



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL



Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura

Unidad Ticomán (ESIA)

**METODOLOGÍA-ANÁLISIS PROBABILISTA: EVALUACIÓN TÉCNICA-
ECONÓMICA DEL POTENCIAL DE UN YACIMIENTO PETROLERO.**

TESIS

Para obtener el grado de:

Maestra en Ciencias

En Geociencias y Administración de los Recursos Naturales

Especialidad en Administración de los Hidrocarburos

Presenta:

LORENA NUÑEZ CRUZ

Junio 2018
Ciudad de México

Director de Tesis:

Dr. Daniel Romo Rico

Codirector:

Dr. Gabriel Ramírez Dámaso

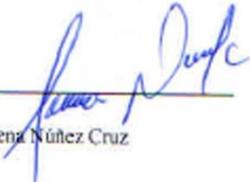


INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México el día 18 del mes de Junio del año 2018, la que suscribe Lorena Núñez Cruz alumna del Programa de Maestría en Geociencias y Administración de los Recursos Naturales con número de registro B150875, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura Unidad Ticomán, manifiesta que es autora intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Daniel Romo Rico y cede los derechos del trabajo titulado **METODOLOGÍA-ANÁLISIS PROBABILISTA: EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DEL POTENCIAL DE UN YACIMIENTO PETROLERO**, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección, lorem_87@hotmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.


Lorena Núñez Cruz



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REGISTRO DE TEMA DE TESIS Y DESIGNACIÓN DE DIRECTORES DE TESIS

México, D.F. a 12 de junio de 2018

El Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIA Ticomán en su sesión Ordinaria No. 4 celebrada el día 26 del mes de abril conoció la solicitud presentada por el(la) alumno(a):

<u>Núñez</u>	<u>Cruz</u>	<u>Lorena</u>							
<small>Apellido paterno</small>	<small>Apellido materno</small>	<small>Nombre (s)</small>							
		Con registro: <table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 2px 5px;">B</td> <td style="padding: 2px 5px;">1</td> <td style="padding: 2px 5px;">5</td> <td style="padding: 2px 5px;">0</td> <td style="padding: 2px 5px;">8</td> <td style="padding: 2px 5px;">7</td> <td style="padding: 2px 5px;">5</td> </tr> </table>	B	1	5	0	8	7	5
B	1	5	0	8	7	5			

Aspirante de: MAESTRÍA EN GEOCIENCIAS Y ADMINISTRACIÓN DE LOS RECURSOS NATURALES

1.- Se designa al aspirante el tema de tesis titulado:
"Metodología-Análisis Probabilista: Evaluación Técnica Económica del Potencial de un Yacimiento Petrolero"

De manera general el tema abarcará los siguientes aspectos:
Identificación de la cadena de valor de un yacimiento petrolero
Determinación del potencial petrolero de un campo prototipo
Elaboración de una metodología integral probabilista sistémica para el desarrollo de un campo petrolero

2.- Se designan como Directores de Tesis a los Profesores:
Dr. Daniel Romo Rico (Director) y Dr. Gabriel Ramírez Dámazo (Codirector)

3.- El trabajo de investigación base para el desarrollo de la tesina será elaborado por el alumno en:
Fuentes bibliográficas, medios electrónicos y trabajos de investigación de referencia.
que cuenta con los recursos e infraestructura necesarios.

4.- El interesado deberá asistir a los seminarios desarrollados en el área de adscripción del trabajo desde la fecha en que se suscribe la presente hasta la aceptación de la tesis por la Comisión Revisora correspondiente:

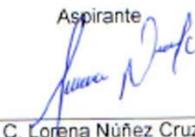
Directores de Tesis



Dr. Daniel Romo Rico



Dr. Gabriel Ramírez Dámazo

Aspirante


C. Lorena Núñez Cruz

Presidente del Colegio


Ing. Francisco Javier Escamilla López





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México siendo las 19:00 horas del día 7 del mes de junio del 2018 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIA Ticomán para examinar la tesis titulada:
"Metodología-Análisis Probabilista: Evaluación Técnica Económica del Potencial de un Yacimiento Petrolero"

Presentada por el alumno:

<u>Núñez</u>	<u>Cruz</u>	<u>Lorena</u>
Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)

Con registro:

B	1	5	0	8	7	5
---	---	---	---	---	---	---

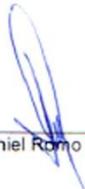
aspirante de:

MAESTRÍA EN GEOCIENCIAS Y ADMINISTRACION DE LOS RECURSOS NATURALES

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Directores de tesis



Dr. Daniel Romo Rico



Dr. Gabriel Ramírez Dámaso

Fco Estrada G.

Dr. Francisco Estrada Godoy



M. en C. Ezequiel Rojas Hernández



M. en C. Rodrigo Mondragón Guzmán

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES



Ing. Francisco Javier Escamilla López



AGRADECIMIENTOS:

Gracias al Creador por darme la vida, salud, amor y sabiduría para disfrutar de esta vida. Por bendecirme en cada paso que doy.

A mis Padres y Hermanos:

Por regalarme esta vida llena de amor, educarme y enseñarme principios y valores que me han formado, a ustedes familia por estar siempre conmigo y darme la confianza y oportunidad desde que decidí salir de casa a estudiar.

A ti Fernando Zamora carrillo

Quiero agradecerte todo tu amor y cariño hacia a mí, por estar a mi lado apoyándome en cada momento, por creer y confiar en mí. Por todos esos momentos de felicidad que hemos pasado juntos.

A mi Ki porque siempre me esperas para ir a dormir juntos, aunque nos amezca en la computadora.

A mis abuelos, tíos, tías, primos, primas, por todas sus muestras de amor, por cada uno de sus consejos y palabras de aliento y motivación, por tener la dicha de disfrutar vivencias que nos unen por siempre.

A ti Mildred F. C. porque fuiste un respaldo moral a lo largo de esta carrera, por todo tu apoyo, eres una gran amiga.

A mis amigos del posgrado: Susana, Luis y Eddy por todas las experiencias juntos, dentro y fuera del aula.

AL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL Y AL POSGRADO DE GEOCIENCIAS Y ADMINISTRACIÓN DE LOS RECURSOS NATURALES ESIA TICOMAN.

Por ser parte de la familia politécnica, una institución de prestigio, por haberme formado como profesionista y darme las herramientas técnicas necesarias para enfrentarme a las necesidades durante el ejercicio de mi profesión.

A MI DIRECTOR DE TESIS

Al Dr. Daniel Romo Rico por sus enseñanzas y asesorías para la realización de este proyecto, por la confianza y motivación en cada momento, por el apoyo y disponibilidad para resolver las dudas. Y sobre todo por ser un gran profesor en el aula.

A todos mis profesores que compartieron cada uno de sus conocimientos y experiencias.

Al M. en C. Artemio Ramírez Antonio por que fuiste tú quien me motivo adentrarme en este mundo de conocimientos, por despertar en mí esa ambición de prepararme cada día más, por todos tus consejos y apoyos siempre.

Al M. en C. Israel Ramírez Antonio y el Dr. Israel Álvarez por su apoyo en todo momento.

Al Ing. Israel castillo Nuñez por todo tu apoyo profesional y laboral, por instruirme con cada uno de tus conocimientos en cada momento.

Al grupo de yacimientos de Instituto Mexicano del Petróleo

Al ing. Hugo García torres, ing. Pablo, ing. Gildardo, ing. Adelaido, ing. Maya, ing. Maribel Cornelio por apoyarme en todo momento, confiar en mí y brindarme cada uno de sus conocimientos en el área, por recibirme siempre con gran alegría.

CONTENIDO

RESUMEN:	13
ABSTRACT:	15
INTRODUCCIÓN:	17
OBJETIVOS	18
MARCO METODOLÓGICO	18
ANTECEDENTES:	20
CAPITULO I	23
FUNDAMENTOS TEORICOS	23
1. COMPONENTES DE LA CADENA DE VALOR DE UN YACIMIENTO PETROLERO	24
1.1 YACIMIENTO PETROLERO	24
1.1.2 MODELOS DE YACIMIENTOS	25
1.1.2.1 MODELO ESTATICO.....	25
1.1.2.2 MODELO DINÁMICO.....	26
1.1.3 FLUIDOS DE HIDROCARBUROS Y PROPIEDADES.....	27
1.1.3.1 TIPOS DE FLUIDOS.....	28
1.1.5 RESERVAS	31
1.1.6 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN (PRODUCCION NATURAL Y ARTIFICIAL).....	31
1.1.6.1 TIPOS DE DECLINACIONES	32
1.2 POZO PETROLERO	33
1.2.1 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE POZOS	33
1.2.2 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL CAMPO.....	34
1.2.3 RECUPERACIÓN POR POZO	34
1.2.4 PERFIL DE PRODUCCIÓN.....	34
1.2.5 DIMENSIONAMIENTOS DE POZOS	34
1.3 INSTALACIONES SUPERFICIALES	34
1.3.1 DEFINICIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA MÍNIMA SUPERFICIAL (DUCTOS, REDES DE RECOLECCIÓN DE POZOS, EQUIPO DE PROCESO, ETC.).....	35
1.3.2 INCORPORACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A UN DESARROLLO REGIONAL CERCANO.	36
1.4.1 PROBABILIDAD	37
1.4.2 ANÁLISIS DE RIESGO – INCERTIDUMBRE.....	39

CAPITULO 2	41
2.1 CONSIDERACIONES EN EL PROCESO DE EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO PETROLERO (Upstream – aguas arriba).....	41
2.1.2 DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO	42
2.1.3 ETAPAS DE LA VIDA PRODUCTIVA DE UN CAMPO PETROLERO	43
2.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	46
2.3 EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN.	47
2.4 CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.....	51
2.4.1 LOS EGRESOS:	52
2.4.2 LOS INGRESOS:.....	53
2.5 INDICADORES ECONÓMICOS.....	56
2.5.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	56
2.5.2 TASA INTERNA DE RETORNO	57
2.5.3 ÍNDICE DE RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN ($IUI = VPN / VPI$).....	58
CAPITULO 3.	60
3.1 FLUJO DE TRABAJO PARA DESARROLLAR EL CAMPO.....	60
3.2 DEFINICIÓN DEL FLUJO DE TRABAJO.....	61
3.2.1 VARIABLES TÉCNICAS	62
3.2.2 VARIABLES ECONÓMICAS	63
CAPITULO 4.	65
4.1 DEFINICIÓN DEL POTENCIAL DE UN YACIMIENTO PETROLERO PROTOTIPO	65
4.2 INVESTIGACIÓN DOCUMENTAL PARA DEFINIR UN CAMPO.....	67
4.3 DEFINICIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO DEL YACIMIENTO	73
4.4 DETERMINACIÓN DE LAS FDP DE LAS VARIABLES QUE DEFINEN EL POTENCIAL DEL YACIMIENTO.	76
CAPITULO 5.	82
5. GENERACIÓN Y EVALUACIÓN DE ESCENARIOS TÉCNICAMENTE FACTIBLES.	82
5.1 ESTRATEGIA DE DESARROLLO DEL CAMPO.	83
5.2 ESCENARIOS DE ANÁLISIS	84
5.3 INCORPORACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A UN CENTRO DE PROCESO	84
5.4 PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS.....	87
5.4.1 VARIABLES CON INCERTIDUMBRE.....	92

5.5 COSTOS DE INFRAESTRUCTURA MÍNIMA	96
5.6 JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS	96
CAPITULO 6	100
6. PRESENTACION DE RESULTADOS	100
6.1 INDICADORES ECONÓMICOS DE CADA ESCENARIO (VPN, TIR, IU, VPI).	101
6.2 FRONTERAS DE EFICIENCIA	107
6.3 RESULTADOS Y CONCLUSIONES	109
CONCLUSIONES	112
BIBLIOGRAFIA.....	114
ANEXOS Y APENDICES	117
ANEXO A.....	117
FDP's	117
APENDICE A	118
HERRAMIENTA DE EVALUACION DE CALIDAD DE LA INFORMACION.....	118
ANEXO B	120
FORMULAS DE CRUDOS MEXICANOS DE EXPORTACION	120
APENDICE B	122
VALOR DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....	122
NORMAS.....	124

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Componentes de la Cadena de Valor.	24
Figura 2 Tipos de Fluidos en el Yacimiento.....	28
Figura 3. Distribuciones de Probabilidad	38
Figura 4. Características de una Distribución de Probabilidad.....	38
Figura 5. Análisis de incertidumbre.	39
Figura 6. Etapas productivas de un campo petrolero.....	44
Figura 7. Factores de Recuperación en la etapa productiva del campo.....	45
Figura 8. Ciclo de Vida de un yacimiento.	45
Figura 9. Diagrama de la Cadena de Valor de un Yacimiento Petrolero. (Yacimiento, pozo e instalaciones superficiales).....	47
Figura 10. Dimensiones de IQ.....	48
Figura 11. Semáforo de la calidad de la información del campo Cheek.	50
Figura 12. Rangos del Semáforo de Calidad	50
Figura 13. Interacción de la Información	51
Figura 14. Etapas para la evaluación económica de un yacimiento	52
Figura 16. Análisis de rentabilidad económica.....	55
Figura 17. Flujo de trabajo para la generación de escenarios de explotación.	58
Figura 18. Flujo de caja e indicadores económicos para el desarrollo del campo.....	59
Figura 19. Definición del flujo de trabajo	64
Figura 20. Caracterización integral del yacimiento.	66
Figura 21. Activo de producción Akatun-pol-chuc,	68
Figura 22. Campo Cheek, activo de producción Abkatun-pol- chuc.	68
Figura 23. Localización del pozo Cheek.	69
Figura 24. Información de los Pozos Cheek y campo análogo (Kuil).....	70
Figura 25. Localización del campo análogo(Kuil)	71
Figura 26. Áreas del campo Kuil.....	72
Figura 27. Localizaciones de los Campos de estudio.).....	72
Figura 28. Calculo del potencial petrolero del pozo Cheek-1.....	74
Figura 29. FDP's de los parámetros de la ecuación del vol. original in situ.	78
Figura 30. Volumen original probabilista del campo análogo.....	79
Figura 31. Producción acumulada probabilista del campo análogo.....	79
Figura 32 Volumen original probabilista del campo Cheek.	80
Figura 33. Factor de recuperación del campo Cheek.....	81
Figura 34. Reserva probabilista del campo Cheek.....	81
Figura 35. Diámetro probabilista del Oleogasoducto	85
Figura 36. Localización del campo Cheek.	86
Figura 37. Localización del campo Cheek	86
Figura 38. Estrategia de desarrollo regional	87
Figura 39. Histórico de producción del campo análogo	88
Figura 40. Análisis de declinación del gasto contra producción acumulada.....	89

Figura 41. Análisis de declinación del gasto contra el tiempo.....	89
Figura 42. Espacio muestral de las declinaciones del campo análogo.	90
Figura 43. Análisis de los bloques del espacio muestral de declinaciones del campo análogo.....	91
Figura 44. Perfil de producción probabilista del campo Cheek	93
Figura 45. Precio Probabilista del aceite P_10 y P_90	93
Figura 46. Precio probabilista del aceite P_50	94
Figura 47. Tasa de interés probabilista.....	94
Figura 48. Paridad Probabilista	95
Figura 49. Precio del gas probabilista	95
Figura 50. Horizonte de producción del campo Cheek, escenario 1	97
Figura 51. Ingresos por año y VPN vs el vol. Acumulado, escenario 1	97
Figura 52. Resultados de la evaluación económica, escenario 1	97
Figura 53. Horizonte de producción del campo Cheek, escenario 2	98
Figura 54. Ingresos por año y VPN vs el volumen acumulado, escenario 2	98
Figura 55. Resultados de la evaluación económica, escenario 2	98
Figura 56. Horizonte de producción del campo Cheek, escenario 3	99
Figura 57. Ingresos por año y VPN vs el volumen acumulado, escenario 3	99
Figura 58. Resultados de la evaluación económica, escenario 3	99
Figura 59. VPN probabilista, escenario 1	101
Figura 60. VPN acumulado probabilista, escenario 1.....	101
Figura 61. Diagrama de tornado, escenario 1	102
Figura 62. VPN probabilista, escenario 2.....	103
Figura 63. VPN acumulado probabilista, escenario 2.....	103
Figura 64. Diagrama de tornado, escenario 2.....	103
Figura 65. VPN probabilista P_10 y P_90, escenario 3.....	105
Figura 66. VPN probabilista P_50, escenario 3.....	105
Figura 67. VPN acumulada probabilista, escenario 3.....	105
Figura 68. Diagrama de tornado, escenario 3	106
Figura 69. Desempeño de los indicadores económicos	108
Figura 70. Resultados de la evaluación económica, resultados	110
Figura 71. VPN probabilista y VPN acumulado probabilista, resultados	110
Figura 72 Diagrama de tornado, resultados.....	111
Figura 9. Diagrama de la Cadena de Valor de un Yacimiento Petrolero, (Yacimiento, pozo e instalaciones superficiales).....	125
Figura 11. Semáforo de la calidad de la información del campo Cheek	126

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Método volumétrico.....	30
Tabla 2. Métrica de evaluación de impacto y calidad de la información.....	49
Tabla 3. Consideraciones de los egresos.....	53
Tabla 4. Campos análogos.....	69
Tabla 5. Datos del pozo Cheek-1.....	70
Tabla 6. Información actual de los campos.....	73
Tabla 7. Espesores netos y promedios de propiedades petrofísicas.....	75
Tabla 8. propiedades petrofísicas del campo análogo.....	75
Tabla 9. Funciones de distribución probabilística de los parámetros del Volumen Original.....	76
Tabla 10. Resultados probabilistas y sus FDP's.....	80
Tabla 11. Calculo de la reserva probabilista y determinista del campo Cheek.....	81
Tabla 12. Planeación de la estrategia de desarrollo del campo Cheek.....	83
Tabla 13. Valores de declinación probabilistas del campo Cheek.....	91
Tabla 14. Variables con incertidumbre y sus FDP.....	92
Tabla 15. Costos de infraestructura y equipo para la evaluación del campo.....	96
Tabla 16. Valores medios de los escenarios generados.....	107

RESUMEN:

El presente trabajo muestra un estudio técnico-económico para la evaluación de la explotación de un campo petrolero, incorporando una metodología de análisis probabilista con aplicación hacia todo el sistema de producción de hidrocarburos, es decir, un estudio integral sistémico que considera la cadena de valor (upstream) del proceso.

Para esta tesis se realizó una investigación documental de campos productores en nuestro país, identificando un campo aún no explotado llamado Cheek, localizado en la zona petrolera de Litoral de Tabasco, productor de Aceite Ligero.

El objetivo principal fue determinar el potencial del yacimiento con base en su información recopilada y con apoyo de la de un campo análogo, acompañado de un análisis de tipo probabilista en función de la naturaleza de los datos y de su incertidumbre, para generar y evaluar escenarios técnicamente factibles que permitan maximizar el valor de la reserva determinada. Este análisis se extiende a todo el flujo de trabajo propuesto en la metodología, la cual corresponde a un esquema básico de entradas y salidas que muestran las variables técnicas-económicas deterministas y probabilistas de mayor impacto, que definen el comportamiento de un yacimiento petrolero. Las diferentes etapas probabilistas (FDP) y deterministas que evalúan el flujo de trabajo son: Definición de las variables de entrada-salida, cálculo del volumen original, cálculo del número de pozos, pronósticos de producción, y evaluación económica de cada escenario generado, para obtener los indicadores económicos que incluirán los costos de infraestructura y las premisas económicas, y finalmente con los resultados se realice la jerarquización de los escenarios. Todas estas etapas serán indicadas en términos de sus valores percentiles que representen los intervalos de confianza (P_10, P_50 y P_90) que disminuyen o acotan la incertidumbre de los resultados en cada etapa evaluada.

El desarrollo de la Metodología quedó plasmado en un flujo de trabajo y analizado en una hoja de cálculo (Excel^{MR}) construida de manera ex profesa vinculada a un editor estadístico-probabilístico (@risk) que apoya la evaluación de los escenarios bajo la simulación de Montecarlo.

Esta metodología cumple el propósito de representar una manera de entender el comportamiento de los yacimientos petroleros y su vida productiva, ya que incluye una gama de actividades que van desde el análisis y evaluación de calidad de la información utilizada (semáforo de calidad de la información), hasta el abandono del campo. También facilitará la toma oportuna de decisiones que mejoran la explotación de los recursos naturales y optimizan el proceso operativo. Así mismo la metodología aquí presentada puede ser homologada y convertirse en referencia para estudios de campos petroleros productores con diferentes condiciones y comportamientos: por ejemplo, yacimientos on-shore y off- shore, etc.

Finalmente, este trabajo formaliza la integración de los conocimientos académicos en el desarrollo de las disciplinas: Geociencias y Administración de los Hidrocarburos, para generar soluciones que apoyen el desarrollo de la industria en favor del máximo aprovechamiento de los recursos energéticos.

ABSTRACT:

The present dissertation shows a technical-economic study for evaluating an oil field exploitation, by incorporating a probabilist analysis methodology with an application towards the whole hydrocarbon production system, i.e., a systemic integral study that considers the process value chain (upstream).

A producing oil fields documentary research in our country was made for this thesis, identifying an unexploited field named Cheek located in the Litoral de Tabasco oil zone, Light Oil producer

The main objective was to first establish the reservoir potential based on an analogous field and gathered information together with a probabilist analysis to generate and evaluate technically feasible scenarios maximizing the specific reserve value, according to data nature and uncertainty. This analysis is extended to the whole workflow proposed in the methodology, corresponding to a basic input output scheme that shows high impact determinist and probabilistic technical-economic variables that define an oil reservoir behavior. Different and determinist probabilistic stages (Probability Distribution Functions) evaluating workflow are: Input-output variable definition, original volume calculations, well number calculations, production forecast, and each generated scenario economic evaluation in order to obtain infrastructure costs and economic premises, included in the economic indicators and finally to use the obtained results to prioritize scenarios. All these stages will be indicated in percentile value terms representing trust ranges (P_10, P_50 & P_90) decreasing or delimiting result uncertainty on each evaluated stage.

The Methodology development was captured in a workflow and analyzed in a built on purpose worksheet (Excel^{MR}) vinculated to a statistical-probabilistic editor (@risk) that supports scenario evaluation under Montecarlo simulation.

This methodology fulfills its purpose to represent a way to understand oil reservoir behavior and their productive life, because it includes an activity spectrum going from quality information analysis and evaluation (information quality semaphore), to field abandonment. It will also ease timely decision making to enhance natural resources exploitation and to optimize operational process. Likewise, the presented methodology can be homologated and become a study reference in producing oil fields with different conditions and behaviors: for example, on shore and offshore reservoirs, etc.

Finally, this dissertation formalizes academic knowledge integration in developing disciplines: Geosciences and Hydrocarbon Management, to generate industry development supporting solutions in favor of maximum energy resources exploitation.

INTRODUCCIÓN:

La industria petrolera de nuestro país, actualmente se encuentra en una posición de incorporar tecnologías modernas y metodologías vanguardistas para la exploración y explotación de hidrocarburos. México cuenta con un potencial significativo de reservas de aceite y gas aproximadamente de 25,857.076 MMbpce (3P) (CNIH, 2017) y, para que la explotación de estos yacimientos sea técnica y económicamente viable se debe considerar un despliegue tecnológico considerable y una mayor eficiencia en sus operaciones que permita hacerlos rentables, por lo tanto, la explotación de los campos petroleros requerirá flujos de trabajo que permitan optimizar las operaciones implicadas en la producción de aceite y gas, además de incluir aspectos importantes como son: la protección al medio ambiente y la seguridad operativa con base en la normatividad y recomendaciones existentes, para apoyar de una manera ordenada y sistemática el proceso de toma de decisiones.

Es importante señalar que la industria petrolera en México enfrentará en los próximos años retos cada vez más complejos para incorporar reservas ante la fuerte declinación de la producción de aceite y gas que se está suscitando, siendo los principales: la reactivación de los campos maduros, la exploración para la búsqueda de nuevos horizontes productores que incluyen la exploración y explotación de aguas profundas, la explotación de campos cada vez más profundos con hidrocarburos pesados, extra-pesados y viscosos, sometidos a condiciones de presión y temperaturas extremas. El desarrollo de este tipo de proyectos, no exclusivamente constituyen grandes retos, también representan áreas de oportunidad que implican la incorporación y el uso de tecnologías y metodologías innovadoras cuya aplicación e implantación permitirá obtener beneficios económicos tangibles propiciando la generación de valor y la inversión de capital en este ramo industrial para hacer frente al nuevo entorno como resultado de la puesta en marcha de la reforma energética.

Los desarrollos tecnológicos soportan la máxima recuperación en la explotación de estos yacimientos; aun cuando los recursos convencionales pudieran agotarse, seguirá existiendo los recursos no-convencionales, los cuales son superiores en volúmenes, por lo anterior el conocimiento en conjunto, la experiencia y la madurez de la tecnología, serán esenciales para

un desarrollo rentable (CNH, El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, 2012).

OBJETIVOS

El objetivo principal en esta tesis es elaborar una metodología probabilista con visión sistémica para evaluar de manera integral el potencial de un yacimiento petrolero, en su proceso de planeación y desarrollo.

Objetivos particulares

- Caracterizar y definir la cadena de valor de un campo petrolero.
- Calcular el potencial productor del campo petrolero seleccionado en México
- Generar, Evaluar y Jerarquizar Escenarios técnicamente factibles para la evaluación económica del campo.

MARCO METODOLÓGICO

Con base en la información previamente mencionada se generará una metodología integral probabilista que reduzca el margen de riesgo en la toma de decisiones para la explotación de los campos petroleros, se den soluciones en tiempos cortos de estudio y sea un apoyo fundamental para los responsables en los activos de producción. Esta metodología estará integrada con conceptos de áreas multidisciplinarias con el propósito de evaluar de una manera ordenada el potencial de un yacimiento petrolero, además de establecer un flujo de trabajo que analice las mejores condiciones para el desarrollo e identifique la naturaleza probabilista de las variables de proceso que mayor impacto tienen en el modelo técnico-económico del yacimiento.

Como primer punto se describen las consideraciones que definen el proceso de explotación de un yacimiento petrolero de manera integral (considerando la cadena de valor aguas arriba), con el propósito de identificar los elementos principales y la interacción entre ellos como base del análisis técnico-económico en el desarrollo de un campo petrolero. Así mismo, se describen las etapas de la vida productiva para desarrollar un campo petrolero, que permitan obtener el mayor beneficio posible bajo un proceso metodológico.

Para la construcción de la metodología se revisaron los elementos que detonan el desarrollo de un campo petrolero aun no explotado o en su caso la optimización de las condiciones de explotación si el campo ya existe. La parte medular en este punto es definir un flujo de trabajo que parte del modelo del yacimiento en su forma general (modelo estático y dinámico), con el objeto de conocer sus características principales como son la volumetría, el tipo y propiedades de los fluidos producidos. Esto permitirá determinar el número óptimo de pozos necesarios para explotar del yacimiento y proponer la infraestructura complementaria, para producir los volúmenes de aceite y gas como insumos principales técnicamente factibles.

El siguiente punto fue buscar y seleccionar un campo tipo como resultado de la investigación documental de campos productores en México de aceite y gas, identificando un campo aun no explotado llamado Cheek, localizado en el Litoral de Tabasco. Con base en sus condiciones, se proponen esquemas de desarrollo aplicando el flujo de trabajo mencionado en el punto anterior, para determinar el potencial petrolero al incorporar elementos y criterios técnicos para maximizar el valor de las reservas. Un elemento técnico importante en este punto es la generación de la herramienta (metodología) de evaluación que comprende la determinación de funciones de probabilidad de las variables de entrada/salida, que tienen mayor impacto en el modelo de desarrollo, considerando la incertidumbre de los datos (FDP), a fin de obtener resultados con intervalos de confianza en cada escenario definido. El punto 2 y 3 permitirá la construcción de un semáforo de calidad de la información que estimará un factor de riesgo incertidumbre de la información utilizada para el desarrollo del campo.

Elaborada la herramienta probabilista e identificada el campo petrolero a desarrollar con la información necesaria, se definieron las estrategias para el desarrollo del campo, planteando escenarios técnicamente factibles que dependerán de los mecanismos de producción que requiere el yacimiento. Se proponen diferentes acciones tendientes para obtener la mayor recuperación de los hidrocarburos del yacimiento basados en la estrategia del desarrollo y la formación productora del campo, considerando la infraestructura de explotación en cada una de las opciones propuestas. Los escenarios planteados consideran como insumos principales la producción de aceite y gas, descontando en el análisis los costos originados por la incorporación de infraestructura, las premisas y consideraciones económicas que generaron un egreso.

Finalmente, esta metodología generará los resultados de las evaluaciones económicas de cada uno de los escenarios planteados, al mismo tiempo permitirá jerarquizarlos presentando la rentabilidad de cada uno de ellos y elegir al más adecuado para el desarrollo del campo, esto permitirá concluir la importancia que tiene la incorporación de una metodología tipo probabilista en proyectos de inversión aplicada a la industria petrolera.

ANTECEDENTES:

PEMEX resalta esfuerzos para cerrar brechas tecnológicas que le permitan competir con grandes compañías petroleras extranjeras. En los 80's se registraron descontrol de pozos y accidentes que originaron replanteamientos de control de operaciones y disminuir riesgos en los manejos de los hidrocarburos.

En un ambiente de precios de petróleo tan bajos, como los que se generaron en 1986 y que actualmente prevalecen, las compañías petroleras han tenido que recurrir a diferentes esquemas de optimización de sus actividades. Es en este periodo que la industria empieza a aplicar de manera general el concepto de Administración de Yacimientos y lo hace a través del uso de grupos de desarrollo interdisciplinarios. Este concepto, aunque en realidad no era una nueva tecnología, si cambia y marca el rumbo en la industria petrolera al establecer un nuevo paradigma de cómo administrar los yacimientos petroleros. Los procesos que sobrevivieron fueron los más rentables y los que aseguraban el mayor beneficio posible con un mínimo de riesgo.

En los años 80's el petróleo ya contribuía en un 46.5% de generación de energía primaria, (Rico, 2011). Posteriormente en la década de los noventas, se suscitaron varios eventos a nivel mundial, tales como el cambio estructural en Rusia y las guerras en el Medio Oriente, que originaron e impulsaron nuevas condiciones en los mercados internacionales de los hidrocarburos favoreciendo significativamente a la industria petrolera y la exploración y producción de hidrocarburos, con lo cual esta industria vuelve a entrar en una etapa de crecimiento, visualizándose un incremento notable de la producción mundial y el desarrollo y uso de tecnologías más modernas.

En la última década, las compañías petroleras empezaron e impulsaron nuevas etapas para tratar de aumentar la recuperación final de los campos en avanzada etapa de explotación, con el empleo de nuevas tecnologías y métodos cada vez más sofisticados de recuperación. En este sentido no solo se refieren a los avances con equipos de cómputo y comunicaciones (hardware), sino también a los desarrollos en sistemas, programas y bases de datos (software), lo que ha permitido progresar especialmente en la administración de yacimientos.

Algunos enfoques han sido estudiados para el desarrollo de métodos y el análisis de la información como los que presenta (Thomas L. Saaty, 1991) que implica, entre otros aspectos relevantes, el análisis estadístico y probabilístico de la información.

El mercado mundial del petróleo se ha caracterizado por la fuerte competencia. En este sentido las empresas líderes en la exploración y extracción de hidrocarburos buscan reducir sus costos a partir de incrementar su eficiencia operativa, y se concentran en mejorar sus tecnologías y organizaciones (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2011).

Esta tesis retoma las experiencias obtenidas por (J. Efrain Rodriguez-Sanchez, 2012) en proyectos de desarrollo del IMP para solucionar problemas en Pemex y, (Marlon de Jesus Gonzalez, 2014) y (Yasaman Khazaeni, 2011), que orientan sus esfuerzos para desarrollar metodologías con aplicación en la intervención de yacimientos bajo un enfoque integral considerando algunas condiciones presentadas por (Noble Sam Koshy, 2014).

Las empresas modernas utilizan desde hace más de tres décadas el concepto de Front End Loading, FEL por sus siglas en inglés o VCD por su traducción técnica al español, que significa Visualizar, Conceptualizar y Definir. Son las fases por las cuales un proyecto debe quedar enmarcado para definir su estrategia de exploración y de explotación. Bajo este concepto operan algunas empresas petroleras líderes a nivel mundial, entre las que destacan Chevron y Texaco en la década de los noventa, que han tenido impactos económicos significativos en el recobro final de hidrocarburos en los yacimientos.

La metodología de gestión de proyectos de inversión FEL (Front End Loading) es una metodología basada en el concepto de compuertas de aprobación, donde en cada etapa o compuerta se condiciona o aprueba la continuidad a la siguiente etapa.

En este contexto, es necesario entender y aplicar rigurosamente mejoras en el desarrollo de proyectos y para ello, las metodologías VCD que es una adaptación a partir del modelo FEL por los venezolanos, ha representado una alternativa eficiente a nivel internacional (Loba, 2009).

Además de la metodología mencionada previamente, las empresas líderes a nivel mundial han desarrollado metodologías propias para uso exclusivo en sus operaciones. Un caso, es la metodología de Optimización Integrada de Yacimientos IRO (por sus siglas en inglés) desarrollada por la compañía Schlumberger conformada por un macroproceso de optimización integrada de yacimientos. Es un proceso cerrado y definido como apoyo para los operadores de los campos petroleros para maximizar el rendimiento del yacimiento. Este macro representa una manera de entender los yacimientos, desde la exploración y el descubrimiento del yacimiento hasta el abandono del campo. Contempla cuatro elementos principales como: la caracterización del yacimiento, planificación del desarrollo, implementación en el campo y monitoreo y control del yacimiento (W. Bruce Love, 1999).

CAPITULO I

FUNDAMENTOS TEORICOS

COMPONENTES DE LA CADENA DE VALOR DE UN YACIMIENTO PETROLERO

1. COMPONENTES DE LA CADENA DE VALOR DE UN YACIMIENTO PETROLERO

La administración del sistema integral de los yacimientos se define como un proceso dinámico, basado en los principios y fundamentos metodológicos de un conjunto de decisiones y operaciones, con el objetivo de conocer y entender el comportamiento en cada una de las etapas de su desarrollo. Se inicia con definiciones claras de las metas, identificar las necesidades específicas, definir el problema y establecer los objetivos dentro de la cadena de valor. La administración integral de yacimientos se fundamenta en la optimización económica de la recuperación de aceite y gas, como de resultado del estudio de la cadena de valor, figura 1.



Figura 1. Componentes de la Cadena de Valor. (SMARTech, 2011)

1.1 YACIMIENTO PETROLERO

Es una porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos y se comporta como un sistema intercomunicado. Los hidrocarburos ocupan los poros de la roca almacenadora y se encuentran a altas condiciones de presión y temperatura a consecuencia de la profundidad del yacimiento (PEMEX, Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2017, 2017).

El yacimiento corresponde a la primera etapa de la cadena de valor, etapa en donde se evalúa **el potencial** y se calculan **las reservas**; las reservas corresponden a una parte de los fluidos que son económicamente recuperables. El interés en un yacimiento es lograr un **modelo** de simulación que permita realizar una **caracterización estática** (cálculo del volumen), **dinámica** (desplazamiento de los fluidos) y valide el comportamiento histórico para estudiar y **evaluar los parámetros** de la roca productora que influyen en el **comportamiento del flujo**.

1.1.2 MODELOS DE YACIMIENTOS

El objetivo de la caracterización en un yacimiento petrolero es lograr un modelo que considere e integre toda la información disponible, incluyendo toda la que pueda generar incertidumbre, para la construcción de los modelos estático y dinámico que representen el comportamiento del yacimiento. La caracterización de yacimientos se basa en la integración de información de las diferentes áreas multidisciplinarias como son: geofísica, petrofísica, geológica y de ingeniería petrolera para detectar, obtener y evaluar los parámetros de la formación (permeabilidad, porosidad, saturaciones, capilaridad, mojabilidad, fallas geológicas, fracturamiento, etc.), que gobiernan el comportamiento de flujo en el yacimiento, con el fin de establecer un plan de desarrollo óptimo del campo.

1.1.2.1 MODELO ESTÁTICO

El modelo estático se compone de diferentes etapas, todo subsuelo y roca de yacimiento que contenga hidrocarburos requiere del análisis de datos sísmicos de alta calidad en 2D y 3D para correlacionar, horizontes, fallas, y evaluar variaciones en el yacimiento por medio de atributos sísmicos, permitiendo obtener un estudio del yacimiento con fines estructurales, definiendo sus discontinuidades y límites externos (etapa sísmica). De núcleos y mediciones de registro que buscan evaluar las características petrofísicas de las rocas y estimación de las propiedades petrofísicas: espesores, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, etc. (modelo petrofísico). Determinar la influencia de las propiedades petrofísicas de las rocas sobre el flujo de fluidos en la producción de los hidrocarburos, determinando aspectos estructurales y fracturas, litofacies, ambientes sedimentarios, fallas, delimitación de unidades

geológicas, estimación del volumen original, etc. que determinan la arquitectura y heterogeneidad del yacimiento (etapa geológica) y datos de ingeniería para producir este modelo de caracterización que es utilizado como parte fundamental en la simulación de yacimientos.

Los modelos geológicos y petrofísicos aportan las herramientas necesarias para comprender la complejidad de los mecanismos de los yacimientos (Viera, 2006).

1.1.2.2 MODELO DINÁMICO

El objetivo de este modelo es representar la interacción de la roca y los fluidos del yacimiento (flujo de los fluidos en el sistema poroso) al reproducir las características o condiciones de presión y temperatura, producción e inyección del yacimiento, con la finalidad de estimar volúmenes de los fluidos en sitio, reservas recuperables y finalmente predecir el comportamiento futuro del yacimiento.

Este modelo se integra a partir del análisis de la información tomada a condiciones del flujo (dinámicas) en pruebas de pozos, tales como: datos de producción, presión, temperatura, etc. Para conocer la distribución e identificación de sus propiedades como son: permeabilidad absoluta, permeabilidad relativa, permeabilidad efectiva, capilaridad, saturación de agua, etc. que se obtienen con pruebas diferentes, por mencionar alguna de ellas:

- Pruebas de presión
- Caracterización de fluidos del yacimiento
- Análisis de la producción

El análisis de los datos de producción de un pozo no sólo permite determinar el comportamiento de declinación, sino también proporciona información sobre el volumen poroso del área de drene, los patrones de flujo y las fronteras que lo limitan. La historia de producción de un pozo o de un yacimiento pueden ser considerados como una prueba de decremento a gasto variable. El análisis de la producción total de un campo y de su historia

de presión estática da como resultado la evaluación del volumen original de hidrocarburos, así como, el modelo de entrada de agua.

1.1.3 FLUIDOS DE HIDROCARBUROS Y PROPIEDADES

Una de las primeras etapas para el desarrollo de un campo es conocer la composición de los fluidos de hidrocarburos. Una de las herramientas que proporciona información detallada son los estudios de laboratorios (Análisis PVT) donde son ajustadas con una Ecuación de Estado Cubica (EOS), que predicen los componentes de las fases líquido-gas y las propiedades físicas de estos hidrocarburos. Para el análisis de las propiedades físicas se utilizan modelos de flujo aproximados tipo Gas y Black Oil. El análisis PVT de fluidos aporta a la industria datos claves acerca del comportamiento termodinámico del fluido del yacimiento buscando aprovechar de manera eficiente la energía natural del campo.

Las principales propiedades de los fluidos del yacimiento obtenidas de los análisis PVT son:

- Factor de volumen del aceite (B_o)
- Presión de saturación (P_b)
- Relación de solubilidad (R_s)
- Factor volumétrico total (B_t)
- Compresibilidad del aceite (C_o)
- Viscosidad del aceite (μ_o)
- Densidad

Cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de burbuja otras propiedades PVT que se analizan son:

- Factor de compresibilidad de los gases (z)
- Factor de volumen del gas (B_g)
- Viscosidad del gas (μ_g)

1.1.3.1 TIPOS DE FLUIDOS

Los fluidos se caracterizan por sus propiedades físicas que permiten estudiar su comportamiento, así como distinguirlos de otros. La clasificación de los fluidos es fundamental para una buena caracterización, diversos autores presentan modelos para identificar a estos en el yacimiento. Los parámetros más importantes para determinar cierto fluido son: Relación Gas Aceite, Densidad, Composición de la mezcla, saturación de líquido y Factor de volumen del aceite y el gas.

Generalmente los yacimientos se describen por el tipo de fluido que presentan los hidrocarburos y estos se clasifican de acuerdo con su composición en: aceite crudo convencional (aceite negro), aceite volátil, fluido crítico (puede ser un aceite altamente volátil o un condensado de gas muy rico), gas y condensado, gas húmedo y los yacimientos de Gas seco (API, 2003).

La figura 2 muestra el comportamiento de los diagramas de fases de los diferentes fluidos previamente mencionados. Estas se muestran en función de la temperatura (T) y la presión (P). Las regiones dentro de los diagramas indican la fase del fluido en el yacimiento (Gas, Líquido, y Gas + Líquido).

La figura 1-e de la figura 2 ilustra el comportamiento de un aceite volátil, se caracteriza por tener una temperatura crítica ligeramente más alta que la temperatura del yacimiento. El fluido puede ser líquido en una sola fase a altas presiones, a bajas presiones el fluido se separa en dos fases.

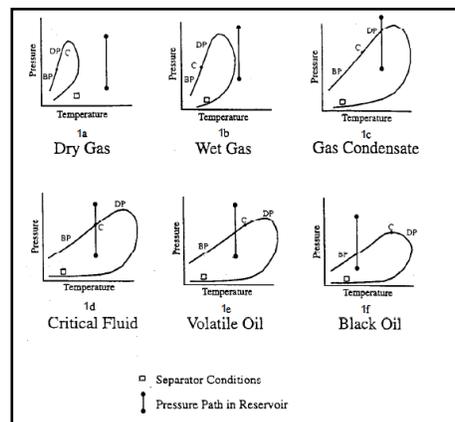


Figura 2 Tipos de Fluidos en el Yacimiento. (API, 2003)

1.1.4 VOLUMEN ORIGINAL

En la ingeniería de yacimientos se usan diferentes métodos para la estimación del aceite y/o el gas *in situ*, generalmente depende la etapa en la que se encuentre el yacimiento.

Los métodos para cuantificar las reservas son:

- Método volumétrico
- Ecuación de balance de materia
- Curvas de declinación
- Simulación numérica y/o matemática de yacimientos

El método volumétrico es un método de evaluación estática, consiste en estimar y calcular el hidrocarburo original en sitio (OOIP-OGIP), en función del tipo de yacimiento. Es uno de los métodos más aplicados para el cálculo de las reservas, ya que no requiere ningún dato de producción y es funcional en la predicción del potencial económico al ser afectado por el factor de recuperación sobre el valor estimado del volumen original, este método es de gran aplicación y el más usado en la etapa temprana del yacimiento, en la tabla 1 se presentan las características de este método.

El volumen original de hidrocarburos se define como la acumulación que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se cuantifica, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento y también puede evaluarse a condiciones de superficie (PEMEX, Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2017, 2017). Las reservas recuperables son el volumen de hidrocarburos que puede extraerse de manera rentable de un yacimiento utilizando tecnología existente.

La estimación de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que implica la integración de los datos geológicos y de ingeniería, dependiendo de la cantidad y calidad de los datos disponibles.

Tabla 1. Método volumétrico, (PEMEX, Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2017, 2017)

Método	Aplicación	Precisión
Volumétrico	Se aplica para evaluar el OOIP*, OGIP* (supone que el historial de producción es adecuado, reservas recuperables al conocer OOIP y OGIP). Es usado en todos los campos con abundantes datos geológicos, petrofísicos y de ingeniería.	Depende de la calidad de la descripción del yacimiento. Las estimaciones de reserva a menudo son altas ya que este método no considera los problemas de heterogeneidad del yacimiento.

*Original oil in place (OOIP) y original gas in place (OGIP)

Al considerar el factor de volumen del aceite, este valor permitirá relacionar la cantidad de aceite a condiciones de yacimiento y de superficie, al dividir entre en Boi se conocerá la cantidad a condiciones de superficie.

$$OOIP = \frac{A \cdot h \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w)}{Boi} \dots \dots \text{ec. 1}$$

Dónde:

- OOIP: bls
- A: Área (km²)
- h: Espesor neto (m)
- ∅: Porosidad (frac.)
- Sw: Saturación de agua (frac.)
- Boi: Factor de volumen del aceite (m³/m³)

El resultado del volumen original, así como cada uno de los parámetros que forman esta ecuación serán analizados probabilísticamente al considerar la incertidumbre y naturaleza del comportamiento de los datos. Estos parámetros se definen como incontrolables ya que están en función de las condiciones cambiantes del yacimiento, por lo tanto, representan grandes impactos en los resultados del proyecto.

1.1.5 RESERVAS

Las reservas son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente. Las reservas son categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden clasificarse con base en la madurez del proyecto. La estimación de las reservas se obtiene de “multiplicar el volumen original del aceite @ c.s. por el factor de recuperación”, esto es:

Reserva original del aceite = Vol. Original * Fr.

La reserva se podrá ir modificando (aumentando o disminuyendo), según el desarrollo del campo y la información de que se vaya disponiendo, (yacimientos, s.f.).

Las reservas pueden ser atribuidas a las que pueden ser producidas por energía natural del yacimiento o por la aplicación de métodos de recuperación mejorada (Barandiaran, 2009).

1.1.6 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN (PRODUCCION NATURAL Y ARTIFICIAL)

Las características del yacimiento y la operación del campo definen el mecanismo de producción natural, considerando que a futuro requiera apoyo artificial para seguir con su explotación.

1. Producción Natural del Sistema.

Considera las características correspondientes a un sistema de producción utilizando la energía natural latente en los fluidos del yacimiento (pozos fluyentes naturales) para producir.

2. Producción por Levantamiento Artificial.

Este mecanismo tiene la finalidad de compensar y/o aumentar la energía del yacimiento y en consecuencia aumentar la producción de hidrocarburos. (Gas BN, Bombeo Electro-Centrífugo (BEC) o Sistema de Levantamiento Combinado BN y BEC).

1.1.6.1 TIPOS DE DECLINACIONES

La declinación es el descenso en la capacidad de producción de aceite y/o gas de un pozo o conjunto de pozos como consecuencia de la disminución de la presión del yacimiento debido a la producción de hidrocarburos (Arps, 1945).

El gasto de aceite o gas proveniente de un pozo por lo general declina en función del tiempo. El ajuste de una curva, a través de los valores de producción de hidrocarburos en declinación y la consideración de que dicha curva seguirá una tendencia, representa la base para el análisis de las curvas de declinación. El ajuste de una curva de declinación como resultado de un comportamiento histórico se realiza con el ajuste de una ecuación empírica al generar el comportamiento futuro obtenido a un tiempo necesario y/o producción acumulada (Lee y Wattenbarger, 1996).

Uno de los métodos considerados como tradicionales corresponde al de Arps, que es un método empírico utilizado para analizar los gastos de producción decrecientes y pronosticar el rendimiento futuro de los pozos de aceite y gas. El análisis básico de la curva de declinación puede usarse solo cuando el historial de producción es lo suficientemente largo para identificar una tendencia debido a los efectos de frontera, es decir, que el pozo ya sintió los límites del yacimiento y se encuentra declinando, el análisis se basa en la observación empírica de la disminución de la producción y se han identificado 3 tipos de curvas de declinación (Arps, 1945).

- Exponencial
- Hiperbólica
- Armónica

La declinación exponencial es la más empleada en la industria petrolera por diversas razones:

1. La mayoría de los pozos siguen una tendencia de declinación constante en gran parte de su vida productiva a pesar de un buen manejo administrativo de la explotación del pozo.

2. Los métodos matemáticos involucrados para el análisis de esta declinación, como se describe por expresiones lineales, son más sencillos de aplicar a diferencia de los que se usan en las declinaciones hiperbólica y armónica.

1.2 POZO PETROLERO

El pozo corresponde a la segunda etapa de la cadena de valor. Es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie (Castro, 2013). En la explotación en un yacimiento es relevante el ritmo de producción, esto va de acuerdo con el comportamiento de los pozos, desde una producción natural hasta involucrar un método de estimulación artificial, el hidrocarburo se obtiene por medio de estimulación primaria, secundaria y mejorada, hasta cumplir con su condición de abandono. En la industria petrolera se identifican tres tipos de pozos fundamentales: exploratorios, de desarrollo y evaluación.

1.2.1 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE POZOS

La identificación de oportunidades en la fase inicial de desarrollo de campos petroleros consiste en determinar el número de pozos por formación. Esta variable es considerada dentro de las opciones de optimización, ya que indicará las posibilidades de explotación del potencial de cada uno de los pozos y el valor de las reservas. Se relaciona directamente con los costos de infraestructura que impactarán directamente en el desarrollo del campo.

La determinación del número de pozos se definió bajo las siguientes consideraciones:

$$\text{No de Pozos} = \frac{\text{Valor de la Reserva}}{\text{Recuperacion por Pozo}} \quad \dots \text{ ec. 2}$$

Donde:

$$\text{Valor de la reserva} = \text{Volumen original} * \text{Factor de recuperaci3n}$$

El cálculo del número de pozos consiste en el cociente del valor de la reserva del campo (se obtiene multiplicando el volumen original con el factor de recuperación (Fr)) y el volumen acumulado por pozo durante la vida productiva del yacimiento (recuperación por pozo) como se describe a continuación.

1.2.2 FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL CAMPO

El factor de recuperación o la recuperación simplemente a una fecha considerada se tiene de “dividir el volumen producido acumulado de aceite (N_p) a la misma fecha, entre el volumen original de aceite (Vol. original), pudiendo expresarse en fracciones o porcentaje.

$$Fr = \frac{N_p}{\text{Vol. Original}} \dots \dots ec. 3$$

1.2.3 RECUPERACIÓN POR POZO

Valor propuesto en función del perfil de producción del pozo y de la declinación del campo.

1.2.4 PERFIL DE PRODUCCIÓN

Valor propuesto en función del análisis de los comportamientos históricos de las producciones de hidrocarburos en el pozo para determinar y proponer la construcción de los perfiles de producción, para este trabajo los perfiles de producción se obtienen al analizar las producciones de un campo análogo.

1.2.5 DIMENSIONAMIENTOS DE POZOS

Es el número adecuado de pozos a perforar para el desarrollo del yacimiento, la metodología arrojará el número de pozos a perforar, y en función del estado actual del campo al contar con pozos ya produciendo permitirá la perforación de más pozos o en caso contrario que estén sobreestimados agotando la energía del yacimiento.

1.3 INSTALACIONES SUPERFICIALES

Corresponde a la tercera etapa en la cadena de valor. El desarrollo de campos integrales incluye todos los costos de infraestructura de producción, existentes o de lo contrario calcular nuevas redes. Su diseño será acorde al tipo de hidrocarburo. Esta etapa representa una

estrategia de optimización para la metodología al considerar los costos, ubicación y transporte del fluido.

1.3.1 DEFINICIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA MÍNIMA SUPERFICIAL (DUCTOS, REDES DE RECOLECCIÓN DE POZOS, EQUIPO DE PROCESO, ETC.)

El análisis para la evaluación económica en el desarrollo del proyecto de inversión considera la mínima infraestructura, con el propósito de disminuir los costos y rentabilizar el proyecto. Dentro de este proceso también se toma en cuenta su factibilidad al considerar la proyección a futuro de la región, así como la posibilidad de aprovechar la infraestructura existente cercana a la zona del desarrollo del Proyecto.

Las opciones de desarrollo en esta metodología generarán escenarios factibles al considerar aspectos fundamentales como:

- Características del fluido producido.

El tipo de fluido será el que defina la infraestructura e instalaciones adecuadas para el desarrollo del campo y con ello maximizar la recuperación de los hidrocarburos (aceite y gas). La naturaleza de los yacimientos y los fluidos presentes podrían modificar sustancialmente el análisis para la configuración de escenarios, debido a los requerimientos operativos y la preparación de los pozos que deben incluir esquemas de recuperación y/o levantamiento artificial, afectando con ello, la infraestructura para su manipulación.

- Instalaciones existentes cercanas o futuras.

La infraestructura considerada en el desarrollo del campo será: Agrupar los pozos en una plataforma sea fija, equipo ligero marino o sistema flotante, que recolecte la producción de los hidrocarburos y los distribuya. El tamaño de la plataforma se determinará en función de las producciones por pozo y/o el volumen original del yacimiento, sea: trípode, tetrápodo, octápodo, etc.

- Áreas consideradas para el envío e incorporación del volumen de producción.

Se considera realizar la venta de aceite en sitio o bien incorporarla al complejo más cercano que produzca el mismo tipo de fluido. En campo la estrategia de incorporación cumple con los estándares estipulados en PEP.

- Aseguramiento de la producción y transporte del fluido.

El medio de transporte se elige de acuerdo con el tipo de fluido, como: oleogasoducto, oleoducto o gasoducto con el objetivo de asegurar el transporte del hidrocarburo al punto de entrega (disposición final). El diámetro estará en función del volumen de producción.

- Equipos complementarios

En la industria petrolera es importante separar adecuadamente el líquido y el gas; pues este último muchas veces arrastra cierta cantidad de aceite, perdiéndose cantidades al ser inyectado o quemado. También es conveniente eliminarle las trazas de agua ya que trae consecuencias técnicas, mecánicas y económicas.

1.3.2 INCORPORACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A UN DESARROLLO REGIONAL CERCANO.

La estrategia que se maneja en esta parte es identificar los campos y/o pozos cercanos al nuevo campo de explotación para incorporar las producciones, y con ello, optimizar los costos de infraestructura.

Considerando que durante su vida productiva tendrá un periodo inicial de producción por agotamiento natural, posteriormente un periodo de mantenimiento de presión con inyección de gas al yacimiento que permita diferir el punto de saturación y en el último periodo considerar la incorporación de un sistema artificial.

1.4 FUNCIONES DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD (FDP)

La palabra probabilidad es cotidianamente utilizada para calificar eventos de cuya ocurrencia no se puede estar seguro; es decir, eventos con varios posibles resultados o cuyo resultado es incierto. El término “probabilidad” es comúnmente utilizado por las personas para describir su percepción sobre el nivel de posibilidad (alto, medio o bajo) de ocurrencia de un evento en particular (Medardo Yañez, 2004).

1.4.1 PROBABILIDAD

Es la medida de la posibilidad de ocurrencia en un evento.

Una distribución de probabilidad es una función que representa las probabilidades de ocurrencia de todos los posibles resultados de un experimento. La representación gráfica de esta función se llama *curva de probabilidad* y el área entre dos puntos bajo la curva indica la probabilidad de ocurrencia. En una distribución de probabilidad discreta, la variable aleatoria puede asumir sólo un número finito de valores, mientras que en una distribución continua puede tomar cualquier valor dentro de un rango o intervalo. Una variable aleatoria es una cantidad numérica cuyo valor se determina por medio de un proceso al azar.

Las distribuciones de probabilidad son modelos que describen la forma en que se espera que varíen los resultados o probables valores de una variable aleatoria. Debido a que estas distribuciones tratan sobre expectativas de que algo suceda, resultan ser modelos muy útiles para inferencia y para tomar decisiones en condiciones de incertidumbre. Las distribuciones de probabilidad pueden representarse gráficamente (Figura 3), que relacionan los probables valores que puede tomar una variable, con la frecuencia de ocurrencia de cada uno de estos probables valores, estos modelos gráficos se les puede asociar una función matemática que relaciona los diversos valores que puede tomar una variable, con la probabilidad de cada uno de estos probables valores (Medardo Yañez, 2004).

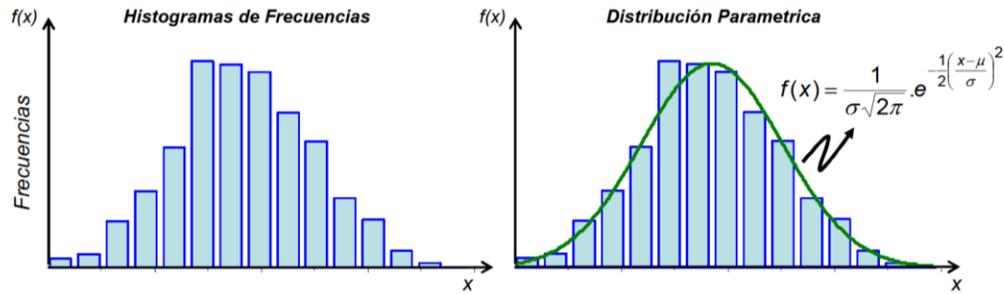


Figura 3. Distribuciones de Probabilidad, (Medardo Yañez, 2004)

Estos modelos permiten ordenar la información sobre una variable en estudio, obtenido en un experimento aleatorio o de un registro de observaciones, a estos modelos se conocen como histograma de frecuencias.

Una distribución se caracteriza, en general, por medio de 3 criterios figura 4:

- El valor central o media de posición (la media, la mediana o la moda).
- Una cantidad que expresa el grado de dispersión (la desviación estándar).
- La forma de la curva, es decir la forma general de la distribución probabilística.

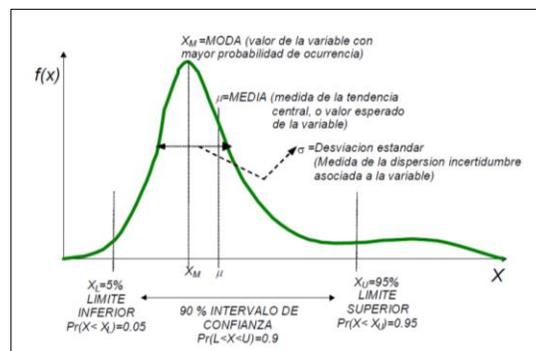


Figura 4. Características de una Distribución de Probabilidad. (Medardo Yañez, 2004)

Entre las distribuciones de probabilidades continuas comúnmente utilizadas se presentan las siguientes, en el anexo A se encuentran sus respectivas gráficas y formulas:

- Distribución uniforme
- Distribución triangular
- Distribución normal
- Distribución lognormal
- Distribución exponencial
- Distribución de paretos

1.4.2 ANÁLISIS DE RIESGO – INCERTIDUMBRE.

Incertidumbre: es la distancia que hay entre un valor medido (nivel de conocimiento del proceso) y el valor verdadero o exacto (estado de certidumbre total), (Medardo Yañez, 2004).

La incertidumbre se define como la expresión del grado de desconocimiento de una condición. La incertidumbre puede derivarse de una falta de información o incluso porque exista desacuerdo sobre lo que se sabe o lo que podría saberse. Puede tener varios tipos de origen, desde errores cuantificables en los datos hasta terminología definida de forma ambigua o previsiones inciertas de algún comportamiento (figura. 5). La incertidumbre puede, por lo tanto, ser representada por medidas cuantitativas (por ejemplo, un rango de valores calculados según distintos modelos) o por afirmaciones cualitativas (por ejemplo, al reflejar el juicio de un grupo de expertos).

La incertidumbre es una medida de la inseguridad o grado de desconocimiento acerca de una variable, proceso o fenómeno en estudio. El *Webster's Unabridged New Universal Dictionary* define "incertidumbre" como el estado o calidad de no estar seguro, estar falto de conocimiento o con duda.

En la mayoría de los procesos y/o estudios no es necesario saber la cantidad del error, sino poder tener la confianza de que el error y la incertidumbre a esos niveles no ponga en duda la validez de los resultados en una situación específica, (Hunter,1999).

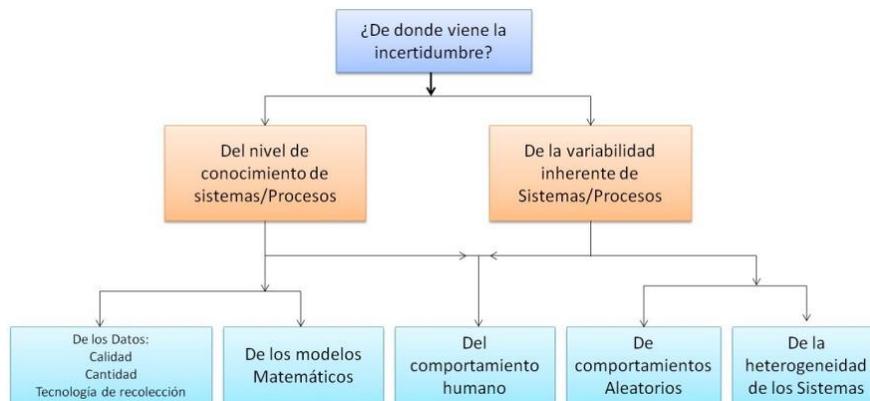


Figura 5. Análisis de incertidumbre. (Medardo Yañez, 2004)

La metodología considera la incertidumbre en toda la cadena de valor, dado que siempre existe un margen de duda en cada uno de los elementos que la componen.

Riesgo: es la posibilidad de ocurrencia de un peligro o de exceder un límite tal como costo, tiempo y seguridad multiplicado por el costo de sus consecuencias.

$$R(t) = p(t) \times C(t) \dots \dots \dots \text{ec. 4}$$

El análisis de riesgo permite identificar y evaluar incertidumbres que tienen la posibilidad de exceder límites establecidos. La evaluación de riesgo debe ser cualitativa y cuantitativa, permitirá identificar opciones donde se puedan mitigar los peligros, estos análisis se incluirán a toda la cadena de valor, el flujo de trabajo y el semáforo de evaluación de la información. El riesgo se comporta como una balanza que permite ponderar la influencia de varias alternativas en términos de su impacto y probabilidad, orientando al analista en el proceso de toma de decisiones. Toda iteración de un modelo de análisis de riesgo debe corresponder a un escenario físicamente posible, (Davis Vose, 2000).

CAPITULO 2

2.1 CONSIDERACIONES EN EL PROCESO DE EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO PETROLERO (Upstream – aguas arriba)

2.1.2 DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO

En el desarrollo de campos petroleros operan procedimientos necesarios para la producción de hidrocarburos. Se inicia con la exploración al descubrir en el subsuelo las estructuras geológicas que contenga las reservas y determinar las etapas posteriores, hasta calcular la rentabilidad al evaluar el potencial petrolero en una determinada área (Institucional, 2010).

El desarrollo de un campo se enfoca en dos puntos principales:

- Desarrollo de nuevos campos petroleros.
- Reactivación de campos maduros.

El desarrollo de un campo nuevo se compone de diferentes actividades fundamentales: perforación, cementación, terminación de pozos, instalaciones de recolección, transporte de fluidos. Estos desarrollos se determinan en función de la naturaleza, ubicación, volumen y características del fluido.

En los campos maduros en México el margen de utilidad es rentable pero no suficientemente competitivo respecto de otros proyectos de la cartera de inversión de PEP. Se definen como aquellos campos que han alcanzado el pico máximo de su producción y empiezan su etapa de declinación. Su clasificación se relaciona a criterios volumétricos y económicos que dependen de la condición del campo, su límite de producción y costo de rentabilidad (García, 2015).

El desarrollo de un campo puede ser llevado a cabo cuando el sistema es fluyente, también conocido como la producción natural del campo, donde se aprovecha la energía propia del yacimiento, siendo capaz de elevar los hidrocarburos hasta la superficie o cuando es apoyado por un sistema artificial de producción. Este es instalado cuando la presión en el yacimiento no es suficiente para elevar el hidrocarburo hasta la superficie. Según el tipo de yacimiento sea nuevo o maduro, se podrá considerar un sistema artificial de producción: bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo de cavidades progresivas, bombeo hidráulico o

bombeo electro centrífugo, etc. Estos sistemas se adecuan a las características del pozo para continuar con su explotación donde generalmente más de un método puede ser usado.

La clasificación de pozos (verticales, horizontales, desviados y multilaterales) se determina en función de las características y estructura del yacimiento para la optimización de la producción.

Dentro de la infraestructura se tienen plataformas: sumergibles, semi-sumergibles, fijas, terrestres, auto-elevables. En cuanto a las instalaciones para recolección, tratamiento, transporte y almacenamiento de fluidos, se deben contemplar: Oleoductos, gasoductos, ductos, separadores, recuperadores, deshidratadores, rectificadores, estabilizadores, endulzadoras, compresores, bombas, tipos de tanques, entre otros.

Lo anterior conlleva a valorar cada uno de los aspectos técnicos-económicos que pudieran presentarse al yacimiento o al pozo para evitar problemas durante su desarrollo, y finalmente, realizar una evaluación económica contemplando riesgos financieros y comparar distintos escenarios de inversión factibles. Para ello, se hace uso de indicadores económicos como: la tasa interna de retorno (TIR), el índice de rentabilidad (IU) y el valor presente neto (VPN).

2.1.3 ETAPAS DE LA VIDA PRODUCTIVA DE UN CAMPO PETROLERO

Las geociencias, en particular, han tenido una evolución extraordinaria y le han dado a la industria un desarrollo tecnológico de punta, que ha permitido precisar con mayor exactitud la existencia de hidrocarburos, su ubicación, dimensión, y en oportunidades, conocer parámetros físicos de la roca de yacimiento, así como el tipo de hidrocarburos descubiertos.

La vida de cualquier yacimiento comienza con la **exploración** como resultado de la interacción de un grupo multidisciplinario para determinar el hallazgo. Previo al **descubrimiento**, esta es una etapa en donde se dispone de la menor cantidad de información, seguida por la **delimitación** para conocer el dimensionamiento, **desarrollarlo** como campo y **producirlo**.

Inicialmente se logra de forma *primaria*, es decir, aprovechando la producción con energía natural del yacimiento para explotarlo y posteriormente, se le proporcionan energía adicional al pozo para poder llevar los fluidos a la superficie incrementando de esta forma la producción. La recuperación Primaria termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado o cuando se producen cantidades importantes de otros fluidos (gas y agua). De manera *secundaria* consiste en inyectar fluidos dentro del yacimiento con la finalidad de mantener dentro de este un gradiente de presión (mantenimiento de Presión). y *terciaria*, consiste en una serie de métodos enfocados en resolver principalmente estos dos problemas con el fin de lograr un mayor factor de recuperación de Hidrocarburos.

La administración moderna de yacimientos admite y evalúa la necesidad de implementar procesos durante la etapa productiva del campo que incluye sistemas artificiales de producción y recuperación adicional para cumplir con el objetivo de maximizar el valor económico del campo. La figura 6 muestra las etapas de producción durante la vida del campo (García, 2015).

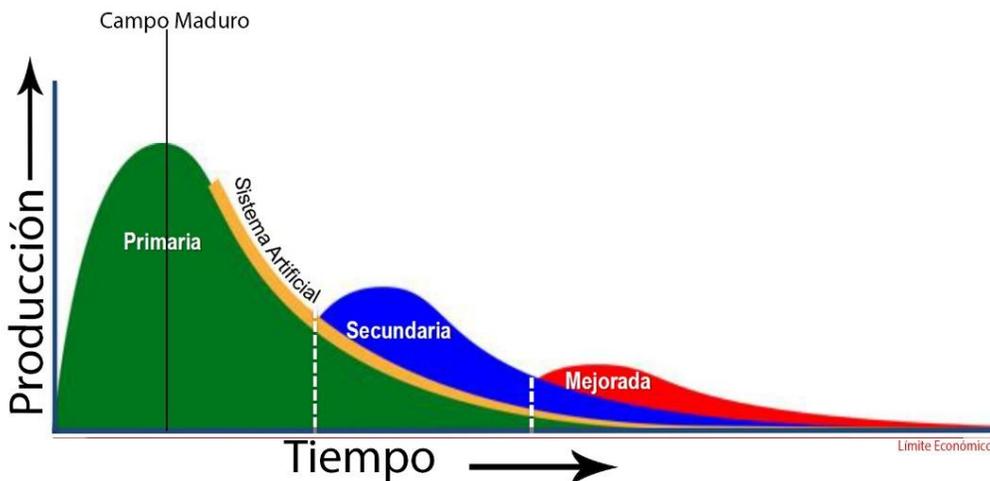


Figura 6. Etapas productivas de un campo petrolero (García, 2015)

La figura 7 muestra los factores de recuperación típicos que se obtienen en cada etapa productiva del campo. Se observa, que generalmente en la etapa primaria se obtiene el 25% de recuperación de las reservas del campo. Al adicionar un sistema de recuperación artificial

se logra recuperar un 10% más de las reservas y al considerar sistemas de recuperación secundaria se obtiene un 15% y un 10% más con recuperación mejorada.

FACTORES DE RECUPERACIÓN

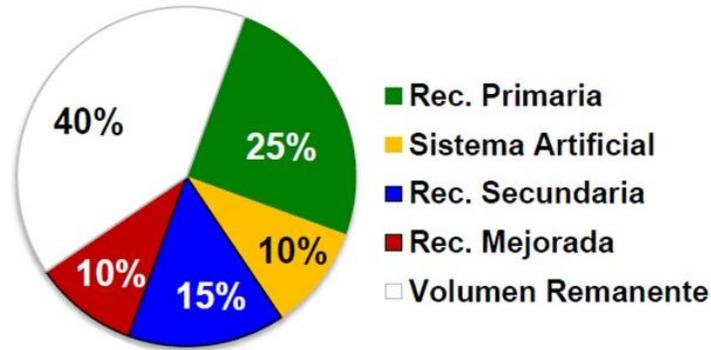


Figura 7. Factores de Recuperación en la etapa productiva del campo. (García, 2015)

Estos mecanismos de producción utilizan técnicas y tecnologías para ampliar su recuperación final, hasta llegar a la etapa de abandono. **El abandono** se determina en la mayoría de los casos por los niveles marginales de producción o nula producción, debido a que económica y comercialmente ya no se justifica la explotación del campo. En la figura 8 se muestra el ciclo de vida de un yacimiento.



Figura 8. Ciclo de Vida de un yacimiento. (García, 2015)

2.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La metodología de trabajo considera un flujo de planeación estratégica basada en bloques multidisciplinarios que conllevan al desarrollo de campos petroleros. El análisis del desarrollo se realiza en primera instancia considerando todos los aspectos necesarios para **caracterizar el yacimiento**. Este bloque comprende los modelos indispensables para posteriormente calcular las reservas remanentes del campo, con apoyo del *modelo estático*, etapa inicial en el proceso de caracterización, se hace referencia al cálculo del volumen original del yacimiento, al incorporar todas las características y propiedades geológicas obtenidas de las diferentes etapas como: petrofísica, geológica, sedimentología, etc. que apoyan a calcular los volúmenes de aceite y gas. Con el *modelo dinámico* se identifican y evalúan las propiedades para el transporte del fluido, esta caracterización depende de la etapa de ingeniería de yacimientos al obtener datos de pruebas de presión, datos históricos de producción del campo, registros de flujo, registros de temperatura y reportes PVT de laboratorios del campo en estudio o de un campo análogo. El análisis de los datos de ambos modelos permitirá identificar y determinar las variables de mayor impacto, que formaran parte del flujo de trabajo que considerará esta metodología. A su vez ayuda a **caracterizar el fluido**, determinando su comportamiento termodinámico y el desarrollo del campo de acuerdo con el tipo de yacimiento definido.

Una vez determinada la primera etapa se procede a calcular el **potencial del yacimiento** al determinar los gastos máximos de los fluidos producidos, con base en ello, se definirán los perfiles óptimos de producción de los pozos, el análisis del sistema de producción, y con el cálculo de las *reservas*, se procede a determinar el **número de pozos**, y se propone el tipo de **instalaciones superficiales** (la plataforma será elegida de acuerdo a la capacidad de producción), así como los medios de transporte y/o separación, llevándonos a contemplar toda la *infraestructura* que será utilizada para el desarrollo. En función de la problemática que presente el yacimiento, se crearán *escenarios técnicos*, buscando se favorezca en amplio rango la rentabilidad del yacimiento, estos Escenarios serán jerarquizados bajo los resultados de los **pronósticos de producción** y el **análisis económico** para finalmente seleccionar al de mejor rentabilidad para el desarrollo del campo.

La figura 9 es una representación visual de la metodología de trabajo que se seguirá para el desarrollo del campo.

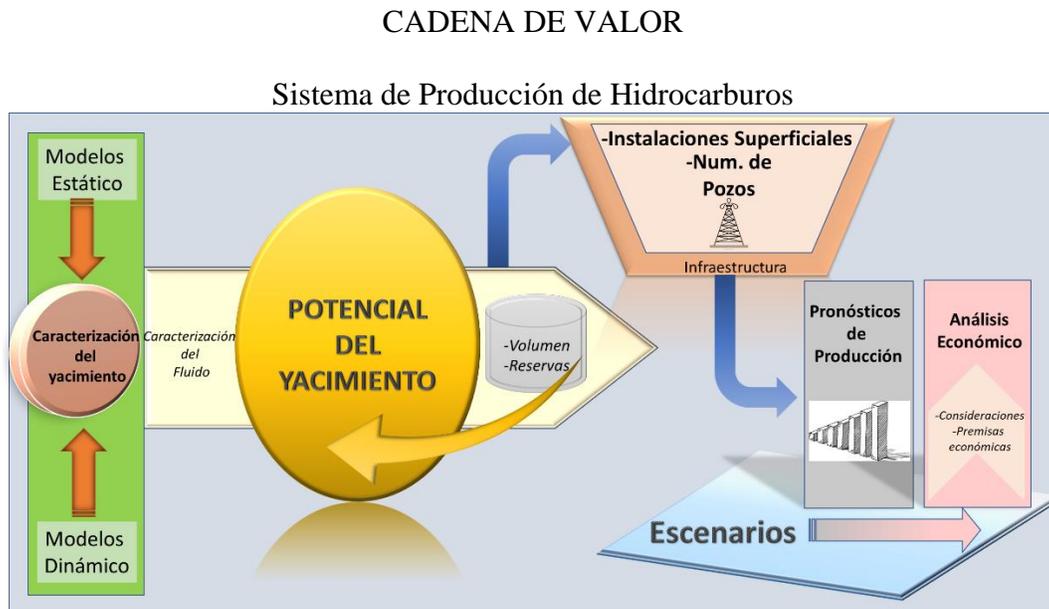


Figura 9. Diagrama de la Cadena de Valor de un Yacimiento Petrolero, (Yacimiento, pozo e instalaciones superficiales).

2.3 EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

El manejo de la información en las diferentes actividades requiere de un uso confiable, preciso, oportuno y sistémico. Lo anterior lleva a trabajar con información de calidad y a generar técnicas y/o herramientas específicas y factibles para ser implementadas en las diferentes actividades. La parte medular en este capítulo es mostrar la importancia y necesidad de contar con información de calidad para el desarrollo de un campo petrolero y generar resultados confiables que apoyen la toma de decisiones al explotar un campo.

La calidad de la información está en relación con la precisión y confiabilidad, así como con su utilidad en el contexto utilizada emplearse. La información debe ser adaptada a los criterios de calidad que se esté estudiando (Wang y Strong 1996). En 1999, Baullou y Tapi plantearon que la mejor forma de definir la calidad de la información o de los datos es con la frase *fit for use*, es decir, apropiada para su uso.

Trabajar con una baja calidad de los datos afectará el proceso de toma de decisiones y condiciona los resultados, sin embargo, se puede afirmar que, con datos erróneos, las decisiones que se tomen basadas en ellos serán muy probablemente equivocadas (Chengalur-Smith, 1998).

Hablar de concepto multidimensional en información recolectada, incluye la opinión de expertos en el área y no solamente de los desarrollos teóricos y abstractos estipulados. Muchas veces no es fácil entender la calidad de la información, por ello, en este trabajo se desarrolla su análisis de la calidad.

El paradigma actual de calidad de la información (IQ) juzga el valor de la información según cuatro categorías, que pueden ser desmenuzadas según el estudio: disponibilidad, presentación, contexto y lo intrínseco (Wang y Strong, 1996).

La figura 10 muestra la jerarquización de las categorías representado la base desde la información existente, seguido por la codificación en la que se encuentre, su utilización y finalmente su aprobación para ser utilizada.



Figura 10. Dimensiones de IQ. (Espona, 1996)

El procedimiento antes descrito obliga a trabajar con información de calidad, en este caso, para el desarrollo de un campo petrolero. Un mecanismo de evaluación importante de la información es generar un semáforo que evalúe el riesgo e incertidumbre. Esto a fin de

determinar el impacto e índice de calidad de la información, respecto a las principales áreas técnicas que conforman la cadena de valor para la evaluación integral del yacimiento petrolero. El semáforo de calidad de la información está basado en dos modelos importantes, el Modelo Estático y el Modelo Dinámico, y estos a su vez se subdividen en etapas que los conforman, del mismo modo, cada etapa se subdivide en parámetros que evalúan el probable impacto sobre el proyecto asociado a cada etapa. Para este caso se acudió y consultó a un grupo multidisciplinario que cuenta con los expertos en el área que ayudaron a complementar el análisis de la información.

Este semáforo está diseñado para apoyar los resultados del proyecto del análisis técnico-económico, describe el procedimiento realizado para la estimación de un factor de riesgo asociado al proyecto. Este factor se relaciona directamente con la calidad de la información del campo seleccionado. Como resultado de la investigación documental, dependiendo del grado de información disponible, se le asignará un valor de incertidumbre de acuerdo con una métrica de evaluación fijada que será indicada en el semáforo.

Para obtener la Calidad de Información Final se asignará un valor numérico ponderado (peso) a cada una de las etapas del Modelo Estático como Dinámico, expresado en porcentaje que se presenta a un costado de esta herramienta. Con las métricas definidas tabla 2 (de impacto y de calidad), el semáforo determinará el impacto y la calidad de información respectivamente.

Tabla 2. Métrica de evaluación de impacto y calidad de la información.

No.	Métrica de impacto	Métrica de Calidad de la Información
1	muy alto	muy alto
2	alto	alto
3	medio	medio
4	bajo	bajo
5	muy bajo	muy bajo

La figura 11 es una representación del semáforo de calidad del campo Cheek. Las etapas definidas para estos estudios son 4 debido a la poca información que se utilizó para el estudio, se le asignaron valores de impacto que fueron definidos por los expertos, así como el valor

de 1 a 5 respecto a la calidad de la información calificado por ellos mismos. En el siguiente recuadro se describen las observaciones de los expertos respecto a la información utilizadas para calificar la calidad. El valor numérico final resultante a la información corresponde a un 76%, calificando la calidad de la información con riesgo moderado y dando seguridad de desarrollar el campo con la información analizada.

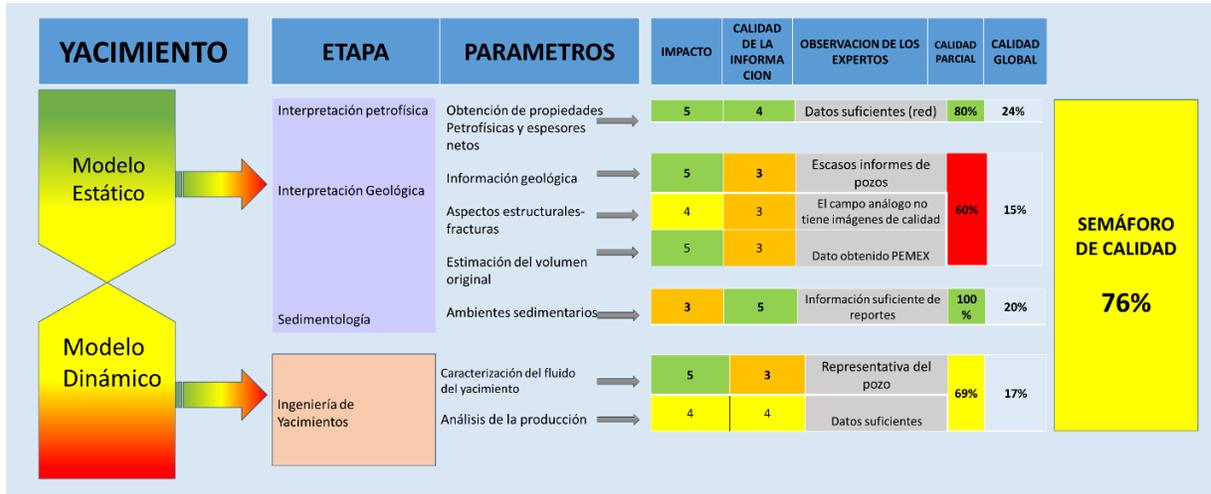


Figura 11. Semáforo de la calidad de la información del campo Cheek.

La figura 12 es una representación de los valores en porcentaje del semáforo de la calidad en función del valor numérico ponderado, manifestándose el color de acuerdo con el riesgo sea alto, moderado o bajo que hará identificar rápidamente la viabilidad de la información.

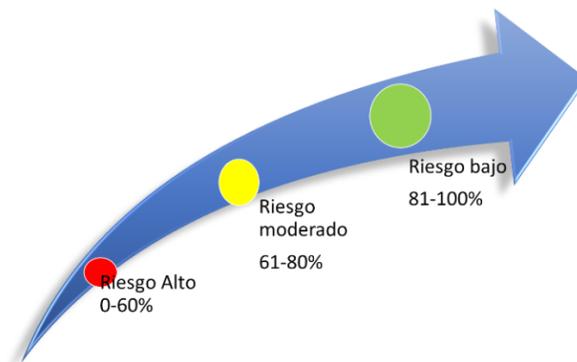


Figura 12. Rangos del Semáforo de Calidad

La siguiente figura es una extracción de las etapas de estudio multidisciplinarias para la caracterización integral de yacimientos, que muestra los parámetros involucrados en cada etapa y lograr una interacción de la información con el grupo de trabajo y generar información confiable, figura 13.

En el anexo B se describe la importancia de la métrica de impacto y de la información, así como las preguntas que ayudan a integrar un grupo multidisciplinario para el desarrollo de un campo.



Figura 13. Interacción de la Información

2.4 CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.

Identificar un yacimiento petrolero es la actividad de mayor riesgo para la empresa, sin embargo, el descubrimiento no es suficiente para determinar si ese petróleo o gas que se descubrió generará ganancias. Para ello es necesario considerar las condiciones del entorno, realizar estimaciones y proyecciones de los precios del mercado, los costos relacionados a la infraestructura, al proceso de producción, transporte y logística hasta llevar el producto de forma segura para su venta final.

El flujo de caja de un proyecto es el resultado de la diferencia entre la cantidad de dinero que ingresa y egresa del manejo del negocio en cada periodo específico de tiempo. Para realizar una evaluación económica se deben determinar las fuentes de ingresos y egresos del proyecto en estudio.

2.4.1 LOS EGRESOS:

Los egresos forman parte de la inversión en un proyecto, ya que cubren el capital de los inversionistas para obtener un beneficio aplicándolo de forma estratégica al mantener en condiciones naturales el desarrollo del campo implicando algunos puntos: perforación y terminación de pozos, construcción de instalaciones superficiales, instalaciones de sistemas artificiales, etc. así como invertir de forma operacional al mantener la infraestructura de manera productiva y de soporte, por ejemplo: modernización de instalaciones, mantenimiento de equipos, protección ambiental, seguridad, abandono de campos y taponamiento de pozos, etc.

Este punto corresponde al dinero que se gastará en la operación y producción, como se ilustra en la figura 14.



Figura 14. Etapas para la evaluación económica de un yacimiento

Los egresos de la empresa tienen diferentes causas y son tratados contablemente de forma diferente. Cuando un egreso se destina a la compra de equipos u otros bienes que pasan a formar parte de los activos de la empresa, se considera que contribuye al capital de la empresa, y se conoce como CAPEX (Capital Expenses), también es llamada inversiones y se clasifica en inversiones de subsuelo e inversiones de infraestructura. Cuando el egreso no es capitalizable, pero está directamente relacionado con la operación a esto se le llama el OPEX (Operational Expenses). El costo asociado con el abandono de un pozo cubre relleno del

pozo, retiro del equipo, tanques y saneamiento de la superficie a esto se le llama el ABEX.- Adicionalmente la empresa requerirá incurrir en egresos para cubrir sus gastos administrativos y generales, tales como obligaciones bancarias, cumplir con pagos relacionados con condiciones contractuales o contribuciones establecidas por la vía de regalía o impuestos.

En la tabla 3. Se presentan las consideraciones económicas de los egresos según la causa.

Tabla 3. Consideraciones de los egresos. (Muntó, 2014)

El análisis considera una condición de abandono de 500 BPD que se visualiza al final del horizonte de producción.
El concepto de costo de mantenimiento considera a la infraestructura y a los pozos
El costo de ingeniería es estimado como 5% del costo de infraestructura.
El costo de administración se estima como el 4% del costo de infraestructura.
El costo de operación y mantenimiento (OPEX) es igual al 10% del costo del capital (CAPEX).
El costo de abandono de los campos (ABEX) es igual al 5% del costo del capital.

Barriles Por Día (BPD).

2.4.2 LOS INGRESOS:

Los ingresos de un negocio están determinados por el volumen de bienes y servicios a vender, multiplicados por su precio de venta. La industria petrolera estima volúmenes de hidrocarburos generando complicaciones al momento de venderlos, debido a la incertidumbre geológica del yacimiento. Esta metodología se define con el objetivo de reducir el riesgo del negocio y disminuir la incertidumbre a medida que se estudie la información del campo.

El ingreso principal en este negocio es estimar el volumen de ventas de hidrocarburos bajo un programa de perforación de los pozos durante el horizonte de producción económico del campo.

Esta metodología considera volúmenes para diferentes probabilidades de ocurrencia que se analizarán en la evaluación económica del campo.

- a) **Recursos P_10:** volúmenes de reservas que pudieran encontrarse con 10% de probabilidad. Hay una menor probabilidad de descubrir un volumen mayor.
- b) **Recursos P_50:** volumen de reservas que pudiera encontrarse con 50% de probabilidad.
- c) **Recursos P_90:** volumen de reservas que pudiera encontrarse con 90% de probabilidad. Hay una mayor probabilidad de descubrir un volumen menor.

En el anexo C se muestran las diferentes fórmulas para el crudo mexicano de exportación en diferentes países.

La figura 15 muestra el flujo de caja para el desarrollo de un campo petrolero al contemplar cada uno de los atributos que forman los egresos e ingresos previamente mencionados que permitirán determinar la evaluación económica del campo en este proyecto.



Figura 15. Flujo de caja para el desarrollo de un campo petrolero, (\$MMUSD).

En el proceso de evaluación integral de un campo petrolero se busca obtener el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos y con ello conocer la rentabilidad en la exploración y explotación de los yacimientos petroleros, después de identificar cada uno de los atributos de los egresos e ingresos que involucran la evaluación petrolera, se podrá calcular los indicadores económicos (VPN, TIR, IU) y a su vez medir y maximizar el costo de oportunidad. Los indicadores económicos son de gran utilidad para la toma de decisiones en

el desarrollo del proyecto, una inapropiada identificación en el desarrollo de oportunidad del campo puede manifestarse en resultados pobres o erróneos.

El análisis de la rentabilidad económica de los proyectos como se observa en la figura 16 requiere del manejo de cuatro conceptos fundamentales que se describen a continuación (Solórzano, 1996).

La inversión inicial, C , comprende todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en el proyecto, hasta que está listo para producir los bienes y servicios para lo que fue concebido; inversión inicial, investigaciones previas de campo, laboratorio y gabinete, pruebas piloto, activos e incluyendo los intereses que el dinero invertido haya generado para comenzar a trabajar.

Costo de capital, i , es la tasa a la cual se paga intereses por el uso del capital que se invierte.

La vida económica, n , es el número de periodos estimados como duración de los activos que integran la inversión inicial.

Ingresos netos, I_k , para $k=1$ hasta n , son las diferencias entre los ingresos brutos y los costos de operación y mantenimiento, (los ingresos brutos es la multiplicación del volumen de ventas por el precio).



Figura 16. Análisis de rentabilidad económica, (Solórzano, 1996)

2.5 INDICADORES ECONÓMICOS

Los indicadores económicos son el resultado de las consideraciones para la evaluación económica del yacimiento, estos indicadores hacen posible que antes de llevar a cabo cualquier proyecto de inversión se pueda dar respuesta a prácticamente todas las interrogantes que pudieran surgir respecto a su viabilidad, a través de los indicadores se pueden prever los beneficios y los costos, expresados en términos relativos o absolutos, desde diversos enfoques, en este caso será para evaluar y jerarquizar escenarios así como discriminarlos ya que forman parte de la cartera de inversión.

El análisis de rentabilidad requiere del manejo de 3 indicadores económicos elementales que se describen a continuación.

2.5.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El Valor Presente Neto (VPN) toma en cuenta en forma explícita el valor temporal del dinero. Se calcula restando la inversión inicial de un proyecto del valor presente de sus entradas de efectivo descontadas a una tasa equivalente al costo de capital de la empresa (esa tasa se denomina con frecuencia, tasa de descuento, rendimiento requerido, costo de capital o costo de oportunidad) o llamada de ingresos netos.

Este indicador económico maneja algunos criterios de decisión que apoyarán la toma de decisiones de los desarrollos de campos petroleros:

- Si el VPN es mayor que \$ 0 USD el proyecto se debe aceptar
- si el VPN es menor que \$ 0 USD se rechaza el proyecto
- si el VPN = \$ 0 USD no aumentará ni disminuirá el capital de la empresa, por lo tanto, el proyecto es indiferente.

Formula Simplificada

$$VPN = \sum_{k=1}^n \frac{C_f}{(1+i)^k} - C_0 \dots \dots \dots ec. 5$$

Formula desarrollada

$$VPN = \frac{C_1}{1+i} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \frac{C_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{C_n - 1}{(1+i)^{n-1}} + \frac{C_n}{(1+i)^n} - C_0 \dots \dots \dots \text{ec. 6}$$

2.5.2 TASA INTERNA DE RETORNO

Este indicador es usado con mayor frecuencia, la Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que iguala el VPN, dan una oportunidad de inversión a 0 dólares (debido a que el valor presente de las entradas de efectivo es igual a la inversión inicial). Cuando $VPN=0$ se conoce como la tasa interna de retorno. Es la tasa de rendimiento anual compuesta que la empresa ganará si invierte en el proyecto y recibe las entradas de efectivo esperadas.

Algunos de los criterios de decisión que involucra son:

- ❖ Si la TIR es $>$ que el costo del capital, el proyecto se debe aceptar
- ❖ Si la TIR es $<$ que el costo de capital el proyecto se debe rechazar, la TIR sería igual a i debido a que cubre exactamente el costo de capital invertido, por lo tanto, el proyecto es indiferente.

Forma simplificada

El procedimiento consistirá en calcular el valor de Σ para diversas tasas, hasta que sea igual a C.

$$VPN = \sum_{k=1}^n \frac{C_f}{(1 + TIR)^k} - C_0 \dots \dots \dots \text{ec. 7}$$

La figura 18 es una muestra representativa de las fuentes de ingreso y egreso (flujo de caja) que se consideran en el desarrollo de un campo petrolero y posteriormente al aplicar las fórmulas presentadas para el cálculo de los indicadores económicos o de rentabilidad son afectados por una tasa de interés anual.

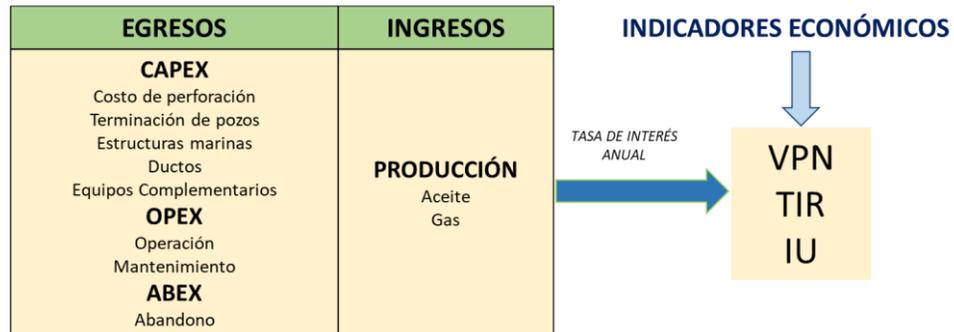


Figura 18. Flujo de caja e indicadores económicos para el desarrollo del campo.

CAPITULO 3.

3.1 FLUJO DE TRABAJO PARA DESARROLLAR EL CAMPO

En este capítulo se genera un flujo de trabajo, con el principal objetivo de identificar las variables de interés con mayor impacto para el desarrollo del campo de los cuales no se tiene un control sobre ellas, debido a las condiciones cambiantes del campo.

También se realiza una revisión del sistema de infraestructura superficial de explotación existente. Teniendo como producto final, un portafolio de oportunidades del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, para las tomas de decisiones.

3.2 DEFINICIÓN DEL FLUJO DE TRABAJO

La síntesis o parte medular de este flujo de trabajo corresponde a un esquema de entradas y salidas de tipo probabilistas al mostrar las variables de entradas técnicas y económicas, este flujo de trabajo fue definido del estudio integral de un campo petrolero al considerar todos los componentes de la cadena de valor involucrados el desarrollo de un campo. Estas variables fueron seleccionadas para el modelo de desarrollo al no tener un control sobre ellas debido a que el campo cambia sus condiciones desde el primer momento de explotación, a estas variables se les asignará una función de distribución de probabilidad en función de la naturaleza de los datos. En conjunto estas variables permitirán analizar la información del campo y hacer planteamientos de escenarios representativos para el desarrollo en función de la problemática, realizar ajustes de las propiedades petrofísicas y termodinámicas, generación y/o determinación de los perfiles de producción y finalmente como resultado se obtenga un análisis económico, que a través de indicadores económicos se calcule la rentabilidad del proyecto que irá acompañado de un análisis de sensibilidad que apoye la toma de decisiones en la explotación del campo.

Las variables de mayor impacto de entrada en el flujo de trabajo identificadas se presentan a continuación.

- Volumen de Hidrocarburos (**V_o**)
- Factor de recuperación (**Fr**)
- Declinación del campo (**D**)
- Recuperación por pozo y perfil de producción (**PP**)
- Costo del pozo e infraestructura
- Precio de los hidrocarburos
- Tasa de interés
- Paridad

3.2.1 VARIABLES TÉCNICAS

El volumen del campo (**V_o**) es determinado a partir de una investigación documental ya sea de datos del campo en estudio o campo análogos que ayude a calcular esta variable, usando la ecuación de cálculo de volumen en sitio (POES), utilizada en métodos volumétricos. Los parámetros que conforman esta ecuación son analizados estadísticamente en forma individual, ajustando una función de distribución de acuerdo con la naturaleza de los datos, para obtener un volumen probabilístico para considerar la relación combinatoria de cada uno de estos parámetros (el dato del Volumen original de un campo también puede ser obtenido de un campo análogo).

El Factor de Recuperación (**Fr**) es calculado con datos de la producción acumulada N_p y el dato del volumen original. Así mismo este cálculo es apoyado con la investigación en la literatura de las etapas productivas de un campo petrolero en la recuperación de hidrocarburos: primaria, secundaria y terciaria que fue descritas en el capítulo 1.

Declinación del campo (**D**) se calcula al analizar sus producciones de hidrocarburos y agua en un tiempo determinado al usar métodos de curvas de declinación, permitiendo obtener una idea del comportamiento histórico de producción.

Perfiles de Producción (**PP**) se calcula con el comportamiento de afluencia, producciones máximas del aceite y el gas.

Recuperación por Pozo (**RP**) es el valor propuesto en función del perfil de producción del pozo y de la declinación del campo.

3.2.2 VARIABLES ECONÓMICAS

Costo del Pozo e Infraestructura: se obtiene en función del volumen original y el gasto en las producciones, se calcula el número de pozos a perforar y la infraestructura superficial requerida para el desarrollo del campo.

Costo de los hidrocarburos: son los valores propuestos de acuerdo con las tendencias históricas 2013/2018 datos obtenidos de la SENER y PEMEX.

Paridad: son los valores propuestos de acuerdo con tendencias históricas obtenidas de la SENER 2013/82018.

Tasa de interés: es el valor o precio que se genera por el uso del dinero en un periodo de tiempo o lapso determinado.

Este flujo de trabajo permite generar el análisis económico al identificar las variables de entrada que mediante un modelo económico permita calcular las variables de salida que corresponde a los indicadores económicos.

- Valor Presente Neto (VPN)
- Valor Presente de Inversión (VPI)
- Índice de Utilidad (IU).

El flujo de trabajo representativo para el desarrollo de un yacimiento petrolero definido en esta tesis se ilustra en la figura número 19, apreciándose el esquema de entradas y salidas que irá acompañadas del análisis probabilístico. Las variables con incertidumbre proyectarán un efecto importante en los resultados, por ello el análisis probabilista cubrirá estas desviaciones al medir el riesgo del comportamiento aleatorio de los datos.

Las premisas económicas consideradas en este flujo son: el precio de los hidrocarburos y costo del pozo e infraestructura.

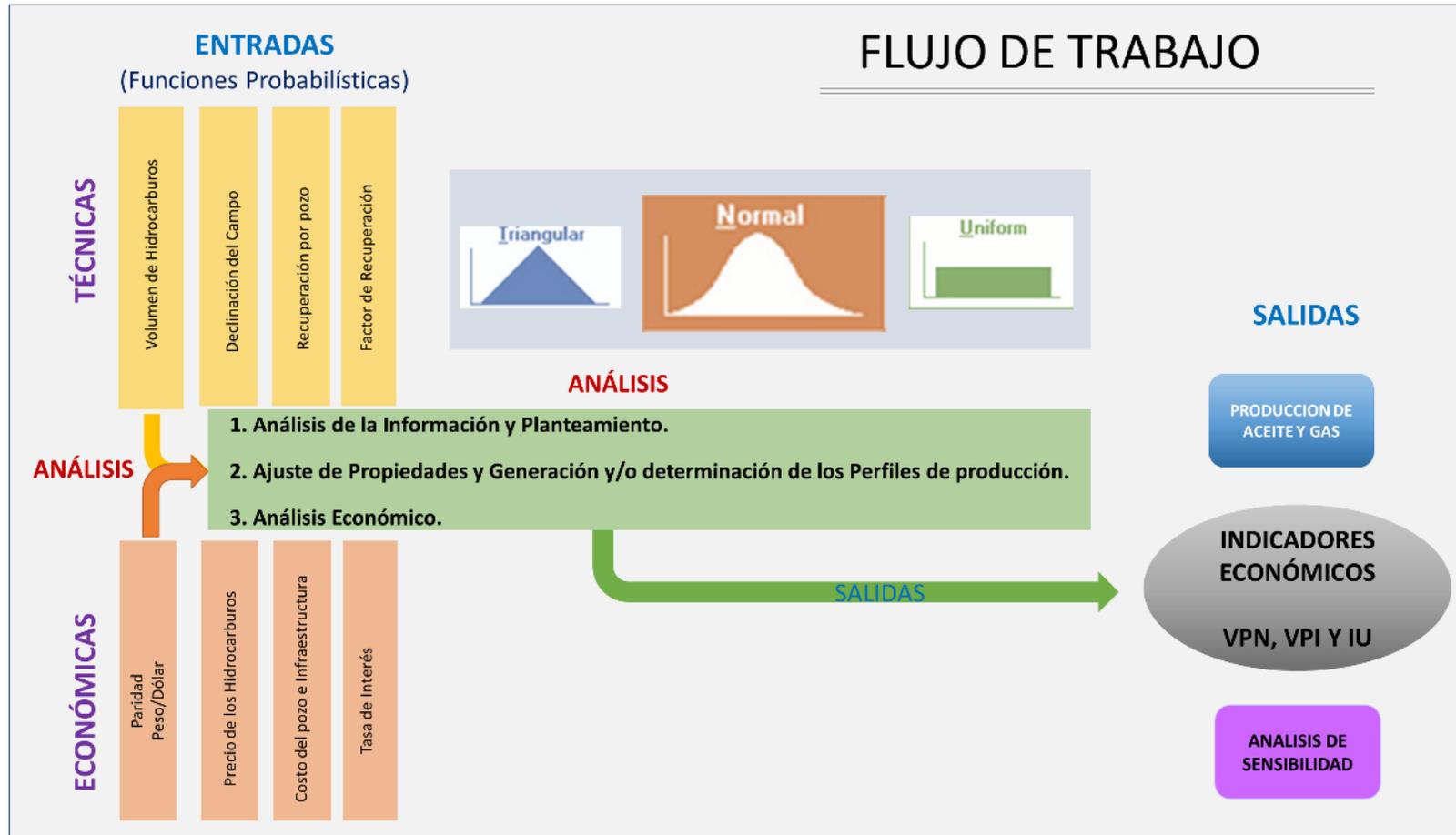


Figura 19. Definición del flujo de trabajo

CAPITULO 4.

4.1 DEFINICIÓN DEL POTENCIAL DE UN YACIMIENTO PETROLERO PROTOTIPO

A nivel nacional e internacional se realizan esfuerzos coordinados para seguir implementando y mejorando la explotación de los campos petroleros, cuyo objetivo principal es el de Mejorar y/o sostener la producción de hidrocarburos en los campos y con el compromiso de identificar soluciones a corto y mediano plazo.

La aplicación de esta metodología busca mejorar las prácticas al considerar un sistema integral sistémico, que contribuyan a óptimos desarrollos. En este capítulo se integran cada una de las etapas desarrolladas en la metodología, mencionadas en los capítulos anteriores, con el objetivo de determinar el potencial del yacimiento, es decir, el nivel máximo de producción estable que pudiera ser alcanzado por los pozos en el campo, en cumplimiento con las normas ambientales existentes.

La figura 20 muestra las diferentes etapas que caracterizan el yacimiento de manera integral, para ofrecer de manera conjunta resultados óptimos en el desarrollo de campos. Los requerimientos para este tipo de estudios demandan un trabajo multidisciplinario, ya que requiere el intercambio de conocimientos que conlleven a un análisis amplio en los diferentes bloques para definir un objetivo común.

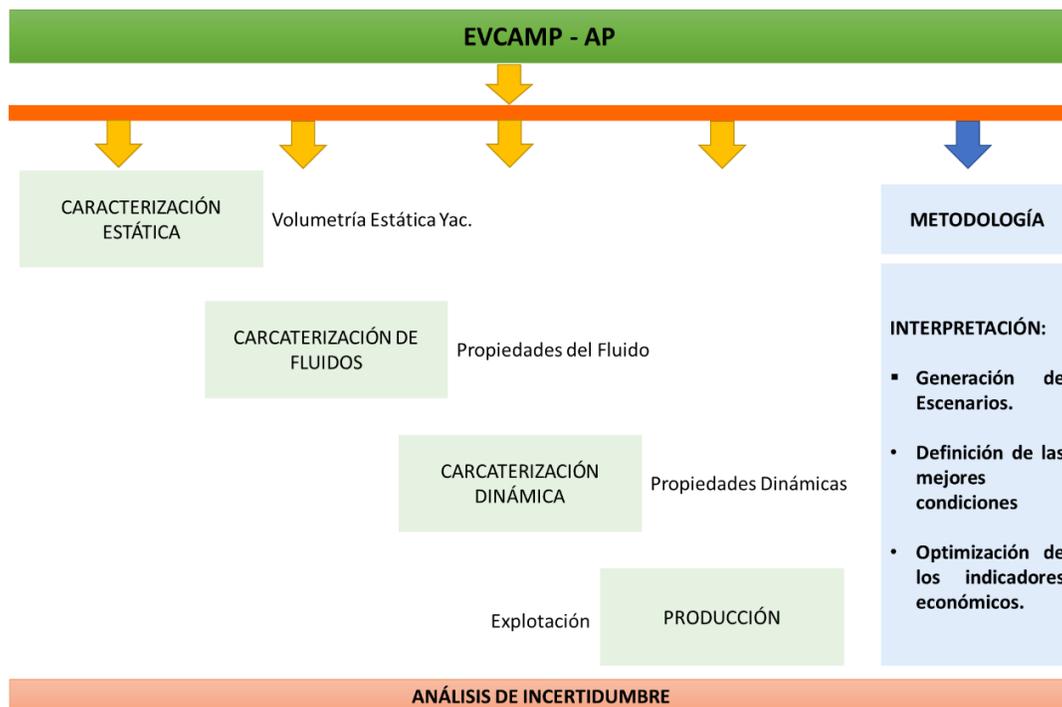


Figura 20. Caracterización integral del yacimiento

Los diferentes bloques requieren estudiar e identificar parámetros que garantizan información confiable. El enfoque en la integración de la información obedece a un proceso sistémico de las diferentes disciplinas, donde la síntesis es la comunicación de la información y maximizar la tasa de producción económica del desarrollo del yacimiento (potencial del yacimiento).

4.2 INVESTIGACIÓN DOCUMENTAL PARA DEFINIR UN CAMPO

La aplicación de esta metodología será evaluada en un campo nuevo, del cual se recolectan los datos necesarios a partir de documentos, reportes, libros, revistas, informes, etc. Principalmente que correspondan información emitida por PEMEX, CNH, CNIH, SENER, Compañías externas de desarrollo de campos, estudios académicos y/o tesis con afinidad al tema.

La síntesis fue realizar una investigación documental de los campos petroleros que pertenecen a nuestro país. La empresa Pemex encontró tres nuevos campos petroleros cerca de estructuras de desarrollo, como: Abkatun Pol Chuc y el Litoral de Tabasco que le da viabilidad para el desarrollo de estos campos como resultado de una campaña exploratoria en aguas someras. Estos yacimientos producirán aceite ligero en aguas someras del golfo de México, los estudios exploratorios arrojaron existencia de grandes reservas, por lo tanto, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) buscará licitarlos en las próximas rondas (PEMEX, Evaluación de Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2016, 2016)

El Campo petrolero seleccionado corresponde al nombre de CHEEK descubierto en el año 2015, se localiza en la región marina suroeste, en batimetría de aguas someras, ubicado en el activo de producción Abkatún-Pol-Chuc, figura 21 y 23. El campo cuenta con un pozo perforado llamado Cheek-1 y su respectiva información de las reservas de aceite y gas en categorías 1P (probadas), 2P (probables) y en términos de petróleo crudo equivalente (BPCE), el tipo de hidrocarburo asociado a este yacimiento corresponde a un **Aceite Ligero**.

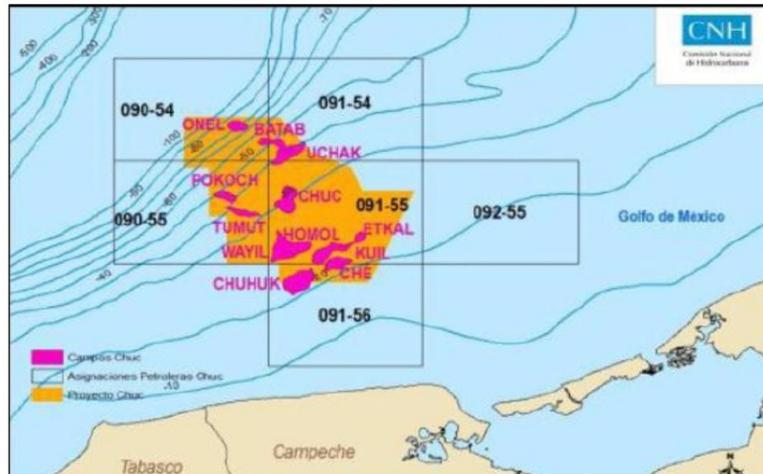


Figura 21. Activo de producción Akatun-pol-chuc, CNH Activos, 2012

Para este análisis se carece de información complementaria abierta al público para realizar un estudio para su desarrollo del campo, pues el centro nacional de información de hidrocarburos (CNIH) de la CNH quien regula la información obtenida en las actividades exploratorias. La ubicación del campo en aguas someras con un tirante de agua de aproximadamente 30 metros. Se encuentra cerca de infraestructura regional, ubicado a 2 km del campo Abkatun y en el play brecha cretácico fracturado (BTPKS) con 32°API, figura 22.



Figura 22. Campo Cheek, activo de producción Abkatun-pol- chuc, (PEMEX, Resultados de actividades de exploración 2015, 2015)

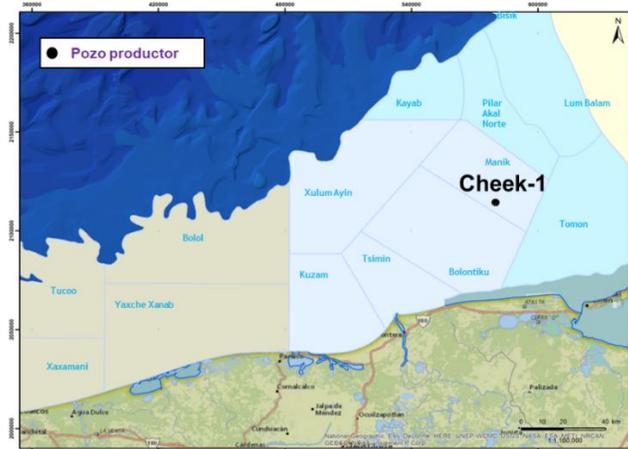


Figura 23. Localización del pozo Cheek, (PEMEX, Evaluación de Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2016, 2016)

La parte fundamental en este capítulo es mostrar el análisis para el desarrollo del campo, al no contar con la información necesaria para el estudio del campo Cheek debido a que es un campo nuevo, también se realizó una investigación de campos similares para construir una base de datos y seleccionar un campo que será utilizado como análogo, es decir, el campo debe contar con información similar al campo Cheek, mismas condiciones geológicas y de yacimiento que fue utilizado para su evaluación.

La tabla 4 muestra una selección de los pozos identificados con mayor similitud al comportamiento del pozo Cheek 1. Fue seleccionando el pozo Kuil-1 como campo análogo, debido a que es el único con más información publicada para el desarrollo del proyecto. Cabe mencionar que el pozo Chuc pudo ser el más indicado pero su información publicada es mínima para el análisis.

Tabla 4. Campos análogos. (PEMEX, Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2017, 2017)

pozo	°API	Presión del Yacimiento kg/cm ²	Presión de Saturación kg/cm ²	Tipo de Roca	Tipo de aceite
Abkatún-1	28	386	175	Calizas dolomitizadas, presencia de fracturas y vóculos	Aceite ligero
Pol-1	31	405	245	Calizas dolomitizadas, presencia de vóculos y calizas calcarenitas.	Aceite y gas
Chuc-1	32	370	213	Calizas dolomitizadas, abundantes fracturas y vóculos	Aceite Ligero
Kuil-1	32-34	303	251.44	Brechas con dolomías, fracturas	Aceite ligero
CHEEK	31	-	-	Brecha con dolomías, fracturas	Aceite ligero

(Resultados de la investigación documental).

La tabla 5 muestra los detalles del pozo Cheek 1, con la información necesaria para el inicio de su estudio.

Tabla 5. Datos del pozo Cheek-1. (CNIH, 2017)

POZO TERMINADO (ABRIL 2015-ABRIL 2016)						
POZO	REGION	ENTIDAD FED.	TIPO	PROF. TOTAL (m)	INTERVALO PRODUCTOR (m)	TIPO DE HIDROCARBURO
CHEEK 1	MARINA SUROESTE	ATGM	MARINO	4530	4030-4086	ACEITE LIGERO

La información correspondiente al pozo kuil-1 son datos del modelo estático y dinámico, así como reportes públicos generados por otras instituciones (dictamen técnico del proyecto de explotación Chuc, CNH).

La figura 24 muestra un comparativo de estos pozos con el fin de asegurar un comportamiento similar entre ambos. Algunos aspectos relevantes se presentan a continuación: formación BTPKS, productores de aceite ligero, profundidad con variación de 500m., variación de 1° API y un área proporcional a sus volúmenes originales de aceite en MMBpce (Millones de barriles de petróleo crudo equivalente).

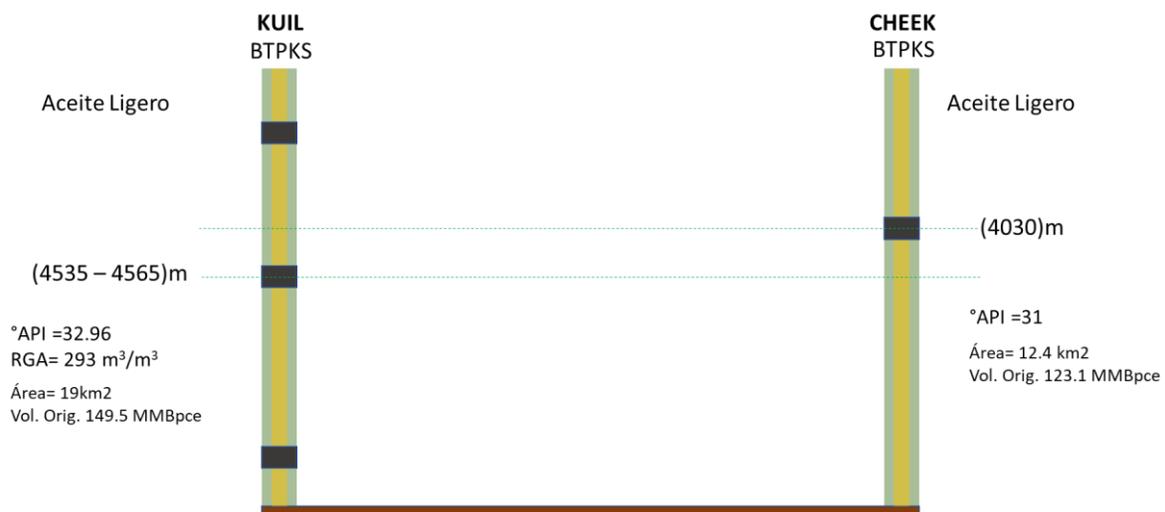


Figura 24. Información de los Campos Cheek y Kuil

Campo análogo (Campo Kuil)

El pozo está ubicado a 55 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche, en Aguas Territoriales del Golfo de México, y alcanzó una profundidad de hasta 5,438 metros verticales en un tirante de agua de 29 metros, figura 25. El pozo cortó una columna estratigráfica que comprende rocas que durante el Cretácico continúa la depositación de carbonatos de plataforma y al cierre del Cretácico Superior, culmina con flujos brechoides, conocida como “Brecha BTPKS”.

El yacimiento es de edad Cretácico Superior está constituido por una brecha con fragmentos de dolomía microcristalina y de mudstone a wackestone, de intraclastos y bioclastos, parcialmente dolomitizados. Su porosidad es secundaria e intercrystalina, en fracturas y cavidades de disolución. La porosidad varía de 7 a 9 por ciento y la saturación de agua promedio es de 35 por ciento.

Los parámetros que indican un comportamiento análogo son:

- Ubicación
- Intervalos productores
- Propiedades de los fluidos (tipo de aceite, RGA, API, etc.)

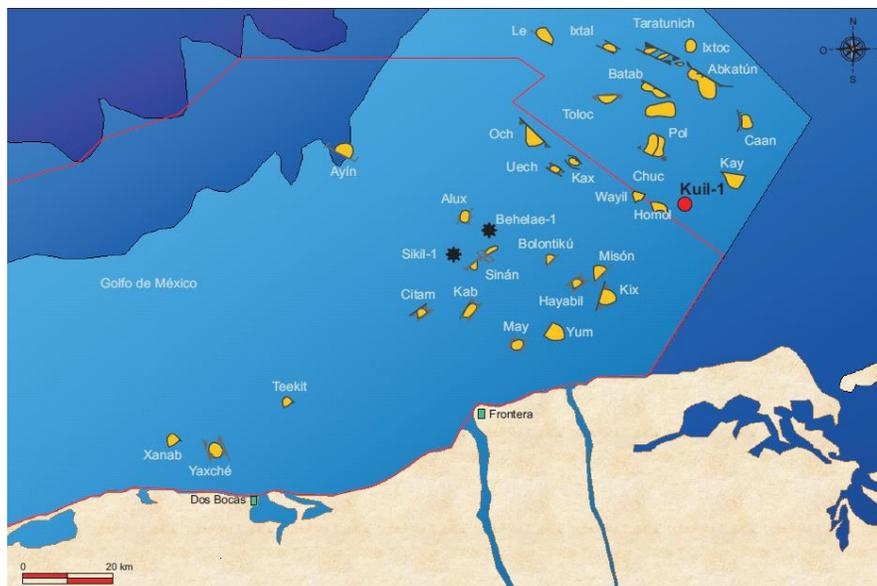


Figura 25. Localización del campo análogo(Kuil)

El campo Kuil cuenta con 3 áreas de desarrollo (figura 26), este estudio será enfocado solo en el área A, debido a que fue la más desarrollada en su tiempo para este campo y es la más cercana al campo Cheek, los datos investigados y disponibles corresponden a esta área, se realizó un nuevo cálculo de volumen original para verificar los datos y para apoyar el desarrollo del campo Cheek.

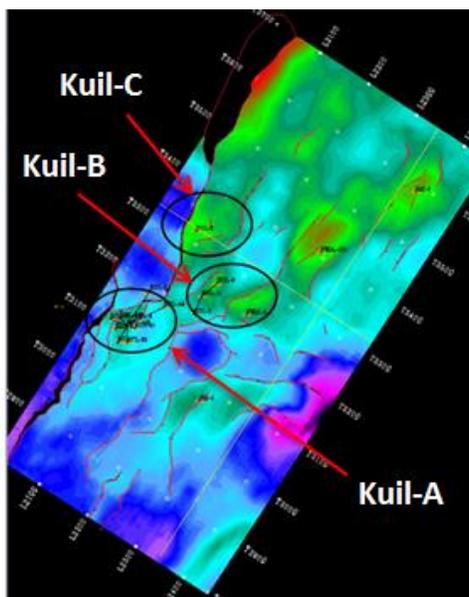


Figura 26. Áreas del campo Kuil, IMP, 2014

La figura 27 muestra la localización de estos campos, corroborando la cercanía entre ambos, la comprensión de estas relaciones permitió conocer cada una de las características clave que interactúan en un yacimiento. El campo análogo Kuil apoyó ofreciendo elementos relevantes de comportamiento del campo al estar localizado en ese play al ofrecernos una visión del comportamiento que tendrá el campo Cheek.

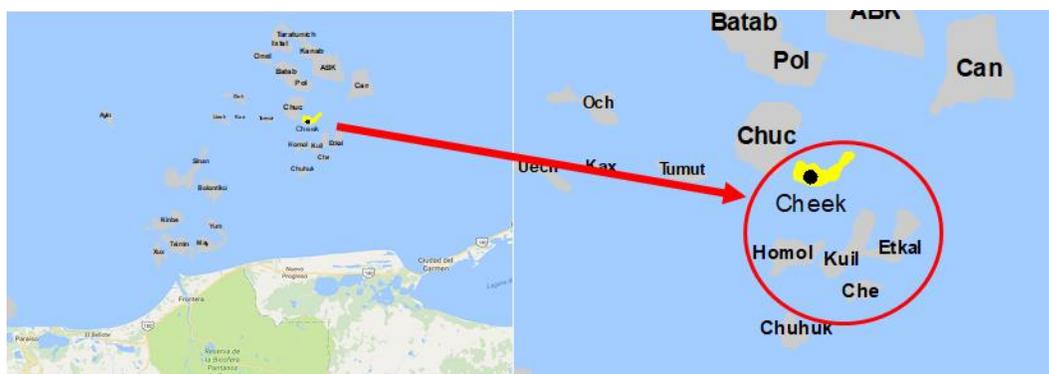


Figura 27. Localizaciones de los Campos de estudio, (PEMEX, Evaluación de Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2016, 2016).

4.3 DEFINICIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO DEL YACIMIENTO

El cálculo del potencial petrolero del campo Cheek se determinó por medio de una serie de relaciones del estado actual de la información del campo Kuil y Cheek (tabla 6), para obtener los datos necesarios y realizar el desarrollo de explotación. La siguiente tabla presenta los datos actuales de la información de ambos campos.

Tabla 6. Información actual de los campos

POTENCIAL PETROLERO DEL CAMPO PROTOTIPO (CAMPO CHEEK)		
Datos	Kuil	Cheek
Parámetros para el calculo del vol. Original (ϕ , h , S_w , área, B_{oi})	si	no
Volumen original (V_o)	si	si
Producción acumulada (NP)	si	no
Factor de recuperación (Fr)	si	no
Potencial del campo	si	no

El interés de este comparativo como consecuencia de la información faltante es mostrar la forma de cálculo para obtener el potencial del campo Cheek; el campo análogo Kuil cuenta con los parámetros suficientes para realizar el cálculo del volumen original del campo, también cuenta con los históricos de producción, lo que permite calcular la producción acumulada de los campos, se procede a determinar el factor de recuperación y finalmente el potencial del campo (reservas). La secuencia de cálculo para el estudio del campo Cheek fue la siguiente: el pozo Cheek-1 cuenta únicamente con el dato del volumen original, para calcular el factor de recuperación del pozo se obtiene mediante el dato del volumen original y la producción acumulada (NP), la NP se calculó al analizar los históricos de producción del campo análogo, finalmente con el factor de recuperación y el volumen original se determinó el potencial del campo Cheek, como se muestra en la figura 28.

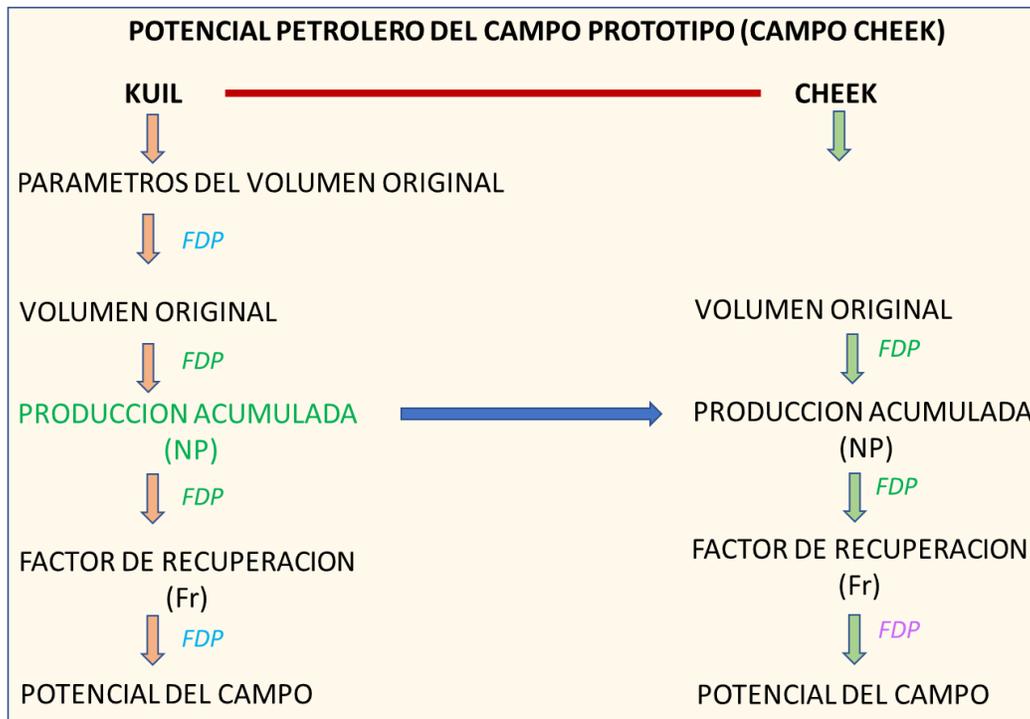


Figura 28. Calculo del potencial petrolero del pozo Cheek-1

La estimación de las reservas de hidrocarburos de los campos como se explicó previamente se determina acompañada de un análisis probabilista, de acuerdo con la naturaleza de los datos se les asigna una función de distribución probabilista (FDP). Iniciando con los parámetros de la ecuación del volumen original y se va acompañando a cada uno de los cálculos hasta determinar el potencial del campo. Se menciona que los parámetros que forma la ecuación del volumen original les fue asignada sus FDP's en función del comportamiento de los datos, generando valores percentiles que representan los intervalos de confianza (P_10, P_50 y P_90), todos estos valores por medio de un modelo iterativo de Montecarlo de 10,000 iteraciones, de igual forma calcula los valores probabilistas del volumen original (P_10, P_50 y P_90), con su FDP respectivamente. Esta FDP obtenida del campo análogo se le asignó al campo Cheek para iniciar con el análisis, extendiéndose en la misma forma a todo el flujo de trabajo, en el caso de la producción acumulada para el campo Cheek le fueron asignados los valores probabilistas de NP y la FDP del campo análogo ya que no se contó con información de los históricos de producción.

La tabla 7 muestra el ejemplo de los parámetros para el cálculo del volumen original del campo análogo. Esta forma de análisis evita que disminuyan la incertidumbre de los resultados al no presentar un valor puntual y se abarquen probabilidades desde menor, igual al más probable de los resultados.

Tabla 7. Espesores netos y promedios de propiedades petrofísicas

TABLA DE ESPESORES NETOS Y PROMEDIOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS											
POZO	UNIDAD	CIMA TVD	BASE TVD	ESP. TOTAL	ESP. NETO	REL. ET/EN	PROMEDIOS			Km2	m3/m3
							PHI	SW	ARC	AREA	Boi
					m		fraccion	fraccion		BP	
KUIL-1	BP	4467.95	4613.04	145.09	139.22	0.96	0.08	0.20	0.00	26.14	1.90
KUIL-21	BP	4500.33	4623.19	122.97	121.76		0.09	0.12	0.00		
KUIL-3	BP	4501.59	4627.35	126.21	119.22	0.94	0.11	0.21	0.01		
KUIL-41	BP	4542.88	4672.44	122.71	104.45	0.85	0.08	0.20	0.00		
kuil-20				128.26	122.83		0.08	0.18			
KUIL-5	BP	4507.65	4649.42	141.78	89.81	0.63	0.09	0.28	0.02		
KUIL-11	BP	4429.72	4588.23	158.51	78.25	0.49	0.12	0.25	0.01		
KUIL-44	BP	4544.03	4661.27	117.24	69.25	0.59	0.07	0.26	0.00		

La tabla número 8 muestra el resultado de la función de distribución de cada uno de los parámetros analizados, en la parte superior de la tabla se muestra la función correspondiente al comportamiento de los datos, también se visualiza la media y desviación estándar respectivamente. Es importante mencionar que los parámetros como el factor de volumen de aceite (Boi), se le asignó una función de distribución triangular, su valor en los estudios de laboratorios es puntual por ello se investigó su comportamiento durante desarrollos de campos presentando una pequeña variación en su valor. De la misma forma el parámetro del área le fue asignada una función de distribución triangular basada por la opinión de expertos en el área.

Tabla 8. propiedades petrofísicas del campo análogo.

FACTOR DE VOLUMEN		SATURACION DE AGUA		PRODUCCION ACUMULADA	
Triangular	m ³ /m ³	extvaluemin	fraccion	Uniforme	mmbls
MIN	1.89	MIN	0.12	MIN	-0.996
MAS PROBABLE	1.9	MAS PROBABLE	0.2125	MAS PROBABLE	30.115
MAX	1.92	MAX	0.28	MAX	53.094
MEDIA	1.903333333	desviacion	0.05314	DES VIA	15.954
DES VIA	0.015275252				
POROSIDAD		AREA		ESPESOR NETO (metros)	
paretos	fraccion	triangular	m	Uniforme	
MIN	0.07	MIN	3000000	MIN	104.45 69.25
MAS PROBABLE	0.09172	MAS PROBABLE	6000000	MAS PROBABLE	121.496 95.29
MAX	0.12	MAX	8900000	MAX	139.22 122.83
media	0.09172	media	5966666.667	Media	104.235
desviacion	0.02993	desviacion	2950141.24	Desviacion	25.97

La tabla 9 muestra un resumen de las funciones de distribución probabilísticas FDP's obtenidas de cada uno de los parámetros de la ecuación del volumen original del yacimiento *in situ*, como se describió previamente en la figura 28.

Tabla 9. Funciones de distribución probabilística de los parámetros del Volumen Original

Asigancion de FDP	
Área (A)	triangular
Espesor Neto (h)	paretos
Porosidad (ϕ)	paretos
Saturación de Agua (S_w)	extvaluemin
Factor de Volúmen (Boi)	triangular
Np	mmbls
	riskunifrome

4.4 DETERMINACIÓN DE LAS FDP DE LAS VARIABLES QUE DEFINEN EL POTENCIAL DEL YACIMIENTO.

Los diferentes datos de entrada al flujo de trabajo son analizados construyendo un histograma de frecuencias, el cual se ajusta a un patrón de distribución de probabilidad como resultado del comportamiento de los datos. se utiliza el concepto de distribución continua en donde un número aleatorio representará el área bajo la curva.

A continuación, se presentan los resultados probabilistas (figura 29) con sus respectivas funciones correspondientes a las variables técnicas de entrada del flujo de trabajo, la función que resulte del volumen original del campo análogo será asignada al dato del volumen original del campo Cheek para ser analizado de la misma forma y permita conocer los valores mínimos y máximos.

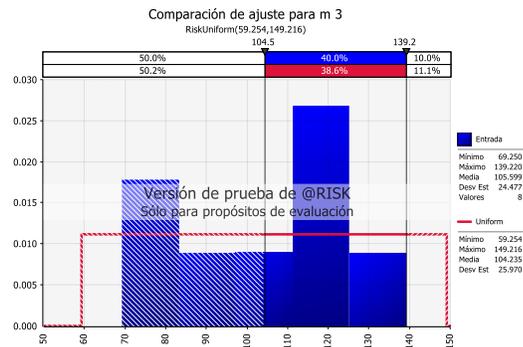
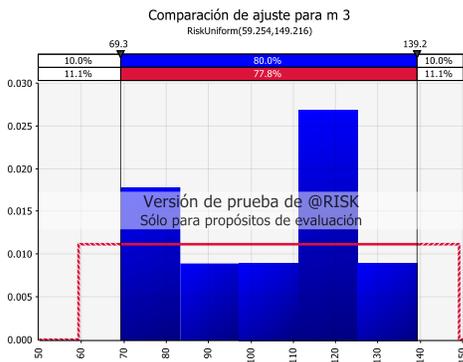
- Calculo del volumen original

Para el espesor neto se determinó una función de distribución uniforme, valor menor $P_{10}=69.3$, P_{50} un valor central de espesor = 104.5 y el valor mayor $P_{90}=139.2$. Con una media de 104.235 y una desviación estándar de 25.970. Para la Porosidad se determina una función de Paretos, valor menor $P_{10}=0.07$, P_{50} un valor central de porosidad = 0.08 y el valor mayor $P_{90}=0.12$. Con una media de 0.09172 y una desviación estándar de 0.02993. Para los datos de Saturación de agua se determinó una función de ExtvalueMin, valor menor

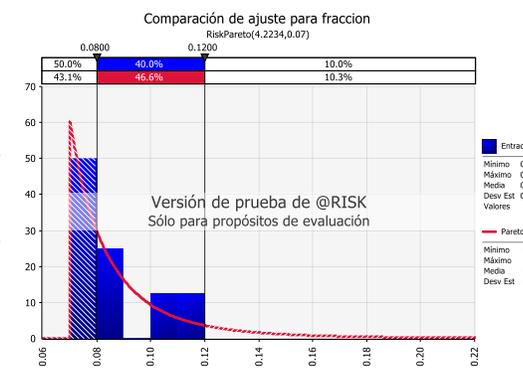
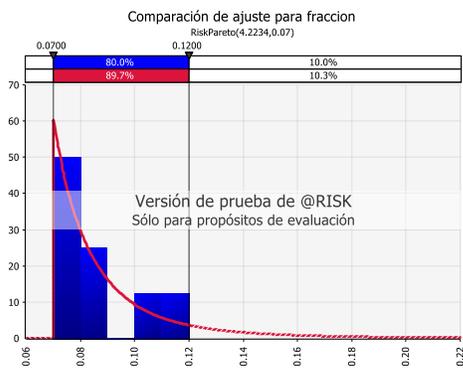
P₁₀= 0.12, P₅₀ un valor central de Sw = 0.20 y el valor mayor P₉₀= 0.28 Con una media de 0.21210 y una desviación estándar de 0.05157, para el área el valor menor arrojado fue P₁₀= 3.94 MMm², P₅₀ un valor central del área = 4.33 y el valor mayor P₉₀= 7.98 MMm². Con una media de 5.9MMm² y una desviación estándar de 1.204MMm². Para el Boi se determinó una función triangular valor menor P₁₀=1.88, P₅₀ un valor central de = 1.90 y el valor mayor P₉₀= 1.911 Con una media 1.9 de y una desviación estándar de 0.0081. Los últimos dos parámetros cuentan con datos puntuales, por lo que se determina una función triangular.

Las funciones que se presentan a continuación fueron seleccionadas al presentar una media y una desviación estándar de los grupos de datos manejados en cada una de ellas, en comparación con una serie de funciones que considera el modelo de Monte Carlo (@risk) presentando a las de mejor ajuste.

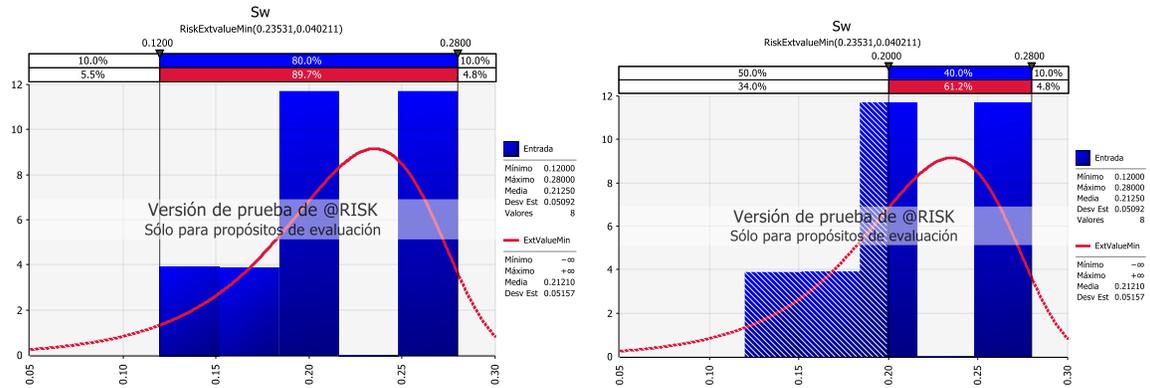
ESPESOR NETO, h



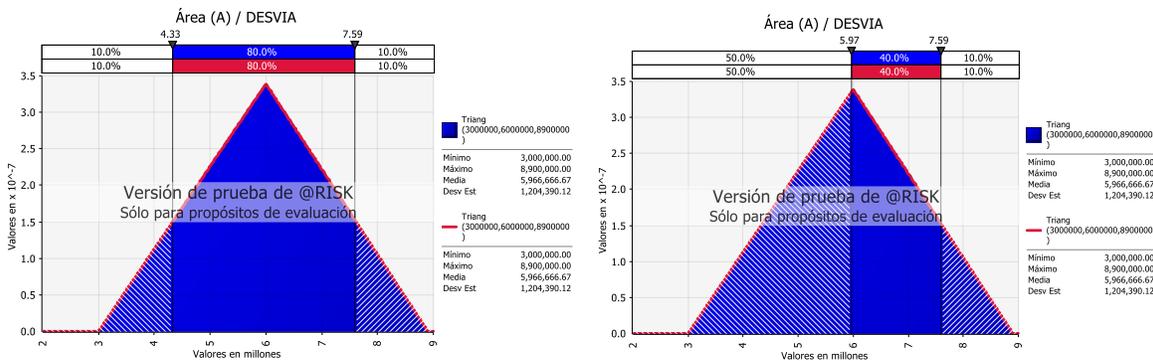
POROSIDAD, Ø



SATURACION DE AGUA, Sw



AREA, A.



FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE. Boi.

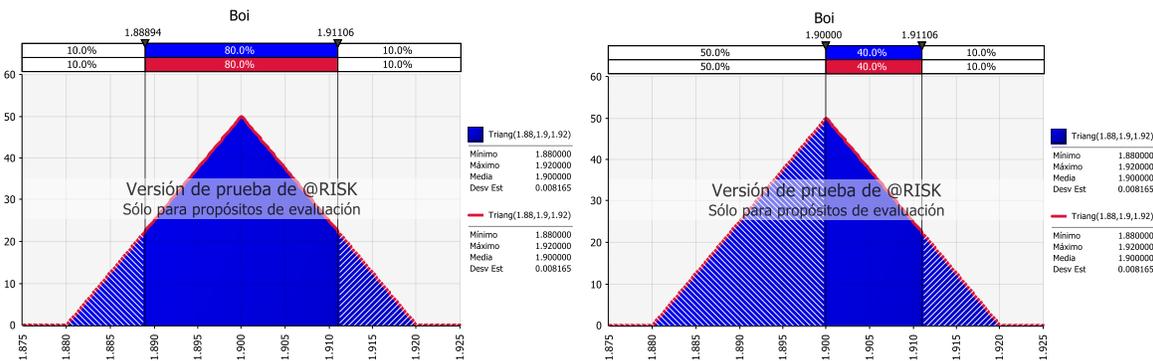


Figura 29. FDP's de los parámetros de la ecuación del vol. original in situ.

El análisis determina una función de distribución Loglogistic para el volumen original, figura 30. Los percentiles resultantes son: valor menor P₁₀= 107, P₅₀ un valor central de = 160

y el valor mayor P₉₀= 245. Con una media de 174.99 y una desviación estándar de 80.66. También se presenta la figura de la producción acumulada (figura 31), con sus respectivas funciones y valores probabilistas.

VOL. ORIGINAL.

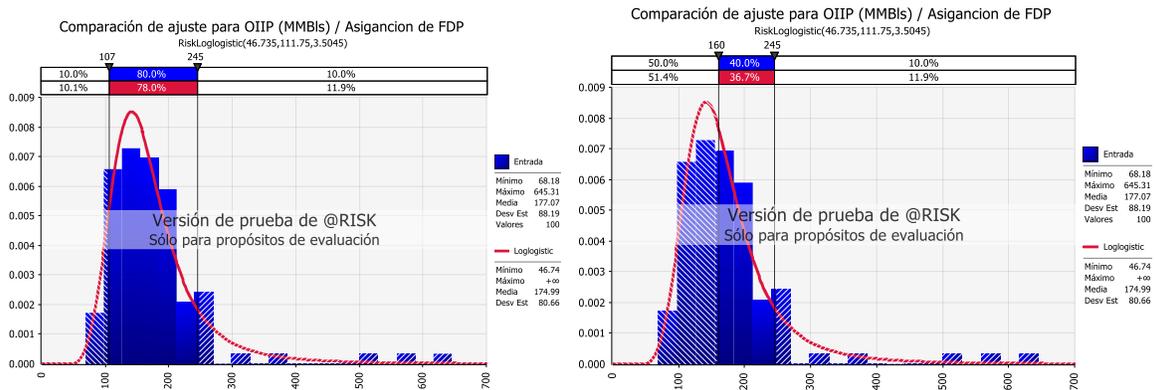


Figura 30. Volumen original probabilista del campo análogo

La Producción acumulada resulta con los siguientes intervalos de confianza: P₁₀ de 2.5mmbls, P₅₀ un valor central de NP de 30.115 mmbls y un P₉₀ de 52.8 mmbls. Una media de 26.63 y una desviación estándar de 18.90 y una FDP Uniforme.

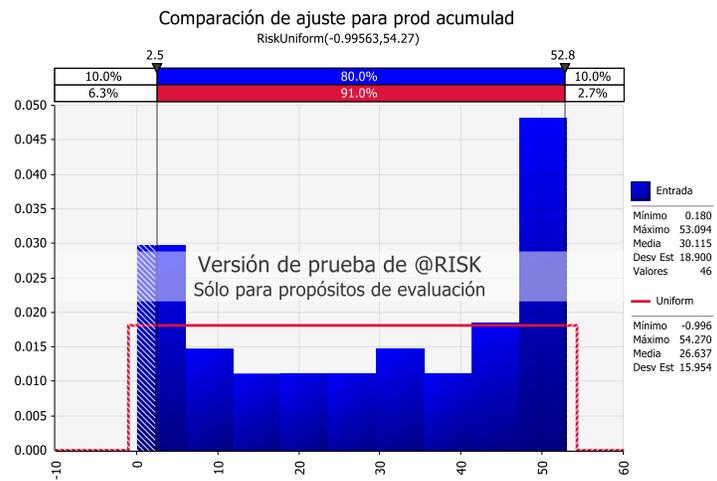


Figura 31. Producción acumulada probabilista del campo análogo.

La siguiente tabla 10 muestra los valores probabilistas del volumen y la producción acumulada del campo análogo con sus respectivas FDP's.

Tabla 10. Resultados probabilistas y sus FDP's

VALOR	VOLUMEN MMbbls	NP MMbbls
MIN	107	15.954
MAS PROBABLE	161	26.637
MAX	245	54.27
FDP	Loglogistic	Uniform

El volumen del campo Cheek analizado con la función Loglogistic, figura 32, arroja un valor probabilista de $P_{10}=112.4$ MMBbls, $P_{50}=123.5$ MMBbls y $P_{90}=129.26$ MMBbls. Como se muestra en la siguiente gráfica (figura 32).

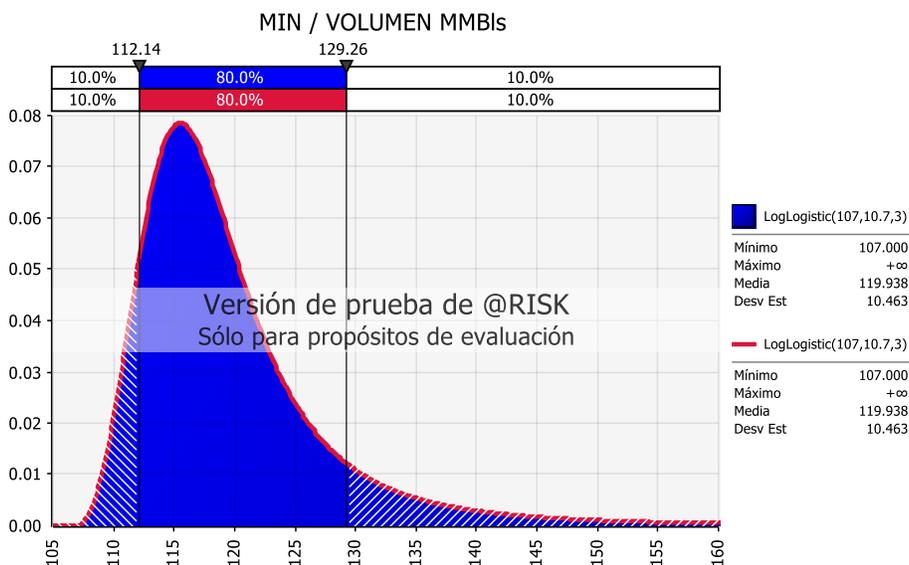


Figura 32. Volumen original probabilista del campo Cheek.

Siguiendo el método de cálculo para determinar el potencial del campo se procede a calcular el factor de recuperación para posteriormente calcular la reserva.

El cálculo del factor de recuperación (figura 33) determina una función Kumaraswamy, con los siguientes valores probabilistas: valor menor $P_{10}=0.026$, P_{50} un valor central de $=0.1650$ y el valor mayor $P_{90}=0.333$. Con una media $=0.16$ y una desviación estándar $=0.1207$.

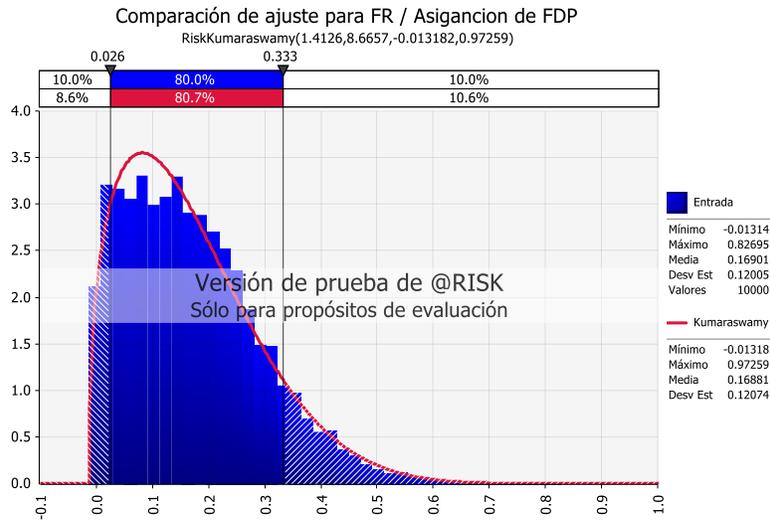


Figura 33. Factor de recuperación del campo Cheek.

La siguiente tabla 11 muestra los resultados de las reservas en forma probabilista y determinista con el objetivo de hacer un comparativo de los resultados. Los resultados de la reserva (figura 34) generaron una función de distribución triangular.

Tabla 11. Calculo de la reserva probabilista y determinista del campo Cheek.

CHEEK					
FDP	RiskUniform	RiskLoglogistic	Riskkumaraswamy	RiskTriang	DETERMINISTA
VALOR	NP MMbIs	VOLUMEN MMbIs	Fr %	RESERVA MMbIs	RESERVA MMbIs
MIN	15.954	112	0.1424	21.97	15
MAS PROBABLE	26.637	123.5	0.165	30	20.4
MAX	54.27	130	0.333	40.96	42.9

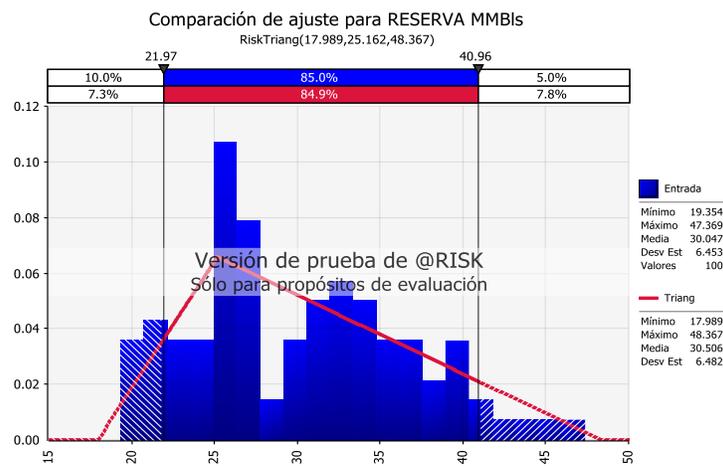


Figura 34. Reserva probabilista del campo Cheek

CAPITULO 5.

5. GENERACIÓN Y EVALUACIÓN DE ESCENARIOS TÉCNICAMENTE FACTIBLES.

5.1 ESTRATEGIA DE DESARROLLO DEL CAMPO.

La calidad de la información en las diferentes etapas para el desarrollo de este campo permite plantear las estrategias de escenarios respecto al campo y de los parámetros para el análisis técnico-económico de manera general. Como resultado se diseñó una tabla que muestra las premisas para analizar como inicio las oportunidades que presenta el campo, tabla número 12.

Tabla 12. Planeación de la estrategia de desarrollo del campo Cheek

DESARROLLO DEL CAMPO CHEEK			
Estrategia de Escenarios	Método de producción	Infraestructura existente o futura	Punto de entrega
Individual	Natural	Plataforma fija	Venta en sitio
Desarrollo regional	Levantamiento artificial	Equipo ligero marino	Incorporación
		Sistema flotante	

Donde:

- ❑ Estrategias de escenarios: El campo se desarrolla individualmente o se incorpora en un desarrollo regional que enmascare los costos de producción.
- ❑ Método de producción: De acuerdo con las condiciones del yacimiento, se consideran opciones para administrar la energía de acuerdo con distintos mecanismos de producción. La naturaleza del yacimiento y los fluidos presentes modifican sustancialmente el análisis para la configuración de escenarios, debido a los requerimientos operativos y a la preparación de los pozos, que deben incluir esquemas de recuperación y/o levantamiento artificial, afectando con ello, la infraestructura para su manipulación.
- ❑ Infraestructura existente o futura: La infraestructura considerada en el desarrollo del campo es agrupar los pozos en una plataforma fija, equipo ligero marino o sistema flotante.

- ❑ Punto de entrega: Para la producción de aceite, se realiza la venta en sitio o bien incorporarla al complejo más cercano. Esta consideración depende del fluido en su disposición final, ya que la producción será enviada al punto de recepción como Aceite-gas, cumpliendo con los estándares internos de PEP.

Este análisis representa el inicio de diseñar la estrategia de explotación del campo, mostrando las opciones de desarrollo, como resultado de lo que se ha venido estudiando en los capítulos anteriores y con el objetivo de maximizar la rentabilidad del desarrollo, generando escenarios técnicamente factibles. Del amplio estudio de las premisas para este campo, se determinó que los recuadros en color azul de la tabla 10 forman la mejor estrategia de desarrollo para el campo.

5.2 ESCENARIOS DE ANÁLISIS

Condición inicial

El campo Cheek corresponde a un yacimiento que es homologado con el campo Kuil (análogo) cuenta con energía natural para su desarrollo, por lo tanto, se considera explotar el campo de manera sostenida con el objetivo de administrar la energía de manera óptima.

Condición Final.

Para la fase final se determinaron los parámetros de análisis del campo de manera definitiva, como resultado de un mejor conocimiento de su comportamiento. El planteamiento de escenarios se definió en dos puntos importantes: en función de las características resultantes de la evaluación del yacimiento y con el estado actual de la información que definió un escenario base de análisis, al considera el desarrollo óptimo produciendo en forma natural.

5.3 INCORPORACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A UN CENTRO DE PROCESO

Para la evaluación económica se consideró la mínima infraestructura, con el propósito de disminuir los costos y rentabilizar el proyecto. La estrategia que se manejó de la producción fue considerada de acuerdo con la ubicación regional en el que se encuentra el campo Cheek.

La infraestructura que se definió para el desarrollo del campo y tomando como base de costos el plan de desembolsos sería:

- 1 equipo ligero marino
- 1 Ogsd de 12" Ø X 2 Km de Cheek a Abkatun

El diámetro se calculó en función de los gastos de producción del campo análogo de 44 a 65 MBIs/día al utilizar una ecuación de fluidos.

$$\phi = \sqrt{Q} * 1.2 \dots \text{ec.9}$$

Donde:

Q= Gasto de Aceite, L/s

Ejemplo con 65 MBIs/día.

$$\phi = \sqrt{119.6} * 1.2 = 13" \dots \text{ec.10}$$

El diámetro probabilista definió una función triangular (figura 35) que permitió proponer un diámetro medio para el oleogasoducto.

Obteniendo: P₁₀=10.775", P₅₀=12" y P₉₀=12.42"

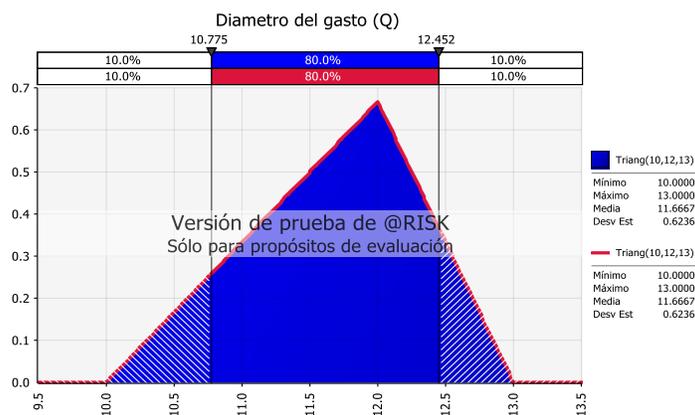


Figura 35. Diámetro probabilista del Oleogasoducto

El campo Cheek se encuentra ubicado a 2 km de campo Abkatún (PEMEX, Resultados de actividades de exploración 2015, 2015) debido a su cercanía se decide enviar la producción a ese activo, Abkatun es productor de aceite ligero y se realiza la separación del gas y el aceite en su activo, por lo anterior se decide enviar la producción en un solo oleogasoducto.

La figura 36 es un mapa de localización de los de los diferentes campos con actividad exploratoria en aguas someras.

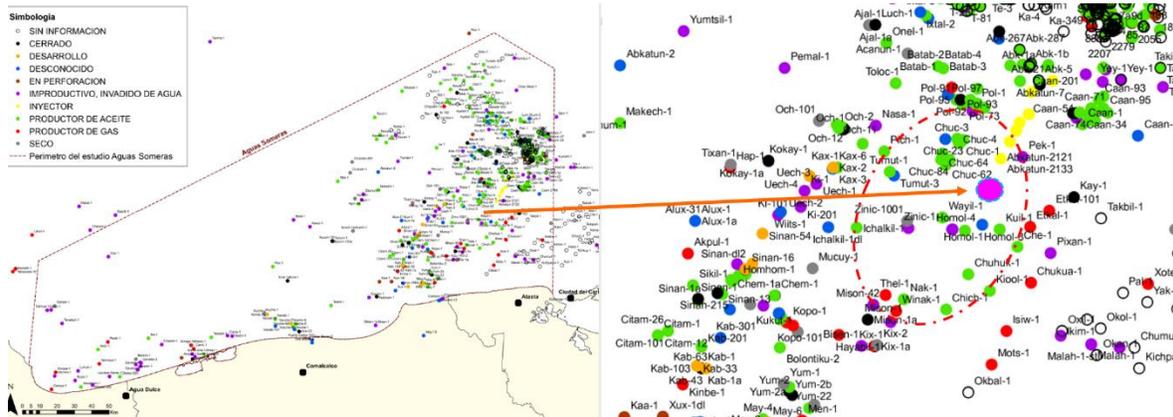


Figura 36. Localización del campo Cheek, (CNH, Cuencas del sureste agua someras, 2014)

Con la finalidad de asegurar la localización del campo Cheek se extrae la información de localización de los campos más cercanos para estudiar con más aproximación sus distancias, figura 37.

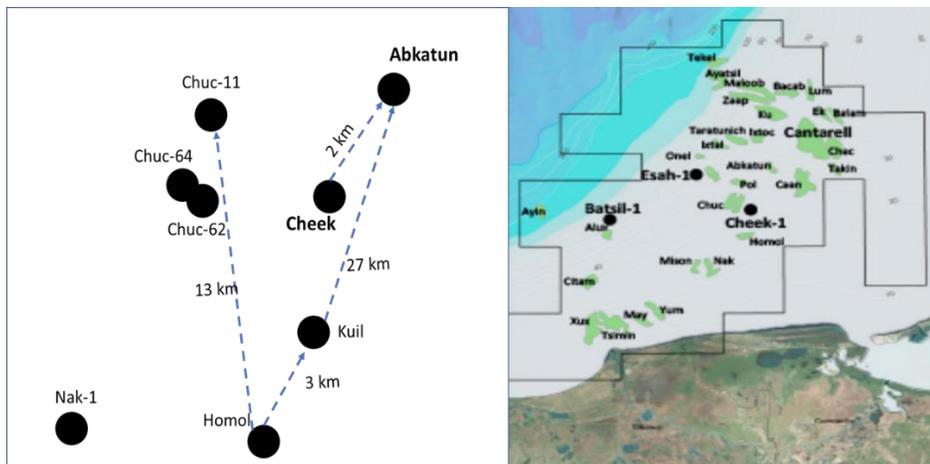


Figura 37. Localización del campo Cheek, (PEMEX, Resultados de actividades de exploración 2015, 2015)

La figura 38 muestra las estrategias de infraestructura de desarrollo regional más cercanas al campo de estudio, en este plano se plasma una sugerencia de envío de la producción al activo Abkatun,

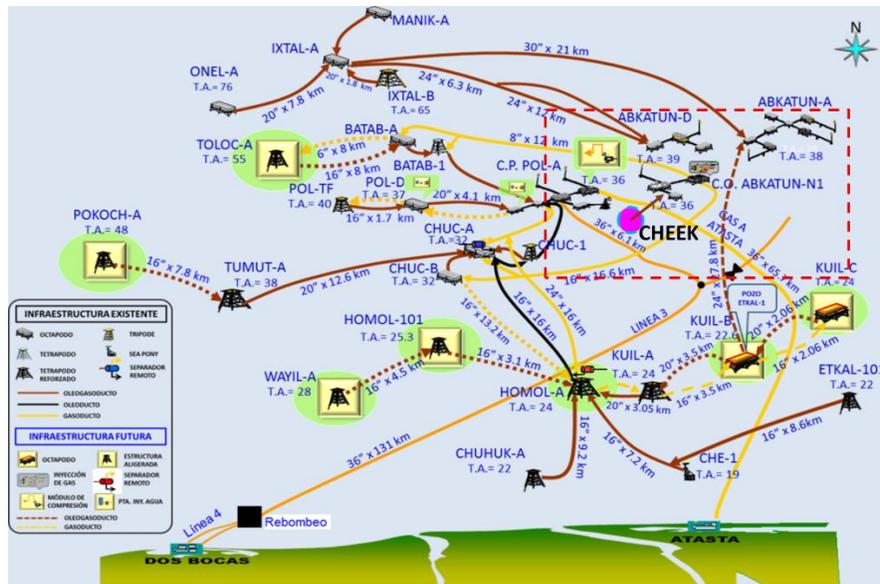


Figura 38. Estrategia de desarrollo regional, IMP 2014

5.4 PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS

Después de cubrir 3 de 4 puntos definidos en la estrategia de desarrollo del campo (tabla 12, Estrategia de escenarios, infraestructura existente o futura y punto de entrega), el planteamiento de escenarios fue definido en función del método de producción (producción natural) por diversas razones:

- La formación.

El yacimiento se localiza el intervalo productor es Brecha Cretácico Fracturado (BTPKS) (PEMEX, Resultados de actividades de exploración 2015, 2015).

- Tipo de aceite (Aceite ligero)

Maximizar el valor de las reservas es uno de los objetivos de esta metodología, siendo un punto fundamental la producción natural del campo para evitar problemas y daños futuros al yacimiento y al campo respectivamente.

- Declinación del yacimiento.

La declinación del campo es un punto relevante en este tipo de yacimientos fracturados, pues estudiarla numéricamente permitirá comprender el desarrollo presente y futuro del campo al presentarse la disminución de la capacidad de producción de aceite y/o gas, como consecuencia de la disminución de la presión del yacimiento.

Considerando que durante su vida productiva tendrá un periodo inicial de producción por agotamiento natural, este estudio proporcionará las herramientas para decidir a futuro por método de apoyo artificial.

El análisis de declinación en este caso se realizó al campo análogo con los datos históricos de producción del aceite y el gas que fueron evaluados con los principios de Arps, donde el gasto de aceite y gas proveniente de un pozo por lo general declina en función del tiempo.

El análisis básico de la curva de declinación en este caso puede usarse ya que el histórico de producción del campo análogo es amplio y se identifica una tendencia. La figura 39 muestra la tendencia de producción de aceite del campo donde se aprecia la caída de producción en un periodo de tiempo. Se observa que la producción iba en aumento y al llegar a una producción de 60500 bpd el campo empezó a declinar rápidamente, esta actividad se puede deber a muchos factores, dentro de ellos, existe la posibilidad de un aumento del diámetro del estrangulador y como consecuencia producción de agua aumentando así la declinación.

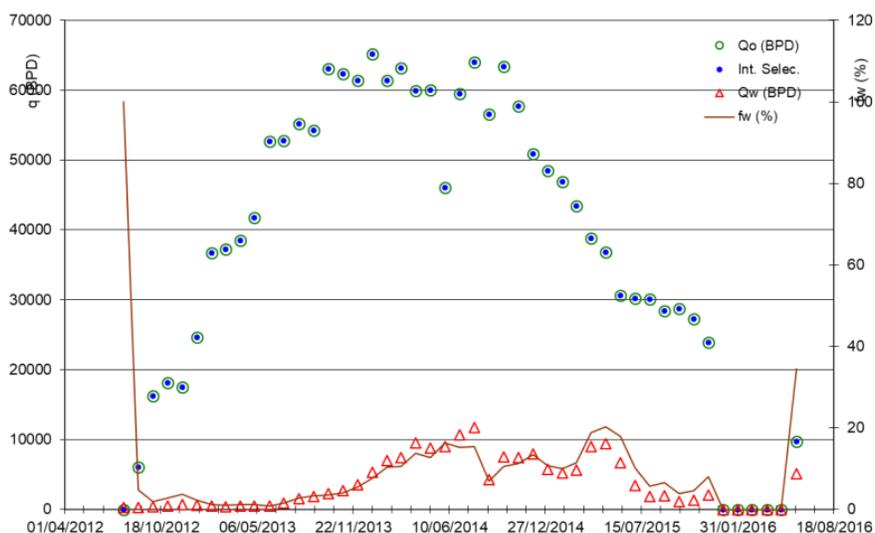


Figura 39. Histórico de producción del campo análogo

Las figuras 40 y 41 representan el análisis de declinación basada en la observación empírica, esta declinación corresponde a una declinación exponencial. Al realizar los cálculos, la tasa de declinación es constante, visualizando una declinación bastante alta y permite alertar del posible comportamiento que manifestará el campo Cheek al presentar las mismas condiciones y propiedades en el yacimiento.

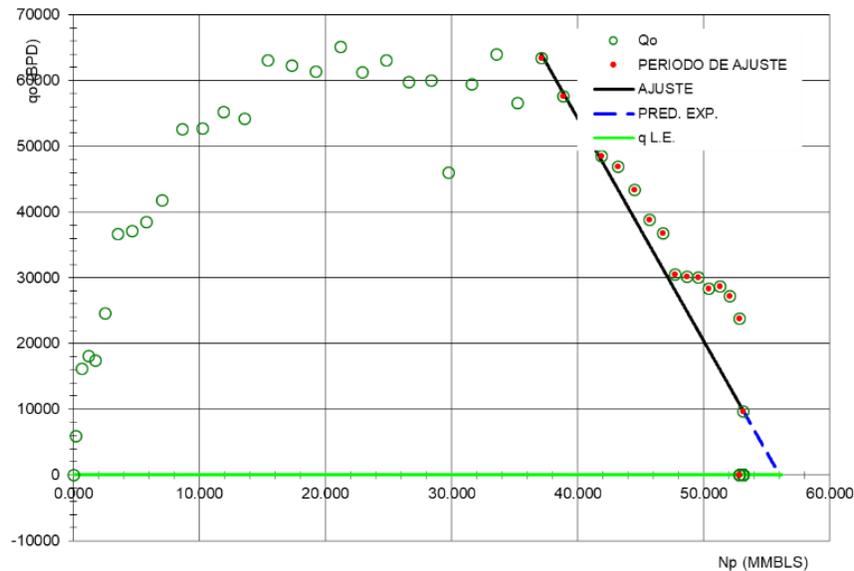


Figura 40. Análisis de declinación del gasto contra producción acumulada

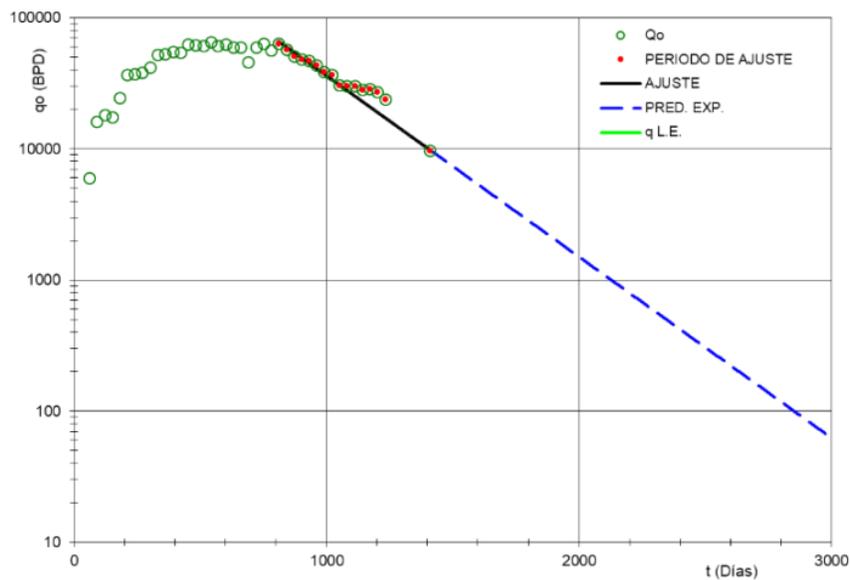


Figura 41. Análisis de declinación del gasto contra el tiempo

Como resultados de los análisis de los históricos de producción del campo, se determinaron los valores de declinación que se tendrá a lo largo de toda su vida productiva, se realizó un cálculo de declinación probabilista con estos datos y posteriormente generar los escenarios al considerar como parte fundamental la declinación del campo.

La figura 42 presenta los diferentes resultados de declinaciones en forma probabilista. El análisis consistió en obtener una muestra de 27 datos de declinaciones, realizando un espacio muestral del comportamiento de estos datos que presenta el campo. Se observa el orden de aumento de declinación a medida que la producción de los pozos sea mayor.



Figura 42. Espacio muestral de las declinaciones del campo análogo.

La figura 42 muestra los diferentes valores probables de la declinación que presentará el yacimiento, cada uno de los bloques permite conocer los rangos de valores para generar el estudio probabilista P_10, P_50 y P_90. En la figura 43 se observa el comportamiento de las declinaciones, por ejemplo, en el primer bloque, el **P_10** tiene datos de 0.1 a 0.15, el valor central se observa un valor de 0.2 y el valor mayor que presenta este percentil es de 0.25, estos datos pasan a formar el valor menos probable (**P_10**) de resultados de las declinaciones (primer recuadro color naranja), de la misma forma es analizado para obtener los valores de P_50 y P_90. Los percentiles determinados se presentan en la tabla 13 con sus respectivas funciones de distribución.

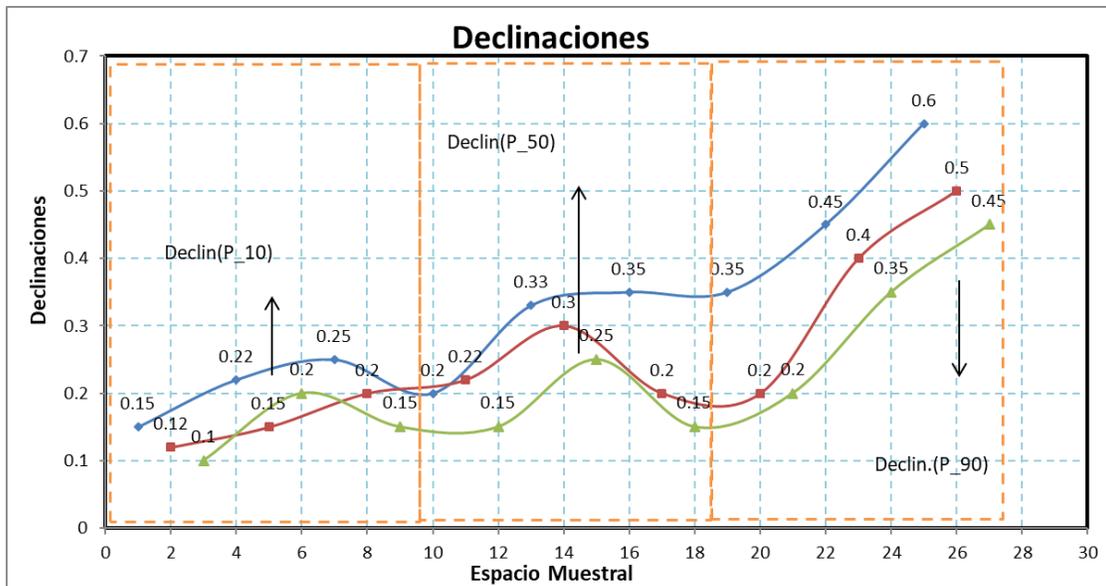


Figura 43. Análisis de los bloques del espacio muestral de declinaciones del campo análogo

La tabla 13 presenta los percentiles que resultaron del análisis de la figura 43 para la generación de los escenarios con sus respectivas funciones. Estos resultados indican desde declinaciones tolerantes P_10 hasta muy fuertes P_90. Un valor de declinación que apoyará decisiones en el desarrollo del campo al pronosticar horizontes de producción, cantidad de pozos a perforar y fijar los gastos de producción, finalmente también reflejará la rentabilidad del campo en cada escenario.

Tabla 13. Valores de declinación probabilistas del campo Cheek

FDP	Resultados de declinaciones			
Triangular	P_10	0.15	0.2	0.25
Triangular	P_50	0.1	0.2	0.35
Triangular	P_90	0.2	0.35	0.45

5.4.1 VARIABLES CON INCERTIDUMBRE

La tabla 14 presenta las variables de entrada correspondientes al flujo de trabajo con sus respectivos valores y funciones probabilistas.

Tabla 14. Variables con incertidumbre y sus FDP

No .	Variables con Incertidumbre	Funciones de Distribución FDP's (P_10, P_50 y P_90)
1	Vol. Original (MMBls)	Loglogistic (min=112, más prob.=123.5, máx.=130)
2	Factor de recuperación (%)	Kumaraswamy (min=0.14, más prob.=0.165, máx=0.333)
3	Declinación del campo	Triangular (min=0.10, más prob.=0.20, máx=.35)
4	Recuperación por Pozo (MMBls)	Triangular (min=4, más prob.=5, máx=6)
5	Perfil de producción/Pozo (Bls)	Triangular (min=3000, más prob.=4000, máx=5000)
6	Precio de venta del aceite (USD/Bls) Precio de venta del gas (USD/Mpc)	Loglogistic (min=32.3, más prob.=49, máx.=93.5) Triangular (min=4, más prob.=5, máx=6)
7	Paridad Peso-Dólar (peso/USD)	Pert (min=15.15, más prob.=18, máx=20)
8	Tasa de Interés (%)	Triangular (min=10, más prob=12, max=14)

De acuerdo con la tabla se tienen las siguientes consideraciones:

1. Volumen Campo Cheek
Valor obtenido en cedulas en la página de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
2. El factor de recuperación del campo se calculó con los datos del volumen original y la producción acumulada del campo análogo, y con apoyo de la recuperación en la etapa primaria de producción de campos, descrita en la literatura.
3. Declinación del campo se realizó un análisis con los principios de Arps con las ecuaciones correspondientes.
4. Recuperación por pozo: Valor propuesto en función del perfil de producción del pozo y de la declinación del campo.
5. Perfil de Producción: Valor propuesto en función del análisis de los históricos de producción del campo análogo.

6. Costos de los hidrocarburos: Valores propuestos de archivos históricos de la página de la SENER 2013-2017.
7. Costo del Pozo: investigación en los activos de perforación
8. Paridad: Valores determinados en tendencias históricas 2013/2017.

A continuación, se presentan las gráficas probabilistas de las variables técnicas y económicas que forman parte del flujo de trabajo (figura 44-49), los resultados se muestran en la tabla número 14.

PRODUCCION POR POZO

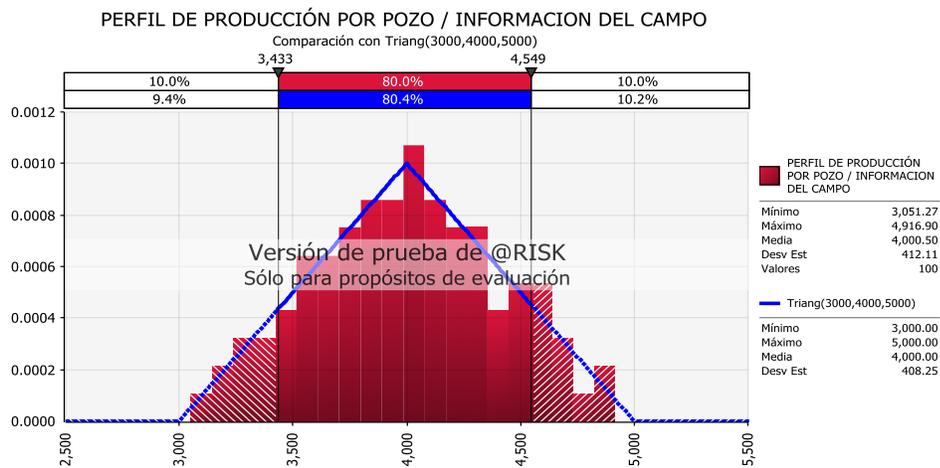


Figura 44. Perfil de producción probabilista del campo Cheek

PRECIO DEL ACEITE

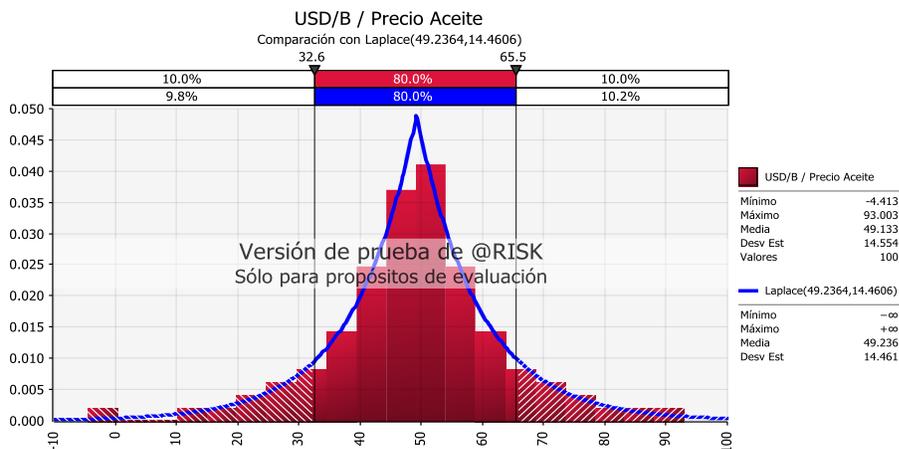


Figura 45. Precio Probabilista del aceite P_10 y P_90

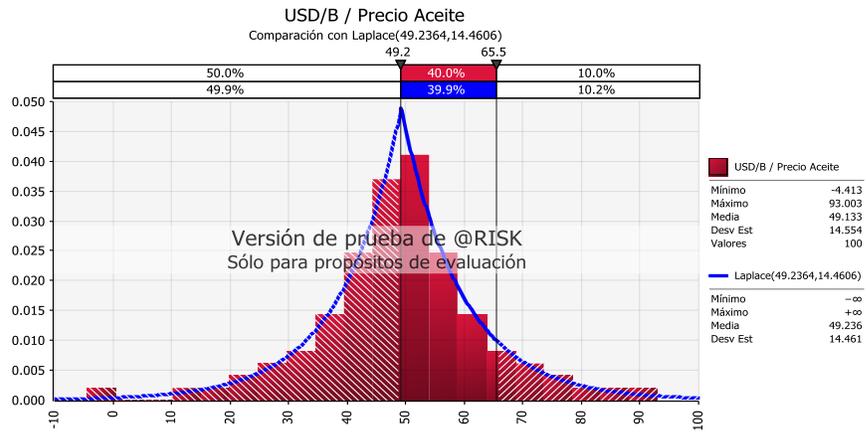


Figura 46. Precio probabilista del aceite P_50

TASA DE INTERES

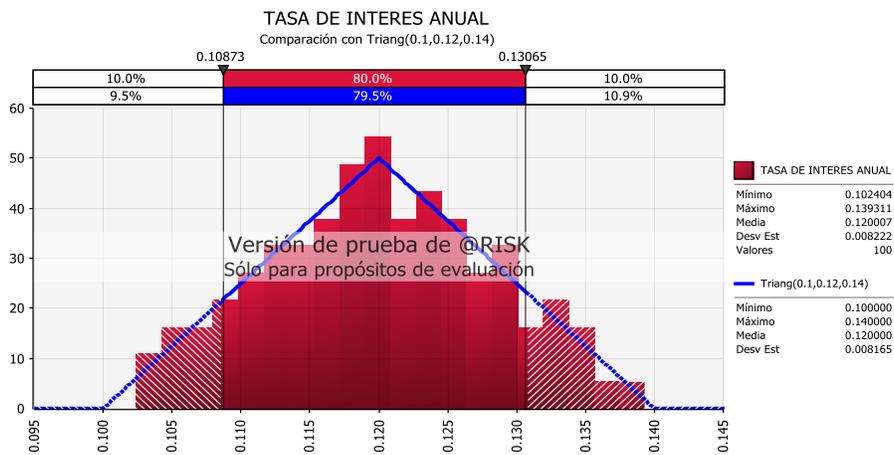


Figura 47. Tasa de interés probabilista

PARIDAD PESO-DÓLAR (PESO/USD)

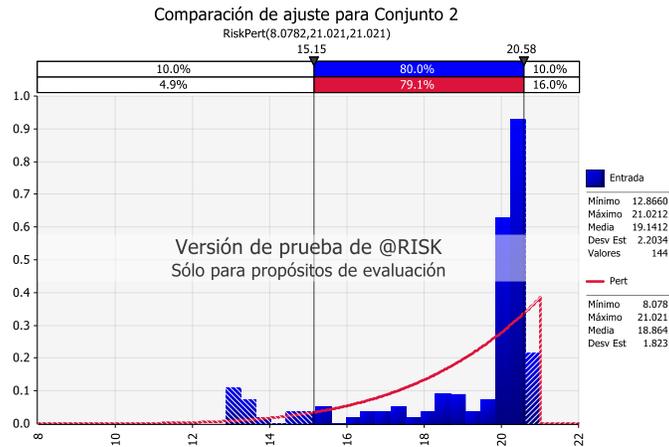


Figura 48. Paridad Probabilista

PRECIO DEL GAS

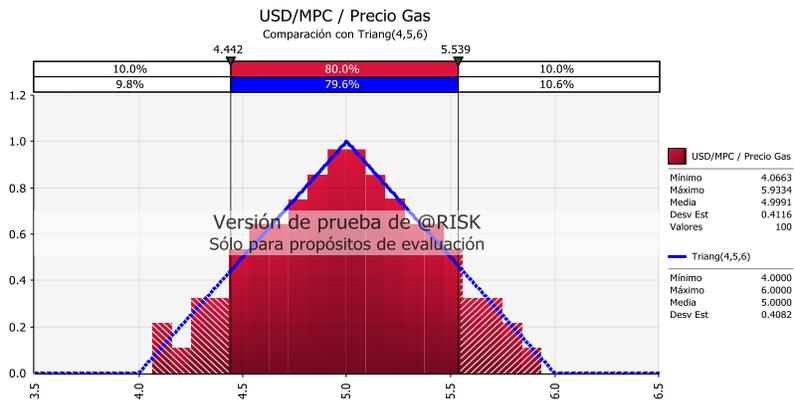


Figura 49. Precio del gas probabilista

En la figura 50 se observa que el horizonte de producción es de 9 años, con 6 pozos para perforar, produciendo lo necesario donde se obtiene un VPN positivo con valor de 632.33 \$MM USD (Millones de dólares). La figura 51 del VPN vs Volumen acumulado muestra la rentabilidad al recuperar la inversión en el 3er año, así como también los ingresos a lo largo del horizonte de producción, la figura 52 muestra un resumen económico del campo.

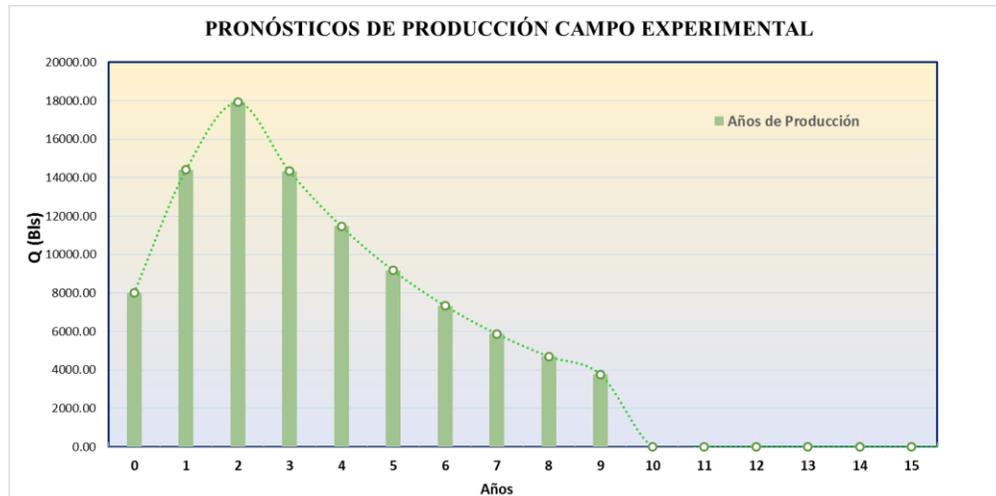


Figura 50. Horizonte de producción del campo Cheek, escenario 1

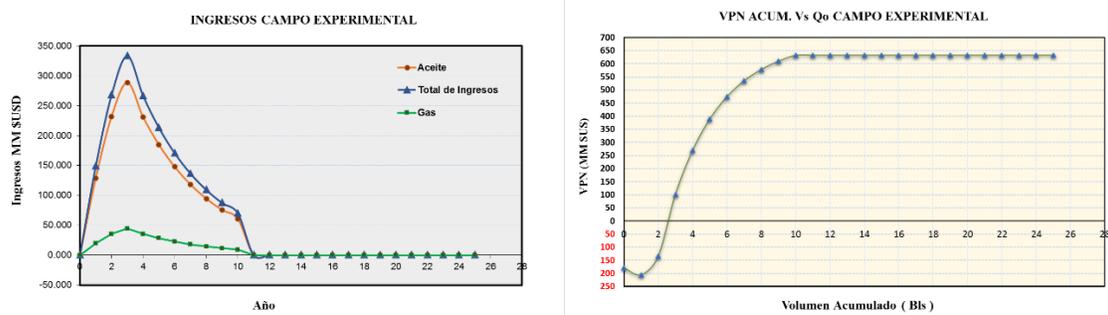


Figura 51. Ingresos por año y VPN vs el vol. Acumulado, escenario 1

RESUMEN ECONÓMICO DEL CAMPO					
CAMPO CHEEK					
COSTO TOTAL DE PROYECTO			INDICADORES ECONÓMICOS \$MM USD		
	Cantidad	\$MM USD	\$MM USD		
INFRAESTRUCTURA			\$50.54	VPN	\$632.33
POZOS	6	\$40.00	\$240.00	VPI	476
CAPEX		\$290.54		IUI	\$1.33
OPEX		\$2.91			
ABEX		\$14.53			

Figura 52. Resultados de la evaluación económica, escenario 1

Escenarios 2

Declinación 0.1, 0.2 y 0.35

En la figura 53 se observa que el horizonte de producción es de 12 años, con 6 pozos para perforar, produciendo lo necesario donde se obtiene un VPN positivo con valor de 592.0 \$MM USD (Millones de dólares) figura 55. La Figura 54 del VPN vs Volumen acumulado muestra la rentabilidad al recuperar la inversión en el 3er año.

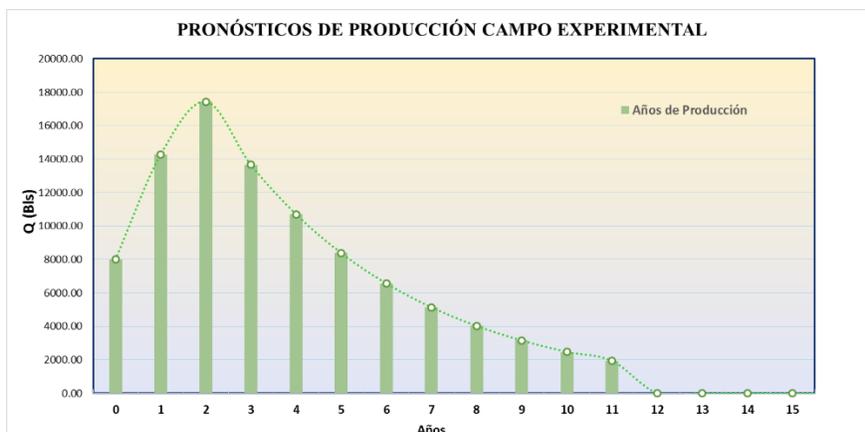


Figura 53. Horizonte de producción del campo Cheek, escenario 2

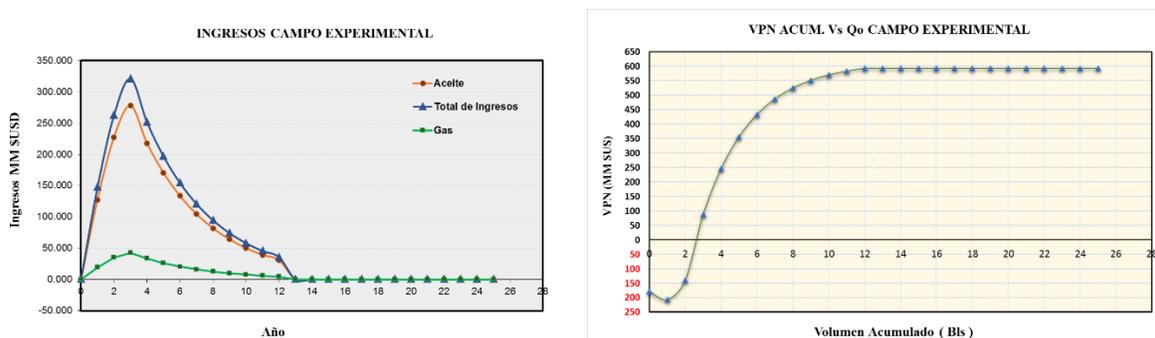


Figura 54. Ingresos por año y VPN vs el volumen acumulado, escenario 2

RESUMEN ECONÓMICO DEL CAMPO					
CAMPO CHEEK					
COSTO TOTAL DE PROYECTO				INDICADORES ECONÓMICOS \$MM USD	
	Cantidad	\$MM USD	\$MM USD		
INFRAESTRUCTURA			\$50.54	VPN	\$592.00
POZOS	6	\$40.00	\$240.00		
CAPEX		\$290.54		VPI	476
OPEX		\$2.91		IUI	\$1.24
ABEX		\$14.53			

Figura 55. Resultados de la evaluación económica, escenario 2

Escenario 3

Declinación 0.2, 0.35 y 0.45

En la figura 56 se observa que el horizonte de producción es de 10 años, con 6 pozos para perforar produciendo lo necesario donde se obtiene un VPN positivo con valor de 240.22 \$MM USD (Millones de dólares) figura 58. La figura 57 del VPN vs Volumen acumulado muestra la rentabilidad al recuperar la inversión en el 3er año.

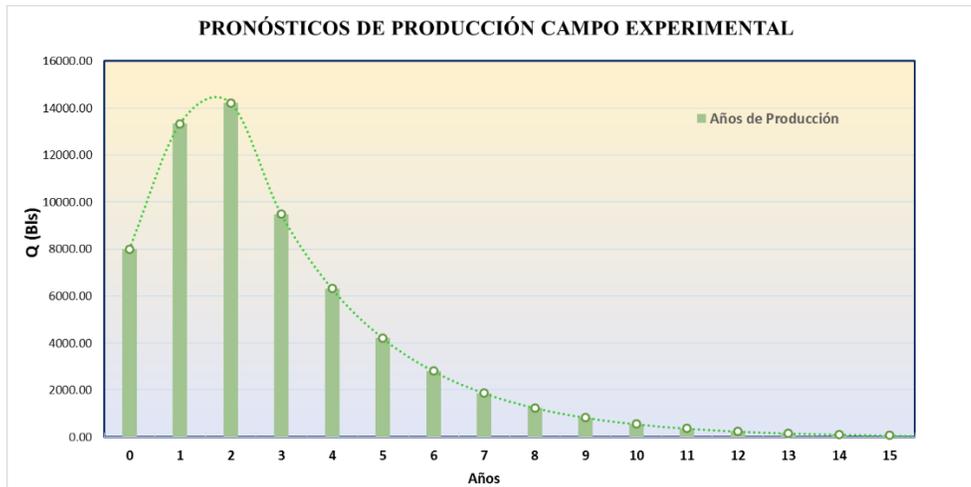


Figura 56. Horizonte de producción del campo Cheek, escenario 3

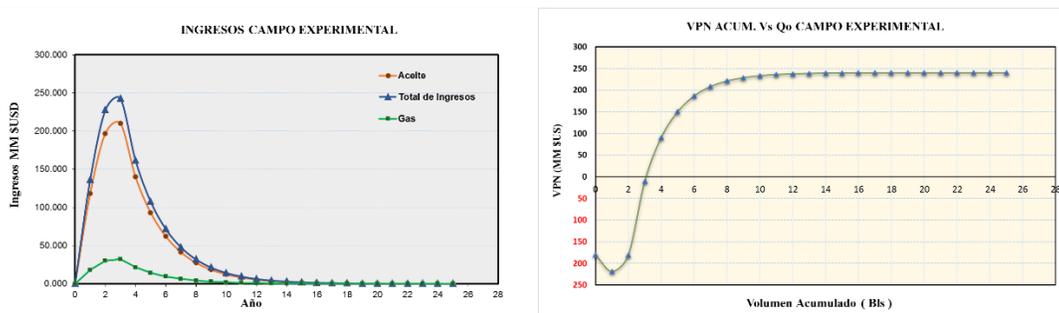


Figura 57. Ingresos por año y VPN vs el volumen acumulado, escenario 3

RESUMEN ECONÓMICO DEL CAMPO					
CAMPO CHEEK					
COSTO TOTAL DE PROYECTO			INDICADORES ECONÓMICOS \$MM USD		
	Cantidad	\$MM USD	\$MM USD		
INFRAESTRUCTURA			\$50.54	VPN	\$240.22
POZOS	6	\$40.00	\$240.00		
CAPEX		\$290.54		VPI	476
OPEX		\$2.91		IUI	\$0.50
ABEX		\$14.53			

Figura 58. Resultados de la evaluación económica, escenario 3

CAPITULO 6

6. PRESENTACION DE RESULTADOS

6.1 INDICADORES ECONÓMICOS DE CADA ESCENARIO (VPN, TIR, IU, VPI).

Todos los indicadores fueron determinados utilizando métodos probabilistas acoplados a una simulación de Montecarlo de 100,000 iteraciones.

Las figuras 59 y 60 muestran el resultado probabilista del Valor Presente Neto VPN y la función de distribución acumulada del VPN. Así mismo se muestra el diagrama de tornado resultante de la evaluación del escenario final, figura 61.

Declinación 0.15, 0.2 y 0.25

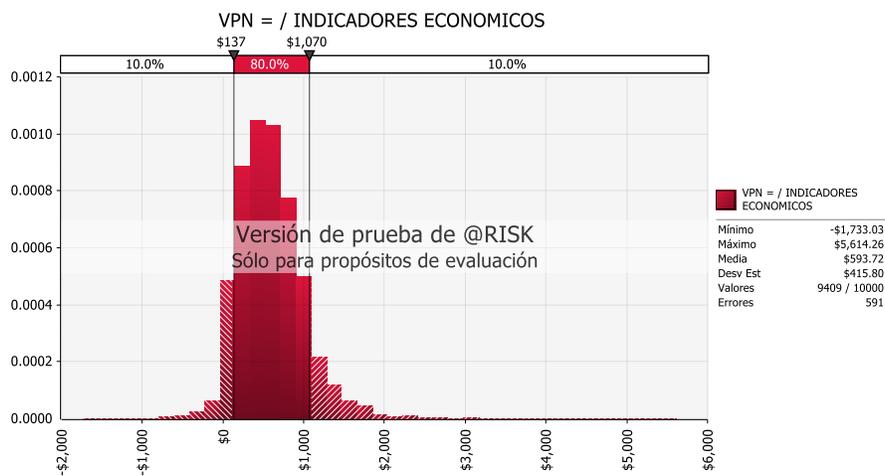


Figura 59. VPN probabilista, escenario 1

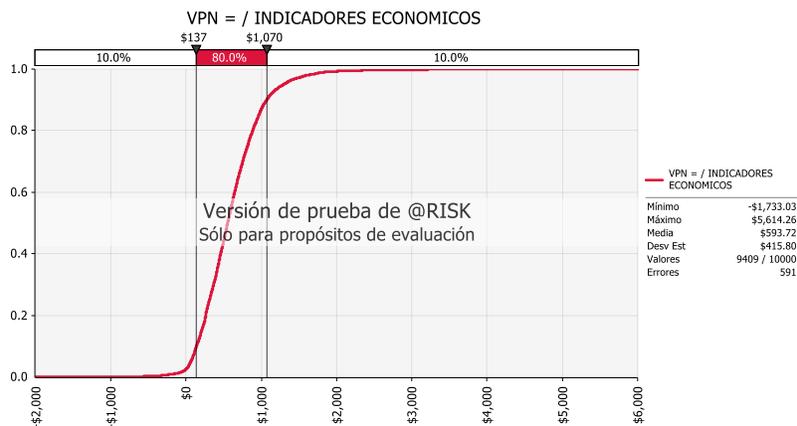


Figura 60. VPN acumulado probabilista, escenario 1

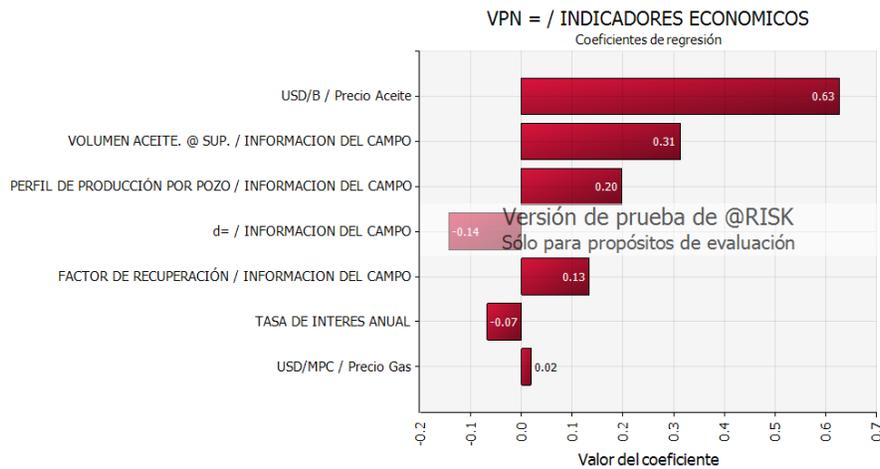


Figura 61. Diagrama de tornado, escenario 1

De acuerdo con las funciones de distribución de probabilidad del VPN y VPN acumulada resultantes en este escenario, la probabilidad de obtener $VPN >$ es de 100% en el horizonte de análisis. Como se visualiza en el diagrama de tornado figura 61, la mayoría de las variables tienen un impacto positivo. Las variables que impactan negativamente son el factor de declinación que corresponde a las variables técnicas y la tasa de interés anual, variable económica. Del análisis de la información se identifica que la probabilidad de obtener ganancia en este escenario obedece a una alta disponibilidad del pozo propuesto, generando una rentabilidad con P₁₀ de 137 MMUSD, P₅₀ de 593 MMUSD y un P₉₀ de 1070MMUSD.

Declinación 0.1, 0.2 y 0.35

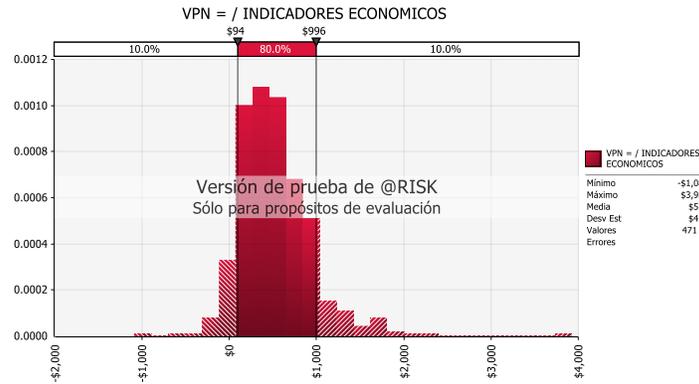


Figura 62. VPN probabilista, escenario 2

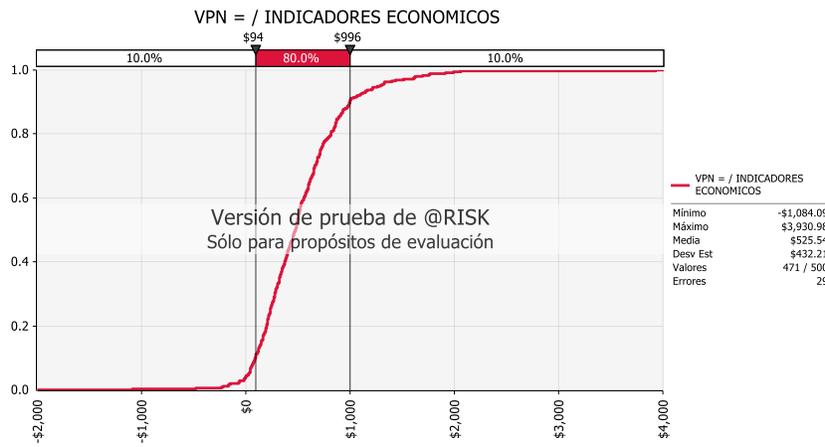


Figura 63. VPN acumulado probabilista, escenario 2

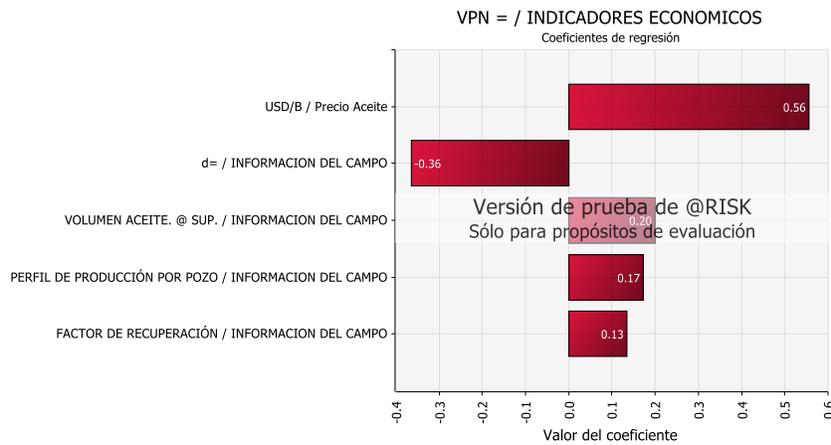


Figura 64. Diagrama de tornado, escenario 2

De acuerdo con las funciones de distribución de probabilidad del VPN y VPN acumulada resultantes en este escenario figura 62 y 63, la probabilidad de obtener $VPN >$ es de 100% en el horizonte de análisis. Como se visualiza en el diagrama de tornado figura 64, la mayoría de las variables tienen un impacto positivo. La variable que impacta negativamente es el factor de declinación utilizado (variable técnica). Del análisis de la información se identifica que la probabilidad de obtener ganancia en este escenario obedece a una alta disponibilidad del pozo propuesto, generando una rentabilidad con P_10 de 94 MMUSD, P_50 de 525 MMUSD y un P_90 de 996 MMUSD.

Declinación 0.2, 0.35 y 0.45

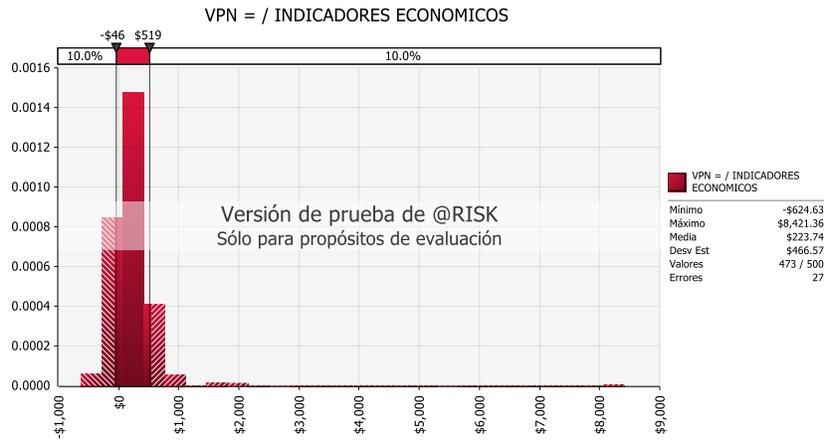


Figura 65. VPN probabilista P_10 y P_90, escenario 3

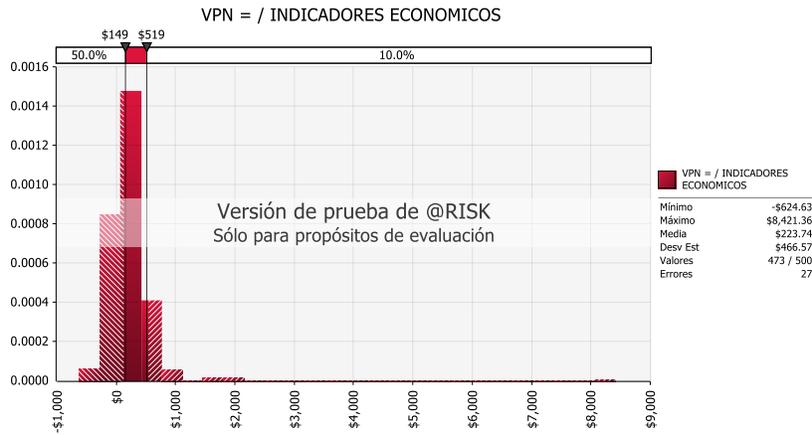


Figura 66. VPN probabilista P_50, escenario 3

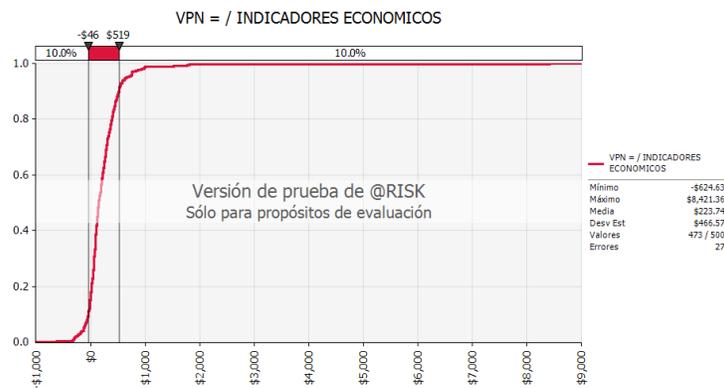


Figura 67. VPN acumulada probabilista, escenario 3

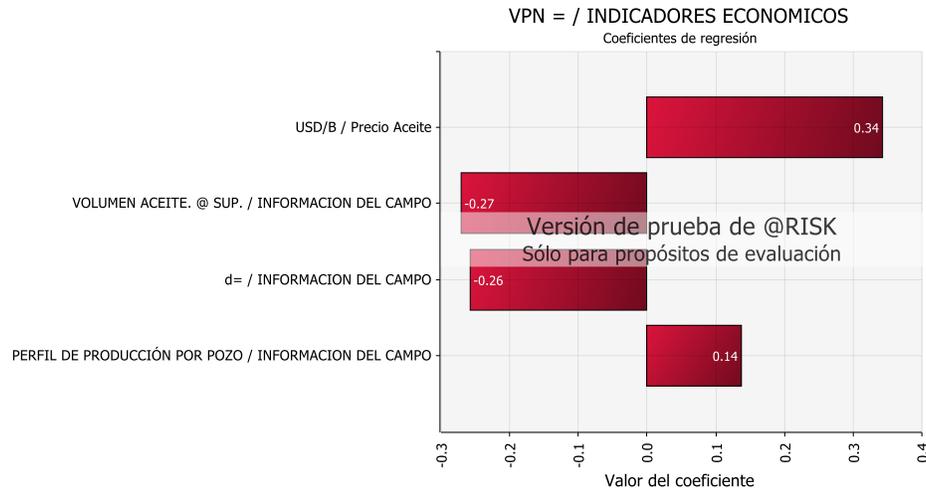


Figura 68. Diagrama de tornado, escenario 3

De acuerdo con las funciones de distribución de probabilidad del VPN y VPN acumulada resultantes en este escenario figuras 65, 66 y 67, la probabilidad de obtener VPN positivo en P₁₀ es nulo en el horizonte de análisis, en este caso el VPN se vuelve positivo en el P₅₀ según la gráfica de análisis. Como se visualiza en el diagrama de tornado figura 68, la mayoría de las variables tienen un impacto positivo. La variable que impacta negativamente es el factor de declinación utilizado ya que corresponde a una declinación muy fuerte del .40 así como la segunda variable que impacta de forma negativa es el volumen original, que tienen una alta relación de declinación pues el volumen es bajo para este caso del P₉₀. Del análisis de la información se identifica que la probabilidad de obtener ganancia en este escenario obedece a una disponibilidad media del pozo propuesto, generando una rentabilidad con P₁₀ de -46 MM USD, P₅₀ de 149 MMUSD y un P₉₀ de 519 MMUSD.

Estos resultados son riesgos, pues la incertidumbre de la información, el tipo de yacimiento, la formación en el que se encuentran y el tipo de fluido, pueden hacer cambiar el ritmo de producción, así como las propiedades del yacimiento o en situaciones más drásticas que el yacimiento presente daño severo.

6.2 FRONTERAS DE EFICIENCIA

La tabla 16 muestra los valores que resultaron de los diferentes escenarios correspondientes a los valores medios P_50, y para fines de aseguramiento, rentabilidad, optimización del desarrollo del campo propuesto se decide desarrollar el campo seleccionando el escenario 2 con el valor medio de P_50 = 592 MMUSD tomando en consideración que las condiciones del campo son cambiantes y los resultados esperados pueden variar, se pueden presentar los otros dos escenarios, donde el campo no decline fuertemente y la presión se mantenga, se podría esperar un valor de VPN positivo de 632 MMUSD, de lo contrario en condiciones drásticas para el campo se estaría esperando un VPN de 240MMUSD, aun en condiciones fuertes de declinación del 45% se generaría rentabilidad del campo. Ante este escenario el reto se centra en gestionar eficazmente y sistemáticamente los recursos para conseguir los resultados.

Tabla 16. Valores medios de los escenarios generados

Proyecto de Desarrollo Cheek (Valor Estático)			
No. Escenario	VPN \$ MM USD	VPI \$ MM USD	IUI
Minimo	632	632	60.00
Medio	592	592	57.00
Maximo	240	240	36.00

La figura 69 muestra las fronteras de interés de los valores medios al comparar el VPN vs la eficiencia de inversión y el valor presente de inversión, se observa que el valor medio muestra una eficiencia necesaria en la utilización de los recursos con la mínima inversión, siendo la más viable para decidir seguir con la explotación del yacimiento.

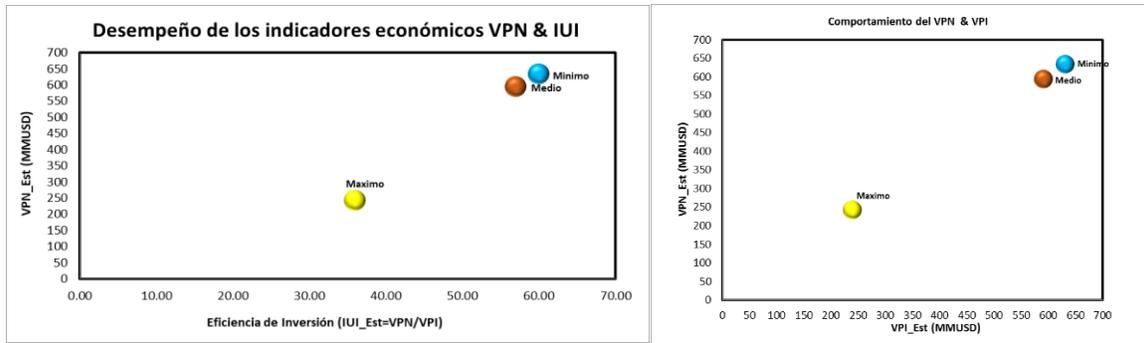


Figura 69. Desempeño de los indicadores económicos

Generar estos resultados muestra el valor de la metodología propuesta, logrando hacer comparativos de escenarios que maximicen las reservas y optimicen el desarrollo del campo, estos criterios son descritos en el anexo C de Valor de la Metodología.

6.3 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Con base en el desarrollo del campo análogo de apoyo para el campo Cheek y con apego a los planes futuros de inversión para la infraestructura de perforación de pozos e instalaciones para el transporte, operación, mantenimiento y abandono del campo. Con este estudio integral probabilista se logró identificar y optimizar las mejores condiciones de explotación para el desarrollo del campo, logrando maximizar su valor económico.

De acuerdo con la tabla 14 el análisis se realizó para el caso base considerando una función de distribución triangular con valores de 3000, 4000 y 5000 Bls de aceite respectivamente. El factor de recuperación fue considerado en función de las expectativas reflejadas en estudio con el campo análogo y se propusieron valores en función del volumen y la producción acumulada e investigación en la literatura, proponiendo los valores: 15, 25 y 35% respectivamente. Para la declinación se consideró una función de distribución normal con valores de 0.1, 0.2 y 0.35 obtenidas con correlaciones que obedecen a los principios de Arps, al considerar un yacimiento en la brecha con fracturas. La recuperación por pozo propuesta se realizó considerando una función de distribución triangular con valores de 4, 5 y 6 MMbls, el volumen a condiciones de superficie generó una función de distribución de Loglogistic con valores de 120, 123.7 y 130 MMBls a partir de estas consideraciones se obtuvieron los siguientes resultados para el desarrollo del campo Cheek.

El escenario 2 considerando una **Declinación de 0.1, 0.2 y 0.35** se tiene un horizonte de producción es de 12 años, calculando 6 pozos para perforar, con producción suficiente que genera un P₅₀ de VPN positivo con valor de 592.0 millones de dólares. La gráfica del VPN vs Volumen acumulado, figura 54 muestra la rentabilidad al recuperar la inversión en el 3er año de explotación.

La tabla 70 muestra un resumen de los resultados de los indicadores económicos del campo, así como los costos totales del proyecto.

RESUMEN ECONÓMICO DEL CAMPO				
CAMPO CHEEK				
COSTO TOTAL DE PROYECTO			INDICADORES ECONÓMICOS \$MM USD	
	Cantidad	\$MM USD	\$MM USD	
INFRAESTRUCTURA			\$50.54	VPN
POZOS	6	\$40.00	\$240.00	
CAPEX		\$290.54		VPI
OPEX		\$2.91		IUI
ABEX		\$14.53		
				\$592.00
				476
				\$1.24

Figura 70. Resultados de la evaluación económica, resultados

De acuerdo con las funciones de distribución de probabilidad del VPN y VPN acumulada resultantes en este escenario figura 71, la probabilidad de obtener $VPN > 0$ es de 100% en el horizonte de análisis. Del análisis de la información se identifica que la probabilidad de obtener ganancia en este escenario obedece a una alta disponibilidad del pozo propuesto, generando una rentabilidad con P_{10} de 94 MMUSD, P_{50} de 525 MMUSD y un P_{90} de 996 MMUSD.

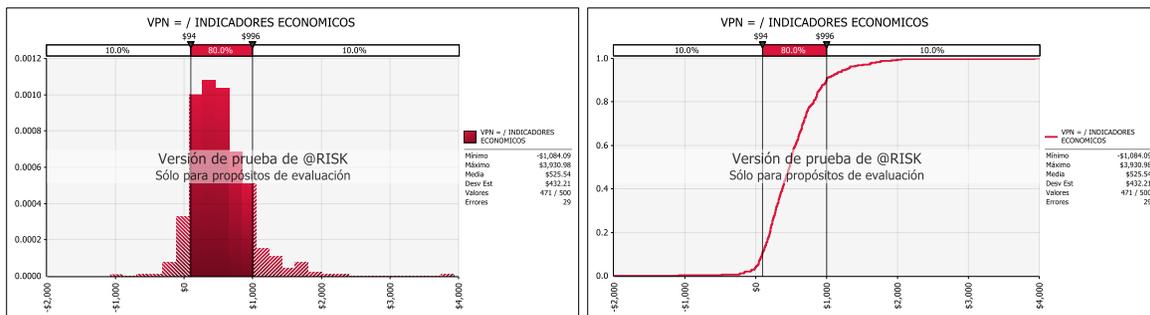


Figura 71. VPN probabilista y VPN acumulado probabilista, resultados

Para el análisis de tornado como se visualiza en la figura 72, se realizó un análisis por separado de las variables de entrada que pertenecen al flujo de trabajo, el diagrama de arriba corresponde al análisis de las variables económicas, resultando con mayor impacto individual en este modelo económico la tasa de interés anual, es decir, el valor de 0.14% de interés en la inversión generada del desarrollo del campo, evita generar mayores ganancias. Para las variables técnicas en el diagrama de abajo de esta figura 72, la variable con mayor impacto es la declinación del campo, reflejando que, al explotar el campo, la atención se centrará en la producción de los hidrocarburos y la presión del yacimiento. La mayoría de las variables en el resto del diagrama tienen un impacto positivo, generando rentabilidad al campo.

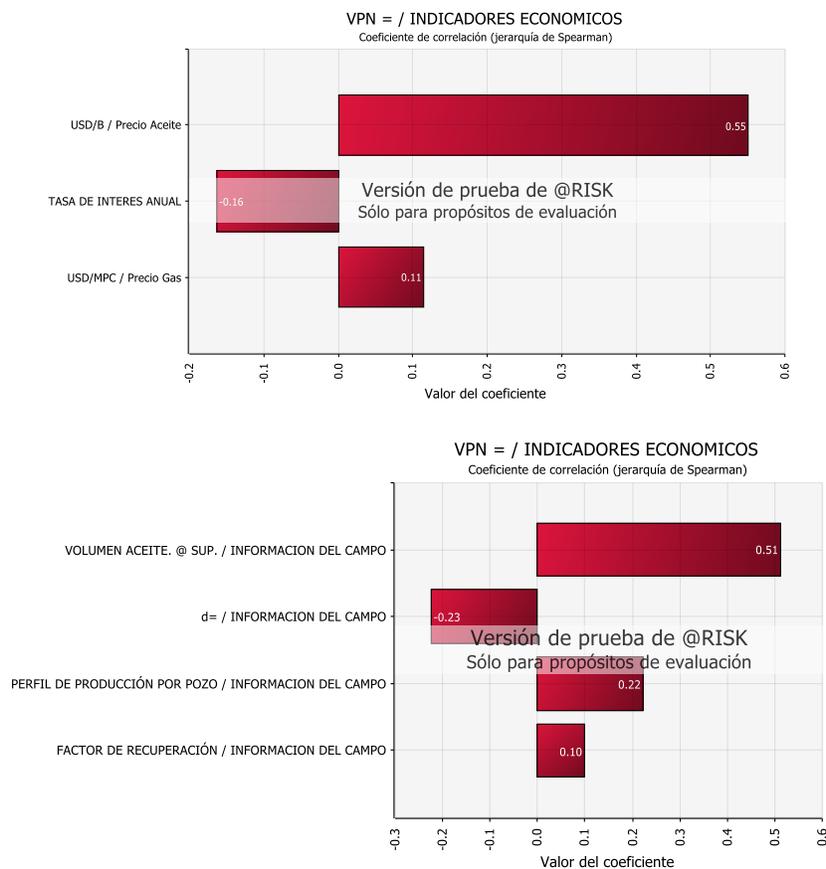


Figura 72 Diagrama de tornado, resultados

CONCLUSIONES

-Esta Metodología integra cada etapa de la cadena de valor, al optimizar el desarrollo del campo Cheek generando 3 escenarios técnicamente factibles que permite seleccionar al mejor escenario de explotación con la premisa de maximizar el valor de su reserva, acompañado de un análisis probabilista que reduce el riesgo e incertidumbre mostrando un intervalo de confianza de sus posibles resultados. Incorporar esta metodología en los desarrollos de campos facilitará la toma oportuna de decisiones en menos tiempos de estudio para el proceso operativo, así como también ayudará a entender el comportamiento de estos yacimientos de hidrocarburos y su vida productiva con visión a todo el sistema de producción. De la misma manera esta metodología podrá ser homologada o referenciada a campos productores petroleros con diferentes condiciones o comportamientos, entre ellos, on-shore y off-shore para sus desarrollos.

-Las variables técnicas-económicas de mayor impacto identificadas al caracterizar y estudiar la cadena de valor del yacimiento petrolero (yacimiento, pozo e instalaciones) corresponden a:

➤ Técnicas:

Volumen de Hidrocarburos (**V_o**)

Factor de recuperación (**F_r**)

Declinación del campo (**D**)

Recuperación por pozo y perfil de producción (**PP**)

➤ Económicas

Costo del pozo e infraestructura

Precio de los hidrocarburos

Tasa de interés

Paridad

Se concluyó que estas variables presentan comportamientos no controlados en el yacimiento, al tener gran participación durante el desarrollo y/o explotación del campo, generando incertidumbre en el manejo de los datos que generan.

-El potencial del campo Cheek fue calculado con un valor probabilista de **P₁₀= 21.97 MMBls**, **P₅₀= 30MMBls** y **P₉₀= 40.96MMBls (Millones de Barriles)** con apoyo de un campo análogo, al no contar con información suficiente propia del campo.

-Se generaron 3 escenarios de análisis utilizando como premisa los valores probabilistas de la declinación del campo **P₁₀=0.10**, **P₅₀=0.20** y **P₉₀=0.35 (%)** que genero un valor presente neto **VPN** de **P₁₀= 94 MMUSD**, **P₅₀ = 525 MMUSD** y un **P₉₀ = 996 MMUSD**. Con estos valores se determina que la probabilidad de obtener un **VPN>0** positivo es del 100%. La probabilidad de desarrollar el campo con estos valores de declinaciones en su etapa de producción natural calcula un horizonte de producción de 9 años (vida útil) hasta cumplir la condición de abandono de 500 Barriles/día, con un valor probable de numero de pozos de **P₁₀=4**, **P₅₀=6** y **P₉₀=8** a perforar para este campo, perforando 2 por cada año. Cabe mencionar que la metodología calcula un valor central de 6 pozos, pero el comportamiento de producción de los pozos y la reserva permiten estudiar probabilísticamente este valor.

-Esta metodología probabilista funciona al ser vinculada a un editor estadístico (@risk-software comercial) que realiza una simulación de Montecarlo de 100,000 iteraciones.

El semáforo de evaluación de calidad de la información determina que la información utilizada es confiable, al medir el riesgo calculando un valor de 80% de calidad de la información que respaldan las decisiones y factibilidad para el desarrollo futuro del campo Cheek.

Finalmente, este trabajo formaliza la integración de los conocimientos académicos en el desarrollo de las disciplinas: Geociencias y Administración de los Hidrocarburos, para generar soluciones que apoyen el desarrollo de la industria en favor del máximo aprovechamiento de los recursos energéticos

BIBLIOGRAFIA

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2011). La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos. Secretaría de Energía. Mexico: SENER.

J. Efrain Rodriguez-Sanchez, J. M.-A.-A. (2012). Concept Selection for Hydrocarbon Field Development Planning. *Engineering* , 4 (11), 794-808.

Marlon de Jesus Gonzalez, M. S. (2014). Work Flow Integration, Best Practices, and Technological Solutions for Improving Productivity in Mature Fields. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (pág. 12). Maracaibo: Society of Petroleum Engineers.

Noble Sam Koshy, S. A. (2014). Innovative Well Intervention Techniques to Sustain Production in Mature Offshore Fields. International Petroleum Technology Conference (pág. 19). Kuala Lumpur: International Petroleum Technology Conference.

Thomas L. Saaty, L. G. (1991). Prediction, Projection and Forecasting . Netherlands: Springer Netherlands.

Yasaman Khazaeni, S. D. (2011). Intelligent Production Modeling Using Full Field Pattern Recognition. SPE Reservoir Evaluation & Engineering , 14 (06), 735-749.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (2012) El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR.

WANG, R & Y. LEE. (2005) Apuntes del curso: Information Quality: Principles and Foundations [ESD.IQ1] March 21-25, , MIT, Cambridge.

WANG, R.Y. & D. STRONG (1996). Beyond Accuracy: What Data Quality Means to Data Consumers. *Journal of Management Information Systems*: 12(4), pp. 5–34.

Rigoberto Moix Muntó (2014) Pacific Rubiales Energy, Evaluación económica de proyectos petroleros. Pp. 10-11.

PEMEX y ARC GROUP, L.L.C. 2009. Estudio de caracterización integral del Campo Ogarrío Bloque “A”. Agua Dulce, Veracruz, Mex., 1 de Marzo.

Pirson, S.J. 1958. Oil Reservoir Engineering, second edition. New York: McGraw-Hill Book Company.

Powell, J.P. 1959. Orco Process, K and S Project. *Producers Monthly* 23.

Satter, A. y Thakur, G.C. 1994. *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books Publishing Company.

Zekri, A.Y. y Jerbi, K.K. 2002. Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery. *Oil Gas Sci. Technol.* 57 (3): 259-267. <http://dx.doi.org/10.2516/ogst:2002018>.

Garicochea-Petrinera F.: “Apuntes Curso Análisis Nodal Comportamiento de Pozos Fluyentes,” notas del curso, AIPM, México, D.F. (1998).

Graves, M.: “Curso Productividad de Pozos,” notas del curso, British Petroleum de México, Febrero (1997).

PEMEX Exploración y Producción: “Análisis de Productividad de Pozos Complejo Antonio J. Bermúdez,” Activo Integral Samaria-Luna, noviembre (2005).

Solórzano, L. N. Bases económicas, técnicas y financieras para la planificación y administración integral de activos petroleros, Ed. Argo, México, 1999, 285 pags.

Rigoberto Moix Muntó. 2014. *Evaluacion Economica de Proyectos Petroleros*, Pacific Rubiales Energy.

Rodriguez Padilla Victor, 2013. *The Evaluation, Certification and Approbation of Oil and Gas Reserves in Mexico; Facts and Performance*.

Gustavo Hernández García, 2015. *Estrategia de PEMEX para Optimización de Campos Maduros*.

Eduardo Pérez Tosca, *Análisis de Curvas de Declinación*.

Yacimientos, M. d. (s.f.). *Reserva de hidrocarburos*. Obtenido de *Mecanica de yacimientos*

Rico, D. R. (2011). *PEMEX origen, evolución y perspectiva*. Mexico: PEMEX

API. (04 de 2003). *Sampling Petroleum Reservoir Fluids*. Obtenido de *API_RP_44: www.egpet.net*

CNH. (12 de 2014). Cuencas del sureste agua someras. Obtenido de CNH: www.cnh.gob.mx

CNIH. (2017). Reserva de Hidrocarburos. Obtenido de CNH: portal.cnih.cnh.gob.mx

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2011). La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos. Secretaría de Energía. Mexico: SENER.

Diana Morton - Thompson, A. M. (30 de 06 de 1993). Development Geology Reference Manual. Obtenido de AAPG: store.aapg.org

Espona, M. J. (1996). Calidad de Información: una nueva herramienta para la investigación

García, G. H. (01 de 2015). Estrategia de PEMEX para Optimización de Campos Maduros. Obtenido de PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION: <http://www.pep.pemex.com>

Lobo, L. V. (2009). VCD, método de vanguardia para evaluar proyectos. energía a debate, 52.

Marlon de Jesus Gonzalez, M. S. (2014). Work Flow Integration, Best Practices, and Technological Solutions for Improving Productivity in Mature Fields. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (pág. 12). Maracaibo: Society of Petroleum Engineers.

Medardo Yañez, H. G. (2004). Ingeniería de Confiabilidad y Análisis Probabilístico de Riesgo. Venezuela: Reliability and Risk Management, S. A.

PEMEX. (2015). Resultados de actividades de exploración 2015. Obtenido de www.pep.pemex.com

PEMEX. (01 de 01 de 2016). Evaluación de Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2016. Obtenido de PEMEX: <http://www.pemex.com>

PEMEX. (01 de 01 de 2017). Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos 1 de enero de 2017. Obtenido de <http://www.pemex.com>: http://www.pemex.com/en/investors/publications/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/20170101_rh_e.pdf

SMARTech. (13 de julio de 2011). Nuevos Conceptos y Tecnologías SMARTech "El método MANDAR". Obtenido de SlideServe: <https://www.slideserve.com/heidi/nuevos-conceptos-y-tecnolog-as-smartech-el-m-todo-mandar>

Solórzano, L. N. (1996). Criterios de rentabilidad económica para la Administración de Empresas Petroleras de Exploración y Producción. Mexico, D.F.: Fotolitografía Argo, S. A.,

yacimientos, M. d. (s.f.). Reserva de hidrocarburos. Obtenido de Mecánica de yacimientos.

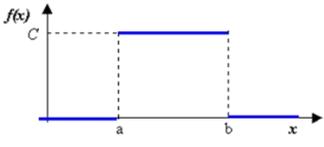
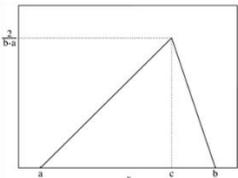
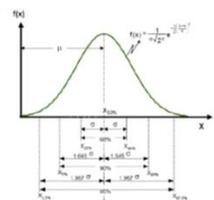
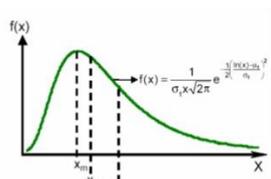
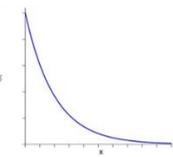
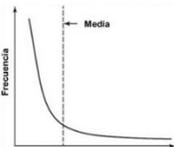
ANEXOS Y APENDICES

ANEXO A

FDP's

Existen distribuciones de probabilidad para variables discretas y variables continuas, entre las distribuciones de probabilidades continuas comúnmente utilizadas se presentan las siguientes:

- Distribución uniforme
- Distribución triangular
- Distribución normal
- Distribución lognormal
- Distribución exponencial
- Distribución de paretos

<p>Distribución uniforme</p>  $x = V_{\min} + AI(V_{\max} - V_{\min})$	<p>Distribución Triangular</p>  $x = V_{\min} + \sqrt{AI(V_{\text{modal}} - V_{\min})(V_{\max} - V_{\min})}$ $x = V_{\max} - \sqrt{(1-AI)(V_{\max} - V_{\text{modal}})(V_{\max} - V_{\min})}$
<p>Distribución Normal</p>  $f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}$	<p>Distribución Lognormal</p>  $f(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(x)-\mu}{\sigma}\right)^2}$
<p>Distribución Exponencial</p>  $f(x) = \frac{1}{\mu} e^{-\frac{x}{\mu}}$	<p>Distribución de Paretos (α, x_0)</p>  $N = \frac{a}{x^b}$

APENDICE A.

HERRAMIENTA DE EVALUACION DE CALIDAD DE LA INFORMACION

Algunas de las preguntas que se deben responderse para garantizar una interacción multidisciplinaria con los grupos de trabajo en los desarrollos de campos, la construcción de esta herramienta considera las siguientes preguntas

- ¿Los miembros del equipo están trabajando adecuadamente?
- ¿Existen otras posibilidades de interpretar los datos?
- ¿Las suposiciones son razonables?
- ¿Los datos son confiables?
- ¿Son necesario datos adicionales?
- ¿Existe un estudio geológico adecuado?
- ¿El sistema integral de producción (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales) se definió adecuadamente?

El esfuerzo del trabajo en equipo se podrá mejorar de la siguiente manera

- Facilitando la comunicación entre las diferentes disciplinas de la Ingeniería, Geología, Geofísica, Petrofísica, mediante: reuniones periódicas, la cooperación Interdisciplinaria enseñándonos objetivos funcionales, construyendo la confianza y el respeto mutuo, y aprender-haciendo.
- El ingeniero hasta cierto punto debe desarrollar el conocimiento Geofísico y Geológico de las características de la roca, así como el ambiente de depósito y conocer acerca de la terminación de pozos y otros trabajos de ingeniería.
- Cada miembro debe subordinar sus ambiciones y egos a las metas del equipo en la explotación de un yacimiento petrolero.
- Los miembros del equipo deberán trabajar por un objetivo común, que permita asegurar el desarrollo y la ejecución de la metodología.

Tabla 1. Métrica para evaluar el impacto de la información sobre la evaluación.

MÉTRICA DE IMPACTO	
Muy alto	5
Alto	4
Medio	3
Bajo	2
Muy bajo	1

Tabla 2. Métrica para evaluar la calidad de la información del Proyecto.

MÉTRICA DE CALIDAD	
Muy alto	5
Alto	4
Medio	3
Bajo	2
Muy bajo	1

Se define visualmente que la mejor manera de representar un análisis de riesgo relacionado a la calidad de la información es por medio de una tabla de contingencia en donde se establecen zonas de niveles con alta, mediana y baja incertidumbre (verde-amarillo-rojo, semáforo de calidad) representados en la tabla 4.

Este semáforo de calidad de información identificará el nivel de incertidumbre ponderado para la información utilizada en cada etapa, con resultados que arroja este semáforo se generaran planes de mitigación disminuyen la incertidumbre en todas las etapas manejadas

ANEXO B**FORMULAS DE CRUDOS MEXICANOS DE EXPORTACION**

Las siguientes formulas son las utilizadas para los crudos mexicanos de exportación.

COSTA ESTADOUNIDENSE DEL GOLFO DE MEXICO

$$\text{ISTMO} = 0.40 (\text{WTS} + \text{LLS}) + 0.20 (\text{BRENT DTD}) + \text{K}$$

$$\text{MAYA} = 0.40 (\text{WTS} + \text{F.O. No. 6.33 \%S}) + 0.10 (\text{LLS} + \text{BRENT DTD}) + \text{K}$$

$$\text{OLMECA} = 0.333 (\text{WTS} + \text{LLS} + \text{BRENT DTD}) + \text{K}$$

COSTA OESTE DE LOS ESTADOS UNIDOS

$$\text{ISTMO} = 0.40 (\text{WTS} + \text{LLS}) + 0.20 (\text{BRENT DTD}) + \text{K}$$

EUROPA

$$\text{ISTMO} = 0.887 (\text{BRENT DTD}) + 0.113 (\text{F.O. No.6 3.5\%S}) - 0.16 (\text{F.O. No.6 1\%S} - \text{F.O. No.6 3.5\%S}) + \text{K}$$

$$\text{MAYA} = 0.527 (\text{BRENT DTD}) + 0.467 (\text{F.O. No.6 3.5\%S}) - 0.25 (\text{F.O. No.6 1\%S} - \text{F.O. No.6 3.5\%S}) + \text{K}$$

$$\text{OLMECA} = \text{BRENT DTD} + \text{K}$$

LEJANO ORIENTE

$$\text{ISTMO} = (\text{OMAN} + \text{DUBAI}) / 2 + \text{K}$$

$$\text{MAYA} = (\text{OMAN} + \text{DUBAI}) / 2 + \text{K}$$

En donde:

(1) "WTS" significa el promedio: aritmético de los precios Platts para el petróleo crudo del tipo West Texas Sour durante el período de valoración;

(2) "LLS" significa el promedio aritmético de los precios Platts para el petróleo crudo del tipo Light Louisiana Sweet durante el periodo de valoración;

(3) "BRENT DTD" significa el promedio aritmético de los precios Platts para el petróleo crudo de tipo Brent Dated durante el periodo de valoración;

(4) "K" es una constante que será determinada por el Grupo de Trabajo de Precios e informada al GICEH para ser aplicada a todos los cargamentos del mes en cuestión;

(5) "Oman" significa el promedio aritmético de las cotizaciones diarias de Platts para el crudo tipo Omán que aparezcan publicadas durante el período de valoración.

(6) "Dubai" significa el promedio aritmético de las cotizaciones diarias de Platts para el crudo tipo Dubái que aparezcan publicadas durante el período de valoración.

(7) "F.O. No.6 1% S" significa el promedio aritmético de los precios Platts para el combustóleo No.6 con un contenido de azufre de 1% durante el periodo de valoración;

(8) "F.O. No.6 3%S" significa el promedio aritmético de los precios Platts para el combustóleo no.6 con un contenido de azufre de 3%, durante el periodo de valoración;

(9) "F.O. No.6 3.5% S" significa el promedio aritmético de los precios Platts para el combustóleo no.6 con un contenido de azufre de 3.5% durante el periodo de valoración; y

El factor de conversión a utilizarse para convertir los combustóleos de toneladas métricas a barriles será de 6.39 para del combustóleo de 3.5% de azufre y de 6.45 para el combustóleo de 1% de azufre.

El precio de venta de hidrocarburo es equilibrado a nivel mundial, ajustando los valores con los costos de transporte y ajustes relativos a la calidad y usando como referencia ciertos crudos llamados marcadores, siendo los mayormente utilizados con el *West Texas Intermediate (WTI)* y el *Brent*, cuyos precios son expresados en USD\$/BBL. En el caso del gas se puede encontrar en su forma libre o como gas asociado al crudo, el gas es un producto de alto valor comercial que puede representar una importante fuente de ingresos al negocio y es expresado en US\$/MMBTU.

La estimación de los precios de los hidrocarburos en México es emitida en el mercado internacional y son determinados por factores políticos, económicos, climatológicos, de políticas energéticas, regulaciones, oferta-demanda y competencia. Los precios de venta de los crudos mexicanos son fijados a través de fórmulas basadas en una canasta de referencias internacionales y un término de ajuste. Los términos de ajuste de las fórmulas de precio son modificados de forma mensual con base en un análisis técnico comercial. La aprobación final

del nivel de precio es realizada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (PEMEX/PMI, 2016). PMI, sigue comercializando los hidrocarburos en el mercado exterior, pero la reforma energética estableció que en este año de 2018 se concursará con empresas para la comercialización de los hidrocarburos donde la convocatoria será emitida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH (Forbes, 2017).

APENDICE B

VALOR DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.

La planeación de los datos debe considerar la necesidad, su aplicación, y su Costo/beneficio. Es importante resaltar que el plan de adquisición de datos no está limitado solo a los del yacimiento, perforación, terminación, producción, operación, e instalaciones superficiales, sino que también se deben incluir datos como los económicos, legales y ambientales, los cuales son requeridos para el desarrollo de los proyectos de productividad de pozos.

Es importante resaltar que muchos datos deben obtenerse en etapas tempranas de desarrollo de explotación de los yacimientos y/o pozos, ya que de no tomarse los datos en el tiempo apropiado y no utilizar los procedimientos y análisis adecuados, se podría generar errores en el momento del desarrollo de los modelos de simulación, y con ello fracaso en el análisis de las oportunidades de mejoramiento de producción.

El proceso de integración de datos es dinámico, no estático, cada dato está sujeto a cambios durante la vida del proyecto. Las compañías petroleras cada día se están organizando bajo un enfoque integrado para resolver estos problemas, de tal manera que la información fluya fácilmente.

Iniciar una revisión total y ordenada, de toda la información técnica de cada campo, tomando en cuenta los factores del yacimiento que afectan el rendimiento de la producción de los pozos, para lograr una revisión global de la información, y evaluar cada yacimiento es necesario aplicar e integrar en cantidad y calidad la información, como fue desarrollado a lo largo de esta metodología.

Con el empleo de esta metodología se podrá:

- Visualizar y tener control de los avances de los proyectos de productividad.
- Establecer acciones correctivas y preventivas para alcanzar los compromisos de producción en los campos.
- Recolectar y validar la información estratégica de los proyectos para la explotación de los campos.
- Contar con información única y estructurada de los yacimientos.
- Orden adecuado de los datos y presentación de gráficos.
- Visualización y transparencia total de la información para todos los proyectos.
- Proporcionar la información al ritmo que el negocio lo requiere.
- Facilitar a los directivos una gestión más ágil, mediante indicadores clave adecuados a los objetivos y estructura de la organización y con menos tiempos de estudios.
- Rápido acceso a la información.

Mediante la aplicación de la Metodología Integral probabilista se busca optimizar la explotación de manera integral, logrando con ello maximizar la producción, optimizar las inversiones, incrementar la rentabilidad, mejorar la seguridad, el medio ambiente y cumplir con las normas y leyes vigentes, así como también transferir a nivel nacional en PEP: metodología, tecnologías y las mejores prácticas a todos los campos petroleros de México.

NORMAS

Esta metodología considerará cada uno de los lineamientos y normas emitidas por los órganos responsables para el desarrollo de los campos petroleros, en beneficio de la sociedad y el medio ambiente.

Las descargas de aguas residuales deben cumplir con los límites máximos permisibles de contaminantes establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-1996 o con las condiciones particulares de descarga determinadas por la Comisión Nacional del Agua.

Los lodos resultantes de la planta de tratamiento de aguas no se verterán al mar, éstos serán manejados conforme a la NOM-004-SEMARNAT-2002.

El artículo 36 de la Ley de Hidrocarburos de manera expresa establece la facultad de la Comisión para autorizar a los Asignatarios y Contratistas sus solicitudes de Perforación de Pozos Petroleros.

Órgano Regulador Coordinado que regula las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, con el Acuerdo CNH.09.001/16,

NORMA Oficial Mexicana NOM-149-SEMARNAT-2006, Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas.

CADENA DE VALOR

Sistema de Producción de Hidrocarburos



Figura 9. Diagrama de la Cadena de Valor de un Yacimiento Petrolero, (Yacimiento, pozo e instalaciones superficiales).

SEMÁFORO DE LA CALIDAD DE LA INFORMACIÓN

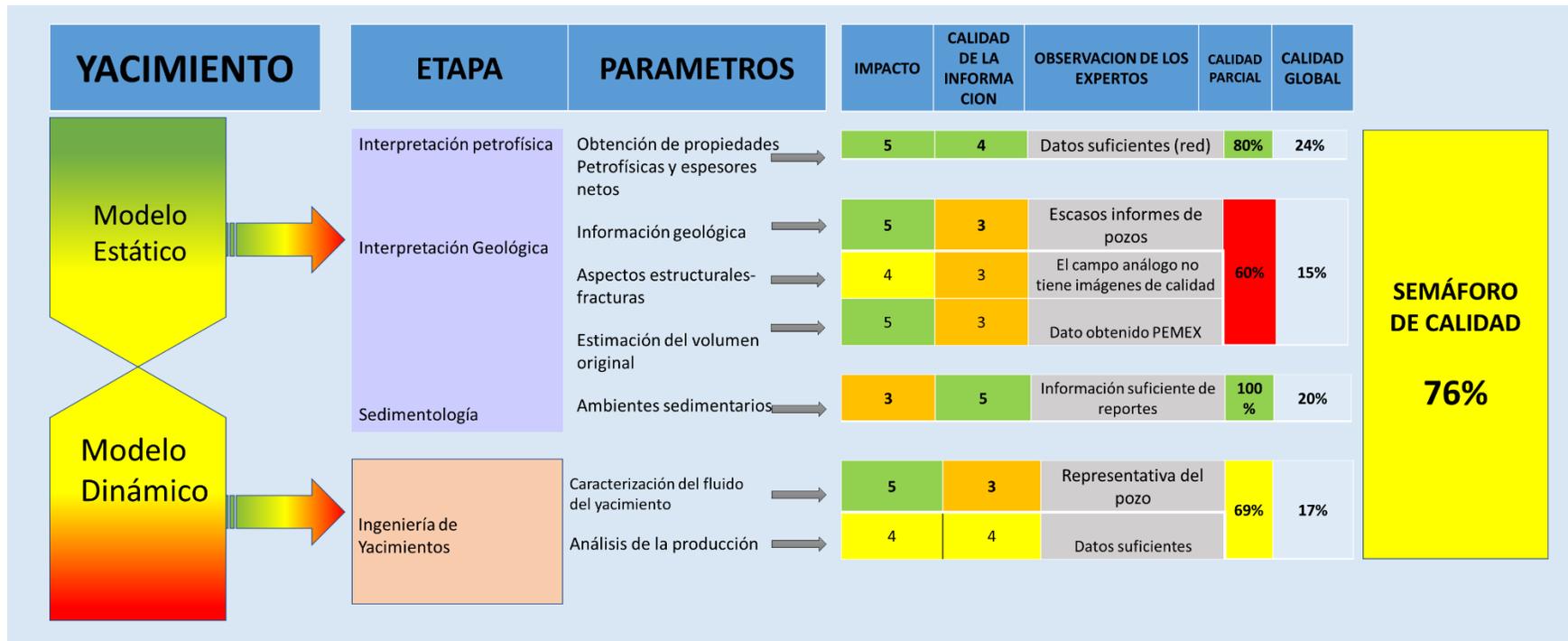


Figura 11. Semáforo de la calidad de la información del campo Cheek

TABLA 15. COSTOS DE INFRAESTRUCTURA Y EQUIPO PARA LA EVALUACIÓN DEL CAMPO.

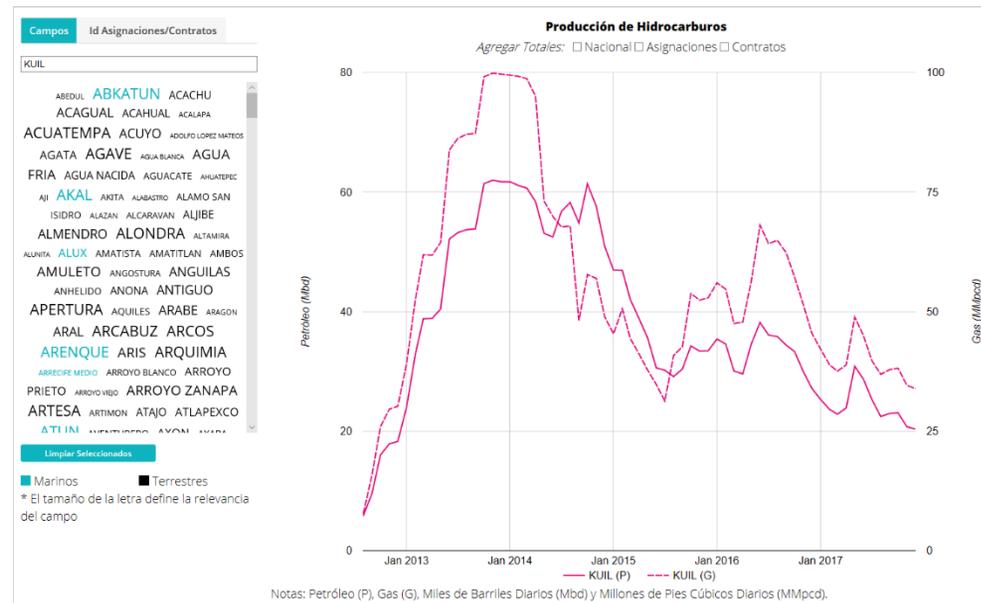
COSTOS DE INFRAESTRUCTURA Y EQUIPO DEL PROYECTO						
ESCENARIO: PRODUCCION NATURAL						
NECESIDADES DEL PROYECTO (Descripción)	RENTA	COMPRA	Cantidad	Total (\$ MM USD)	\$18.05	
	\$ MM USD	\$ MM USD			Total (\$ MM PESOS)	
DRILLEX						PRECIO DE LOS HIDROCARBUROS
POZOS						
COSTO DE PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS		\$40.00	6	\$240.00	\$4,332.00	
Direccionales						Precio Aceite
FACILITY COST						USD/B 49.236
ESTRUCTURAS MARINAS				\$22.16		Precio Gas
Equipo Ligero Marino (Plataforma Tetrápodo reforzado)		\$22.16	1	\$22.16	400	USD/MPC 5
				\$0.00		TASA DE INTERES ANUAL
DUCTOS (DISTANCIA-KM)				\$24.21		% 0.12
Oleogaso ducto de 12" x 2" km.		\$24.21	1	\$24.21	437	
				\$0.00		
EQUIPOS COMPLEMENTARIOS				\$0.00		
				\$0.00		
				\$0.00		
Subtotal infraestructura				\$46.37		Costo Total de Infraestructura del Proyecto
Ingeniería				\$2.32		
Administración del proyecto				\$1.85		
TOTAL DE INFRAESTRUCTURA				\$50.54	\$5,244.33	
Costo del Capital		CAPEX		\$290.54	5244.33	
Operación y Mantenimiento		OPEX		\$29.05	524.3525	
Abandono		ABEX		\$14.53	262.2165	
		OPEX + ABEX		\$43.58	786.569	
						Total (\$ MM USD) \$334.12
						Total (\$ MM PESOS) \$6,030.90

Variables técnicas de entrada al flujo de trabajo.

VARIABLES DE ENTRADA EN FUNCIÓN DEL FLUJO DE TRABAJO						
	INFORMACION DEL CAMPO	UNIDADES				
VOLUMEN ACEITE. @ SUP.	123.3	MMB				
FACTOR DE RECUPERACIÓN	25	%				
DECLINACION NOMINAL	d= 0.216666667					
DECLINACION NOMINAL	b= 0.244196961					
	(1-d)= 0.783333333					
RGA	1515.26	PC/B				
RESERVA DE ACEITE	30.8	MMB				
RECUPERACION POR POZO	5	MMB				
PERFIL DE PRODUCCIÓN POR POZO	4000	B				
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 80%;">NUMERO DE POZOS</td> <td style="text-align: center;">6</td> </tr> <tr> <td># DE POZOS PERFORADOS POR AÑO</td> <td style="text-align: center;">2</td> </tr> </table>			NUMERO DE POZOS	6	# DE POZOS PERFORADOS POR AÑO	2
NUMERO DE POZOS	6					
# DE POZOS PERFORADOS POR AÑO	2					
VIDA UTIL DEL CAMPO						
Número de Años en Producción		9				
Producción de abandono		500				

Num. de pozos	Fecha	Np (MMbbls)	MESES	Serie histórica del tipo de cambio	Mes	Precio de Petróleo de Export.
Kuil 1	01/09/2012	0.18	30/09/2013	12.928875	ene-14	90.65
Kuil 3	01/10/2012	0.67	31/10/2013	12.9992174	feb-14	93.09
Kuil 5	01/11/2012	1.21	30/11/2013	13.079555	mar-14	93.48
Kuil 20	01/12/2012	1.75	31/12/2013	13.00755	abr-14	95.68
Kuil 21	01/01/2013	2.49	31/01/2014	13.2230227	may-14	96.79
Kuil 41	01/02/2013	3.52	28/02/2014	13.2807789	jun-14	98.79
Kuil 19	01/03/2013	4.64	31/03/2014	13.195085	jul-14	94.65
Kuil 26	01/04/2013	5.79	30/04/2014	13.070835	ago-14	90.80
	01/05/2013	7.04	31/05/2014	12.9247333	sep-14	85.82
	01/06/2013	8.62	30/06/2014	12.9957619	oct-14	75.23
	01/07/2013	10.26	31/07/2014	12.9904435	nov-14	66.94
	01/08/2013	11.92	31/08/2014	13.1406381	dic-14	50.98
	01/09/2013	13.54	30/09/2014	13.2352048	ene-15	41.70
	01/10/2013	15.44	31/10/2014	13.4762522	feb-15	47.26
	01/11/2013	17.31	30/11/2014	13.6216053	mar-15	47.36
	01/12/2013	19.21	31/12/2014	14.5128952	abr-15	50.69
	01/01/2014	21.17	31/01/2015	14.6925857	may-15	54.06
	01/02/2014	22.88	28/02/2015	14.9213421	jun-15	53.87
	01/03/2014	24.78	31/03/2015	15.2283381	jul-15	46.56
	01/04/2014	26.57	30/04/2015	15.22618	ago-15	39.71
	01/05/2014	28.37	31/05/2015	15.26447	sep-15	37.93
	01/06/2014	29.75	30/06/2015	15.4830364	oct-15	37.46
	01/07/2014	31.60	31/07/2015	15.9395826	nov-15	34.28
	01/08/2014	33.52	31/08/2015	16.5367571	dic-15	27.69
	01/09/2014	35.22	30/09/2015	16.8577619	ene-16	23.91
	01/10/2014	37.12	31/10/2015	16.5640045	feb-16	24.48
	01/11/2014	38.85	30/11/2015	16.6356895	mar-16	29.44
	01/12/2014	40.43	31/12/2015	17.0666227	abr-16	32.28
	01/01/2015	41.88	31/01/2016	18.072775	may-16	37.27
	01/02/2015	43.20	29/02/2016	18.4731	jun-16	40.05
	01/03/2015	44.50	31/03/2016	17.649045	jul-16	38.75
	01/04/2015	45.67	30/04/2016	17.4876762	ago-16	38.40
	01/05/2015	46.77	31/05/2016	18.1541864	sep-16	37.76
	01/06/2015	47.69	30/06/2016	18.6529682	oct-16	41.35
	01/07/2015	48.62	31/07/2016	18.6014429	nov-16	38.88
	01/08/2015	49.53	31/08/2016	18.4748652	dic-16	42.76
	01/09/2015	50.38	30/09/2016	19.1924095	ene-17	45.38
	01/10/2015	51.24	31/10/2016	18.8924143	feb-17	44.75
	01/11/2015	52.06	30/11/2016	20.118465	mar-17	42.16
	01/12/2015	52.80	31/12/2016	20.5205762	abr-17	43.48
	01/01/2016	52.80	31/01/2017	21.3852727	may-17	43.88
	01/02/2016	52.80	28/02/2017	20.2905368	jun-17	42.82
	01/03/2016	52.80	31/03/2017	19.2724714	jul-17	45.96
	01/04/2016	52.80	30/04/2017	18.7874833	ago-17	42.30
	01/05/2016	52.80	31/05/2017	18.7556636	sep-17	44.35
	01/06/2016	53.09	30/06/2017	18.1326136	oct-17	44.48
			31/07/2017	17.8283381	nov-17	44.42
		53.09447821	31/08/2017	17.8070304	dic-17	45.86
			30/09/2017	17.8356524	ene-18	48.05
			31/10/2017	18.8160955	feb-18	48.24
			30/11/2017	18.915785		
			31/12/2017	19.0786375		

Fuente: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-reservas.php>



PRODUCCIÓN CAMPO KUIL					
FECHA	REGION	UBICACIÓN	CAMPO	OPERADOR	MBD
ago/2012	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	5.81
sep/2012	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	9.57
oct/2012	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	16.03
nov/2012	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	17.87
dic/2012	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	18.27
ene/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	24.04
feb/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	32.89
mar/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	38.81
abr/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	38.86
may/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	40.43
jun/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	52.16
jul/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	53.23
ago/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	53.72
sep/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	53.84
oct/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	61.41
nov/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	61.99
dic/2013	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	61.73
ene/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	61.73
feb/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	61.08
mar/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	60.68
abr/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	58.41
may/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	53.11
jun/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	52.49
jul/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	56.74
ago/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	58.26
sep/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	54.84
oct/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	61.36
nov/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	57.67
dic/2014	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	50.92
ene/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	46.96
feb/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	46.91
mar/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	42.06
abr/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	38.84
may/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	35.65
jun/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	30.59
jul/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	30.20
ago/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	29.13
sep/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	30.39
oct/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	34.26
nov/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	33.39
dic/2015	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	33.44
ene/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	35.42
feb/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	34.57
mar/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	30.06
abr/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	29.58
may/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	34.56
jun/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	38.18
jul/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	36.09
ago/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	35.82
sep/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	34.41
oct/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	33.31
nov/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	29.94
dic/2016	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	27.16
ene/2017	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	25.29
feb/2017	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	23.66
mar/2017	REGION MARINA SUROESTE	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	22.84
abr/2017	Cuencas del Sureste	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	23.89
may/2017	Cuencas del Sureste	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	30.87
jun/2017	Cuencas del Sureste	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	28.70
jul/2017	Cuencas del Sureste	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	25.27
ago/2017	Cuencas del Sureste	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	22.46
sep/2017	Cuencas del Sureste	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	22.97
oct/2017	Cuencas del Sureste	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	23.08
nov/2017	Cuencas del Sureste	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	20.74
dic/2017	Cuencas del Sureste	Aguas someras	KUIL	Petróleos Mexicanos	20.35

Fuente: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboard-reservas.php>

Información utilizada para generar los valores probabilistas utilizados en esta tesis.