Gráfico de residuos con respecto al predicho campo Eagle Ford.**



Los resultados evaluados en fracking se complementan con los siguientes resultados:

**Tabla 27. Matriz de Correlación para las estimaciones de los coeficientes.**

	CONSTANTE	Recuperación de area	Completamiento	Movilizacion
CONSTANTE	1,0000	-0,6923	-0,0077	0,2136
Recuperación de area	-0,6923	1,0000	0,2467	-0,1066
Completamiento	-0,0077	0,2467	1,0000	0,0039
Movilizacion	0,2136	-0,1066	0,0039	1,0000
Negociación de tierras	0,3190	-0,1802	-0,0570	-0,0526
Obra civil	-0,1954	0,0499	-0,0556	-0,0418
Obra electrica	-0,5991	0,5695	0,0759	-0,0496
Obra mecanica	0,3290	-0,2684	-0,0247	-0,2114
Otros	-0,8811	0,3607	-0,1919	-0,2441
Perforación	-0,3818	0,0128	-0,2646	-0,0043

	Negociación de tierras	Obra civil	Obra electrica	Obra mecanica
CONSTANTE	0,3190	-0,1954	-0,5991	0,3290
Recuperación de area	-0,1802	0,0499	0,5695	-0,2684
Completamiento	-0,0570	-0,0556	0,0759	-0,0247
Movilizacion	-0,0526	-0,0418	-0,0496	-0,2114
Negociación de tierras	1,0000	-0,4795	-0,5958	0,3020
Obra civil	-0,4795	1,0000	0,4744	0,0202
Obra electrica	-0,5958	0,4744	1,0000	-0,2257
Obra mecanica	0,3020	0,0202	-0,2257	1,0000
Otros	-0,2015	0,0460	0,2856	-0,3412
Perforación	-0,4145	0,3221	0,3268	-0,1928

	Otros	Perforación
CONSTANTE	-0,8811	-0,3818
Recuperación de area	0,3607	0,0128
Completamiento	-0,1919	-0,2646
Movilizacion	-0,2441	-0,0043
Negociación de tierras	-0,2015	-0,4145
Obra civil	0,0460	0,3221
Obra electrica	0,2856	0,3268
Obra mecanica	-0,3412	-0,1928
Otros	1,0000	0,2830
Perforación	0,2830	1,0000

La tabla 27, muestra las correlaciones estimadas entre los coeficientes en el modelo ajustado. Estas correlaciones pueden usarse para detectar la presencia de multicolinealidad severa, es decir, correlación entre las variables predictoras. En este caso, hay 2 correlaciones con valores absolutos mayores que 0,5 (sin incluir el término constante).

Para la selección del modelo de regresión se evaluaron los casos reportados de la siguiente manera:

Selección del Modelo de Regresión – Costo total.

- Variable dependiente: Costo total.
- Variables independientes:
  - A=Recuperación de área.
  - B=Completamiento.
  - C=Movilización.
  - D=Negociación de tierras.
  - E=Obra civil.
  - F=Obra eléctrica.
  - G=Obra mecánica.
  - H=Perforación.
  - I=Otros.

Número de casos completos: 73

Número de modelos ajustados: 382

Los mejores resultados fueron de los modelos que reportaron los mejores R-cuadrada y los menores valores de del estadístico Cp de Mallows. En este caso los valores que se ajustaron a este modelo respectivamente fueron:

**Tabla 28. Modelos con Mayor R-Cuadrada Ajustada.**

		<i>R-Cuadrada</i>		<i>Variables</i>
<i>CME</i>	<i>R-Cuadrada</i>	<i>Ajustada</i>	<i>Cp</i>	<i>Incluidas</i>
1,9407E10	97,5543	97,3718		BCEGH
2,39028E10	96,9877	96,7629		BEFGH
2,57277E10	96,7577	96,5158		BDEGH
2,74205E10	96,5444	96,2865		BCEFH
3,54454E10	95,5331	95,1997		BCDEH
4,02953E10	94,8461	94,5429		BCEH
4,20384E10	94,6232	94,3069		BEGH
6,98832E10	91,0617	90,5359		BEFH
7,03152E10	91,0065	90,4774		BEHI
7,70736E10	90,142	89,5622		BDEH

8,21838E10	89,3339	88,8701		BEH
1,27562E11	83,4444	82,7246		CEH
1,326E11	82,7907	82,0425		EGH
1,35979E11	82,3521	81,5848		EHI

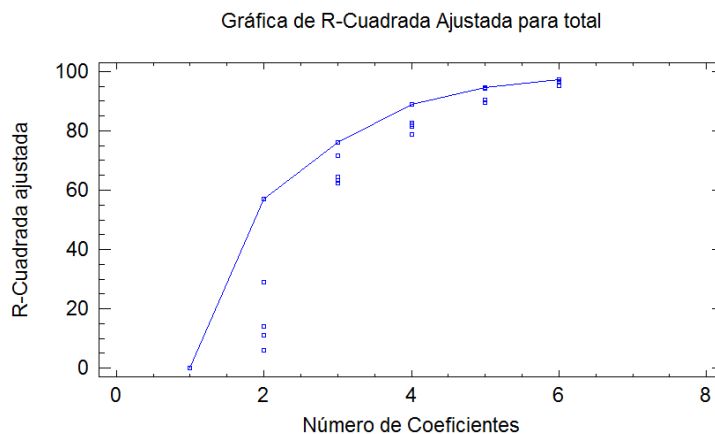
**Tabla 29. Modelos con Menor Cp.**

<i>CME</i>	<i>R-Cuadrada</i>	<i>R-Cuadrada Ajustada</i>	<i>Cp</i>	<i>Variables Incluidas</i>
7,38406E11	0,0	0,0		
7,38406E11	1,38889	0,0		A
5,25472E11	29,8254	28,837		B
6,94597E11	7,23938	5,93289		C
6,3392E11	15,3426	14,1502		D
6,56439E11	12,3352	11,1005		E
5,04985E11	33,5112	31,6115		AB
7,0404E11	7,30255	4,65405		AC
6,31573E11	16,8439	14,468		AD

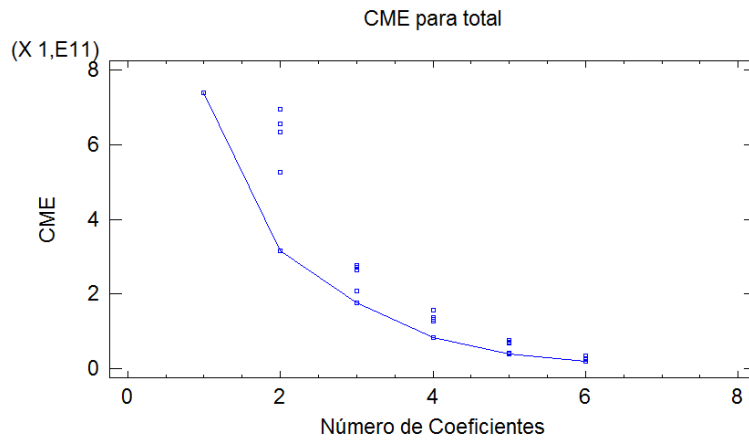
Debido a que se definió como parámetro principal los valores de R-cuadrada, ya que correlacionaba cinco de las variables establecidas con los ajustes obtenidos en las gráficas.

Estos comportamientos están representados en las siguientes gráficas:

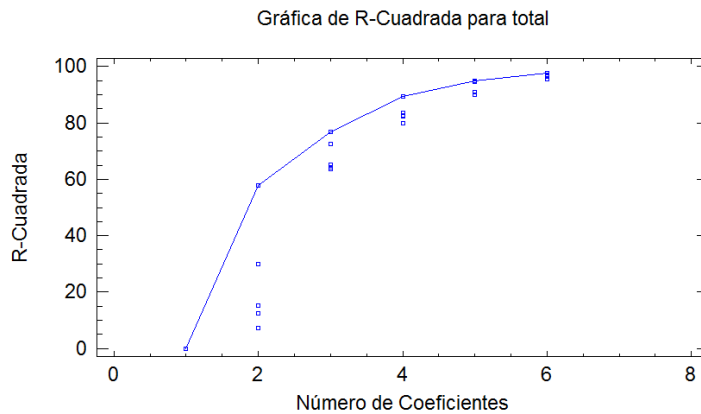
**Gráfica 3. Gráfico de R-cuadrada ajustada.**



**Grafica 4. Gráfico de CME.**



**Grafica 5. Gráfico de R-cuadrada.**



**5.5.2 Caso 2 Campo Castilla.** Para la evaluación y el comparativo con los datos reportados, junto con las variables estimadas en el documento anterior, se genera la siguiente evaluación

- Variable dependiente: Costo total
- Variables independientes:
  - Costos movilización.
  - Costos perforación.
  - Negociación de tierras.
  - Obras.

- Recuperación de tierras.

**Tabla 30. Evaluación de variables campo Castilla.**

		<i>Error</i>	<i>Estadístico</i>	
<i>Parámetro</i>	<i>Estimación</i>	<i>Estándar</i>	<i>T</i>	<i>Valor-P</i>
CONSTANTE	-5,18048E-9	0,0473178	-1,09483E-7	1,0000
Costos movilización	1,0	3,6489E-8	2,74055E7	0,0000
Costos perforacion	1,0	6,4505E-9	1,55027E8	0,0000
negociacion de tierras	1,0	9,91786E-8	1,00828E7	0,0000
Obras	1,0	2,60814E-8	3,83415E7	0,0000
Recuperacionde tierras	1,0	4,85897E-7	2,05805E6	0,0000

**Tabla 31. Análisis de Varianza campo Castilla.**

<i>Fuente</i>	<i>Suma de Cuadrados</i>	<i>Gl</i>	<i>Cuadrado Medio</i>	<i>Razón-F</i>	<i>Valor-P</i>
Modelo	5,89643E13	5	1,17929E13	*****	0,0000
Residuo	0,112657	67	0,00168144		
Total (Corr.)	5,89643E13	72			

R-cuadrada = 100,0 porciento

R-cuadrado (ajustado para g.l.) = 100,0 porciento.

Error estándar del est. = 0,0410054.

Error absoluto medio = 8,99428E-10.

Estadístico Durbin-Watson = 1,10983 (P=0,0000).

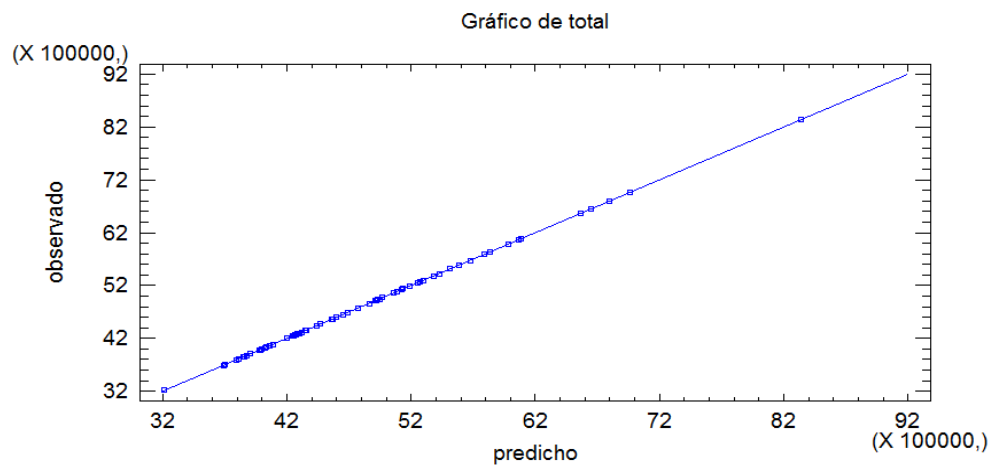
Autocorrelación de residuos en retraso 1 = 0,441233.

Los resultados de ajustar un modelo de regresión lineal múltiple para describir la relación entre Costo total y 5 variables independientes. La ecuación del modelo ajustado es:

**Costo total =  $-5,18048E-9 + 1,0 \cdot \text{Costos movilización} + 1,0 \cdot \text{Costos perforación} + 1,0 \cdot \text{negociación de tierras} + 1,0 \cdot \text{Obras} + 1,0 \cdot \text{recuperación de tierras}$**

Puesto que el valor-P en la tabla ANOVA es menor que 0,05, existe una relación estadísticamente significativa entre las variables con un nivel de confianza del 95,0%.

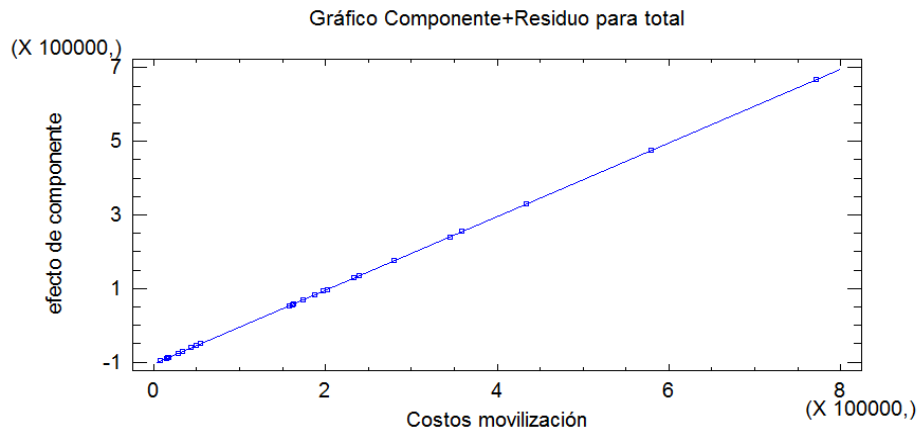
**Grafica 6. Comparativo valores predichos y los registrados campo Castilla.**



**Grafica 7. Gráfico de residuos con respecto al predicho campo Castilla.**



**Grafica 8. Gráfico de componente + residuo campo Castilla.**



Para el caso del campo Castilla determinamos los otros valores para hacer un comparativo.

**Tabla 32. Matriz de Correlación para las estimaciones de los coeficientes.**

	CONSTANTE	Costos movilización	Costos perforacion	111Recuperación de tierras
CONSTANTE	1,0000	0,1979	-0,4033	-0,1475
Costos movilización	0,1979	1,0000	-0,2265	0,0285
Costos perforacion	-0,4033	-0,2265	1,0000	-0,3593
Recuperación de tierras	-0,1475	0,0285	-0,3593	1,0000
Obras	-0,5399	-0,2954	0,1373	-0,0338
Recuperación de tierras	-0,7765	-0,0810	-0,1383	0,2442

	Obras	Recuperación de tierras
CONSTANTE	-0,5399	-0,7765
Costos movilización	-0,2954	-0,0810
Costos perforacion	0,1373	-0,1383
Recuperación de tierras	-0,0338	0,2442
Obras	1,0000	0,2059
Recuperación de tierras	0,2059	1,0000

**Tabla 33. Resultados de la Regresión para campo Castilla.**

	Ajustado	Error Est.	Inferior 95,0%	Superior 95,0%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Fila		LC para Pronóstico	LC para Pronóstico	LC para Pronóstico	LC para la Media	LC para la Media

**Tabla 34. ANOVA adicional para Variables en el Orden Ajustado.**

Fuente	Suma de Cuadrados	de	Gl	Cuadrado Medio	Razón-F	Valor-P
Costos movilización	9,71467E12		1	9,71467E12	*****	0,0000
Costos perforacion	4,64176E13		1	4,64176E13	*****	0,0000
negociacion de tierras	3,00382E11		1	3,00382E11	*****	0,0000
Obras	2,52455E12		1	2,52455E12	*****	0,0000
Recuperacion de tierras	7,12185E9		1	7,12185E9	4235562812100,93	0,0000
Modelo	5,89643E13		5			

**Tabla 35. Puntos Influyentes.**

Fila	Influencia	Distancia de Mahalanobis	DFITS
57	0,412153	48,7936	-7,3855E-8
68	0,336847	35,0782	-1,97286E-8

Influencia media de un solo punto = 0,0821918.

Evaluando el modelo descrito se realizó el análisis de la regresión, de la siguiente manera:

Selección del Modelo de Regresión – total:

- Variable dependiente: costo total.
- Variables independientes:
  - A=recuperacion de tierras.
  - B=Obras.
  - C=negociacion de tierras.

D=Costos perforación.

E=Costos movilización.

Número de casos completos: 73

Número de modelos ajustados: 32

**Tabla 36. Resultados de los Modelos campo Castilla.**

	<i>R-Cuadrada</i>			<i>Variables</i>
<i>CME</i>	<i>R-Cuadrada</i>	<i>Ajustada</i>	<i>Cp</i>	<i>Incluidas</i>
8,18949E11	0,0	0,0	2,98005E16	
8,18949E11	1,38889	0,0	2,97307E16	A
8,04084E11	3,17877	1,81509	2,88533E16	B
7,11888E11	14,2804	13,073	2,55449E16	C
7,79525E10	90,6136	90,4814	2,7972E15	D
6,93657E11	16,4755	15,2991	2,48908E16	E
8,09047E11	3,95326	1,20907	2,86225E16	AB
7,0769E11	15,986	13,5856	2,50366E16	AC
7,74921E10	90,8005	90,5376	2,74151E15	AD
7,02831E11	16,5629	14,179	2,48647E16	AE
6,99938E11	16,9063	14,5322	2,47624E16	BC
2,02225E10	97,5993	97,5307	7,15431E14	BD
6,98642E11	17,0601	14,6904	2,47165E16	BE
7,54151E10	91,047	90,7912	2,66803E15	CD
5,94326E11	29,4441	27,4282	2,1026E16	CE
4,04579E10	95,197	95,0598	1,43132E15	DE
6,86048E11	19,7187	16,2282	2,39243E16	ABC
2,0413E10	97,6113	97,5074	7,11853E14	ABD
7,06755E11	17,2956	13,6998	2,46464E16	ABE
7,58758E10	91,121	90,735	2,64598E15	ACD
5,92881E11	30,6211	27,6047	2,06753E16	ACE
3,89826E10	95,4383	95,2399	1,35942E15	ADE
1,87511E10	97,8057	97,7103	6,539E14	BCD
5,99373E11	29,8614	26,8119	2,09017E16	BCE
2,48164E9	99,7096	99,697	8,65413E13	BDE
3,66908E10	95,7064	95,5198	1,2795E15	CDE
1,85716E10	97,8582	97,7323	6,38254E14	ABCD
5,94273E11	31,466	27,4346	2,04235E16	ABCE
2,51384E9	99,7101	99,693	8,63935E13	ABDE
3,63506E10	95,8079	95,5613	1,24927E15	ACDE
1,04733E8	99,9879	99,9872	3,59938E12	BCDE
0,00185643	100,0	100,0	6,0	ABCDE

Los modelos evaluados muestran que el de mayor valor de *R-cuadrada* ajustada y menor valor del estadístico *Cp* de Mallows, es el que más se ajusta. El *Cp* es una medida del bias (sesgo) en el modelo; esta medición se basa en la

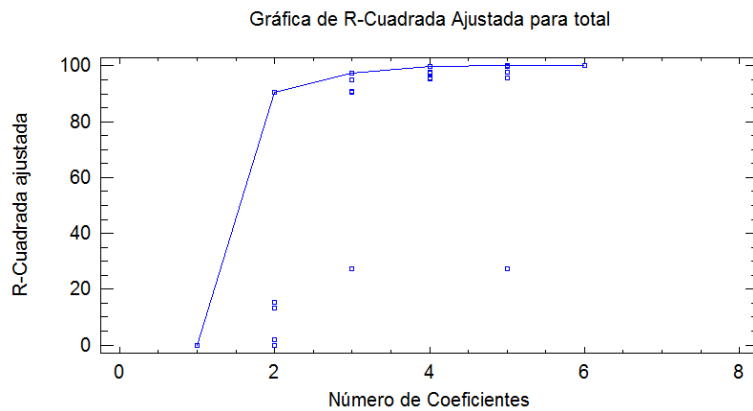
comparación entre el cuadrado medio del error total y la varianza del error verdadero.

Para ambos casos se reportó el siguiente valor:

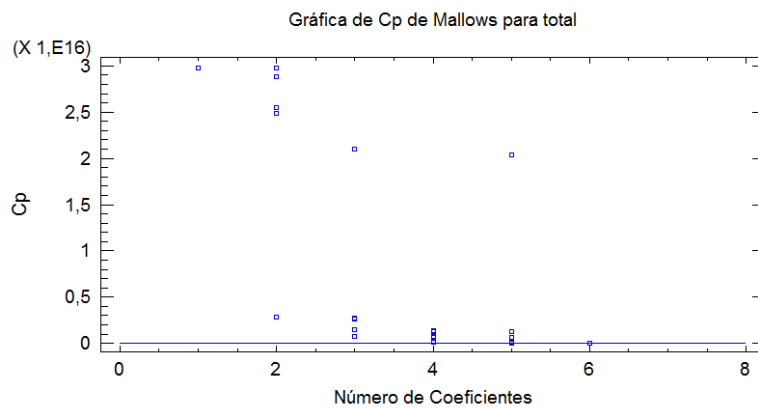
		<i>R-Cuadrada</i>			<i>Variables</i>
<i>CME</i>	<i>R-Cuadrada</i>	<i>Ajustada</i>	<i>Cp</i>		<i>Incluidas</i>
0,00185643	100,0	100,0	6,0		ABCDE
1,04733E8	99,9879	99,9872	3,59938E12		BCDE

Lo cual podemos interpretar en las siguientes gráficas.

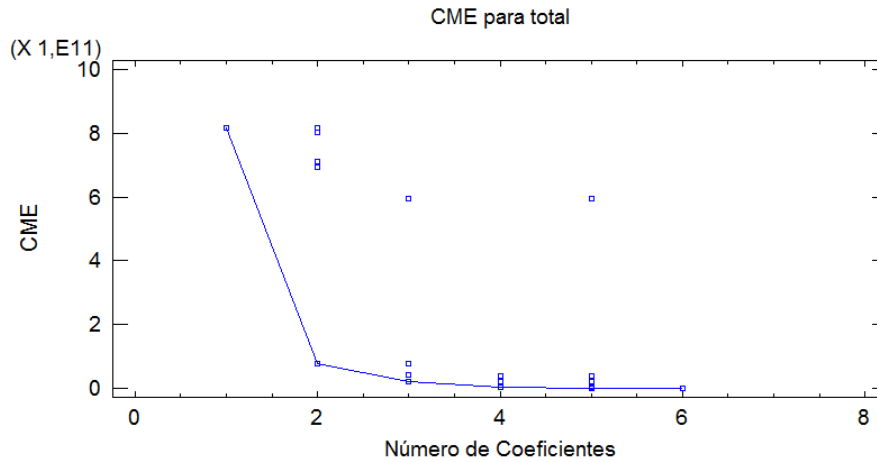
### Grafica 9. Gráfico de R-cuadrada ajustada.



### Grafica 10. Gráfico de Cp de Mallows.



**Grafica 11. Gráfico de CME.**



## 5.6 CONSTRUCCIÓN MODELO MATEMÁTICO.

Determinadas las correlaciones entre:

- Costo de perforación y Recuperación de tierras.
- Costo de perforación y Obras totales.
- Costo de perforación y Costos totales.
- Negociación de tierras y Recuperación de tierras.
- Negociación de tierras y Obras totales.
- Recuperación de tierras y Obras totales.

Bajo el hecho que cada variable aquí descrita está compuesta por un número de variables subjetivas con porcentaje de inherencia, descrito en los capítulos anteriores, se procede a estudiar que método de estimación matemática predictivo se ajusta al desarrollo de los campos.

**5.6.1 Modelo estimación costos.** Para realizar el modelo de estimación de costos utilizando las curvas de aprendizaje y correlaciones, es necesario

establecer los parámetros que influyen en la totalización del presupuesto del pozo a perforar los cuales son tiempo y costo.

La estimación de costos es la suma de cada una de las etapas y subproductos necesarios para llevar a cabo la perforación, conocido como AFE o por sus siglas “Authorization For Expenditure” el cual se resume como una carta de ruta para la perforación del pozo, conteniendo una descripción del proyecto, un resumen de actividades y el costo de cada una de las fases anexando cada una de las justificaciones técnicas.

Los elementos que componen un estimativo son principalmente los servicios de perforación: equipos, revestimiento, personal, equipo de perforación, servicios, etc.

Los factores que influyen en el costo de un pozo, independiente si son parte de un grupo de perforaciones o un pozo exploratorio son:

- Localización Geográfica: la ubicación puede estar dada por su referencia geoestacionaria, plataforma oceánica, en suelo firme, el país y región, tipo de suelo y características poblacionales.
- Tipo de pozo exploratorio y/o desarrollo.
- Características de perforabilidad.
- Profundidad.
- perfil del pozo: Vertical, horizontal o multilateral.
- Características de superficie.
- Costos del equipo de perforación.
- Tipo de completamiento.
- Conocimiento socio-económico – cultural del área a perforar.

**5.6.2 Estimación en tiempo.** El tiempo que dure la perforación y completamiento del pozo es directamente proporcional al costo final del pozo. Usando las

correlaciones obtenidas en el proceso de análisis matemático se encontraron las siguientes:

- Tiempo de perforación: Tiempo directo que se emplea en la perforación y creación del hueco, incluyendo la circulación, trabajos de perforación direccional y tiempo de apertura de agujero.
- Cementación: tiempo de corrida y cementación del casing, instalación de BOPS y cabezal del pozo.
- Tiempo de prueba y completamiento de pozo.
- Evaluaciones: evaluación de formación, registros.
- Instalada y desinstalada del equipo de perforación.
- Tiempos no productivos.

Para realizar la totalización del tiempo y poder incluirla en el AFE se deben considerar el tiempo de perforación o hechura del hueco, el tiempo de corrida y cementación del revestimiento, el tiempo de toma de registros, tiempo de montaje cabezal de pozo, tiempo de circulación, tiempos de completamiento y normalización de pozo.

De lo considerado en las correlaciones, se encontró que los tiempos estimados son posibles calcularlos por etapas teniendo en consideración los datos históricos de cada uno de los pozos que puedan correlacionarse, este ejercicio requiere de experiencia del ingeniero de perforación y conocimiento de experiencias previas en la perforación de áreas similares

**5.6.3 Cálculo de curva de aprendizaje en tiempo.** Se aplica para un pozo en un campo del Magdalena Medio (Tisquirama –San Roque), con las siguientes fases:

**Tabla 37. Etapas de la perforación de un pozo en el campo Tisquirama.**

DIAMETRO 1	DIAMETRO 2	FASE	PROFUNDIDAD -METROS
36"	30"	Conduccion	50
26"	20"	Casing	595
17,5"	13,7"	Casing	1421
12,2"	9,6"	Casing	2334
8,5"	7"	Casing	3620
<b>PROFUNDIDAD ESTIMADA</b>			3620

De los datos históricos se tiene que existen tiempos medidos y parametrizados para cada sección.

**Tabla 38. Tiempos parametrizados para cada sección campo Tisquirama.**

DIAMETRO	METROS A PERFORAR A - B	OFFSET ROP (M/Hr)	TIEMPO PLANEADO A/B	DIAS TOTALES PLANEADOS
26" X 36"	47	5,5	8,55	0,36
26"	545	5,5	99,09	4,13
17 1/2"	826	7,9	104,56	4,36
12 1/4"	913	4,6	198,48	8,27
8 1/2"	1280	2,5	512,00	21,33
<b>TOTAL DIAS</b>				38,44

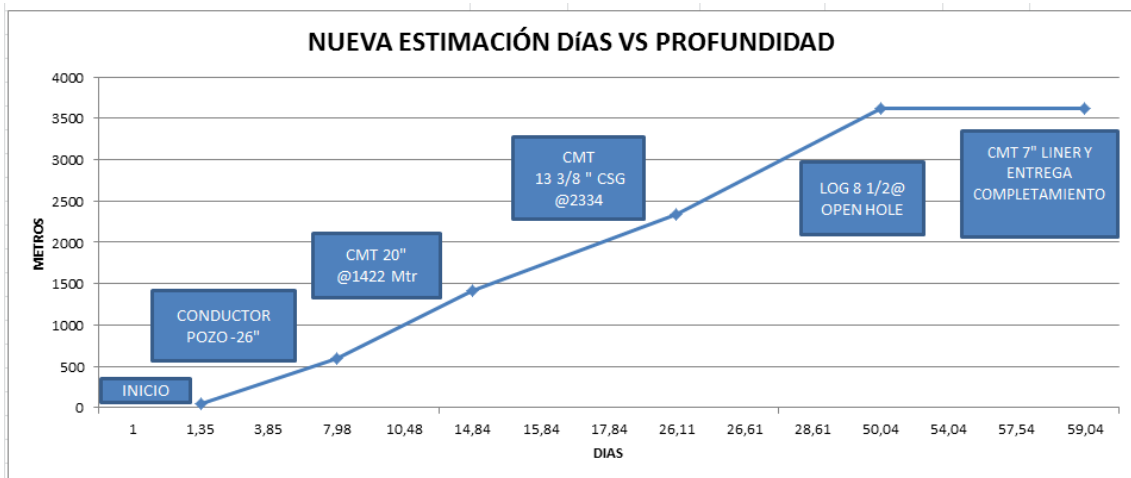
El tiempo estimado de perforación para la finalización del pozo es de 38,4 días. Esto se debe confrontar contra los datos históricos de tiempo por profundidad de cada sección.

**Tabla 39. Tiempo total por profundidad de cada sección campo Tisquirama.**

Descripcion de la operación	Profundidad Etapa	Dias en actividad	Dias Días acumulados
Rig up para perforar		1	1
Perforacion 36" hasta 50Metros	50	0,35	1,35
Corrida cementacion 26"		2,5	3,85
Perforacion 26" hasta 596 metros	596	4,13	7,98
Corrida cementacion 20" casing/ UN diverter		2,5	10,48
Perforacion 17,5" hasta 1422	1422	4,36	14,84
Verificacion Log Hole		1	15,84
Cementacion 13 3/8" Casing / UN		2	17,84
Perforacion 12 1/4" 2334 metros	2334	8,27	26,11
Log 12 1/4"		0,5	26,61
Corrida cementacion 9 5/8" Csg		2	28,61
Perforacion 8 1/2" hasta 3620 metros	3620	21,43	50,04
Log 8 1/2" Loggin con hueco abierto		4	54,04
Corrida cementacion 7" corrida Liner		3,5	57,54
Desplaamiento hueco para fluidos-Completamiento y Testeo		1,5	59,04
<b>TOTAL DIAS POZO</b>			<b>59,04</b>

El resultado obtenido es la nueva curva estimada de tiempo de perforación del pozo (gráfica 13).

**Gráfica 12. Curva estimada de tiempo de perforación para cada etapa campo Tisquirama.**



Este ejercicio debe ser repetido de manera cuantitativa para cada estimación que sea requerida.

**5.6.4 Elementos de estimación de costos del pozo en presupuesto.** Bajo el estudio de las correlaciones encontradas, se muestra que existen tres elementos principales que componen el costo de perforación:

- Servicios de perforación.
- Equipo de perforación.
- Tangibles.

**5.6.4.1 Costo equipo de perforación:** como el nombre lo indica es el costo asociado al equipo y accesorios necesarios para la perforación del pozo. Este costo puede representar hasta el 70% del costo final del pozo.

El costo del equipo de perforación depende directamente de la rata de perforación por día expresado como **\$US/día**.

La rata de perforación depende de:

- Tipo de equipo de perforación.
- Condiciones del mercado.
- Duración y alcance del contrato.
- Días en pozo.
- Movilización y desmovilización.
- Supervisión.
- Costos adicionales por accesorios específicos.

**5.6.4.2 Tangibles:** hacen referencia a los materiales usados en el proceso de perforación y completamiento.

- Revestimiento o casing: longitud, tipo y selección del casing según, grado y peso, diámetro por sección de pozo perforado.
- Tubería de producción y equipos de completamiento.
- Cabezal de pozo y accesorios.
- Brocas.

- Productos de cementación.
- Productos para el lodo.
- Productos Control solidos.
- Combustibles y lubricantes.

**5.6.4.3 Servicios de perforación:** hacen referencia a cualquier servicio requerido para la perforación y completamiento del pozo donde se incluyen servicios específicos como:

- Comunicaciones.
- Perforación direccional.
- Motores fondo de hueco.
- Registros eléctricos.
- Ingeniero Registros.
- Ingeniero Perforación direccional.
- Cañoneo.
- Cementación.
- Pesca de herramientas.
- Herramientas de completamiento.
- Servicios de casing.

**5.6.4.4 Tiempos no productivos:** Es el tiempo requerido para la generación de sinergia, arranque, estabilización u operación anormal de un sistema, este tiempo es requerido como parte de la naturaleza de la actividad de perforación y completamiento.

Los tiempos no productivos (NPT) fueron cuantificados en los datos históricos para ser incluidos dentro de los costos unitarios con los que se calcularía el estimado en el modelo propuesto, indicando un 22% del costo directo sumado al costo estimado. Los NPT son calculados y cuantificados desde el momento que ocurre

el arranque o problema hasta que se estabiliza o normaliza la operación. Se clasifican como:

- NPT Equipo de perforación.
- NPT Equipo superficie.
- NPT Equipo de bajada revestimiento.
- Equipo de registros (Logging).
- NPT Pesca y equipo Botton Hole Assambly.
- Equipo de cementación y Hardware Casing.
- NPT fluidos.
- NPT por problemas de pozo.
- NPT por control de pozo.
- NPT en completamiento y testeo de pozo.

**5.6.4.5 Tiempos de Stand by:** Son los tiempos no predecibles de manera cuantificable como los son el clima, problemas sociales – culturales y detención de actividades por aspectos contractuales. Este rubro queda considerado según la materialización del riesgo en las contingencias de cada uno de los proyectos. Cada servicio y tiempo se correlacionó con datos históricos dando como resultado una base de datos, utilizada para el cálculo de predicción de costos en software Labview y exportado utilizando la herramienta Visual Basic.

Para la estimación en costo se usaron las correlaciones obtenidas para cada campo de desarrollo y exploración de la Compañía Ecopetrol S.A, haciendo posible la obtención de curvas métricas de costos, determinadas por profundidades y días de operación (tabla 40).

Con estas métricas y el conjunto de paramétricos es posible incluirlas en el modelo para la normalización de datos y obtención de curvas de aprendizaje. Las curvas fueron construidas con datos de las campañas en vigencias 2011-2014, sin

incluir sobrecostos de ningún tipo que afectarán la correlación tiempo-costo de cada una de las variables; obteniéndose resultados de parámetros de Media, desviación, máximos, mínimos y % de error. Estos parámetros se adquieren para cada sistema, subvariable y variable macro, lo que facilita la estimación de costos para cada uno de los casos de estudio (ver anexo No. 3).

**Tabla 40. Ejemplo formato métricas.**

GERENCIA:	GEC		FECHA DE ACTUALIZACION:	26/05/2013		<b>DIAS POR CADA 1000 (Pies)</b>				
CAMPO:	CASTILLA		VIGENCIA DE LA METRICA:	2012		EJECUTADO			ds	
TIPO:	VERTICAL	<input type="checkbox"/>	DESVIADO	<input checked="" type="checkbox"/>	HORIZONTAL	<input type="checkbox"/>	minimo	medio	maximo	ds
CLASIFICACION:	EXPLORATORIO	<input type="checkbox"/>	DESARROLLO	<input checked="" type="checkbox"/>	INYECCION AIRE	<input type="checkbox"/>	0,362412633	0,638536543	1,449650531	24,32%
ACTIVIDAD:	PERFORACION	<input type="checkbox"/>	COMPLETAMIENTO	<input checked="" type="checkbox"/>			0,204595557	0,520013708	0,818382229	21,31%

ACTIVIDADES	CONVENCIONES				PROFUNDIDAD				ds
	n= Cantidad de datos		ds= desviacion estandar		5000 - 8999				
	PLANEADO (\$/ ft)				EJECUTADO (\$/ ft)				
	n	Minimo	Medio	Maximo	n	Minimo	Medio	Maximo	
EQUIPO DE PERFORACION / WORKOVER	21	\$139.464,00	\$156.990,00	\$174.330,00	21	\$154.192,11	\$217.584,13	\$505.840,36	39%
TRANSPORTE Y ARMADA EQUIPO PARA INICIAR OPERACIONES					21	\$981,14	\$32.077,53	\$93.124,71	100%
DESARMADA, TRANSPORTE Y ARMADA ENTRE POZOS									
DESMOVILIZACION FINAL EQUIPO DE PERFORACION									
SERVICIO REGISTROS ELECTRICOS	21	\$26.962,00	\$26.962,00	\$26.962,00	21	\$15.033,39	\$78.814,71	\$193.795,70	192%
CAÑONEO CON CABLE - TCP	21	\$76.499,38	\$79.615,32	\$79.882,00	21	\$41.495,73	\$155.427,21	\$488.755,85	95%
SERVICIO DE FLUIDO DE PERFORACION	21	\$7.914,00	\$8.379,52	\$12.801,92	21	\$1.600,80	\$10.801,22	\$41.223,58	29%
TERMINACION Y UNIDAD DE FILTRACION					21	\$1.347,92	\$3.787,56	\$6.227,20	100%
SERVICIO DE TRATAMIENTO DE CORTES Y FLUIDOS RESIDUALES	21	\$26.509,00	\$26.850,05	\$30.090,04	21	\$24.199,00	\$45.850,60	\$114.376,00	71%
SERVICIO DE CEMENTACION					21	\$2.678,45	\$11.512,84	\$20.506,94	100%
SERVICIO DE CORAZONAMIENTO									
SERVICIO DE UNIDAD DE GEOLOGIA					21	\$3.633,12	\$14.213,44	\$21.457,68	100%
SERVICIO DE PERFORACION DIRECCIONAL					21	\$217.736,98	\$217.736,98	\$217.736,98	100%
SERVICIO DE BAJADA DE TUBULARES Y ALQUILER DE ESTABILIZADORES	21	\$8.765,95	\$8.765,95	\$8.765,95	21	\$2.016,08	\$9.114,14	\$15.836,32	4%
ALQUILER DE MARTILLOS HIDRAULICOS	21	\$1.383,85	\$1.383,85	\$1.383,85	21	\$696,00	\$2.602,14	\$7.828,03	88%
SERVICIO DE PRUEBAS DE PRODUCCION Y CAÑONEO TCP									
SERVICIOS DE COILED TUBING Y NITROGENO									
SERVICIO DE PERFORACION BAJO BALANCE									
SERVICIOS DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD	21	\$1.965,00	\$1.974,94	\$2.069,96	21	\$1.704,69	\$2.941,70	\$7.106,45	49%
SERVICIOS DE INSPECCION					21	\$12.869,04	\$12.869,04	\$12.869,04	100%
SERVICIOS DE SOLDADURA DE CABEZAL									
SERVICIO DE EMPAQUE DE CIRCULACION									
SERVICIO CORTE EN FRIO									
SERVICIO DE LIMPIEZA DE REVESTIMIENTO	21	\$5.173,74	\$18.375,36	\$19.765,00	21	\$11.714,84	\$42.019,37	\$80.008,31	129%
SERVICIO DE LINER HANGER					21	\$4.524,00	\$28.691,44	\$72.595,12	100%
SERVICIO DE COMUNICACIONES	21	\$3.045,00	\$3.055,05	\$3.150,48	21	\$1.794,32	\$3.392,97	\$7.018,58	11%
SERVICIOS PROFESIONALES DE SUPERVISION E ING. DE PERFORACION	21	\$13.198,33	\$24.823,70	\$26.489,00	21	\$6.728,00	\$13.761,79	\$27.316,48	-45%
ASESORIA OPERACIONES DE PERFORACION (ASESORES, ESTUDIOS ICP Y OTROS)									
SERVICIOS PROFESIONALES DE WELL SITE									
CONTROLADOR DE FILTRADO Y REDUCTOR DE PRESIONES DIFERENCIALES									
SUMINISTRO DE BROCCAS	21	\$7.675,14	\$7.675,14	\$7.675,14					-100%
HERRAMIENTAS DE FONDO Y SUPERFICIE (TUBERIAS, PESCA, DIVERTER, MOLEDORES, PE	21				21	\$968,83	\$3.219,12	\$5.469,40	100%

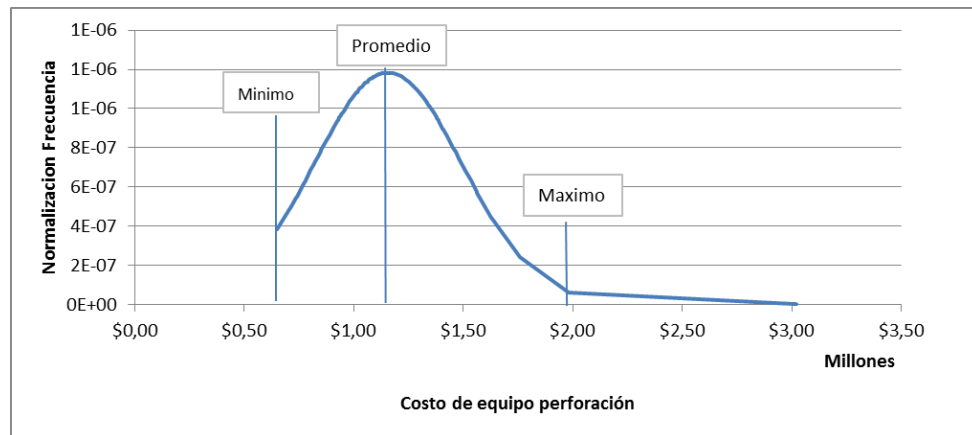
El siguiente paso es utilizar el método de pronóstico probabilístico y crear las curvas de frecuencia y aprendizaje de cada uno de los sistemas.

Si bien este costo es aproximado, está ligado a la correlación de cada variable con el tiempo y costo, determinando las variables fijas y cambiantes de cada actividad concretando así las actividades a evaluar en la consecución de un pozo estimado.

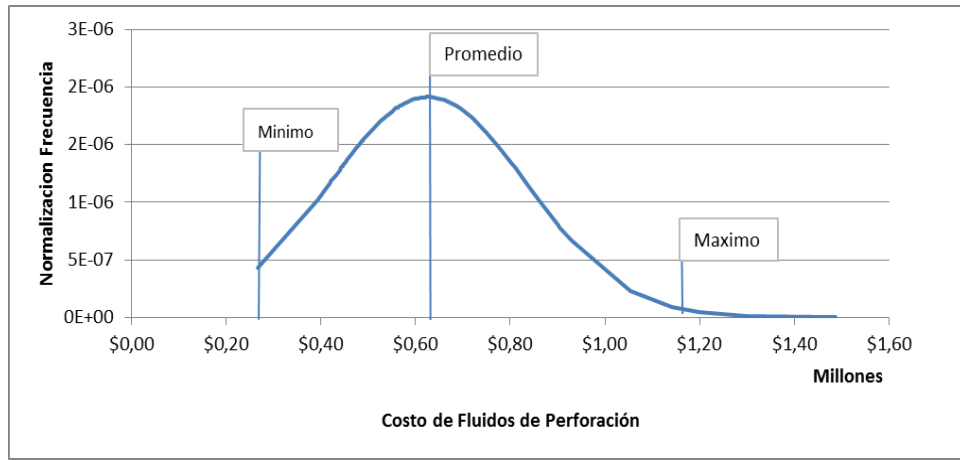
Como ejemplo tenemos la curva de aprendizaje para un sistema de perforación entre los 9000 y 11000 pies en los rangos de tiempo determinados de 33 días de perforación y 10 de completamiento. La movilización se discrimino debido a que este pozo en particular estuvo estimado incluyendo ese ítem como parte del costo unitario en cada servicio de perforación.

Como puede observarse en la curva pronóstico (gráfica 13) existe una serie de datos que exceden el máximo permitido, estos datos corresponden a la materialización de riesgos de cada uno de los servicios. Estos permitirán utilizarse como cuantificación de la contingencia del pozo.

**Gráfica 13. Curva aprendizaje equipo perforación entre 9.000-11.000 ft profundidad.**

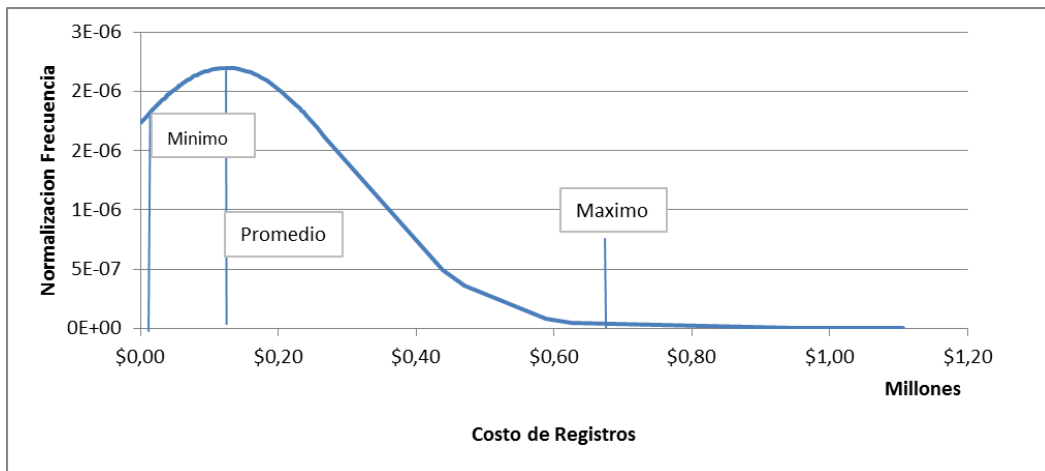


**Grafica 14. Curva aprendizaje Fluidos de Perforación entre 7.000–9.000 ft profundidad.**



Cabe resaltar que estos mínimos y máximos para el proceso de estimación darán el rango de +15% -20% del valor final estimado en la estructuración del modelo.

**Grafica 15. Curva aprendizaje para registros eléctricos para profundidades mayores a 11.000 ft.**



Este ejercicio es reproducible, ajustable en tiempo y costo dando una flexibilidad en el uso y dando mayor confiabilidad a los datos obtenidos. El manejo de los datos y la obtención del estimado requiere de experiencia en manejo de control

costos y un conocimiento del campo en el que se realizara el pozo dando esto la capacidad de elegir el dato en la normalización máxima y mínima que se requiera según sea la necesidad o si por el contrario se requieren la optimización de costos de algún servicio o tangible.

**5.6.5 Funcionamiento de herramienta creada.** La herramienta se diseña en lenguaje de programación Labview, mediante la cual se generan las correlaciones, tomando como base el análisis de los resultados obtenidos en los capítulos anteriores.

Se usa el loop de cálculo frecuente, dando como entrada las variables determinadas con un numeral alfanumérico. En el loop (tiempo de cálculo y reproceso de cálculo para cada correlacion matricial) se realiza la programación para determinar la ecuación de análisis multivariable. Con los análisis multivariados anteriores, el modelo del AFE del campo Tisquirama (TSR) del área del Magdalena Medio, se desarrolla a partir de un modelo estandarizado de costos aproximado, ajustándolo para lograr un mejor comportamiento respecto a los resultados obtenidos en las pruebas regionales.

Cabe resaltar que el sistema está propuesto para evaluar las variables, logrando así un modelo ajustado para los costos asociados.

Luego de encontrar las correlaciones del caso, se evalúan todas las líneas del AFE con la herramienta diseñada bajo la estructura de visual Basic de pronóstico de costos. Estos pronósticos estimados determinan los costos según el tipo de yacimiento, localización, estructura y perfil del pozo tratado de cada línea del AFE.

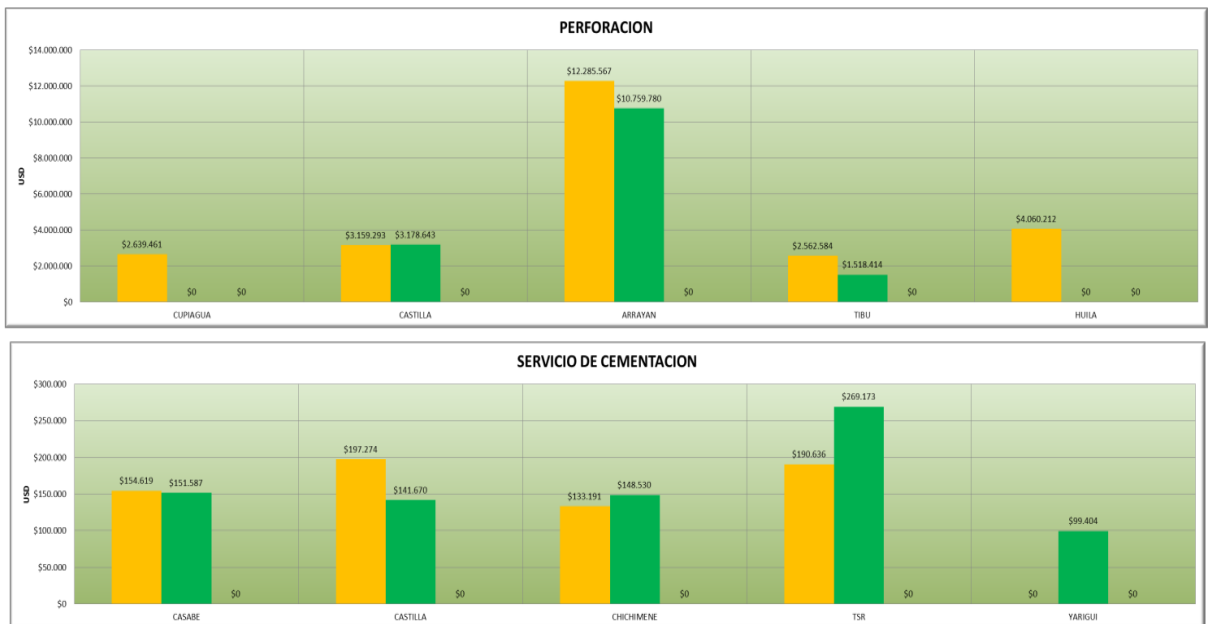
La herramienta funciona haciendo correlación entre los datos a estimar y los datos históricos que se tienen de pozos similares, con énfasis en las líneas a estimar de las variables determinadas para cada una de las fases de perforación. Estos

costos pronóstico son filtrados de manera que no se incluyan costos reflejados en contingencias, que afectarían la objetividad del resultado.

La herramienta también permite tener costos en p50 y p90 (gráfica 16) dando la elección del costo final al estimador bajo el conocimiento que tenga del proceso y de las características del pozo.

Finalmente se obtiene una comparación del campo estimado contra otros campos de las diferentes gerencias y posteriormente la construcción de los datos del AFE.

**Gráfica 16. Costos calculados por la herramienta en los escenarios p50 y p90.**



**5.6.6 Proceso de estimación de costos utilizando el modelo obtenido.** Una vez obtenidas las correlaciones con el modelo matemático de Mallows y las curvas de aprendizaje normalizadas; para variarlas con el tiempo-costo de los contratos vigentes, es posible usar el método de predicción estadística para un pozo en particular.

Se toma como ejemplo un pozo de desarrollo en el área del Magdalena Medio campo Tisquirama (TRS) a una profundidad total de 3890 metros, tipo desviado al cual se le simula un fracking de 10 etapas.

**Tabla 41. Fases de perforación de un pozo del campo Tisquirama.**

DIAMETRO 1	DIAMETRO 2	FASE	PROFUNDIDAD - METROS	HH/Mtr	CASING SIZE	TIEMPO CEMENTACION	UN	TOTAL
36"	30"	Conducción	50	5,5	26"	0,5	2	2,5
26"	20"	Casing	700	4,6	20"	0,5	1,5	2
17,5"	13,7"	Casing	1320	7,9	13 3/8"	1	1	2
12,2"	9,6"	Casing	2455	4,6	9 5/8"	1	1	2
8,5"	7"	Casing	3890	2,5	7"	2	1,5	3,5
<b>PROFUNDIDAD</b>			3890	METROS	<b>TOTAL DIAS CASING</b>			12

El primer paso es la estimación en tiempo usando las curvas de aprendizaje de los datos históricos del campo. El tiempo total de construcción del pozo se estima en 47,09 días.

**Tabla 42. Estimación en tiempo de cada fase de perforación pozo Tisquirama.**

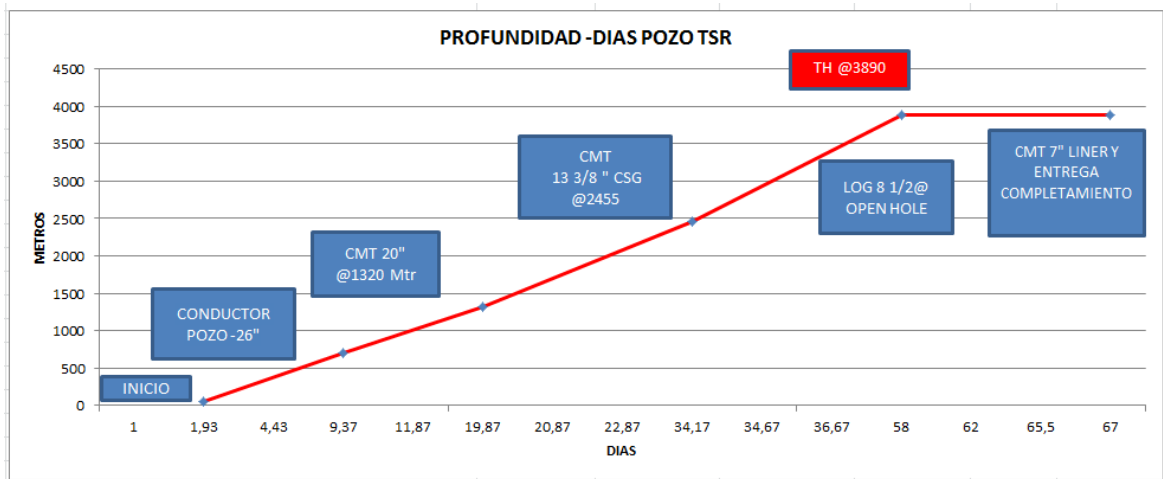
DIAMETRO	METROS A PERFORAR A - B	OFFSET ROP (M/Hr)	TIEMPO PLANEADO A/B	DIAS TOTALES PLANEADOS
26" X 36"	47	2,1	22,38	0,93
26"	545	4,6	118,48	4,94
17 1/2"	826	4,3	192,09	8,00
12 1/4"	913	3,2	285,31	11,89
8 1/2"	1280	2,5	512,00	21,33
<b>TOTAL DIAS</b>				47,09

Luego se procede a usar la herramienta de predicción, para cada etapa de perforación y completamiento del pozo. Se obtiene un acumulado total de 67 días. (Tabla 43)

**Tabla 43. Predicción del tiempo en cada etapa de perforación.**

Descripción de la operación	Profundidad Etapa	Días en actividad	Días Días acumulados
Rig up para perforar		1	1
Perforacion 36" hasta 50Metros	50	0,93	1,93
Corrida cementacion 26"		2,5	4,43
Perforacion 26" hasta 596 metros	700	4,94	9,37
Corrida cementacion 20" casing/ UN diverter		2,5	11,87
Perforacion 17,5" hasta 1422	1320	8	19,87
Verificacion Log Hole		1	20,87
Cementacion 13 3/8" Casing / UN		2	22,87
Perforacion 12 1/4" 2334 metros	2455	11,3	34,17
Log 12 1/4"		0,5	34,67
Corrida cementacion 9 5/8" Csg		2	36,67
Perforacion 8 1/2" hasta 3620 metros	3890	21,33	58
Log 8 1/2" Loggin con hueco abierto		4	62
Corrida cementacion 7" corrida Liner		3,5	65,5
DesplaZamiento hueco para fluidos-Completamiento y Testeo	3890	1,5	67
<b>TOTAL DIAS POZO</b>			67

**Grafica 17. Curva estimada de tiempo de perforación para cada etapa campo Tisquirama.**



Con 58 días para el proceso de perforación y 9 de completamiento, se inicia el proceso de estimación de costos basados en el tiempo propuesto. Se incluyeron los datos en la base de cálculo y se construyen las curvas de aprendizaje dando como resultado los valores mostrados en el anexo 3.

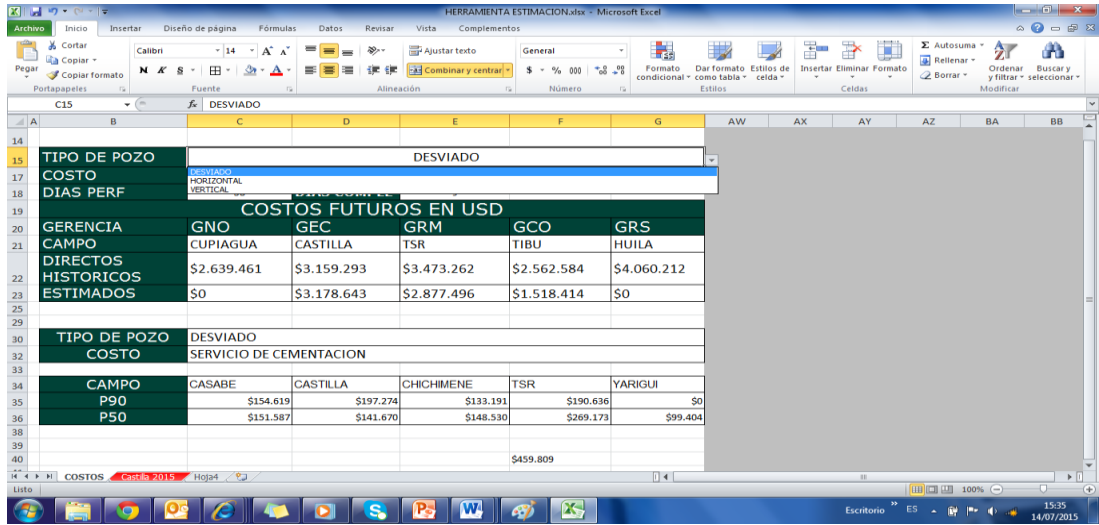
Las variables incidentes en el proceso son las siguientes: se hace medición de la correlación

- Movilización de equipo
- Lodos (Mud chemicals & water)
- Equipo de perforación (Drilling equipment & tool rental)
- Herramientas direccionales
- Combustible
- Revestimiento intermedio (intermediate casing)
- Revestimiento de producción (production casing)
- Fluidos de perforación
- Bajada de tubulares y revestimiento de perforación (casing drilling)
- Tratamiento de cortes y fluidos residuales-térmico - inyección / bioremediación.
- Gerenciamiento
- Tangibles

Luego de la corrida de la herramienta se procede a realizar la estimación de los costos futuros usando la herramienta previamente explicada. Se obtienen datos para cada uno de las líneas de AFE como se detalla a continuación:

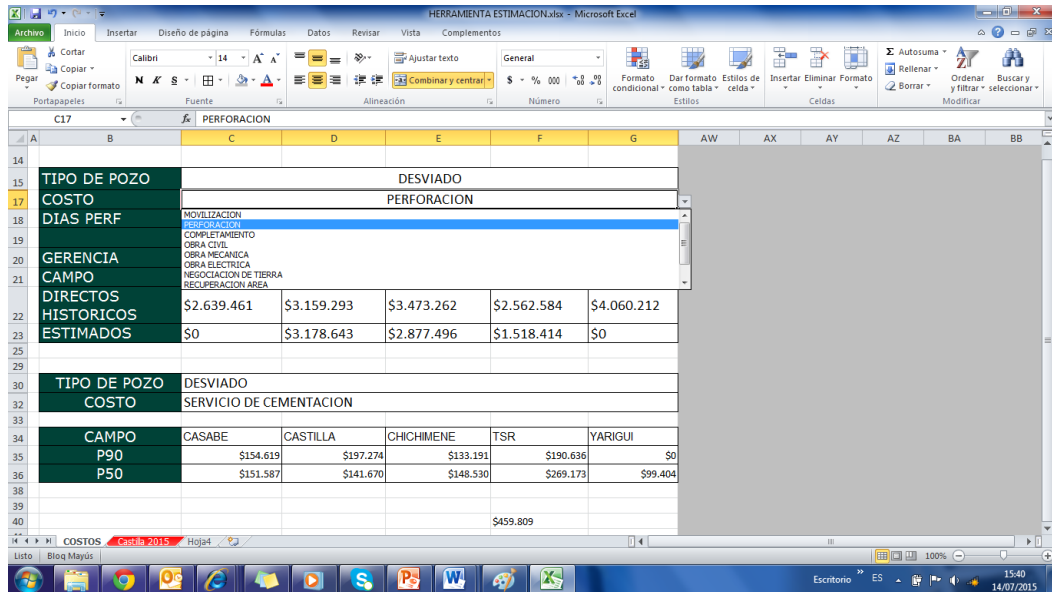
- Se hace la elección del tipo de pozo, entre desviado, horizontal y vertical. Los datos de la base de cálculo están parametrizados para estos tres tipos de pozos, el Angulo de los pozos está determinado por :
  - Horizontal: 70-98 grados de inclinación
  - Desviados: 45-70 grados de inclinación
  - Vertical: 10-44 grados de inclinación

**Figura 25. Selección del tipo de pozo en el simulador.**



- Se selecciona la variable macro que compone el costo del AFE: Perforación, completamiento, obras de facilidades y gerenciamientos. Estos datos fueron arrojados por la correlación de la ecuación de Mallows.

**Figura 26. Selección de la variable macro del AFE**



- Se introducen los días de perforación y completamiento previamente estimados y se obtiene un costo histórico promedio de los campos que se seleccionen según la gerencia y un costo total estimado que es la sumatoria automática del AFE pronosticado

**Figura 27. Costo histórico promedio de los campos de Ecopetrol S.A.**

The screenshot shows an Excel spreadsheet titled 'HERRAMIENTA ESTIMACION.xlsx'. The data is organized into several sections. The first section (rows 15-19) includes 'TIPO DE POZO' (DESVIADO), 'COSTO' (PERFORACION), and 'DIAS PERF' (58) and 'DIAS COMPLE' (9). The second section (rows 20-23) is titled 'COSTOS FUTUROS EN USD' and lists 'GERENCIA' (GNO, GEC, GRM, GCO, GRS) and 'CAMPO' (CUPIAGUA, CASTILLA, TSR, BU, HUILA). The third section (rows 24-26) shows 'DIRECTOS HISTORICOS' and 'ESTIMADOS' costs for various wells. The fourth section (rows 29-33) includes 'TIPO DE POZO' (DESVIADO) and 'COSTO' (SERVICIO DE CEMENTACION). The fifth section (rows 34-36) lists 'CAMPO' (CASABE, CASTILLA, CHICHIMENE, TSR, YARIGUI) with associated costs. The total cost at the bottom of the visible area is \$459,809.

GERENCIA	GNO	GEC	GRM	GCO	GRS
CAMPO	CUPIAGUA	CASTILLA	TSR	BU	HUILA
DIRECTOS HISTORICOS	\$2.639.461	\$3.159.293	CASABE ARRAYAN YARIGUI	\$2.562.584	\$4.060.212
ESTIMADOS	\$0	\$3.178.643	\$2.877.496	\$1.518.414	\$0

CAMPO	CASABE	CASTILLA	CHICHIMENE	TSR	YARIGUI
P90	\$154.619	\$197.274	\$133.191	\$190.636	\$0
P50	\$151.587	\$141.670	\$148.530	\$269.173	\$99.404

Total: \$459.809

- Luego de tener el costo total es posible conocer uno a uno los costos que componen el AFE. La herramienta permite establecer rangos de comparación con los datos obtenidos para otros pozos con las mismas características de otros campos.
- Los costos de fracking están asociados a el número de etapas que se calcule, que depende del espesor de las arenas del yacimiento. La herramienta permite establecer un máximo de 17 fases las cuales se adicionan al momento de consolidar el AFE.

**Tabla 44. Etapas de los costos de fracking.**

Step name	Rate (bbl/min)	Fluid name	Fluid volume (gal)	Proppant	Prop. conc. (PPA)	Prop. mass (lb)	Slurry volume (bbl)	Pump time (min)
BD	2,5	Slickwater	420	None	0,0	0	10	4,00
Pump-in	25	Slickwater	3780	None	0,0	0	90	3,60
Flowback	-	-	0	-	0,0	0	0	15,00
Rebound	-	-	0	-	0,0	0	0	45,00
Acid	8	HCl 15%	3000	None	0,0	0	71	8,93
SDT	45	Slickwater	13530	None	0,0	0	322	7,16
Shut in	-	-	0	-	0,0	0	0	15,00
Pad	45	Slickwater	20000	None	0,0	0	476	10,58
Pad	45	LG 20 ppt	40000	None	0,0	0	952	21,16
0,30 PPA	45	LG 20 ppt	10000	SinterLite, 50/120	0,3	3000	241	5,35
0,60 PPA	45	LG 20 ppt	10000	SinterLite, 50/120	0,6	6000	243	5,40
Sweep	45	LG 20 ppt	8000	None	0,0	0	190	4,23
0,90 PPA	45	LG 20 ppt	10000	SinterLite, 50/120	0,9	9000	246	5,46
1,20 PPA	45	LG 20 ppt	10000	SinterLite, 50/120	1,2	12000	248	5,52
1,20 PPA	45	Borate XL 20 ppt	16000	SinterLite, 30/60	1,2	19200	398	8,84
1,50 PPA	45	Borate XL 20 ppt	16000	SinterLite, 30/60	1,5	24000	402	8,93
Sweep	45	Borate XL 20 ppt	6000	None	0,0	0	143	3,17
1,80 PPA	45	Borate XL 20 ppt	16000	SinterLite, 30/60	1,8	28800	406	9,02
2,10 PPA	45	Borate XL 20 ppt	16000	SinterLite, 30/60	2,1	33600	410	9,12
2,40 PPA	45	Borate XL 20 ppt	16000	SinterLite, 30/60	2,4	38400	414	9,21
2,40 PPA	45	Borate XL 20 ppt	14000	SinterLite, 20/40	2,4	33600	363	8,07
2,70 PPA	45	Borate XL 20 ppt	12000	SinterLite, 20/40	2,7	32400	314	6,99
3,00 PPA	45	Borate XL 20 ppt	10000	SinterLite, 20/40	3,0	30000	265	5,88
3,30 PPA	45	Borate XL 20 ppt	6000	SinterLite, 20/40	3,3	19800	160	3,56
3,50 PPA	45	Borate XL 20 ppt	3000	SinterLite, 20/40	3,5	10500	81	1,79
FLUSH	45	Slickwater	9120	None	0,0	0	217	4,83

Fluid	Vol	UOM
HCl 15%	3000	gal
Slickwater	46843	gal
LG 20 ppt	88000	gal
Borate XL 20 ppt	131000	gal

Proppant	LBS	%
Sinterlite, 50/120	30000	10%
Sinterlite, 40/80	0	0%
SinterLite, 30/60	144000	48%
SinterLite, 20/40	126300	42%
TOTAL	300.300	100%

Total Frac	Vol	UOM
Total Clean	1018	m3
Total Slurry	1060	m3
Total Proppant	300300	lbs
Job Time	3,3	hr
Average PPA	1,12	lb/gal
% PAD Clean	25,1%	
% PAD Dirty	24,0%	

Proppant	SG	Dens
Sinterlite 20/40	3,23	26,9382

Stage 1 Kitchen Stage 2 Stage 3 Stage 4 - 17 Instructions Pricing Detail (Stage 1-17) Pricing Detail (Stage 1-1

**costos servicios y equipos**

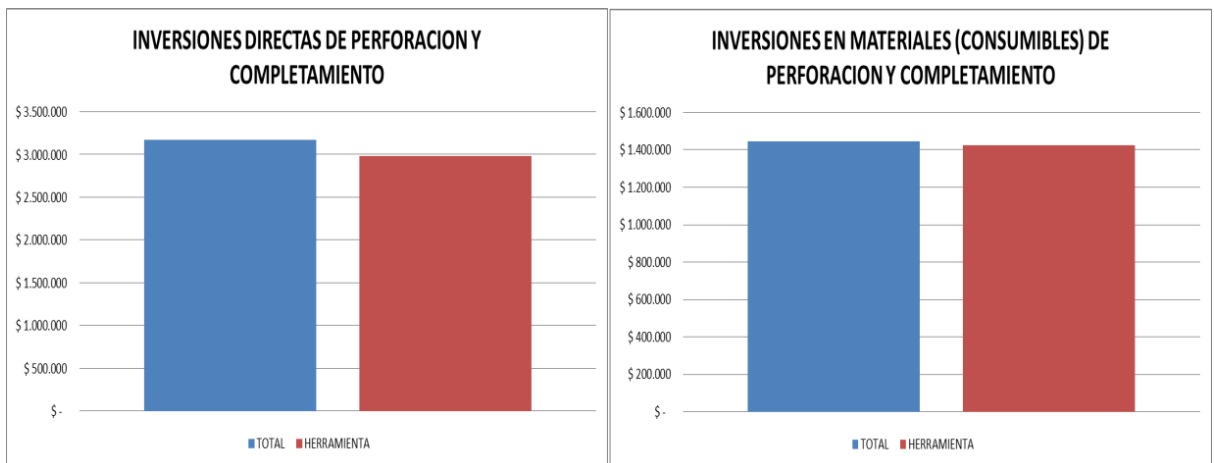
Descripcion	Aliado	Cantidad	Unidad	Costo unitario	Total
Equipment mileage <1.5 ton GWW	Weatherford	500	mi	\$5,00	\$2.500,00
Equipment mileage <1.5 ton GWW	Weatherford	2600	mi	\$8,00	\$20.800,00
Delivery charge, proppant	Weatherford	36423	tn	\$3,00	\$109.268,18
HHP Charge, 1 st 2 hrs, 8001-9000	Weatherford	14068	hhp	\$24,10	\$339.038,80
HHP Charge, after 1 st 2 hrs per hr, 8001-9000	Weatherford	492401	hhp/hr	\$9,60	\$4.727.049,60
Computer blender, 1 st 2 hrs, 61-70 BPM	Weatherford	1	ea	\$9.707,00	\$9.707,00
Computer blender, after 1 st 2 hrs per unit, 61-70 BPM	Weatherford	35	hr	\$2.397,00	\$83.895,00
Prop Concentration Charge, 0.1-4.0 lb/gal	Weatherford	393000	gal	\$0,20	\$78.600,00
Prop Concentration Charge, 4.1-6.0 lb/gal	Weatherford	3706000	gal	\$0,32	\$1.185.920,00
Compblend service, per unit per stage	Weatherford	17	ea	\$7.790,00	\$132.430,00
Liquid gel transport, per unit, per stage	Weatherford	17	ea	\$2.354,00	\$40.018,00
Chemical additive truck, per unit, per stage	Weatherford	17	ea	\$1.917,00	\$32.589,00
Chemical additive trailer, per unit, per stage	Weatherford	0	ea	\$2.397,00	\$0,00
DD3000 or larger Sand Field storage unit, per unit 1 st day	Weatherford	4	ea	\$3.210,00	\$12.840,00
DD3000 or larger Sand Field storage unit, per unit per day after 1st day	Weatherford	32	ea	\$1.766,00	\$56.512,00
Dual feed single belt sand conveyor, per unit, per stage	Weatherford	17	ea	\$4.075,00	\$69.275,00
Manifold, High pressure frac trailer, per unit, per stage	Weatherford	17	ea	\$4.075,00	\$69.275,00
Per ball injector (hand operated)	Weatherford	16	ea	\$479,00	\$7.664,00
Safety restraint system, discharge line, 3 lines, per day	Weatherford	9	ea	\$6.352,00	\$57.168,00
Valve rental, 4" frac (10K), per unit, per stage	Weatherford	0	ea	\$910,00	\$0,00
Valve rental, spring loaded pop-off, per unit, per stage	Weatherford	17	ea	\$779,00	\$13.243,00
Crane Truck, per unit, per stage	Weatherford	17	ea	\$1.169,00	\$19.873,00
Transfer pump unit, high rate, per unit, per stage	Weatherford	17	ea	\$3.236,00	\$55.012,00
Advanced Technical Monitoring Van, per unit, per stage	Weatherford	17	ea	\$5.933,00	\$100.861,00
Radioactive densiometer, per unit, per stage	Weatherford	17	ea	\$1.318,00	\$22.406,00
Mobile lab Van, with technician ( 1 st 8 hr)	Weatherford	1	ea	\$2.157,00	\$2.157,00
Real time remote data transmission, per day	Weatherford	9	ea	\$1.284,00	\$11.556,00
Frack Tanks, per unit, per day	Weatherford	225	day	\$220,00	\$49.500,00
Frack Tanks mobilization	Weatherford	225	ea	\$1.500,00	\$337.500,00

- Como resultado se obtiene el AFE con los costos estimados específicos para el tipo de pozo y totalmente comparable con los costos históricos del proyecto y sirve como referencia a nuevos proyectos con similitudes cuantificables.

**5.6.7 Análisis de Resultados.** La verificación realizada nos indica que la herramienta es utilizable y reproducible siguiendo los pasos descritos anteriormente, por ende se continuó con la evaluación del sistema de estimación y el modelo obtenido.

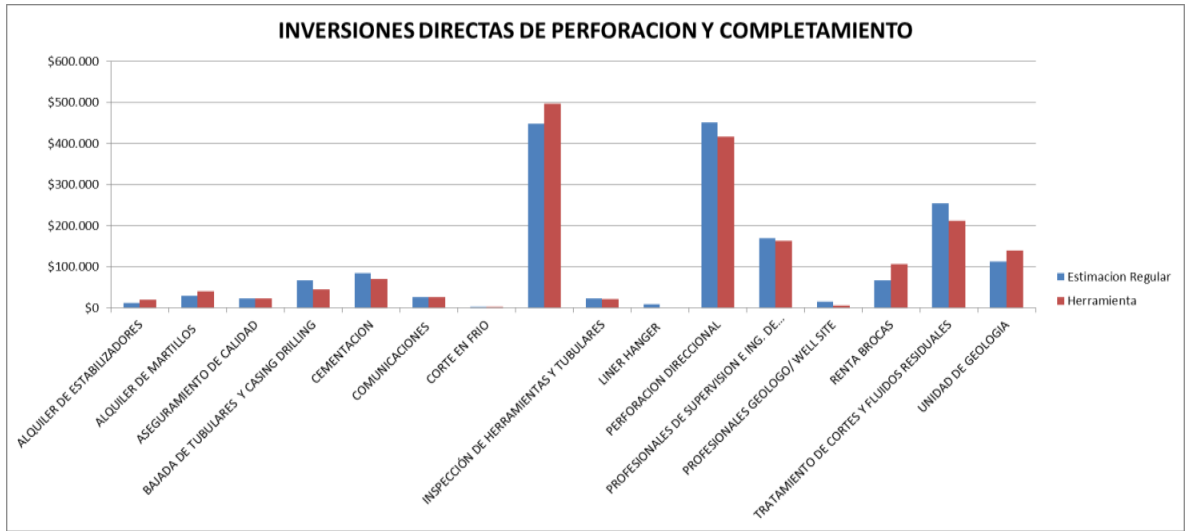
Se toma como referencia un AFE validado y estimado para un pozo en el área del Magdalena Medio, el cual fue estimado para la campaña 2014 -2015 y actualmente es utilizado para la campaña de perforación. Este se compara con los datos obtenidos con la herramienta, proporcionando una variación de predicción del 5% por debajo del costo estimado de manera regular.

**Gráfica 18. Comparativo valores AFE pozo Tisquirama.**

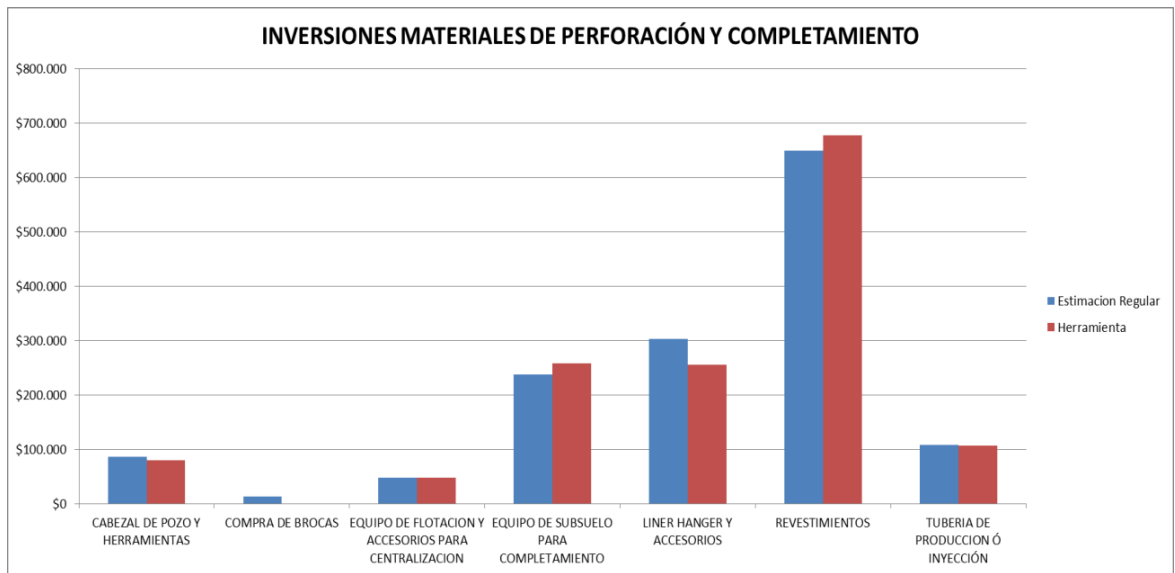


La gráfica 19 muestra el comparativo del comportamiento de los costos por servicio.

**Grafica 19. Comparativo del comportamiento de los costos por servicio.**



**Grafica 20. Comparativo del comportamiento de los costos tangibles.**



Como se puede observar en la gráfica 20, existen unas discrepancias en el costo estimado y el costo que arroja el cálculo por la herramienta, se explican de la siguiente manera:

- Servicios como la cementación, fluidos de perforación y comunicaciones tienen rubros de movilización que son variables según la zona o posición del pozo los cuales no pueden ser calculados por correlación
- La perforación direccional es dinámica y varía según la demanda del pozo en desarrollo. La herramienta toma los costos históricos sin embargo no toma los costos que suman la contingencia en el desarrollo del pozo.
- En la renta de brocas existe la particularidad donde en el método regular usado hay un cálculo y línea de AFE de renta y otro de compra de brocas. La herramienta es un totalizador e incrementa lo que indica que el costo de rentar y comprar brocas en uno solo costo estimado.
- Sucede de manera similar en la unidad de geología, donde en el AFE existe un costo asociado la unidad y otro al servicio del personal. La herramienta lo toma como uno solo.
- Los costos de revestimientos son variables dependiendo de la profundidad, características del yacimiento, presiones y sostenibilidad del hueco realizado al final del pozo. La variación mostrada se debe a la parametrización y normalización de la herramienta dada que los costos de revestimiento están correlacionados a la sección, profundidad y clase de revestimiento.
- La variación en Liner se da por los tipos de accesorios calculados.
- Los equipos de subsuelo muestran una variación debido al diseño del sistema de extracción teniendo en cuenta el volumen a producir del pozo.

En la tabla 45 se muestra el resultado final de la estimación de costos.

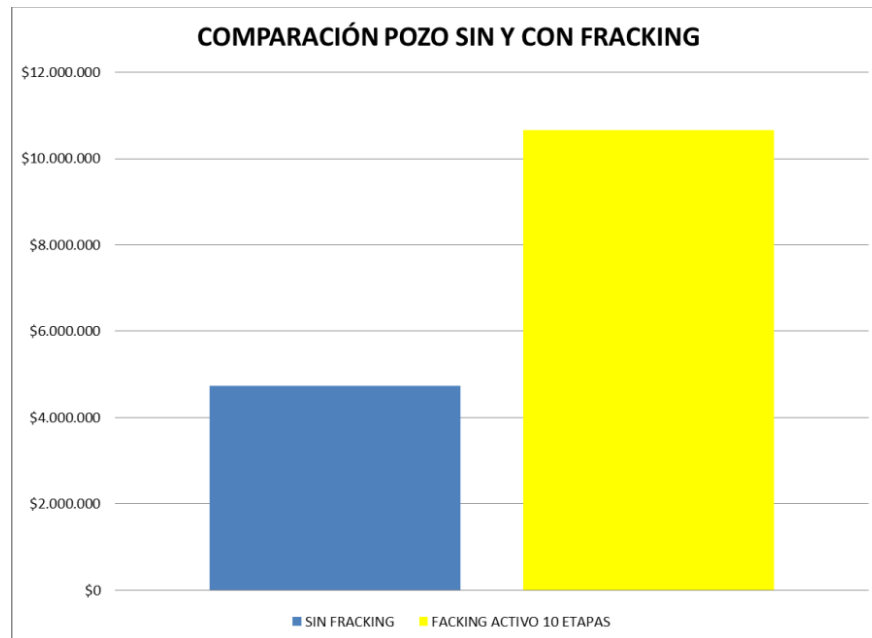
**Tabla 45. Comparativo entre el AFE estimado y AFE de la herramienta.**

	SISTEMA DE COMPARACION PARA AFE MAGDALENA MEDIO					
	MOVILIZACIÓN	PERFORACIÓN	COMPLETAMIENTO	TOTAL	HERRAMIENTA	
	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	USD\$	
<b>A. INVERSIONES DIRECTAS DE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO</b>						
<b>EQUIPO</b>	\$ 112.285	\$ 1.173.867	\$ 94.741	\$ 1.380.893	\$ 1.193.599	
EQUIPO DE PERFORACION		\$1.173.867	\$94.741	\$1.268.609	\$1.105.473	
DESARME, TRANSPORTE Y ARME ENTRE POZOS	\$112.285			\$112.285	\$88.126	FIDO
<b>SERVICIOS</b>	\$ 28.639	\$ 1.718.282	\$ 46.466	\$ 1.793.388	\$ 1.788.976	
ALQUILER DE ESTABILIZADORES		\$11.226		\$11.226	\$20.467	FIDO
ALQUILER DE MARTILLOS		\$28.665		\$28.665	\$39.521	VARIABLE
ASEGURAMIENTO DE CALIDAD	\$1.374	\$19.636	\$1.374	\$22.383	\$22.251	VARIABLE
BAJADA DE TUBULARES Y CASING DRILLING		\$57.874	\$8.433	\$66.307	\$44.404	FIDO
CEMENTACION	\$5.916	\$78.707		\$84.623	\$69.652	FIDO
COMUNICACIONES	\$2.629	\$22.416	\$1.800	\$26.845	\$26.787	VARIABLE
CORTE EN FRIO		\$2.619		\$2.619	\$2.629	FIDO
FLUIDO DE PERFORACION, COMPLETAMIENTO Y FILTRACION		\$439.793	\$8.924	\$448.716	\$496.830	VARIABLE
INSPECCIÓN DE HERRAMIENTAS Y TUBULARES		\$22.439		\$22.439	\$21.233	FIDO
LINER HANGER		\$8.549		\$8.549		FIDO
PERFORACION DIRECCIONAL		\$452.011		\$452.011	\$417.504	VARIABLE
PROFESIONALES DE SUPERVISION E ING. DE PERFORACION	\$12.851	\$145.213	\$11.819	\$169.883	\$163.675	VARIABLE
PROFESIONALES GEOLOGO/ WELL SITE		\$14.794		\$14.794	\$5.684	VARIABLE
RENTA BROCAS		\$67.280		\$67.280	\$107.039	FIDO
TRATAMIENTO DE CORTES Y FLUIDOS RESIDUALES	\$4.129	\$235.559	\$14.117	\$253.805	\$211.304	VARIABLE
UNIDAD DE GEOLOGIA	\$1.740	\$111.501		\$113.241	\$139.997	VARIABLE
	\$ 140.924	\$ 2.892.150	\$ 141.208	\$ 3.174.281	\$ 2.982.575	
<b>B. INVERSIONES EN MATERIALES (CONSUMIBLES) DE</b>				\$ 1.443.353	\$ 1.424.236	
CABEZAL DE POZO Y HERRAMIENTAS		\$85.548		\$85.548	\$79.575	FIDO
COMPRA DE BROCAS		\$12.398		\$12.398		FIDO
EQUIPO DE FLOTACION Y ACCESORIOS PARA CENTRALIZACION		\$47.689		\$47.689	\$47.600	FIDO
EQUIPO DE SUBSUELO PARA COMPLETAMIENTO			\$237.088	\$237.088	\$258.013	FIDO
LINER HANGER Y ACCESORIOS		\$116.256	\$186.760	\$303.016	\$254.908	FIDO
REVESTIMIENTOS		\$649.537		\$649.537	\$677.131	FIDO
TUBERIA DE PRODUCCION O INYECCION			\$108.077	\$108.077	\$107.010	FIDO
	\$ -	\$ 911.428	\$ 531.925	\$ 1.443.353	\$ 1.424.236	
<b>C. GERENCIA DE PROYECTOS DE PERFORACION</b>	\$ 100.891			\$ 100.891	\$ 102.974	
GERENCIA DE PROYECTO	\$33.329			\$33.329		VARIABLE
INTERVENTORIA DE HSE	\$7.277			\$7.277	\$102.974	VARIABLE
APOYO INTEGRADO DE PERFORACION	\$22.111			\$22.111		VARIABLE
SEGURIDAD Y ORDEN PUBLICO	\$38.173			\$38.173		VARIABLE
<b>D. INVERSIONES ESPECIALES ASOCIADOS A PERFORACION</b>	\$ 22.863			\$ 22.863	\$ -	
COSTOS PARA GESTION DE TECNOLOGIA E INFORMACION	\$22.863			\$22.863	0	
<b>E. SERVICIO/PRODUCTOS EQUIPOS FRACKING</b>				\$ 1.841.116	\$ 1.841.116	
ETAPA 1				\$1.841.116	\$1.841.116	FIDO
ETAPA 2						FIDO
ETAPA 3						FIDO
ETAPA 4						FIDO
ETAPA 5-10						FIDO
<b>F. MATERIALES Y QUIMICOS FRACKING</b>				\$ 4.221.243	\$ 4.221.243	
ETAPA 1				\$316.596	\$316.596	VARIABLE
ETAPA 2				\$397.877	\$397.877	VARIABLE
ETAPA 3				\$430.534	\$430.534	VARIABLE
ETAPA 4				\$439.462	\$439.462	VARIABLE
ETAPA 5-10				\$2.636.774	\$2.636.774	VARIABLE
<b>G. PERSONAL FRACKING</b>				\$ 84.553	\$ 84.553	
ETAPA 1				\$84.553	\$84.553	FIDO
ETAPA 2						FIDO
ETAPA 3						FIDO
ETAPA 4						FIDO
ETAPA 5-10						FIDO
<b>TOTAL FRACKING</b>					\$6.146.912	
<b>TOTAL POZO</b>				\$4.741.389	\$10.656.696	

Para los costos de fracking se tomó como referencia un proceso de 10 etapas, para lo cual se calcula el costo por etapa de equipos, químicos y personal. Como

el estimado final es la sumatoria de todos los costos, es posible ver con claridad el costo final incluyendo el servicio de fracking permitiendo dar corridas financieras a los procesos de maduración futuros que requieran incluir este sistema en las fases de exploración y desarrollo.

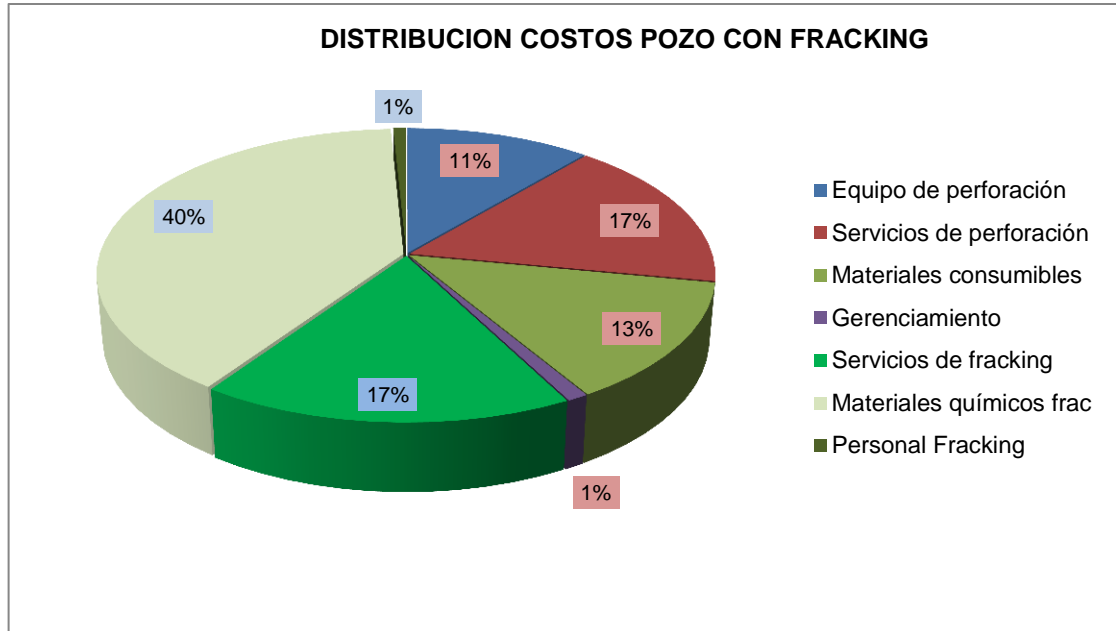
**Grafica 21. Comparativo de costos de perforación pozo con y sin fracking.**



El costo final de los costos directos de perforación, servicios y tangibles muestran un 5% de diferencia, sin embargo muchos de los costos analizados de manera independiente muestran una tendencia entre el 15% y 20% lo que estaría permitido solo en un estimado de costos clase 2 para maduración de proyectos.

Los costos de perforación son más o menos iguales en ambos tipos de yacimientos. Sin embargo, en los yacimientos no-convencionales los costos aumentan debido al fracturamiento hidráulico. En un pozo, que incluya el fracking, el costo de este oscila entre un 45% - 60 % mas dependiendo del número de etapas de fracturamiento.

**Grafica 22. Distribución costos de pozo Tisquirama con fracking.**



Debido a que los pozos de los yacimientos no-convencionales declinan alrededor de 35% anualmente, hay que perforar en proporción más pozos que en los yacimientos convencionales, por lo tanto el beneficio financiero de utilizar el fracking debe ser medido en la capacidad de recuperación de hidrocarburos por los costos que representa su desarrollo.

## 6. CONCLUSIONES

Con el modelo predictivo de costos se tiene una herramienta que contribuye a la identificación y análisis de las variables críticas con mayor influencia en los procesos de perforación y completamiento, para establecer las estrategias y costos que permitan el desarrollo viable de un proyecto de hidrocarburos no convencionales desde la parte ambiental, técnica, social y económica.

Se deben identificar las variables que afectan la estructura de costos de perforación, estimulación y completamiento de pozos, construir las curvas de aprendizaje utilizando la experiencia obtenida en otros campos y modelos determinísticos y probabilísticos, para determinar los criterios y estrategias que permitan estructurar un modelo predictivo de costos para la evaluación de proyectos para su explotación.

El modelo matemático utiliza parte de las curvas de aprendizaje y los procesos estándares en la industria para el balance de nuevas inversiones permitiendo obtener la combinación idónea que produzca la máxima tasa de perforación reduciendo costos en factores críticos que sean posible, sin afectar algunos de los elementos involucrados durante la perforación de los yacimientos no convencionales.

Existe una correlación directa entre las variables que componen un AFE, y estas variables deben ser medidas de manera independiente para determinar el nivel y grado de importancia en el modelo multivariable.

Las correlaciones son medibles y reproducibles debido a la naturaleza de los costos. La medición de los costos dependen de los rangos del costo directo dado por el costo contrato y los datos históricos.

Las correlaciones utilizadas permitieron establecer curvas de aprendizaje que determinan el costo máximo, mínimo y comportamiento de los costos en tiempo del desarrollo de las actividades de perforación.

Los proyectos de hidrocarburos no convencionales tienen como determinante para su desarrollo los costos directos que son análogos a los costos estimados. Estos se ven afectados por los contratos y los valores contractuales que aplican para el área geográfica.

El valor estimado de la herramienta desarrollada puede ser utilizado en el proceso de maduración fase 2 de pozos de desarrollo que incluyan actividades de fracking de 1 a 14 etapas de trabajo. Las curvas de aprendizaje son reproducibles y las correlaciones están en un rango de 95% de confiabilidad.

El Valle Medio del Magdalena, es una de las áreas más antiguas de producción en yacimientos convencionales, actualmente es el foco de la actividad exploratoria encaminada a adicionar reservas de hidrocarburos provenientes de reservorios no-convencionales.

## BIBLIOGRAFIA

ABLONOWSKI, Christopher. Incorporating uncertainty into learning curves: a case study in oil drilling estimates. American Society for Engineering Education, 2010.

AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, AEO2013 Early Release Overview, Paris, 2013.

AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, Energy Outlook 2012, Resumen ejecutivo, Paris, 2012.

AGUIRRE S, Alfredo. Las curvas de aprendizaje y sus aplicaciones. En: Cuadernos de Ciencias Económicas y Empresariales, no. 16, 1985 , págs. 121-134.

BARKER, Richard. El Modelo Entidad-Relación CASE-METHOD. Primera Edición.

CUADRAS, Carles. Nuevos métodos de análisis multivariante. CMC Editions. 2008  
DEPARTAMENTO DE ENERGIA. Gobierno de Estados Unidos. Desarrollo de Reservorios No convencionales. Abril 2009

DEPARTAMENTO DE ENERGIA. Gobierno de Estados Unidos. Desarrollo de Reservorios No convencionales. Abril 2009

GOLDBERG, Matthew S & TOUW, Anduin. Statistical Methods for Learning Curves and Cost Analysis. The CNA Corporation, 2003.

HELLSTRÖM, Anders. Drilling and Well Learning Curves, Experience and Theory. Stanvanger. Universitetet i Stanvanger, Faculty of Science and Technology, 2010

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS. Práctica recomendada: Operación de reservorios no convencionales. Buenos Aires, 2012.

JABLONOWSKI, C., ETTEHAD, A., OGUNYOMI, B. Integrating Learning Curves in Probabilistic Well-Construction Estimates. SPE Drill& Completion, 2011.

JABLONOWSKI, Christopher, Incorporating uncertainty into learning curves: a case study in oil drilling estimates. University of Texas, Austin, AC 2010-3. 2010

KAISER, Mark J. Estimating drilling costs 1: Joint association survey, mechanical risk index methods common in GOM. En: Oil and Gas Journal. Houston. August. 2013.

KALAYDJIAN M F. APPERT M O. Énergies nouvelles. Instituto francés del petróleo (IFPEN). 2011.

KOKU, Chi U. Application of learning curve models to oil and gas well drilling. En: Society of Petroleum Engineers. San Francisco, April, 1978. ISBN 878-1-55563-727-9.

LEMON, Gregory. Petroleum well costs. Tesis de Maestría. Sydney, The University of New South Wales, School of Petroleum Engineering. 2006

MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL. Consumo anual de combustibles; Elaboración propia en base a datos de la secretaria de energía. Republica de la Argentina.

OSTWALD, Phillip F. Engineering Cost Estimating, Tercera Edicion , 1991, p 71-113. ISBN 10:0132766272.

PÉREZ, C. Técnicas de Análisis Multivariante de Datos: Aplicaciones con SPSS. Prentice Hall, Madrid, 2004.

PINDYCK, R. S., RUBINFELD, D. L. Econometría. Modelos y Pronósticos. 4ª ed., McGraw Hill, México

WRIGHT, Theodore Paul, Factors Affecting the Cost of Airplanes, Journal of Aeronautical Sciences, 3(4) (1936): 122-128.

YELLE, Louis E. The learning curve: Historical review and comprehensive survey. En: Decisions Science. University of Lowell.1979.