

**PROPUESTA PARA LA 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 INGENIERÍA INDUSTRIAL  
ESPECIALIZACIÓN EN ALTA GERENCIA  
BUCARAMANGA**

**2014**

**PROPUESTA PARA LA 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**

**Propuesta de trabajo de grado para optar el título de Especialista en Alta  
Gerencia**

**Director: Luz Stella Rueda Cadena  
Codirector: Edward Tovar Artunduaga**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL  
ESPECIALIZACIÓN EN ALTA GERENCIA  
BUCARAMANGA**

**2014**

## 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 Edward Tovar y a Manuel Castro por sus importantes orientaciones, contribuciones y asesorías en el desarrollo de este trabajo.

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

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	16
2. OBJETIVOS	19
2.1 OBJETIVO GENERAL	19
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
3. MARCO DE REFERENCIA	20
3.1 ANTECEDENTES	20
3.2 MARCO TEÓRICO	22
3.2.1 Conceptos básicos de los yacimientos no convencionales.	22
3.2.1.1 Hidratos de metano (Gas Hydrate):	22
3.2.1.2 Gas Asociado al Carbón (Coalbed Methane)	23
3.2.1.3 Gas de Areniscas Compactas (Tight Gas Sands):	23
3.2.1.4 Gas en lutitas (Shale Gas):	23
3.2.1.5 Petróleo en lutitas (Shale Oil)	23
3.2.1.6 Arenas Bituminosas (OilSands):	23
3.2.1.7 Petróleo Pesado (Heavy Oil)	23
3.2.2 Extracción de los hidrocarburos no convencionales	24
3.2.3 Variables de perforación y completamiento de pozos.	25
3.2.4 Métodos para la estimación de costos.	26
3.2.4.1 Modelo de Curva de aprendizaje	27
3.2.4.2 Estimación de tiempos	29
3.2.4.3 Estimación por analogía	29
3.2.4.4 Determinación de Tarifas de Costos de Recursos	30

3.2.4.5 Estimación Ascendente	30
3.2.4.6 Estimación Paramétrica:	31
3.2.4.7 Software de Gestión de Proyectos	31
3.2.4.8 Análisis de Propuestas para Licitaciones	31
3.2.4.9 Estimación por Tres Valores	32
3.2.4.10 Estándares de la Industria (Modelo Benchmarking):	33
3.2.5 Desarrollo del modelo matemático.	33
4. METODOLOGÍA	36
4.1 CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS.	37
4.1.1 Línea de servicio.	37
4.1.2 Línea de compras.	38
4.1.3 Línea de construcción de superficie.	38
4.1.4 Línea de costos asociados	38
4.1.5 Línea de costos por riesgos materializados	38
4.1.6 Línea de estado mecánico	38
4.1.7 Línea de tiempo	39
4.2 DESARROLLO DEL MODELO MATEMÁTICO.	40
4.3 SIMULACIÓN	41
4.4 COMPARACIÓN DE DATOS	43
4.4.1 Escenario comparativo histórico	43
4.4.2 Escenario de predicción	43
5. RESULTADOS ESPERADOS	44
6. IMPACTO	45
7. CRONOGRAMA	46
8. PRESUPUESTO	47
9. CONCLUSIONES	48
BIBLIOGRAFIA	49

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Marco Estratégico Grupo Empresarial Ecopetrol 2012-2020 .....	17
Tabla 2. Tolerancia en comparativa de simulación .....	42
Tabla 3. Matriz objetivos - metodología. ....	45
Tabla 4. Etapas para el desarrollo del proyecto.....	46
Tabla 5. Presupuesto del Proyecto .....	47

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Bloques ofrecidos en la Ronda Colombia 2012. ....	21
Figura 2. Pirámide de variación de recursos en hidrocarburos no convencionales. ....	24
Figura 3. Yacimiento de gas en lutitas (shale gas). ....	25
Figura 4. Diagrama de composición para base del modelo matemático.....	36

## LISTA DE GRAFICAS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1 viabilidad de costos .....	40

## RESUMEN

**TITULO:**PROPUESTA PARA LA 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\*

**AUTOR:** GERARDO PLATA GARCIA\*\*

**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.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Industrial. Especialización en Alta Gerencia. Director. Luz Stella Rueda Cadena

## ABSTRACT

**TITLE:** PROPOSAL FOR THE 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 GARCIA SILVER \*\*

**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. Specialization in Management. Director. Stella Light 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**

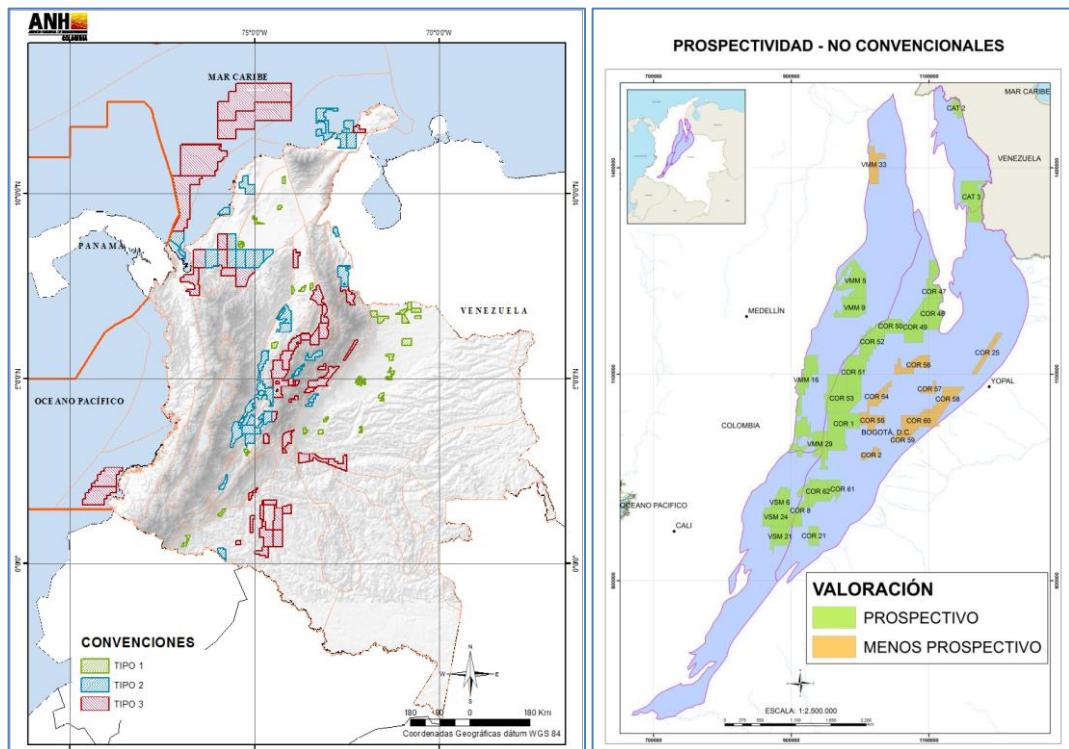
#### **3.1 ANTECEDENTES**

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 ofrecidos en la Ronda Colombia 2012.**



Fuente Comunicado Agencia Nacional Hidrocarburos Colombia. 2012. Tipo 1 (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 para el 2013 se proyecta perforar el 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

---

<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

agua que se forman a bajas temperaturas y altas presiones. Se han encontrado en márgenes continentales.

**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.**

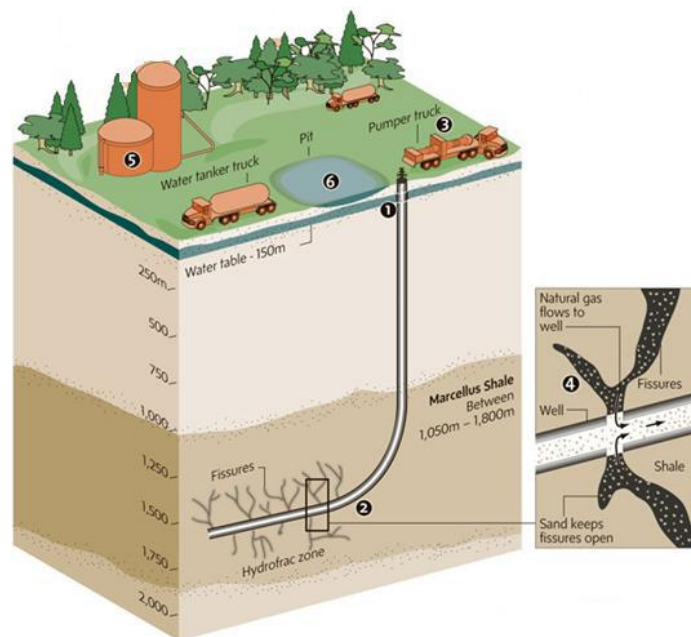


Fuente: DEPARTAMENTO DE ENERGIA. Gobierno de Estados Unidos. Desarrollo de Reservorios No convencionales. Abril 2009

**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 costos:

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

---

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

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 aprendizaje entre el primer pozo y el último pozo perforado y  $C_1+C_3$  el tiempo esperado en el primer pozo de la serie<sup>8</sup>.

---

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

<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

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

**3.2.4.2 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.
- Control del Cronograma: controla los cambios del cronograma del proyecto de perforación.

**3.2.4.3 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

**3.2.4.4 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.

**3.2.4.5 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 costos de las actividades del cronograma.

**3.2.4.6 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.

**3.2.4.7 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.

**3.2.4.8 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.

**3.2.4.9 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.

**3.2.4.10 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.<sup>9</sup>

**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>7</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.

---

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

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>10</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 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:

---

<sup>10</sup> Cuadras, Carles. Nuevos métodos de análisis multivariante. CMC Editions. 2008

- 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).

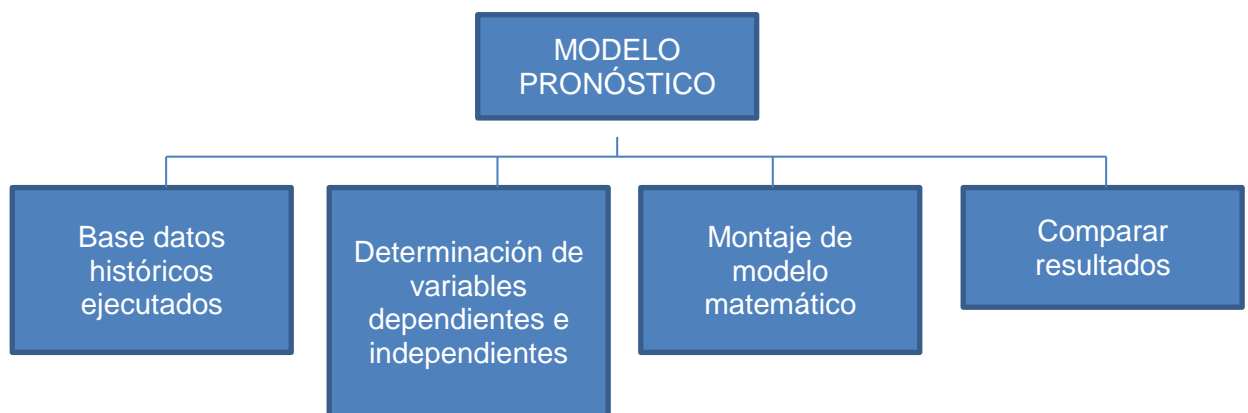
El modelo de datos entidad-relación está basado en una percepción del mundo real que consta de una colección de objetos básicos, llamados entidades, y de relaciones entre esos objetos.

## 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, estos métodos presentan fortalezas y debilidades y ciertamente sus usos pueden ser claramente diferenciados, en algunas situaciones pueden ser complementarios. 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 1. Cada uno está compuesto por actividades específicas, siendo una combinación de métodos de estimación análoga, descomposición y estándares.

**Figura 4. Diagrama de 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 NHC. Proyectos análogos Ecopetrol S.A
- Curvas de aprendizaje para proyectos NHC. Proyectos análogos Ecopetrol S.A
- Métricas estadísticas de ejecución NHC. 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 de maneara que sea fácil programar en 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 manera la base de datos llevara 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.

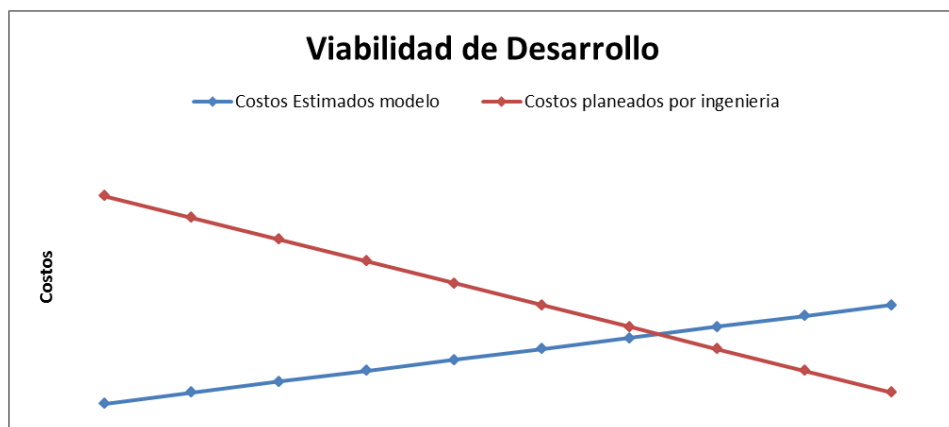
Cada clúster de información contendrá el detallado de servicios, compras, gastos y demás líneas informativas previamente mencionadas. Cada línea de información será categorizada como una variable dependiente e independiente. Por esto el peso de relación que corresponda a cada uno será definitorio en 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**



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 se obtendrán 3 modelos distintos dados el grado de definición Se utilizara el modelo de parámetro de tolerancia para medir la eficiencia de los estimados obtenidos con cada uno de los modelos obtenidos y se calculara 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 determinara si el modelo obtenido es viable para estimar costos y tiempos correctamente. Lo que será puesto a comparación con un proyecto específico en proceso de maduración y con casos reales de estimación de campañas en vigencias 2011, 2012 y 2013.

**Tabla 2. Tolerancia en comparativa de simulación**

TOLERANCIA POR DEBAJO DEL REAL		
Porcentaje	Nivel	
-10%		1
-20%		2
-30%		3
TOLERANCIA POR ENCIMA DEL REAL		
Porcentaje	Nivel	
10%		1
20%		2
30%		3

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

Para la elaboración de los modelos de estimación se utilizará el software conocido en la industria como LabView, se reproducirán los modelos de manera que sean fácil 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 grafica 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, abandono 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 utilizará en este trabajo también permitirá 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 tendrán entonces dos escenarios:

**4.4.1 Escenario comparativo histórico.** Donde se simularan 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. RESULTADOS ESPERADOS**

El resultado esperado es la estructuración de un modelo predictivo de costos que se acople al desarrollo de los yacimientos no convencionales, mediante la aplicación de curvas de aprendizaje y procesos de análisis multivariantes que permitan el mejoramiento en la estimación de costos de cada una de las variables de perforación y completamiento, para la planeación futura de proyectos de hidrocarburos no convencionales.

Con la caracterización de la metodología de aplicación del modelo de costos se simulará el caso estudio y se analizarán los resultados obtenidos.

Luego de que se establece el modelamiento, la simulación y los resultados se podrá tomar una decisión de que modelo y que parámetros son incidentes y vitales para la estimación de un proyecto de perforación, completamiento o reentree cumpliendo así todos los objetivos de este trabajo.

## 6. IMPACTO

Con la estructuración del modelo predictivo de costos se tendrá una herramienta que contribuya 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.

La Tabla No. 3 presenta en forma resumida la matriz objetivos-metodología.

**Tabla 3. Matriz objetivos - metodología.**

PROPUESTA PARA LA ESTRUCTURACION DE UN MODELO PREDICTIVO DE COSTOS PARA LA EVALUACION DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A PARTIR DEL ANALISIS CURVA DE APRENDIZAJE, METRICAS ESTADÍSTICAS . CASO ESTUDIO AREA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA				
<b>Objetivo General:</b> Estructurar un modelo predictivo de costos para la evaluación de proyectos en Yacimientos no convencionales a partir del análisis de curvas de aprendizaje, métricas estadísticas, históricos de ejecución para ser aplicado en los yacimientos no convencionales del Valle Medio del Magdalena.				
Objetivos Específicos	Actividades	Descripción	Herramientas y/o Técnicas a utilizar	
1	Describir a nivel conceptual los aspectos geológicos, ingenieriles y económicos determinantes para el desarrollo de proyectos en hidrocarburos no convencionales.	1. Consulta, recopilación y análisis bibliográfico de información de los hidrocarburos no convencionales, curvas de aprendizaje y modelos de costos.	Estructuración de la propuesta en un mapa conceptual. Descripción de los conceptos básicos de los Yacimientos no convencionales desde la perspectiva geológica y de ingeniería. Concepto de curva de aprendizaje y modelos Teoría de modelos de costos	Revistas técnicas, Papers, bases de datos públicas, informes, regulaciones técnicas, ambientales y contractuales
2	Identificar las diferentes variables que constituyen la estructura de costos de perforación, estimulación y completamiento de pozos de los yacimientos no convencionales.	1. Consulta bibliográfica de costos de perforación y completamiento 2. Consulta de base de datos de costos de perforación 3. Recopilación de los talleres de lecciones aprendidas de perforación en la base de datos de Ecopetrol 4. Planear y realizar talleres con expertos de perforación 5. Listar, definir las variables y valorarlas de acuerdo a su participación en el costo	Realizar consulta bibliográfica sobre optimización de los costos de perforación y completamiento de pozos, para identificar las variables que afectan la estructura de costos. Adicionalmente se complementa con la consulta de las bases de datos públicas y de Ecopetrol de perforación de pozos, recopilación de las lecciones aprendidas publicadas y reuniones y talleres con expertos de la empresa para definir y valorar la participación de cada variable en la estructura de costos.	grupos focales, Lecciones aprendidas, Juicio de expertos, Intranet de ecopetrol, bases de datos, Revistas técnicas, Papers,
3	Definir los criterios y estrategias que permitan estructurar el modelo predictivo de costos para la explotación de yacimientos no convencionales.	1. Construir las curvas de aprendizaje con las variables críticas identificadas 2. Realizar simulaciones determinísticas, probabilísticas y/o por escenarios para definir la estructura del modelo de costos a aplicar 3. Seleccionar y estructurar el modelo de	Definidas las variables críticas se construirán las curvas de aprendizaje que junto con simulaciones probalísticas, determinísticas y/o por escenarios , permitan la estructuración del modelo de costos a aplicar.	grupos focales, Lecciones aprendidas, Juicio de expertos, Intranet de ecopetrol, bases de datos, software excell , Crystall Ball, MS Project
4	Caracterizar la metodología de aplicación del modelo de costos para el desarrollo de los yacimientos no convencionales.	1. Validar el modelo de costos aplicando los datos de yacimientos no convencionales 2. Socializar y validar los resultados con los expertos de la Gerencia de Yacimientos no Convencionales 3. Realizar los ajustes requeridos al modelo	Con los datos de pozos no convencionales, se validará el modelo y se socializará con los expertos de la Gerencia para validarlo y realizar los ajustes necesarios.	Grupos focales, Lecciones aprendidas, Juicio de expertos, software excell , Crystall Ball, MS Project
5	Simular un caso de estudio para aplicar el modelo obtenido en el área del Valle del Magdalena Medio.	1. Realizar la simulación del caso aplicando el modelo obtenido 2. Reunión con los expertos de la Gerencia de yacimientos no Convencionales para analizar los resultados obtenidos. 3. Elaboración del instructivo para el uso del modelo	1. Realizar una descripción general del área del Valle Medio del Magdalena y con base en las variables definidas, se aplicará el modelo definido para simular los costos de perforación y completamiento que permitan estimar los costos para desarrollar las áreas prospectivas existentes.	software excell , Crystall Ball, MS Project

## 7. CRONOGRAMA

En la tabla No. 4 se presenta el cronograma de las actividades a desarrollar en el proyecto.

**Tabla 4. Etapas para el desarrollo del proyecto**

AÑO	MES	2013												2014																				
		AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO									
	ACTIVIDAD	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
	Taller de aplicación																																	
	Ajuste final de la propuesta																																	
	Entrega de la propuesta																																	
	Defensa pública y sustentación																																	
	Consulta, recopilación y análisis bibliográfico de información de yacimientos no convencionales, curvas de aprendizaje, modelos para predecir costos, costos de perforación y completamiento.																																	
	Consulta de base de datos de costos de perforación																																	
	Recopilación de los talleres de lecciones aprendidas de perforación en la base de datos de Ecopetrol																																	
	Realizar talleres con expertos de perforación y completamiento																																	
	Definición y valoración de las variables de perforación y completamiento de yacimientos no convencionales																																	
	Construcción de curvas de aprendizaje y simulaciones determinísticas y probabilísticas.																																	
	Selección y estructuración del modelo de costos predictivo a aplicar																																	
	Validación y socialización de los resultados del modelo																																	
	Ajustes al modelo																																	
	Simulación caso estudio																																	
	Elaboración del instructivo para su uso																																	
	Elaboración y entrega del documento final																																	

## 8. PRESUPUESTO

**Tabla 5. Presupuesto del Proyecto**

ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	VALOR TOTAL	RESPONSABLE		
					UIS	ESTUDIANTE	EMPRESA
<b>TALENTO HUMANO</b>				<b>23.000.000</b>			
Investigador	Hr	300	50.000	15.000.000		X	
Asesor - Director	Hr	100	80.000	8.000.000	X		
<b>PAPELERIA</b>				<b>1.200.000</b>			
Papel	Gb	1	500.000	500.000		X	
Tinta	Gb	1	500.000	500.000		X	
Impresiones	Gb	1	200.000	200.000		X	
<b>SERVICIOS</b>				<b>1.240.000</b>			
Internet	Gb	1	240.000	240.000		X	X
Computador	Gb	1	1.000.000	1.000.000		X	
<b>INFORMACION</b>				<b>12.000.000</b>			
Base de datos		1		0			X
Software	Gb	1	10.000.000	10.000.000		X	
Papers	Gb	1	1.000.000	1.000.000			X
Libros y documentos	Gb	1	1.000.000	1.000.000	X	X	
<b>OTROS GASTOS</b>				<b>1.000.000</b>			
Viajes y Socializacion del proyecto	Gb	1	1.000.000	1.000.000		X	
<b>SUBTOTAL GASTOS</b>				<b>38.440.000</b>			
Imprevistos 3% del total				1.153.200		X	
<b>PRESUPUESTO TOTAL</b>				<b>\$ 36.440.000,00</b>			

## 9. CONCLUSIONES

Con el modelo predictivo de costos se tendrá una herramienta que contribuirá 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.

## BIBLIOGRAFIA

- 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.
- 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
- IKOKU, 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.
- 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. American Society for Engineering Education, 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.
- LEMON, Gregory. Petroleum well costs. Tesis de Maestría. Sydney, The University of New South Wales, School of Petroleum Engineering. 2006
- OSTWALD, Phillip F. Engineering Cost Estimating, Tercera Edicion , 1991, p 71-113.
- 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
- YELLE, Louis E. The learning curve: Historical review and comprehensive survey. En: Decisions Science. University of Lowell.1979.