

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**REDUCCIÓN DE LA INCERTIDUMBRE EN LA TOMA DE
DECISIONES USANDO LA METODOLOGÍA FEL,
APLICACIÓN DE LA VISUALIZACIÓN EN LA
EXPLORACIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA ORIENTE.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN GESTIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

ING. ALEX FABIAN CARRERA NOBOA
carreraalfa@hotmail.com

DIRECTOR: PhD. CAROLINA ISABEL BERNAL CARRERA
isabel.bernal@epn.edu.ec

AVAL DEL DIRECTOR

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por el Ing. Alex Fabián Carrera Noboa, bajo mi supervisión.

PhD. Carolina Isabel Bernal Carrera
DIRECTOR DEL PROYECTO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Alex Fabián Carrera Noboa, declaro bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en el documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Ing. Alex Fabián Carrera Noboa
AUTOR

DEDICATORIA

Al país, que siempre necesita de días mejores para motivar a toda la gente comprometida.

A Adriana, Hebe y Anahí, inspiración que construye el día a día de mi vida.

Alex

AGRADECIMIENTOS

A Carolina Bernal, PhD, por la dirección en la publicación de este trabajo.

INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xiv
1. INTRODUCCION	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Alcance.....	2
1.3 Experiencia a nivel mundial.	4
1.3.1 Shell USA.....	5
1.3.2 British Petroleum (BP).....	6
1.3.3 KBR KELLOGG BROWN & ROOT, INC	7
1.3.4 Chevron.....	9
1.3.5 PEMEX.....	13
1.4. Marco Teórico.....	16
1.4.1 Visualización.	18
1.4.2 Conceptualización.....	19
1.4.3 Definición.....	20
1.4.4 Riesgo e incertidumbre.	23
1.4.4.1 Riesgo.....	24
1.4.4.1.1 Riesgo Económico y frontera eficiente.....	29
1.4.4.1.2 Cuantificación de la incertidumbre	34
1.4.4.1.3 Diagramas de Tornado	37
3. METODOLOGIA.	39
3.1. La primera fase FEL-VCD, visualización, aplicada en exploración geológica en la Cuenca Oriente, secuencia de aplicación.	39
3.1.1 Objetivos de la Fase de Visualización	39

3.1.2	Alcance de la Fase de Visualización.....	39
3.1.3	Actividades de la Fase Visualización.....	40
3.1.3.1	Definición del proyecto.....	42
3.1.3.2	Roles y Responsabilidades.....	44
3.1.3.2.1	Asignación de tareas.	44
3.1.3.2.2	Equipo de trabajo.....	45
3.1.3.3	Caso Base.	47
3.1.3.4	Escenarios Factibles.....	49
4.1.3.5	Preselección de escenarios	51
3.1.3.6	Riesgo e incertidumbre	53
3.1.3.7	Selección de los mejores escenarios.....	59
3.1.3.8	Plan de ejecución de los escenarios.....	62
3.1.3.9	Plan de ejecución y costos de la fase de Conceptualización de oportunidades.....	64
3.1.3.10	Elaborar DSD de la fase de Visualización de oportunidades. 65	
3.1.3.11	Aprobación del proyecto del Comité de dictamen.....	67
4.2.	Resultados, visualización de oportunidades.	72
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	106
6.	BIBLIOGRAFIA	109
7.	ANEXOS	113
	ANEXO 1. MATRICES DE VALORACION	113
	Matriz de disponibilidad de la información y los datos	114
	Matriz de evaluación de riesgos.....	116

Matriz para la definición de tareas	117
Matriz de restricciones del yacimiento	118
Matriz de complejidad y definición estratigráfica.....	120
Matriz de complejidad y definición de la roca.....	121
Matriz de complejidad de los fluidos	122
Matriz de energía del yacimiento	123
ANEXO 2. Matriz de análisis del riesgo geológico.....	124
ANEXO 4 Servicios en modelamiento y evaluación de cuencas sedimentarias y sistemas petrolíferos de la Cuenca Oriente.....	127
ANEXO 5.....	135

INDICE DE TABLAS.

TABLA 1 ETAPAS DE LA METODOLOGÍA FEL, NOMENCLATURA DE VARIOS AUTORES	12
TABLA 2 RIESGO E INCERTIDUMBRE, BREVE DESCRIPCIÓN.	24
TABLA 3 FACTORES Y PARÁMETROS DE LA EVALUACIÓN DEL RIESGO GEOLÓGICO.	28
TABLA 4 INCERTIDUMBRES ASOCIADAS EN UN CAMPO PETROLERO.....	30
TABLA 5 LOCALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN., FORMATO A UTILIZARSE.	43
TABLA 6 MATRIZ DE RESPONSABILIDADES RACI (RECIBE, APRUEBA, COMENTA, INFORMA, COMENTA).	45
TABLA 7 MATRIZ DE DECISIONES.	50
TABLA 8 REDUCCIÓN DE OPCIONES.	52
TABLA 9 ESCENARIO SELECCIONADO	53
TABLA 10 ASIGNACIÓN DE COSTOS CLASE V.....	53
TABLA 11 CONFORMACIÓN DEL EQUIPO MULTIDISCIPLINARIO.....	76
TABLA 12 MATRIZ DE DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN Y DATOS.	76
TABLA 13 RESUMEN DE LA CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS PETROLÍFEROS	82
TABLA 14 MATRIZ DE DECISIONES, SISTEMAS PETROLÍFEROS.....	91

INDICE DE FIGURAS.

FIGURA 1 ANÁLISIS CAUSA RAÍZ DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS DE INGENIERÍA EN LAS DIFERENTES ETAPAS DE UN PROYECTO. .	1
FIGURA 2 METODOLOGÍA FEL PARA SHELL USA.	6
FIGURA 3 METODOLOGÍA FEL PARA BRITISH PETROLEUM	7
FIGURA 4 METODOLOGÍA FEL APLICADA POR KBR.	8
FIGURA 5 EVOLUCIÓN DE METODOLOGÍAS EN CHEVRON HASTA IMPLEMENTAR EL CPDEP - FEL.	9
FIGURA 6 DETALLE DE LA METODOLOGÍA FEL APLICADO POR CHEVRON EN SUS FASES.	10
FIGURA 7 METODOLOGÍA FEL PARA CHEVRON, CPDEP	11
FIGURA 8 COSTOS ASOCIADOS A LAS DIFERENTES ETAPAS DEL FEL SEGÚN LA AACEI	13
FIGURA 9 METODOLOGÍA FEL PARA TEXACO Y EXXON MOBIL.	13
FIGURA 10 METODOLOGÍA VCDSE APLICADA EN PERFORACIÓN DE POZOS EN PEMEX.....	14
FIGURA 11 CONOCIMIENTO DE LA METODOLOGÍA FEL EN OTROS SECTORES DE LA INDUSTRIA.	15
FIGURA 12 TASA DE ÉXITO EXPLORATORIO E INCREMENTO DE COSTOS DE DESCUBRIMIENTO	16
FIGURA 13 CADENA DEL VALOR DESDE EXPLORACIÓN A EXPLOTACIÓN.....	17
FIGURA 14 FASES DEL PROCESO DE EXPLORACIÓN BAJO LA METODOLOGÍA VCD. MODIFICADO DE PEMEX 2012.	22
FIGURA 15 IMPORTANCIA DE LA APLICACIÓN METODOLOGÍA EN LAS FASES DE PLANEAMIENTO	23
FIGURA 16 EVALUACIÓN DEL RIESGO GEOLÓGICO	27
FIGURA 17 RIESGO ECONÓMICO, ANÁLISIS DE FRONTERA EFICIENTE.	29
FIGURA 19 CONO DE INCERTIDUMBRE EN EL FEL VCD.	32
FIGURA 20 ALTERNATIVAS DE DECISIÓN EN UNA INCERTIDUMBRE.	33
FIGURA 21. PROCESO DE GERENCIA DE INCERTIDUMBRE.....	34
FIGURA 22 MODELO PROBABILÍSTICO, CADA VARIABLE SE CONVIERTE EN UNA FUNCIÓN PROBABILÍSTICA EN EL CÁLCULO DEL POES.	36
FIGURA 23 MODELO DETERMINÍSTICO, VARIABLES SIMPLES SIN FUNCIONES DE PROBABILIDAD	36
FIGURA 24 DIAGRAMA DE TORNADO, UNA APLICACIÓN AL CÁLCULO DEL POES.....	37

FIGURA 25 FASE DE VISUALIZACIÓN DEL PROCESO DE EXPLORACIÓN.	40
FIGURA 26 ACTIVIDADES DE LA FASE DE VISUALIZACIÓN DE UN PROCESO QUE SIGUE LA METODOLOGÍA FEL-VCD.	41
FIGURA 27 DEFINICIÓN DEL PROYECTO, PRIMER PASO EN LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.	42
FIGURA 28 ACTIVIDADES EN LA ETAPA DE ROLES Y RESPONSABILIDADES	44
FIGURA 29 CASO BASE, DETALLE DE LA INFORMACIÓN QUE SE CONSIDERA EN EL CASO BASE.	47
FIGURA 30 ESCENARIOS FACTIBLES, CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS.	49
FIGURA 31 DESARROLLO DE ESCENARIOS EN LAS DIFERENTES FASES FEL.....	51
FIGURA 32 PRESELECCIÓN DE ESCENARIOS.	52
FIGURA 33 RIESGO E INCERTIDUMBRE, INFORMACIÓN A CONSIDERAR.....	54
FIGURA 34 TIPOS DE FUNCIONES DE DISTRIBUCIONES APLICADAS EN EL CÁLCULO DEL POES PROBABILÍSTICO.	57
FIGURA 35 ANÁLISIS DE TORNADO, SENSIBILIDAD DE LA VARIABLE OBJETIVO.	58
FIGURA 36 FLUJO TRABAJO PARA ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE.....	59
FIGURA 37 SELECCIÓN DE LOS MEJORES ESCENARIOS.	60
FIGURA 38 FLUJOGRAMA DE LA SELECCIÓN DE MEJORES ESCENARIOS.....	62
FIGURA 39 PLAN DE EJECUCIÓN DE LOS ESCENARIOS, DETALLE DE LAS ACTIVIDADES.	63
FIGURA 40 PLAN DE EJECUCIÓN Y COSTOS FASE DE SELECCIÓN.	65
FIGURA 41 DOCUMENTO DE SOPORTE DE DECISIÓN, DETALLE DEL DSD.....	66
FIGURA 42 APROBACIÓN DEL PROYECTO, EQUIPO DE PARES, COMITÉ DE DICTAMEN.	67
FIGURA 43 FASES DE UN PROYECTO VCD EXPLORATORIO.	69
FIGURA 44 FASES DE LA METODOLOGÍA FEL (VCD).....	70
FIGURA 45 COMPARACIÓN MÉTODO TRADICIONAL Y EQUIPO MULTIDISCIPLINARIO.....	72
FIGURA 46 VISUALIZACIÓN EN EXPLORACIÓN PETROLERA.....	74
FIGURA 47 ELEMENTOS GEOLÓGICOS A CONSIDERAR PARA EL MODELADO DE UN SISTEMA PETROLÍFERO EN LA CUENCA.....	77
FIGURA 48 FLUJO DE TRABAJO PARA UN MODELAMIENTO DEL SISTEMA PETROLÍFERO.....	79
FIGURA 49 MAPAS DE ISOLÍNEAS CON EL RIESGO GEOLÓGICO ASOCIADO A LOS RESERVORIOS HOLLÍN, T Y U.....	94

FIGURA 50 MIGRACIÓN DE CRUDO GENERADO EN LA CUENCA SANTIAGO, MARAÑÓN A LA CUENCA ORIENTE.....	95
FIGURA 51 ANÁLISIS DEL RIESGO GEOLÓGICO, APLICADO AL ÁREA DE ACUMULACIÓN PETROLÍFERA.	98
FIGURA 52 CRONOGRAMA DE PROYECTOS QUE PUEDEN SER EJECUTADOS PARA COMPLEMENTAR LOS ESTUDIOS DE LA VISUALIZACIÓN EFECTUADA.	101
FIGURA 53 PROCESO SECUENCIAL DE PROYECTOS FEL, DE LA VISUALIZACIÓN A LA CONCEPTUALIZACIÓN.	102

RESUMEN

Este trabajo fue desarrollado con el objetivo de demostrar la utilidad de una metodología denominada Front End Loading (FEL), también conocida como VCD (Visualización, Conceptualización, Definición), esta herramienta brinda la oportunidad de lograr tener un impacto positivo en el ciclo de vida de un proyecto pero desde etapas tempranas, esta intervención se vuelve más significativa e importante si estamos trabajando para un proyecto que demanda grandes cantidades de tiempo e inversión, mientras más se analice el proyecto en las etapas iniciales de visualización y conceptualización del mismo, estamos logrando una mitigación del riesgo y una reducción de costos.

Para identificar los problemas a tiempo, antes de que provoquen consecuencias irreparables, llevando a desarrollar este ejercicio de intervención en las etapas tempranas de un proyecto de exploración.

Hoy la industria ha podido determinar que las principales pérdidas en los proyectos se dan por no tener una claridad en el alcance del proyecto, en la colaboración interdisciplinaria, en la identificación de los riesgos, en el desconocimiento de los costos asociados, además de que los modelos determinísticos no contribuyen a tener escenarios suficientes para una correcta toma de decisiones.

Para este trabajo siguiendo la metodología FEL-VCD en su primera fase: Visualización, aplicada en exploración de hidrocarburos, se revisó la principal cuenca sedimentaria petrolífera y sus elementos para entender las mejores condiciones de cada uno de los componentes, después de un flujo de 11 pasos se llegó a la selección de un escenario y varias actividades, de esta manera se logró disminuir el riesgo exploratorio con un conocimiento económico de costos tipo Clase V, lo que permite pasar a la siguiente etapa metodológica (Conceptualización) y ubicar prospectos exploratorios para la perforación de futuros pozos. La importancia de un trabajo planificado desde las primeras etapas en un estudio exploratorio nos lleva a disminuir el riesgo e impacto de cambios en las instancias finales de la aplicación metodológica, aprovechando los recursos económicos disponibles de la mejor forma.

Palabras clave: Front End Loading, visualización, conceptualización, definición, riesgo, sistema petrolífero

ABSTRACT

This work was developed in order to demonstrate the usefulness of a methodology called Front End Loading (FEL), also known as VCD (visualization, conceptualization, definition), this tool gives us the opportunity to achieve a positive impact on the life cycle of a project but from early stages, this intervention becomes more significant and important if we are working for a project that demands large amounts of time and investment if we analyze the project in the initial stages of visualization and conceptualization of it, we are achieving a risk mitigation and a cost reduction.

In order to identify the problems in time, before they cause irreparable consequences, it leads us to develop this intervention exercise in the early stages of an exploration project.

Today the industry has been able to determine that the main losses of the projects are due not to have clarity in the scope of the project, in the interdisciplinary collaboration, in the identification of the risks, in the ignorance of the associated costs, in addition to the fact that the deterministic models do not contribute to having sufficient scenarios for correct decision making.

For this work, following the FEL-VCD methodology in its first phase: visualization, applied in hydrocarbon exploration, our oil basins and their systems were revised to identify the best conditions of hydrocarbon generation, after a flow of 11 steps the selection of a scenario was reached and several activities for its achievement, in this way, it was possible to reduce the exploratory risk with an economic knowledge of cost Class V, which allows to move to the next stage and locate exploratory prospects for future exploratory wells. The importance of a planned work from the early stages of an exploratory study leads us to reduce the risk and impact of changes in the final instances of the methodological application, taking advantage of the available economic resources in the best way.

Keywords: Front end loading, visualization, conceptualization, definition, risk, petroleum system.

1. INTRODUCCION

1.1. Antecedentes.

La crisis petrolera de los últimos años ha obligado a trabajar a todas las operadoras con una reducción de los fondos destinados a trabajos de Capex y Opex, debiendo ser analizados a detalle cada uno de los proyectos que demandan recursos.

De ahí nace la necesidad de buscar una metodología que nos permita manejar los proyectos de manera más rigurosa en sus etapas de planeación y conceptualización, reduciendo el riesgo y el impacto que puede tener una variación de los planes al momento de estar en un estado de ejecución del proyecto.

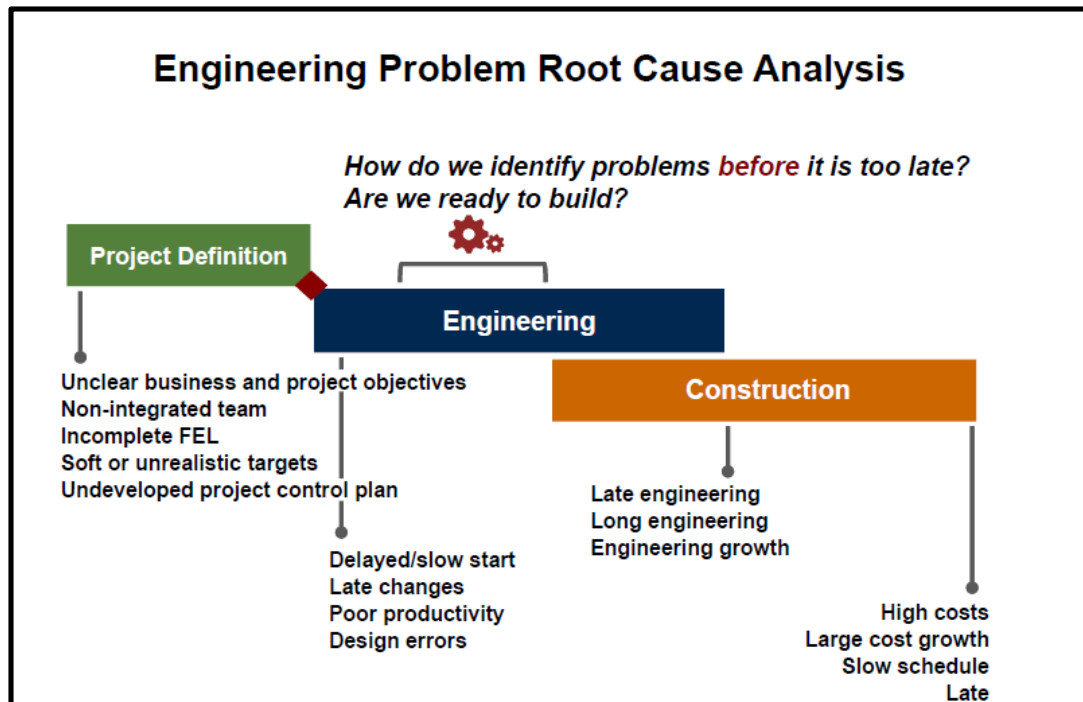


Figura 1 Análisis causa raíz de los principales problemas de ingeniería en las diferentes etapas de un proyecto.

Fuente: (IPA, State of the industrial Capital projects, 2016)

En la Figura 1, Independent Project Analysis (IPA) de una base de datos al 2016 de 18000 proyectos a nivel mundial muestra las principales causas raíz en cada una de las etapas de proyectos, hace un análisis desde la definición hasta la construcción o ejecución, en la definición del proyecto destaca la falta de claridad de los objetivos del mismo y del negocio, normalmente no hay un equipo integrado, hay un FEL – VCD incompleto para su planeación, existen objetivos no realísticos o muy superficiales y un plan de control del proyecto no desarrollado.

Para la parte de ingeniería o diseño se tiene un retraso o arranque demorado del proyecto, cambios tardíos, pobre productividad, errores en diseño y en la etapa final se tiene construcción y ejecución, aquí tenemos una ingeniería que se hizo tarde, se tomó mucho tiempo y se trataría todavía de una ingeniería en desarrollo en algunos casos, esto implica que se tengan unos altos costos, lo que impacta en un gran crecimiento de costos en el proyecto, se tienen cronogramas demorados y toda una serie de retrasos adicionales por las diferentes fallas detectadas en la construcción o ejecución.

Con este antecedente el uso de metodologías que ayuden a esta toma de decisiones facilita la dinámica de trabajo y si se hace de manera sistematizada permite medir los resultados obtenidos logrando de esta manera entrar en un proceso de mejora continua en función de los resultados de los trabajos efectuados.

1.2. Alcance.

El uso de recursos en épocas de crisis demanda la aplicación de buenas prácticas metodológicas que ayudan a reducir el riesgo en etapas del proyecto donde la capacidad de cambio o ajuste deben ser oportunas, de manera que se logre tener un impacto mínimo en lo económico y máximo en la futura ejecución del proyecto, el objetivo principal de la metodología FEL-VCD busca ser aplicada para obtener estos resultados.

En la industria petrolera la primera fase del FEL-VCD: la Visualización aplicada a un proyecto de exploración se enfoca en la generación de proyectos para determinar leads, generar prospectos y evaluarlos.

Mediante un flujo de trabajo de 11 pasos se puede realizar un recorrido completo y practico en la visualización antes de pasar a la siguiente fase metodológica: la conceptualización.

La falta de recursos en épocas de crisis en la industria petrolera demanda que el uso de los mismos sea muy bien administrado, especialmente en los proyectos que tienen más riesgo, la experiencia de la industria ha demostrado la utilidad de la metodología y en Ecuador no ha podido ser aprovechada, de ahí la importancia de hacer una aplicación práctica de la metodología en la revisión de los sistemas petrolíferos de la Cuenca Oriente

Metodologías de este tipo en proyectos de exploración nos ayudaran a:

1. Entender como evaluar de manera temprana el riesgo en oportunidades de exploración petrolera aplicando la metodología FEL-VCD.
2. Nos facilita la identificación de oportunidades exploratorias con aplicación práctica de los conceptos de la visualización.
3. Ayuda a entender la importancia metodológica de la conformación de equipos multidisciplinarios que son los que analizan la información y llegan a la etapa de definición con una buena base técnica de lo que se requiere para resolver el problema.

A continuación, una breve revisión de esta práctica a nivel global.

1.3 Experiencia a nivel mundial.

Las industrias han venido experimentando situaciones que las han llevado a realizar modificaciones en sus procesos de planeación, producción, etc., haciendo uso de nuevas y más óptimas metodologías para poder alcanzar niveles semejantes al de la competencia y garantizar su permanencia dentro del mercado.

Entre los cambios citados, tenemos que las empresas están cambiando su visión con respecto a las actividades que se realizaban de manera independiente para dar un enfoque global del proceso, destacando que los procesos no deben ser funcionales, es decir, desarrollarse en función de una tarea en específico sin considerar la diversidad de parámetro por la cual puede verse afectada. Esto ha hecho, que los procesos sean el resultado de la integración multidisciplinaria, donde converjan las diferentes áreas necesarias para el alcance de un objetivo, garantizando la unificación de ideas desde distintos puntos de vista. Adicionalmente, el proceso es sometido al análisis multidisciplinario desde el inicio de su estudio, disminuyendo los errores que se podrían producir; situación contraria que se vivía cuando el proceso era estudiado en áreas separadas y dependían de lo que concluyera un especialista para poder continuar con la siguiente etapa, es decir que si se producía un error por parte del especialista encargado de la primera etapa, éste no era detectado hasta el final del proceso, produciendo graves daños como retardos y retrabajos que solamente agregan costos y minimizan valor.

La tecnología se convierte cada vez en una élite de herramientas de mayor utilización, casi imprescindibles para el desarrollo de actividades. Antiguamente era independiente de los procesos, pero se ha producido un incremento de la integración de ambas áreas, trayendo consigo múltiples beneficios para el análisis, simulación, cálculos y estudio del proceso.

Algunos paradigmas también han cambiado dentro de las industrias. Anteriormente se llevaban a cabo proyectos con un enfoque netamente de producción, mientras que ahora para la ejecución de planes, la industria se ha percatado que requiere considerar muchos factores que puedan afectar al proyecto con una visión global, enfocándolos como un negocio basado en la administración de riesgo considerando el ciclo de vida del activo. En consecuencia, la

evaluación de múltiples escenarios u opciones basadas en métodos estadísticos y procesos estocásticos benefician la planeación y aprobación de proyectos de inversión de capital.

Son múltiples empresas e industrias que a nivel mundial emplean esta metodología. La experiencia en cada una de ellas muestra los beneficios que conlleva la implementación del FEL, especialmente para el desarrollo de proyectos o solventar determinadas situaciones. Entre ellas podemos citar: Texaco, BP, Chevron, Shell USA, ExxonMobil, KBR, Conoco Phillips, Citgo, Dow, UOP, Equistar, Rhone-Poulenc, Icarus, ARCO, Caltex, Air Products, entre otras.

Las empresas que han implementado esta metodología dentro de sus lineamientos de trabajo para la ejecución de proyecto y actividades, han dado nombres distintos a cada una de las etapas que lo conforman y dando definiciones particulares de FEL. Pero, a pesar de que cada etapa es denominada con nombres diferentes, representan la misma acción, por tanto, permanece inalterable la metodología pues el procedimiento a aplicar es el mismo. En consecuencia, no importa el nombre que se dé a cada etapa de la metodología FEL, siempre y cuando se mantenga el objetivo y procedimiento planteado.

A continuación, se citarán brevemente algunos casos particulares de lo descrito anteriormente:

1.3.1 Shell USA

Denominan al FEL como Volumen to Value (V2V), cuyo proceso consiste en el desarrollo desde los objetivos del negocio hasta la aceptación final de la definición del alcance del proyecto que minimiza el ciclo de tiempo y reduce el costo del proyecto.

Con el costo mínimo inicial del proyecto se alcanza los requerimientos del negocio.

La Figura 2 representa las consideraciones en la redefinición de las etapas por Shell con respecto a las tres etapas iniciales en Front End Loading (FEL).

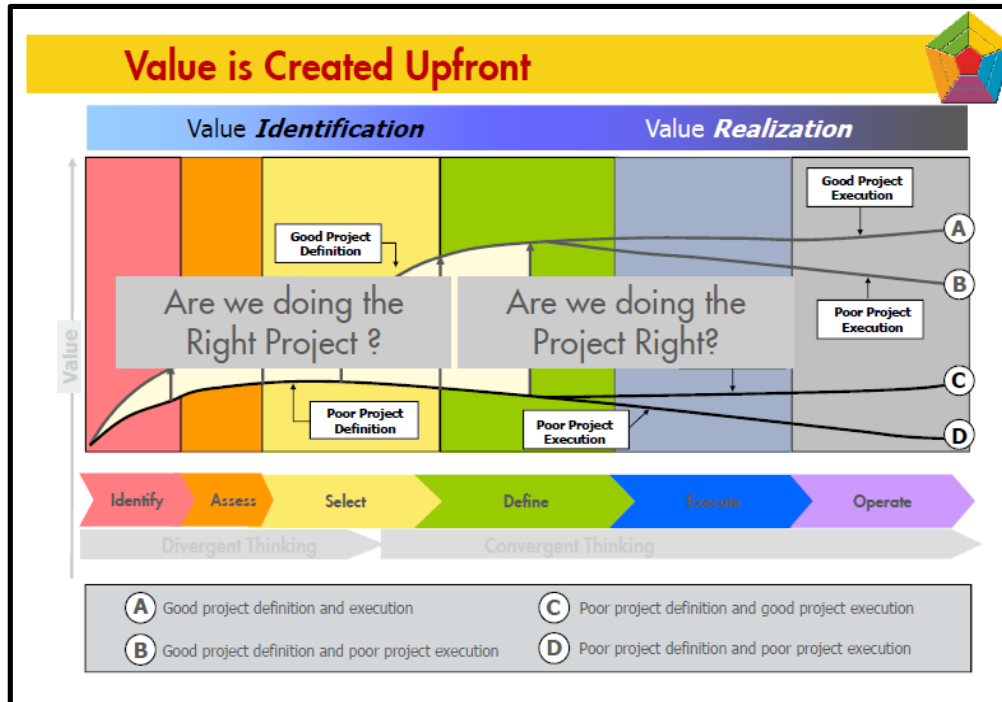


Figura 2 Metodología FEL para Shell USA.

Fuente: Tomado de (Shell Project Academy NAP Bijeenkomst, 5 April 2012, Shell Global Solutions International B.V.: The Hague.)

1.3.2 British Petroleum (BP)

Define FEL como el trabajo que es ejecutado con la finalidad de desarrollar un alcance detallado para la definición de un proyecto, el cual minimiza el costo total del capital, mientras mantiene la operabilidad y funcionamiento requerido de las unidades, logrando minimizar los cambios al alcance del proyecto. BP utiliza su metodología denominada como Capital Value Process (CVP).

La Figura 3 muestra las consideraciones generales de las etapas utilizadas por British Petroleum con respecto a las tres etapas iniciales de un Front End Loading (FEL).

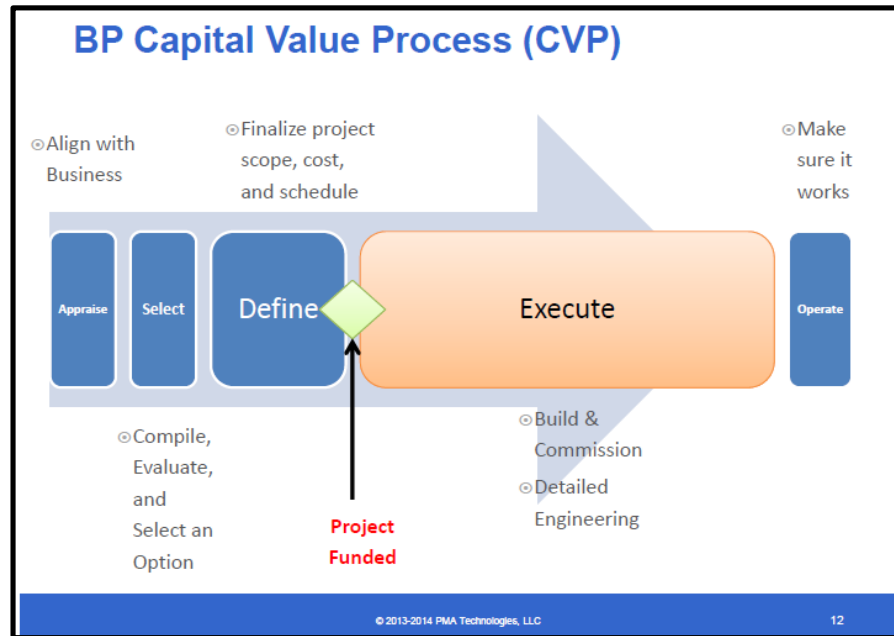


Figura 3 Metodología FEL para British Petroleum

Fuente: Tomado de Kaveh Dabiran, How is Improving Schedule Quality and engaging Stakeholders in New Ways, 2014.

1.3.3 KBR KELLOGG BROWN & ROOT, INC

Define a FEL como el proceso donde se desarrolla una definición del alcance y costo de un proyecto de capital para cumplir con los objetivos comerciales de sus clientes. Los productos finales del proceso FEL son paquetes de información basados en el diseño que puede usarse para respaldar la producción de documentos de diseño de ingeniería que incluyen un costo estimado de precisión adecuado para obtener el proyecto AFE (Autorización para Gastos) o Autorización de Proyecto.

Utilizando la base del diagrama para la ejecución de proyecto, realizaron adaptaciones de sus fases iniciales en función de FEL, a continuación, la Figura 4 nos describe el esquema que siguen en KBR.

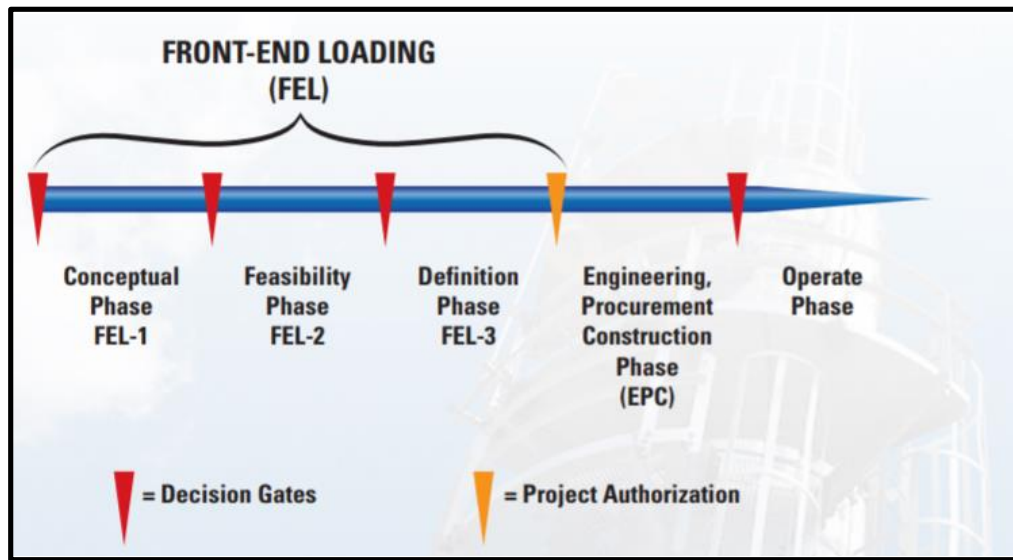


Figura 4 Metodología FEL aplicada por KBR.

Fuente: Tomado de (KBR, Front End Loading Process 2014)

Para la fase 1 o FEL-1 el objetivo es determinar la viabilidad económica básica del proyecto conceptual antes de iniciar gastos de ingeniería y estudios más definitivos.

Los entregables incluyen:

- Evaluación de Negocios Estratégicos y sus Riesgos.
- Selección de tecnología
- Sitios potenciales identificados
- Estimación de costos (+/-40 a 50%)
- Cronograma preliminar del proyecto
- Diagramas de flujo de bloques
- Procesamiento de casos identificados
- Equipo multidisciplinario definido

1.3.4 Chevron

En año de 1.991, Chevron implantó esta metodología para el estudio y desarrollo de proyectos, denominándola Chevron Project Development & Execution Process (CPDEP). Los beneficios que han experimentados han sido grandiosos. En la Figura 5 se puede apreciar gráficamente la evolución de las metodologías utilizadas por Chevron desde 1991 al 1998, esto se conoce reflejo en la disminución de los costos de producción, mientras que en la Figura 6 se aprecia un detalle de cada fase de la metodología FEL utilizada por Chevron,

Logrando en pocas palabras, optimizar el desarrollo de los proyectos y mejorar su productividad.

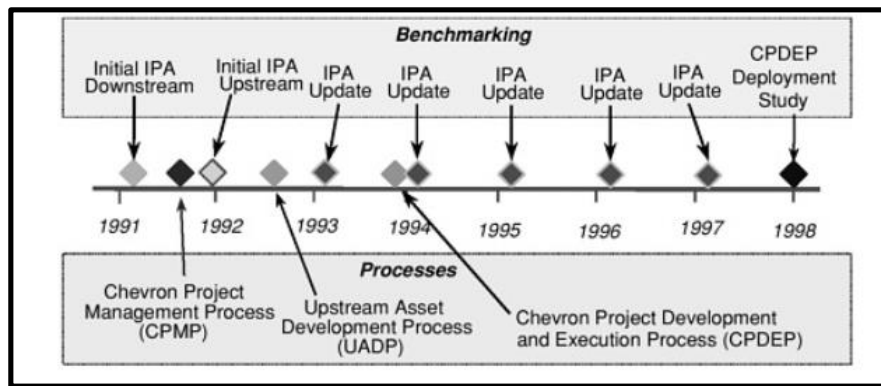


Figura 5 Evolución de metodologías en Chevron hasta implementar el CPDEP - FEL.

Fuente: Tomado de National Research Council. 2002. Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Role in Project Management and Preproject Planning. Washington, DC: The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/10343>

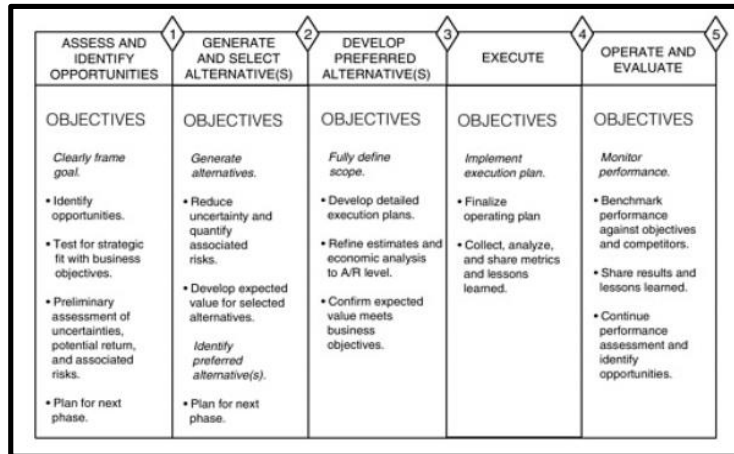


Figura 6 Detalle de la metodología FEL aplicado por Chevron en sus fases.

Fuente: Tomado de National Research Council. 2002. Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Role in Project Management and Preproject Planning. Washington, DC: The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/10343>

Como se puede observar, FEL produjo en Chevron consecuencias positivas que aumentaron la productividad del trabajo y mejoraron aspectos básicos para la ejecución de los proyectos. Indiscutiblemente, los cambios produjeron enormes beneficios que favorecen a la empresa a nivel operacional, costos y de ejecución. Lo más importante es que los resultados se observaron de manera rápida y efectiva en un tiempo relativamente corto; sin duda alguna a largo plazo los beneficios serán de mayor magnitud.

Neil Wilson en la Figura 7 sugiere un diagrama definido por Chevron y su equivalencia con las fases de FEL teniendo una similitud de conceptos en su análisis.

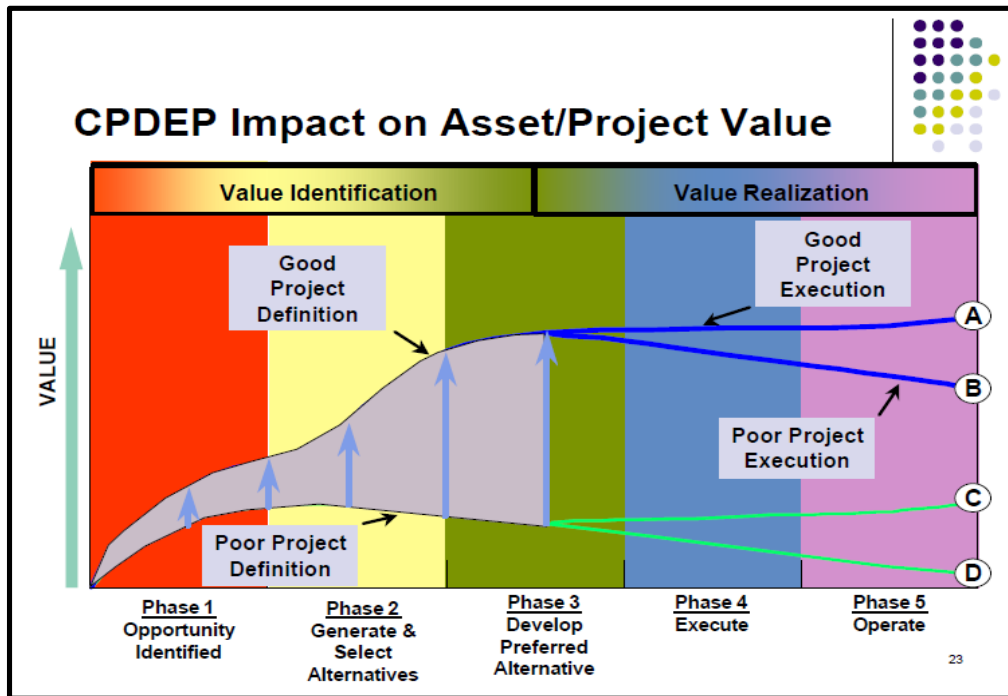


Figura 7 Metodología FEL para Chevron, CPDEP

Fuente: Tomado de Neil Wilson and Peter Lohnberg (2005 April). A successful example of a Strategic Partnership. ChevronTexaco & Expressworks International.

Otro aspecto importante a destacar, es el tiempo que se le dedica a cada etapa que compone la metodología. Según la teoría, el mayor tiempo del proyecto debe ser empleado en las etapas de Visualización y Conceptualización de FEL, como es el caso de Chevron y BP; sin embargo, existen muchas otras empresas que no cumplen con este requerimiento de la metodología, tal y como sucede en Shell. Sin embargo, existen variables que inciden en esta decisión, principalmente el tipo de proyecto a desarrollar y las políticas de la empresa, los cuales influyen en la definición del período de tiempo destinado para el estudio de cada etapa.

Un punto de congruencia entre todas las empresas, es el decrecimiento de los riesgos e incertidumbre con el paso de cada etapa, es decir, a medida que se concluye cada fase del FEL, el rango de incertidumbre va disminuyendo porque cada escenario planteado se está sometiendo a un continuo análisis, descartando las posibilidades que no son viables para el proyecto disminuyendo el nivel de riesgos al finalizar el proceso. En la Tabla 1 podemos observar cómo son llamadas las fases FEL por varios especialistas de la metodología.

Source	Phase 1	Phase 2	Phase 3
IPA (BARSHOP, 2009) [18]	FEL 1-Business Planning	FEL 2-Scope Development	FEL 3-Project Planning
CII (INGRAM, 2009) [19]	FEP 1-Feasibility	FEP 2-Concept	FEP 3-Detailed Scope
Shell (WELDE, 2008) [20]	FED 1-Assess	FED 2-Select	FED 3-Define
ChevronTexaco (OKORO, 2005) [21]	Identify	Select	Develop
Petrobrás (FIGUEIREDO, 2008) [22]	Opportunity Identification	Alternative Selection	Project Definition
Vale (COSTA JÚNIOR, 2010) [17]	Business Analysis	Alternative Selection	Construction and Operation Planning
Anglo Coal e Xstrata Coal (PWC, 2008) [23]	Concept	Pre-feasibility	Feasibility

Tabla 1 Etapas de la metodología FEL, nomenclatura de varios autores

Fuente: Tomado de O. Mansur. (2014).

Es importante mencionar que cada etapa, conforme se tiene un avance en la aplicación metodológica, también nos lleva a una mejor definición del proyecto, toda vez que ya se van identificando y entendiendo de mejor manera las oportunidades en el paso de cada etapa del FEL. Para este análisis se debe considerar la complejidad técnica del proyecto, disponibilidad de información adecuada. Para la AACEI en la visualización se empieza con una definición del proyecto del 0 al 2% , denominada Clase V, con un rango esperado de precisión en los niveles inferiores del -20% a -50% y en superiores del 30 a 100% , al avanzar a la Conceptualización, tenemos una definición del proyecto del 1% al 15% denominado Clase IV con un rango esperado de precisión en los niveles inferiores del -15% a -30% y en superiores del 20 a 50% para finalmente llegar a una definición del proyecto Clase III que va del 10 al 40% y rango esperado de precisión en los niveles inferiores del -10% a -20% y en superiores del 10 a 30% en la fase de Definición.

En la Figura 8, (Romero F, 2015) , en la página 5 menciona que se puede identificar la relación entre las diferentes etapas de la Metodología FEL y los costos asociados según la AACEI, (American Association of Cost Engineers).

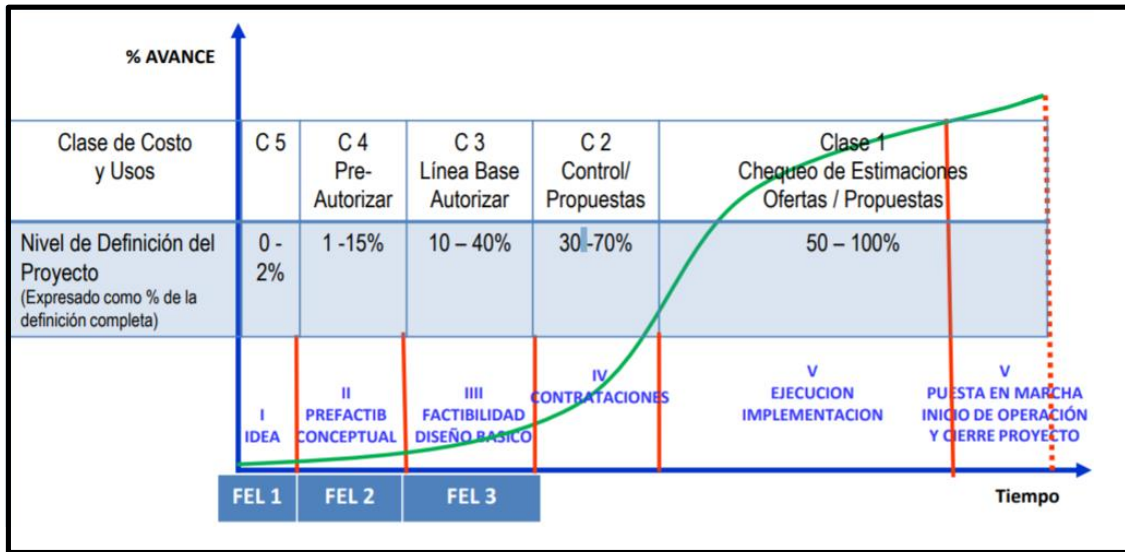


Figura 8 Costos asociados a las diferentes etapas del FEL según la AACEI

Fuente: (Romero F.,2015, pag.5.)

La Figura 9 muestra la comparación de los procesos definidos por las empresas Texaco y Exxon Mobil y su semejanza con la metodología Front End Loading (FEL).

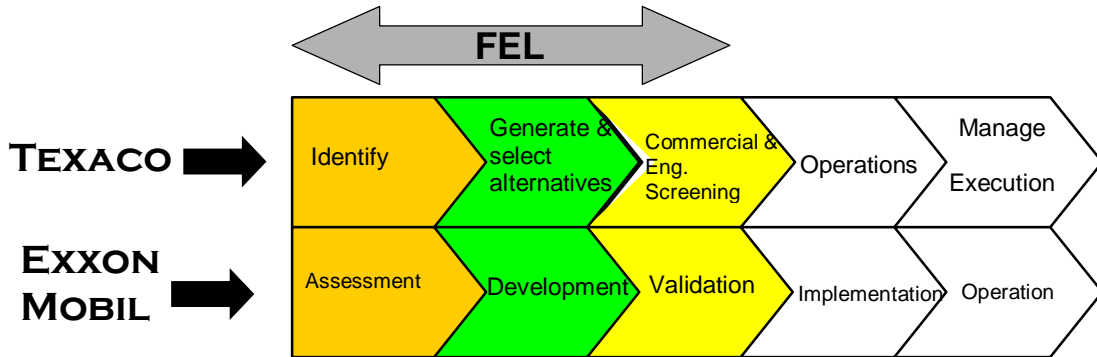


Figura 9 Metodología FEL para Texaco y Exxon Mobil.

Elaborado: Alex Carrera 2018

1.3.5 PEMEX

PEMEX implantó la metodología desde el 2006 y la definió como un proceso mediante el cual una empresa ejecuta un proyecto minimizando las variaciones (producción, tiempo y costo) para lograr los objetivos del negocio con menor riesgo. Las diferentes fases de la metodología mantuvieron su nombre, similar al original como visualización, conceptualización y definición.

Una innovación a la metodología fue la introducción de una fase inicial llamada Pre-FEL, la cual básicamente trata de la preparación para la visualización, en términos de búsqueda, localización y organización de la información, dada la gran cantidad de la misma que se maneja en la industria petrolera, así como la preparación del sitio de trabajo y la definición de roles y responsabilidades.



Figura 10 Metodología VCDSE aplicada en perforación de pozos en PEMEX.

Fuente: Pemex, (2012), Documento Rector para la aplicación de la metodología VCDSE de pozos, versión 2.0

Como un resumen de otras empresas se podría tener el siguiente resultado en relación al uso de la Metodología FEL en diferentes industrias a las del petróleo:

Conocimiento de la metodología Front-End, método de planeamiento			Sector de la organización					Costo promedio del proyecto					Duración promedio del proyecto				
			Petróleo y gas	Minería y metales	Telecomunicaciones	Ingeniería y construcción	Otros	Menos de 1 millón	Entre 1 millón y 5 millones	Entre 10 millones y 100 millones	Entre 100 millones y 1 billón	Más de 1 Billón	Menos de 1 año	Entre 1 año y 2 años	Entre 2 años y 3 años	Entre 3 años y 4 años	Más de 4 años
No conoce el método	12	22%	2	1	1	6	2	4	1	0	6	1	5	1	3	0	3
Conoce pero no aplica	12	22%	4	0	1	6	1	3	3	1	3	2	3	5	1	2	1
Conoce y aplica	30	56%	9	12	0	7	2	1	3	5	12	9	4	3	7	6	10
Total	54	100%	15	13	2	19	5	8	7	6	21	12	12	9	11	8	14

Figura 11 Conocimiento de la metodología FEL en otros sectores de la industria.

Fuente: Tomado de O. Mansur. (2014), Megaprojects Front-End Planning, The Case of Brazilian Organizations of Engineering and Construction Megaprojects Front-End Planning.

En la Figura 11. al analizar la información que muestra se puede evidenciar que una de las industrias u organizaciones que más usan la metodología FEL es la de petróleo y gas, y que la aplicación se da en proyectos que van desde los 100 millones de dólares americanos y que pueden llegar a un billón de dólares americanos, con duraciones en tiempo que pueden llegar a los 4 años.

1.4. Marco Teórico.

La cadena de valor de exploración y producción de hidrocarburos puede ser segmentada en una serie de proyectos, cada uno tiene un alcance específico de trabajo que puede ser llevado independientemente, adicionalmente cada parte tendrá asociada una exposición al riesgo. Para pasar de un estado o fase a la siguiente, se necesita manejar puntos de decisión soportados o documentados.

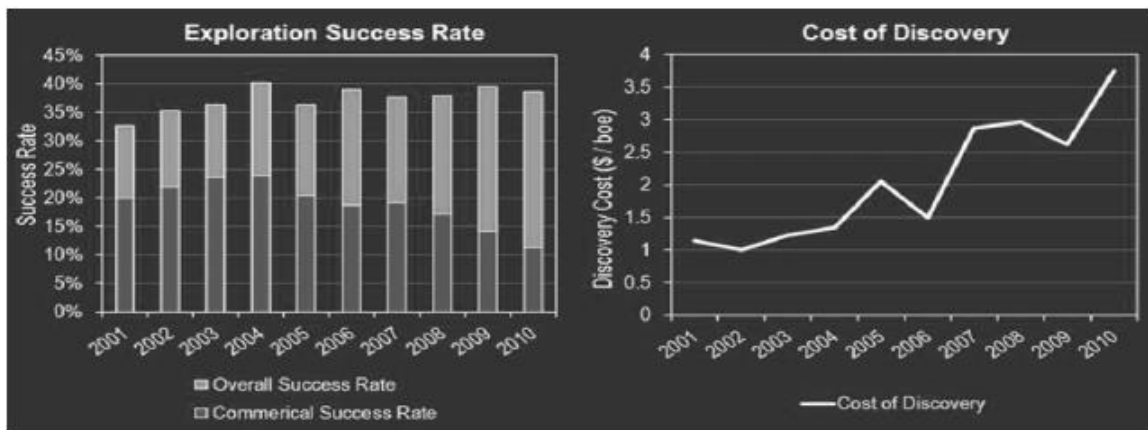


Figura 12 Tasa de éxito exploratorio e incremento de costos de descubrimiento

Fuente: Mishar, S. N. (2012, January 1). Improving Major Project Development Through A Front End Loading Management System: Medco. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/162254-MS. Pag.1

En la Figura 12, Mishar, (2012) muestra la tasa de éxito exploratorio a nivel mundial y el incremento de los costos de descubrimiento en el periodo 2001 - 2010, de ahí la importancia de usar metodologías apropiadas para reducción de costos asociados y disminución del riesgo los proyectos de la industria petrolera.

Muchas de las veces por alguna razón no se encuentran interconectados estos proyectos y esto genera una desintegración y varios microprocesos diferentes.

Saputelli et. al. 2013, divide el ciclo de exploración en 4 fases, cada una asociada a un incremento de la confianza del potencial comercial. En su análisis, menciona la opción de parar en cualquier momento, lo que depende de la organización y del entorno. El valor comercial de

una oportunidad puede variar en función del cambio de las condiciones internas o externas del mercado, en algún momento la oportunidad pasará del estado de exploración al de producción, en la Figura 13 se observa las cuatro fases de esta etapa de exploración, según Saputelli (2013), más adelante se efectuará la descripción de cada una.

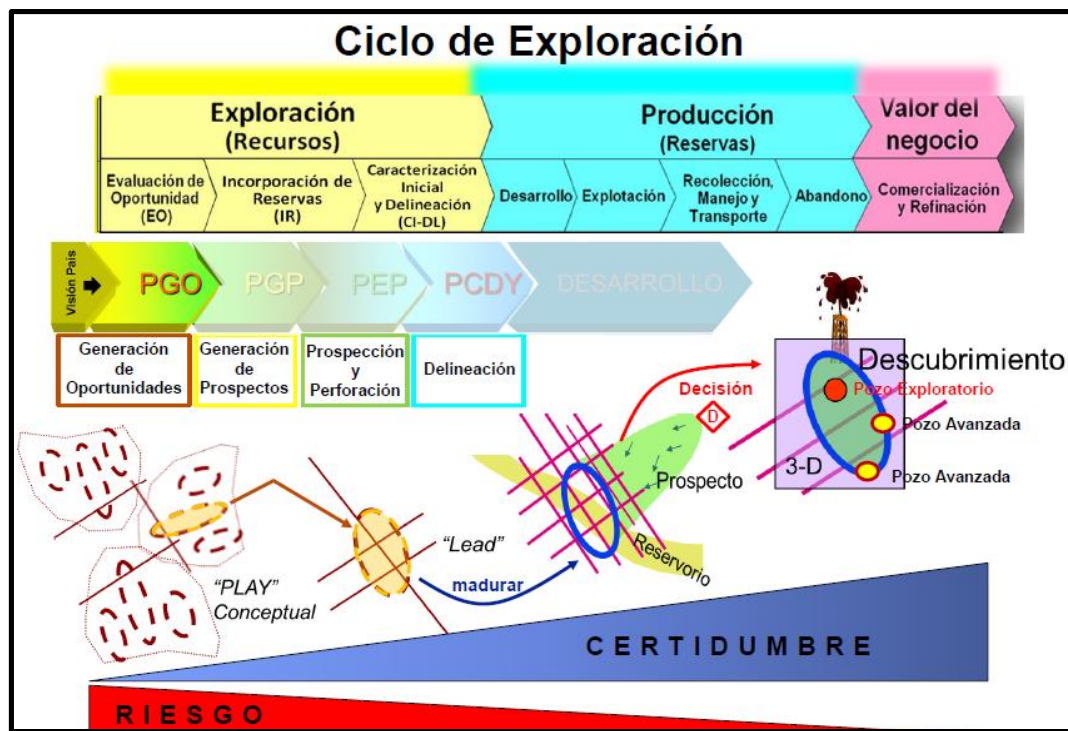


Figura 13 Cadena del valor desde exploración a explotación.

Fuente: Modificado de Saputelli et. al 2013.

- **Proyectos para generación de oportunidades:** Es la primera fase de la etapa de exploración, el principal propósito es la documentación científica preliminar del potencial de reservas de una oportunidad, se enfocarán los esfuerzos a revisar un potencial lead.
- **Proyectos para generación de prospectos:** Está a continuación de la generación de las oportunidades, se busca evaluar áreas específicas y proporcionar más evidencia técnica de potenciales entrapamientos con reservas. Al terminar esta fase se puede llegar a recomendar la perforación de un prospecto.

- Proyectos para evaluación de prospectos: Si la fase anterior muestra una oportunidad valida, se empieza la exploración de la oportunidad para precisar más el potencial valor económico del prospecto.
- Proyectos para delineación y desarrollo: Es lanzado cuando el potencial económico se confirma. En esta etapa la delineación es el principal objetivo. Cuando esta fase está terminada se pasa a la explotación del yacimiento. Esta fase incluye el desarrollo del reservorio, análisis del riesgo de la estimación del volumen, ingeniería básica, conceptual y postmortem del desarrollo del activo.

1.4.1 Visualización.

Al buscar similitud con otras metodologías del área de proyectos, la parte que comprende a la Visualización como parte del proceso de Exploración, se le puede considerar como algo similar a un estudio de preinversión donde se busca establecer hipótesis sobre la existencia de hidrocarburos en los Sistemas Petroleros, Plays (hipotéticos - establecidos) y Prospectos dentro de una cuenca sedimentaria o la revisión del portafolio de oportunidades exploratorias existente, estimando o revisando su potencial petrolero y su posible valor económico de ser necesario.

Aquí se identifica, analiza, evalúa y prepara un portafolio de Plays, que se encontrarían en zonas con potencial hidrocarburífero, que ya ha sido identificada por el grupo encargado del estudio, estas zonas deben ser factibles tanto en lo técnico como en lo económico de manera que puedan ser jerarquizadas, para posteriormente pasar a la fase de conceptualización.

En la Visualización se deben incorporar todas las posibles oportunidades o escenarios, sin realizar eliminación de estas opciones, dejando al proceso VCD o FEL que filtre aquellas que son susceptibles de ser evaluadas pasando las oportunidades evaluadas a la fase de Conceptualización.

La Visualización puede considerar en su análisis: estudios de cuencas, estudio del sistema petrolero, estudios de plays hipotéticos/establecidos, etc.

Las actividades que se desarrollan secuencialmente en esta fase son:

1. Definición del proyecto.

2. Roles y responsabilidades.
3. Caso base.
4. Escenarios factibles.
5. Preselección de escenarios
6. Riesgo e Incertidumbre.
7. Selección de los mejores escenarios.
8. Plan de ejecución de los escenarios seleccionados.
9. Plan de ejecución y costos de la fase de selección.
10. Elaborar documento soporte de decisiones.
11. Aprobación del proyecto por el comité de dictamen.

Estas actividades en el siguiente capítulo se revisarán con más detalle al ser aplicadas.

1.4.2 Conceptualización.

Una vez terminadas las actividades de la fase de visualización donde se determinó la rentabilidad y viabilidad del proyecto, se pasa a la siguiente etapa: la conceptualización.

El objetivo de esta fase es llegar a establecer un nuevo descubrimiento de campo/yacimiento, a través del análisis, perforación y prueba de localizaciones exploratorias para incorporación de reservas, a ser caracterizado y delimitado en la fase de definición.

Las actividades son las que se enlistan a continuación:

1. Preparar para la fase II.
2. Actualizar / elaborar modelo estático y dinámico.
3. Elaborar registro de riesgo e incertidumbre de las variables intrínsecas.
4. Elaborar registro de riesgo e incertidumbre de las variables objetivo.
5. Evaluar los escenarios preseleccionados en la fase de identificación.

6. Analizar técnica y económicamente los escenarios seleccionados.
7. Seleccionar del mejor escenario.
8. Realizar la ingeniería conceptual del mejor escenario.
9. Evaluar la económica y rentabilidad.
10. Plan preliminar de ejecución de esta fase y preparación para fase III.
11. Documento soporte de decisión.

En la fase de Conceptualización del VCD de Exploración, se listan en forma general los elementos necesarios que deben tener una “Base de Usuario” para la perforación de cualquier tipo de pozo. En el caso de los pozos que se perforen para captura de datos, es importante indicar que la información deberá estar disponible para realizar la misma aplicación metodológica enfocada a la perforación que generalmente es escasa y por lo tanto se debe recurrir a información de campos análogos para suplir la información faltante.

Además, es importante mencionar, que los pozos perforados en esta fase persiguen fundamentalmente cubrir la obtención de información que permita la comprobación de alguno o varios de los elementos del Sistema Petrolero o el establecimiento o comprobación de algún Play.

Como alcance en esta fase se puede llegar a:

- Definir el prospecto y oportunidad exploratoria
- Definir y ubicar variaciones exploratorias para incorporación de reservas.
- Probar las ubicaciones para incorporar reservas
- Declarar el descubrimiento de un nuevo campo/yacimiento.

1.4.3 Definición.

Como objetivo se puede decir que en esta fase se caracteriza y delimita el campo o yacimiento, incluyendo las reservas mediante el análisis de datos e información de los resultados de la

campaña de perforación y pruebas de pozos de avanzada, a fin de valorizar el campo o yacimiento para la estrategia de explotación.

Al haber realizado las ingenierías básicas del proyecto y solicitar el presupuesto para su ejecución, esta fase está conformada por siete grandes actividades.

1. Efectuar la preparación para la fase III.
2. Elaborar ingenierías básicas.
3. Elaborar plan de ejecución del proyecto.
4. Elaborar estimado de costos clase II.
5. Determinar la rentabilidad del proyecto.
6. Elaborar el documento soporte de decisiones.
7. Y obtener la aprobación del comité de dictamen.

El alcance de esta fase sería:

- Caracterizar con mayor certidumbre el yacimiento o campo
- Delimitar el yacimiento o campo
- Estimar y certificar las reservas
- Valorar el descubrimiento

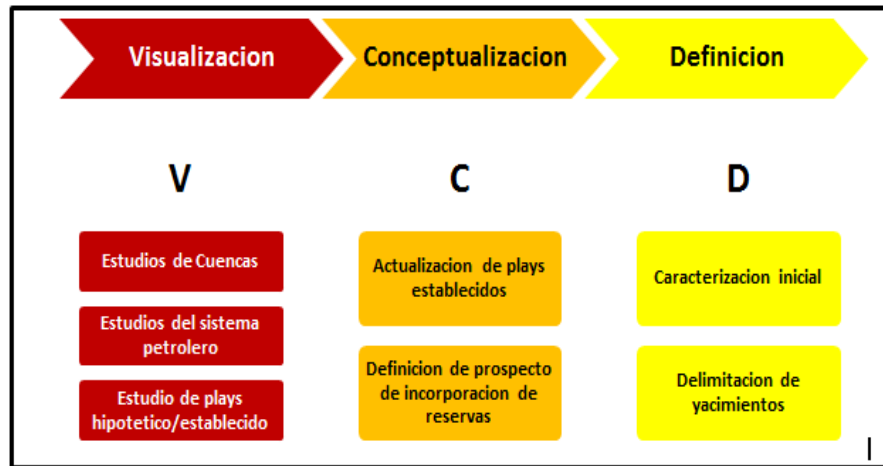


Figura 14 Fases del Proceso de Exploración bajo la metodología VCD. Modificado de Pemex 2012.

Fuente: Pemex, (2012)

Algunos autores ponen como parte común entre el VCD de Exploración y el de Explotación a la caracterización inicial y delimitación de yacimientos, para fines de esta tesis esto será considerado.

Es importante mencionar que cada etapa, conforme se tiene un avance en la aplicación metodológica, también implica una mejor estimación de costos, toda vez que ya se van identificando y entendiendo de mejor manera las oportunidades, en la visualización empezamos con una estimación de costos Clase V, es decir el rango entre el 50% - 30% en exactitud para avanzar en la Conceptualización a una estimación Clase IV : 25% -15% y finalmente llegar a una estimación de Costos Clase III: 15 al 10% en la fase de Definición.

En el caso del presente estudio la aplicación de la fase de visualización quedaría enfocada al Estudio del Sistema petrolífero

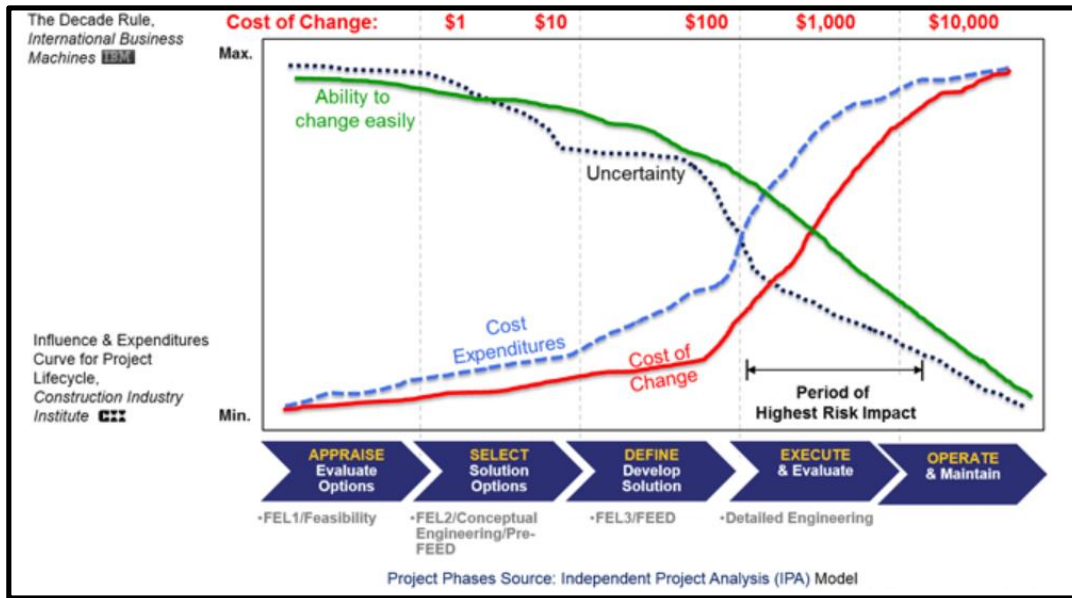


Figura 15 Importancia de la aplicación metodología en las fases de planeamiento

Fuente: (Laurie B. and Dolenc J. 2016)

En la Figura 15, Laurie B. and Dolenc J. (2016) muestran la importancia de intervenir en las fases de planeamiento debido a que existe una gran influencia en la creación de valor a un mínimo costo, a medida que el proyecto avanza el costo del cambio se incrementa y la habilidad para hacer un cambio fácil disminuye, si este proceso de cambio se da en la ejecución tendremos un impacto de alto riesgo.

Con esto podemos concluir que la mejor etapa para intervenir en proyectos que siguen la metodología FEL es la de visualización.

1.4.4 Riesgo e incertidumbre.

En los proyectos de exploración petrolera el propósito del análisis del riesgo es estimar la probabilidad de descubrir hidrocarburo antes de perforar un prospecto identificado, este análisis tiene una función fundamental en la exploración petrolera tanto a nivel de prospecto como de *play*. El manejo que se le da al análisis del riesgo y la incertidumbre es de carácter probabilístico y es fundamental para poder tomar decisiones que permitan llegar a la perforación de un prospecto, un análisis bien efectuado puede ayudar a ahorrar mucho dinero,

considerando la magnitud que puede tener una inversión en el sector petrolero, de ahí la importancia del uso de una metodología que permita hacer todos estos análisis de manera rigurosa evitando caer en gastos innecesarios.

Al hacer un análisis de los orígenes históricos de estas metodologías para la toma de decisiones, estas nos pueden llevar a los siglos XVII y XVIII, con Pascal, Laplace y Bernoulli, fue después de la segunda guerra mundial cuando se pudo introducir estos conceptos en negocios y administración, los problemas que involucran la toma de decisiones siempre han sido notorios desde inicios de la industria petrolera.

En la actualidad estos análisis se efectúan con hardware y software especializados, lo que permite incrementar la cantidad de simulaciones estadísticas a correrse propias de un estudio de estas características.

1.4.4.1 Riesgo

A pesar de que no existe un consenso real en la diferencia de riesgo e incertidumbre, un concepto clave es entender las diferencias entre riesgo e incertidumbre, a continuación, una tabla comparativa que muestra estas diferencias (Tomado de Javier Martinez Romero, Riesgo e incertidumbre, ScalabBle_, 2011).

Riesgo	Incetidumbre
<ul style="list-style-type: none">Resultados conocidos, los posibles resultados que pueden obtenerse son conocidos a prioriProbabilidades, analizamos las probabilidades de cada opción. Podemos medir el resultadoEvaluación y cálculo, apostamos de forma analítica por una opción u otra, en base a información	<ul style="list-style-type: none">Efectos posibles, valora los efectos posibles, siendo conscientes que pueden producirse efectos no esperadosPosibilidades, la incertidumbre no se puede medir de forma controlada. solo valoramos opciones.Intuición y experiencia, trata de mejorar nuestras posibilidades, actuando de forma intuitiva

Tabla 2 Riesgo e incertidumbre, breve descripción.

Elaborado por Alex Carrera 2018

Fuente: (F. Romero, 2015)

Otra forma de ejemplificar sería que el riesgo es la incertidumbre que afecta negativamente al bienestar de la gente. La incertidumbre existe siempre que no se conozca con seguridad lo que ocurrirá en el futuro.

Un ejemplo práctico para entender bien estos conceptos, podría ser que existe incertidumbre en que mañana pueda llover lo cual implica un riesgo para quien no lleve paraguas y una oportunidad para quien necesite regar sus plantas, en este ejemplo se puede entender que la oportunidad es la incertidumbre que mejora el bienestar de las personas, la cual cambia de una a otra de acuerdo a sus necesidades. Toda situación riesgosa es incierta, pero no puede haber incertidumbre sin riesgo (Bravo O., 2006).

Oscar Bravo Mendoza, en su obra Gestión Integral de riesgos, clasifica los riesgos existentes de una empresa en cuatro categorías:

- Riesgos estratégicos: Asociados a la formulación estratégica, en la que se analiza el medio para detectar problemas potenciales por cuenta de los competidores.
- Riesgos de toma de decisiones: Asociados a la fase de análisis, evaluación, decisión de inversión y agrupamiento en los proyectos y oportunidades de negocio en el flujo de caja de la compañía.
- Riesgos de negocio u operacionales: Se presentan durante la ejecución del portafolio de gastos e inversiones.
- Riesgos de entorno: se hacen evidentes al momento de rendir cuentas como parte del desempeño, y que no dependen de fallas en los procedimientos internos de la compañía.

El riesgo en forma general, es una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento.

Tal como se mencionó antes en este trabajo sobre la definición de riesgos, existen muchas otras tal como: probabilidad de que suceda un evento, impacto o consecuencia adversos.

Se entiende también como la medida de la posibilidad y magnitud de los impactos adversos, siendo la consecuencia del peligro, y está en relación con la frecuencia con que se presente el evento. Para los proyectos se puede definir como un evento incierto o condición incierta que,

si ocurre, tiene un efecto positivo o negativo sobre el proyecto. Cuando se incrementa la complejidad tecnológica en los proyectos aumenta el nivel de riesgo de los mismos, y por lo tanto, es indispensable contar con una metodología formal para evaluar los efectos de la toma de decisiones.

Para este trabajo el análisis se va a reducir a la evaluación de dos tipos de riesgos:

- Riesgos técnicos
- Riesgos económicos

Los riesgos técnicos serán evaluados a partir de matrices de evaluación de riesgos tipo IPA (Independent Project Analysis) que mide la complejidad y nivel de información disponible de (Ver Anexo 1):

- Estructura
- Estratigrafía
- Roca
- Fluidos
- Energía del Yacimiento
- Dinámica

Tal y como se muestra en la Figura 16, este sería un flujo que se podría seguir para el análisis del riesgo geológico (Modificado de CCOP, 2000) enfocándose en presencia y efectividad.

Básicamente se parte del análisis de los elementos y procesos del sistema petrolífero, sus características y condiciones servirán para estimar como podría funcionar cada uno y entrar a realizar cuantificaciones.

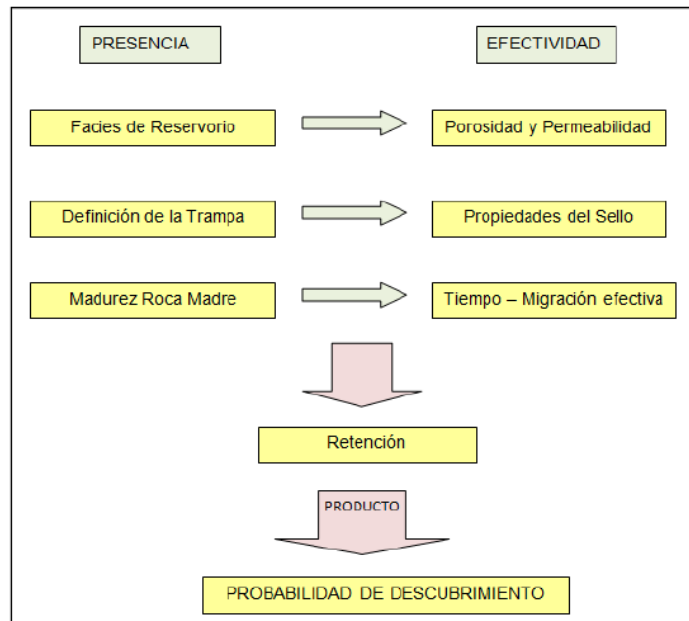


Figura 16 Evaluación del riesgo geológico

Fuente: Tomado de (CCOP 2000).

Cada una de ellas cuantifica el riesgo técnico de cada uno de los elementos involucrado y totaliza un valor final.

La evaluación de la métrica parte de las respuestas que se dan a una serie de preguntas predeterminadas cuyas cuantificaciones son colocadas en la sección de calificación de acuerdo al ámbito que se esté evaluando. Durante esta primera fase, se evalúa el nivel de complejidad y definición que se percibe en relación a las variables que componen el proyecto. En el caso de la complejidad, la escala va de mayor a menor, es decir el aumento de la complejidad es directamente proporcional al aumento de la calificación la cual está en un rango de 1 a 5; pero en el caso de la definición sucede lo contrario, el aumento de la definición es inversamente proporcional al aumento de la puntuación la cual va de 1 a 4. En pocas palabras, mientras más complejo sea un proyecto mayor será su puntuación, mientras que más definido esté el proyecto, menor será su calificación de riesgo técnico.

La hoja de calificación está compuesta por el elemento que se está evaluando, la puntuación, la definición, el impacto y la puntuación final. La definición está asociada a un indicador, el cual es un carácter alpha que está determinado por la puntuación que se le ha dado al elemento

evaluador, como, por ejemplo: para el caso de la complejidad A es 1, pero para el caso de la definición A es 4. El impacto está predeterminado por las siguientes condiciones: alto, alto – medio, medio, medio – bajo, bajo y no aplica el cual permitirá ponderar la calificación de complejidad, para producir un puntaje final de la subelemento en el componente evaluado. Así mismo se puede indicar si ese elemento en particular aplica o no, en el escenario o proyecto evaluado.

Finalmente, el renglón de puntos es el resultado de las casillas anteriormente evaluadas, el cual está programado en función de los valores ingresados en cada uno de los aspectos a evaluar de cada elemento. En el Anexo 1, se encuentra varias matrices que pueden ser usadas para la evaluación de varios aspectos técnicos de un reservorio.

En la Tabla 3, se puede identificar los factores y procesos o elementos que deben ser revisados en el análisis del riesgo geológico, esto también nos servirá para hacer nuestro análisis de variables a considerar en la construcción de la matriz de decisiones.

FACTOR	PARAMETROS (ELEMENTOS)
Roca madre	Capacidad de generar hidrocarburo (espesor, area, TOC, tipo de kerogeno), Madurez (Ro, Tmax)
Roca reservorio	Presencia (litología, distribución, modelo sedimentológico) Calidad (continuidad y extensión, espesor, porosidad, permeabilidad, potencial de fracturamiento, diagenesis)
Trampa y sello	Características de la trampa (tipo, edad, cierre) Características del sello (litología, espesor, continuidad, fracturamiento)
Timing y migración	Timing (edad de generación y migración, gradiente termal) Dirección y distancia de migración Preservación y segregación (tectonismo, biodegradación)

Tabla 3 Factores y parámetros de la evaluación del riesgo geológico.
Elaborado por: Alex Carrera
Fuente: (Bedoya. R., 2010)

En algunos casos no se dispone de la matriz IPA correspondiente por lo que cada proyecto deberá desarrollar sus propias matrices para evaluación de criterios

1.4.4.1.1 Riesgo Económico y frontera eficiente

El riesgo económico se determinará por medio de la llamada frontera eficiente, que no es más que la curva imaginaria bajo la cual se encuentran todos los escenarios factibles en un gráfico de tipo scatter en Excel, dicho grafico resultante mostrara el valor del VPN versus la desviación estándar del VPN, lo cual genera gráficos tipo como el representado en la Figura 17 según Saputelli 2008. Donde el VPN es el valor y la desviación estándar es el riesgo económico.

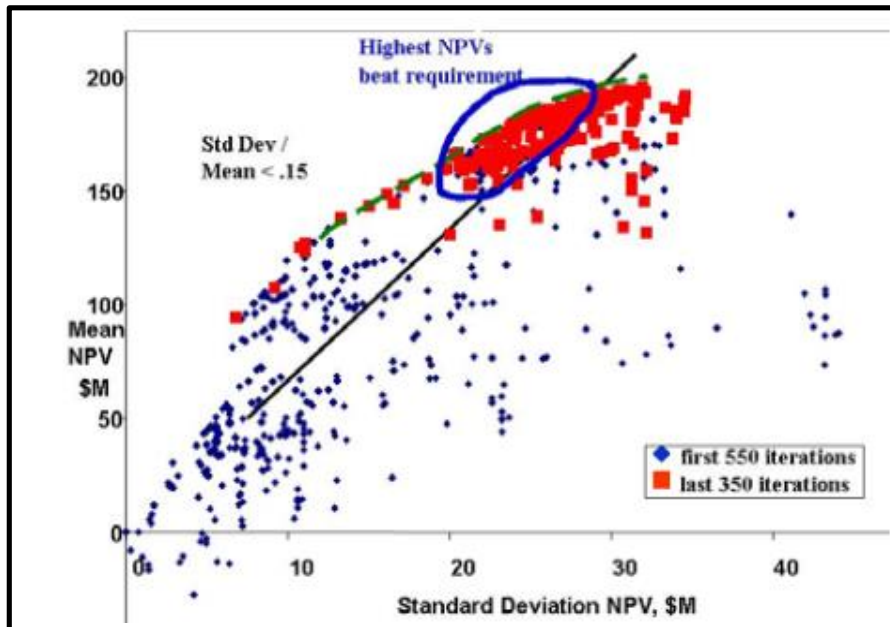


Figura 17 Riesgo económico, análisis de frontera eficiente.

Fuente: (Saputelli et.al 2008)

De esta nube de datos se selecciona los mejores o el mejor escenario desde el punto de vista económico, los que den mayor VPN, cercanos a la curva de frontera eficiente y de manejo del riesgo económico, como se muestra en los escenarios en círculo de la gráfica de la Figura 17.

Incertidumbre en la parte estática del reservorio	Reservorio y pozos, incertidumbre dinámica	Incertidumbre de superficie
Limites verticales y en área	Productividad del pozo y distribución de inyectividad	Disponibilidad de facilidades
Comunicación vertical y en área	Comportamiento dinámico de los fluidos del reservorio y su distribución	Disponibilidad de equipo de perforación
Distribución de la presión de poro normal y anormal	Desempeño de recuperación secundaria y terciaria	Tiempo de ejecución del proyecto
Mojabilidad de la roca	Presión óptima y precipitación de asfaltenos	Fecha de arranque de pozos actuales
Garganta poral, radio de distribución	Máximo corte de agua para flujo natural	Uso alternativo de gas
Caracterización inicial de los fluidos del reservorio y su distribución	Caracterización de fracturas inducidas	Disponibilidad de agua y gas
Distribución de las propiedades de la roca , composición porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla	Presión de cabeza y tasa de flujo	
	Soporte del acuífero	
	Éxito en la intervención de los pozos	
	Potencial de los pozos nuevos	

Tabla 4 Incertidumbres asociadas en un Campo Petrolero.

Fuente: (Saputelli et. al 2008.)

En la Tabla 4 se muestra la variación de parámetros que pueden causar una o más afectaciones a las evaluaciones que se pueden hacer sobre un campo petrolero, es importante tener una buena idea o conocimiento de las mismas, para no subestimarlas, desconocerlas o eliminarlas, un proyecto puede tener problemas al no saber cómo son consideradas las incertidumbres en la planeación, en esta figura se muestran las que podrían encontrar en la parte estática del reservorio, en la parte dinámica del reservorio y las de superficie.

Entrando a revisar estos conceptos con más detalle, podemos decir que usualmente las incertidumbres son o no conocidas, o conocidas pero ignoradas, o consideradas, pero no suficientes o idealmente consideradas y modeladas efectivamente.

El término incertidumbre maneja muchas definiciones entre las que se puede citar las siguientes:

- El estado de no estar seguro, estar falto de conocimiento o con duda.
- Un parámetro, asociado al resultado de una medida, que caracteriza el intervalo de valores que puede ser razonablemente atribuidos al mensurando.
- Situación en la cual se desconoce la probabilidad de un suceso por lo que no es posible asignar una distribución de probabilidades a los posibles.
- La incertidumbre refiere la duda o perplejidad que sobre un asunto o cuestión se tiene.

Mientras que el nivel de incertidumbre es la medida de inseguridad o grado de conocimiento acerca del valor que puede tomar una variable, proceso o fenómeno, en otras palabras, es poder disponer de un nivel de conocimiento que sea mayor al desconocimiento total pero que no alcanza el nivel de certidumbre total, abajo una figura donde se muestra esta relación entre los niveles de conocimiento mencionados.

En ocasiones se le utiliza como sinónimo de probabilidad, pero el riesgo combina la probabilidad de que ocurra un evento negativo con cuánto daño dicho evento causaría. Es decir con otras palabras estaríamos diciendo que el riesgo es la posibilidad de que un peligro pueda llegar a materializarse.

Sin incertidumbre no hay riesgo. La incertidumbre genera un riesgo o una oportunidad, como se muestra a continuación.

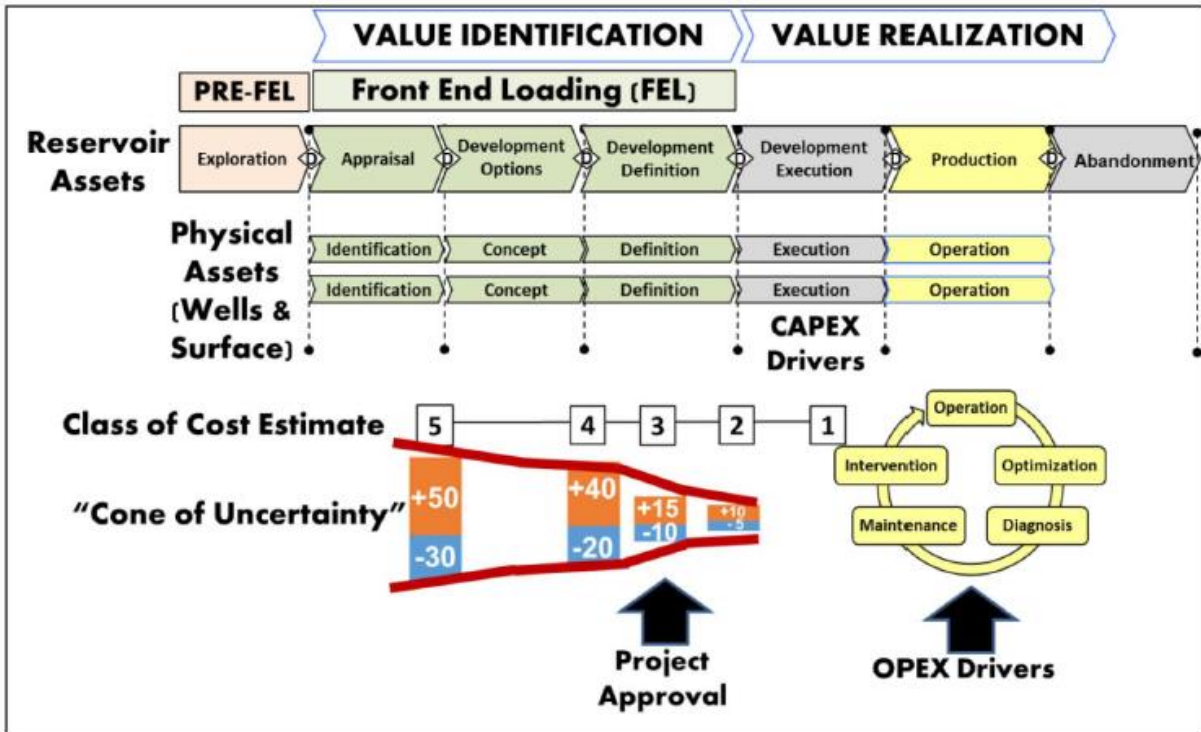


Figura 18 Cono de incertidumbre en el FEL VCD.

Fuente: (Ortiz, et.al, 2017)

Una explicación sencilla sería: si hay una incertidumbre en el número que saldrá al lanzar el dado y hay un riesgo de ganar si no sale el número esperado.

Recordando la Figura 18 (Incertidumbres asociadas en un Campo Petrolero) , al revisar el valor de la porosidad de un yacimiento, de un espesor, independientemente del grado de conocimiento que se tenga del yacimiento lo más probable es que no se pueda suministrar un valor único, que lo represente, dado que un yacimiento es heterogéneo y sus propiedades varían de un lugar a otro, este tipo de incertidumbre se conoce como incertidumbre aleatoria o variabilidad estocástica, mientras que la asociada al nivel de conocimiento se conoce como fundamental.

Los factores que contribuyen a la incertidumbre se pueden resumir como sigue:

- Del conocimiento de los procesos/sistemas:

- De los datos: calidad, cantidad, TI - forma
- De los modelos matemáticos – representación abstracta
- Del comportamiento humano – interpretación

➤ De la variabilidad intrínseca de los procesos/sistemas:

- Del comportamiento humano
- De la naturaleza aleatoria de los procesos
- De la heterogeneidad de los sistemas

Bajo esta concepción es importante mencionar que parte de la incertidumbre asociada a un proceso de toma de decisiones no es reductible a través de la adquisición de conocimiento, ya que depende de la naturaleza aleatoria del proceso bajo estudio, variabilidad estocástica, entonces como tomar decisiones bajo incertidumbre, la Figura 20 muestra los posibles caminos que se pueden presentar al momento de tomar decisiones en presencia de incertidumbre.



Figura 19 Alternativas de decisión en una incertidumbre.

Elaboración: Alex Carrera 2018

De las tres opciones que se muestran en la Figura 20 la que para los objetivos de los proyectos y en función de la disponibilidad y calidad de la información es recomendable seguir es la denominada Gerencia de la incertidumbre, que se explica a continuación.

1.4.4.2 Gerencia de la incertidumbre

La gerencia de la incertidumbre es la forma más adecuada a seguir. Este proceso se inicia con la cuantificación de los niveles de incertidumbre de cada una de las variables que intervienen en el modelo de decisión, como se muestra en la Figura 21. Se observa un flujo de trabajo donde se identifica.



Figura 20. Proceso de gerencia de incertidumbre.

Fuente: Modificado (Pemex 2012.)

1.4.4.1.2 Cuantificación de la incertidumbre

La cuantificación de la incertidumbre se inicia con la representación probabilística de las variables de entrada, seguida con su propagación en el modelo matemático o numérico que finalmente determinan su impacto en la variable de decisión, ver Figura 22.

- **Variables para la cuantificación de la incertidumbre.**

A continuación se definirá las variables que apoyaran los principios sobre gerencia de incertidumbre ellas son:

- **Variables intrínsecas:**

Son Aquellas que existen de manera natural y que no se tiene ningún tipo de control para su modificación, ejemplo: Porosidad y permeabilidad de un yacimiento.

- **Variables dependientes:**

Son aquel producto de una función de las variables intrínsecas expresada por una ecuación, por ejemplo: Saturación de agua (S_w) = f (Porosidad (ϕ)).

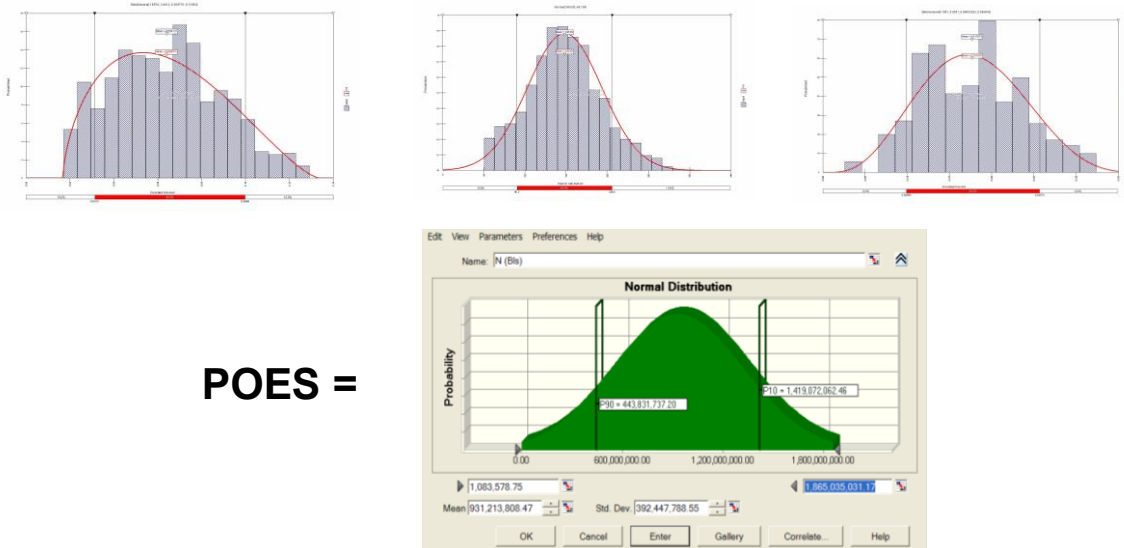
- **Variables objetivo:**

Son aquellos productos de una ecuación numérica o matemática donde intervienen las variables intrínsecas y dependientes ejemplo: GOES

$$G = \frac{cte \cdot Area \cdot H \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})}{\beta_{gi}}$$

Un ejemplo, Ecuación del GOES

Si se explica en una forma más gráfica y se parte que la variable objetivo F depende de cuatro variables intrínsecas A, B, C y D, cada una de ellas tiene una representación probabilística, una función, la cual se identifica y el modelo matemático es $F = (A+B+C) / D$, en este modelo ocurre la propagación de la incertidumbre de cada una de las variables, dando como resultado una función objetivo con distribución probabilística producto de la propagación de la incertidumbre de las variables intrínsecas, gráficamente se tiene en la Figura 22 diferentes curvas de distribución.



POES =

Figura 21 Modelo probabilístico, cada variable se convierte en una función probabilística en el cálculo del POES.

Fuente: (Bravo O. 2006)

Contrariamente un modelo determinístico da un solo valor lo cual no representa la realidad del modelo, caso de la Figura 23.

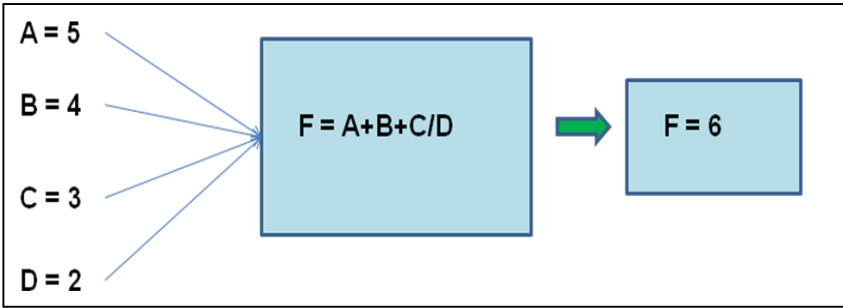


Figura 22 Modelo determinístico, variables simples sin funciones de probabilidad

Elaborado: Alex Carrera 2018
Fuente:(Saputelli 2013)

El siguiente paso en la gerencia de la incertidumbre es el análisis del impacto de ella, para tomar las acciones necesarias y mejorar el nivel de conocimiento de estas variables y reducir su impacto.

1.4.4.1.3 Diagramas de Tornado

Existen diversos tipos de análisis del impacto de estas variables la más utilizada, por su facilidad de generación e interpretación son los diagramas de tornado. Por medio de estos diagramas se podrá visualizar y cuantificar el impacto de la variable de entrada en la variable objetivo,

Siguiendo con el cálculo del POES probabilístico de la Figura 22, al realizar un análisis de sensibilidad de la cada una de las variables que intervienen en este cálculo se procede a realizar el análisis de tornado, en la Figura 24 se puede apreciar un ejemplo de una gráfica de tornado en el cual se visualiza el impacto en la incertidumbre de las variables, porosidad, espesor, área y factor volumétrico.

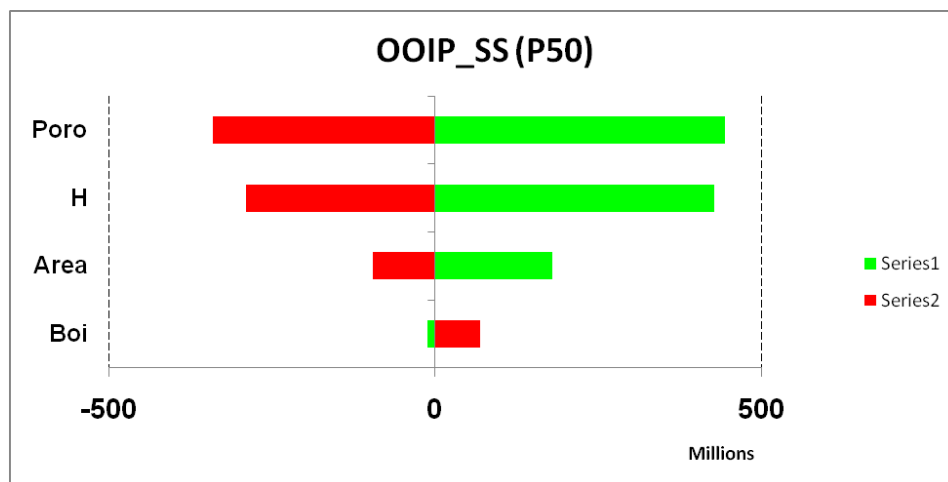


Figura 23 Diagrama de tornado, una aplicación al cálculo del POES.

Elaboración: Alex Carrera 2018

En la Figura 24 se puede leer que la mayor incertidumbre e impacto en un ejemplo de cálculo de petróleo original en sitio (OOIP) que es la variable objetivo (para este ejemplo), son la porosidad (poro), seguido por el espesor de la arena (H), lo cual indica hacia donde deben enfocarse los esfuerzos para ser más asertivos en la estimación de la variable objetivo.

Finalmente, una vez cuantificada la incertidumbre de las variables de entrada y determinado el impacto en el modelo de decisión, el siguiente paso es la reducción de los niveles de incertidumbre, con el fin de incrementar aún más la posibilidad de tomar decisiones acertadas. Una vez identificadas las variables que más impactan se elabora un programa para la toma de información requerida para la reducción de la incertidumbre.

El programa de toma de información se evalúa económicamente y se determina la reducción del nivel de la incertidumbre versus el costo de su ejecución y se determina su viabilidad de manera que se puede intervenir en la reducción de incertidumbre con este procedimiento.

3. METODOLOGIA.

3.1. La primera fase FEL-VCD, visualización, aplicada en exploración geológica en la Cuenca Oriente, secuencia de aplicación.

3.1.1 Objetivos de la Fase de Visualización

Como objetivos de la Fase de visualización en esta aplicación metodológica se encuentra el identificar, analizar, evaluar y preparar un portafolio de oportunidades exploratorias para identificación de recursos e incorporación de reservas, dentro de áreas preestablecidas por la operadora o entidad del estado, en esta etapa se busca demostrar que hay factibilidad técnica y económica. Concluido este análisis se debe proceder a jerarquizar las oportunidades para que luego pasen a ser desarrolladas en la Fase de Conceptualización.

3.1.2 Alcance de la Fase de Visualización

El alcance de la fase de Visualización es llegar a definir y registrar las oportunidades exploratorias y sus recursos prospectivos, en la base de datos de exploración, basado en criterios factibles técnicos y económicos para:

- Probar el Sistema Petrolero.
- Evaluar Plays (Hipotéticos y Establecidos)
- Evaluar Prospectos asociados.

La Figura 25 muestra de manera gráfica el alcance de la Fase de Visualización del Proceso de Exploración.

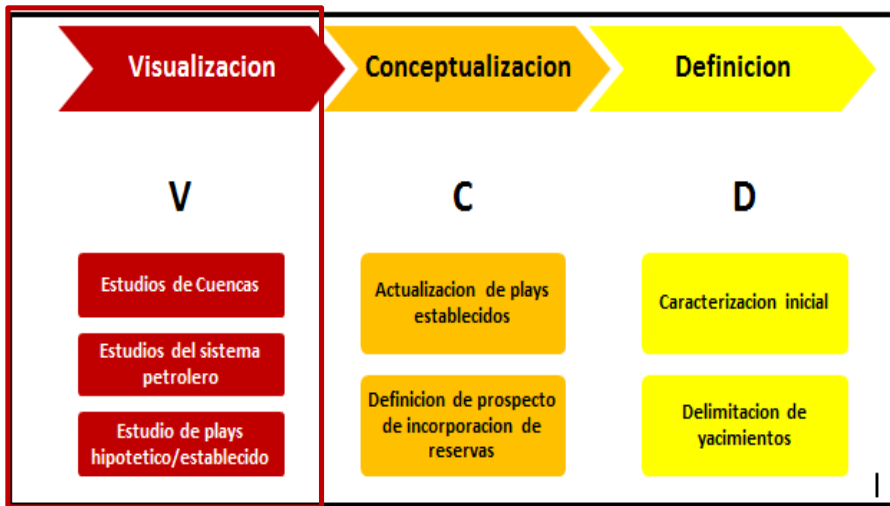


Figura 24 Fase de Visualización del Proceso de Exploración.

Fuente: (Modificado Pemex 2010)

Elaborado: Alex Carrera

El equipo multidisciplinario preparado para el proyecto establece las oportunidades exploratorias y realiza la selección preliminar de aquellas que serán desarrolladas en la fase de conceptualización.

Es importante mencionar que durante esta fase algunas oportunidades exploratorias visualizadas pueden requerir de la adquisición de nueva información geológica, geoquímica y geofísica (gravimetría, sísmica, magnetometría, etc.) y la perforación de pozos para captura de información, con el fin de probar conceptos o hipótesis.

Con toda esta información analizada, se puede llegar a construir en función del tiempo varios documentos que se pueden usar en un mediano y largo plazo.

3.1.3 Actividades de la Fase Visualización.

Saputelli (2008), menciona en la visualización de la oportunidad varias actividades en secuencia lógica donde se generarían los siguientes entregables:

- 1) Necesidades del asesoramiento
- 2) Generación de opciones
- 3) Identificación de oportunidades
- 4) Jerarquización de oportunidades
- 5) Cuantificación en valor de las oportunidades
- 6) Criterios de éxito
- 7) Análisis del riesgo
- 8) Análisis de costos
- 9) Detección de requerimientos
- 10) Planificación para monitoreo continuo y mejora.

Con el objetivo de llegar a establecer un flujo de trabajo de actividades que permitan generar los entregables para esta fase de la Visualización, a continuación, se muestra una secuencia de acciones que permitirán avanzar en el cumplimiento de nuestro objetivo planteado.

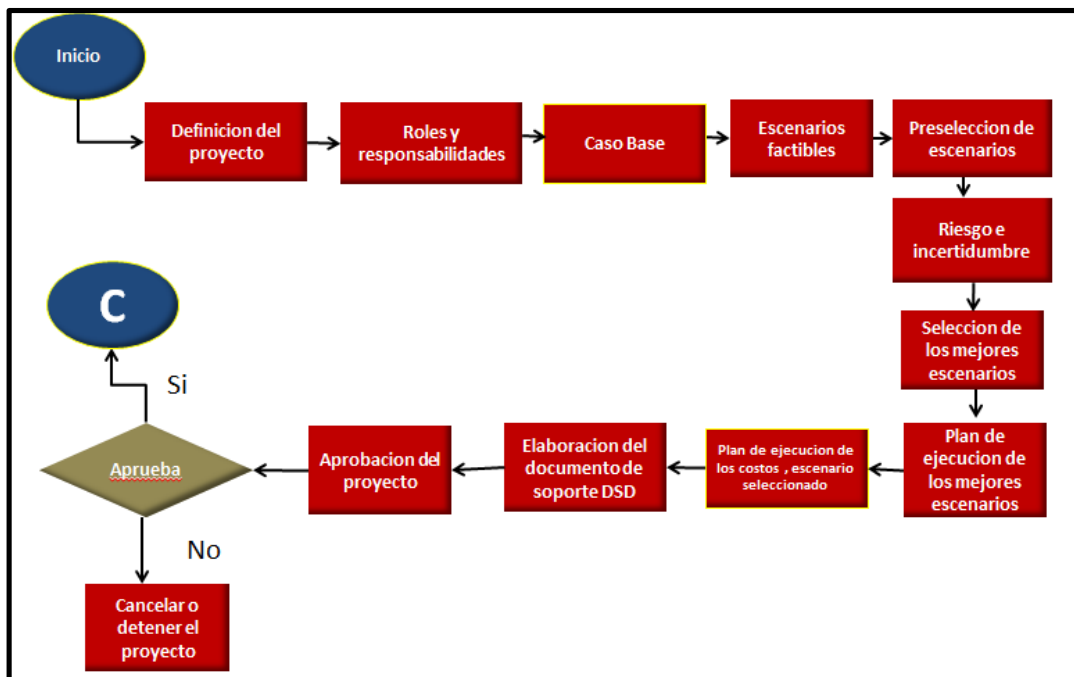


Figura 25 Actividades de la Fase de Visualización de un proceso que sigue la metodología FEL-VCD.

Fuente: Modificado (Pemex 2010)

Para cada actividad a continuación se realiza la aplicación de cada una de las subactividades propias, esta dinámica metodológica nos llevara a la implementación de la fase de visualización, ver Figura 27.

3.1.3.1 Definición del proyecto.

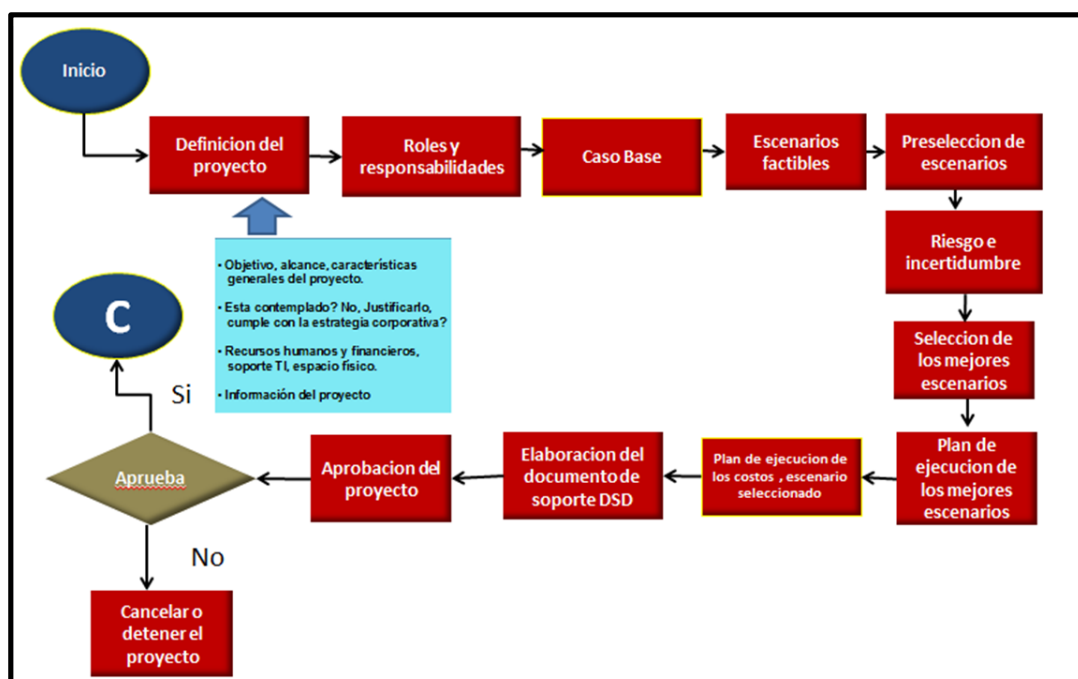


Figura 26 Definición del proyecto, primer paso en la aplicación de la metodología.

Fuente: Modificado (Pemex 2010)

Como primer paso es importante definir el tipo de proyecto de exploración, y entre los más importantes se podría mencionar: revisión de leads, plays, preprospectos, prospectos, levantamiento geológico de campo, exploración geoquímica, exploración geofísica, gravimetría, magnetometría, etc. Este proyecto, sea cual fuera el que se escoja consistirá en un conjunto de actividades que se relacionan, conectan y que deben ser articuladas, estas actividades deben buscar el logro de los objetivos específicos planeados desde el inicio del proyecto y que estarán sujetos a un presupuesto y a un tiempo determinado, por lo que es importante conseguir la siguiente información:

3.1.3.2 Roles y Responsabilidades.

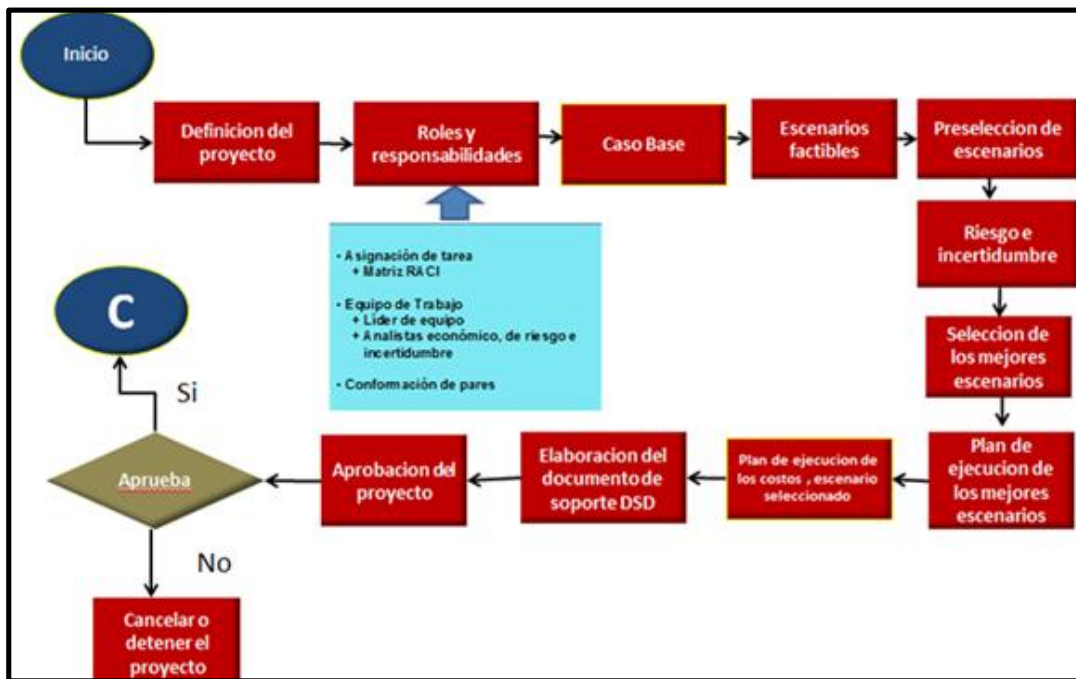


Figura 27 Actividades en la etapa de Roles y responsabilidades

Fuente: Modificado (Pemex 2010)

Al aplicar la metodología VCD esta requiere la conformación de equipos de alto desempeño, con responsabilidad por resultados, con recursos permanentes y responsables de las tres fases (visualización, conceptualización y definición). Algunos de sus miembros participarían posteriormente en los equipos multidisciplinarios de trabajo responsables de la ejecución y operación del plan de desarrollo.

A continuación, el detalle de las actividades a cumplirse en roles y responsabilidades:

3.1.3.2.1 Asignación de tareas.

Se construye una plantilla basada en la matriz **RACI** donde se asignan las actividades y los responsables en función de los roles identificados en cada actividad utilizando la siguiente nomenclatura.

R: Recibe información y realiza la actividad, entrega el resultado

A: Aprueba: Revisa y aprueba los resultados obtenidos

C: Comenta: Emite observaciones y comentarios sobre propuestas y/o los resultados

I: Informa: Suministra información para realizar actividades

En la Tabla 6 se muestra la aplicación de la matriz RACI para un caso genérico de técnicos profesionales.

Actividades	EQUIPO MULTIDISCIPLINARIO			
	Profesional 1	Profesional 2	Profesional 3	Profesional 4
Actividad 1	Recibe	A	I	I
Actividad 2	Aprueba	I	R	C
Actividad 3	Comenta	R	A	A
Actividad 4	Informa	A	C	A
Actividad 5	Comenta	R		R
Actividad 6		C	A	

Tabla 6 Matriz de responsabilidades RACI (Recibe, Aprueba, Comenta, Informa, Comenta).

Fuente: Modificado (Pemex 2010)

3.1.3.2.2 Equipo de trabajo

Se requiere la conformación de un equipo multidisciplinario, conformado por un líder del proyecto, un analista de riesgo e incertidumbre y economía, así como también, especialistas en las disciplinas requeridas por el proyecto (geofísicos, geólogos, ingenieros. de yacimiento, producción, etc).

A. Líder del proyecto.

El líder del proyecto será el responsable de asegurar que todos los miembros del equipo multidisciplinario del proyecto entiendan sus roles y responsabilidades para cada fase del VCD.

A continuación sus principales características y responsabilidades:

- Tener sólidos conocimientos de la metodología a aplicar (VCD).
- Conformación del equipo multidisciplinario.
- Diseñar y supervisar la elaboración de los programas de trabajo del proyecto
- Controlar el cumplimiento del alcance, presupuesto (costo) y programas (tiempo) establecidos para el proyecto.
- Integrar y presentar el documento soporte de decisiones (DSD) de cada fase del proyecto al comité de autorización para llegar a obtener el dictamen.
- Colocar toda la documentación de los eventos de dictamen, en el sistema informático de la operadora.

B. Analista de riesgo e incertidumbre y economía.

Será el responsable por construir los modelos técnico – económicos del proyecto. A continuación sus principales características y responsabilidades:

- Sólidos conocimientos en el manejo de herramientas de cálculo de riesgo, incertidumbre y economía.
- Construir distribuciones de probabilidad
- Selección en conjunto con el equipo multidisciplinario de los parámetros dependientes / independientes en análisis de sensibilidades.
- Construcción en conjunto con el equipo multidisciplinario de los escenarios y su jerarquización.
- Asesorar al equipo multidisciplinario en la identificación, clasificación y manejo de riesgos
- Realizar el estimado de costos y evaluación de la rentabilidad de los escenarios preseleccionados.

C. Conformación del equipo de pares (Peer Review).

Este equipo está conformado por personas que tienen un igual o mayor conocimiento de las disciplinas participantes del proyecto, con capacidad de toma de decisiones y que puedan emitir recomendaciones, alertas, críticas constructivas, y vistos buenos sobre el proyecto. (geofísicos, geólogos, ingenieros. de yacimiento, producción, etc.).

3.1.3.3 Caso Base.

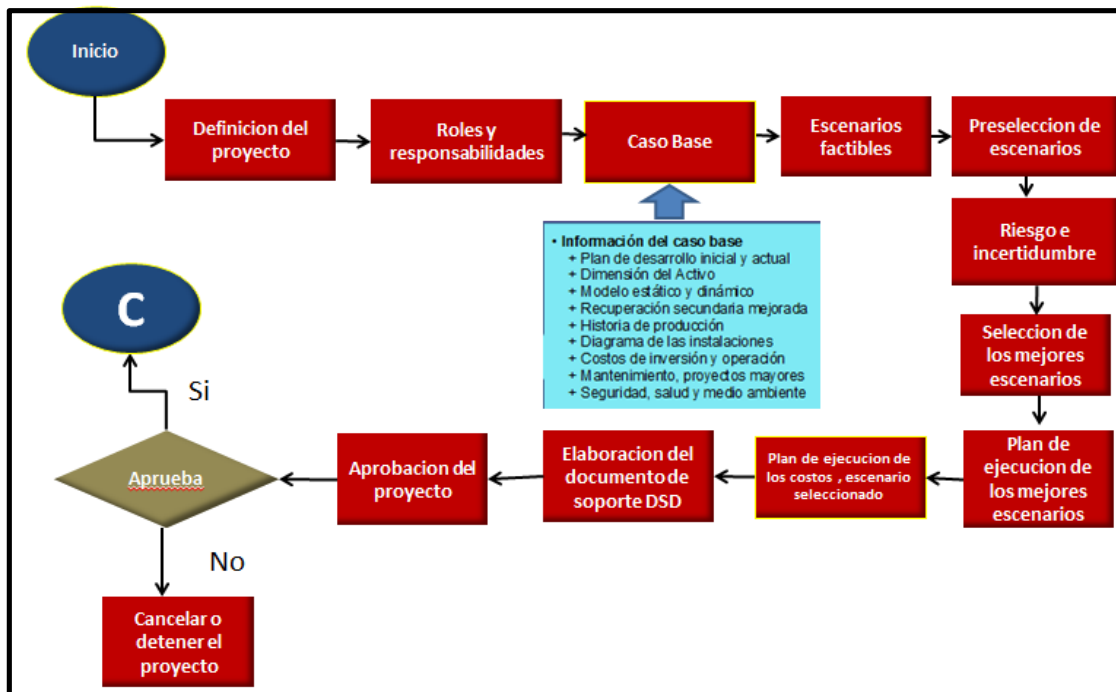


Figura 28 Caso Base, detalle de la información que se considera en el caso base.

Fuente: Modificado (Pemex 2010)

El objetivo principal de esta actividad es que el equipo multidisciplinario conozca las principales características de la Cuenca petrolífera y el plan de exploración que se necesitaría. Esta información será la referencia para generar escenarios adicionales que tendrán una promesa de valor mayor al caso base.

A continuación, una guía con los aspectos más importantes a ser considerados en el plan de exploración (caso base) vigente:

- Planes de adquisición sísmica: 2D, 3D
- Estudios de campo
- Estudios de exploración geoquímica de superficie
- Modelo Geoquímico 1D, 2D
- Inventarios de preprospectos, prospectos
- Recursos, Reservas (probadas, probables y posibles) – relación producción reserva.
- Producción (aceite, gas, agua) de los campos vecinos
- Pozos activos/inactivos cercanos
- Campaña de perforación y reparación cercanas
- Número de servicio a pozos vecinos.
- Infraestructura – capacidad real vs. requerida.
- Modelo estático y dinámico, si existiera en zonas cercanas
- Datos disponibles (PVT, núcleos, Kms. de sísmica 2D y 3D, RFT, entre otros).
- Análisis de pruebas de pozos (reporte por campo sobre resultados de pruebas de presión, multitasa curvas de decremento, entre otros, mostrando resultados de kh, daño de formación, límite de yacimiento, entre otros).
- Historia de presiones. presión versus tiempo y producción/inyección, gráficos o tablas por pozo y campo.
- Costos de inversión por categoría: perforación, terminación, plataformas de perforación, de producción, de compresión, habitacionales, líneas de flujo y oleoductos, etc.
- Criterios de aprobación de la operadora para proyectos (TIR, período de recuperación, VPN, etc.).
- Organización, número de personas por posición en el activo.
- Estrategia de seguridad, salud y medio ambiente. Guías y requerimientos legales.

- Mantenimiento: describir la estrategia, el programa de mantenimiento e inspección, así como también, lo relacionado con la contratación de servicios y suministros de equipos y materiales para esta actividad.
- Proyectos mayores: en ejecución y programados, inversión asociada.
- Factibilidad de ejecución del proyecto en el periodo presupuestario.
- Seguridad, salud y medio ambiente: indicadores, programas ambientales (inversión/tratamiento).

3.1.3.4 Escenarios Factibles

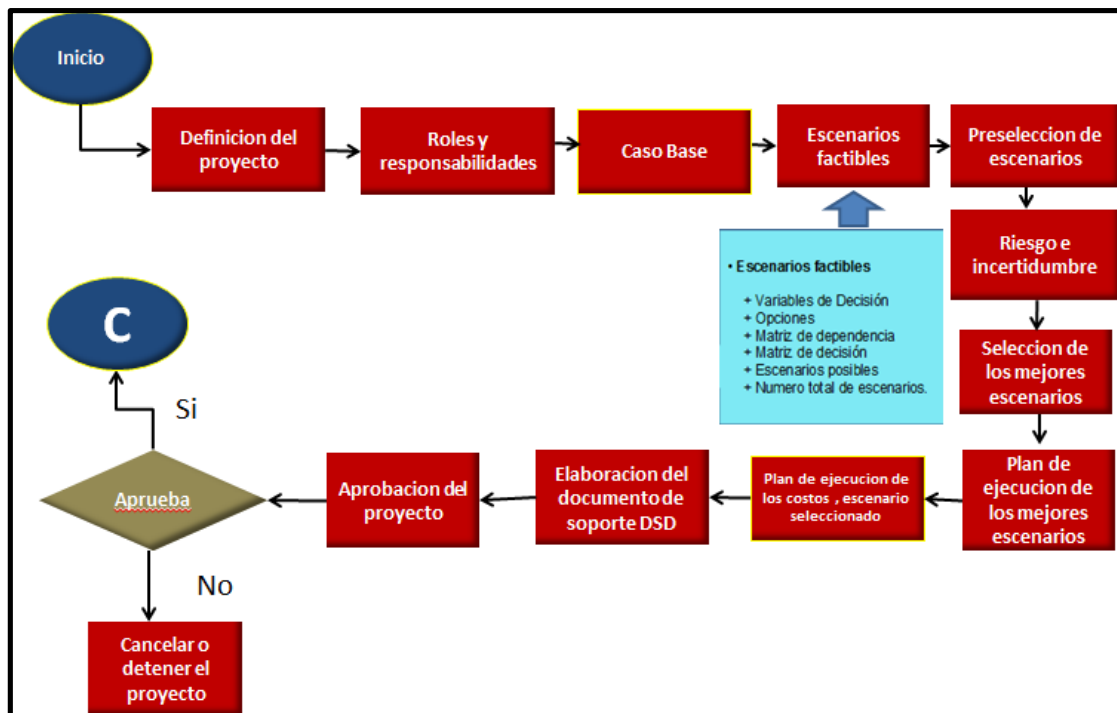


Figura 29 Escenarios factibles, consideraciones para el análisis.

Fuente: Modificado (Pemex 2010)

Esta actividad se inicia con la identificación de opciones técnicas de desarrollo y optimización de yacimientos/campos. Se debe hacer en ambientes dirigidos, en torno a opciones alineadas

al plan de negocio y utilizando herramientas para promover la innovación y propiciar la generación espontánea de ideas.

Para explotación esto permite abarcar el mayor número de posibles escenarios considerando los elementos del modelo, tales como: tipo y diseño de pozos y completaciones, procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, tipo de infraestructura, tipos de fluidos de inyección, volúmenes y esquemas de inyección de fluidos, entre otros.

El desarrollo de los escenarios se inicia con la selección de las variables de decisión relacionadas con el proyecto. Las variables de decisión son aquellas variables en las cuales se tienen control. El equipo multidisciplinario establece los indicadores para la jerarquización de los escenarios a nivel técnico, de complejidad y de aspectos económicos; identifica las oportunidades específicas y factibles para mejorar el desempeño de los indicadores y realiza “tormentas de ideas” sobre los escenarios para mejorar el desempeño del proyecto.

En la Tabla 7, Saputelli (2013) muestra la matriz de decisión generada por un equipo multidisciplinario a través de un ejercicio de tormentas de ideas. Las áreas son: yacimiento, pozos e instalaciones de superficie y las variables de decisión son: desarrollo del campo, recuperación, tipo de pozo, método de levantamiento, estimulaciones, sistema de producción y tipo de plataforma.

	Reservoir Exploitation	Well Spacing	Well Architecture	Production Method	Surface Facilities	Export Market Strategy
S_1	Cold Depletion Cyclic Steam Injection (Huff & Puff)	500 m	Vertical	None Progressive Cavity Pump	Centralized Operations	Sell as one fluid mix
S_2	Steam flooding	300 m	Horizontal	Beam Pump	Various multiphase separation batteries	Segregate different fluids
S_n	H&P + Steam flood	100 m	Slanted	Gas Lift		

Tabla 7 Matriz de decisiones.

Fuente:(Saputelli et.al 2008)

Para este ejemplo el número de escenarios posibles a desarrollar son 1944. Este valor es producto de multiplicar el número de opciones posibles por cada variable. Se entiende por

escenario la combinación de diferentes opciones que definen un único curso de acción. En la Tabla 7 se observa un caso aplicado a yacimientos.

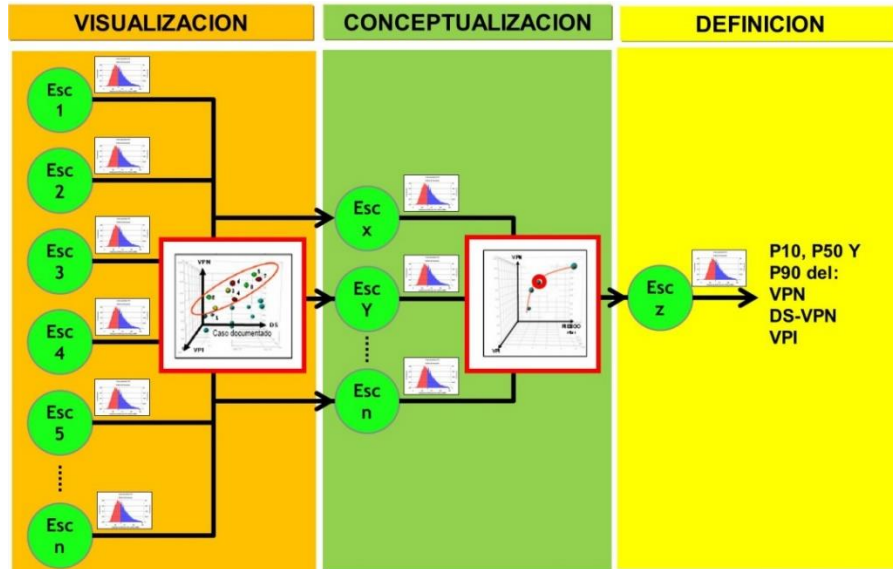


Figura 30 Desarrollo de escenarios en las diferentes fases FEL

Fuente: (Saputelli et.al 2008)

4.1.3.5 Preselección de escenarios

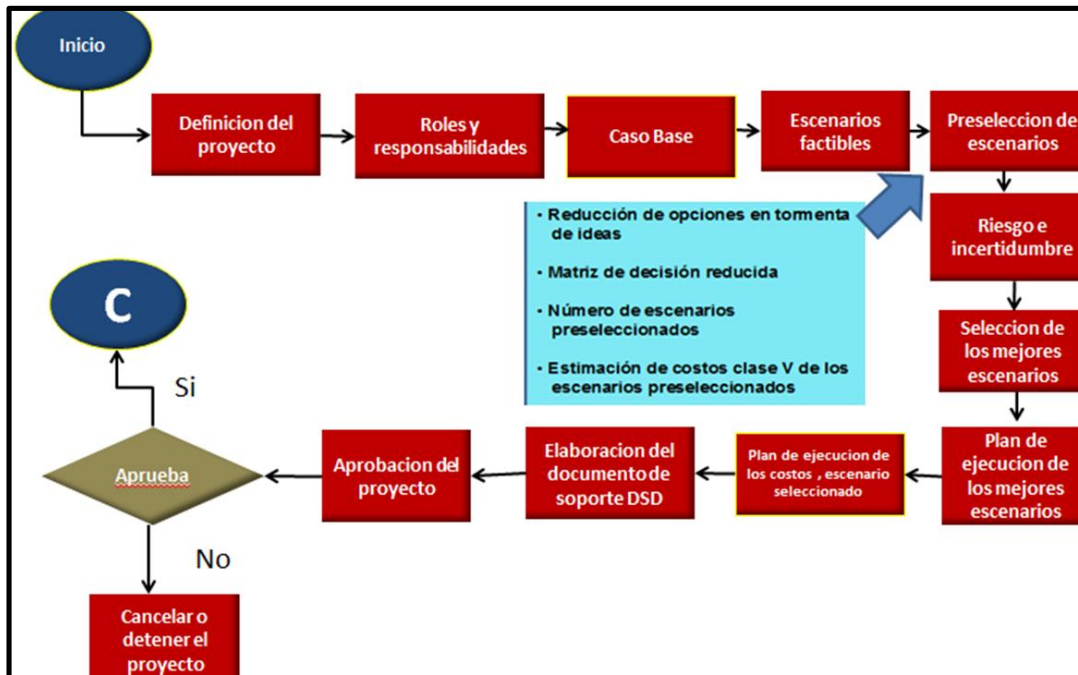


Figura 31 Preselección de escenarios.

Fuente: Modificado (Pemex 2010)

Para la preselección de los escenarios generados previamente, el equipo multidisciplinario, identifica las restricciones de los escenarios considerando las tecnologías y procesos disponibles, límites financieros y complejidad de los escenarios (cualitativo). También identifica los riesgos mayores de cada escenario a nivel de subsuelo, pozos, instalaciones y seguridad, higiene y ambiente (Ver Figura 32).

Reducción de opciones en tormenta de ideas

La reducción del número de escenario se efectúa en una tormenta de ideas con todo el equipo multidisciplinario, quienes con su experiencia y conocimientos, exponen las razones que soportan la eliminación de las “opciones” que fueron inicialmente planteadas. Por ejemplo: El ingeniero de reservorios manifiesta que de acuerdo a las características de la arena del yacimiento, las estimulaciones solo pueden ser químicas y no mecánicas. Esto reduce a uno (1), el número de opciones. Este ejercicio se realiza para el resto de las opciones y se obtiene una matriz con un número de escenarios reducidos a 216, como se muestra en la Tabla 8 con Saputelli (2013).

En este caso por el tipo de estudio se tiene un gran número de escenarios, en otros casos esto queda reducido.

VARIABLES DE DECISION	YACIMIENTO		POZOS			Instalaciones de Superficie	
	Desarrollo	Recuperacion	Tipo de Pozos	Metodo de levantamiento	Estimulaciones	Sistema de Produccion	Tipo de Plataforma
OPCIONES	Yacimiento 1a	Primaria	Convencional	Gas Lift	Quimicas	Construir nuevas	Ligera
	Yacimiento 2a	Secundaria	No Convencional	Mecanico		Modificar existentes	Pesada
		Secuencia	Ambos	BCP			
Escenarios	2	3	3	3	1	2	2
216							

Tabla 8 Reducción de opciones.

Fuente: Modificado (Saputelli 2013)

Estimación de costos clase V de los escenarios preseleccionados

Para finalizar la preselección de escenarios se realiza la estimación de costos clase V. Los estimados de costos clase V están en el rango de +50 % y -30%.

Considerando los escenarios de la matriz presentada en la Tabla 6, a manera de ejemplo la Tabla 9 describe un escenario seleccionado al cual se le estiman los costos de inversión Clase V.

Escenario	Yacimiento 2a	Primaria	No convencional	Gas Lift	Estimulaciones Químicas	Modificar existentes	Ligera
-----------	---------------	----------	-----------------	----------	-------------------------	----------------------	--------

Tabla 9 Escenario Seleccionado

Fuente: (Pemex 2010)

De esta manera el costo estimado para este escenario es de 215 MMUSD (Tabla 10). Se repite este procedimiento para los 215 escenarios restantes, que serán la base para la evaluación económica de cada uno de ellos.

Opciones	Desarrollo primario estudios, sísmica	Perforación de pozos No convencionales (30)	Planta de compresión de gas 100 psi a 1000 psi	Estimulación química/pozo (0.2 * 30)	Modificación instalaciones	Plataforma ligera	costo total
Costos de Inversión MMUSD	5	180	2	6	20	2	215

Tabla 10 Asignación de costos Clase V

Fuente: (Pemex 2010)

3.1.3.6 Riesgo e incertidumbre

En esta parte del proyecto se deben identificar de manera preliminar los riesgos e incertidumbres técnicas que pudieran afectar la factibilidad del proyecto, o impactar severamente su operación o su costo.

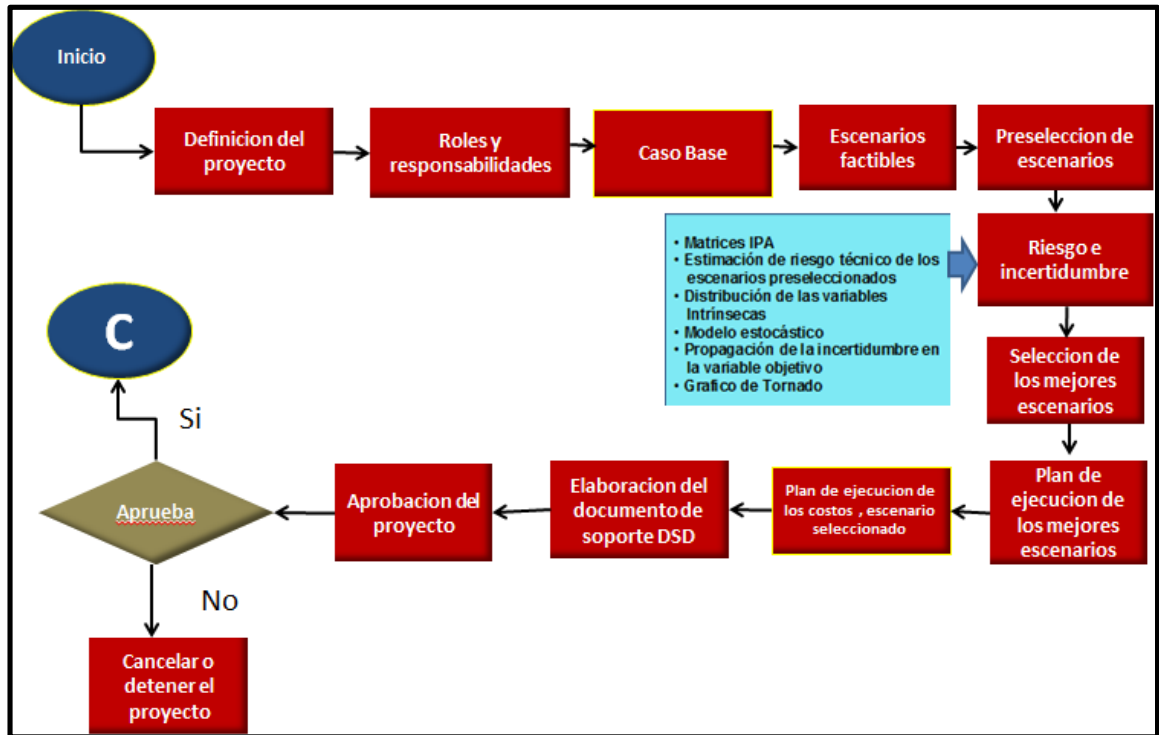


Figura 32 Riesgo e incertidumbre, información a considerar

Fuente: Modificado (Pemex 2010)

a. Matrices de riesgo / estimación de riesgo técnico de los escenarios preseleccionados

Cada uno de los escenarios preseleccionados se les evaluará el riesgo técnico asociado. El riesgo técnico se evalúa dependiendo del nivel de conocimiento de las diferentes áreas involucradas en el proyecto, además de la complejidad desde el punto de vista de ingeniería y operacional. Para ello se utilizan unas matrices de evaluación de riesgo técnico que pueden ser desarrolladas para la operadora, considerando los elementos de conocimiento y complejidad anteriormente descritos o pueden adoptarse las matrices ya desarrolladas por instituciones especializadas en el tema, tal es el caso de Independent Project Analysis (IPA), quien ha desarrollado una gran cantidad de matrices aplicables a cualquier ramo de la ingeniería. Para el caso de un plan de explotación de un campo, se debe desarrollar matrices para cuantificar el riesgo técnico intrínseco del yacimiento, a través de la información

disponible de la construcción de pozos y de sus diferentes parámetros (roca, fluidos estructura, entre otros), como por ejemplo:

1. Matriz de disponibilidad de información y datos.
2. Matriz de definición de tareas.
3. Matriz de restricciones del yacimiento.
4. Matriz de complejidad y definición estructural.
5. Matriz de complejidad y definición estratigráfica.
6. Matriz de complejidad y definición de la roca.
7. Matriz de complejidad de los fluidos.
8. Matriz de energía del yacimiento.
9. Matriz de complejidad dinámica del yacimiento.

Ejemplos de estas matrices se encuentran en el Anexo 1 como una referencia para trabajar diferentes aspectos del yacimiento.

La evaluación del riesgo técnico se efectúa con el llenado de las matrices, las cuales son previamente seleccionadas dependiendo de la variable objetivo para su posterior cuantificación dando como resultado el valor del riesgo técnico.

b. Incertidumbre de las variables intrínsecas

Se inicia identificando las variables objetivas, que pueden ser:

- Volumen original en sitio.
- Perfiles de producción.
- Numero de pozos por año.

Se identifican de igual manera las variables intrínsecas correspondientes a las variables objetivo identificadas anteriormente que pueden ser:

- Porosidad, saturación de agua, espesor, área correspondiente a volumen original en sitio.
- Permeabilidad, daño, radio de drenaje correspondiente a perfiles de producción.
- Reservas, producción acumulada por pozo, radio de drenaje para número de pozos por año.

Se identifican las variables intrínsecas contenidas en las variables objetivo y con ello se determina la incertidumbre de cada una de ellas. En esta fase la incertidumbre se maneja con el criterio de los expertos, asignando distribuciones como la triangular o la uniforme a las variables intrínsecas, si el experto conoce tres valores máximos, mínimo y más probable se le asigna una distribución triangular y si conoce dos valores máximo y mínimo se le asigna una distribución uniforme.

Una vez generadas todas las distribuciones de las variables intrínsecas, se construye el modelo estocástico, que para esta fase en general se trabaja con modelos analíticos sencillos. Así por ejemplo si la variable objetivo es el petróleo original en sitio POES la ecuación que la rige es:

$$POES = \frac{ctte * Area * H * \phi * (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}}$$

En este caso las variables intrínsecas son:

Área

H: espesor

Φ : porosidad

Bofprtsci: factor volumétrico

S_{wi} : Saturación de agua es una variable dependiente de la porosidad

$$S_{wi} = A\Phi^{-b}$$

Modelo estocástico

La variable objetivo, se calcula a través de un modelo analítico, como el ejemplo mostrado en la ecuación anterior, que al propagar las incertidumbres de sus variables intrínsecas en un

simulador comercial, se generaran diferentes corridas, para obtener e valor de variable objetivo. Para los casos de cálculo de POES el resultado estocástico final es una distribución triangular. Se pueden utilizar diferentes software comerciales especializados para el manejo de la simulación de las incertidumbres como Crystal Ball, DMS, @risk entre otros. En la Figura 34 se muestra gráficamente lo anteriormente descrito donde se hace un cálculo del POES probabilístico.

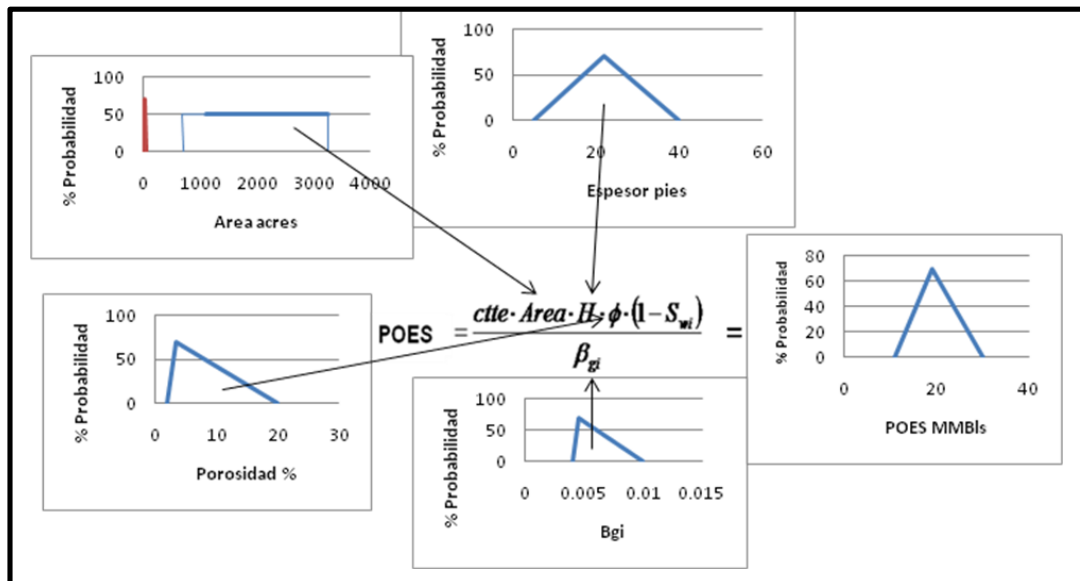


Figura 33 Tipos de funciones de distribución aplicadas en el cálculo del POES probabilístico.

Elaborado: Alex Carrera 2018

Finalmente se determina la sensibilidad de la variable objetivo con relación a las variables intrínsecas, como por ejemplo los gráficos de tornado de la Figura 35.

Estos gráficos pueden ser generados por medio de las aplicaciones para el manejo de incertidumbre anteriormente mencionados.

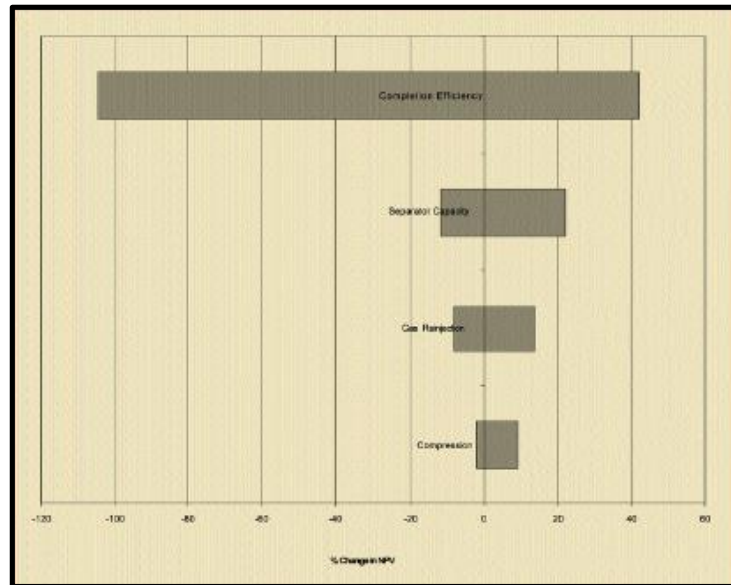


Figura 34 Análisis de tornado, sensibilidad de la variable objetivo.
Fuente: (Chow, 2012)

Se puede apreciar en la Figura 34 donde Chow J. (2012) muestra un ejemplo donde la completación del pozo tiene un alto impacto económico y la mayor incertidumbre, con esto lo que hace es tener una priorización estratégica de estas variables sobre las demás, esto igualmente disminuirá el riesgo técnico asociado con esta variable en el proyecto.

Este proceso buscando otras aplicaciones se puede considerar en el cálculo del POES, este análisis se repite para todas las variables objetivo, relacionadas con el proyecto. Como, por ejemplo:

1. Petróleo Original en sitio.
2. Factor de recobro.
3. Numero de pozos a perforar.
4. Producción por pozo.
5. Perfil de producción.
6. Incremento de producción por estimulación.
7. Costo de venta del petróleo.

8. Impuestos.

Para este trabajo el análisis se enfocará al petróleo generado en varios sistemas petrolíferos hipotéticos de la Cuenca Oriente de Ecuador.

Una manera adicional de buscar armar un flujo de trabajo es manejarlo como se indica en la Figura 35.

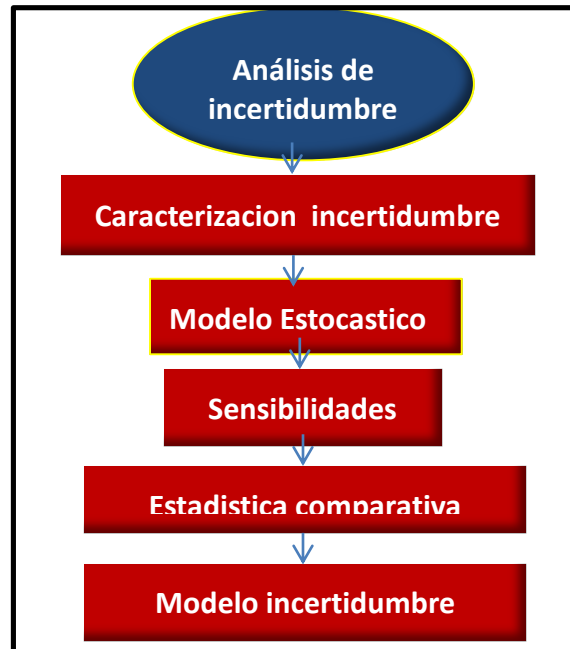


Figura 35 Flujo Trabajo para análisis de incertidumbre.
Fuente: Tomado de (Pemex 2010)

Bravo O. (2006), en su obra "Gestión integral de Riesgo" indica que el analista de riesgo o los analistas de riesgo siempre deberán tomar en cuenta todos los factores que puedan afectar una oportunidad de negocio, y considerar en la evaluación tanto los escenarios de los optimistas como de los pesimistas para dar una visión real a quien toma las decisiones, y a los encargados de la gerencia de ejecución del proyecto.

3.1.3.7 Selección de los mejores escenarios

Los escenarios preseleccionados son sometidos a un proceso de evaluación y jerarquización técnico-económica a fin de seleccionar un número limitado de ellos, los cuales conformarían

la cartera de escenarios a ser evaluadas en la fase II de selección de oportunidades. En la Figura 36 se encuentran la descripción de las actividades.

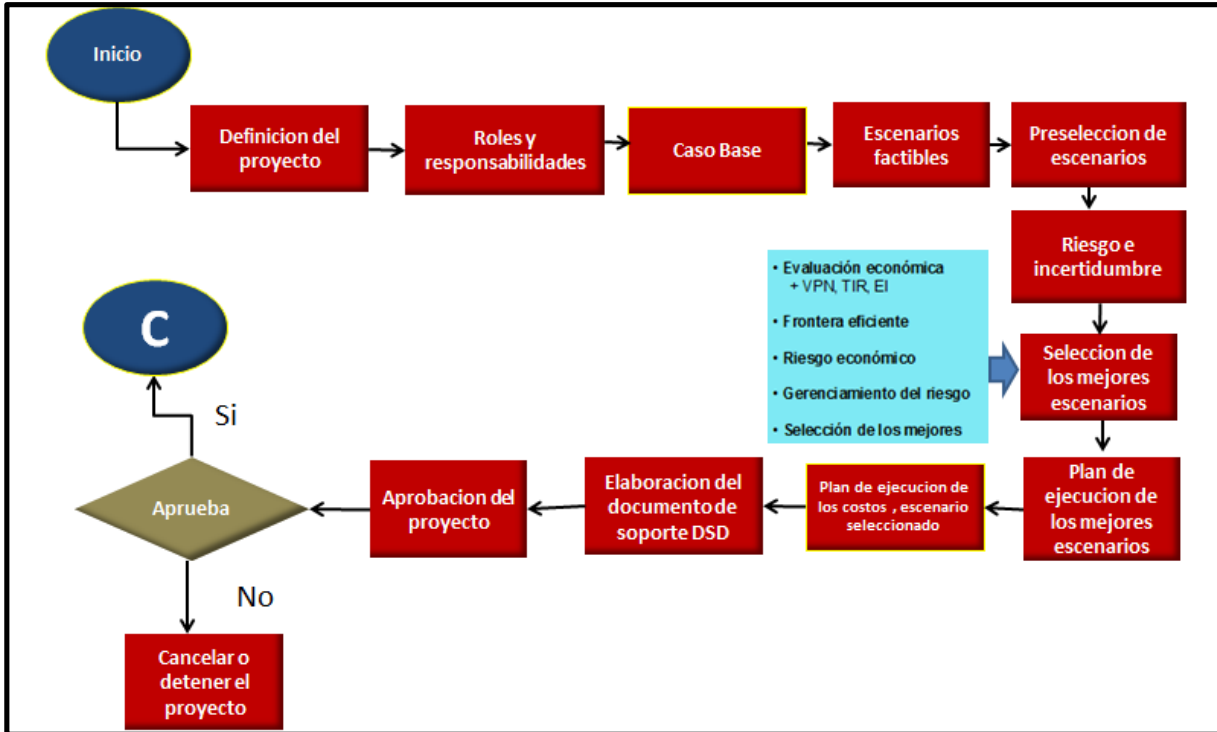


Figura 36 Selección de los mejores escenarios.
Fuente: Modificado (Pemex 2010)

El equipo multidisciplinario evaluará económicamente los escenarios factibles de desarrollo y/o de optimización de yacimientos/campos, generando una serie de indicadores económicos que permiten evaluar la rentabilidad de cada escenario.

a. Evaluación económica / frontera eficiente

Los indicadores más comúnmente utilizados para las evaluaciones económicas son los siguientes:

- Valor presente neto (VPN).
- Eficiencia de la inversión (VPN / VPI).
- Tasa interna de retorno (TIR).

Para la evaluación económica se requiere conocer el valor estimado probabilístico de todas las variables objetivo relacionadas con el proyecto. A manera de ejemplo a continuación se listan algunas de ellas.

1. Petróleo original en sitio.
2. Factor de recobro.
3. Numero de pozos a perforar.
4. Producción por pozo.
5. Perfil de producción.
6. Incremento de producción por estimulación.
7. Costo de venta del petróleo.
8. Impuestos.

Se hace la evaluación y la estimación de los indicadores económicos como VPN, TIR y Δ VPN de los escenarios existentes. Se construye la curva de frontera eficiente, para lo cual se grafica el VPN vs. la desviación estándar del VPN. Otro procedimiento es el graficar el VPN versus la diferencia entre el P50 y el P10 del VPN.

No se ha considerado dentro del plan realizar un análisis económico del proyecto

b. Gerenciamiento del riesgo / riesgo económico

Analizando los resultados de la Figura 17, se puede apreciar que los escenarios marcados con un círculo son los que presentan un mayor VPN y también un mayor riesgo económico. Utilizando como indicador de riesgo económico la desviación estándar del VPN; es decir a mayor desviación estándar mayor riesgo económico, ya que los valores de VPN presentan una dispersión más alta. Los escenarios marcados con un triángulo son los que presentan menor riesgo económico y menor VPN.

En base a estos resultados el equipo multidisciplinario debe de hacer una recomendación sobre los escenarios a seleccionar para la siguiente fase, la cual podrá estar orientada a la selección de aquellos escenarios que presentan un mayor valor (mayor VPN). Sin embargo,

aquí juega un papel importante el estilo gerencial, en cuanto a la capacidad de asumir riesgos y a evaluar la implicación de los mismos.

Esta recomendación del equipo multidisciplinario es parte de la documentación DSD y debe ser presentada al comité de dictamen.

c. Flujograma identificación de oportunidades

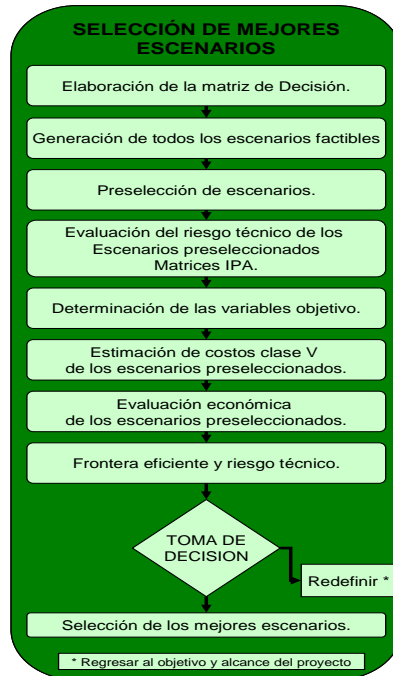


Figura 37 Flujograma de la selección de mejores escenarios.
Fuente: Modificado (Pemex 2010)

3.1.3.8 Plan de ejecución de los escenarios

Se debe preparar un plan preliminar para la ejecución de cada uno de los escenarios factibles, mediante el uso de datos históricos de tiempos de ejecución de proyectos similares. Ver Figura 38 con las actividades del Plan de ejecución de los mejores escenarios.

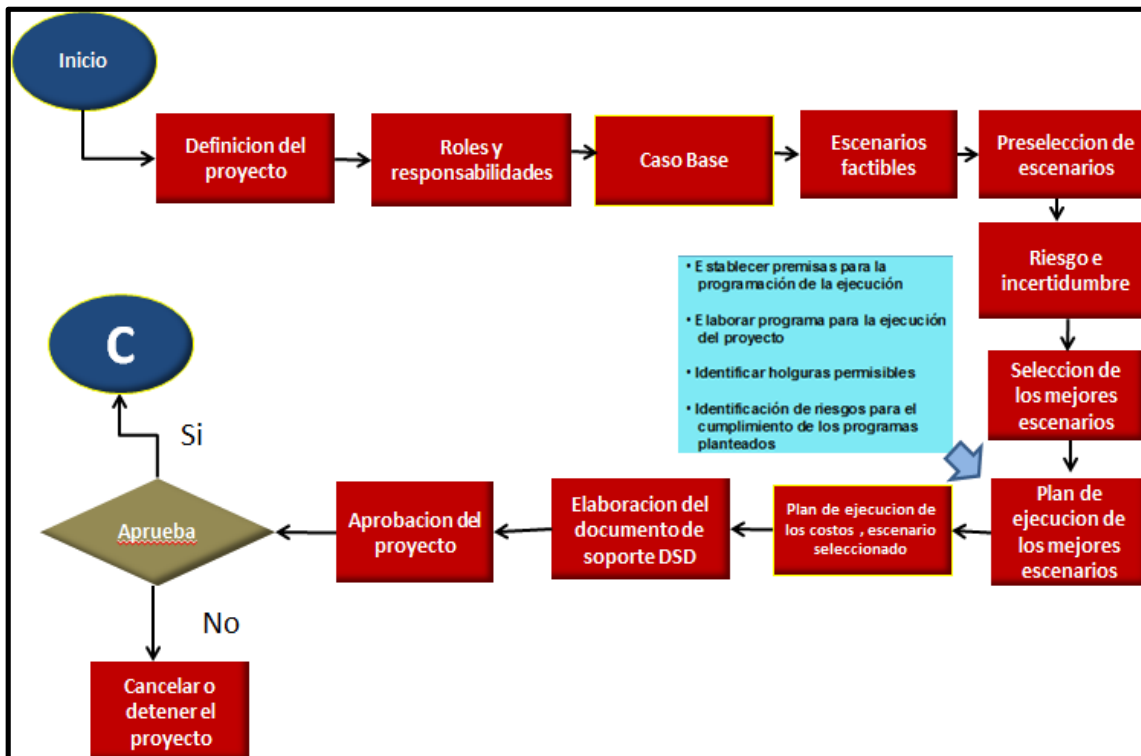


Figura 38 Plan de ejecución de los escenarios, detalle de las actividades.
Fuente: Modificado (Pemex 2010)

Premisas consideradas para la programación de la ejecución, tales como:

- Requerimiento de perforación y mantenimiento de pozos e instalaciones de superficie.
- Períodos de negociación con las compañías de servicios, propietarias de patentes de los diversos procesos.
- Estudios e investigaciones especializadas y específicas por desarrollar.

Programa para la ejecución del proyecto:

- Estudios.
- Construcción y arranque de infraestructura.
- Perforación y mantenimiento de pozos.
- Mantenimiento de facilidades de superficie.

- Desincorporación de portafolio de activos.

Las holguras permisibles después de las cuales se comienza a:

- Afectar la rentabilidad del proyecto.
- Incumplir compromisos.

Del mismo modo, se deben identificar los potenciales riesgos que impacten el cumplimiento de los programas planteados, a fin de ir identificando acciones de mitigación. Este es un plan macro que servirá de base en las fases posteriores, con el fin de ir precisando los tiempos y desagrupando las actividades requeridas en el plan detallado de ejecución.

3.1.3.9 Plan de ejecución y costos de la fase de Conceptualización de oportunidades.

Durante la fase de Identificación se debe generar un estimado de costos y un plan de trabajo de la fase de selección de oportunidades, con el fin de determinar recursos y tiempos necesarios para realizar todas las actividades y tareas que se prevén para dicha fase. Ver Figura 39.

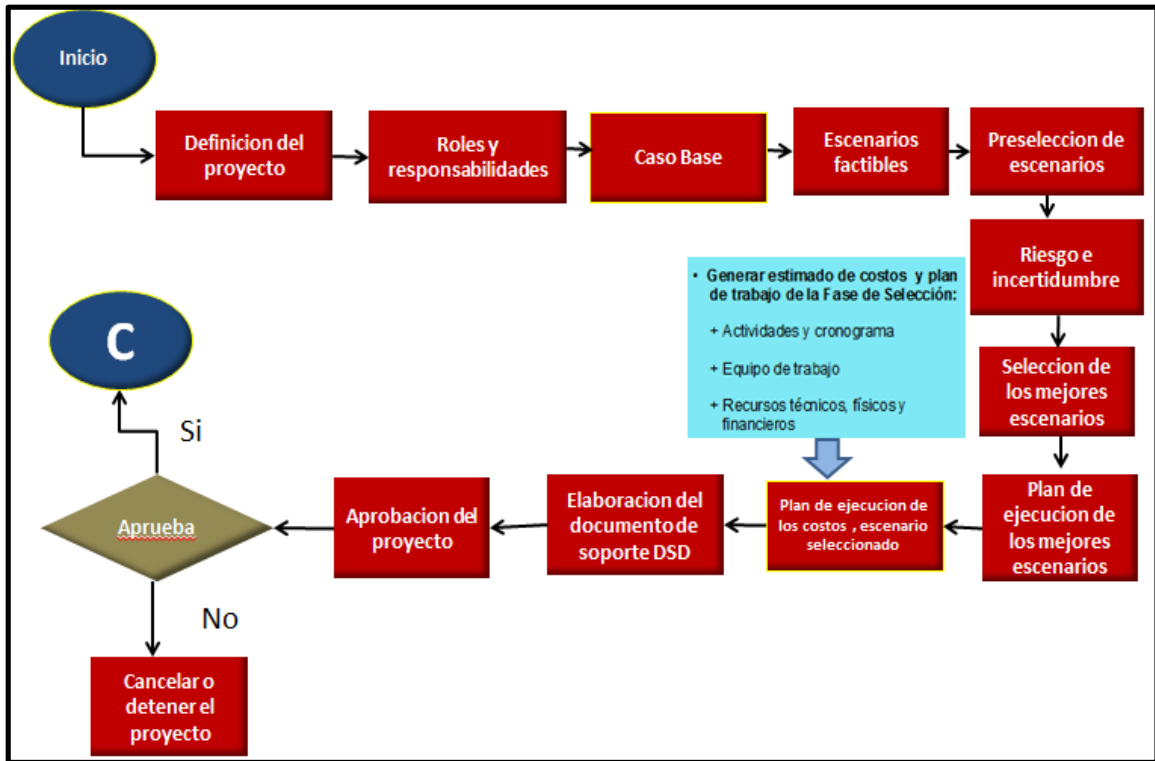


Figura 39 Plan de ejecución y costos fase de selección.
 Fuente: Modificado (Pemex 2010)

Las actividades a estimar contemplan: asesorías, estudios de campo, trabajos de laboratorio, entre otros. Los cuáles serán necesarios para mejorar la definición del proyecto. Este plan contendrá entre otros los siguientes aspectos: actividades y cronograma, equipo de trabajo, recursos técnicos, físicos y financieros.

3.1.3.10 Elaborar DSD de la fase de Visualización de oportunidades.

El equipo multidisciplinario de trabajo, desarrolla el documento de soporte de decisión DSD correspondiente a la identificación de opciones de desarrollo y/o de optimización de yacimientos/campos en la Figura 40 muy rápidamente se puede observar el contenido del mismo.

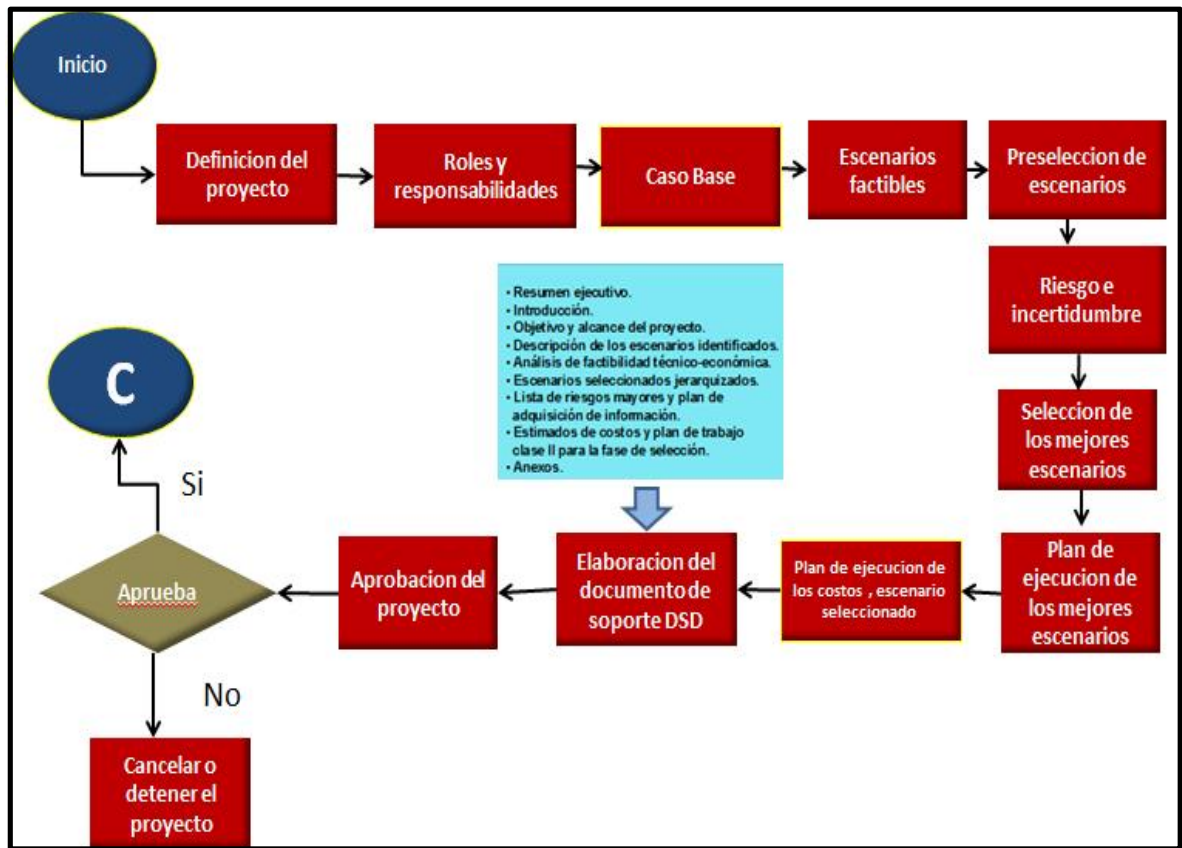


Figura 40 Documento de soporte de decisión, detalle del DSD.
Fuente: Modificado (Pemex 2010)

El documento de soporte de decisión de la fase de identificación contiene los elementos que conforman y aseguran la calidad del resultado de esta fase. En dicho documento se establece el tamaño de la oportunidad de negocios y debe desarrollar los siguientes aspectos:

- Resumen ejecutivo.
- Introducción.
- Objetivo y alcance del proyecto.
- Escenarios factibles y preselección de escenarios.
- Estimación estocástica de las variables objetivo.
- Estimación de costos clase V.

- Evaluación económica de los escenarios preseleccionados.
- Selección de los mejores escenarios.
- Plan de ejecución de los escenarios preseleccionados.
- Plan de ejecución de la fase de selección de oportunidades.
- Apéndices.

3.1.3.11 Aprobación del proyecto del Comité de dictamen.

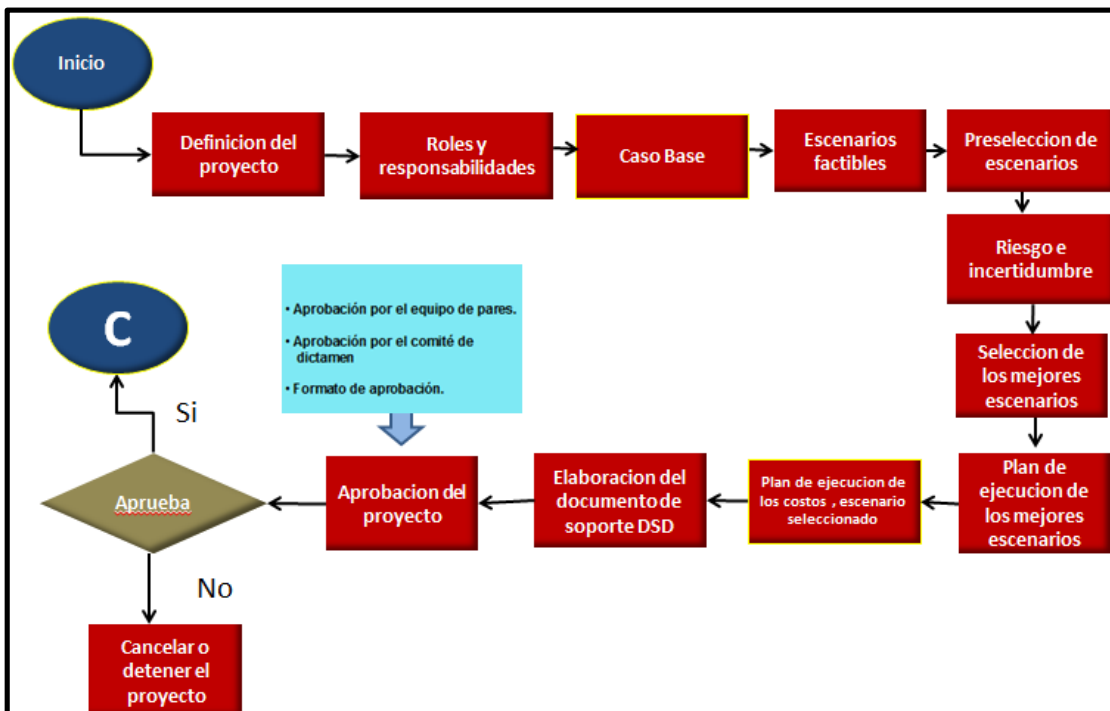


Figura 41 Aprobación del proyecto, equipo de pares, comité de dictamen.
Fuente: Modificado (Pemex 2010)

Una vez que el equipo de trabajo finalizo con las actividades señaladas para esta fase, el proyecto es sometido a aprobación de diferentes niveles, primeramente, por el equipo de pares designado y posteriormente por el comité de dictamen para la asignación presupuestaria para la siguiente fase.

- **Aprobación por el equipo de pares**

Este equipo debe estar conformado por profesionales de muy alto nivel técnico, quienes pueden pertenecer a la Operadora o pueden ser contratados externamente dependiendo el nivel requerido. El equipo de pares deberá ser seleccionado por el comité de dictamen del proyecto y su principal función es asegurar que los proyectos sometidos hayan cubierto todos los requerimientos técnicos y económicos antes de su sometimiento al Comité de la Operadora.

- **Aprobación por el comité de dictamen de la operadora.**

El DSD completo y verificado debe ser sometido a la consideración del comité dictaminador de la Operadora, el cual se sugiere este conformado entre otros por los diferentes niveles gerenciales y técnicos relacionados con el proyecto que serán nominados por los gerentes de operaciones. Este comité generara el dictamen final sobre el proyecto y aprobara los fondos para el mismo.

La decisión del comité de dictamen de la Operadora puede ser una de las siguientes:

- a. Aprobación de la fase de identificación de oportunidades del proyecto, en cuyo caso pasa a la siguiente fase de conceptualización de oportunidades.
- b. Cancelación o diferimiento del proyecto, entre otras causas, por no resultar conveniente a los intereses de la empresa o no estar dadas las condiciones para su ejecución.
- c. Devolver el proyecto al equipo multidisciplinario para revisar, modificar, o completar algunos elementos de los escenarios evaluados.

- **Formato de aprobación del comité de dictamen de la Operadora.**

Es el documento donde se deja constancia del análisis efectuado por el comité de dictamen de la operadora sobre los resultados de la fase de visualización de escenarios de desarrollo y/o de optimización de yacimientos/campos, así como de la decisión tomada y las recomendaciones a que hubiere lugar. El dictamen debe contener los siguientes elementos:

- Nombre del proyecto.

- Lugar y fecha.
- Organización responsable y equipo de trabajo.
- Miembros del equipo.
- Dictamen técnico.
- Aprobación de solicitud de presupuesto de la fase de selección.
- Recomendaciones.

El desarrollo de un proyecto está constituido por cuatro etapas ordenadas de acuerdo a como se muestra en la Figura 42. según Saputelli et.al, (2013), en la obra Front End Loading Process supporting Oil Field Development Decision Making.

Aunque también hay varios autores que hablan de 6 o 7 fases, para fines de este estudio se manejarán 3.

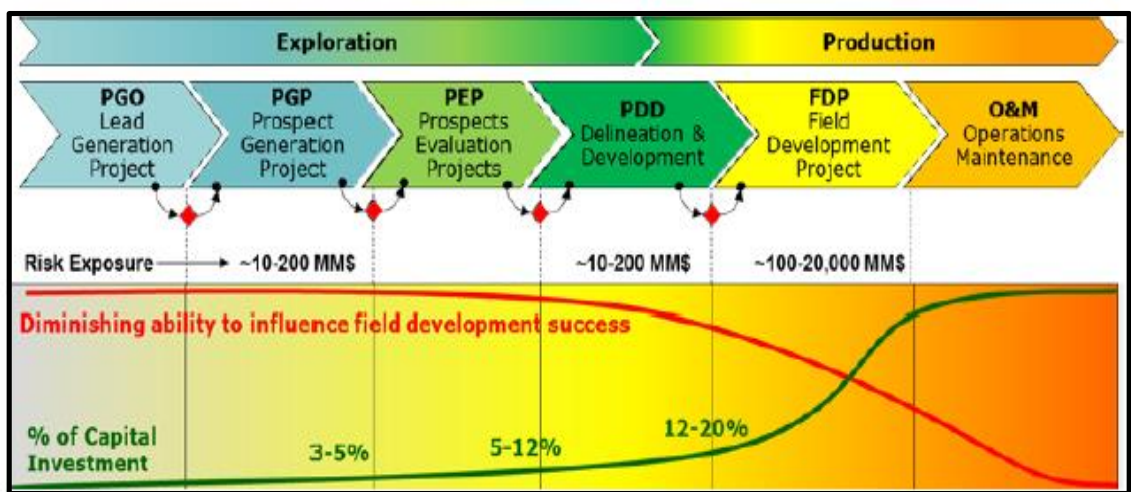


Figura 42 Fases de un proyecto VCD exploratorio.
Fuente: (Saputelli et.al 2013)

Esta metodología se centra en las fases de planificación del proyecto como son la visualización de las oportunidades y en la conceptualización de la mejor oportunidad en términos de gerencia del riesgo y de la incertidumbre enfocada en la evaluación económica del mismo. En la Figura 43 se presenta en términos generales de cada fase sus objetivos, actividades,

estimación de costos, costos de esfuerzo, más detalles para cada una de las fases: Visualización, Conceptualización y Definición.

Fases	V	C	D
Objetivo	Definir un caso de negocio	Validar caso de negocio	Ingenieria basica del mejor escenario
	Identificar escenarios	Seleccionar mejor escenario	Aprobacion presupuestaria
Actividades	Seleccionar los mejores escenarios	Evaluar escenarios	Ingenierias basicas
	Analisis de riesgo e incertidumbre	Ing. Conceptual	Plan de ejecucion
Estimacion de costos	Clase V: 50%-30%	Clase IV-III: 25-15%	Clase IV-III: 15-10%
Costos de esfuerzo	3-5%	5-12%	12-20%
decision D			
	Riesgo- Incertidumbre		

Figura 43 Fases de la metodología FEL (VCD).
Fuente: Modificado (Pemex 2010)

La fase I -Visualización de oportunidades, como se muestra en la Figura 44, busca básicamente dos objetivos, de todos los escenarios identificados:

- ✓ Definir un caso de negocio.
- ✓ Identificar escenarios.

En esta fase la evaluación económica está basada en una estimación de costos clase V, por lo cual lo que se requiere es rapidez y no exactitud, las actividades básicas que se efectúan en esta fase son las siguientes:

- ✓ Identificación de regional y corporativa
- ✓ Rentabilidad del proyecto
- ✓ todas las oportunidades y escenarios

- ✓ Selección de los mejores escenarios
- ✓ Clasificación de riesgos
- ✓ Estimación de costos clase V \pm 40-50 %
- ✓ Evaluación económica
- ✓ Alineación con estrategia regional

Antes de pasar a la siguiente fase hay un punto de decisión, sobre la rentabilidad del proyecto, si es rentable pasa a la fase II, si no lo es se identifican las causas, se identifican las variables que están afectando, por medio de gráficos de tornados y se someten a medición y evaluación para reducir su impacto.

La fase II (Conceptualización) lleva a la reducción del riesgo y la incertidumbre muchas veces pasando de modelos matemáticos a modelos numéricos. Los principales objetivos de esta fase son:

- ✓ Validar el caso de negocio.
- ✓ Seleccionar el mejor escenario.
- ✓ Desarrollar la Ingeniería conceptual del escenario seleccionado.

Las principales actividades que se ejecutan en esta fase son las siguientes:

- ✓ Incorporación de Información/Estudios desarrollados en fase.
- ✓ Evaluación de los mejores escenarios, técnico-económico, incertidumbre y riesgos.
- ✓ Selección del mejor escenario.
- ✓ Estimación económica clase III del mejor escenario.
- ✓ Evaluación económica del mejor escenario.
- ✓ Ingeniería conceptual del escenario seleccionado.

Los principios detrás de esta metodología están basados en cuatro aspectos básicos:

- ✓ El trabajo en equipos multidisciplinarios.
- ✓ La identificación de todos los escenarios factibles y la selección del mejor.

- ✓ El análisis del riesgo y la incertidumbre.
- ✓ Evaluación económica de los escenarios.

Cuando se habla de equipos multidisciplinarios significa ir más allá, el trabajo conjunto de todas las disciplinas en forma colaborativa y no entrando a cumplir un rol y salir, como un pase de testigo, de forma que todos están involucrados en todas las decisiones y puedan identificar y aportar su impacto en su área de influencia, la Figura 44 hace la comparación del método tradicional y el equipo multidisciplinario, mostrando sus ventajas.

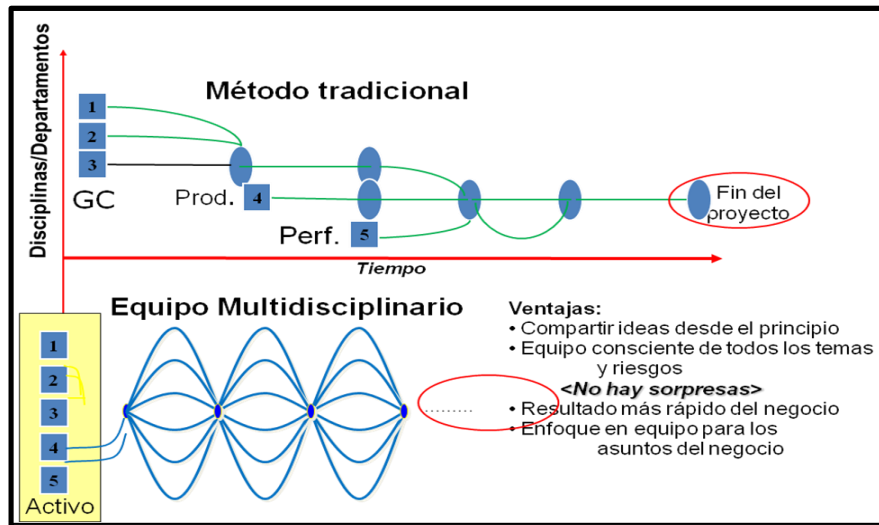


Figura 44 Comparación Método Tradicional y Equipo Multidisciplinario.
Fuente: Modificado (Pemex 2010)

4.2. Resultados, visualización de oportunidades.

Para una mejor comprensión de cómo se puede aprovechar el flujo de trabajo usando la metodología FEL a continuación se presenta una aplicación secuencial de cada una de los pasos de la primera fase denominada Visualización, este ejercicio estará enfocado en una área de la exploración petrolera del país.

Como parte de la exploración petrolera esta la comprensión del sistema petrolífero con cada una de sus variables, en Ecuador han sido históricamente muy pocos los trabajos documentados y publicados sobre esta temática por lo que considero importante usar esta metodología para revisar lo relacionado a los sistemas petrolíferos.

Es importante aclarar que se busca hacer un ejercicio de aplicación de la Visualización como parte de la Metodología FEL en Exploración de hidrocarburos y que no son parte de los objetivos de esta tesis hacer un tratado técnico de exploración de hidrocarburos con Geoquímica, Geología del Ecuador y Modelamiento de sistemas petrolíferos. Este trabajo usara como su base de información bibliográfica las publicaciones efectuadas, tesis de grado para modelamiento geológico de sistemas petrolíferos y geoquímica de crudos efectuada en Campos de Petroproducción en los años 2006 y 2010, por parte de Garrido J. (2006) y Bedoya R. (2010) que son muy útiles para los objetivos de este trabajo, especialmente por la especialidad de la investigación que desarrollaron en su momento.

Iniciando con la Fase I, Visualización de oportunidades, como se menciona líneas arriba esta se puede desarrollar en once pasos, que son los que se van a seguir a continuación:

Definición:

El mismo consistirá en un conjunto de actividades interrelacionadas y coordinadas que se enfocarán en el logro de los objetivos específicos propuestos al comienzo y que estarán sujetos a un presupuesto y a un período de tiempo determinado.

La Visualización como parte de la etapa de Exploración se puede considerar como un tipo de estudio de preinversión que busca identificar iniciativas o hipótesis sobre la existencia de hidrocarburos en los Sistemas Petroleros, Plays y Prospectos en una cuenca sedimentaria ya identificada o una revisión del portafolio de oportunidades exploratorias existente, estimando o revisando su potencial petrolero y su posible valor económico. En esta fase de Visualización se deben incorporar todas las posibles oportunidades, sin realizar juicio de valor previo, dejando al propio proceso filtrar aquellas susceptibles a ser evaluadas exhaustivamente durante la fase de Conceptualización.

Para este caso nos enfocaremos en identificar las iniciativas o hipótesis sobre la existencia de hidrocarburos en los sistemas petrolíferos, plays y prospectos, como se puede observar en la Figura 45.

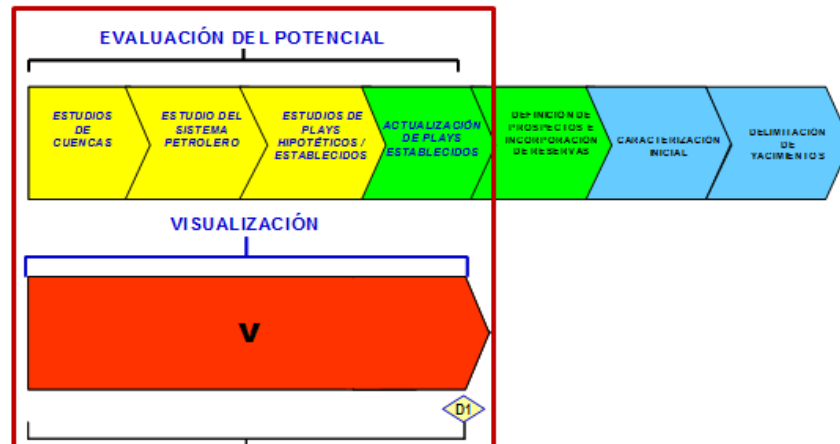


Figura 45 Visualización en exploración petrolera.
Fuente: (Pemex 2010)

Se debe aclarar que en las fases siguientes (Conceptualización, definición) se puede llegar a la perforación pozos exploratorios que ayudarían a comprobar la existencia de los sistemas petrolíferos, así como de sus plays y prospectos, objetivos que no son parte del alcance de este proyecto de titulación.

1. Definición:

Estudio de las cocinas de generación de hidrocarburos en la Cuenca Oriente, donde se identificarán los componentes de un sistema petrolífero en nuestra cuenca productora, a esto se le debe sumar todas las variables que participan de un proceso de generación de hidrocarburos, con el objetivo de obtener múltiples escenarios que nos ayudaran a manejar

2. Conformación de equipos de trabajo.

La consecución de la aplicación de la metodología FEL requerirá de la organización equipos de alto desempeño técnico en los activos de la operadora, los mismos que deben de responsabilizarse por los resultados, con miembros permanentes y responsables de las tres fases del FEL. Normalmente sus miembros a futuro serán parte de los equipos multidisciplinarios de trabajo que estarán en la ejecución y operación del plan de desarrollo.

Las campañas de adquisición de información por medio de nuevos levantamientos geológicos, geoquímicos o geofísicos pueden requerir la participación de técnicos de formación especializada, de manera que tenga herramientas adicionales, por lo que la conformación del equipo multidisciplinario debe adecuarse atendiendo a estos requerimientos.

Estos equipos multidisciplinarios deben contar con un ambiente de trabajo adecuado, propicio, infraestructura de sistemas, tanto hardware y software, acorde con la tarea a realizar, bastantes trabajos de investigación en laboratorio, campo y oficinas, además de facilidades de movilización y soporte financiero.

Los insumos requeridos para la elaboración del Portafolio de Máximo Potencial de Proyectos Exploratorios y el desarrollo de la Fase de Visualización, son fundamentalmente datos e información. Entre ellos:

- Base de Recursos Prospectivos.
- Programa Estratégico.
- Oportunidades de exploración.
- Datos geofísicos y geológicos.
- Campos análogos.
- Datos culturales y ambientales.
- Inversiones de perforación y terminación de pozos.
- Instalaciones.
- Seguridad Industrial y Protección Ambiental.
- Nuevas tecnologías y procesos.
- Análisis de entorno internacional, nacional y local.
- Estudios de impacto ambiental disponibles.
- Soporte de aplicaciones
- Logística.

Conformación del equipo de trabajo de alto desempeño:

Actividades	EQUIPO MULTIDISCIPLINARIO				
	Geologo	Geofisico	Geoquimico	Analista de riesgo	Sedimentologo
Geologia Regional	<i>Informa</i>	<i>Comenta</i>	<i>Comenta</i>	<i>Comenta</i>	<i>Recibe</i>
Principales fallas regionales	<i>Recibe</i>	<i>Informa</i>	<i>Comenta</i>	<i>Comenta</i>	<i>Comenta</i>
Estudios de Geoquimica	<i>Comenta</i>	<i>Comenta</i>	<i>Informa</i>	<i>Comenta</i>	<i>Comenta</i>
Analisis de riesgo	<i>Comenta</i>	<i>Comenta</i>	<i>Comenta</i>	<i>Informa</i>	<i>Comenta</i>
Componentes geologicos del sistema petrolifero	<i>Informa</i>	<i>Comenta</i>	<i>Aprueba</i>	<i>Comenta</i>	<i>Aprueba</i>
Modelamiento del sistema petrolifero	<i>Aprueba</i>	<i>Comenta</i>	<i>Aprueba</i>	<i>Recibe</i>	<i>Informa</i>

Tabla 11 Conformación del equipo multidisciplinario.
Elaborado: Alex Carrera 2018

	Requerido	Los datos no han sido capturados	Captura de datos en progreso	Captura de datos ha sido finalizada	Analisis suficiente para confirmar que no se requiere data adicional	Obsevaciones y comentarios
		No se tiene confianza en que sera entregado y/o completado a tiempo	Data debe ser entregada segun lo requerido			
INPUT		Seleccion (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	
Analisis de crudos					1	
Analisis de rocas				2		
Geoquimica de crudos				2		
Geoquimica de rocas				2		
Exploracion geoquimica de superficie			3			
Correlaciones de crudos/rocas				2		
Cromatografias de gases		4				
Modelamiento de sistemas petroliferos					1	

Tabla 12 Matriz de disponibilidad de información y datos.
Elaborado: Alex Carrera 2018

3. Caso base.

El objetivo principal de esta actividad es que el equipo multidisciplinario identifique las principales características de la Cuenca petrolífera con el plan de exploración vigente. Este será la referencia para generar escenarios adicionales que darán una promesa de valor mayor al caso base.

Caso Base: Desarrollar un modelo geológico y geoquímico que permita determinar los eventos de generación – expulsión de hidrocarburos en las zonas Centro, Centro – Oeste, Norte y Noroeste de la Cuenca Oriente, se puede considerar como parte del análisis incluir a cuencas sedimentarias petrolíferas vecinas.

Varios estudios de la Cuenca Oriente han propuestos sus hipótesis y con base a la información disponible se pudo identificar varias posibles cocinas o centros de generación - expulsión de hidrocarburos, a estos centros se les asocio con los demás elementos y procesos de un sistema petrolífero que es lo se revisa continuación.

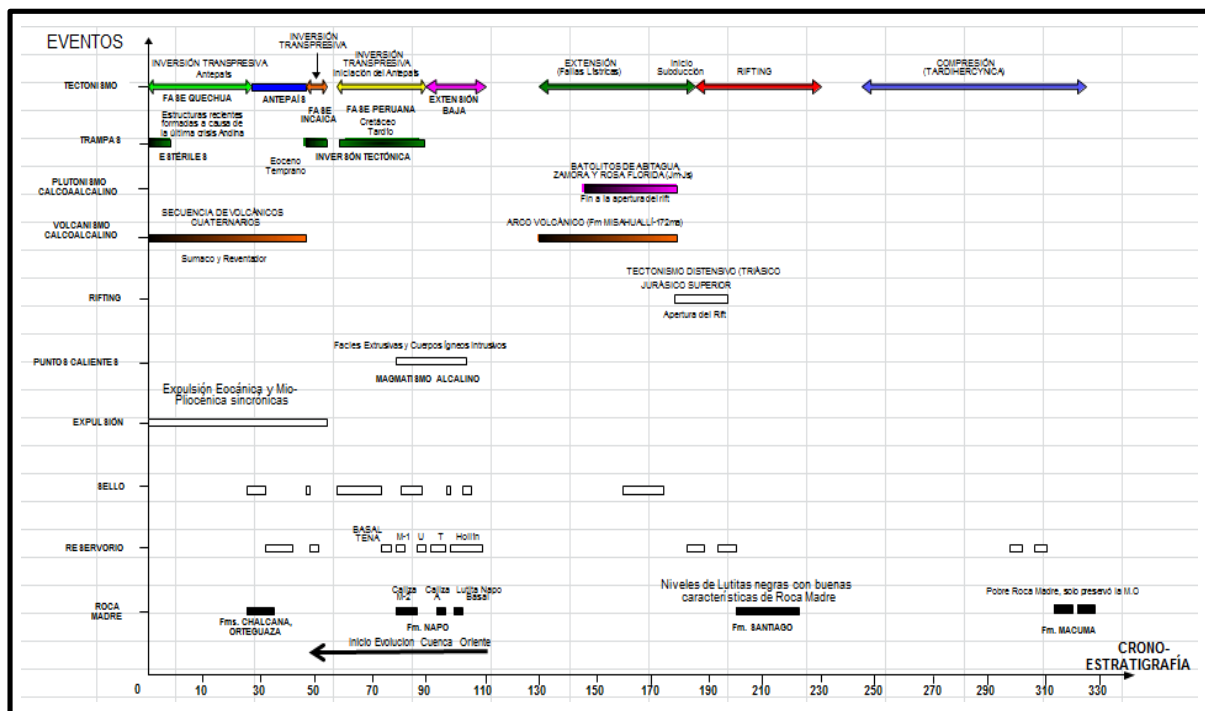


Figura 46 Elementos geológicos a considerar para el modelado de un sistema petrolífero en la Cuenca Oriente.
Elaborado: Alex Carrera 2018

En la Figura 47 se ha colocado toda la información geológica relacionada a la generación de hidrocarburos; esto considera la parte estructural, la información geoquímica, geofísica, levantamiento geológico de campo, análisis de laboratorio y evolución de manera que se pudo construir un esquema de los principales eventos distribuidos en el tiempo para una rápida caracterización de la geología asociada a este estudio.

Una vez identificadas todas las variables geodinámicas y geoquímicas que afectan un proceso de generación de hidrocarburos se preparan los diferentes escenarios con esta información.

4. Escenarios factibles.

Esta actividad se inicia con la identificación de opciones técnicas de desarrollo y optimización de yacimientos/campos. Se debe hacer en ambientes dirigidos, en torno a opciones alineadas al plan de negocio y utilizando herramientas para promover la innovación y propiciar la generación espontánea de ideas.

Según Magoon (1994), un Sistema petrolífero describe la interdependencia de los elementos y procesos que conforman una unidad funcional para la creación de acumulaciones hidrocarburíferas, lo esencial de un sistema petrolífero incluye lo siguiente:

- Roca Madre
- Roca Reservorio
- Roca Sello
- Roca de Sobrecarga

Y los procesos que gobiernan un sistema petrolífero son:

- Formación de la trampa
- Generación, migración, acumulación y preservación de hidrocarburos

Los elementos y los procesos deben ser colocados correctamente en el espacio y en el tiempo, de manera que se pueda ver la interrelación de los mismos. Un estudio de sistemas petrolíferos debe considerar:

- Correlaciones geoquímicas Petróleo - Petróleo

- Correlaciones geoquímicas Petróleo-Roca madre
- Historial de enterramiento
- Mapeo del sistema petrolífero
- Secciones del sistema petrolífero
- Carta de eventos
- Tablas de acumulaciones de hidrocarburos
- Determinación de la eficiencia de la generación y acumulación de hidrocarburos.

Para este análisis se trabajó en el modelamiento de sistemas petrolíferos de manera que se obtuvo varios escenarios en función de la información que se disponía para las diferentes variables a considerarse.

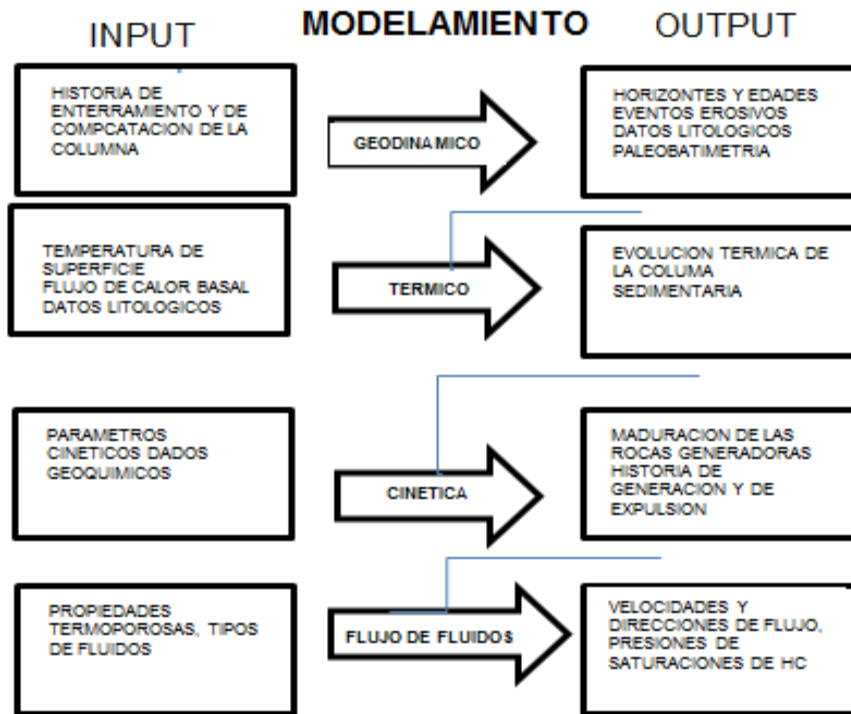


Figura 47 Flujo de trabajo para un modelamiento del sistema petrolífero.
Fuente: Modificado (F. Goncalves. 2006)

De acuerdo a la explicación brindada por Patrice Baby. et. al (2014) una buena parte de nuestra geodinámica petrolera estaría asociada al sistema petrolífero Napo-Chonta, que es parte de las Cuencas Petrolíferas Oriente-Marañón Norte, las mismas que se cree aproximadamente han producido más de 45000 millones de barriles de crudo in situ, con la indicación de que los indicadores geoquímicos de Reflectancia de Vitrinita (Ro) y Carbón Orgánico total (COT) muestran inmadurez y mala calidad respectivamente, el modelo geológico asociado a esta propuesta es considerar que existió un sistema petrolífero cretácico asociado al Oeste de la zona interandina, muchos autores le han denominado “ Cocina Quito”, que para la actualidad se lo manejaría como un modelo hipotético especulativo.

Al trabajar con un marco geodinámico de mayor alcance para entender los el funcionamiento de los sistemas petrolíferos con base a la información existente a la fecha de geoquímica de rocas y crudos, se ha podido preparar bases datos con toda la información disponible, logrando identificar para el cretácico dos cocinas principales que generarían hidrocarburos, la primera se trataría del actual depocentro de la Cuenca Santiago, desarrollado a partir del Cretácico Superior (90 millones de años M.a) , relacionado al primer levantamiento incipiente de la zona subandina ecuatoriana norte, específicamente en los Altos de Napo y Cutucu, lo relacionado a generación y expulsión tuvo lugar a fines del Paleoceno - Eoceno , asociado con la depositación terciaria, que registra el evento más importante de subsidencia de la Cuenca Santiago . (Baby P. et.al 2014.)

La segunda cocina se ubicaría en la zona más profunda de la actual Cuenca de antepaís, que posiblemente se habría formado como una respuesta flexural directa al levantamiento Subandino y a la exhumación de la cocina Santiago, reciente análisis geoquímicos demuestran que esta cocina es la responsable de la generación y expulsión de hidrocarburos a partir de la Roca Madre Cretácica Napo Chonta. (Baby P. et.al 2014.)

Las características estructurales de las dos cocinas permitieron el movimiento de los fluidos en largas distancias Norte Sur y también Este Oeste.

Esta relación nos servirá para asociar generación y expulsión de crudo con los POES de cada campo cercano a las áreas de acumulación, lo que nos permitió tener varios escenarios que más adelante se mencionan.

Bedoya R. en el 2010, Garrido J. en el 2006, Bernal C. en 1998 trabajaron el modelado geoquímico con base a diferentes análisis de crudo y roca de diferentes campos petroleros del Ecuador, en el 2010 se trabajó un nuevo modelamiento del sistema petrolífero que incluyó la información generada durante los años 2010 y 1998, a esto se sumó lo publicado por Baby P, Rivadeneira M., Barragán R, con su trabajo “La Cuenca Oriente , Geología y Petróleo” en el 2014 donde introducen más elementos de la Geología del Petróleo del Perú para complementar los hallazgos técnicos efectuados en nuestra Cuenca Oriente.

De acuerdo a Baby P, et. al 2014, la primera cocina denominada “Santiago”, corresponde a un paleo-depocentro desarrollado a lo largo de la parte sur occidental de la Cuenca del Marañón, actual Cuenca Santiago, a partir del Cretácico superior (90 Ma), en respuesta directa a un primer levantamiento de la zona subandina norte del Ecuador.

A partir del Eoceno inferior tuvo lugar la generación y expulsión de hidrocarburos, básicamente en respuesta a la depositación de sección espesa en el terciario inferior, que registra el evento más importante de subsidencia en dicho paleo-depocentro. A partir de esta cocina, se da una migración hacia el eje NNE de la Cuenca Oriente, potencialmente facilitada por la geometría propia de la cuenca y por la continuidad de la tectónica Cretácico-Terciario Inferior, asociada al corredor central y originado durante el primer evento de inversión en transpresión de los sistemas extensivos NNE-SSO preexistentes del Triásico-Jurásico, los cuales se extienden hacia el norte, como parte del corredor central Sacha Shushufindi en la Cuenca Oriente, la mayoría de los campos petroleros gigantes o significantes en tamaños se localizan a lo largo de estas estructuras invertidas.

La segunda cocina, denominada “la cocina Situche”, corresponde a la parte más profunda de la actual cuenca de antepaís subandina, localizada en el noroeste de la Cuenca Marañón, dato corroborado por los datos de gravimétricos. (Baby P. et.al 2014)

Se formó en respuesta directa al levantamiento andino propiamente dicho, que exhumó la cocina Santiago en el Mioceno tardío (~ 10 Ma). Recientes indicadores geoquímicos han mostrado a esta cocina como la responsable de la generación y expulsión de hidrocarburos de la roca madre Napo-Chonta, desde el Mioceno tardío (8 Ma) hasta el presente, en respuesta a la depositación de la sección marina y continental Pebas Ipururo del Mio-Plioceno. La

geometría actual de la cuenca de antepaís, facilitó probablemente la migración de estos nuevos hidrocarburos hacia la parte este de las cuencas y hacia la zona del levantamiento flexural o forebulge de la cuenca (Arco de Iquitos), que de acuerdo con los estudios realizados por Baby P. et al (2014), el análisis sedimentológico en el área de forebulge está constituida por facies marinas granocrecientes a facies de estuario y posteriormente a facies fluviales. Por lo que se infiere que el levantamiento del Arco de Iquitos se inicia durante el Mioceno Superior (10 Ma) y esta continua hasta la actualidad.

Sistema	Cocina	Roca Madre	Roca Reservorio	Roca Sello	Trampa	Migración
Sistema Petrolífero Napo Basal – Hollin/T (.)	Cocina Noroeste (Bermejo). Si la depresión Bermejo tiene conectividad al NO	Napo Basal	Formación Hollin, Arenisca "T", Arenisca U	Caliza B, Lutita Napo U	La primera etapa entre el Turoniano Superior – Coniaciano – Maastrichtiano sintectónicamente con la deposición de los Ciclos Sedimentarios IV y V de la Formación Napo, y la Formación Tena Inferior.	Crudo expulsado en Oligoceno Superior y Mioceno Inferior, se siguio trayectorias hacia el Este, los sitios de entrapamiento se concentran en el lado Norte de la Cuenca, con posibles zonas de mezcla de crudos con otras migraciones.
Sistema Petrolífero Napo Basal – Hollin/T /U (.)	Santiago	El equivalente a la secuencia Napo Basal	Formación Hollin, Arenisca "T", Arenisca U	Calizas C, B y A, Lutitas Napo inferior y superior	La segunda etapa de conformación estructural se produce durante el Eoceno Inferior a Eoceno Medio sincrónicamente con la deposición de la Formación Tiyuyacu Inferior.	Migración al NNE que alcanzaria la parte Suroriental de la Cuenca Oriente, desde el paleo depocentro ubicado en la parte sur de la actual Cuenca Santiago
Sistema Petrolífero Napo Basal – Hollin/T /U (.)	Cocina Centro (Auca), limitada a una anomalía termica (punto caliente).	Napo Basal	Formación Hollin, Arenisca "T", Arenisca U	Caliza B, Lutita Napo U y además la Caliza A	Tercera etapa sería inversión tectónica andina y la más importante para la conformación decisiva del actual cinturón Andino y Sistema Subandino, que se inicia en el Plioceno en forma acentuada hace ~5.0 M.a. y se continúa en la actualidad	Crudos expulsados en el Mioceno Superior habrían sido Este-Oeste, pero particularmente se pudo haber tenido una migración vertical, aportando crudo a estructuras de la zona.
Sistema Petrolífero Napo Basal – Hollin/T /U (.)	Situcho	El equivalente a la secuencia Napo Basal	Formación Hollin y Unidad Arenisca "T", Arenisca U	Caliza B, Lutita Napo U y además la Caliza A	La segunda etapa de conformación estructural se produce durante el Eoceno Inferior a Eoceno Medio sincrónicamente con la deposición de la Formación Tiyuyacu Inferior.	Migración que alcanza la parte Sur de la Cuenca Oriente, pico máximo de madurez y generación de crudo, esta sale del actual foredeep de la Cuenca Marañón, área noreste conocida como Situcho.

Tabla 13 Resumen de la caracterización de los sistemas petrolíferos

Elaborado: Alex Carrera 2018

A manera de hipótesis se deja propuesto dos sistemas petrolíferos con dos cocinas, en este trabajo se revisó los procesos de generación, expulsión y migración.

Dentro de los procedimientos esta la revisión de escenarios, para lo cual se preparó una matriz de decisión donde se integra a los sistemas petrolíferos con todos los elementos y procesos y se puedan estimar diferentes escenarios, de esta manera llegamos a identificar la existencia de 324 posibilidades, el detalle de estos posibles escenarios se lo puede ver en la Tabla 14.

A continuación, una breve descripción de los elementos y procesos considerados en este parte del análisis de la visualización.

A. Sistemas Petrolíferos Cretácicos.

Las Cuencas Santiago y Marañón Norte, se constituyen en las cuencas petrolíferas más importantes de la región Sur del Ecuador, a continuación, se hará una breve descripción de las mismas y de los diferentes elementos de estos sistemas petrolíferos que guardan estrecha relación con nuestra generación de crudo en la Cuenca Oriente.

La Cuenca Santiago está localizada al NO de la selva peruana y se desarrolla en el borde occidental de las Cuencas Oriente y Marañón, con un área de 4500 km². Su orientación NNE-SSO y su posición muestran que pertenece a los Andes del Sur estructuras por importantes fallas transpresionales dextrales (Baby et al., 2014). La cuenca Santiago se encuentra limitada hacia el este por la Cordillera de Campanquiz, la cual separa a esta de la cuenca Marañón. Hacia el Oeste, la cuenca Santiago está limitada por la Cordillera Oriental peruana. Hacia el norte la cuenca se cierra estructuralmente con la Cordillera de Cutucú (Sur de Ecuador) y en la zona de la deflexión de Huancabamba la cuenca toma una dirección estructural NO-SE. (Vela Y., 2015).

La interpretación de secciones sísmicas y el análisis estructural en base a imágenes satelitales y mapas geológicos muestran que la Cuenca Santiago está estructurada por inversiones tectónicas de semi-grabens de edad Triásico a Jurásico, basculados hacia el Oeste, que explica las numerosas fallas inversas antitéticas que estructuran esa Cuenca (Navarro et al., 2005).

La Cuenca Marañón se encuentra localizada al Noreste del Perú, en la selva amazónica y es una de las principales cuencas productoras del Perú. Esta cuenca corresponde una cuenca de antepaís del noroeste amazónico. Dicha cuenca se encuentra limitada al Este por el Arco de Iquitos, al Oeste está limitada por la zona subandina (Cuencas Huallaga y Santiago), hacia el sur por el Alto de Cushabatay-Contaya (la cual separa a dicha cuenca con la Cuenca Ucayali) y hacia el Norte por la Cuenca Oriente del Ecuador. Los sedimentos neógenos se acuñan sobre el Arco de Iquitos que constituye el forebulge del sistema de cuenca de ante-país. Hacia la zona Oeste, la cuenca se encuentra poco deformada debajo la cobertura sedimentaria

Terciaria y Cuaternario por un sistema de corrimientos de basamento. Esta deformación se intensifica hacia el sur de la cuenca Marañón. (Vela Y., 2015)

Roca Reservorio

Los principales reservorios corresponden a los sedimentos fluvio-deltaicos y estuarinos de las formaciones Cretácicas inferiores Hollín (Perú: Cushabatay) y Napo-Basal Tena (Perú: Raya/Chonta/Vivian) (White et al., 1995), en Napo tendríamos las areniscas T y U , y en Tena a Basal Tena, la mayoría de petróleo se encuentra atrapado en estructuras anticlinales de bajo relieve, formadas principalmente a partir del Turoniano y en el Paleoceno-Oligoceno superior, y distribuidas a lo largo de los corredores o dominios estructurales en transpresión previamente mencionados (Baby P., et. al 2014).

Entrando a revisar con más detalle nuestra estratigrafía local, la Formación Hollín se encuentra discordante sobre el sustrato pre-Cretácico, esta formación se constituye de depósitos de facies fluviales a la base y hacia el tope facies marinas someras. Es el principal reservorio en la Zona Subandina y uno de los más importantes en el Corredor Sacha – Shushufindi, en tanto que en el Corredor Capirón – Tiputini representa un reservorio marginal, ya que el principal reservorio pasa a ser la arenisca M-1. (Baby P., et. al 2014).

Hollín está conformada de arenas cuarzosas presenta un eje depositacional SW – NE y Oeste – Este, con su depocentro hacia el Sur y Suroeste de la cuenca, disminuyendo su espesor hacia el Este y Noreste hasta acuñarse, ausentándose en la zona de los campos Ishpingo, Tambococha, Tiputini al Este y Vinita, Margaret al Noreste.

Constituye el reservorio de mayor continuidad lateral en toda la Cuenca Oriente. Sus propiedades petrofísicas como reservorio la califican como excelente, especialmente en el corredor central y occidental. (Baby P. et. al., 2014)

La Unidad Arenisca “T” depositada sobre una superficie erosional que marca una caída eustática con desplazamiento de la línea de paleocosta hacia el Oeste, es uno de los

principales reservorios en el Corredor Sacha – Shushufindi y Corredor Capirón – Tiputini, mientras que en el Sistema Subandino, la Arenisca “T” tiene un valor casi nulo como reservorio.

Su calidad como reservorio es muy buena a excelente en los corredores central y oriental, y de pobre a muy pobre en el corredor occidental.

El depocentro arenoso “T” se ubica al Sureste de la cuenca con eje ESE – ONO, disminuyendo en espesor hacia el Oeste y pasando a litofacies glauconíticas (P. Baby et. al, 2014).

Roca Madre

En la Cuenca Santiago las principales rocas generadoras son las facies lutáceas y calcáreas ricas en materia orgánica, correspondientes al Grupo Pucará, Formación Chonta y Formación Pozo.

Una serie de datos geoquímicos e isotopos de carbón han podido demostrar que existe una cercana relación entre las lutitas y calizas cretácicas de la Fm. Napo/Chonta-Raya y los crudos encontrados en estas cuencas como lo propuesto por Garrido en 2006 y por Bernal en 1998, por lo tanto, se acepta que estas rocas de las formaciones mencionadas son la principal roca madre que origina sus crudos.

La materia orgánica de dichos sedimentos es de tipo marino, a lo largo de toda la Cuenca Oriente y en parte hacia el noroeste de las cuencas Marañón y Santiago muestran un kerógeno Tipo II y II B, con TOC que llega hasta el 3-4%) (Baby P. et. al 2014), aunque se ha podido identificar que la roca madre cretácica Napo-Chonta, se vuelve más terrestre y de mala calidad hacia la parte Este de la Cuenca Oriente y a lo largo de toda la Cuenca Marañón en el Perú, con un kerógeno Tipo III y TOC entre 0,5-1 %.

Análisis geoquímicos de crudos, a lo largo de las Cuencas Oriente, Marañón Norte y Santiago, reconocen varias familias de crudos, todas originadas a partir de la mismas roca madre cretácica Napo-Chonta, pero asociadas a diferentes facies sedimentarias (series marinas carbonatadas, niveles anóxicos, series parálicas o con influencia terrestre, etc.) y/o como resultado de mezclas de crudos, biodegradación y remigración, todas remarcablemente

diferentes tanto en términos de origen como de madurez térmica y consistentemente asociados a un tipo específico de reservorio (Baby P. et. al 2014). Al trabajar con modelaje geodinámico 1D y pseudo3D de subsidencia, erosión e historia térmica de la Cuenca Oriente-Marañón Norte con el software ZetaWare Génesis and Trinity geomodeling, se pudo identificar la generación de crudos y principalmente probar la existencia de un sistema petrolero (Bedoya R., 2010).

El modelo de madurez fue calibrado usando datos geoquímicos (Ro, Tmax, biomarcadores y/o trazas de fisión), disponibles en varios pozos a lo largo de la cuenca. Así, la información geoquímica correspondiente a las cuencas Santiago y Marañón son principalmente de Navarro et al., (2005) y de varios reportes internos de PeruPetro, INGEPET y varias compañías petroleras privadas. (Baby P., et. al 2014)

De Norte a Suroeste, respectivamente, indicadores geoquímicos y modelos geológicos de madurez sugieren que la roca madre cretácica Napo (Bedoya R., 2010), (Baby P., et.al 2014), es completamente inmadura y que nunca ha alcanzado la ventana de generación de petróleo a lo largo de la zona actual del sistema foredeep o foreland de la Cuenca Oriente. Sin embargo, es evidente la presencia de estados de madurez temprana, en la roca madre cretácica alcanzados hacia la parte Sur de la Cuenca Oriente y más importante aún, es evidente un pico máximo de madurez y generación de crudo que dicha roca madre alcanza en la actualidad en la parte más profunda de la cuenca de antepaís, en la zona correspondiente al actual foredeep de la Cuenca Marañón, en el área noreste conocida como Situche.

Sin embargo, éste pico de generación se logra en dos etapas diferentes en términos de evolución geodinámica de las cuencas. El modelo de subsidencia y de historia térmica indica que en la Cuenca Santiago la roca madre Napo-Chonta alcanzó la madurez y generación de petróleo en el Paleoceno-Eoceno inferior, sin embargo, en el área de Situche, al noroeste de la Cuenca Marañón, las formaciones marinas cretácicas Napo-Chonta, alcanzaron su madurez, únicamente a partir del Mioceno Tardío-Plioceno (8-5 Ma), después del levantamiento subandino (exhumación de la Cuenca Santiago), y durante la depositación de la espesa sección marina y continental mio-pleiocena de las formaciones Pebas - Ipururo y de la sección pleistocénica. Las mismas registran el mayor pulso de subsidencia a lo largo de esta

nueva zona de foredeep, formada a partir de la independencia y levantamiento de las cuencas subandinas. (Baby P., et. al 2014).

Es importante mencionar que a partir del 2006 en Petroproducción se pudieron trabajar varios análisis adicionales de geoquímica de crudos a nivel de toda la Cuenca Oriente donde nuevamente se pudo comprobar la inmadurez de la roca madre entre otros aspectos más. Garrido J, en el 2006 de acuerdo con las correlaciones realizadas mediante los biomarcadores, logró definir tres familias de crudos basadas en las siguientes características generales:

Los crudos de la Familia 1 provienen de una roca depositada en un ambiente marino, reductor con un aporte carbonático, cuya roca madre se encuentra ubicada al S-SO en la Cuenca Oriente. Los crudos de la Familia 2, corresponden a una mezcla de crudos carbonatados con crudos siliciclásticos. La Familia 3 proviene de rocas madres depositadas en un ambiente con un gran aporte de material orgánico terrestre, oxidante (siliciclástico), donde la posible fuente estuvo ubicada al NO de nuestra actual cuenca.

Roca Sello

Como principales sellos regionales y locales se tienen diferentes niveles de calizas y cuerpos de lutita, intercalados a lo largo de toda la Formación Napo, es importante mencionar que estas rocas en algún momento de la geodinámica podrían haber cumplido funciones de roca madre, Bedoya R., 2010 hace este planteamiento.

La distribución areal para estas unidades sello es buena cubriendo gran parte del Sistema Subandino y Corredor Sacha – Shushufindi, tendiendo a desaparecer hacia el Oeste.

Las características litológicas de estas rocas (calizas y lutitas) permiten actuar como buenos sellos regionales, las superficies discordantes al tope de las unidades sedimentarias consideradas sello como la Lutita Napo U y Caliza A, causadas por los eventos de caída del nivel eustático reconocidos en la Cuenca Oriente (Baby P., et. al 2014) durante el Cenomaniano Medio (94 M.a.) y Turoniano Superior (92M.a.), no han afectado mayormente a

las rocas sello en amplias extensiones, ocasionado una erosión marcada pero no definitiva solo en valles incisos.

Por lo que se podría concluir que nuestras rocas sello en el Sistema Petrolífero de nuestra Cuenca Oriente posee una buena efectividad tanto vertical como lateral con buena continuidad lateral, es lo que se podido identificar en múltiples pozos perforados a la fecha en la Cuenca Oriente.

Roca sobrecarga

La roca de sobrecarga para las rocas generadoras Secuencia Napo Basal, Caliza B y Caliza A está conformada por los ciclos sedimentarios de la Megasecuencia depositacional Cretácica (Baby P., et al.2014) a partir del segundo Ciclo Sedimentario, a los cuales se suma las secuencias sedimentarias del Paléogeno y Neógeno que refieren a una sedimentación molásica como son la Formación Tena, Tiyuyacu, Orteguaza, Chalcana, Arajuno y Chambira, y demás depósitos cuaternarios.

Es importante mencionar buena parte de la roca de sobrecarga del Terciario y Cuaternario en el Levantamiento Napo ha sido erosionada por los principales eventos erosivos ligados al levantamiento andino, pero que deben ser tomadas en cuenta ya que su depósito incidió en el enterramiento, madurez y generación-expulsión de las potenciales rocas madre.

Procesos.

Formación de trampas.

En la Figura 47, se puede identificar rápidamente las trampas geológicas en la Cuenca Oriente que corresponden principalmente a las de tipo estructural, que se formaron en dos etapas fundamentales de la geodinámica de la cuenca como consecuencia de las fases de inversión tectónica por deformación compresiva andina, así:

- La primera etapa entre el Turoniano Superior – Coniaciano – Maastrichtiano sintectónicamente con la deposición de los Ciclos Sedimentarios IV y V de la Formación Napo Superior y la Formación Tena Inferior. (Baby P., et. al 2014)
- La segunda etapa de conformación estructural se produce durante el Eoceno Inferior a Eoceno Medio sincrónicamente con la deposición de la Formación Tiyuyacu Inferior. (Baby P., et. al 2014)

La primera etapa de estructuración de trampas da lugar a la conformación de casi la totalidad de las estructuras geológicas de la Cuenca Oriente en sus tres corredores tectónicos, es así que a partir del Paleoceno Inferior estas estructuras se constituían ya competentes para la acumulación de hidrocarburos.

Sin embargo, pocas estructuras son conformadas en la segunda etapa del Eoceno Inferior a Eoceno Medio, como el caso de las estructuras de los campos Pucuna, Cuyabeno – Sansahuari y V.H.R., mientras que algunas estructuras conformadas en la etapa previa son reactivadas durante esta etapa Eocénica. (Baby P., et. al 2014)

Es así que, para finales del Eoceno, la Cuenca Oriente cuenta plenamente con todas sus estructuras descubiertas aptas ya poder almacenar crudo.

No obstante, la tercera fase de inversión tectónica andina y la más importante para la conformación decisiva del actual cinturón Andino y Sistema Subandino, que se inicia en el Plioceno en forma acentuada hace ~5.0 M.a. y se continúa en la actualidad (Baby P. *et al.*, 2014), causa la deformación adicional de varias estructuras petrolíferas principalmente de los corredores Capirón – Tiputini y Subandino, afectando a campos como Ishpingo, Tiputini y Tambococha en el corredor Oriental, Yuralpa en el corredor Central, Bermejo, Pungarayacu y Oglan en el corredor Occidental. (Baby P., et. al 2014)

Esta deformación reciente ha causado incluso la destrucción total o parcial de trampas en el corredor Occidental, como sucede con el campo Pungarayacu, donde por efecto del levantamiento tectónico del corredor Occidental y por su posición estructural más elevada que en el campo Bermejo y campo Oglán, ha sido erosionada gran parte de la cobertura

sedimentaria exponiendo en su parte Norte el reservorio Hollín y muy cercano a la superficie en su parte Sur.

Los estilos de entrapamiento en toda la Cuenca Oriente involucran trampas esencialmente de tipo anticlinal y estructuras tipo flor positiva, alargadas en sentido Norte – Sur o Noreste – Suroeste y generalmente cortadas en uno de sus flancos por fallas transcurrentes. En menor proporción se hallan trampas monoclinales.

Generación

Se considerado como principales centros de generación en este estudio a los ya mencionados anteriormente, los mismos que estarían ubicadas en las Cuencas Santiago y Marañón, las edades de generación y expulsión de hidrocarburo fueron diferentes para cada formación y para cada cuenca.

En la Cuenca Santiago, la Formación Pozo presenta edades iniciales de generación entre 35-20 Ma y máxima generación entre 13-7 Ma, las edades de expulsión van desde 33-26 Ma y máxima expulsión entre 13-7 Ma., la ubicación de la cocina para esta formación está situada al NNO de la Cuenca Marañón y NNE de la Cuenca Santiago (Baby P., et. al 2014).

Para la Formación Chonta presenta edades iniciales de generación entre 75- 19 Ma y máxima generación a 7 Ma, las edades de expulsión van desde 38-6 Ma y máxima expulsión entre 10-6 Ma. La ubicación de esta cocina para esta formación está situada en tres áreas: al NE de la Cuenca Marañón, al Oeste de la Cuenca Santiago y al SE de la Cuenca Ucayali.

La Formación Raya presenta edades iniciales de generación entre 40-16 Ma y máxima generación entre 13-7 Ma, las edades de expulsión van desde 33-7 Ma y máxima expulsión entre 10-7 Ma. La ubicación para esta cocina de esta formación está situada al NE de la Cuenca Marañón, cerca al alto de Iquitos.

Variables de decisión	Cocina	Reservorio	R.Sello*	Formacion de Trampas	Generación	Max. Expulsión	Preservación	Sobrecarga	
Sistema petrolifero 1	Cocina Santiago	M-1	Lutita Napo superior	Plioceno	Paleoceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno	
		U	Caliza A	Eoceno	Eoceno	Mioceno	Mioceno	Cretácico	
		T	Lutita U	Eoceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno	Eoceno	
		H	Lutita Napo Inferior	Cretácico	Mioceno	Mioceno	Mioceno	Eoceno	
Sistema petrolifero 2	Cocina Marañon (Situcho)	M-1	Lutita Napo superior	Plioceno	Paleoceno	Mioceno	Mioceno	Mioceno	
		U	Caliza A	Eoceno	Eoceno	Mioceno	Mioceno	Cretácico	
		H	Lutita Napo Inferior	Cretácico	Paleoceno	Mioceno	Mioceno	Cretácico	
	2	4	4	3	3	1	1	3	864
Nota: (*) Formaciones equivalentes segun nuestra columna estratigrafica de la Cuenca Oriente.									

Tabla 14 Matriz de decisiones, Sistemas Petrolíferos

Elaborado: Alex Carrera

5 Preselección de escenarios.

Garrido J., (2006) y Baby P., et. al (2014) señalan como posible área de generación la zona Norte del Perú cerca a los depocentros de la Cuenca Santiago y Cuenca Marañón, como se ya se mencionó anteriormente, sitios cercanos al Sureste del levantamiento Cutucú, cocinas que posiblemente empezaron a generar a partir del Eoceno y que habrían aportado volúmenes de crudo hacia la Cuenca Oriente.

De acuerdo con los mismos autores las rocas madre de esta cocina situada en el Norte del Perú, serían rocas madres carbonatadas de los grupos Pucará (equivalente a la Fm. Santiago en el Ecuador) y Chonta (equivalente a la Napo Superior) las que habrían aportado crudo hacia la Cuenca Oriente en especial hacia la parte Centro y Sur de la misma, con migración regional al Noreste a través de la Formación Cushabatay en el Perú (Conocida como Hollín Principal en el Ecuador) y miembros arenosos de la Secuencia Chonta.

Por otra parte, tomando en cuenta los estudios de Dashwood & Abbots, (1990) que exponen además como fuente del crudo oriente a facies marinas distales de la Formación Napo con calidad y contenido orgánico muy altos al Oeste de la actual Cuenca Oriente y a lo largo de toda la actual zona frontal de pie de monte (Zona Subandina), se podría soportar de mejor forma todo el crudo in situ de la Cuenca Oriente.

Una vez realizada la matriz de decisiones con toda esta información se pudo identificar la existencia de 864 escenarios posibles, considerando la información regional este número pasa a un proceso de preselección, aquí se identificarán con el equipo multidisciplinario las restricciones de los escenarios considerando las tecnologías y procesos disponibles, límites financieros y complejidad de los escenarios (cualitativo), también se identificara los riesgos mayores de cada escenario a nivel de subsuelo: madurez, generación, migración, entrapamiento, accesos, medio ambiente, culturas ancestrales, pozos exploratorios perforados, propuestos, instalaciones, seguridad e higiene.

En la industria petrolera el volumen de reservas de petróleo y su aspecto comercial son los datos que permiten jerarquizar los proyectos exploratorios para priorizar su inicio de producción, se considera cercanía de facilidades, carreteras, infraestructura en general, seguridad, higiene y medio ambiente entre los criterios más principales.

Esta preselección tiene un impacto financiero en la organización, ya que marca una hoja de ruta a seguir por parte de la operadora durante mucho tiempo.

De esta forma se intenta correlacionar y sustentar los hidrocarburos generados y expulsados por las diferentes cuencas petrolíferas, considerando sus elementos y procesos se ha planteado las siguientes áreas de acumulación:

Área de Acumulación - 1.

Las estructuras de entrapamiento de la parte Norte del Corredor Sacha – Shushufindi como son las áreas de los campos Charapa, Lago Agrío, Guanta – Dureno, Parahuacu, Atacapi, Libertador, Frontera y Tapi – Tetete, y Bermejo en el Sistema Subandino, presentan un POES total de 2'878.840.538 barriles de crudo.

Área de Acumulación - 2.

Las estructuras de entrapamiento de la parte Sur del Levantamiento Napo como Pungarayacu, Oglan, y hacia el Este Yuralpa y Dayuno en el Corredor Sacha – Shushufindi presentan en conjunto un POES total de 5´039. 862. 915 barriles de crudo. (Bedoya R. 2010)

Los crudos de estos campos se caracterizan generalmente por ser crudos de baja calidad con °API < 10 (extrapesados) en Pungarayacu y entre 10 a 20 °API hacia Oglan, Yuralpa y Dayuno (pesados).

Dado que la zona de cocina se sitúa en una región algo más elevada posiblemente debido al paleoalto regional en el área de Oglan – Yuralpa (“Shelf Break” de acuerdo con Dashwood y Abbots, et al., 1990), los crudos expulsados en esta cocina habrían sido limitados en su flujo migratorio hacia el Este, acumulándose en las trampas más cercanas. Además, los crudos pudieron degradarse rápidamente por filtración de aguas meteóricas y acción de bacterias pues su cobertura sedimentaria no es buena en espesor y se pierde casi toda durante el evento andino del Plio – Cuaternario, de esta forma al degradarse y tornarse en crudos más densos (pesados y extrapesados) su migración también es limitada.

Área de Acumulación - 3.-

Las estructuras de entrapamiento alrededor de la parte central del Corredor Sacha – Shushufindi como Auca, Oso, Jaguar, Puma y Mono, presentan un POES total de 1´452.419.122 barriles de crudo (R. Bedoya, 2010)

Por tanto, se asumiría que la estructura Auca y otras grandes estructuras como Sacha, Shushufindi y estructuras menores que no se incorporan en las áreas de acumulación planteadas, habrían sido cargadas con crudo generado a partir de una cocina situada al Suroeste del Ecuador (Cuenca Santiago y Marañón) con rocas madre equivalentes de las Formaciones Napo y Santiago como señala Garrido J., (2006) y/o una cocina hacia los límites occidentales de la Zona Subandina y a lo largo de la misma, donde potencialmente las facies orgánicas de la Formación Napo serían las más ricas y de mejor calidad, y hacia donde los niveles de madurez habrían alcanzado fases mucho mayores, tal como indican los trabajos de Dashwood & Abbots, (1990). Ver Figura 48.

En conclusión, en función de la información analizada se puede hacer una jerarquización rápida, ya que al considerar como criterio principal el volumen de crudo en sitio, se puede determinar que el área de acumulación 2 sería la que más hidrocarburo ha almacenado, a pesar de la condición de crudo pesado que tendría, este escenario sería el primero, el segundo sería el área de acumulación 1 y finalmente quedaría el área de acumulación 3.

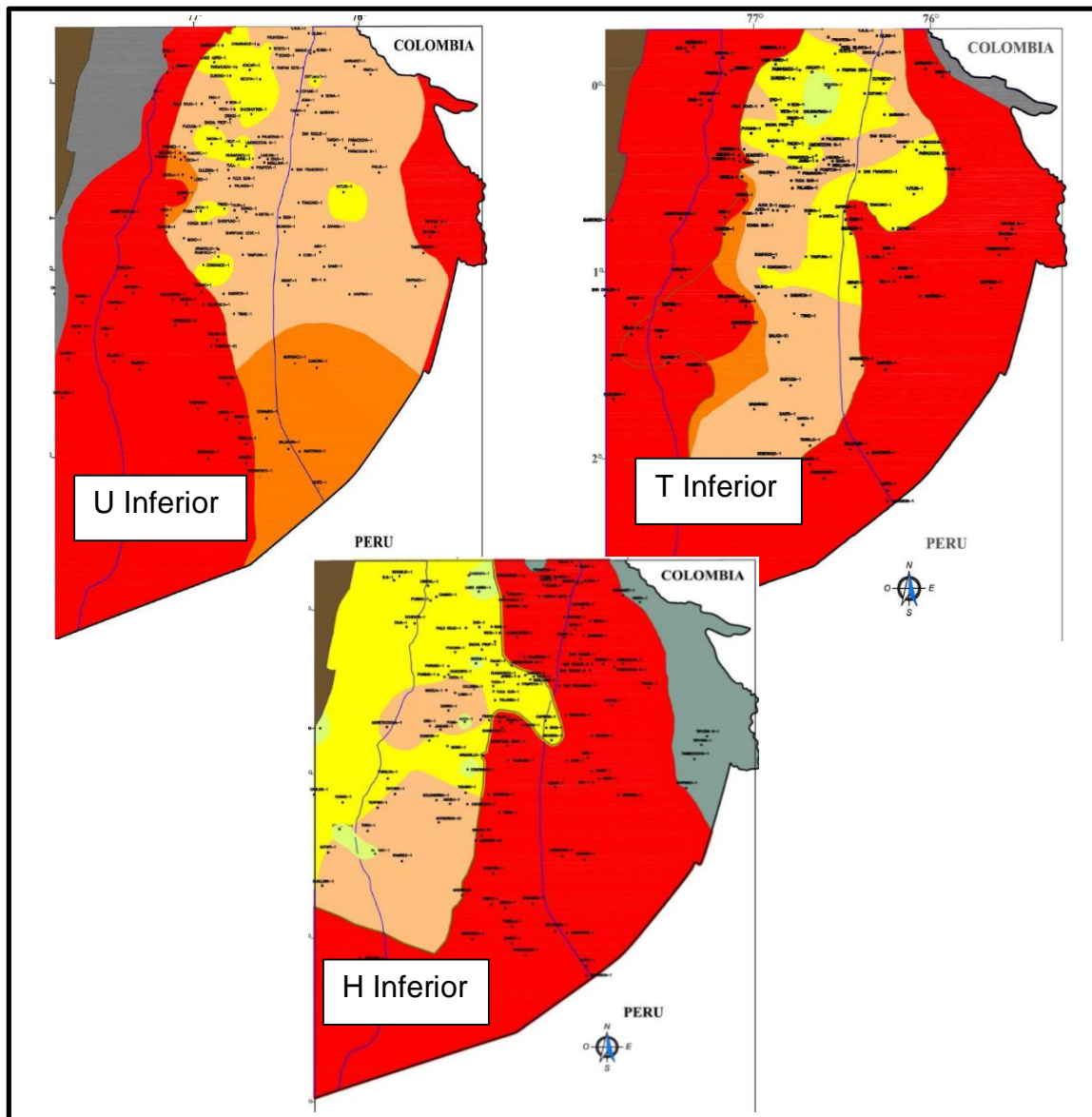


Figura 48 Mapas de isolíneas con el riesgo geológico asociado a los reservorios Hollín, T y U

Fuente: Modificado (Tuz M., 2013)

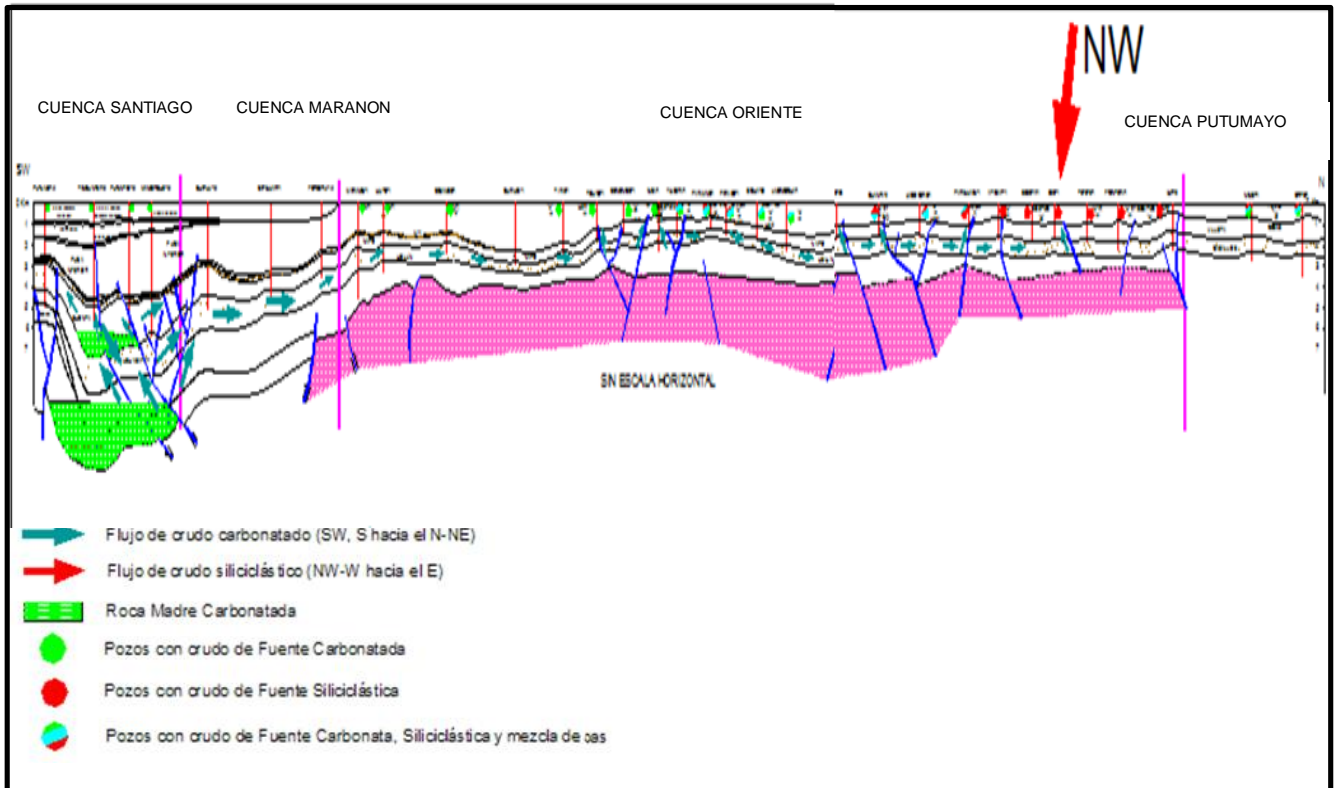


Figura 49 Migración de crudo generado en la Cuenca Santiago, Marañón a la Cuenca Oriente.

Fuente: (Garrido J., 2006)

6. Riesgo e Incertidumbre.

En esta parte del proyecto se deben identificar de manera preliminar los riesgos e incertidumbres técnicas que pudieran afectar la factibilidad del proyecto, o impactar severamente su operación o su costo.

Al definir de manera preliminar las oportunidades, se debe establecer un marco de referencia para la construcción de las opciones de manejo de los escenarios factibles visualizados por exploración e identificar los riesgos e incertidumbres técnicas y económicas, para su jerarquización, como son:

- Riesgos asociados a la no existencia de alguno o varios de los elementos del sistema petrolero: Roca generadora, roca almacenadora, trampa, sello y sincronía – migración (timing).

- Riesgos Técnicos (tecnología, complejidad, calidad de datos).
- Riesgos asociados a cumplimiento de normas, seguridad, ambientales, etc.
- Riesgos Económicos.

Tuz M. en el 2013, trabajo una tesis sobre el riesgo en la Cuenca Oriente y pudo elaborar zonificaciones en función de la información de los pozos exploratorios perforados a esa fecha, esta investigación genero mapas probabilísticos de riesgo para cada una de las rocas reservorios mencionadas en ese trabajo, de manera que al combinar con el modelado de sistemas petrolíferos y el riesgo se pudo identificar zonas de generación , expulsión que se podían asociar a isolíneas de riesgo preparadas en función del histórico del éxito exploratorio obtenido en las perforaciones de pozos.

Tuz M. para este fin utilizo para su análisis 208 pozos exploratorios perforados en la Cuenca Oriente, pero determino que solo 82 pozos eran los representativos en cuanto a calidad de la información, esta información se enfocó a los reservorios Hollín, T y U.

Con este análisis se pudo identificar en cuanto al riesgo geológico en la Cuenca Oriente lo siguiente:

Roca madre: en la Cuenca Oriente está probada por cuanto existe un Sistema Petrolífero que ha funcionado, la dificultad está en la determinación de la ubicación de la Cocina de Generación.

Roca reservorio: existe y en cuanto a la calidad, la arenisca Hollín se la encuentra como la más optima, con características similares aparecen los cuerpos inferiores de las areniscas T y U. Sin embargo, en el análisis de los cuerpos superiores, se recomienda hacer correcciones por arcillosidad y cementación calcárea

Trampas: las más comunes que han sido explotadas hasta el momento son de carácter estructural, anticlinales y anticlinales fallados asociados a los principales campos, que fueron los que primero se desarrollaron por su fácil identificación en la Cuenca Oriente de acuerdo a la conformación geológica y exploración geofísica levantada, actualmente las trampas estratigráficas han sido más estudiadas, pero falta que sean mejor documentadas para su caracterización y aprovechamiento.

Roca sello: en la Cuenca Oriente se presenta de manera secuencial entre las diferentes capas de areniscas y calizas, se manifiesta principalmente diferentes cuerpos lutíticos, arcillosos y otras calizas de textura fina que se extienden de manera regional en la Cuenca.

Migración: Como las principales rutas de migración para el escape de los hidrocarburos se tiene que estas son verticales y laterales, interrumpidas por los sellos o fallas, aunque estas últimas pueden ser permeables o no permeables, estos criterios de migración van de la mano con la ubicación de las cocinas que para este trabajo se ha propuesto a Santiago y Situche en las Cuencas Santiago y Marañón.

Timing (Sincronía - Migración): Considerando que es la relación adecuada entre el tiempo de generación y migración del hidrocarburo con el tiempo de la formación de la trampa, en el caso de la Cuenca Oriente se puede estimar que la principal migración fue de Sur a Norte y algunos casos con variaciones laterales, esto considerando que la pendiente de la Cuenca va disminuyendo hacia el Norte y que las principales cocinas se encuentran al Sur (Santiago y Situche), adicionalmente hay que incluir posibles zonas de mezcla de los crudos generados por los movimientos laterales y verticales, que finalmente lo que hacen es dificultar las relaciones adecuadas de generación, migración y formación de la trampa.

Una vez hechas todas estas consideraciones, la zona que muestra las características más interesantes como reservorio de menor riesgo es la Formación Hollín que se encuentra en la zona de influencia del área de acumulación 2.

ANÁLISIS DEL RIESGO GEOLOGICO										
				A	B	C	D			
Probabilidad de descubrimiento de HC	=			Probabilidad de Roca madre	Probabilidad de calidad de reservorio	Probabilidad de integridad de la trampa	Probabilidad de timing y migración			
Probabilidad de descubrimiento de HC	=			0.7	0.8	0.6	0.8		0.27	
Factor de riesgo geológico	=	1	/	Probabilidad de descubrimiento de HC	=	3.720238095				
		Desfavorable		Cuestionable		Neutral		Alentador		
		0.1	0.2	0	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	
									0.9	
				Modelo soportado por datos/análogos						
				Modelo totalmente documentado por datos del area del prospecto						
A Evaluación Roca Madre										
				1 Capacidad de carga de HC					0.9	
				2 Madurez de la roca Madre					0.7	
				3 Otros					0.8	
									0.7	
B Calidad del reservorio										
				1 Presencia					0.9	
				2 Calidad					0.8	
				3 Otros					0.8	
									0.8	
C Integridad de la trampa										
				1 Definición de la trampa					0.7	
				2 Características de la trampa					0.6	
				3 Sello Vertical y Lateral					0.9	
				4 Otros					0.7	
									0.6	
D Timing/Migración										
				1 Timing					0.9	
				2 Vías de migración					0.9	
				3 Preservación					0.9	
				4 Otros					0.8	
									0.8	
<p>< 0-30 Factores de riesgo que contienen elementos desfavorables 0.50 - 0.7: Todos los elementos son alentadores a favorables</p> <p>0.30 - 0.5: Uno o mas elementos cuestionables > 0.70 Todos los elementos bien documentados alentadores y favorables</p> <p>0.5 Elementos desconocidos o datos no definitivos</p>										
COMPRESION DEL RIESGO GEOLOGICO										
<p>1 Muy bajo riesgo (Pg: 0.5 y 0.99) : Todos los factores de riesgo son favorables En esta categoría esta asociada con pozos que probaron plays adjuntos a zonas de producción existente Con una distancia menor a 5 Km.</p> <p>2 Bajo riesgo (Pg: 0.25 y 0.5) : Todos los factores de riesgo son alentadores a favorables En esta categoría esta asociada con pozos que probaron plays cercanos a zonas de producción existente Con una distancia entre 5 y 10 Km.</p> <p>3 Riesgo moderado (Pg: 0.125 y 0.25) : Dos o tres factores de riesgo son alentadores a favorables ó uno o dos factores son alentadores a neutrales Esta categoría se asocia con pozos que probaron nuevos plays en cuencas productoras o probaron plays lejanos Con una distancia mayor a 10 Km.</p> <p>4 Alto riesgo (Pg: 0.063 y 0.125) : Dos o un factores de riesgo son alentadores ó tres o dos factores son alentadores a neutrales Esta categoría se asocia con pozos que probaron nuevos plays en cuencas productoras lejanas Con una distancia mayor a 20 Km.</p> <p>5 Muy alto riesgo (Pg: 0.01 y 0.063) : Dos o tres factores de riesgo no son mejores que neutrales con unos o dos factores cuestionables o no favorables. Esta categoría se asocia con pozos que probaron nuevos plays en un area no probada lejana de producción existente Con una distancia mayor de 50 Km.</p>										
CALCULO DE Pg ESTIMADA 0.27										

Figura 50 Análisis del riesgo geológico, aplicado al Área de Acumulación petrolífera.

Elaborado: Alex Carrera 2018

Fuente: (Otis 1997)

7. Selección de los mejores escenarios:

Los escenarios preseleccionados son sometidos a un proceso de evaluación jerarquización técnico - económica a fin de seleccionar un número limitado de ellos, los cuales posteriormente conformarían la cartera de escenarios a ser evaluadas en la fase II de conceptualización de oportunidades.

Como se había evidenciado antes, el área de acumulación 2, sería la que más hidrocarburo muestra, a pesar de la condición de crudo pesado que tendría, este escenario sería el primero, el segundo sería el área de acumulación 1 y finalmente quedaría el área de acumulación 3.

8. Plan de ejecución de los escenarios seleccionados:

Se debe preparar un plan preliminar para la ejecución de cada uno de los escenarios factibles, mediante el uso de datos históricos de tiempos de ejecución de proyectos similares.

En el Anexo 4, se ha incluido el alcance técnico de dos proyectos que son parte del plan de ejecución en el escenario seleccionado, estos estudios corresponden a:

- Servicios de modelamiento y evaluación de cuencas sedimentarias y sistemas petrolíferas de la Cuenca Oriente.
- Servicios de exploración geoquímica de superficie en la Cuenca Oriente (gases y bacterias).

La programación de la ejecución para captura de nueva información debe considerar los siguientes trabajos/proyectos adicionales:

- Estudios adicionales de geoquímica de crudos y rocas y sus correlaciones.
- Modelamiento del sistema petrolífero 1D y 2D.
- Ubicación de preprospectos en las zonas de acumulación 2.
- Exploración geoquímica de superficie
- Análisis del riesgo geológico
- Ubicación de prospectos

- Jerarquización de prospectos
- Recomendación de ubicaciones para la perforación exploratoria.

Esto implicara manejar procesos licitatorios y de negociación con las compañías de servicios, propietarias de patentes de los diversos procesos y o servicios arriba mencionados.

Se debe manejar con cuidado las holguras permisibles de cada proyecto, ya que después comienza a:

- Afectar la rentabilidad del proyecto, e
- Incumplir plazos y entregables.

Del mismo modo, se deben identificar los potenciales riesgos que impacten el cumplimiento de los programas planteados, a fin de ir identificando acciones de mitigación.

Este es un plan macro que servirá de base en las fases posteriores, con el fin de ir precisando los tiempos y desagrupando las actividades requeridas en el plan detallado de ejecución.

En el Anexo 4 se adjunta varios detalles técnicos para estos servicios de exploración geoquímica, modelado de sistemas petrolíferos, muestreo de crudo y los análisis geoquímicos a solicitarse en roca y crudo, con un detalle de los posibles costos a considerar.

9. Plan de ejecución y costos de la fase de selección.

Durante la fase de visualización se debe generar un estimado de costos y un plan de trabajo de la fase de selección de oportunidades, con el fin de determinar recursos y tiempos necesarios para realizar todas las actividades y tareas que se prevén para dicha fase.

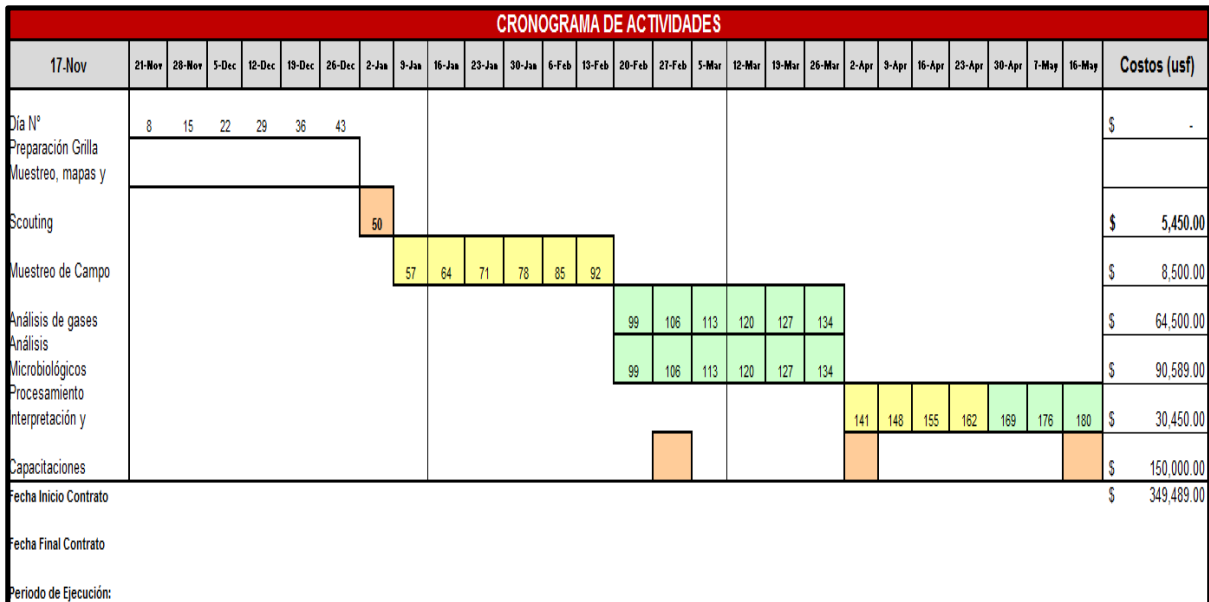


Figura 51 Cronograma de proyectos que pueden ser ejecutados para complementar los estudios de la Visualización efectuada.

Elaborado: Alex Carrera

La Figura 51 muestra un plan de actividades a ejecutarse de manera que disminuyamos nuestra incertidumbre. Para la etapa de Exploración & Producción de petróleo se debe considerar que está se encuentra en todo momento sujeta a todo tipo de incertidumbre.

Para efectos de valoración y decisión de invertir, los principales tipos de incertidumbre a considerar son:

- Incertidumbre Técnica: sobre la existencia, el tamaño y la calidad económica de las reservas. Se resuelve con inversión paso a paso en información: opciones reales secuenciales que incluso pueden llegar a revisar opciones de abandono.
- Incertidumbre Económica del Mercado: precios y costos, oscilaciones en el precio del petróleo: ¿reversión promedio con saltos positivos o negativos? Volatilidad incentiva la espera hasta que el proyecto se transforme en “deep-in-the money”: óptimo ejercicio de la opción

- Incertidumbre Estratégica: sobre el comportamiento de los otros jugadores en el mercado (otras firmas, el Estado, etc.), Option-Games (teoría de las opciones + teoría de los juegos): juegos de perforación, juegos de cuotas de la OPEP.

Para reducir la incertidumbre técnica se deberían ejecutar los proyectos mencionados en la Figura 52 de manera secuencial buscando que el riesgo quedo reducido a las más mínimas expresiones.

La incertidumbre económica va de la mano del comportamiento del mercado que entre sus fluctuaciones puede hacer que se detengan ciertos proyectos que normalmente son los de carácter exploratorio. En Ecuador el último pozo exploratorio fue perforado en el 2015, lo que demuestra el impacto de la incertidumbre económica del mercado en el área exploratoria.

Como incertidumbre estratégica se puede comprobar también que a nivel local la actividad exploratoria desarrollada por otras empresas quedo muy reducida, se dieron recortes de producción por parte de la OPEP, lo que tampoco motiva al mercado a ir con proyectos exploratorios en las actuales condiciones.



Figura 52 Proceso secuencial de proyectos FEL, de la visualización a la conceptualización.

Fuente: (Dias M., 2000)

10. Elaborar documento soporte de decisiones.

El equipo multidisciplinario de trabajo, desarrolla el documento de soporte de decisión (DSD) correspondiente a la identificación de opciones de desarrollo y/o de optimización de yacimientos/campos.

Saputelli (2013), hace la siguiente recomendación en cuanto a contenido de los entregables DSD discretizados para las diferentes etapas del estudio de exploración.

Un DSD debe manejar la siguiente estructura:

- Resumen ejecutivo.
- Introducción.
- Objetivo y alcance del proyecto.
- Escenarios factibles y preselección de escenarios.
- Estimación estocástica de las variables objetivo.
- Estimación de costos Clase V.
- Evaluación económica de los escenarios preseleccionados.
- Selección de los mejores escenarios.
- Plan de ejecución de los escenarios preseleccionados.
- Plan de ejecución de la fase de selección de oportunidades.
- Apéndices, Anexos.

De acuerdo al alcance del presente trabajo el DSD no forma parte de los entregables del presente trabajo de titulación.

11. Aprobación del proyecto por el comité de dictamen.

Una vez que el equipo de trabajo finalizo con las actividades señaladas para esta fase, el proyecto es sometido a aprobación de diferentes niveles, primeramente por el equipo de pares

designado y posteriormente por el comité de dictamen para la asignación presupuestaria para la siguiente fase.

Este equipo de pares debe estar conformado por profesionales de muy alto nivel técnico, quienes pueden pertenecer o no a la organización o que también pueden ser contratados externamente dependiendo del nivel técnico requerido.

El equipo de pares debe asegurar que los proyectos sometidos hayan cubierto todos los requerimientos técnicos y económicos antes de su sometimiento al comité de dictamen.

Es importante que se pueda preparar un documento donde se deja constancia del análisis efectuado por el comité de dictamen sobre los resultados de la fase de visualización de escenarios de desarrollo y/o de optimización de yacimientos/campos, así como de la decisión tomada y las recomendaciones que se pudieran hacer sobre el tema. El dictamen debe contener los siguientes elementos:

- Nombre del proyecto.
- Lugar y fecha.
- Organización responsable y equipo de trabajo.
- Miembros del equipo.
- Dictamen técnico.
- Aprobación de solicitud de presupuesto de la fase de selección.
- Recomendaciones.
- El comité de dictamen normalmente puede hacer las siguientes recomendaciones:
- Aprobación de la fase de identificación de oportunidades del proyecto, en cuyo caso pasa a la siguiente fase de conceptualización de oportunidades.
- Cancelación o diferimiento del proyecto, entre otras causas, por no resultar conveniente a los intereses de la empresa o no estar dadas las condiciones para su ejecución.

- Devolver el proyecto al equipo multidisciplinario para revisar, modificar, o completar algunos elementos de los escenarios evaluados. La experiencia internacional en la implementación eficiente de esta metodología considera un tiempo de alrededor de 10 años dando seguimiento a dos factores clave de éxito en términos de madurez del proceso: Diseño y Seguimiento Operacional.

En el Anexo 3 se muestra un modelo de Acta de aprobación o dictamen que puede ser considerado en caso de que sea necesaria su utilización.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- a. La metodología FEL o VCD es muy útil en las etapas de planeación de proyectos para las diferentes industrias, especialmente en la petrolera, su impacto se verifica en la reducción de cambios en los proyectos durante la etapa de ejecución, lo que significa una planeación exitosa en las etapas tempranas de un proyecto.
- b. Al aplicar la metodología FEL se puede seguir una secuencia organizada de pasos que nos lleva a escenarios y alternativas que se evalúan de manera individual, en equipo multidisciplinario y por equipos de pares, lo que nos ayuda en la toma de decisiones mejor soportadas.
- c. Las grandes empresas líderes usan esta metodología FEL-VCD como parte de sus procedimientos en la planeación de sus proyectos, toda vez que los resultados de su aplicación han significado beneficios técnicos y económicos comprobados.
- d. En Ecuador no se conoce de su aplicación como procedimiento obligatorio en la industria, pero sería una muy buena práctica a seguir, en función de los resultados obtenidos en otros países.
- e. Establecer procedimientos estándares permanentes para evaluación de proyectos ayuda a mejorar y medir la calidad de los mismos, siendo la metodología FEL una herramienta que puede contribuir en este mejor desempeño.
- f. La metodología FEL por las características que presenta puede ser aplicada en cualquier industria, los procedimientos y recomendaciones técnicas a seguirse son los mismos.
- g. La metodología FEL al ser aplicada ha demostrado que su práctica lleva a una madurez organizacional después de aproximadamente unos 6 años de su aplicación permanente, con el tiempo adquiere una dinámica propia que beneficia su utilización de manera natural en los equipos técnicos.

- h. Esta Metodología bien aplicada reduce el costo del cambio a cero, toda vez que hay un buen control en las etapas de planificación, cambios en la ejecución del proyecto, destruirían el valor que genera el proyecto.
- i. Una metodología consistente para análisis multiescenario con gerenciamiento de la incertidumbre, análisis del riesgo y optimizaciones, nos lleva a tener respuestas no intuitivas, eso enriquece las soluciones que salen de esta aplicación metodológica.
- j. Este análisis no solo jerarquiza opciones, también provoca una interacción entre los diferentes escenarios, se llega a identificar los que mejor cumplan nuestros criterios de evaluación.
- k. El éxito real de esta metodología está en la interacción de todos los participantes: equipo multidisciplinario, equipo de pares, comité de aprobación, etc, hay un análisis enriquecido por la discusión técnica.
- l. En el caso de la aplicación de la visualización en nuestra Cuenca Oriente, se puede determinar que el grado de madurez ha permitido tener una buena población de datos exploratorios que sirvieron para trabajar los modelos de riesgo por reservorio.
- m. Es recomendable continuar con las investigaciones geoquímicas tanto de crudo y roca, ya que ayudarían a identificar de forma más precisa los procesos en los sistemas petrolíferos estudiados.
- n. Como parte de la formación profesional se debe considerar la utilización de modelos probabilísticos en todos los cálculos que sean de importante valor técnico y académico, con esto tendríamos más información para una forma adecuada de decisiones.

- o. La metodología FEL-VCD ha demostrado en su aplicación que permite entender de mejor forma los análisis pendientes a efectuarse para disminuir el riesgo geológico y la incertidumbre de manera que se puedan avanzar a las fases siguientes del procedimiento.

6. BIBLIOGRAFIA

- a) Baby, P., Rivadeneira, M., Ramírez, F. y Barragán, R. (2014). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. (2era Edición). Quito: (Ed.) Editores Científicos.
- b) Batavia, R. (2001, January 1). Front-End Loading for Life Cycle Success. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/12980-MS
- c) Bedoya, R. (2010). "Modelamiento geoquímico 1d de generación y expulsión de hidrocarburos en las Zonas Centro, Centro – Oeste, Norte y Noroeste de la Cuenca Oriente". Tesis de grado previo a la obtención del título de ingeniero geólogo, Universidad Central del Ecuador, Quito.
- d) A. Beaumont and Norman H. Foster (1999) Exploring for Oil and Gas Traps, Edwards, eds., Treatise of petroleum geology, Handbook of petroleum geology, 1999, AAPG, Tulsa, pag.4 Chapter 3.
- e) Bernal, C. (1998). "Modelo teórico de generación y migración de hidrocarburos de la Formación Napo en la Cuenca Oriente Ecuador". Tesis de grado previo a la obtención del título de ingeniera geóloga, Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- f) Bravo, O., Marleny Sanchez Celis, (2006). "Gestión integral de Riesgos", Tomo I. Bravo & Sánchez, Bogotá.
- g) CCOP (2000). Guidelines for Risk Assessment of petroleum prospects.
- h) Cullick, A. S., Heath, D., Narayanan, K., April, J., & Kelly, J. (2003, January 1). Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/84239-MS
- i) Chow, C. V., Arondin, M. C., Wolcott, K. D., & Ballard, N. D. (2000, April 1). Managing Risks Using Integrated Production Models: Applications. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/57473-JPT
- j) Dashwood M. & Abbots I. (1990). Aspects of the Petroleum Geology of the Oriente Basin, Ecuador. En J. Brooks, eds., Classic Petroleum Provinces. (P. 89 – 117)
- k) Davis, J. P., & Fletcher, A. J. P. (2000, January 1). Managing Assets under Uncertainty. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/59443-MS

- l) Dejean, J. P., & Blanc, G. (1999, January 1). Managing Uncertainties on Production Predictions Using Integrated Statistical Methods. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/56696-MS
- m) Denney, D. (2010, October 1). Front-End Loading for Change Management and Capability Delivery. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/1010-0061-JPT
- n) Garrido, J. (2006). Análisis y caracterización regional de la roca madre en función de la geoquímica de crudos en la Cuenca Oriente. Tesis de grado previo a la obtención del título de ingeniero geólogo, Universidad Central del Ecuador, Quito.
- o) Gonçalves, F.; Bedregal, R.; Mora, C. y Niño, C. (2002). Geoquímica Orgánica Aplicada a la Exploración de Petróleo. Artículo (P. 10 – 35).
- p) Independent Project Analysis., (2016) State of the industrial Capital projects.
- q) Kaveh Dabiran. (2014). How is Improving Schedule Quality and engaging Stakeholders in New Ways.
- r) KBR, (2014). Front End Loading Process.
- s) Lakani, R., & Brown, D. (2013, April 15). An Integrated Approach to Managing Risks and Uncertainties: Combining Technical and Commercial Analysis. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/164763-MS
- t) Laurie B. and Dolenc J. (2016). Front End Planning for Control System Modernization Projects.
- u) Lizak, K. F., Fulton, D. D., & Van Domelen, M. S. (2005, January 1). Front-End Engineering Studies for Carbonate Stimulation Optimization. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-10697-MS
- v) Mata, T. J. (2016, September 26). An Innovative Management Approach for Fast Track Field Development. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181385-MS
- w) Mishar, S. N. (2012, January 1). Improving Major Project Development Through a Front End Loading Management System: Medco. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/162254-MS.
- x) National Research Council. 2002. Proceedings of Government/Industry Forum: The Owner's Role in Project Management and Preproject Planning. Washington, DC: The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/10343>
- y) Neil Wilson and Peter Lohnberg (2005 April). A successful example of a Strategic Partnership. ChevronTexaco & Expressworks International.

- z) Otávio Mansur Motta, et.al (2014), Megaprojects Front-End Planning: The Case of Brazilian Organizations of Engineering and Construction Megaprojects Front-End Planning: The Case of Brazilian Organizations of Engineering and Construction. <http://www.scirp.org/journal/ajibm> <http://dx.doi.org/10.4236/ajibm.2014.48049>
- aa) Otis R. & Schneidanderman N., (1997) "A process for evaluation evaluating corporation prospects", AAPG Bull., Vol 81,1087.
- bb) Ortiz-Volcan, J. L., Shanat, F. H., & Haider, F. (2017, October 15). Method to Measure Front End Loading FEL of Steam-Based Thermal Recovery Projects to Assess Impact of Reservoir Complexity, Uncertainty and Risk in Future Performance. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/187556-MS
- cc) Pemex Exploración y Producción (2010), Documento Rector para el diseño, documentación y dictamen de proyectos de explotación.
- dd) Pemex, (2012), Documento Rector para la aplicación de la metodología VCDSE de pozos, versión 2.0
- ee) Romero F., (2015). ¿Qué es mejor para mi proyecto: EPC, EPCM, Llave en Mano, D&B, BOT, ¿Otro? Estrategia de Contratos para mi Proyecto, pag.5.
- ff) Saldin, L., Healey, M., & Parker, K. (2016, March 1). Managing Project Uncertainty: The Delphi Method. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0316-0056-JPT
- gg) Saputelli, L. A., Black, A., Passalacqua, H., & Barry, K. (2013, October 8). Front-End-Loading (FEL) Process Supporting Optimum Field Development Decision Making. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/167655-MS
- hh) Saputelli, L. A., Mijares, G., Rodriguez, J. A., Sankaran, S., Revana, K., & Garibaldi, L. A. (2007, January 1). Managing Risk and Uncertainty in the Visualization of Production Scenarios. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/107562-MS
- ii) Shell Project Academy, NAP Bijeekomst, (2012, April 5), Shell Global Solutions International B.V.: The Hague.
- jj) Ursule, J., Farina Saint Selve, E. A., Pedersen, G., & Lehu, R. (2017, May 17). FEL Method in One 3D Project to Develop an Oil Field in Los Perales, San Jorge Basin, Argentina. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/185549-MS
- kk) Vela Y., (2015) Modelado geoquímico 1D de las cuencas subandinas peruanas (Marañón, Santiago, Huallaga, Ucayali y Madre De Dios) y modelado 2d de las

secciones balanceadas de las cuencas Marañón-Huallaga y Ucayali, TESIS Para optar por el título profesional de Ingeniero Geólogo

- II) Wharton, A. (2017, April 18). Getting Ahead of the Curve : Front End Loading HSSE Management Planning in Major Capital Projects. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/184422-MS

7. ANEXOS

ANEXO 1. MATRICES DE VALORACION

Son matrices de riesgo que se presentan en este Anexo, se elaboran dependiendo de las características de la evaluación requerida. Se llenan estas matrices en una reunión con el equipo multidisciplinario. Estas matrices pueden cambiar según la fase del estudio FEL-VCD. Las matrices de riesgo sugeridas a ser llenadas son las siguientes:

- Matriz de disponibilidad de información y datos.
- Matriz de definición de tareas.
- Matriz de restricciones del yacimiento.
- Matriz de complejidad y definición estructural.
- Matriz de complejidad y definición estratigráfica.
- Matriz de complejidad y definición de la roca.
- Matriz de complejidad de los fluidos.
- Matriz de energía del yacimiento.
- Matriz de complejidad dinámica del yacimiento.

Matriz de disponibilidad de la información y los datos

	Requerido	- Los datos no han sido capturados. - No se tiene confianza en que será entregado y/o completado a tiempo.	- Captura de datos en progreso. - Debía de ser entregada según lo requerido.	- Captura de datos ha sido finalizada.	- Análisis suficiente para confirmar que no se requiere data adicional.	Observaciones / Comentarios
INPUT		Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	
Sísmica 2D/3D	X				1	
Registros	X			2		
Núcleos	X				1	
Propiedades de los fluidos. Ej. PVT/Impurezas/Composición/Geoquímica.	X		3			
Pruebas de pozos/ Pruebas extendidas del reservorio/ PLT's	X		3			
Presiones/RFT/MDT	X			2		
Historias de Producción / Análogos.	X				1	
Otros						
TOTAL					2	(MÁX. 4)

El llenado metodológico de estas matrices se basa en calificar en este caso la información dependiendo de su nivel de definición, mientras más información se dispone la calificación será menor, lo que significa que el riesgo técnico es menor. A continuación un ejercicio con las matrices llenas, siguiendo los criterios anteriores, por lo que los resultados serían:

Se tiene la información suficiente de la sísmica 2D/3D, por lo cual se calificó con 1.

La captura de registros ha sido finalizada solo falta la interpretación, por lo cual se calificó con 2.

La toma de núcleos fue finalizada e interpretada, por lo cual se calificó con 1.

La captura de las propiedades de los fluidos y las pruebas de pozo están en progreso, para cual se calificó con 3.

La toma de las presiones de yacimiento fue terminada solo falta su interpretación, por lo cual se calificó con 2.

Se dispone de una buena historia de producción, por lo cual su calificación es

La calificación final es producto de un promedio aritmético de todos los valores. En este caso es $13 / 7$ igual 1.86 redondeando el valor a 2. Para esta matriz el peor escenario es 4; por lo tanto, el valor de 2 obtenido comparado con el valor máximo de 4 significa, que no se dispone de la información requerida para un buen desarrollo del proyecto, por lo cual habrá una gran incertidumbre en las variables intrínsecas y por ende el riesgo técnico del proyecto es medio.

De manera similar se completan todas las otras matrices que se requieren según el criterio del equipo multidisciplinario.

Matriz de evaluación de riesgos

Categorías		Resultados
COMPLEJIDAD ESTÁTICA DEL YACIMIENTO		
Complejidad Estructural		
Compartimentalización estructural		3.0
Densidad de fallas		4.0
Fracturas naturales		4.0
Buzamiento del reservorio		3.0
PROMEDIO		3.5
TOTAL		14
Complejidad de calidad de la roca		
Relación arena neta-arena total (NTG)		4.0
Propiedades de la roca y diagénesis		3.0
Mineralogía		3.0
Propiedades mecánicas		5.0
PROMEDIO		3.8
TOTAL		15
Complejidad de los fluidos de la formación		
Tipo de hidrocarburo (líquido)		1.0
Tipo de hidrocarburo (gas)		1.0
Contenido de componentes inertes		1.0
Agua de formación		1.0
PROMEDIO		1.0
TOTAL		4
Complejidad Estratigráfica		
Superposición de los yacimientos (en un campo)		3.0
Continuidad vertical		4.0
Continuidad lateral		3.0
PROMEDIO		3.3
TOTAL		10
Energía de empuje del Reservorio		
Acuífero activo		1.0
Capa de gas		1.0
Compactación de la roca		1.0
Energía del reservorio		1.0
PROMEDIO		1.0
TOTAL		4
TOTAL	(Complejidad Estática)	13 (máx. 25)
ICEY		2.5 (rango: 1 a 5)
TOTAL	(Complejidad de yacimiento)	124
ICODY		24.7 (rango: 8 a 40)

Escala de la Complejidad Estructural				
20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Escala de la Complejidad de la Roca				
20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Escala de la Complejidad de los fluidos				
20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Escala de la Complejidad Estratigráfica				
15	12	9	6	3
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Escala de la Complejidad de los fluidos				
20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Matriz para la definición de tareas

Tareas	Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	Resultados	Comentarios
Interpretación de Sísmica	- 2D ó 3D integrada con control regional y/o pozo descubridor - Ha sido empleado modelo promedio regional de velocidad.	- Se ha usado/desarrollado un modelo local de velocidad. - Se intenta el análisis de atributos. - Algún control de pozos esta integrado en la interpretación de sísmica 2D/3D.	- Interpretación Estructural Completa/finalizada - El mejor modelo de velocidad posible. - Finalizado análisis de atributos parciales. - Se predijo la conformación actual de la estructura durante el proceso de delineación.	- Completados todos los análisis de atributos. - Todo el control de pozos esta integrado a la evaluación de la sísmica 2D/3D	3	La Sísmica correspondiente es 2D
Mapas Estructurales, Arena Neta, Propiedades de las rocas y Modelo Geológico	- Estan disponibles los mapas de la estructura y los valores individuales de las propiedades de las rocas para las principales capas del yacimiento.	- La distribución está mapeada y extrapolada con control de pozos. - Está definida la arquitectura básica y geometría del yacimiento.	- Completados los mapas isópacos detallados de las capas y los mapas de isopropiedades de las rocas. - Estan definidas las funciones Sw/J.	- Modelo 3D geo-celular definido para todos los compartimentos y extrapolado al modelo del yacimiento.	3	
Plan de Perforación	- Se ha definido solamente un espaciamento genérico de los pozos de desarrollo	- Se han identificado solamente potenciales riesgos someros.	- Estan definidas las localizaciones específicas y tipos de pozos.		3	
Análisis de Fluidos y caracterización	- Basado en correlaciones regionales, tendencia regional y analogías.	- Propiedades de los fluidos determinadas a partir de ensayos en muestras. - API, RGP, Presión. - Determinación de contaminantes simples por Drager.	- Análisis PVT completado. - Análisis composicional finalizado. - Contaminantes identificados.	- Todo el análisis de fluidos finalizado. - Incluyendo prueba de separador. - Ecuación de estado cotejada. - Ensayos finalizados.	1	
Bases para el diseño del yacimiento		- Múltiples esquemas apropiados y disponibles para analizar el concepto.	- Documento de las bases del diseño del yacimiento finalizado e integrado con el concepto sencillo de facilidades.		3	
Definición del mecanismo de empuje	- Mecanismo Unico. - Por analogía regional.	- Se han investigado diferentes alternativas. - Se ha evaluado el impacto del acuífero delineado.	- Se ha estimado el mecanismo más probable. - Se han corrido casos de sensibilidad para el mecanismo seleccionado. - Acuífero definido y mapeado.	- Se ha confirmado el mecanismo.	2	
Definición de compartimentos	- No se conoce la compartimentalización. - No incluida en la evaluación.	- Límites principales y contactos mapeados y se ha estimado la transmisibilidad.	- Compartimentos principales se hallan definidos y mapeados. - Se ha finalizado el análisis de sellos. - Las muestras de fluido han sido confirmadas.	- Las pruebas de pozos definen o descartan la existencia de límites.	2	
Perfiles de predicción de producción y reservas	- Perfil de producción obtenido por medio de analogías o por alguna herramienta analítica sencilla.	- Se usó una celda sencilla ó 2D en la simulación.	- Se empleó un modelo de flujo 3D para generar el perfil de producción esperada y la composición se basó en los mecanismos de empuje más probables. - Se realizaron sensibilidades para cada variable con tiempo.		2	
Análisis de riesgo e incertidumbre	- Estan identificados los principales factores de riesgo y/o incertidumbre y los requerimientos de información asociada.	- Se utilizó el valor del análisis de datos/información, para reducir el nivel de incertidumbre. - Evaluación y selección basados en el análisis de riesgo. - Evaluación de tornados disponible.	- Distribución de probabilidad de VPN con la identificación y el plan para manejar las variables que ocasionan los valores fuera de rango. - Estrategia de reducción de riesgo disponible para el desarrollo primario y que incluye los riesgos principales.	- Implementación del proyecto incluye costos y actividades para facilitar el gerenciamiento y seguimiento de la reducción de los riesgos.	3	
TOTAL					2	(MÁX. 4)

Matriz de restricciones del yacimiento

Factor	Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	Comentarios
Descripción (como se aplica a la evaluación de yacimientos)	No todos los asuntos son conocidos, ni las implicaciones para la evaluación del yacimiento han sido totalmente caracterizadas.	Todos los asuntos importantes se conocen y las implicaciones en la evaluación del yacimiento han sido caracterizadas.	Planes desarrollados para mitigar el impacto de restricciones importantes o los planes de evaluación del yacimiento han sido incorporados a los documentos de planificación.	Planes de mitigación y gerenciamiento exitosos en reducir los impactos negativos de las restricciones en los esfuerzos de evaluación del yacimiento.	
Regulatorio / Ambiental			2		
Terminos de Licencia/ Requerimientos		3			
Cronograma: - Presupuestos - Estrategia de evaluación.		3			
Restricciones de operación (inducidas por la Cia.)			2		
Tecnología empleada (Pozos y Facilidades)				1	
Tolerancia al Riesgo		3			
Asuntos resaltantes de la estrategia comercial			2		
JOA/ compañeros/ asuntos de la Unidad		3			
Otros					
Otros					
			TOTAL	2.4	(MÁX. 4)

Matriz de complejidad y definición estratigráfica

Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados
		Baja				Alta	
		1	2	3	4	5	
B1 SUPERPOSICIÓN DE INTERVALOS DEL YACIMIENTO (dentro de un campo definido)	Número y grado de aislamiento entre zonas del yacimiento.	Un solo intervalo de yacimiento con total comunicación hidráulica (de presión); contactos de fluido comunes.	Dos intervalos de yacimiento superpuestos con comunicación de presión y contactos de fluidos comunes.	Dos o más intervalos de yacimientos superpuestos parcialmente aislados y contactos de fluidos similares.	Dos a tres intervalos del yacimiento superpuestos sin comunicación de presión y contactos de fluido diferentes.	Cuatro o más intervalos del yacimiento superpuestos individuales sin comunicación de presión y con contactos de fluido diferentes	3
B2 CONTINUIDAD VERTICAL	Grado de aislamiento vertical dentro de una zona individual de yacimiento por litologías no permeables.	Ninguna barrera vertical de importancia.	Altamente discontinuo y pocas barreras verticales al flujo dentro de la zona.	Barreras generales y semi-continuas verticales dentro de la zona.	Barreras continuas causan compartimentalización del yacimiento en diferentes unidades de flujo superpuestas.	Las barreras subdividen completamente la zona del yacimiento.	4
B3 CONTINUIDAD LATERAL	Grado de continuidad lateral o compartimentalización de la calidad del yacimiento dentro de una zona individual por litologías no permeables	Ninguna barrera lateral de importancia dentro de la zona o límite de drenaje.	Altamente discontinuo y limitadas barreras verticales al flujo dentro de la zona.	Zona del yacimiento con muchas barreras horizontales de forma tal que crean flujo lateral tortuoso.	Barreras continuas causan compartimentalización del yacimiento en unidades de flujo superpuestas y separadas.	Las barreras subdividen arealmente, por completo, la zona de yacimiento en varios yacimientos separados.	3

Matriz de complejidad y definición de la roca

Factor de complejidad	Definición de Factores	Baja		11			Alta	Resultados
		1	2	3	4	5		
C1 RELACIÓN ARENA NETA - ARENA TOTAL (NTG)	Espesor del intervalo petrolífero y no petrolífero dentro del yacimiento; proporción y variación espacial del intervalo petrolífero dentro del yacimiento.	Alta relación arena neta-arena total (>80%) dentro de la zona del yacimiento; el NTG es uniforme a lo largo del mismo.	Moderada a alta relación arena neta-arena total (60-80%); el NTG es algo variable a lo largo del yacimiento.	Moderada relación arena neta-arena total (60-40%); el NTG es medianamente variable a lo largo del yacimiento.	Baja relación arena neta-arena total (>40%); el NTG es medianamente variable a lo largo del yacimiento.	Baja relación arena neta-arena total (<40%); el NTG es altamente variable a lo largo del yacimiento.		4
C2 PROPIEDADES DE LA ROCA Y DIAGÉNESIS	Magnitud y variación espacial de los parámetros de calidad del yacimiento, como k, Ø, Sf y Pc, causada por facies deposicionales o diagénesis.	Uniformidad lateral y vertical de litotipos y de las propiedades del yacimiento a lo largo del campo. Típicamente caracterizado por bajo coeficiente de Dykstra Parsons (<0.5). Ausencia de zonas ladronas. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis imparten uniformidad a las propiedades de las rocas.	Variación lateral menor y poca variabilidad vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis imparten cierta estratificación vertical a la calidad del reservorio.	Variación lateral moderada y menor variabilidad vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis imparten variabilidad tanto vertical como lateral de la calidad del reservorio.	Moderada variación lateral y vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. De existir zonas ladronas, éstas tienen un impacto significativo en el flujo de fluidos en ciertos pares de pozos o espaciamientos de pozos. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis causan variabilidad moderada de la calidad del reservorio.	Alto grado de variación lateral y vertical de los litotipos. Típicamente caracterizado por un alto coeficiente de Dykstra Parsons (>0,85). De existir zonas ladronas, éstas presentan continuidad lateral y dominan el flujo de fluidos. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis causan variabilidad sustancial de la calidad del yacimiento.		3
C3 MINERALOGÍA	La mineralogía ocasiona daño a la formación o complica la determinación de las arenas petrolíferas, mediante registros con guaya.	Volumen del yacimiento dominado por una sola mineralogía; fácilmente caracterizable mediante registros con guaya; mínima potencialidad de daño a la formación.	La mineralogía causa problemas menores en la determinación de la Sw y/o problemas de daño a la formación.	La mineralogía causa moderadas complicaciones en la determinación de los intervalos petrolíferos por medio de registros con guaya y/o problemas de daño a la formación.	La mineralogía complica tremendamente la determinación de los intervalos petrolíferos mediante registros con guaya y causa daño significativo de la formación.	La mineralogía impide la determinación precisa de los intervalos petrolíferos mediante registros con guaya y/o causa daños extremos a la formación.		3
C4 PROPIEDADES MECÁNICAS	Propiedades mecánicas de la roca, tales como compresibilidad y friabilidad.	Las rocas del yacimiento son ligeramente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; rocas resistentes; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento. Compresibilidad (Cf) en el rango de 3 - 5 E-6 psiE-1.	Las rocas del yacimiento son ligeramente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; formación medianamente dura; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento.	Las rocas del yacimiento son moderadamente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; formación blanda; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento	La roca reservorio es moderada a altamente compactable a las presiones de agotamiento del yacimiento; algo friables; propiedades mecánicas uniformes a lo largo de yacimiento.	Las rocas del yacimiento son extremadamente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; altamente friables; propiedades mecánicas variables a lo largo de yacimiento. El orden de magnitud de la Cf es más elevado que el de una roca dura (ej. 30E-6 psiE-1), con probable aparición de falla plástica durante la etapa de agotamiento del		5

Matriz de complejidad de los fluidos

Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados
		Baja				Alta	
		1	2	3	4	5	
D1 TIPO DE HIDROCARBURO LÍQUIDO	Composición del petróleo y relaciones de presión y temperatura	Crudo liviano (35-45 grados API) con presión de saturación muy por debajo de la presión inicial del yacimiento (>2500 psi) o: - No hay variación importante, lateral o verticalmente, de la composición del fluido - Ninguna tendencia a formar asfaltenos, parafinas o precipitación de hidratos - Baja viscosidad (menos de 1 cp)	Crudos de livianos a medianos (30-35 grados API) con: - Presión de saturación mucho menor que la presión inicial del yacimiento (2500-1000 psi) o: - Ligera variación lateral o vertical en la composición del fluido y, - Ligera tendencia a precipitación de asfaltenos, parafinas o hidratos y, - Viscosidad bastante baja	Crudos medianos (25-35 grados API) con: - Presión de saturación ligeramente menor que la presión inicial del yacimiento(1000-500 psi) o: - Alguna variación lateral o vertical en la composición del fluido o, - Alguna tendencia a precipitación de asfaltenos, parafinas o hidratos y, - Moderada viscosidad (menos de 5cp)	Crudo de mediana a baja gravedad API (20-30 grados API) con: - Variación lateral o vertical en la composición del fluido o: - Tendencia a la precipitación de asfaltenos, parafinas e hidratos y, - Alta viscosidad (5-30 cp.)	Crudo de baja gravedad y pesado (menos de 20 grados API), alta viscosidad (mas de 30 cp) y pobre movilidad o: Crudos más livianos con: - Alta tendencia a la deposición de asfaltenos, parafinas e hidratos o: - Alta variación lateral o vertical en la composición del fluido.	1
D1 TIPO DE HIDROCARBURO (gas)	Composición de gas y condensados y relaciones de presión y temperatura.	Gas seco con muy bajo rendimiento de condensado (CGR menos de 10 bbl/MMscf). - No hay variación importante, lateral o verticalmente, de la composición del gas.	Gas húmedo con algún rendimiento de condensado y ninguna liberación de liquido en el yacimiento. - Ligera variación lateral o vertical en la composición del gas.	Gas húmedo con moderado rendimiento de condensado (CGR +/- 50 bbl/MMscf) y alguna liberación de liquido en el yacimiento. - Alguna variación lateral o vertical en la composición del gas húmedo.	Condensado retrogrado con moderada liberación de liquido en el yacimiento. - Variación lateral o vertical en la composición del gas húmedo. - CGR mayor de 50 bbl/MMscf. - Potencial disminución de la productividad debido a la liberación de	Condensado retrogrado con: - Fuerte liberación de líquidos en el yacimiento - Fuerte variación lateral o vertical en la composición del gas húmedo - CGR mayor de 200 BBL/MMSCF - Productividad del pozo afectada por liberación de condensado O: Crudo volátil y fluidos críticos con comportamiento de fases complejo	1
D2 CONTENIDO DE COMPONENTES INERTES	Cantidad de gases inertes, contaminantes y metales pesados.	Despreciable cantidad de gases inertes y metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Cantidades menores de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ menor de 50 ppm; 1 %mol y menos de 5 ppm H ₂ S. Posiblemente, cantidades menores de metales pesados (Mercurio, Níquel, Vanadio).	Moderado contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ alrededor de 50 ppm y 1% mol y H ₂ S poco más de 5 ppm. Posiblemente, algo de metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Alto contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ mayor de 50 ppm y 1 % mol, H ₂ S entre 5 y 100 ppm. Posiblemente algo de metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Alto contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ mayor de 50 ppm y 1 mol % y H ₂ S mayor de 100 ppm. Posiblemente, un contenido significativo de metales pesados (Mercurio, Níquel, Vanadio).	1
D3 AGUA DE FORMACIÓN	Tendencia del agua de formación a formar precipitados.	Ninguna tendencia a la formación de precipitados. Índice de producción de escama 1 - 3 y 0 mg/l de precipitado	Precipitación menor de escama o sales durante periodos extensos de producción. Índice de escama 3 - 10 Se estima < 100 mg/l de precipitado.	Precipitación moderada de escama o sales, tratamiento rutinario. Índice de escama 10 - 30 Se estima entre 100 - 250 mg/l de precipitado	Pronunciada deposición de escama o sales. Índice de escama 30 - 50 Se estima entre 250 - 750 mg/l de precipitado.	Tendencia extrema a la deposición de escamas o sales con limitado potencial de remedio. Índice de escama mayor o igual que 50. Masa precipitada mayor o igual que 750 mg/l.	1

Matriz de energía del yacimiento

Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados
		Baja 1	2	3	4	Alta 5	
E1 ACUÍFERO ACTIVO	El acuífero proporciona la energía para el empuje de los fluidos del yacimiento.		Acuífero fuerte (volumen acuífero > 100 x volumen yacimiento)	Acuífero moderado (volumen acuífero 20 - 100 x volumen yacimiento).	Acuífero débil (volumen acuífero < 20 x volumen yacimiento).	No hay empuje; se requiere inyección de fluidos.	1
E2 CAPA DE GAS	Presencia de una capa de gas; y las complicaciones de producir dos fluidos.	No hay presencia de capa de gas.		Presencia de capa de gas (relación volumen de capa de gas: volumen zona de petróleo 50:50 en base BOE)		Significante capa de gas (Volumen de gas > 90% en base BOE)	1
E3 COMPACTACIÓN DE LA ROCA	Contribución a la energía del yacimiento por compactación de la roca.	No hay compactación			Significativo empuje por compactación.		1
E4 ENERGÍA DEL RESERVOIRIO	Definida como la presión inicial del yacimiento menos la presión de burbujeo.	Alta (> 2500 lpc).	Moderada (2500 - 1000 lpc).	Baja (1000 - 500 lpc).	Cerca de la presión de burbujeo.	Debajo de la presión de burbujeo.	1

ANEXO 2. Matriz de análisis del riesgo geológico

ANÁLISIS DEL RIESGO GEOLOGICO																
				A			B			C			D			
Probabilidad de descubrimiento de HC		=		Probabilidad de Roca madre	*		Probabilidad de calidad de reservorio	*		Probabilidad de integridad de la trampa	*		Probabilidad de timing y migración			
Probabilidad de descubrimiento de HC		=		0.7			0.8			0.6			0.8	0.27		
Factor de riesgo geológico		= 1		/ Probabilidad de descubrimiento de HC		=						3.720238095				
				Desfavorable			Cuestionable			Neutral			Alentador			Favorable
		0.1	0.2	0	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9						
Modelo soportado por datos/análogos																
Modelo totalmente documentado por datos del área del prospecto																
A Evaluación Roca Madre																
1 Capacidad de carga de HC														0.9		
2 Madurez de la roca Madre														0.7		
3 Otros														0.8		
														0.7		
B Calidad del reservorio																
1 Presencia														0.9		
2 Calidad														0.8		
3 Otros														0.8		
														0.8		
C Integridad de la trampa																
1 Definición de la trampa														0.7		
2 Características de la trampa														0.6		
3 Sello Vertical y Lateral														0.9		
4 Otros														0.7		
														0.6		
D Timing/Migración																
1 Timing														0.9		
2 Vías de migración														0.9		
3 Preservación														0.9		
4 Otros														0.8		
														0.8		
< 0,30 Factores de riesgo que contienen elementos desfavorables					0,50 - 0,7 Todos los elementos son alentadores a favorables											
0,30 - 0,5 Uno o mas elementos cuestionables					> 0,70 Todos los elementos bien documentados alentadores y favorables											
0.5 Elementos desconocidos o datos no definitivos																

ANEXO 3. Modelo de Acta de Comité de dictamen.

Proyecto:		Fecha solicitud:
Fecha de inicio proyecto:	Fecha de fin proyecto:	Gerencia responsable del proyecto:
Lider del Proyecto:	Firma del lider proyecto:	
Equipo Multidisciplinario. Nombre:		Función:
Equipo de Pares Nombre		Función:
Comité de Dictamen Nombre		Función

Solicitud de Dictamen al comité	1
---------------------------------	---

Recomendaciones del equipo de pares:
Dictamen del comité Aprobación / Cancelación o aplazamiento / Devolución para nueva revisión
Aprobación de solicitud presupuestaria

ANEXO 4 Servicios en modelamiento y evaluación de cuencas sedimentarias y sistemas petrolíferos de la Cuenca Oriente

1. OBJETO DEL CONTRATO

Recopilación, validación, control de calidad e integración de datos:

- Geoquímicos de crudos, rocas, gases, ripsos de perforación, datos estructurales, estratigráficos (Topes lito, bio y crono, litofacies), datos de pozos (BHT, PVT, presión, build up), datos de los campos (Volúmenes de agua, crudo y gas, análisis de PVT, API, GOR), mapas y secciones regionales en profundidad.
- Reevaluación e integración de toda la información y datos recopilados en el contexto geológico del sistema petrolífero a estudiarse para generar los primeros modelos geológicos y bases de datos para arrancar el modelamiento.

Evaluación Regional de crudos: Con base en la información de crudos disponible (API, S, v, Ni, Cromatografía líquida, cromatografía de gases, biomarcadores, isótopos, datos de espectrometría de masas) se realizarán correlaciones crudo-crudo y se mapearan diferentes variables que permitan definir familias de crudo, diagramas cross plot y triangulares para realizar correlaciones crudo-crudo, mapas regionales de distribución de API, Azufre, V y Ni, mapas de distribución de familias de crudo, modelo predictivo de la calidad de los hidrocarburos .

Análisis de procesos de alteración los crudos: Se evaluarán los procesos de paleopasteurización de los yacimientos como posible control a la distribución actual de la gravedad API en la Cuenca Petrolífera, se debe preparar correlaciones a profundidad actual de los yacimientos vs. gravedad API, evolución térmica para los principales yacimientos de los campos de la cuenca, mapas de distribución de temperatura máxima alcanzada por los yacimientos vs Gravedad API, modelo predictivo de calidad de los hidrocarburos con base en la historia térmica de los yacimientos y su control sobre la gravedad API. Se preparará un

cálculo del flujo de calor actual para 100 pozos distribuidos en toda la cuenca, se generarán mapas de burbujas del flujo de calor actual, historia de flujo de calor. Biodegradación por aguas meteóricas, bacterias, biodegradación, etc.

Análisis geoquímico de crudos: En las muestras de petróleo se realizarán los siguientes análisis: gravedad API del petróleo, porcentaje de azufre, cromatografía de gases de alta resolución de petróleo entero C4-C41 (incluye cálculos de livianos), fraccionamiento cromatográfico de petróleo, isótopos de carbono en fracciones de saturados, isótopos de carbono en fracciones de aromáticos, cromatografía de gases - espectrometría de masas, (gc-ms) de hidrocarburos, saturados (biomarcadores) incluye preparación tamiz molecular, cromatografía de gases- espectrometría de masas, (GC-MS) de hidrocarburos aromáticos (biomarcadores) incluye preparación HPLC, interpretación/integración, manipuleo y despacho internacional (1 vez por set de muestras hasta 500 g), máximo 40 muestras.

Análisis geoquímico de rocas: Muestras de superficie, núcleos, rípios de perforación, en zonas de la Cuenca Oriente donde no exista suficiente información disponible, para 20 muestras de cada tipo.(rocas, rípios de perforación, núcleos), en caso de existan muestras disponibles, en los núcleos se hará una extracción del crudo, cromatografía líquida, cromatografía de gases, isótopos en la fracción saturada y aromática, y biomarcadores.

Análisis AFTA, ZEFTA reconstrucción de la historia termal en rocas/rípios: Muestras en núcleos, rípios o afloramientos de la Cuenca Oriente, 8 muestras, ubicadas según criterio de **LA OPERADORA.**

Análisis de Migración de los Hidrocarburos presentes en la Cuenca: Proponer diferentes métodos y aproximaciones al problema de migración en la cuenca oriente con las capas transportadoras, teniendo como objetivo definir los caminos de migración, factor fundamental para definir la potencial ubicación de trampas estratigráficas, los efectos de la relación entre la presión capilar de las rocas sello y de las capas transportadoras (areniscas en el caso de la Cuenca Oriente), como principal factor en el entrampamiento de los crudos. Confirmar la existencia o no de al menos tres migraciones: una principal eocénica, una segunda mioceno superior-pliocénica y una migración actual, todo integrado en el “timing” de la cuenca. Se

debe realizar un análisis del llenado de las estructuras con indicadores de la migración para las diferentes épocas, debe acompañarse de un análisis de la salinidad y un análisis tectono-estructural de la evolución de la cuenca.

Modelamiento de la cuenca y sistemas petrolíferos 1D, 2D y/o 3D: Utilizando la información geológica - geoquímica generada en la fase anterior, se modelaran 8 secciones regionales : 4 secciones Norte Sur y 4 secciones Este Oeste y un modelo tridimensional, se definirá áreas con diferentes tipos de riesgo en términos de carga y preservación de hidrocarburos, se preparará un modelo de migración de hidrocarburos usando por lo menos dos intervalos generadores, se preparara un balance de masas, mapa predictivo de distribución de la calidad de los hidrocarburos en la cuenca, mapa de sectorización de la cuenca de acuerdo con el riesgo por carga y preservación de hidrocarburos, sectorización de zonas con potencial de entrapamiento estratigráfico.

Análisis estadístico: de la Distribución de las acumulaciones de crudo en la Cuenca (de ser factible integrando información de las Cuencas Maraón y Putumayo), para predecir el potencial remanente.

Integración de todos los resultados y elaboración del modelo del sistema petrolífero para generación, migración y carga de hidrocarburos, con las zonificaciones que sean necesarias en función de los yacimientos, familias de crudo, tipos o particularidades del entrapamiento, particularidades del riesgo exploratorio, etc.

ENTREGABLES

BASE DE DATOS DEBIDAMENTE ORGANIZADA CON LA INFORMACIÓN VALIDADA Y UNIFORMIZADA ACORDE ESTÁNDARES DE:

- a. Datos Geoquímicos de crudos, rocas, ripsos de perforación, gases,
- b. Datos estructurales, estratigráficos (Topes estructurales, estratigráficos).
Espesores de las secuencias cretácicas definidas

- c. Datos de pozos (BHT, PVT, presión, build up),
- d. Datos de los campos (Volúmenes de agua, crudo y gas, análisis de PVT, API, GOR),
- e. Base en SIG de mapas y secciones regionales en profundidad y de todos los mapas que se generen como resultado de este informe

I. ANÁLISIS GEOQUÍMICO DE CRUDOS:

Presentación de resultados, anexados a la base de datos del punto anterior con:

- a. Gravedad API del petróleo,
- b. Porcentaje de azufre,
- c. Cromatografías de gases de alta resolución de petróleo entero C4-C41 (incluye cálculos de livianos),
- d. Fraccionamiento cromatográfico de petróleo,
- e. Isótopos de carbono en fracciones de saturados,
- f. Isótopos de carbono en fracciones de aromáticos,
- g. Cromatografía de gases- Espectrometría de masas, (gc-ms) de hidrocarburos (biomarcadores) incluye preparación tamiz molecular,
- h. Cromatografía de gases- espectrometría de masas, (GC-MS) de hidrocarburos aromáticos (biomarcadores) incluye preparación HPLC,

II. ANÁLISIS GEOQUÍMICO DE ROCAS:

Presentación de resultados, anexados a la base de datos del punto anterior con datos de:

- a. Análisis de riqueza orgánica (COT, potencial generador -en base a datos de pirolisis Rock Eval: S1, S2, S3)
- b. Análisis de Tipo de MO (Composición elemental H vs. C y con datos de pirolisis)

- c. Espectrometría de masas para correlaciones roca madre-crudo

III. **EVALUACIÓN REGIONAL DE CRUDOS:**

- a. Mapas a nivel de Cuenca con zonificación de crudos por:
 - i. gravedad API por yacimiento,
 - ii. por contenido de S y metales
 - iii. por contenidos de biomarcadores, isótopos
 - iv. carácter y composición de la cromatografía
- b. Correlaciones crudo-crudo para definir familias de crudos, y crudo-roca madre.
- c. Diagramas cross-plots y triangulares
- d. Mapas regionales con predicción de la calidad de los crudos por yacimiento

IV. **PROCESOS DE ALTERACIÓN LOS CRUDOS:**

- a. Mapas y diagramas mostrando los procesos de paleopasteurización de los yacimientos como posible control a la distribución actual de la gravedad API
- b. Correlaciones a profundidad actual de los yacimientos vs. gravedad API,
- c. Cálculos del flujo de calor actual para 110 pozos distribuidos en toda la cuenca.
- d. Evolución térmica para los principales yacimientos de los campos de la cuenca,
- e. Mapas de burbujas del flujo de calor actual, historia de flujo de calor. Biodegradación por aguas meteóricas, bacterias, etc.
- f. Mapas de distribución de temperatura máxima alcanzada por los yacimientos vs Gravedad API,
- g. Simulación 1D de 50 pozos de la cuenca.
- h. Modelo predictivo de calidad de los hidrocarburos con base en la historia térmica de los yacimientos y su control sobre la gravedad API.

V. **MODELOS REGIONALES DEPOSITACIONALES PARA LOS RESERVORIOS HOLLÍN, T Y U.**

- a. Base de datos gráfica, con integración de toda la información sobre ambientes de depositación (descripciones de núcleos, afloramientos),
- b. Correlaciones de interpretaciones de núcleos con respuesta de registros de pozos.
- c. Correlaciones estratigráficas: seis (6) E-O, cuatro (4) N-S, a nivel de la cuenca para la sección cretácica, definiendo secuencias genéticas y la evolución secuencial y tratando de definir unidades regionales de flujo.
- d. Mapas y diagramas 3D con modelos depositacionales para: Hollín Principal, T inferior, T Superior, U inferior, U superior (englobando U media y U superior), y M1 (si se obtiene información suficiente de otras compañías), tratando de definir al igual que en el punto anterior, las unidades regionales de flujo, integrando los modelos geológicos definidos en función del estudio de núcleos y registros, con el modelamiento geoestadístico. Este modelo permitirá determinar la geometría regional de las principales unidades transportadoras (carrier beds).

VI. ANÁLISIS DE MIGRACIÓN Y PRESERVACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS PRESENTES EN LA CUENCA:

- a. Métodos y aproximaciones al problema de migración en la cuenca oriente con las capas transportadoras, teniendo como objetivo definir los caminos de migración, Se deberá determinar si fue o no Hollín la roca transportadora principal, y en caso de serlo, determinar los mecanismos de redistribución de los crudos a los reservorios superiores (T y U).
- b. Mapas con definición de áreas con potencialidad de trampas estratigráficas, y su relación con las avenidas de migración
- c. Mapas y modelos con las avenidas de las principales migraciones: una principal eocénica, una segunda mioceno superior-pleistocénica y una migración actual, todo integrado en el "timing".
- d. Mapas mostrando el llenado de las estructuras con indicadores de la migración para las diferentes épocas, debe acompañarse de análisis estructural.

- e. Evaluaciones por estructura de la efectividad de la trampa en la retención de hidrocarburos considerando la edad de migración y carga y la evolución estructural de los principales tipos de trampas.
- f. Evaluaciones con mapas mostrando las estructuras llenas hasta el punto de derrame y las que no estén, determinando en la evaluación si fue por deficiencia en el volumen de crudo disponible durante la migración o por pérdida por deterioro o calidad del sello o deformación posterior al entrapamiento.

VII. MODELAMIENTO DE LA CUENCA Y SISTEMAS PETROLÍFEROS 1D, 2D Y/O 3D:

- a. Utilizando la información geológica - geoquímica generada en la fase anterior, se modelarán:
 - i. 13 secciones regionales
 - ii. 6 secciones Norte Sur y
 - iii. 7 secciones Este Oeste y
 - iv. Un modelo tridimensional, en el que se definirán áreas con diferentes tipos de riesgo en términos de carga y preservación de hidrocarburos,
 - v. Un modelo de migración de hidrocarburos usando por lo menos dos intervalos generadores y para cada etapa de migración.
 - vi. Se preparará un balance de masas,
 - vii. Mapas predictivos de distribución de la calidad de los hidrocarburos en la cuenca por yacimiento,
 - viii. Mapa de sectorización de la cuenca de acuerdo con el riesgo por carga y preservación de hidrocarburos,
 - ix. Sectorización de zonas con potencial de entrapamiento estratigráfico.

VIII. ANÁLISIS ESTADÍSTICO:

De distribución de las acumulaciones de crudo en la cuenca (de ser factible integrando información de las Cuencas Marañón y Putumayo), para predecir el potencial remanente.

IX. INTEGRACIÓN DE TODOS LOS RESULTADOS Y ELABORACIÓN DEL MODELO DEL SISTEMA PETROLÍFERO PARA GENERACIÓN, MIGRACIÓN Y CARGA DE HIDROCARBUROS,

Con las zonificaciones que sean necesarias en función de los yacimientos, familias de crudo, tipos o particularidades del entrapamiento, particularidades del riesgo exploratorio, etc.

X. INFORME FINAL

Que integre todos los documentos de los puntos anteriores, debidamente validados y aceptados por LA OPERADORA, y análisis a ellos relacionados

ANEXO 5

SERVICIOS DE EXPLORACION GEOQUIMICA DE SUPERFICIE EN LA CUENCA ORIENTE.

OBJETO DEL CONTRATO, SOBRE LA REALIZACIÓN DEL TRABAJO

La Contratista, ejecutará los trabajos y servicios especializados, previstos en este contrato, referentes a la obtención de muestras de suelo mediante el muestreo geoquímico de superficie, la Contratista se hará cargo de todas las conversaciones y gestiones necesarias con los propietarios de los terrenos o autoridades locales para la obtención de los permisos o autorizaciones de paso a su costo y responsabilidad.

Los pagos que por estos conceptos haga la contratista serán reembolsados contra presentación de facturas y acuerdos debidamente notarizados y autorizados por el administrador y supervisores del proyecto, las autorizaciones para el pago de reembolso se las emitirá quincenalmente previa revisión y verificación de las facturas que serán llenadas sin enmiendas ni errores, donde constará el nombre de la persona a la que se paga, su cédula de identidad, firma, dirección. El concepto del pago con la autorización para el paso se adjuntará a la factura en un acta que **LA OPERADORA** guardará para la constancia del acuerdo y del pago, en caso de ser la información falsa será causal para terminación del contrato, además de todas las acciones legales pertinentes. La Contratista en lo posible buscará llegar a un acuerdo para el permiso de paso sin el pago de valores, además evitará daños en los cultivos y propiedades de la zona de estudio, que en el caso de darse serán de su exclusiva responsabilidad y costo.

El trabajo se ejecutará de acuerdo a las siguientes fases:

FASE 1

Ubicación y posicionamiento en cada una de las subáreas 1 y 2 de hasta 10 puntos de control (+/- 10 metros de error) con sistema de GPS a lo largo de las estructuras de interés en los diferentes campos como base para el posterior enlace y ubicación geodésica de las líneas del

programa de muestreo como de la posición geográfica individual de los sitios de muestreo para la evaluación geoquímica.

FASE 2

Planificación de la malla de muestreo geoquímico en cada una de las subáreas 1 y 2 que deberán tener las siguientes características, espacio entre líneas de muestreo quinientos (500) metros y quinientos (500) metros entre sitios de muestreo sobre la línea.

Los sitios de muestreo de crudo serán proporcionados por LA OPERADORA o las respectivas muestras de crudo.

Este trabajo se realizará en unas mallas con los siguientes vértices:

1.- SUBAREA 1

En esta área se planificará una malla de muestreo geoquímico que deberá tener las siguientes características, espacio entre líneas de muestreo quinientos (500) metros y quinientos (500) metros entre sitios de muestreo sobre la línea.

SUBAREA 1		
	NORTE	ESTE
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		

Se cubrirá un área de XX Km2, dándonos un total de XX sitios de muestreo, con XX muestras de suelo para gasometría y XX muestras de suelo para análisis bacteriológico.

2.- SUBAREA 2

En esta área se planificará una malla de muestreo geoquímico que deberá tener las siguientes características, espacio entre líneas de muestreo quinientos (500) metros y quinientos (500) metros entre sitios de muestreo sobre la línea.

SUBAREA 2

	NORTE	ESTE
1		
2		
3		
4		

Se cubrirá un área de **XX Km2**, dándonos un total de XX sitios de muestreo, con XX muestras de suelo para gasometría y XX muestras de suelo para análisis bacteriológico.

Lo que nos da un total de XX Km2., para las subáreas 1 y 2 dándonos un total de XX sitios de muestreo, con XX muestras de suelo para gasometría y XX muestras de suelo para análisis bacteriológico.

FASE 3

Integración de mapas topográficos, malla de muestreo, todos en formato digital ascii y para Autocad 2007, de la zona de interés en las subáreas 1 y 2 del Campo 1 en la Región Amazónica.

LA OPERADORA se reserva el derecho de no proporcionar los mapas estructurales correspondientes a estas subáreas 1 y 2. Los mapas de muestreo se levantarán con la información de las líneas de muestreo en cada malla dando un total aproximado de cuatrocientos noventa y cinco (XX) sitios de muestreo, XX muestras de suelo para gasometría y XX muestras de suelo para análisis microbiológico sobre un área aproximada de XX

kilómetros cuadrados para las subáreas 1 y 2. Datos que serán procesados por la compañía contratista y entregados en formato digital que permita su recuperación en Autocad 2018, además de las impresiones correspondientes, toda la información geográfica a entregarse se encontrará bajo el mismo sistema de referencia-geodésico utilizado por Este mapa será la base para todos los trabajos del programa de geoquímica de superficie.

El muestreo en las subáreas está distribuido de la siguiente manera:

	SUBAREA	Superficie (Km2)	Muestras
	1		
	2		
	TOTAL		

Fase 4, Según la propuesta de la fase 3 revisada y aprobada por **LA OPERADORA** en informe escrito donde se autorice pasar a la siguiente fase en cada subárea 1 y 2, sobre las líneas de muestreo se empezará, a realizar la toma de muestras a un metro de profundidad (1 m.) para gasometría de suelos, y al mismo tiempo se procederá a tomar las muestras para análisis microbiológico, cada muestra tendrá su identificación claramente indicada, hasta completar la totalidad de la malla. Dando un total aproximado de XX sitios de muestreo, XX muestras de suelo para gasometría y XX muestras de suelo para análisis microbiológico sobre un área aproximada de XX kilómetros cuadrados para las sub áreas 1 y 2. Para cada muestra se hará una verificación del posicionamiento geodésico-geográfico con GPS de mano (+/- 50 metros de margen de error). Todas estas actividades las ejecutará el personal capacitado de la compañía contratista de acuerdo al programa y cronograma bajo la supervisión y aprobación de **LA OPERADORA** y a las especificaciones consignadas en la cotización de la oferta que la Contratista (nombre de la compañía) presentará.

Adicionalmente se procederá a realizar la toma de **xx** muestras de petróleo y **xx** muestras de núcleos (max.50g), los sitios de muestreo tanto para crudo y núcleos serán proporcionados por **LA OPERADORA** para que la contratista proceda a la toma de muestras.

Fase 5, Después de haber revisado y aprobado por parte de **LA OPERADORA** en informe escrito la toma de muestras se autorizará pasar a la siguiente etapa para proceder a realizar los análisis gasométricos de suelos y microbiológico de las poblaciones de bacterias con un modelamiento preliminar discriminativo. Estas actividades serán ejecutadas por personal especializado de la empresa contratista de acuerdo a métodos establecidos utilizando un método estadístico de análisis discriminativo, con lo que se espera generar mapas de anomalías que se encontrarían asociados a los gases de los hidrocarburos y a las poblaciones de bacterias.

En las muestras de petróleo se realizarán los siguientes análisis: gravedad API del petróleo, porcentaje de azufre, cromatografía de gases de alta resolución de petróleo entero C4-C41 (incluye cálculos de livianos), fraccionamiento cromatográfico de petróleo, isótopos de carbono en fracciones de saturados, isótopos de carbono en fracciones de aromáticos, cromatografía de gases - espectrometría de masas, (gc-ms) de hidrocarburos, saturados (biomarcadores) incluye preparación tamiz molecular, cromatografía de gases-espectrometría de masas, (GC-MS) de hidrocarburos aromáticos (biomarcadores) incluye preparación HPLC, interpretación/integración, manipuleo y despacho internacional (1 vez por set de muestras hasta 500 g), en los núcleos se hará una extracción del crudo, cromatografía líquida, cromatografía de gases, isótopos en la fracción saturada y aromática, quimiestratigrafía y biomarcadores.

Fase 6, En un informe preliminar de cada subárea 1 y 2 con la descripción de los métodos y los resultados de los análisis realizados, se presentará en forma de mapas a color las anomalías geoquímicas positivas y negativas, definidas por isolíneas de probabilidad, en escala 1: 50 000 las mismas que tendrán un control geográfico en sistema de coordenadas UTM y que serán suministrados a **LA OPERADORA** en formato digital para ser usado en Excel y Autocad 2008.

En otro informe preliminar los resultados de los análisis de la geoquímica de crudos y núcleos deberán ser entregados junto con su interpretación para tipo de roca madre, tipo de kerógeno, grado de biodegradación, segregación gravitacional, cargado y llenado de trampas, compartimentalización de los yacimientos, clasificación de crudos, edad, ambiente, posibles

rutas de migración, agrupación por familias afines, los informes integrarán los resultados obtenidos de la geoquímica de superficie, geoquímica de crudos y de núcleos y se mostrará la correlación existente entre estos.

Todos los valores obtenidos de los diferentes procedimientos utilizados se entregarán debidamente organizados en formato digital como una base de datos de este proyecto. Estos resultados preliminares serán presentados al área de geociencias en una fecha a convenir previa a la entrega del Informe Final.

Fase 7, Los resultados finales del levantamiento Geoquímico serán presentados en el Informe Final de cada una de la subareas 1 y 2 y la geoquímica de crudos, cada uno por separado, los mismos que deberán ser entregados a satisfacción en las oficinas del Departamento de Geología de la Subgerencia de Exploración y Desarrollo de **LA OPERADORA**, en Quito, en un original impreso más tres (3) copias adicionales impresas (a colores), además de dos copias en CD`s (Discos compactos) con esta misma información en formatos universales (ascii, word, autocad) , todas en idioma Castellano, el mismo que contendrá: los objetivos del estudio, diseño, preparación y rutina analítica, tratamiento estadístico de los datos analizados, mapas de anomalías geoquímicas expresados en curvas de probabilidades e interpretación exploratoria en escala métrica 1:50000, georeferenciados y en UTM.

Se incluirá también toda la documentación de campo respecto a los sitios de muestreo y verificación general de coordenadas de ubicación con GPS de mano, estos últimos serán entregados en formato electrónico gráfico, sectorizados en coordenadas UTM y georeferenciados al Meridiano Central 75, zona 18, PSAD, 56.

Todos los valores obtenidos de los diferentes procedimientos utilizados se entregarán en su totalidad, debidamente organizados en formato digital universal (ascii) en dos(2) CD`s (un original y una copia) como una base de datos de este proyecto.

Al inicio de la fase 5 de estos trabajos, mientras se realizan los trabajos de laboratorio y revisión de los resultados, el personal de **LA OPERADORA** designado para la supervisión y fiscalización del proyecto (3 técnicos) se movilizará por 15 días calendario cada uno, a los

sitios de los laboratorios e interpretación de la contratista, para este efecto se tendrán todas las facilidades logísticas y de subsistencia proporcionadas por la contratista de acuerdo a las recomendaciones estipuladas para estos fines por **LA OPERADORA**.

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

El cronograma de actividades propuesto por el xxxxxxxxxxxx o la gerencia de exploración' para la ejecución del trabajo será:

1. Ubicación y posicionamiento en cada una de las subáreas 1 y 2 de hasta 10 puntos de control con sistema de GPS a lo largo de las estructuras de interés en las subáreas 1 y 2 del Área xxxx en la Región Amazónica Ecuatoriana, como base para el posterior enlace y ubicación geodésica del levantamiento de las líneas de muestreo geoquímico.
2. Planificación de las mallas de muestreo geoquímico en las subáreas 1 y 2 que deberán tener las siguientes características, espacio entre líneas de muestreo quinientos (500) metros y quinientos (500) metros entre sitios de muestreo sobre la línea.
3. Muestreo de suelos para gasometría, análisis microbiológico-bacteriológico, toma de muestras de petróleo.
4. Análisis de laboratorio, modelación e interpretación de datos de la gasometría de suelos, análisis microbiológico-bacteriológico, elaboración de mapas de anomalías geoquímicas identificadas, análisis geoquímico de crudos, análisis geoquímico de núcleos.
5. Preparación de los informes preliminares, donde los técnicos responsables del proyecto por parte del Departamento de Geología harán las observaciones correspondientes a los trabajos realizados y resultados obtenidos de cada una de las subáreas 1, 2 y el análisis e interpretación de la geoquímica de crudos con la respectiva integración de datos de núcleos y geoquímica de superficie.
6. Presentación de los resultados preliminares en el gerencia de Exploración.
7. Elaboración y entrega a satisfacción del Informe Final de las Subáreas 1 y 2 por separado.

EQUIPOS Y SOFTWARE A EMPLEARSE EN LOS ESTUDIOS:

Por las características de este proyecto para los trabajos de supervisión, seguimiento y fiscalización en el campo y en los laboratorios, la contratista entregará a los quince (15) días laborables posteriores a la firma del contrato, en propiedad al área de geociencias de **LA OPERADORA**; un equipo portátil de última tecnología según requerimientos del área usuaria. Adicionalmente se entregará una licencia a nombre de **LA OPERADORA** de un software o modulo para modelamiento de sistemas petrolíferos 2D bajo Windows, en sus versiones más completas y actualizadas, esta licencia se cargará en el equipo designado para estos efectos en el Centro de Computo de Geociencias con su respectivo mantenimiento por un año que correrá a partir de la fecha de entrega recepción definitiva del proyecto, el que será pagado por la compañía contratista al fabricante o proveedor del software solicitado.