

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO E INCERTIDUMBRE
DURANTE EL
DESARROLLO DE UN ÁREA DE EXPLORACIÓN DE RAMSHORN INT**

ALBERTO BELLO AMAYA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCRAMANGA
2014**

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO E INCERTIDUMBRE
DURANTE EL DESARROLLO DE UN ÁREA DE EXPLORACIÓN DE
RAMSHORN INT**

ALBERTO BELLO AMAYA

Monografía para optar al título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director:
ING. JORGE MARIO BUSTAMANTE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

DEDICATORIA

A mi Esposa por su paciencia, a mis Hijos que con su desarrollo personal han incentivado en mí el haber regresado a las aulas en calidad de estudiante, y a mis padres de los que me siento orgulloso por haber cultivado en mí el deseo de aprendizaje.

A la Universidad Industrial de Santander porque a través de sus docentes ha permitido mi crecimiento profesional.

Al Ingeniero Oscar Bravo, que con sus clases hicieron que me interesara en temas como los expuestos en el presente trabajo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. EL RIESGO EN LA FORMULACION DE PROYECTOS	14
1.1 RIESGOS	14
1.1.1 Riesgos del entorno	17
1.1.2 Riesgos estratégicos	17
1.1.3 Riesgos de asignación de recurso	18
1.1.4 Riesgos operacionales	18
1.2 INCERTIDUMBRE	20
1.3 ANÁLISIS DE RIESGOS	22
2. EL PROYECTO DE EXPLORACIÓN RIL	24
2.1 ESTRATEGIA CORPORATIVA	24
2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	24
2.3 GEOLOGÍA	26
2.3.1 Geología general	26
2.3.2 Geología estructural. Descripción general.	27
2.3.3 Geología del petróleo	27
2.3.4 Prospecto norte	27
2.3.5 Prospecto sur	29
2.4 RESERVAS ESTIMADAS	30
2.5 INGENIERÍA	32
2.5.1 Ingeniería de yacimientos	32
2.5.1.1 Pronósticos de producción	33
2.5.1.2 Fluidos a producir	35
2.6 PERFORACIÓN Y COMPLETACION DE POZOS	36
2.7 INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN	36
2.8 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	36
2.9 TRANSPORTE DE CRUDO	38
2.9.1 Vías de acceso al bloque	39
2.9.2 Infraestructuras energética existente	40
2.9.3 Despacho de carro-tanques	40
2.10 TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN	40
3. ANÁLISIS DEL PROYECTO RIL	41
3.1 ANÁLISIS CUALITATIVO DEL RIESGO	41
3.1.1 Identificación	41

3.1.2 Evaluación.....	44
3.1.3 Manejo	50
3.2 ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL RIESGO	50
3.3 INCERTIDUMBRES DEL PROYECTO	52
3.4 FLUJOS DE CAJA	52
4. CONCLUSIONES.....	58
5. RECOMENDACIONES	59
BIBLIOGRAFÍA	60

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Mapa de Procesos de Riesgos	16
Ilustración 2. Ubicación Geográfica. Bloque RIL 1	25
Ilustración 3. Acceso desde Yopal a los municipios de Trinidad, Pore y Paz de Ariporo.....	26
Ilustración 4. Mapa Estructural Formación Carbonera – Contorneo 4ms.....	28
Ilustración 5. Inline XX8 – Horizontes, falla asociada al prospecto y pozo perforado.....	28
Ilustración 6. Mapa Estructural Formación Carbonera – Contorneo 5ms.....	29
Ilustración 7. Inline XX7 – Horizontes, falla asociada al prospecto y pozo perforado.....	29
Ilustración 8. Esquema de equipos para las Pruebas Iniciales de los Prospectos del Bloque	37
Ilustración 9. Esquema del arreglo de la estación de Producción	38
Ilustración 10. Red de Transporte de Crudo de Colombia	39

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Riesgo Operacional.....	19
Tabla 2. Mapa de Descripción de los Diferentes Riesgos	21
Tabla 3. Recursos estimados - Prospecto Norte.....	31
Tabla 4. Recursos Estimados. Prospecto Sur.....	32
Tabla 5. Recursos Prospectivos- Escenario P50	33
Tabla 6. Características de los Fluidos	35
Tabla 7. Análisis de Riesgos Operacionales	41
Tabla 8. Análisis de Riesgo de Entorno	42
Tabla 9. Análisis de Riesgos Estratégicos	43
Tabla 10. Análisis de Riesgos de Asignación de Recursos.....	44
Tabla 11. Evaluación de Riesgos en la Empresa.....	45
Tabla 12. Probabilidad de Ocurrencia de los Diferentes Riesgos	49
Tabla 13. Valoración de los Diferentes Riesgos.....	51
Tabla 14. Condiciones de Venta	52
Tabla 15. Flujo de caja sin riesgo.....	53
Tabla 16. Flujo de caja incorporando riesgos.....	55

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Grafica 1. Perfil Producción - Prospecto Norte.....	34
Grafica 2. Perfil de Producción - Prospecto Sur.....	34
Grafica 3. Corte de Agua típico	35

RESUMEN

TITULO: * METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO E INCERTIDUMBRE DURANTE EL DESARROLLO DE UN ÁREA DE EXPLORACIÓN DE RAMSHORN INT.

AUTOR: ALBERTO BELLO AMAYA

PALABRAS CLAVES: Riesgo e Incertidumbre, Metodología para evaluación del riesgo, Desarrollo de áreas exploratorias

Mediante un análisis de riesgos realizado por personal de diferentes disciplinas, las compañías en la industria del petróleo evalúan de manera constante y dinámica las mejores opciones de cada proyecto dentro de un portafolio y la vulnerabilidad del mismo ante determinadas situaciones adversas.

En el presente trabajo se realiza el análisis de dos proyectos exploratorios - que fueron asignados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) a la compañía Ramshorn International Ltd (RIL) estimados a ejecutarse en los llanos orientales colombianos - para los que se identificaron, clasificaron, evaluaron y cuantificaron los principales eventos a los cuales se ve expuesto cada uno de ellos en las diferentes etapas del proyecto exploratorio que se piensa ejecutar.

Se desarrolla una metodología para la evaluación del riesgo e incertidumbre brindando a los grupos especializados de interés una guía de análisis que tenga en cuenta la mayor cantidad de riesgos involucrados y su incidencia en la priorización de ejecución en los proyectos teniendo en cuenta una valoración económica.

Para los dos proyectos analizados se determinó que tanto el entorno social y geográfico en el cual se ejecutan los proyectos exploratorios, como lo referente al licenciamiento de parte de los entes de control se convierten en los eventos que generan mayor impacto económico debido básicamente al retraso en los tiempos de ejecución que afectan el inicio de las actividades.

*Proyecto de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Jorge Mario Bustamante

ABSTRACT

TITLE: * METHODOLOGY FOR RISK AND UNCERTAINTY EVALUATION IN THE DEVELOPMENT OF AN EXPLORATION AREA OF RAMSHORN INT.

AUTHOR: ALBERTO BELLO AMAYA

KEYWORDS: Risk and Uncertainty, Risk Evaluation Methodology, Development of exploration areas

Through a risk analysis conducted by staff of different disciplines, companies in the oil industry constantly evaluate the best options of each project within a portfolio and vulnerability of each one to certain adverse situations that can affect the project.

The Analysis of two exploratory projects which were assigned by the National Agency of Hydrocarbons (ANH) to Ramshorn International Company Ltd (RIL) - that are estimated to be executed in the Llanos Basin near to cordillera foothills - with the identification, classification and qualification of the main different events to which it is exposed each of them is presented in this paper.

A detailed methodology was developed for the risk and uncertainty evaluation providing to the specialized stakeholder a step by step analysis guideline that takes into account as many operational, environmental, strategic and economics risks involved and their impact on the prioritization of projects execution considering an economic assessment.

For those examined projects were determined that the social and geographical environment in which exploration projects will be executed as well as the activities related with the licensing of the control entities, are the events that generates greater economic impact basically due to delay in the beginning of the activities.

* Workdegree

** Faculty of Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering. Director: Jorge Mario Bustamante

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo y sobre todo lo que se refiere a exploración se ha constituido desde el principio del siglo XXI en el motor de la economía colombiana, ya que es un alto generador de renta externa y de factor de inversión en las regiones de influencia, ya sea mediante las regalías o por contribuciones fiscales en las distintas fases de su proceso.

A partir de la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el país ha visto como gran cantidad de compañías han iniciado su actividad en las diferentes cuencas de Colombia, pero con gran interés en la de los Llanos Orientales en donde si bien se han realizado descubrimientos, se han combinado una serie de situaciones de toda índole que generan incertidumbre para la inversión y hacen que los proyectos estén expuestos a una mayor cantidad de riesgos los cuales deben tener un manejo integral, plasmando en las evaluaciones de factibilidad cada una de los posibles eventos que atenten o ayuden en la ejecución de los proyectos, y así lograr que los objetivos trazados se cumplan en lo posible para poder hacer viable el crecimiento sostenido que debe tener el negocio.

Aunque existe un sin número de definiciones de riesgo e incertidumbre todos confluyen al conocimiento de la probabilidad de ocurrencia de un evento que atente contra la realización de un proyecto. En general, el riesgo es lo objetivo y susceptible a ser medido, mientras que la incertidumbre es de carácter subjetivo y no puede llegar a valorarse mediante el uso del método científico.

Para evaluar los diferentes proyectos que se tengan en un portafolio, se debe realizar el esfuerzo de incorporar los riesgos e incertidumbres en dichos análisis y determinar su efecto sobre los flujos de caja, con el fin de proteger de dichos efectos a la empresa.

En la presente monografía se hará un análisis de riesgo e incertidumbre en un bloque de exploración de la compañía Ramshorn Int con dos prospectos, los cuales están ubicados en el Departamento de Casanare y que por razones de confidencialidad se denominara RIL1, proponiéndose una metodología que sirva de ayuda tanto para el equipo de trabajo evaluador de oportunidades y de establecimiento del portafolio de una empresa como para los grupos de interés, teniendo en cuenta la valoración del riesgo y la incertidumbre

1. EL RIESGO EN LA FORMULACION DE PROYECTOS

El propósito de la formulación de proyectos es valorar las perspectivas económicas de un proyecto de inversión calculando el rendimiento esperado con base en flujos de caja que inicialmente no involucran los riesgos que puedan atentar contra la ejecución del proyecto. Es importante entonces, identificar y entender los posibles riesgos que se puedan presentar a lo largo de la vida del proyecto para luego cuantificarlos y así evaluar bajo un escenario de riesgo, su impacto sobre los flujos de caja. No menos importante de identificar su incidencia económica, es de establecer con un plan de contingencia que ayude a minimizar sus efectos.

A continuación se hace una breve descripción de riesgo y las principales clasificaciones que se tienen.

1.1 RIESGOS

“El riesgo en forma general, es una medida de la variabilidad de los eventuales resultados que se pueden esperar de un suceso”¹; es la probabilidad de que una amenaza se convierta en un desastre.

Los factores que lo componen son la amenaza (o probabilidad de ocurrencia de un evento) y la vulnerabilidad (qué tanto impacta): la amenaza es un fenómeno, sustancia, actividad humana o condición peligrosa que puede ocasionar la muerte, lesiones u otros impactos a la salud, al igual que daños a la propiedad, la pérdida de medios de sustento y de servicios, trastornos sociales y económicos, o daños ambientales. De otra parte, la vulnerabilidad son aquellas características y circunstancias de una comunidad, sistema o bien que los hacen susceptibles a los efectos dañinos de una amenaza. De acuerdo a lo anterior puede decirse que:

¹ BRAVO MENDOZA, Oscar; SÁNCHEZ CELIS, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tomo I. 3ª Edición - Colombia: Bravo & Sanchez EU. 2012.

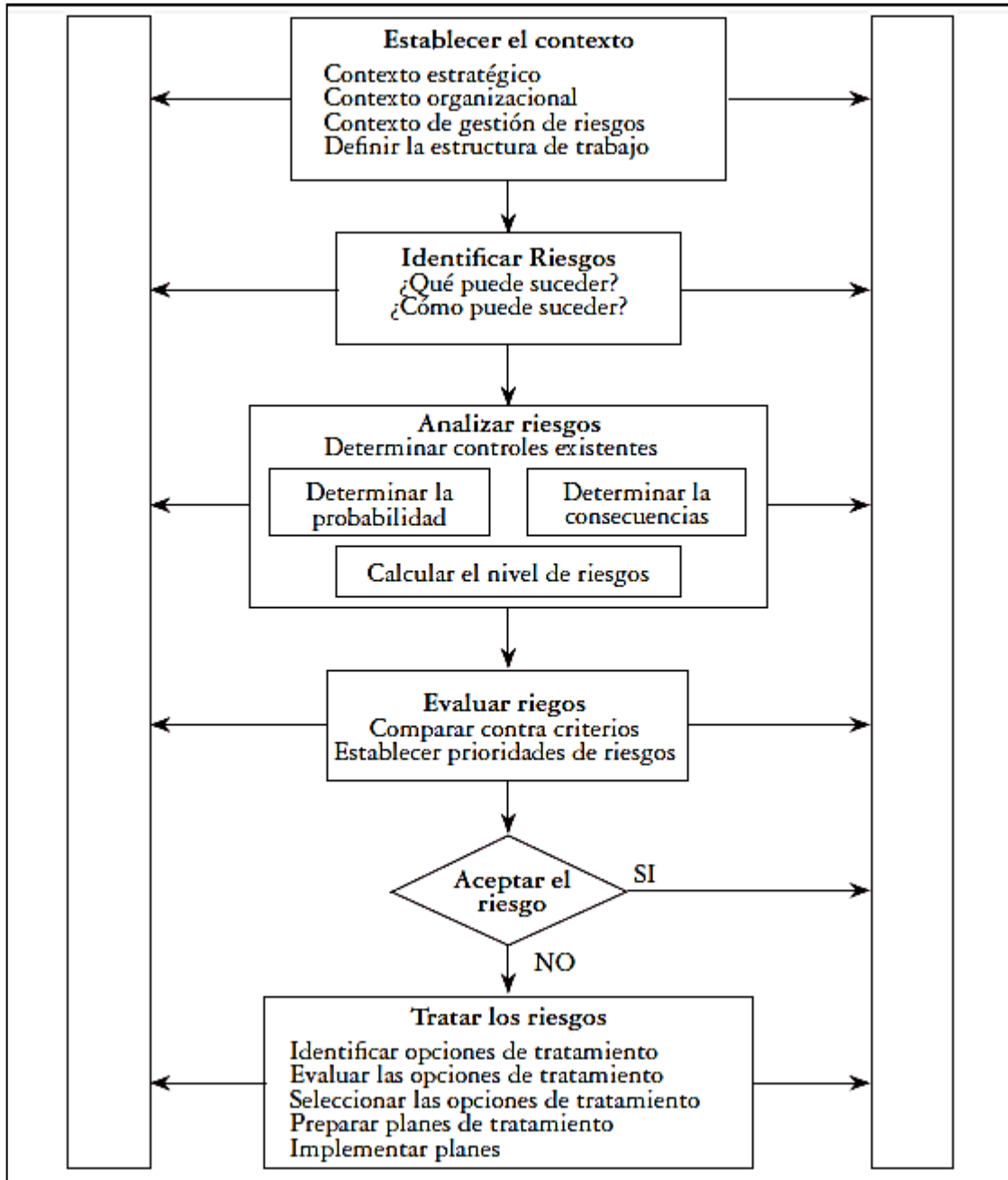
RIESGO = AMENAZA x VULNERABILIDAD

La evaluación de riesgo es probablemente el paso más importante en un proceso de gestión de riesgos, y también el paso más difícil y con mayor posibilidad de cometer errores. Una vez que los riesgos han sido identificados y evaluados, los pasos subsiguientes para prevenir que ellos ocurran, protegerse contra ellos o mitigar sus consecuencias son mucho más programáticos.

Parte de la dificultad en la gestión de riesgos es que la medición de los dos parámetros que determinan el riesgo es muy difícil, por lo cual se dice que es un proceso subjetivo. La incertidumbre asociada a la medición de cada uno de los dos parámetros es por lo general grande. La gestión de riesgo también sería más simple si fuera posible contar con una única métrica que refleje en la medición toda la información disponible. Sin embargo, esto no es posible, ya que se trata de medir dos cantidades. Un riesgo con gran magnitud de pérdida o daño y una baja probabilidad de ocurrencia debe ser tratado en forma distinta que un riesgo con una reducida magnitud de pérdida o daño y una alta probabilidad de ocurrencia. En teoría los dos riesgos indicados poseen una idéntica prioridad para su tratamiento, pero en la práctica es bastante difícil gestionarlos cuando se hace frente a limitaciones en los recursos disponibles, especialmente tiempo para llevar a cabo el proceso de gestión de riesgo.

En la Ilustración 1 se muestran las etapas para un proceso de gestión de riesgos sin importar su naturaleza

Ilustración 1. Mapa de Procesos de Riesgos.



Fuente: BRAVO MENDOZA, Oscar y Sánchez Celis, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tomo I. 3ª Edición - Colombia: Bravo & Sanchez EU. 2012.

Durante la etapa de gestión de riesgo se hace necesario especular cada uno de los diferentes riesgos que se llagasen a presentar en diferentes situaciones, clasificarlos y determinar un tratamiento de mitigación de cada uno de ellos.

A continuación se presentan los diferentes tipos de riesgos asociados a la ejecución de proyectos.

1.1.1 Riesgos del entorno. Los riesgos del entorno son aquellos eventos externos a los procedimientos internos de la compañía que se presentan de manera esporádica. Los riesgos del entorno son tan variados que abarcan desde una crisis financiera hasta situaciones de cambios regulatorios o legales.

Los riesgos externos de entorno, agrupan aquellas situaciones asociadas a la interacción con los grupos de interés, los de mercado, regulatorios, problemas con la infraestructura y orden público del país, catástrofes naturales y los eventos políticos y sociales.

Los riesgos del entorno se pueden evaluar utilizando herramientas como Porter y el análisis PESTA (Político, Económico, Social, Tecnológico y Ambiental).

1.1.2 Riesgos estratégicos. Los riesgos estratégicos analizan el medio para detectar problemas potenciales por cuenta de los competidores; u oportunidades, que se puedan presentar como por ejemplo a cambios en la demanda por variaciones en las necesidades de los clientes.

Así mismo, agrupan la forma en que agentes externos como mercados, competidores, sustitutos, cambios tecnológicos o comerciales, pueden afectar a la empresa y volver el modelo de negocios inefectivo u obsoleto.

De otra parte, los riesgos estratégicos en empresas petroleras varían de acuerdo al tamaño de la empresa, grado de innovación, la presencia local o internacional, entre otros. Dentro de la gestión del riesgo se deben tener en cuenta diferentes parámetros como la fusión y adquisición de empresas, los competidores, la disponibilidad de capital, la formulación de estrategias y los riesgos organizacionales.

- Las fusiones y adquisiciones son estrategias para dar crecimiento a la empresa, acceder a nuevos mercados, adquirir competencias o diversificar.
- Los competidores se dan por la dificultad para tener acceso a posibilidades de exploración de hidrocarburos debido al fortalecimiento en la posición de los países poseedores de recursos ocasionando una fuerte competencia por contar con acceso a los recursos, ya sea de personal, servicios, facilidades de transporte, bloques exploratorios o proyectos productivos.

- La disponibilidad de capital, se presenta dada la naturaleza de la industria, en la que se requieren altas inversiones de capital en condiciones de incertidumbre, las empresas más expuestas en razón a su tamaño o alto apalancamiento pueden llegar a tener problemas de liquidez que comprometan su capacidad para cumplir compromisos de inversión, especialmente durante ciclos de precios bajos.
- En la formulación de estrategias cada empresa debe tener claro con que disponibilidad de los recursos y competencias a fin de poder ingresar con éxito a un país o un nicho de mercado.
- Los riesgos organizacionales, se relacionan con el retiro del personal clave para el desarrollo de la empresa, manejo indebido de los recursos, dificultad para contar con suficientes medios financieros o de personal, retrasos en la aprobación o firmas de contratos que pueden afectar la ejecución.

1.1.3 Riesgos de asignación de recurso. Ocurren durante las fases de captura de información, evaluación, toma de decisiones, y ejecución de programas, proyectos y oportunidades de negocio, ya sea en forma individual o con el concurso de terceros.

1.1.4 Riesgos operacionales. Los riesgos operacionales (tabla 1) son las deficiencias que se pueden llegar a presentar dentro de las actividades operacionales de la empresa. Se presentan durante la ejecución de los programas e iniciativas incorporadas en el presupuesto de la compañía. De igual modo, hacen parte de la cadena de valor al incorporar el efecto de atentados y catástrofes naturales así como sus planes de contingencia.

Los riesgos operacionales están conformados por los obstáculos u oportunidades que se presentan en la operación del día a día, y que se asocian con la eficacia, eficiencia y efectividad en la realización de actividades.

Tabla 1. Riesgo Operacional.

RIESGO OPERACIONAL	PERSONAS	FRAUDE INTERNO (ACTOS INTERNOS)
		PRACTICAS DE EMPLEO Y SEGURIDAD LABORAR
	PROCESOS	EJECUCION, ENTREGA Y GESTION DE PROYECTOS
		CLIENTES, PRODUCTOS Y PRACTICAS COMERCIALES
	SISTEMAS	INTERRUPCION DE OPERACIONES O FALLAS DEL SISTEMA
	EXTERNOS	DAÑOS O PERDIDAS DE ACTIVOS FISICOS
FRAUDE EXTERNO		

Fuente: AGUILAR, Miguel. Auditoria Bajo Riesgos. 2012.

El proceso de identificación de riesgos inicialmente se enfoca en detectar cuáles son las fuentes principales de riesgo. Para ello se pueden emplear distintas metodologías tales como: sesiones de discusión e intercambio de ideas entre los participantes en un proyecto, análisis de datos históricos obtenidos durante la realización de proyectos de características similares, o listas de revisión de proyectos de ingeniería junto con revisiones por personal con experiencia específica en este tipo de emprendimientos. No es posible identificar absolutamente todos los riesgos posibles, y aún si se pudiera sería de muy poca ayuda. Ni tampoco es posible saber si todos los riesgos conocidos han sido identificados; pero no es este el objetivo del proceso de identificación de riesgos. Lo que en realidad se persigue es poder identificar las probables contribuciones al riesgo de un proyecto que tienen mayor impacto sobre el éxito o no del proyecto y mayor probabilidad de ocurrencia.

En la tabla No. 2, se describen algunos de los riesgos asociados a la realización de un proyecto.

1.2 INCERTIDUMBRE

“La incertidumbre existe siempre que no se sabe con seguridad lo que ocurrirá en el futuro”² e incluye tanto lo positivo como lo negativo de la situación, es decir, la oportunidad y el riesgo.

La incertidumbre es el elemento que define una situación donde la información es de naturaleza aleatoria, asociada a una estrategia y a un conjunto de resultados posibles. La incertidumbre caracteriza a una situación donde los posibles resultados de una estrategia no son conocidos, por lo tanto, se presentará una variabilidad de los flujos de caja reales respecto a proyectados o estimados y entre más amplia sea la variabilidad, mayor será el riesgo.

El desarrollo de las condiciones en el cual está inmerso el proyecto o la inversión, condicionará la ocurrencia de los hechos estimados o propuestos en una formulación. Las variables principales incluidas en la preparación de los flujos de caja dejará de manifiesto el origen de la incertidumbre: el precio y calidad de las materias primas, el nivel tecnológico de producción, las remuneraciones salariales, la evolución de los mercados, la solvencia de los proveedores, las variaciones de la demanda, tanto en cantidad, calidad, las políticas del gobierno, la

² Ibíd.

productividad real de la operación, los aspectos políticos y sociales, en sí, todo un entorno, hace que la incertidumbre en cualquier proyecto exista en el tiempo.

Existe variedad de opiniones alrededor de la correcta definición y diferenciación entre lo que se conoce como riesgo e incertidumbre; lo que es claro es que en la incertidumbre se incluye el riesgo, y en condiciones de incertidumbre la medición se hace con las probabilidades de ocurrencia del evento, y es por esto que para incorporar la incertidumbre en las valoraciones del proyecto se hace necesario incorporar análisis probabilísticos basados en la experiencia de expertos, que aun así, no garantizan la ocurrencia de un evento.

Tabla 2. Mapa de Descripción de los Diferentes Riesgos.

RIESGOS DE ENTORNO			
Industria	Soberanía	RIESGOS ESTRATÉGICOS	
		<ul style="list-style-type: none"> Fusiones y adquisiciones. Portafolio de negocios. Competencia desleal. Competidores. 	<ul style="list-style-type: none"> Gusto del cliente Innovación tecnológica Disponibilidad de capital. Estructura organizacional.
Estabilidad jurídica y regulatoria		RIESGOS DE ASIGNACIÓN DE RECURSOS	
		<p>PROYECTOS E INICIATIVAS</p> <ul style="list-style-type: none"> Selección inadecuada Demoras en la ejecución Evaluación 	<p>PRESUPUESTO</p> <ul style="list-style-type: none"> Planeación Disponibilidad recursos Evaluación financiera Tributación Fondos de pensiones
Infraestructura		RIESGOS OPERACIONALES	
		<p>OPERACIONALES</p> <ul style="list-style-type: none"> Satisfacción del cliente Recursos humanos Manejo del conocimiento Desarrollo de productos Eficiencia Capacidad Brechas en el rendimiento Tiempos de ejecución 	<p>GOBERNABILIDAD</p> <ul style="list-style-type: none"> Liderazgo Límites de autoridad Conflictos de interés de Incentivos de rendimiento Disposición al cambio Comunicaciones <p>INFORMACIÓN Y TECNOLOGÍA</p> <ul style="list-style-type: none"> Disponibilidad Integridad Accesibilidad
			<p>SOCIEDADES</p> <ul style="list-style-type: none"> Fuentes de recursos Compromisos contractuales Manejos de presupuestos Control
			<p>FINANCIEROS</p> <p>PRECIOS</p> <ul style="list-style-type: none"> Mercancías/Materias primas Instrumentos financieros <p>LIQUIDEZ</p> <ul style="list-style-type: none"> Flujo de caja de Costo de oportunidad. <p>CRÉDITO</p> <ul style="list-style-type: none"> Omisión o impago
			<p>Económicos</p> <p>Medio Ambiente</p> <p>Orden Publico Mercados Financiero</p>

<ul style="list-style-type: none"> • Tercerización • Tiempos de suministros • Fallas en equipos • Conformidad con normatividad • Salud y seguridad • Demandas 	<p>INTEGRIDAD</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fraude interno • Fraude de terceros • Actos y acciones ilegales 	<ul style="list-style-type: none"> • Liquidez <p>CATÁSTROFES</p> <ul style="list-style-type: none"> • Terremoto • Incendios • Inundación 	
Cambios en términos fiscales			

Fuente: BRAVO MENDOZA, Oscar y Sánchez Celis, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tomo I. 3ª Edición - Colombia: Bravo & Sanchez EU. 2012.

La diferencia entre riesgo e incertidumbre identifica al primero como la dispersión de la distribución de probabilidades del elemento en estudio o los resultados calculados, mientras que la incertidumbre es el grado de falta de confianza respecto a que la distribución de probabilidades estimadas sea la correcta.

La incertidumbre aumenta con el transcurso del tiempo. Cada variable que posea algún tipo de repercusión en los resultados puede llegar a tener un comportamiento diferente, magnificado en la medida en que cambian otros parámetros que influyen su desempeño; la variación de la incertidumbre en el tiempo suele representarse como un proceso de Gauss Wiener, en el que si la volatilidad se mantiene constante, se amplifica con el paso del tiempo multiplicándola por la raíz cuadrada del tiempo transcurrido. A lo anterior se le conoce como el cono de incertidumbre, y sus resultados pueden resumirse en las variaciones que llegue a tener el Valor Presente Neto (VPN) de los flujos de caja de un proyecto.

1.3 ANÁLISIS DE RIESGOS

Luego de haber identificado los posibles riesgos se procede a tipificar las consecuencias que se tendrán e indicar cuales de los tipos de consecuencias corresponden con los diversos riesgos o eventos. También se suele realizar una evaluación cualitativa sobre la magnitud de dichas consecuencias o "daño" - por ejemplo si el riesgo puede afectar la fecha de terminación del proyecto -. De esta forma es posible asignar algún índice o número, por ejemplo, 1, 2 o 3.

Es así como mediante una matriz de riesgos se evalúa la probabilidad de ocurrencia y el impacto de cada riesgo de acuerdo con la escala descriptiva. Estos datos cuantitativos obtenidos son incorporados a los flujos de caja

2. EL PROYECTO DE EXPLORACIÓN RIL

Con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el año 2003 en donde se le encomendó administrar y regular el recurso hidrocarburífero de Colombia, comenzó la transformación de Colombia en un país atractivo para los inversionistas nacionales y extranjeros. Fue a partir de esta apertura que RIL se incorporó al mercado nacional y se fijó como objetivo obtener bloques en exploración con el fin de desarrollar proyectos productivos para los grupos de interés. En el presente capítulo se presenta en detalle los análisis técnicos con que se cuenta para uno de los proyectos.

2.1 ESTRATEGIA CORPORATIVA

En esencia la estrategia corporativa debe responder a dos interrogantes fundamentales: ¿En qué negocios debe enfocar la empresa el mayor de los esfuerzos? Y ¿Como la organización va a gestionar esto?

Como lineamientos de la casa matriz, RIL se fijó como negocios objetivos, aquellos Bloques en donde se tuviera un alto grado de confianza que los campos a desarrollar produjeran crudo con una gravedad API mayor de 22 y que no se encontraran ubicados en zonas lejanas del piedemonte llanero, donde se pueda producir con tecnologías convencionales y se pueda vender el producido en cercanías a los campos. Para lograr esto, la compañía contará con el capital humano local con la debida experiencia de trabajo en el área de influencia y con el musculo financiero de su casa matriz.

2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Bloque RIL1 está localizado dentro de las jurisdicciones municipales de Paz de Ariporo, Pore y Trinidad en el Departamento de Casanare (ilustración 2). Al occidente del RIL1 la empresa WOGSA opera el Bloque Y1, el cual cuenta con la estación CPN1 y la locación YN. Al oriente, la compañía POG Colombia Ltd opera

el Campo CG en donde se localiza una estación que se conecta a través de un oleoducto con la Estación Araguaney; al costado sur occidental se encuentra la Estación TND, Operada también por POG Colombia Ltda. En la ilustración 4 se observa un diagrama general de ubicación del proyecto.

En el área de posible desarrollo, se encuentra la influencia de al menos 14 veredas y pequeños municipios con poblaciones rurales dedicadas al pastoreo y al cultivo de pan coger. Sin embargo, también existen grandes latifundios con cultivos de palma africana y arroz.

Ilustración 2. Ubicación Geográfica. Bloque RIL 1.



Fuente: Departamento Administrativo de Planeación. Gobernación de Casanare. [en línea]. 2013. Disponible en <<http://www.casanare.gov.co/?idcategoria=19561>>.

En la ilustración 3, se puede observar de manera esquemática las vías primarias y secundarias que actualmente se encuentran en servicio y el acceso al área del proyecto.

Ilustración 3. Acceso desde Yopal a los municipios de Trinidad, Pore y Paz de Ariporo.



Fuente: Google.tec.[en línea] Microsoft Corporation. 2013.

2.3 GEOLOGÍA

El departamento del Casanare se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos la cual es una de las cuencas con mayor información existente en virtud a la alta actividad exploratoria que en la actualidad se está realizando, así como de los campos que se han venido desarrollando con alta actividad en los últimos diez años. En los siguientes párrafos se tratará cada uno de los temas del sistema petrolífero.

2.3.1 Geología general. Esta zona de la cuenca de los Llanos ha sido denominada como de tipo “foreland” limitada hacia el oeste por el piedemonte de la Cordillera Oriental, hacia el este por el escudo de Guyana; hacia el norte por el arco de Arauca y hacia el sur por el arco de Vaupés.

De acuerdo a la información disponible de pozos y campos cercanos, se encuentran rocas del Paleozoico Inferior, cubiertas discordantemente por rocas del Cretácico Superior (Une y/o Ubaque, Gachetá y Guadalupe), Terciario (Carbonera,

León Shale, y Guayabo) y Cuaternario. Desde superficie hasta la base del Cretácico la sección sedimentaria tiene un espesor aproximado promedio de 11500 pies.

Los shales ricos en materia orgánica de la Formación Gachetá se consideran la roca generadora de los hidrocarburos en esta área, de la Cuenca de los Llanos Orientales.

El desarrollo de la cuenca durante el Terciario Temprano dio como resultado las facies litorales que constituyen los reservorios más importantes de la cuenca de los Llanos.

2.3.2 Geología estructural. Descripción general. En general las estructuras en los Llanos, corresponden a monoclinales interrumpidos por fallas antitéticas (normales en contra del buzamiento regional), este tipo de estructura constituye el modelo geológico para los campos de producción en el área circundante al bloque.

Interpretando en detalle la sísmica 2D existente en el bloque se identificaron al menos dos prospectos, cuya estructura se puede describir como un monoclinal inclinado hacia el occidente con cierre en tres direcciones contra una falla normal antitética. Las estructuras identificadas en el área se presentaran en detalle en este informe en el capítulo de geología del petróleo.

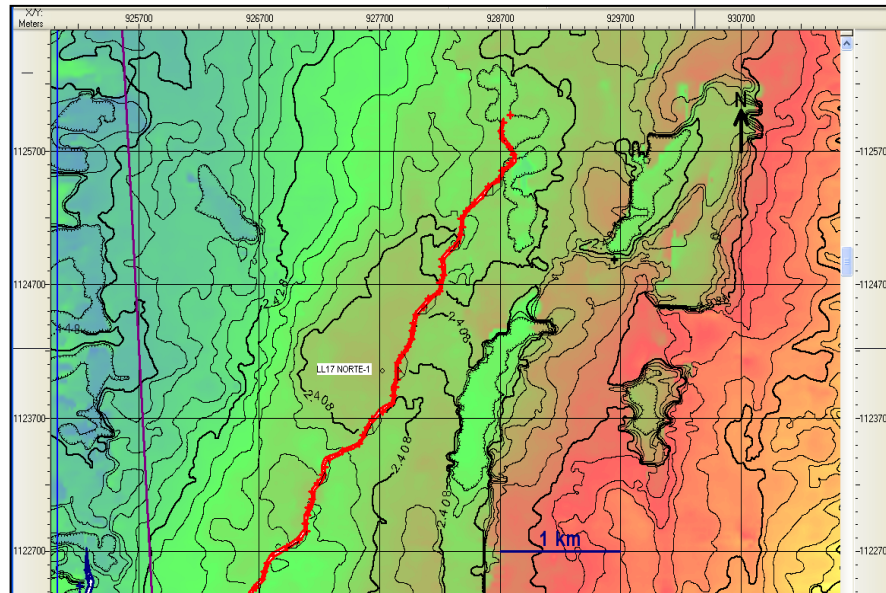
2.3.3 Geología del petróleo. En general los hidrocarburos descubiertos en la Cuenca de los Llanos han sido interpretados como generados por los shales de la Formación Gachetá y en una menor proporción generados por los shales del Terciario Inferior. La zona de generación de hidrocarburos se encuentra localizada en la parte oeste de la cuenca, correspondiendo a la parte más profunda al actual piedemonte de la cordillera. El contenido orgánico (TOC entre 1 y 2%), calidad de kerógeno (tipos II y III) y su madurez (R_o entre 0,7 y 1%) son favorables para la generación y expulsión de hidrocarburos.

La migración tuvo lugar principalmente durante el levantamiento de la Cordillera Oriental y el enterramiento del foredeep en el Mioceno Tardío, se asume que la mayoría de los hidrocarburos generados en el Cretácico migraron durante este tiempo hacia el área de la Cuenca de los Llanos. Sin embargo, la migración comenzó desde el Eoceno hasta hoy, lateralmente y verticalmente a través de cuerpos de arena, inconformidades, fallas y fracturas.

2.3.4 Prospecto norte. El prospecto Norte se localiza hacia la parte norte-oeste del Bloque y basado en los análogos cercanos, las formaciones Carbonera y Gacheta son los principales objetivos. En la ilustraciones 4 y 5 se presentan los

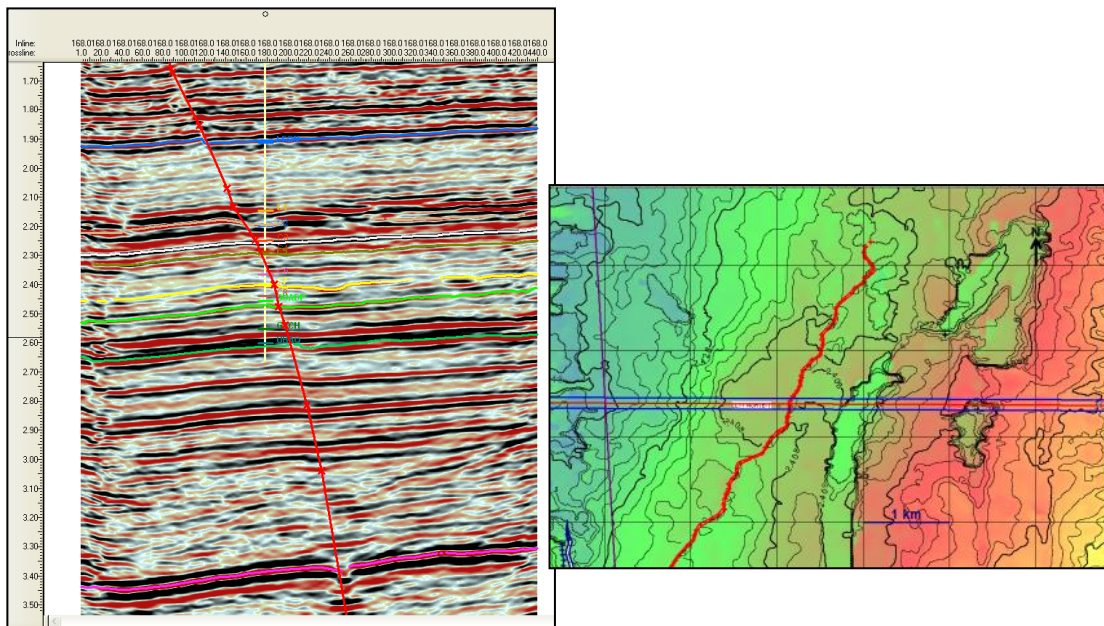
mapas de contornos de un horizonte cercano a la Formación Carbonera. El cierre estructural del prospecto es de 300 acres en Carbonera y 200 acres en la Formación Gachetá. La posible localización del pozo exploratorio se observa en la línea sísmica XX8.

Ilustración 4. Mapa Estructural Formación Carbonera – Contorneo 4ms.



Fuente: HERNANDEZ, L. Evaluacion de la sísmica RIL. Enero 2010. Ramshorn Int.

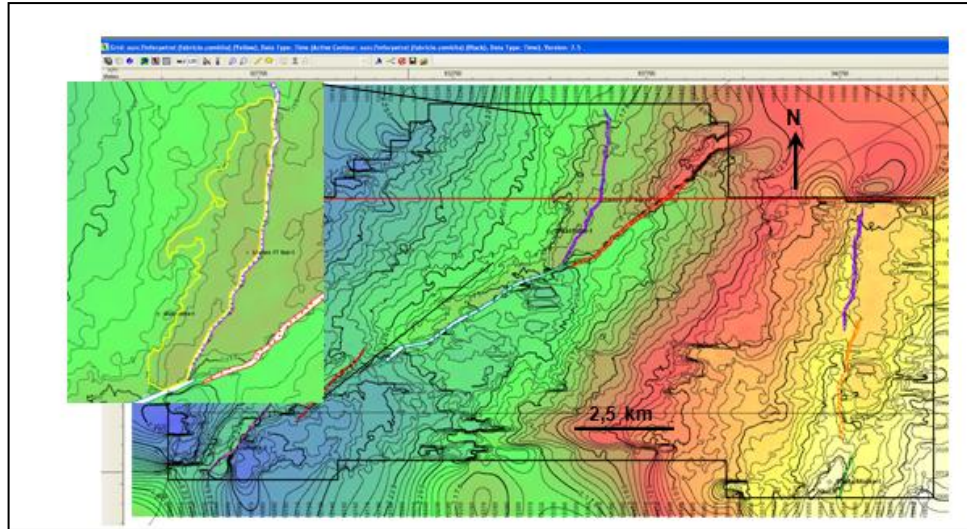
Ilustración 5. Inline XX8 – Horizontes, falla asociada al prospecto y pozo perforado.



Fuente: HERNÁNDEZ, L. Evaluación de la sísmica RIL. Enero 2010. Ramshorn Int.

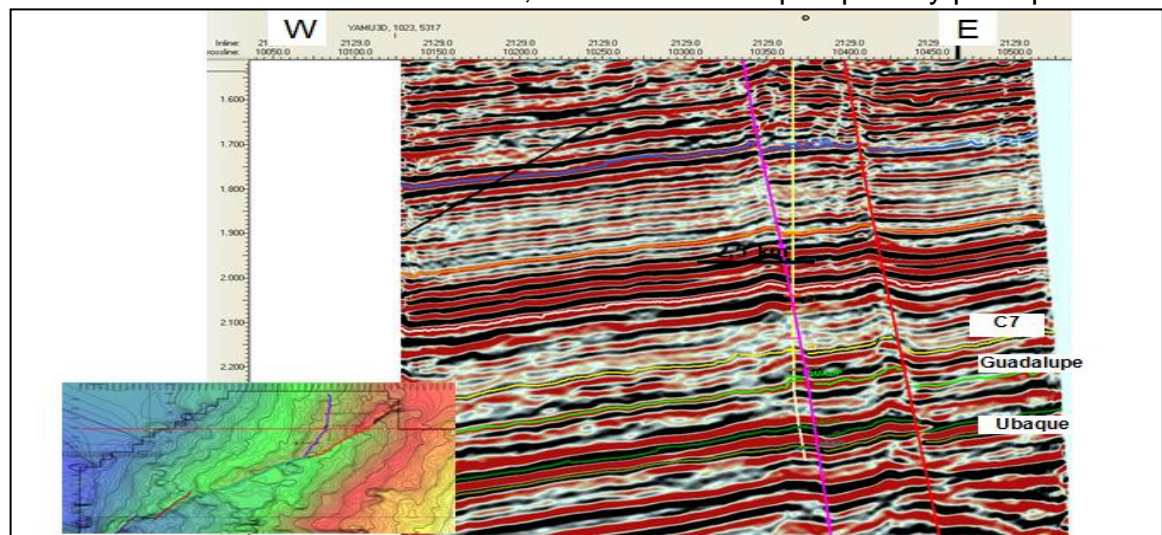
2.3.5 Prospecto sur. En la Ilustración 6 presenta el mapa de contornos de un horizonte cercano a la Formación Carbonera. El cierre estructural del prospecto es de 500 acres en Carbonera y 400 acres en la Formación Gachetá. En la ilustración 7 se muestra la posible localización del pozo exploratorio el cual se observa en la línea sísmica XX7.

Ilustración 6. Mapa Estructural Formación Carbonera – Contorneo 5ms.



Fuente: HERNÁNDEZ, L. Evaluación de la sísmica RIL. Enero 2010. Ramshorn Int.

Ilustración 7. Inline XX7 – Horizontes, falla asociada al prospecto y pozo perforado.



Fuente: HERNÁNDEZ, L. Evaluación de la sísmica RIL. Enero 2010. Ramshorn Int.

2.4 RESERVAS ESTIMADAS

Dentro del bloque RIL1 y de acuerdo a la información disponible de pozos y campos cercanos, se esperan tener arenas productoras dentro de las Formaciones Carbonera y Gachetá. La estimación de los recursos prospectivos está basada en los datos obtenidos a partir de la sísmica 3D procesada, y valores de porosidad, saturación de agua, factores volumétricos y factores de recobro, de pozos y campos cercanos, para las formaciones objetivo dentro de los prospectos definidos.

A continuación, en la tabla 3 se presenta un resumen de los recursos prospectivos calculados por prospecto según la formación en la cual se haya identificado potencial alguno de hidrocarburos.

Tabla 3. Recursos estimados - Prospecto Norte.

VOLUMETRIC CALCULATIONS									
PROSPECT	CARBONERA C7			CARBONERA C8			GACHETA		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
AREA, Acres	250	150	70	250	160	60	220	100	50
THICKNESS, ft	25	20	15	15	12	10	12	10	8
POROSITY, frac	0.25	0.22	0.19	0.29	0.26	0.24	0.2	0.18	0.16
OIL SATURATION, frac	0.72	0.64	0.53	0.8	0.73	0.66	0.7	0.68	0.65
Bo, Bres/Bstand	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
RECOVERY FACTOR, frac	0.57	0.51	0.42	0.57	0.51	0.42	0.55	0.49	0.4
OOIP, MMBBLS	7.93	2.98	0.75	6.14	2.57	0.67	2.61	0.86	0.29
RESOURCES, MMBBLS	4.52	1.52	0.31	3.50	1.31	0.28	1.43	0.42	0.12
SUCCESS OPORTUNITY (FRAC)									
TRAP	0.6			0.6			0.6		
MIGRATION	0.80			0.8			0.8		
RESERVOIR	0.80			0.85			0.7		
SOURCE	1.00			1			1		
TOTAL	0.384			0.408			0.34		
TOTAL RISKED RESOURCES (MMBBLs)									
	CARBONERA C7			CARBONERA C8			GACHETA		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
MMBBLs	1.74	0.58	0.12	1.43	0.53	0.11	0.48	0.14	0.04
	TOTAL UNRISKED RESOURCES (MMBBLs)			TOTAL RISKED RESOURCES (MMBBLs)					
P10	9.45			3.65					
P50	3.25			1.26					
P90	0.71			0.27					

Fuente: El Autor. 2013.

Tabla 4. Recursos Estimados. Prospecto Sur.

VOLUMETRIC CALCULATIONS									
	CARBONERA C7			CARBONERA C8			GACHETA		
PROSPECT	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
AREA, Acres	550	400	80	400	250	80	370	200	70
THICKNESS, ft	25	20	15	15	12	10	12	10	8
POROSITY, frac	0.25	0.22	0.19	0.29	0.26	0.24	0.2	0.18	0.16
OIL SATURATION, frac	0.72	0.64	0.53	0.8	0.73	0.66	0.7	0.68	0.65
Bo, Bres/Bstand	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
RECOVERY FACTOR, frac	0.57	0.51	0.42	0.57	0.51	0.42	0.55	0.49	0.4
OPIP, MMBBLS	17.46	7.94	0.85	9.82	4.02	0.89	4.38	1.73	0.41
RESOURCES, MMBBLS	9.95	4.05	0.36	5.60	2.05	0.38	2.41	0.85	0.16
SUCCESS OPORTUNITY (FRAC)									
TRAP	0.7			0.7			0.7		
MIGRATION	0.80			0.8			0.8		
RESERVOIR	0.80			0.85			0.7		
SOURCE	1.00			1			1		
TOTAL	0.448			0.476			0.39		
TOTAL RISKED RESOURCES (MMBBLs)									
	CARBONERA C7			CARBONERA C8			GACHETA		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
MMBBLs	4.46	1.82	0.16	2.66	0.97	0.18	0.95	0.33	0.06
	TOTAL UNRISKED RESOURCES (MMBBLs)			TOTAL RISKED RESOURCES (MMBBLs)					
P10	17.96			8.07					
P50	6.95			3.12					
P90	0.90			0.40					

Fuente: El Autor. 2013.

2.5 INGENIERÍA

La evaluación de la ingeniería del proyecto debe cubrir tanto los aspectos de subsuelo (ingeniería de yacimientos) como la de superficie (ingeniería de producción), sin descontar lo referente a infraestructura que abarca otras ramas de la ingeniería.

2.5.1 Ingeniería de yacimientos. Para un prospecto exploratorio, los valores de las variables asociadas a los cálculos de ingeniería de yacimientos deben ser obtenidos a partir de pozos que tengan similar comportamiento y con la debida prudencia deben ser incorporados en los cálculos de volúmenes. La información aquí presentada están basados en el comportamiento exhibido por pozos cercanos bajo las mismas condiciones esperadas de producción.

2.5.1.1 Pronósticos de producción. De acuerdo con los recursos prospectivos presentados, y basados en el comportamiento de la producción de los pozos ubicados en áreas aledañas, se realizaron los pronósticos de producción para cada prospecto teniendo en cuenta lo siguiente:

Para la estimación de las tasas de declinación se tuvo en cuenta el exhibido por los pozos de los campos CG – para el prospecto norte – y los campos TR y YA – para el prospecto sur. Las características principales que exhiben los pozos de los campos mencionados son: alta declinación (45% aprox.) durante los dos primeros años de producción y una estabilización a partir del 6 año de producción (16% aprox.).

A pesar que durante las pruebas iniciales los pozos mostraron caudales de hasta 5740 BOPD, los caudales promedio iniciales están alrededor de 2500 BOPD. Se supuso que por límite económico, la mínima rata de producción por pozo fuese de 50 BOPD.

La producción acumulada estimada a partir de las curvas de declinación, debe ser similar a las reservas estimadas en el escenario P50, tal como se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Recursos Prospectivos- Escenario P50.

PROSPECT	TOTAL UNRISKED RESOURCES	TOTAL RISKED RESOURCES
North	3.25	1.26
South	6.95	3.12
TOTAL	10.20	4.38

Fuente: HERNÁNDEZ, L. Evaluación de la sísmica RIL. Enero 2010. Ramshorn Int.

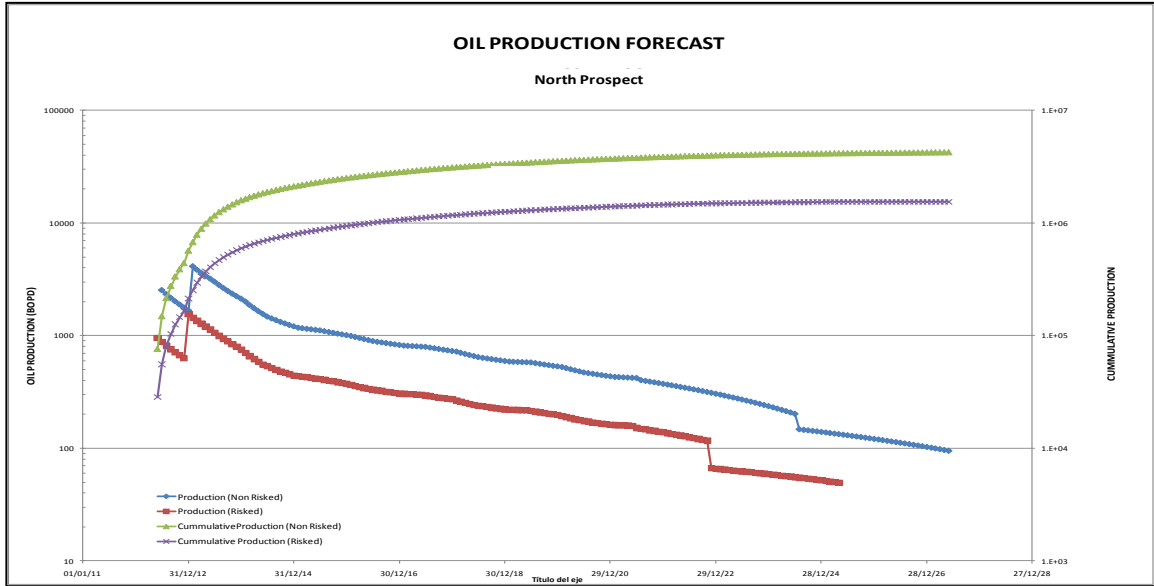
En el prospecto Norte se perforaran dos pozos productores y en el Sur cuatro pozos productores, con el fin de acelerar el recobro. Esta suposición está acorde con las áreas de drenaje estimadas.

Para la disposición de las aguas de producción se estima perforar un pozo inyector en cada locación.

Se espera que al igual de los campos aledaños, el mecanismo de producción presente sea por empuje de acuífero activo y de ahí los altos de corte de agua.

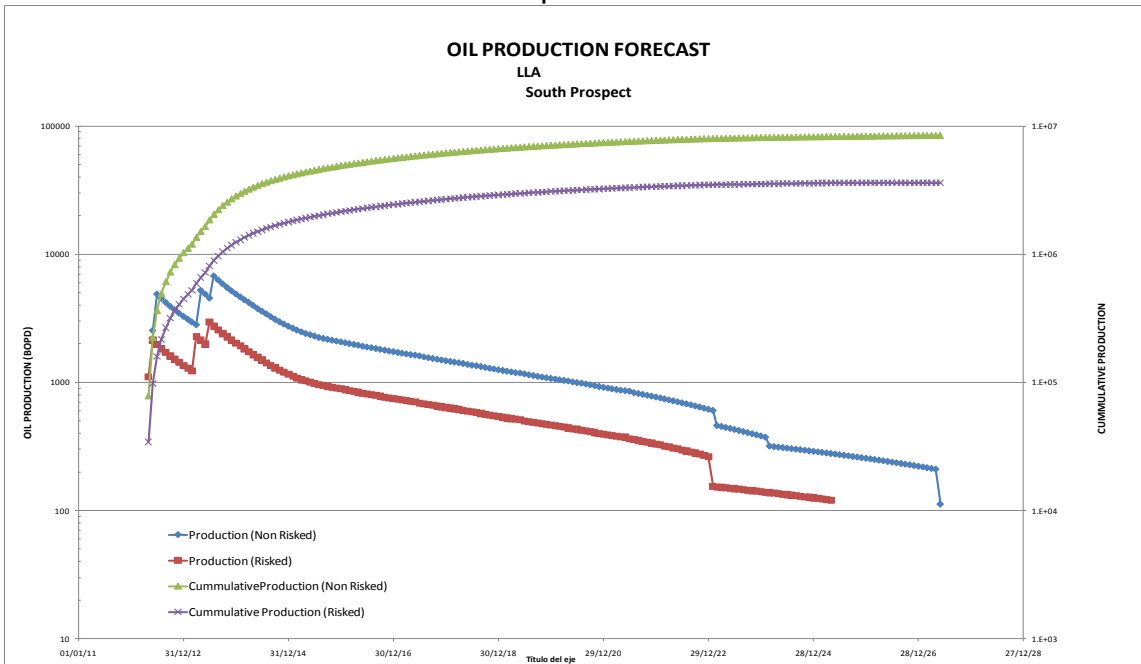
En los gráficos 1 y 2, se muestran los perfiles de producción de los prospectos Norte y Sur respectivamente, así como el acumulado producido.

Grafica 1. Perfil Producción - Prospecto Norte.



Fuente: El Autor. 2013.

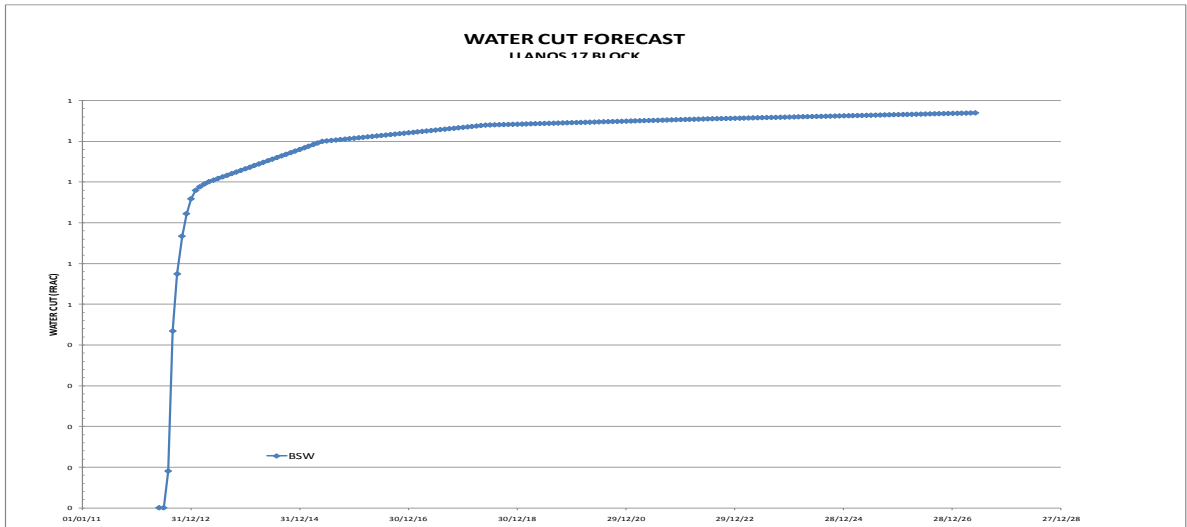
Grafica 2. Perfil de Producción - Prospecto Sur.



Fuente: El Autor. 2013.

Finalmente, se estima que el perfil de producción de agua por pozo cumpla con el corte de agua mostrado en la Grafico 3.

Grafica 3. Corte de Agua típico.



Fuente: El Autor. 2013.

Los toques de producción de agua estimados son de 19000 BWPD y 10000 BWPD luego de 7 años de producción, en los prospectos Sur y Norte respectivamente. Es importante tener en cuenta que luego de un año se alcanzara 8000 BWPD en el prospecto Sur y 10000 BWPD en el prospecto Norte, por lo que se recomienda que después de probados los pozos y se estimen las dimensiones del yacimiento, se habilite un pozo inyector esto debido a la imposibilidad de vertimiento en el rio, de disponer en campos de aspersion o del riego en vías

2.5.1.2 Fluidos a producir. De acuerdo con la información disponible se estima que los fluidos producidos presenten las características que se describen en la tabla 6.

Tabla 6. Características de los Fluidos.

	Prospecto Norte	Prospecto Sur
Gravedad API	32 - 34	30 - 34
Salinidad de agua, ppm Cl-	2000 - 3000	600 - 1000
H2S	2 - 8	Trazas
CO2	Trazas	1%

Fuente: El Autor. 2013.

2.6 PERFORACIÓN Y COMPLETACION DE POZOS

Se estima que las presiones de yacimiento ($P_s = 3900$ psi @ 9500' RTE) permitan que los pozos fluyan inicialmente naturalmente o con niveles cercanos a la superficie. Para aliviar columna y generar mayor drawdown, la tubería de producción debe ser sentada lo más cercano a las perforaciones y en el revestimiento de 9 5/8" para poder instalar bombeo electro-sumergible.

2.7 INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

Levantamiento Artificial. Para la selección del sistema de levantamiento artificial se tiene en cuenta el comportamiento y las condiciones de producción de los pozos (índice de productividad, volúmenes de fluidos, contacto agua-aceite, API, entre otros parámetros), propiedades del fluido (viscosidad, parafina, asfaltenos, precipitados de scale, corrosión, etc.), la geometría del pozo (vertical o desviado, con o sin liner, tamaño del revestimiento), ubicación geográfica, fuentes de energía disponible, costos y disponibilidad de mantenimiento, accesibilidad a servicios de slickline y/o wireline, personal de operación, entre otros.

Se consideró los diferentes sistemas de levantamiento existentes en la industria del petróleo: Bombeo Mecánico, Bombeo Electro-sumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico, Gas Lift y el uso combinado de ellos

La no presencia de gas libre en los pozos del área y de acuerdo a análisis a muestras de fluidos la Presión de Burbuja (P_b) no excede 150 psi, y descartan el sistema de levantamiento por Gas Lift para ser considerado como una opción en la producción de los pozos del Bloque.

La alta desviación y la profundidad de los pozos hacen que cualquier sistema de varillas –bombeo mecánico o Bombeo por cavidades progresivas - no sea eficaz, debido a la constante ruptura de varillas y limitaciones de profundidad, adicionalmente los bajos caudales que ellos son capaces de manejar están por debajo de los caudales estimados de producción.

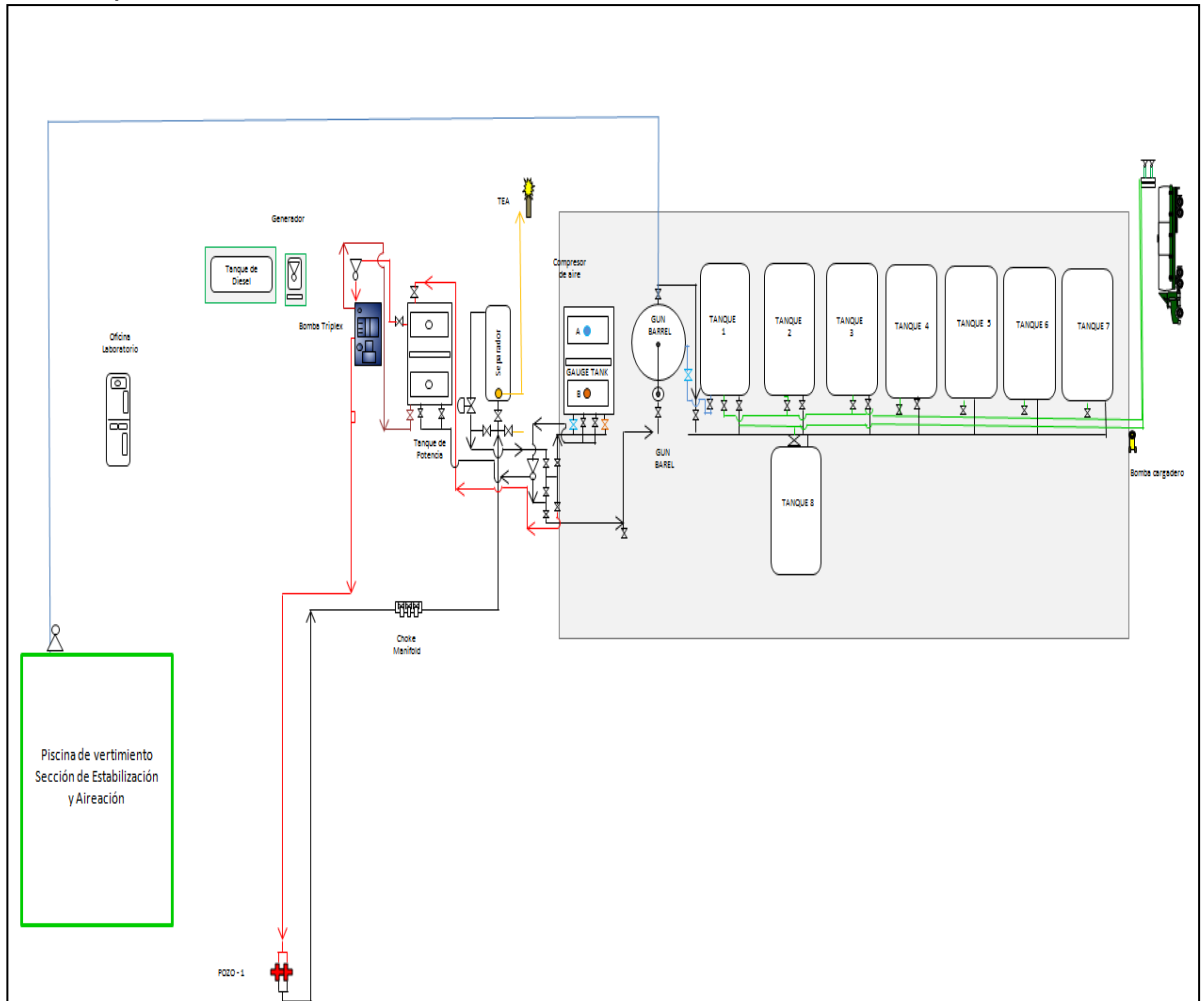
2.8 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Como se ha venido discutiendo, en el Bloque se perforaran dos prospectos: El prospecto Norte que se encuentra ubicado a 28kms del municipio de Paz de Ariporo y a 118 kms de la ciudad El Yopal, el prospecto Sur se encuentra ubicado

a 58 kms del municipio de Pore y a 128 kms de la ciudad de El Yopal (Ilustración 10)

Para la realización de las pruebas iniciales se emplearan los equipos que se esquematizan en la Ilustración 8.

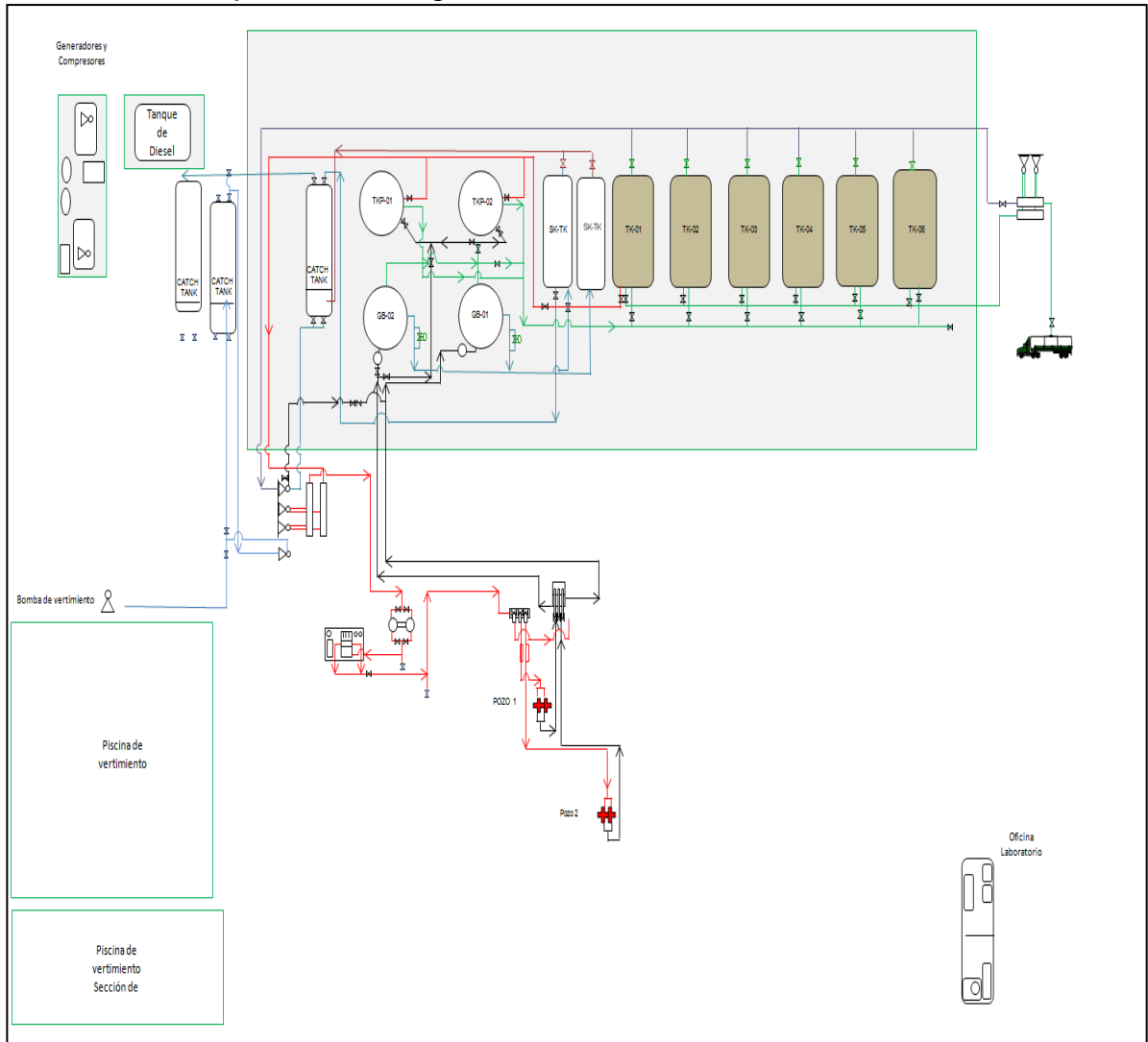
Ilustración 8. Esquema de equipos para las Pruebas Iniciales de los Prospectos del Bloque.



Fuente: El Autor. 2013.

Para las pruebas extensas los volúmenes producidos serán recibidos, tratados y fiscalizados en las facilidades de producción que se construirán en cada locación de acuerdo con la disponibilidad. En la Ilustración 9, se muestra el esquema propuesto de las facilidades de producción en cada estación de producción.

Ilustración 9. Esquema del arreglo de la estación de Producción.



Fuente: El Autor. 2013.

2.9 TRANSPORTE DE CRUDO

Como parte del desarrollo de un campo se hace necesario poner especial cuidado en la manera en que se va a lograr el despacho del fluido producido, siendo este despacho posible por medio de carro-tanques y oleoductos. A continuación se describe las posibilidades existentes dentro del área de influencia

2.9.1 Vías de acceso al bloque. El acceso al Bloque se realiza desde la ciudad de Yopal por vía terrestre utilizando las vías nacionales, departamentales, municipales y veredales existentes.

Para acceder al Bloque por el Sector Sur se sale desde Yopal tomando la vía principal que comunica con el Municipio de San Luis de Palenque; desde este punto hasta llegar a las posibles locaciones se presenta el cruce de cuatro (4) cuerpos de agua y otros drenajes pequeños.

Para acceder al sector Norte desde la ciudad de El Yopal, se toma la vía principal que lo comunica con el municipio de Paz de Ariporo, pasando por el municipio de Pore todo por Vía pavimentada.

Ilustración 10. Red de Transporte de Crudo de Colombia.



Fuente: HERNÁNDEZ, L. Evaluación de la sísmica RIL. Enero 2010. Ramshorn Int.

2.9.2 Infraestructuras energética existente. El Bloque cuenta con cobertura para la zona rural del 55%, únicamente para el área Sur. El origen de la red de distribución, es el municipio del Yopal la cual es transportada hasta Paz de Ariporo con un nivel de tensión de 115 kV, hasta Trinidad con un nivel de tensión de 34,5 kV y hasta Pore con un nivel de tensión de 34,5 – 13,2 kV. De acuerdo con esto, la continua disponibilidad de energía eléctrica para el sector sur hace factible la instalación del bombeo electrosumergible. Para el sector norte, el suministro de energía presenta muchas interrupciones y las distancias para acceder son cercanas a 2 kilómetros.

2.9.3 Despacho de carro-tanques. El despacho del crudo de venta se hará utilizando carro-tanques tipo tractomulas de 220 barriles de capacidad, los cuales movilizaran el crudo desde cada uno de los puntos de producción hasta la estación de recibo por definir, la cual varía de acuerdo con el comprador y con la disponibilidad de recibo de los oleoductos.

En la ilustración 14 se encuentran las posibles estaciones de entrega de crudo en Colombia.

2.10 TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua asociado a la producción del pozo se separa en superficie en el Gun Barrel de donde sale al Skimmer tank con el fin de desnatar el poco porcentaje de crudo arrastrado desde el Gun Barrel. Esta agua será tratada con floculantes y clarificador para ser dispuesta en la piscina de oxidación y a través de un sistema de aireación para lograr la temperatura adecuada basados en la licencia ambiental del bloque.

Luego de que el agua producida alcance los parámetros de inyectividad, es decir temperatura menor de 120F y sólidos en suspensión menor a 5 micrones, se dispondrá en los pozos inyectoros dedicados para tal fin en cada plataforma

3. ANÁLISIS DEL PROYECTO RIL

Hasta este momento, se han hecho los análisis y conceptualizaciones del proyecto principalmente desde el punto de vista técnico. Simultáneamente, los evaluadores del proyecto han de estar realizando sus estimaciones a partir de un escenario técnico lejos de los riesgos. En este capítulo se realiza la identificación, clasificación y cuantificación de los riesgos específicos para el proyecto RIL.

3.1 ANÁLISIS CUALITATIVO DEL RIESGO

En esta etapa se requiere que las personas asociadas al proyecto, basados en su experiencia identifiquen todos los posibles riesgos que pueden afectar al proyecto con el fin de clasificarlos y valorarlos.

3.1.1 Identificación. Inicialmente se realizó la identificación y tabulación de los principales riesgos asociados al proyecto RIL clasificándolos en las siguientes categorías: operacionales, de entorno, estratégicos y de asignación de recursos.

Tabla 7. Análisis de Riesgos Operacionales.

Item	RIESGOS OPERACIONALES (O)
1	No conseguir materiales para la construcción de los equipos requeridos
2	Demoras en la comercialización del crudo.
3	Inadecuado tratamiento y disposición de fluidos contaminantes – H2S, CO2
4	Falta de personal técnico capacitado
5	Falta de agua para consumo humano
6	Posibilidad de incendio/explosiones en equipos
7	Falta de guías de transporte de crudo
8	Daños/inconvenientes en campamentos
9	Falta de carro tanques para el transporte
10	No conseguir Mano de obra calificada para la construcción de facilidades
11	Demoras en la obtención de materiales para la construcción de las obras civiles (carreteras, explanaciones).
12	Recurrencia de Accidentes de trabajo en las facilidades de producción

Item	RIESGOS OPERACIONALES (O)
13	Equipos con poca disponibilidad de repuestos
14	Mal manejo de aguas servidas en las áreas de campamentos
15	Problemas con las comunicaciones entre el campo y las oficinas (Voz y datos)
16	Mal tratamiento de las aguas de producción
17	Fallas en los sistemas de medición
18	Demora en el suministro de combustibles para la operación
19	Deficiencia en la documentación de los procesos
20	No contar con planes de contingencia en HSE
21	Perdidas volumétricas entre el despacho y el recibo
22	Retrasos en la ingeniería de diseño de facilidades
23	Fallas en los diseños de ingeniería
24	Errores en la definición del potencial del yacimiento
25	Dificultades en la construcción de las líneas de transferencia por inestabilidad del terreno
26	Demoras en los estudios previos a la construcción (suelos, topografías, etc)
27	Producción de crudo fuera de especificaciones
28	Compra de equipos con características diferentes a las requeridas
29	Problemas en la perforación de pozos
30	Fallas en equipos de producción (Bombas, líneas, válvulas, tanques)
31	Fallas en servicios auxiliares (Aire, energía, combustible)
32	Bajo rendimiento de trabajadores
33	Tercerización de trabajos
34	Fraude interno y de terceros
35	Mantenimiento constante de equipos
36	Alta rotación de personal
37	Paradas de emergencia por fallas operacionales

Fuente: El Autor. 2013.

Tabla 8. Análisis de Riesgo de Entorno.

Item	RIESGOS DE ENTORNO (EN)
38	Fusiones con otras empresas
39	Desastres naturales –Incendio
40	Desastres naturales -Temblor/Terremoto
41	Desastres naturales – Inundación
42	Desastres naturales – Sequia
43	Caída del precio del crudo

Item	RIESGOS DE ENTORNO (EN)
44	Inestabilidad Gubernamental
45	Mala relación con la comunidad / Interferencia con los grupos de interés
46	Caída o alza en la TRM ocasionando posibles problemas con contratistas
47	Amenazas de grupos irregulares
48	Bajas reservas
49	Altos volúmenes de producción
50	Producción de crudos de más baja calidad que la esperada
51	Paros cívicos de las comunidades
52	Extorsiones a la empresa
53	Cambios en los costos del transporte de crudo
54	Cambio abrupto en los precios de los servicios de alquiler de equipos
55	Dificultades en la adquisición de predios en la zona de interés
56	Dificultades con las vías de acceso
57	Inestabilidad regulatoria (Leyes)
58	Paro de trabajadores
59	Aumento en la cantidad de agua de producción
60	Enfermedad de los empleados
61	Afectación de fauna y flora (Animales en via de extinción, Reservas naturales)
62	Arqueológicos y patrimonio

Fuente: El Autor. 2013.

Tabla 9. Análisis de Riesgos Estratégicos.

Item	RIESGO ESTRATÉGICOS (ES)
63	No obtener el licenciamiento ambiental a tiempo
64	No contar con la aprobación del MME en cuanto a equipos y procedimientos
65	No conseguir autorización del MME para perforar nuevos pozos
66	Inadecuada toma de decisiones frente a cuál es el orden de realizar las labores
67	Deficiente gestión administrativa – Demoras en procesos de contratación
68	Cambio de prioridades en el portafolio de la empresa
69	Mala definición de la ruta de trazado de las líneas de transporte
70	Cambio en los objetivos de la compañía por fusión con otra empresa
71	Fallas en la estrategia de contratación del proyecto
72	Fallas en la comunicación entre los diferentes actores del proyecto
73	Falla en toma decisión de tecnología a implementar
74	Mala planeación y control de los trabajos.

Item	RIESGO ESTRATÉGICOS (ES)
75	No contar con aprobación de estudios ambientales
76	No contar con licencia de vertimiento
77	Problemas de Contratación
78	Inadecuada definición de la estructura organizacional del proyecto
79	Mala definición de la estrategia de manejo del proyecto
80	Demoras en la entrega de equipos por parte de proveedores
81	Falla en la definición de prioridades para lograr arranques tempranos
82	Fallas en la logística de entrega de materiales de construcción
83	Problemas con el manejo de residuos
84	Problemas de logística en el campamento (Alojamiento, casino, energía)
85	Falla en el suministro de energía (Apagón, déficit de combustible)

Fuente: El Autor. 2013.

Tabla 10. Análisis de Riesgos de Asignación de Recursos.

Item	RIESGO DE ASIGNACIÓN DE RECURSOS (A)
86	Disponibilidad de dinero para invertir en los proyectos
87	No poder adquirir los terrenos necesarios
88	Deficiente gestión administrativa – mala gestión de compras de equipos
89	Selección inadecuada de opciones de producción
90	Sobrecostos por mala planeación
91	Deficiente evaluación financiera
92	Sobrecostos por cambios en la definición del proyecto y retrabajos
93	Gastos adicionales por demandas
94	Sobrecostos en la contratación de personal altamente calificados.
95	Disminución del capital asignado al proyecto
96	Sobrecosto por adicionales (Estudios, adecuación del terreno, conexiones eléctricas)
97	Malversación de recursos económicos
98	Salida de inversionistas o entidades financieras interesadas en el proyecto
99	Omisión o pago de créditos
100	Robos en bodega
101	Retrabajos o retrasos causados por la interventoría o entes de control del proyecto

Fuente: El Autor. 2013.

3.1.2 Evaluación. De acuerdo con la probabilidad y el impacto de ocurrencia se han clasificado los principales y más significativos riesgos que tiene el proyecto en el área de exploración.

Tabla 11. Evaluación de Riesgos en la Empresa.

ÍTEM	CAT	PRIORIZACIÓN DE RIESGOS
2	O	Demoras en la comercialización del crudo.
9	O	Falta de carro tanques para el transporte
15	O	Problemas con las comunicaciones entre el campo y las oficinas (Voz y datos)
43	EN	Caída del precio del crudo
48	EN	Bajas reservas
49	EN	Altos volúmenes de producción
55	EN	Dificultades en la adquisición de predios en la zona de interés
1	O	No conseguir materiales para la construcción de los equipos requeridos
6	O	Posibilidad de incendio/explosiones en equipos
18	O	Demora en el suministro de combustibles para la operación
63	ES	No obtener el licenciamiento ambiental a tiempo
64	ES	No contar con la aprobación del MME en cuanto a equipos y procedimientos
87	A	No poder adquirir los terrenos necesarios
11	O	Demoras en la obtención de materiales para la construcción de las obras civiles (carreteras, explanaciones).
47	E	Amenazas de grupos irregulares
53	E	Cambios en los costos del transporte de crudo
54	E	Cambio abrupto en los precios de los servicios de alquiler de equipos
7	O	Falta de guías de transporte de crudo
16	O	Mal tratamiento de las aguas de producción
17	O	Fallas en los sistemas de medición
20	O	No contar con planes de contingencia en HSE
65	ES	No conseguir autorización del MME para perforar nuevos pozos
66	ES	Inadecuada toma de decisiones frente a cuál es el orden de realizar las labores
24	O	Errores en la definición del potencial del yacimiento
74	ES	Mala planeación y control de los trabajos
75	ES	No contar con aprobación de estudios ambientales
76	ES	No contar con licencia de vertimiento
79	ES	Mala definición de la estrategia de manejo del proyecto
95	A	Disminución del capital asignado al proyecto
97	A	Malversación de recursos económicos
99	A	Omisión o pago de créditos
86	A	Disponibilidad de dinero para invertir en los proyectos

ÍTEM	CAT	PRIORIZACIÓN DE RIESGOS
3	O	Inadecuado tratamiento y disposición de fluidos contaminantes – H2S, CO2
10	O	No conseguir Mano de obra calificada para la construcción de facilidades
21	O	Perdidas volumétricas entre el despacho y el recibo
41	EN	Desastres naturales – Inundación
44	EN	Inestabilidad Gubernamental
45	EN	Mala relación con la comunidad / Interferencia con los grupos de interés
67	ES	Deficiente gestión administrativa – Demoras en procesos de contratación
88	A	Deficiente gestión administrativa – mala gestión de compras de equipos
90	A	Sobrecostos por mala planeación
25	O	Dificultades en la construcción de las líneas de transferencia por inestabilidad del terreno
27	O	Producción de crudo fuera de especificaciones
61	EN	Afectación de fauna y flora (Animales en vía de extinción, Reservas naturales)
62	EN	Arqueológicos y patrimonio
80	ES	Demoras en la entrega de equipos por parte de proveedores
83	ES	Problemas con el manejo de residuos
92	A	Sobrecostos por cambios en la definición del proyecto y retrabajos
93	A	Gastos adicionales por demandas
96	A	Sobrecosto por adicionales (Estudios, adecuación del terreno, conexiones eléctricas)
97	A	Malversación de recursos económicos
101	A	Retrabajos o retrasos causados por la interventoría o entes de control del proyecto
89	A	Selección inadecuada de opciones de producción
91	A	Deficiente evaluación financiera
28	O	Compra de equipos con características diferentes a las requeridas
39	EN	Desastres naturales –Incendio
40	EN	Desastres naturales -Temblor/Terremoto
70	ES	Cambio en los objetivos de la compañía por fusión con otra empresa
23	O	Fallas en los diseños de ingeniería
12	O	Recurrencia de Accidentes de trabajo en las facilidades de producción
13	O	Equipos con poca disponibilidad de repuestos
38	EN	Fusiones con otras empresas
22	O	Retrasos en la ingeniería de diseño de facilidades
30	O	Fallas en equipos de producción (Bombas, líneas, válvulas,

ÍTEM	CAT	PRIORIZACIÓN DE RIESGOS
		tanques)
31	O	Fallas en servicios auxiliares (Aire, energía, combustible)
35	O	Mantenimiento constante de equipos
36	O	Alta rotación de personal
8	O	Daños/inconvenientes en campamentos
42	EN	Desastres naturales – Sequia
46	EN	Caída o alza en la TRM ocasionando posibles problemas con contratistas
51	EN	Paros cívicos de las comunidades
29	O	Problemas en la perforación de pozos
32	O	Bajo rendimiento de trabajadores
33	O	Tercerización de trabajos
56	EN	Dificultades con las vías de acceso
58	EN	Paro de trabajadores
59	EN	Aumento en la cantidad de agua de producción
77	ES	Problemas de Contratación
81	ES	Falla en la definición de prioridades para lograr arranques tempranos
82	ES	Fallas en la logística de entrega de materiales de construcción
94	A	Sobrecostos en la contratación de personal altamente calificados.
100	A	Robos en bodega
4	O	Falta de personal técnico capacitado
14	O	Mal manejo de aguas servidas en las áreas de campamentos
50	EN	Producción de crudos de más baja calidad que la esperada
85	ES	Falla en el suministro de energía (Apagón, déficit de combustible)
72	ES	Fallas en la comunicación entre los diferentes actores del proyecto
34	O	Fraude interno y de terceros
37	O	Paradas de emergencia por fallas operacionales
60	EN	Enfermedad de los empleados
73	ES	Falla en toma decisión de tecnología a implementar
84	ES	Problemas de logística en el campamento (Alojamiento, casino, energía)
5	O	Falta de agua para consumo humano
52	EN	Extorsiones a la empresa
71	ES	Fallas en la estrategia de contratación del proyecto
19	O	Deficiencia en la documentación de los procesos
69	ES	Mala definición de la ruta de trazado de las líneas de transporte
26	O	Demoras en los estudios previos a la construcción (suelos, topografías, etc.)
57	EN	Inestabilidad regulatoria (Leyes)
78	ES	Fallas en la logística de entrega de materiales de construcción

ÍTEM	CAT	PRIORIZACIÓN DE RIESGOS
68	ES	Cambio de prioridades en el portafolio de la empresa

Fuente: El Autor. 2013.

Luego de la identificación de cada uno de los posibles riesgos se realizó una matriz que puede verse en la tabla 14, donde se valoran cada uno de ellos asignándoles una probabilidad de ocurrencia y una valoración.

De acuerdo con lo planteado durante la evaluación de riesgos (tabla 11), se observa que existen riesgos estratégicos y operacionales que pueden llegar a retrasar el proyecto y volverlo inviable; lo que se refiere a licenciamiento y permisos de parte de los entes de control así como lo que se refiere a adquisición de tierra y acción de grupos armados –situaciones del común vivir en la realidad nacional – atentan contra la ejecución del proyecto.

La calidad de la información existente, el buen conocimiento del área y los éxitos obtenidos por la empresa en proyectos similares, dan confianza en el éxito exploratorio y sitúan en la zona de baja incidencia a los riesgos operacionales asociados a la perforación, mientras que aquellos inherentes a las facilidades de producción y transporte de líquidos se convierten en factores críticos para el desarrollo del proyecto.

Aunque existen riesgos con probabilidad de ocurrencia media de carácter operativo, los de tipo de asignación de recursos y estratégicos cobran relevancia para la realización del proyecto y esto se debe a que ocurren en la etapa ejecutoria del proyecto, es decir, luego de haber pasado la etapa de permisos donde ya viene la cristalización de las actividades. Este tipo de riesgos pueden impactar el proyecto en términos de tiempo, pero su incidencia es de corto plazo y su costo puede llegar a asumirse hasta cierto punto.

De otra parte, los riesgos de entorno impactan de manera severa al proyecto debido a que en el área donde se desarrolla y donde se han ejecutado desarrollos similares, son de alta ocurrencia y de acuerdo con las estadísticas han repercutido drásticamente.

Al momento del inicio de actividades se cuenta con demasiadas incertidumbres que se irán dilucidando gradualmente en el tiempo y de acuerdo al panorama realizado deben ser mitigadas; pero el verdadero reto está en tener la capacidad de respuesta ante nuevas eventualidades y situaciones que atenten contra el proyecto.

Tabla 12. Probabilidad de Ocurrencia de los Diferentes Riesgos.

				PROBABILIDAD DE OCURRENCIA						
CONSECUENCIAS	MEDIO AMBIENTE	FINANZAS (\$)	RETRASO EN EJECUCIÓN	VALORACIÓN		REMOTO	IMPROBABLE	POSIBLE	PROBABLE	FRECUENTE
					A	B	C	D	E	
					0 - 20%	21% - 40%	41% - 60%	61% - 80%	81% - 100%	
	Daño severo y prolongado	≥8.000.000	> 2 Años	Crítico	5	86	7,16,17,20,65,66,24,74,75,76,79,95,97,99	1,6,18,63,64,87	2,9,15,43,48,49,55	
	Daño severo de corto plazo	<8.000.000 y ≥5.000.000	1.5 Años - 2 Años	Mayor	4	39,40, 70,23	89,91,28	3,10,21,41,44,45,67,88,90,25,27,61,62,80, 83,92,93,96,97,101	11,47,53,54	
	Daño localizado	<5.000.000 y ≥3.000.000	1 Año - 1.5 Años	Moderado	3	5,52, 71	4,14,50	8,42,46,51,29,32,33,56, 58,59,77,81,82,94,100	12,13,38,22,30,31,35,36	
	Daño menor	<3.000.000 y ≥ 1.000.000	0.5 Años - 1 año	Menor	2	68	19, 69, 26,57,78	72,34,37,60,73,84	85	
	Daño leve	< 1.000.000	< 0.5 Años	Bajo	1					

Categoría		Convención	
ES	Estrategico		Insignificante
EN	Entorno		Bajo
A	Asignación de Recursos		Medio
O	Operacional		Alto

Fuente: El Autor. 2013.

Finalmente, es claro que la industria del petróleo está siempre expuesta a diferentes riesgos que aun teniendo un éxito en el proyecto continúan pero deben ser resueltos y tenidos en cuenta durante la formulación, consecución y evolución del proyecto; al momento de realizar la etapa de desarrollo de los prospectos se debe iniciar una fase nueva de análisis de riesgos donde al igual que lo hasta aquí presentado se determinen, clasifiquen y se valoren.

3.1.3 Manejo. De acuerdo con la matriz de valoración, para la correcta mitigación de riesgos críticos es necesario tener en cuenta durante la planeación los siguientes aspectos generales:

- Establecer unos límites técnicos que definan la viabilidad del proyecto tal como se ha conceptualizado.
- Antes de iniciar la ejecución, establecer las acciones a realizar en caso de ocurrir algunos de los riesgos mencionados.
- Asignación de personas idóneas que se responsabilicen de la toma de decisiones.
- Por ser parte de la realidad nacional, se debe tener una muy buena socialización del proyecto que involucre a todas las áreas de influencia y que permita afianzar los lazos de cooperación.
- Correcta asignación de recursos. Tener activado un plan alternativo que responda a la necesidad inmediata de capital.
- Control detallado de las actividades para la toma de acciones de mitigación en tiempo real.
- Establecer estrategias de contratación de bienes y servicios que garanticen la disponibilidad de recursos durante el proyecto.
- Ejecutar los trámites de licenciamiento y adquisición de tierras en el momento oportuno y con la debida antelación
- Establecer alianzas estratégicas que garanticen la venta de crudo de manera continua.

3.2 ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL RIESGO

Cuando los riesgos son evaluados mediante una tabla de probabilidades se puede llegar a tener la percepción que no existe viabilidad del proyecto planteado; sin embargo, es cuando se valoran los riesgos que se puede determinar su incidencia económica y por ende su viabilidad de realización

En la tabla 18 se muestra la valoración de 10 riesgos que pueden atentar contra el proyecto.

Tabla 13. Valoración de los Diferentes Riesgos.

ÍTEM	CAT	PRIORIZACIÓN DE RIESGOS	PROBABILIDAD		COSTO (KUS\$)	PÉRDIDA ESPERADA (KUS\$)	PÉRDIDA MÍNIMA (KUS\$)	PÉRDIDA MÁXIMA (KUS\$)
			RANGO	VALOR				
2	O	Demoras en la comercialización del crudo.	61% - 80%	61%	\$ 4,000	\$ 2,440	\$ 2,440	\$ 4,800
9	O	Falta de carro tanques para el transporte	61% - 80%	75%	\$ 4,000	\$ 3,000	\$ 2,440	\$ 4,800
15	O	Problemas con las comunicaciones entre el campo y las oficinas (Voz y datos)	61% - 80%	61%	\$ 4,000	\$ 2,440	\$ 2,440	\$ 4,800
1	O	No conseguir materiales para la construcción de los equipos requeridos	41% - 60%	45%	\$ 4,000	\$ 1,800	\$ 1,640	\$ 5,600
6	O	Posibilidad de incendio/explosiones en equipos	41% - 60%	41%	\$ 4,000	\$ 1,640	\$ 1,640	\$ 5,600
18	O	Demora en el suministro de combustibles para la operación	41% - 60%	55%	\$ 4,000	\$ 2,200	\$ 1,640	\$ 5,600
39	ES	No obtener el licenciamiento ambiental a tiempo	41% - 60%	55%	\$ 4,000	\$ 2,200	\$ 1,640	\$ 5,600
40	ES	No contar con la aprobación del MME en cuanto a equipos y procedimientos	41% - 60%	45%	\$ 4,000	\$ 1,800	\$ 1,640	\$ 5,600
46	A	No poder adquirir los terrenos necesarios	41% - 60%	55%	\$ 4,000	\$ 2,200	\$ 1,640	\$ 5,600
11	O	Demoras en la obtención de materiales para la construcción de las obras civiles (carreteras, explanaciones).	61% - 80%	61%	\$ 5,000	\$3,050	\$ 3,050	\$ 6,000

Fuente: El Autor. 2013.

3.3 INCERTIDUMBRES DEL PROYECTO

Las incertidumbres de un proyecto de exploración están enmarcadas básicamente en el éxito de hallazgo de hidrocarburos y su magnitud: existirá una acumulación de petróleo económicamente explotable? Si existe, de que magnitud será?. Para mitigar la incertidumbre es necesario contar con la información técnica necesaria mediante la cual se den los elementos de juicio para emprender la exploración.

Estas incertidumbres son inversas al conocimiento que se tenga de la cuenca y de la cercanía de proyectos similares: entre mayor información técnica se posea del área (incluyendo análisis de los casos éxitos cercanos), la incertidumbre serán menores.

Ahora bien, la magnitud de los descubrimientos será parte de la siguiente fase en el desarrollo del campo

3.4 FLUJOS DE CAJA

A continuación se presentan las bases que sirven para la valoración del proyecto:

Tabla 14. Condiciones de Venta.

Precio del Petróleo		
Precio WTI	(US\$/BBL)	80
Ajuste por calidad	(US\$/BBL)	4
Transporte	(US\$/BBL)	3,5
Porcentaje de participación		35%
Precio pactado	(US\$/Bbls)	32,5

Fuente: El Autor. 2013.

El modelo supone las condiciones de valoración establecidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para la ejecución de los contratos de E&P de la ronda 2008, fecha en la cual las tierras de este proyecto fueron otorgadas.

Los pronósticos de producción están basados en los cálculos mostrados en el capítulo 2

Tabla 15. Flujo de caja sin riesgo.

Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9
PRODUCCION									
Diaria de aceite (BOPD)	0	0	1945	6484	9911	6567	3820	7266	7536
Diaria de agua (BWPD)	0	0	90	2038	4866	8592	10410	12758	15680
Anual Aceite (Kbbls)	0	0	710	2367	3618	2397	1394	2652	2751
Acumulada Aceite (Kbbls)	0	0	710	3076	6694	9091	10485	13138	15888
Anual de agua (Kbbls)	0	0	33	744	1776	3136	3800	4657	5723
Precio del crudo	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73
INGRESOS									
Ingresos (KUS\$)	\$ -	\$ -	\$ 51.470	\$ 171.576	\$ 262.282	\$ 173.779	\$ 101.077	\$ 192.287	\$ 199.419
Regalias 5%	\$ -	\$ -	\$ 2.676	\$ 9.778	\$ 15.639	\$ 9.915	\$ 5.256	\$ 11.074	\$ 11.526
INGRESO NETO (KUS\$)	\$ -	\$ -	\$ 48.794	\$ 161.798	\$ 246.642	\$ 163.864	\$ 95.821	\$ 181.212	\$ 187.893
CAPEX (KUS\$)									
Sismica - Toma e interpretacion	\$ (5.750)	\$ (68)							
Construccion de vias		\$ (3.000)					\$ (3.250)		
Perforacion de pozos			\$ (4.200)	\$ (4.200)	\$ (8.400)		\$ (4.200)	\$ (4.200)	
Adquisicion de equipos basicos			\$ (400)				\$ (400)		
Acondicionamiento diques			\$ (100)	\$ (100)	\$ (200)		\$ (100)	\$ (100)	
Linea disposicion de aguas			\$ (120)						
Lineas de flujo - 4" y 8"							\$ (416)	\$ (613)	
Total (KUS\$)	\$ (5.750)	\$ (3.068)	\$ (4.820)	\$ (4.300)	\$ (8.600)		\$ (3.250)	\$ (5.116)	\$ (4.913)
OPEX									
Aceite (KUS\$)	\$ -	\$ -	\$ 5.873	\$ 11.671	\$ 16.050	\$ 11.777	\$ 8.268	\$ 6.823	\$ 6.862
Agua (KUS\$)	\$ -	\$ -	\$ 13	\$ 298	\$ 710	\$ 1.254	\$ 1.520	\$ 1.863	\$ 2.289
Total (KUS\$)	\$ -	\$ -	\$ 5.886	\$ 11.969	\$ 16.760	\$ 13.032	\$ 9.787	\$ 8.686	\$ 9.151

DEPRECIACION									
Equipos basicos PAD 1			\$ 80	\$ 80	\$ 80	\$ 80	\$ 80		
Linea disposicion de aguas			\$ 24	\$ 24	\$ 24	\$ 24	\$ 24		
Equipos basicos PAD 2								\$ 80	\$ 80
7 kms linea de 4" - Prueba								\$ 83	\$ 83
7 kms linea de 8" - General									\$ 123
2 Kms Linea de 4"									
4 Kms Linea de 4"									
Total (KUS\$)			\$ 104	\$ 104	\$ 104	\$ 104	\$ 104	\$ 163	\$ 286

INGRESOS ANH									
Uso de Subsuelo (KUS\$)		\$ 48	\$ 85	\$ 285	\$ 436	\$ 289	\$ 168	\$ 319	\$ 331
FC		\$ -	\$ -	\$ -	\$ 149.330	\$ 98.941	\$ 57.548	\$ 109.478	\$ 113.539
Canon Superficial	\$ 479	\$ 239	\$ 239	\$ 239	\$ 239	\$ 239	\$ 239	\$ 239	\$ 239
COSTOS TOTALES (KUS\$)	\$ 479	\$ 287	\$ 6.315	\$ 12.597	\$ 166.869	\$ 112.604	\$ 67.847	\$ 118.886	\$ 123.547

UTILIDAD									
ANTES DE IMPUESTOS (KUS\$)	\$ (479)	\$ (287)	\$ 42.479	\$ 149.201	\$ 79.773	\$ 51.259	\$ 27.974	\$ 62.327	\$ 64.346
Impuesto 33%	\$ -	\$ -	\$ 14.018	\$ 49.236	\$ 26.325	\$ 16.916	\$ 9.231	\$ 20.568	\$ 21.234
NETA (KUS\$)	\$ (479)	\$ (287)	\$ 28.461	\$ 99.964	\$ 53.448	\$ 34.344	\$ 18.743	\$ 41.759	\$ 43.112

FLUJO DE CAJA (Los Quimicos....)									
No descontado	\$ (6.228)	\$ (3.354)	\$ 23.745	\$ 95.768	\$ 44.952	\$ 34.448	\$ 15.597	\$ 36.806	\$ 38.485
Acumulado	\$ (6.228)	\$ (9.583)	\$ 14.162	\$ 109.931	\$ 154.883	\$ 189.331	\$ 204.927	\$ 241.733	\$ 280.218
Descontado 10%	\$ (5.662)	\$ (2.772)	\$ 17.840	\$ 65.411	\$ 27.912	\$ 19.445	\$ 8.004	\$ 17.170	\$ 16.321
Acumulado (KUS\$)	\$ (5.662)	\$ (8.434)	\$ 9.406	\$ 74.817	\$ 102.728	\$ 122.173	\$ 130.177	\$ 147.347	\$ 163.669

FLUJO DE CAJA (Gobierno) (KUS\$)									
No descontado	\$ 479	\$ 287	\$ 3.001	\$ 10.302	\$ 165.644	\$ 109.383	\$ 63.211	\$ 121.111	\$ 125.636
Impuesto 33%	\$ -	\$ -	\$ 14.018	\$ 49.236	\$ 26.325	\$ 16.916	\$ 9.231	\$ 20.568	\$ 21.234
No descontado	\$ 479	\$ 287	\$ 17.019	\$ 59.539	\$ 191.969	\$ 126.299	\$ 72.443	\$ 141.679	\$ 146.870
Descontado 10%	\$ -	\$ -	\$ 10.532	\$ 33.629	\$ 16.346	\$ 9.548	\$ 4.737	\$ 9.595	\$ 9.005

Fuente: El Autor. 2013.

Tabla 16. Flujo de caja incorporando riesgos.

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9

PRODUCCION									
Diaria de aceite (BOPD)	0	0	1945	6484	9911	6567	3820	7266	7536
Diaria de agua (BWPD)	0	0	90	2038	4866	8592	10410	12758	15680
Anual Aceite (Kbbls)	0	0	710	2367	3618	2397	1394	2652	2751
Acumulada Aceite (Kbbls)	0	0	710	3076	6694	9091	10485	13138	15888
Anual de agua (Kbbls)	0	0	33	744	1776	3136	3800	4657	5723
Precio del crudo	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73	\$ 73

INGRESOS									
Ingresos (KUS\$)	\$ -	\$ -	\$ 51.470	\$ 171.576	\$ 262.282	\$ 173.779	\$ 101.077	\$ 192.287	\$ 199.419
Regalias 5%	\$ -	\$ -	\$ 2.676	\$ 9.778	\$ 15.639	\$ 9.915	\$ 5.256	\$ 11.074	\$ 11.526
INGRESO NETO (KUS\$)	\$ -	\$ -	\$ 48.794	\$ 161.798	\$ 246.642	\$ 163.864	\$ 95.821	\$ 181.212	\$ 187.893

CAPEX (KUS\$)									
Sismica - Toma e interpretacion	\$ (5.750)	\$ (68)							
Construccion de vias		\$ (3.000)					\$ (3.250)		
Perforacion de pozos			\$ (4.200)	\$ (4.200)	\$ (8.400)			\$ (4.200)	\$ (4.200)
Adquisicion de equipos basicos			\$ (400)					\$ (400)	
Acondicionamiento diques			\$ (100)	\$ (100)	\$ (200)			\$ (100)	\$ (100)
Linea disposicion de aguas			\$ (120)						
Lineas de flujo - 4" y 8"								\$ (416)	\$ (613)
Total (KUS\$)	\$ (5.750)	\$ (3.068)	\$ (4.820)	\$ (4.300)	\$ (8.600)		\$ (3.250)	\$ (5.116)	\$ (4.913)

OPEX									
Aceite (KUS\$)	\$ -	\$ -	\$ 5.873	\$ 11.671	\$ 16.050	\$ 11.777	\$ 8.268	\$ 6.823	\$ 6.862
Agua (KUS\$)	\$ -	\$ -	\$ 13	\$ 298	\$ 710	\$ 1.254	\$ 1.520	\$ 1.863	\$ 2.289
Costo del riesgo (KUS\$)	\$ 12,69	\$ 12,69	\$ 11,72	\$ 11,72	\$ 11,72	\$ 11,72	\$ 11,72	\$ 11,72	\$ 11,72
Total (KUS\$)	\$ 13	\$ 13	\$ 5.898	\$ 11.980	\$ 16.772	\$ 13.043	\$ 9.799	\$ 8.697	\$ 9.163

DEPRECIACION									
Equipos basicos PAD 1			\$ 80	\$ 80	\$ 80	\$ 80	\$ 80		
Linea disposicion de aguas			\$ 24	\$ 24	\$ 24	\$ 24	\$ 24		
Equipos basicos PAD 2								\$ 80	\$ 80
7 kms linea de 4" - Prueba								\$ 83	\$ 83
7 kms linea de 8" - General									\$ 123
2 Kms Linea de 4"									
4 Kms Linea de 4"									
Total (KUS\$)			\$ 104	\$ 104	\$ 104	\$ 104	\$ 104	\$ 163	\$ 286

INGRESOS ANH									
Uso de Subsuelo (KUS\$)		\$ 48	\$ 85	\$ 285	\$ 436	\$ 289	\$ 168	\$ 319	\$ 331
FC		\$ -	\$ -	\$ -	\$ 149.330	\$ 98.941	\$ 57.548	\$ 109.478	\$ 113.539
Canon Superficial	\$ 479	\$ 239	\$ 239	\$ 239	\$ 239	\$ 239	\$ 239	\$ 239	\$ 239
COSTOS TOTALES (KUS\$)	\$ 491	\$ 300	\$ 6.327	\$ 12.609	\$ 166.881	\$ 112.616	\$ 67.858	\$ 118.897	\$ 123.559

UTILIDAD										
ANTES DE IMPUESTOS (KUS\$)		\$ (491)	\$ (300)	\$ 42.467	\$ 149.189	\$ 79.762	\$ 51.248	\$ 27.962	\$ 62.315	\$ 64.334
Impuesto 33%		\$ -	\$ -	\$ 14.014	\$ 49.232	\$ 26.321	\$ 16.912	\$ 9.228	\$ 20.564	\$ 21.230
NETA (KUS\$)		\$ (491)	\$ (300)	\$ 28.453	\$ 99.957	\$ 53.440	\$ 34.336	\$ 18.735	\$ 41.751	\$ 43.104

FLUJO DE CAJA (Los Quimicos...)										
No descontado		\$ (6.241)	\$ (3.367)	\$ 23.737	\$ 95.761	\$ 44.944	\$ 34.440	\$ 15.589	\$ 36.798	\$ 38.477
Acumulado		\$ (6.241)	\$ (9.608)	\$ 14.129	\$ 109.890	\$ 154.834	\$ 189.274	\$ 204.863	\$ 241.661	\$ 280.138
Descontado 10%		\$ (5.674)	\$ (2.783)	\$ 17.834	\$ 65.406	\$ 27.907	\$ 19.440	\$ 8.000	\$ 17.167	\$ 16.318
Acumulado (KUS\$)		\$ (5.674)	\$ (8.456)	\$ 9.378	\$ 74.783	\$ 102.690	\$ 122.131	\$ 130.130	\$ 147.297	\$ 163.615

FLUJO DE CAJA (Gobierno) (KUS\$)										
No descontado		\$ 479	\$ 287	\$ 3.001	\$ 10.302	\$ 165.644	\$ 109.383	\$ 63.211	\$ 121.111	\$ 125.636
Impuesto 33%		\$ -	\$ -	\$ 14.014	\$ 49.232	\$ 26.321	\$ 16.912	\$ 9.228	\$ 20.564	\$ 21.230
No descontado		\$ 479	\$ 287	\$ 17.015	\$ 59.535	\$ 191.965	\$ 126.295	\$ 72.439	\$ 141.675	\$ 146.866
Descontado 10%		\$ -	\$ -	\$ 10.529	\$ 33.626	\$ 16.343	\$ 9.546	\$ 4.735	\$ 9.593	\$ 9.004

Fuente: El Autor. 2013.

En la tabla 23 se muestra el flujo de caja sin incluir los riesgos que se valoraron, mientras que en la tabla 24 se incluyen para este caso como un costo asociado a los gastos de operación (OPEX por sus siglas en inglés). Como no es el propósito de esta monografía el desarrollo conceptual de los flujos de caja, solo se dejan planteados. Se observa que al incluir el riesgo en la valoración, las ganancias decrecen tanto como ellos afecten al proyecto.

Como se mencionó previamente, en la tabla 18 se muestra a manera de ejemplo los costos a los que se incurriría al presentarse alguno de los riesgos presentados en dicha tabla, sin embargo, en los flujos de caja deben no solo ser incluidos cada uno de los riesgos de posible ocurrencia como gastos operativos, sino también como posibles demoras en la ejecución o como menores ingresos, según sea el caso. También debe mencionarse que la valoración debe ser lo más ajustada posible y que situaciones como la demora en el licenciamiento ambiental o del ministerio de minas, los costos y repercusiones son demasiado altas y que si se incluyen de manera rigurosa en el flujo de caja podría llegar a hacer inviable económicamente el proyecto al presentarse demoras en alguna de las fases.

La metodología plantea que los sobrecostos que se presenten por la presencia de algún riesgo, no deben ser incluidos en las inversiones de capital ya que se supone que los problemas que se originen han de ser solucionados pero con un sobrecosto, demora o falta de ingreso.

A partir de los flujos de caja y de los indicadores económicos (VPN, TIR, etc), el responsable del proyecto tendrá los elementos de juicio suficiente para la toma de decisiones.

4. CONCLUSIONES

- A partir de un caso específico de conceptualización del desarrollo de un campo petrolero, se plantea de manera práctica la metodología para la evaluación de los riesgos asociados al desarrollo futuro de un área que se encuentra en la fase exploratoria.
- La correcta valoración de los riesgos y la incorporación en los flujos de caja de los costos asociados a la ocurrencia, permite determinar el posible impacto económico sobre el proyecto y determina la vulnerabilidad del mismo.
- Los riesgos estratégicos y de entorno son lo de mayor impacto al inicio y continuación del proyecto de exploración petrolera en Colombia. Es sabido que el tiempo de licenciamiento de parte de los entes de control – ANH y ANLA – normalmente toma tiempos mayores que los estipulados retrasando drásticamente el inicio de los trabajos; de otra parte, los riesgos de entorno tal como las amenazas de grupos insurgentes o los paros hacen de estos un problema latente que atenta contra el continuo desarrollo de las actividades, impactando la economía del proyecto.
- Una acertada evaluación de los riesgos que puedan ocurrir durante un proyecto de acuerdo con el grado de afectación a las actividades planeadas, permite establecer una estrategia mediante la cual se puedan mitigar y reducir la afectación en la consecución final.
- Mediante sesiones coordinadas de trabajo, los profesionales a cargo de la ejecución de cada etapa de un proyecto deben establecer los riesgos potenciales a los cuales se verán expuestos, asegurarse que la valoración sea incorporada en las bases de cálculo y determinar las mínimas condiciones con las cuales el proyecto será viable.

5. RECOMENDACIONES

- Para la identificación de riesgos, realizar análisis de situaciones similares a las que se espera que se presentaran en el proyecto que se está analizando, involucrando en lo posible a las personas que estarán dirigiendo las actividades, ya que estas tendrán de primera mano el conocimiento de la situación en el área de ejecución.
- Realizar un análisis donde se determinen las causas comunes que originan cada uno de los riesgos asignados, definiendo un responsable con un tiempo determinado para la toma de acciones correctivas de tal manera que le permita a la organización llevar a cabo las actividades programadas.
- Basado en la estimación de la probabilidad de ocurrencia de los riesgos, establecer y documentar las acciones correctivas que se deben tomar, estimando tiempos y costos asociados.
- Divulgar al interior de la organización los resultados del análisis de riesgo a que se llegó, con el fin de que tanto directivos como colaboradores tomen acciones conducentes a minimizar la ocurrencia y optimicen el recurso.

BIBLIOGRAFÍA

BELLO, Alberto. Plan de desarrollo para los campos Ciriguelo y Hoatzin. Bogotá, D. C.: Ramshorn Int. Mayo 2011.

BRAVO MENDOZA, Oscar y Sánchez Celis, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tomo I. 3ª Edición - Colombia: Bravo & Sanchez EU. 2012.

BRAVO MENDOZA, Oscar; SANCHEZ CELIS, Marleny. Valoración integral del riesgo para proyectos petroleros. ACIPET – X Congreso Colombiano del Petróleo. Octubre 2003.

HERNÁNDEZ, L. Evaluación de la sísmica RIL. Bogotá, D. C.: Ramshorn Int. Enero 2010.

HIDROVO, E.A; JIMÉNEZ, E.A. Metodología sistematizada para involucrar niveles de incertidumbre en el cálculo de reservas usando información de producción. ACIPET – IX Congreso Colombiano del Petróleo. Octubre 2001.

NEWEMDORP, P.; SCHUYLER, J. Decision Analysis for Petroleum Exploration. Boston: Ed Planning Press. 2000.

VÉLEZ, P., Ignacio. Decisiones empresariales bajo riesgo e incertidumbre. Bogotá, D. C.: Grupo Editorial Norma. 2003.