



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES – YACIMIENTOS

ESTIMACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS BAJO LA GUÍA PRMS:
ENFOQUE PROBABILÍSTICO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
JOSÉ JUVENTINO SÁNCHEZ VELA

TUTOR
M. EN C. ULISES NERI FLORES
FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. OCTUBRE 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ
Secretario: ING. JAVIER ARELLANO GIL
Vocal: M. EN C. ULISES NERI FLORES
1^{er}. Suplente: M. EN I. HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES
2^{do}. Suplente: M. EN I. ALBERTO HERRERA PALOMO

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: México, D.F.

TUTOR DE TESIS:

M.C. ULISES NERI FLORES



FIRMA

Contenido

CONTENIDO.

LISTA DE FIGURAS.....	iv
LISTA DE TABLAS.	vi
LISTA DE ECUACIONES.....	vii
AGRADECIMIENTOS.	viii
RESUMEN.	1
ABSTRACT.....	2
1. INTRODUCCIÓN.	3
1.1 OBJETIVOS.	3
1.2 METODOLOGÍA.	3
1.3 IMPORTANCIA REAL DE LAS RESERVAS.	4
a. CALIDAD DEL HIDROCARBURO.....	4
b. UTILIDADES.....	4
c. RELEVANCIA FINANCIERA.....	4
1.4 LAS RESERVAS EN MÉXICO.....	5
1.5 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CONTENIDO.....	5
2. REVISIÓN LITERARIA.....	7
2.1 SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS, 2007.....	7
2.2 LINEAMIENTOS DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS, 2011.....	9
2.3 LINEAMIENTOS QUE REGULAN EL PROCEDIMIENTO DE DICTAMINACIÓN PARA LA APROBACIÓN DE LOS REPORTES DE EVALUACIÓN O CUANTIFICACIÓN DE LAS RESERVAS, 2012.	10
2.4 COMPARACIÓN DE CLASIFICACIONES DE RESERVAS Y RECURSOS Y DEFINICIONES ASOCIADAS DEL COMITÉ DE RESERVAS DE ACEITE Y GAS DE LA SOCIEDAD DE INGENIERO PETROLEROS, 2005.....	11
2.5 CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, RONDA 1 DE CNH.....	12
3. DESARROLLO.	14
3.1 SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS (PETROLEUM RESOURCES MANAGEMENT SYSTEM, PRMS).....	14
3.1.1 PRINCIPIOS BÁSICOS Y DEFINICIONES.	15
3.1.1.1 MARCO DE CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS PETROLEROS.	15
3.1.1.2 EVALUACION DE RECURSOS BASADA EN EL PROYECTO.....	20
3.1.2 LINEAMIENTOS PARA CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN.....	23
3.1.2.1 CLASIFICACIÓN DE RECURSOS.	23
3.1.2.1.1 DETERMINACIÓN DEL ESTATUS DE DESCUBRIMIENTO.	23
3.1.2.1.2 DETERMINACIÓN DEL ESTATUS DE COMERCIAL.	24
3.1.2.1.3 ESTATUS DEL PROYECTO Y RIESGO COMERCIAL.	25
3.1.2.1.3.1 SUB-CLASES PARA LA MADUREZ DEL PROYECTO.....	26
3.1.2.1.3.2 ESTATUS DE RESERVAS.	27
3.1.2.1.3.3 ESTATUS ECONÓMICO.....	28
3.1.2.2 CATEGORIZACIÓN DE RECURSOS.	30
3.1.2.2.1 RANGO DE INCERTIDUMBRE.	30
3.1.2.2.2 DEFINICIONES DE CATEGORÍAS Y LINEAMIENTOS.....	32
3.1.2.3 PROYECTOS INCREMENTALES.....	34
3.1.2.3.1 REPARACIONES MAYORES, TRATAMIENTOS Y CAMBIOS DE EQUIPO.....	34

Contenido

3.1.2.3.2 COMPRESIÓN.....	35
3.1.2.3.3 PERFORACIÓN INTERMEDIA.....	35
3.1.2.3.4 RECUPERACIÓN MEJORADA.....	35
3.1.2.4 RECURSOS NO CONVENCIONALES.....	36
3.1.3 LINEAMIENTOS PARA EVALUACIÓN Y PRESENTACIÓN DE INFORMES.....	37
3.1.3.1 EVALUACIONES COMERCIALES.....	38
3.1.3.1.1 EVALUACIÓN DE RECURSOS BASADA EN FLUJOS DE EFECTIVO.....	38
3.1.3.1.2 CRITERIOS ECONÓMICOS.....	39
3.1.3.1.3 LÍMITE ECONÓMICO.....	40
3.1.3.2 MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN.....	41
3.1.3.2.1 PUNTO DE REFERENCIA.....	41
3.1.3.2.2 HIDROCARBUROS DE INSUMO.....	42
3.1.3.2.3 GAS NATURAL, HÚMEDO O SECO.....	43
3.1.3.2.4 COMPONENTES NO HIDROCARBUROS ASOCIADOS.....	43
3.1.3.2.5 RE-INYECCIÓN DEL GAS NATURAL.....	44
3.1.3.2.5 ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DEL GAS NATURAL.....	44
3.1.3.2.7 BALANCE DE PRODUCCIÓN.....	45
3.1.3.3 DERECHO Y RECONOCIMIENTO DE LOS RECURSOS.....	45
3.1.3.3.1 REGALÍAS.....	46
3.1.3.3.2 RESERVAS EN CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA.....	46
3.1.3.3.3 EXTENSIONES O RENOVACIONES DE CONTRATO.....	47
3.1.4 ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES RECUPERABLES.....	48
3.1.4.1 PROCEDIMIENTOS ANALÍTICOS.....	48
3.1.4.1.1 ANÁLOGOS.....	49
3.1.4.1.2 ESTIMACIÓN VOLUMÉTRICA.....	50
3.1.4.1.3 BALANCE DE MATERIA.....	51
3.1.4.1.4 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN.....	52
3.1.4.2 MÉTODOS DETERMINÍSTICOS Y PROBABILÍSTICOS.....	52
3.1.4.2.1 MÉTODOS DE AGREGACIÓN.....	54
3.1.4.2.1.1 CLASIFICACIÓN DE AGREGACIÓN DE RECURSOS.....	55
3.2 ANÁLISIS DE LOS CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN MÉXICO.....	56
3.2.1 ETAPAS DE LA GESTIÓN DE LOS CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN MÉXICO.....	57
3.2.2 CONCEPTOS COMPLEMENTARIOS.....	62
3.3. EVALUACIÓN DE RECURSOS UTILIZANDO PROCEDIMIENTOS PROBABILÍSTICOS.....	67
3.3.1 ENFOQUE DETERMINÍSTICO DEL PRMS.....	68
I. MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	68
II. ETAPA DE EXPLORACIÓN.....	69
III. ETAPA POST-DESCUBRIMIENTO.....	70
IV. ETAPA DE DELIMITACIÓN Y EVALUACIÓN.....	72
V. ETAPA DE DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN.....	73
3.3.2 ESTIMACIÓN PROBABILÍSTICA.....	75
I. MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	75
II. PLAY.....	76
III. LEAD.....	83

Contenido

IV.	PROSPECTO.....	85
V.	DESARROLLO NO VIABLE.....	87
VI.	DESARROLLO SIN ACLARAR O EN ESPERA.....	98
VII.	PENDIENTE DE DESARROLLO.....	107
VIII.	JUSTIFICADO PARA DESARROLLO.....	112
IX.	APROBADO PARA DESARROLLO.....	114
X.	EN PRODUCCIÓN.....	116
i.	DESARROLLO.....	116
ii.	EXPLOTACIÓN.....	121
4.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	123
4.1	ANÁLISIS DEL EJEMPLO DETERMINÍSTICO.....	123
I.	MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	124
II.	ETAPA DE EXPLORACIÓN.....	125
III.	ETAPA DE POST DESCUBRIMIENTO.....	125
IV.	ETAPA DE DELIMITACIÓN Y EVALUACIÓN.....	126
V.	ETAPA DE DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN.....	127
VI.	CILINDRO EQUIVALENTE.....	128
4.2	RELACIÓN ENTRE LAS ETAPAS DEL PROYECTO Y LA MADUREZ.....	129
4.3	COMPORTAMIENTO DE LA INCERTIDUMBRE.....	130
4.4	PROPUESTA DE CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN.....	131
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	133
5.1	CONCLUSIONES.....	133
5.2	RECOMENDACIONES.....	134
	NOMENCLATURA.....	135
	REFERENCIAS.....	137
	APÉNDICE A. TABLAS DEL EJEMPLO DESARROLLADO.....	138
	APÉNDICE B. EJEMPLO DE APLICACIÓN GENERAL DE MÉTODOS PROBABILÍSTICOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RECURSOS USANDO EL MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	157

LISTA DE FIGURAS.

Figura 3. 1 Marco de clasificación de recursos.....	16
Figura 3. 2 Fuentes de Información para la evaluación de recursos.....	20
Figura 3. 3 Sub-clasificación basada en la madurez del proyecto.....	26
Figura 3. 4 Gráficas de incertidumbre en los escenarios.	31
Figura 3. 5 Detalle del ciclo de vida del proyecto de E&P.....	56
Figura 3. 6 Periodos de gestión de los contratos de E&E.....	62
Figura 3. 7 Evaluación volumétrica de Recursos Prospectivos (previo al descubrimiento).	70
Figura 3. 8 Evaluación volumétrica de Recursos Contingentes (posterior al descubrimiento)...	71
Figura 3. 9 Evaluación volumétrica de Reservas (etapa de evaluación).....	72
Figura 3. 10 Evaluación volumétrica de Reservas (etapa de desarrollo inicial).	74
Figura 3. 11 Modelo para el cálculo de TPIIP.	75
Figura 3. 12 Modelo para el cálculo de EUR.....	76
Figura 3. 13 Modelo sísmico en tiempo (<i>play</i>).	77
Figura 3. 14 Tipos de recursos durante la madurez de " <i>play</i> "......	78
Figura 3. 15 TPIIP probabilístico para la fase de exploración (" <i>play</i> ", " <i>lead</i> " y " <i>prospecto</i> ").	79
Figura 3. 16 Distribución de RE para la fase de exploración (" <i>play</i> ", " <i>lead</i> " y " <i>prospecto</i> ")......	80
Figura 3. 17 EUR para la fase de exploración (" <i>play</i> ", " <i>lead</i> " y " <i>prospecto</i> ")......	81
Figura 3. 18 Recursos Prospectivos para la fase de exploración (" <i>play</i> ", " <i>lead</i> " y " <i>prospecto</i> ").	82
Figura 3. 19 Clasificación y categorización de recursos para la fase de exploración (" <i>play</i> ", " <i>lead</i> " y " <i>prospecto</i> ").	83
Figura 3. 20 Modelo sísmico en profundidad (" <i>lead</i> ").	83
Figura 3. 21 Tipos de recursos durante la madurez de " <i>lead</i> "......	84
Figura 3. 22 Clasificación y categorización de recursos para " <i>lead</i> "......	84
Figura 3. 23 Modelo estático previo a la perforación exploratoria (<i>prospecto</i>)......	85
Figura 3. 24 Tipos de recursos durante la madurez de " <i>prospecto</i> "......	86
Figura 3. 25 Clasificación y categorización de recursos para " <i>prospecto</i> "......	86
Figura 3. 26 Comportamiento del factor de volumen (Bo).	87
Figura 3. 27 Diagrama de fases.	88
Figura 3. 28 Núcleos y registros de pozo.....	88
Figura 3. 29 Gráfica de una prueba de presión.	89
Figura 3. 30 Modelo estático del descubrimiento (desarrollo no viable).....	90
Figura 3. 31 Tipos de recursos para " <i>desarrollo no viable</i> "......	91
Figura 3. 32 Vista del área caracterizada con el pozo exploratorio.	91
Figura 3. 33 DPIIP probabilístico para " <i>desarrollo no viable</i> ".	93
Figura 3. 34 UPIIP probabilístico para " <i>desarrollo no viable</i> ".	94
Figura 3. 35 RE probabilístico para " <i>desarrollo no viable</i> ".	95
Figura 3. 36 Recursos Contingentes para " <i>desarrollo no viable</i> "......	96
Figura 3. 37 Recursos Prospectivos para " <i>desarrollo no viable</i> ".	97
Figura 3. 38 Clasificación y categorización de recursos para " <i>desarrollo no viable</i> "......	98
Figura 3. 39 Vista del área caracterizada con los pozos delimitadores.	99
Figura 3. 40 Modelo estático de la delimitación (<i>desarrollo sin aclarar</i>)......	100
Figura 3. 41 Tipos de recursos para " <i>desarrollo sin aclarar</i> "......	101
Figura 3. 42 DPIIP probabilístico para " <i>desarrollo sin aclarar</i> "......	103
Figura 3. 43 UPIIP probabilístico para " <i>desarrollo sin aclarar</i> "......	103
Figura 3. 44 RE probabilístico para " <i>desarrollo sin aclarar</i> "......	104

Lista de figuras

Figura 3. 45 Recursos Contingentes para “ <i>desarrollo sin aclarar</i> ” .	104
Figura 3. 46 Recursos Prospectivos para “ <i>desarrollo sin aclarar</i> ” .	105
Figura 3. 47 Clasificación y categorización de recursos para “ <i>desarrollo sin aclarar</i> ” .	106
Figura 3. 48 Vista del área caracterizada con los pozos de evaluación.	107
Figura 3. 49 Modelo estático posterior a la evaluación (pendiente de desarrollo).	108
Figura 3. 50 Tipos de recursos para “ <i>pendiente de desarrollo</i> ” .	108
Figura 3. 51 TPIIP probabilístico para “ <i>pendiente de desarrollo</i> ” .	109
Figura 3. 52 EUR probabilístico para “ <i>pendiente de desarrollo</i> ” .	110
Figura 3. 53 Recursos Contingentes para “ <i>pendiente de desarrollo</i> ” .	111
Figura 3. 54 Clasificación y categorización de recursos para “ <i>pendiente de desarrollo</i> ” .	112
Figura 3. 55 Tipos de recursos para “ <i>justificado para desarrollo</i> ” .	114
Figura 3. 56 Clasificación y categorización de recursos para “ <i>justificado para desarrollo</i> ” .	114
Figura 3. 57 Tipos de recursos para “ <i>aprobado para desarrollo</i> ” .	115
Figura 3. 58 Clasificación y categorización de recursos para “ <i>aprobado para desarrollo</i> ” .	115
Figura 3. 59 Vista de la estrategia del desarrollo del yacimiento.	117
Figura 3. 60 Tipos de recursos para “ <i>en producción</i> ” .	118
Figura 3. 61 TPIIP probabilístico para “ <i>en producción</i> ” .	119
Figura 3. 62 EUR probabilístico para “ <i>en producción</i> ” .	119
Figura 3. 63 Reservas para “ <i>en producción</i> ” .	120
Figura 3. 64 Clasificación y categorización de recursos para “ <i>en producción</i> ” .	121
Figura 3. 65 Recursos “ <i>en producción</i> ” .	122
Figura 3. 66 Volúmenes “ <i>en producción</i> ” .	122
Figura 4. 1 Cilindro equivalente.	128
Figura 4. 2 Relación entre las estructuras de análisis.	129
Figura 4. 3 Puertas de decisión en los contratos de E&E.	130
Figura 4. 4 Comportamiento de la incertidumbre en los recursos.	131
Figura 4. 5 Sistema de clasificación y categorización propuesto.	132
Figura B. 1 Distribución del TPIIP .	158
Figura B. 2 Contribución a la varianza de TPIIP .	159
Figura B. 3 Contribución a la media de TPIIP .	160
Figura B. 4 Distribución del EUR .	161
Figura B. 5 Contribución a la varianza del EUR.	162
Figura B. 6 Contribución a la media del EUR.	163

Lista de tablas

LISTA DE TABLAS.

Tabla 3. 1 Rangos de probabilidad según los lineamientos 2011 del PRMS	78
Tabla 3. 2 Variables del posible yacimiento en fase de exploración (etapas “ <i>play</i> ”, “ <i>lead</i> ” y “ <i>prospecto</i> ”).....	79
Tabla 3. 3 Variables del posible yacimiento (etapa de “ <i>desarrollo no viable</i> ”).....	93
Tabla 3. 4 Datos posteriores a la delimitación	101
Tabla 3. 5 Filtro para la delimitación	102
Tabla 3. 6 Variables “ <i>desarrollo sin aclarar o en espera</i> ”.....	102
Tabla 3. 7 Variables “ <i>pendiente de desarrollo</i> ”	109
Tabla 3. 8 Variables “en producción”	118
Tabla A. 1 Datos de porosidad (Φ) de los análogos (etapas de “ <i>play</i> , <i>lead</i> y <i>prospecto</i> ”)	138
Tabla A. 2 Datos de saturación de agua inicial (Sw_i) de los análogos (etapas de “ <i>play</i> , <i>lead</i> y <i>prospecto</i> ”).....	139
Tabla A. 3 Datos de factor de volumen inicial (Bo_i) de los análogos (etapas de “ <i>play</i> , <i>lead</i> y <i>prospecto</i> ”).....	140
Tabla A. 4 Datos de RE [1] de los análogos (etapas de “ <i>play</i> , <i>lead</i> y <i>prospecto</i> ”).....	140
Tabla A. 5 Recursos durante la exploración [mmb] (etapas de “ <i>play</i> , <i>lead</i> y <i>prospecto</i> ”).....	141
Tabla A. 6 Datos de Φ [1] (etapa de “ <i>desarrollo no viable</i> ”)	141
Tabla A. 7 Datos de Sw_i [1] (etapa de “ <i>desarrollo no viable</i> ”).....	142
Tabla A. 8 Datos de Bo_i [m^3/m^3] (etapa de “ <i>desarrollo no viable</i> ”).....	143
Tabla A. 9 Datos de RE [1] (etapa de “ <i>desarrollo no viable</i> ”)	143
Tabla A. 10 Resumen de recursos [mmb] (etapa de “ <i>desarrollo no viable</i> ”).....	144
Tabla A. 11 Datos de Φ [1] (etapa de “ <i>desarrollo sin aclarar o en espera</i> ”).....	145
Tabla A. 12 Datos de Sw_i [1] (etapa de “ <i>desarrollo sin aclarar o en espera</i> ”).....	146
Tabla A. 13 Datos del Bo_i [m^3/m^3] (etapa de “ <i>desarrollo sin aclarar o en espera</i> ”).....	147
Tabla A. 14 Datos de RE [1] (etapas de “ <i>desarrollo sin aclarar o en espera</i> , <i>pendiente de desarrollo</i> , <i>justificado para desarrollo</i> , <i>aprobado para desarrollo</i> y <i>en producción</i> ”)	148
Tabla A. 15 Volúmenes de recursos [mmb] (etapa de “ <i>desarrollo sin aclarar o en espera</i> ”) ...	148
Tabla A. 16 Datos de Φ [1] (etapas de “ <i>pendiente de desarrollo</i> ”, “ <i>justificado para desarrollo</i> ” y “ <i>aprobado para desarrollo</i> ”).....	149
Tabla A. 17 Datos de Sw_i [1] (etapas de “ <i>pendiente de desarrollo</i> ”, “ <i>justificado para desarrollo</i> ” y “ <i>aprobado para desarrollo</i> ”).....	150
Tabla A. 18 Datos de Bo_i [m^3/m^3] (etapas de “ <i>pendiente de desarrollo</i> ”, “ <i>justificado para desarrollo</i> ” y “ <i>aprobado para desarrollo</i> ”).....	151
Tabla A. 19 Volúmenes de recursos [mmb] (etapas de “ <i>pendiente de desarrollo</i> ”, “ <i>justificado para desarrollo</i> ” y “ <i>aprobado para desarrollo</i> ”).....	152
Tabla A. 20 Datos de Φ [1] (etapa de “ <i>en producción</i> ”).....	153
Tabla A. 21 Datos de Sw_i [1] (etapa de “ <i>en producción</i> ”).....	154
Tabla A. 22 Datos de Bo_i [m^3/m^3] (etapa de “ <i>en producción</i> ”).....	155
Tabla A. 23 Volúmenes de recursos [mmb] (etapa “ <i>en producción</i> ”)	156
Tabla B. 1 Información para estimar TPIIP.....	157
Tabla B. 2 Caracterización probabilística de las variables para calcular TPIIP.....	158
Tabla B. 3 Caracterización probabilística de los datos de RE.....	160

LISTA DE ECUACIONES.

Ecuación 3. 1 Definición de TPIIP	16
Ecuación 3. 2 Definición de DPIIP	17
Ecuación 3. 3 Definición de UPIIP	18
Ecuación 3. 4 Definición de EUR.....	19
Ecuación 3. 5 EUR en términos de TPIIP, DPIIP y UPIIP	19
Ecuación 3. 6 Definición de RRR	19
Ecuación 3. 7 Definición de RE	21
Ecuación 3. 8 Definición de oportunidad de comercialización.....	26
Ecuación 3. 9 Oportunidad de comercialización posterior al descubrimiento.....	26
Ecuación 3. 10 Definición de volúmenes vendidos (VV)	42
Ecuación 3. 11 Método volumétrico para obtener TPIIP	68
Ecuación 3. 12 Cálculo de EUR.....	69

Agradecimientos

AGRADECIMIENTOS.

- ❖ Isela por ser mi compañera incondicional en todas las aventuras emprendidas dentro de este gran cuento que se llama vida.
- ❖ A Mariana por ser siempre ese bello pensamiento que me motiva a dar más de mí y ser un mejor amigo y ejemplo.
- ❖ A mis padres y hermano porque siempre creyeron en mí y sin ellos no hubiera podido llegar a este momento de alegría.
- ❖ A mi segunda familia (Sandoval-Roquet-Fragoso) porque sin su ejemplo e impulso desde la niñez, seguramente nunca habría tenido interés en conocer el éxito.
- ❖ A todos mis alumnos y tesistas ya que sin su interés y empeño no hubiera podido desarrollar tanto las habilidades y conocimientos dentro de mi ámbito de investigación.
- ❖ A PEMEX Exploración y Producción por las grandes facilidades otorgadas para la realización de esta investigación.
- ❖ A Ulises Neri Flores por su amistad, colaboración y apoyo.
- ❖ A mis profesores y sinodales por las grandes enseñanzas compartidas.
- ❖ A Ricardo Posadas Mondragón ya que sin su amistad y enseñanzas el camino para alcanzar este objetivo hubiera sido más sinuoso.
- ❖ A Israel Castro, Erick Gallardo y Carlos Avendaño por su amistad y valioso apoyo al permitirme ser profesor y con ello compartir y desarrollar mis conocimientos.
- ❖ A la vida, porque me ha enseñado que la mejor forma para obtener los mejores frutos es vivirla es con alegría y respeto.

RESUMEN.

En años recientes, en México se han llevado a cabo grandes esfuerzos por incluir análisis probabilísticos en el diseño de proyectos de E&P, a través del uso de la metodología visualización-conceptualización-definición (VCD), sin lograrse un nivel aceptable de implementación.

Esta investigación surge de identificar que una de las problemáticas de este fenómeno es la forma determinística en que se estiman las reservas y se diseña la cartera de proyectos, en las cuales no se toma en cuenta el riesgo incluido en el proceso, sino el resultado de los indicadores puntuales (volumen de Reservas, VPN, TIR, etc.) de cada escenario analizado.

El Sistema de Administración de Recursos Petroleros (PRMS por su nombre en inglés, Petroleum Resources Management System) es la referencia más utilizada para muchos sistemas de clasificación de reservas en diversos países (incluyendo a México) pero, no incorpora elementos específicos sobre los métodos probabilísticos, por lo que el uso de términos estadísticos ha crecido desmedidamente y con interpretaciones diversas, generando una problemática de criterios entre los especialistas involucrados.

En este trabajo se detalla un ejemplo de aplicación del método de Monte Carlo para la estimación de los recursos petroleros que se definen en el PRMS, mediante el uso del método volumétrico. Con esto se pretende mostrar con claridad el significado de la categorización de recursos (eje horizontal del PRMS) en sus respectivas estimaciones incrementales y acumuladas.

Además, se propone una modificación al PRMS, específicamente a la clasificación (eje vertical). En sustitución de la oportunidad de comercialización, que es un parámetro que depende demasiado del criterio del analista, se propone el uso de las etapas de madurez del proyecto descritas en el mismo documento. La propuesta es el establecimiento de "Puertas de Decisión" que brindan elementos claros y tangibles que eliminen las diferencias en la interpretación.

Abstract

ABSTRACT.

In recent years, in Mexico there has been big efforts to include probabilistic analysis in E&P project design, with the application of VCD methodology (a particular application of Front-End Loading), without getting the expected results.

This research emerges due to the identification of the fact that this issue is influenced by the deterministic way to estimate reserves and to document project portfolio. In both cases, uncertainty involved into the calculation process is not considered as a fact to take decisions. It is just considered punctual indexes (NPV, IRR, reserves, etc.) for each scenario analyzed.

Petroleum resources management system (PRMS) is the most useful reference worldwide (including Mexico) but, it does not incorporate specific elements about probabilistic methods. Due to the lack of specific references, the understanding of the statistical terminology cause differences between specialists' criteria.

In this work is detailed an example for the application of Monte Carlo method to estimate resources using volumetric method. The objective is to show clearly the meaning of resource categorization (horizontal axis of PRMS) and their incremental and accumulated estimations.

Besides, includes a proposal to modify the classification (vertical axis) of PRMS by substituting commerciality chance, which depend a lot of analyst criteria, for maturity project stages proposed in PRMS. With the establishing of "decision doors" it is possible to offer clear details that remove differences in the interpretation criteria.

1. INTRODUCCIÓN.

Las definiciones y el sistema de clasificación general incluidos en el PRMS proveen una medida de comparación y reducen la naturaleza subjetiva de la estimación de recursos. La problemática se encuentra en que las definiciones y lineamientos permiten flexibilidad para los usuarios y agencias a la medida de sus necesidades particulares, lo cual convierte al PRMS en un documento que no cumple con la suficiente rigidez para ser tomado como una metodología específica. Además, no se incluye un apartado que mencione la importancia real detrás de la estimación de los volúmenes de Reservas.

1.1 OBJETIVOS.

El objetivo principal de esta tesis es proponer una metodología clara que se convierta en una guía de aplicación para direccionar la implantación del PRMS de forma clara en México.

También, se pretende mostrar de forma específica la aplicación del Método de Monte Carlo en el Método Volumétrico, para obtener la estimación probabilística de recursos petroleros.

Por último, realizar propuestas para fortalecer algunos conceptos contenidos en el PRMS con el propósito de minimizar las interpretaciones que se presentan durante las estimaciones y certificaciones de recursos.

1.2 METODOLOGÍA.

La metodología empleada para la realización de la tesis fue totalmente documental. Consistió en analizar detalladamente los conceptos incluidos en el PRMS 2007 para comprenderlos al grado de poder realizar propuestas de aplicación. Posteriormente, se analizó el ejemplo incluido en el capítulo 4 de los lineamientos PRMS de 2011, en el cual se aplica el método volumétrico para la estimación de los recursos. Por último, se compararon los cálculos y las consideraciones de dicho ejemplo con los conceptos analizados, obteniendo resultados que se tradujeron en las conclusiones y recomendaciones que se presentan al final del trabajo.

Así mismo, se decidió complementar el estudio al relacionarlo con algunas de las características contenidas en los Contratos de Exploración y Extracción publicado por la Comisión Nacional de hidrocarburos (CNH) para la Ronda 1.

1.3 IMPORTANCIA REAL DE LAS RESERVAS.

A pesar de que las Reservas se cuantifican en unidades de volumen [L³], su importancia real se traduce en dos parámetros diferentes: calidad (que puede ser convertida en generación de energía y productos derivados) y dinero (utilidades y financiamiento).

a. CALIDAD DEL HIDROCARBURO.

Para los consumidores de hidrocarburos, la calidad es el componente económico más importante. Debido a esto, buscarán abastecerse de hidrocarburos de la mejor calidad y al menor precio. Es importante estimar el volumen de Reservas en función de todas las actividades necesarias para que el hidrocarburo esté disponible en las características requeridas por el consumidor en el punto de entrega. También, esta situación define las condiciones del mercado ya que de no existir consumidores que estén interesados en adquirir el crudo producido con ciertas características, no tendrá sentido la extracción y producción de los recursos, a pesar de existir volúmenes altos en el sub-suelo.

b. UTILIDADES.

Desde la perspectiva de las entidades (empresas o países) que comercializan el hidrocarburo, el beneficio se traduce en valor económico. Su objetivo será vender los mayores volúmenes de hidrocarburo al precio más alto posible, teniendo las menores cantidades posibles de egresos para extraerlos, con el fin de obtener el mayor monto de utilidades. Esta perspectiva es la que define la componente económica de la comercialización de hidrocarburos ya que pudieran existir grandes volúmenes de hidrocarburos que pueden extraerse y entregarse en las condiciones requeridas por el cliente en el punto de entrega pero, si los egresos utilizados para ello superan los beneficios que se obtendrán de la venta, no tendrá sentido llevar a cabo el proyecto y con ello, no existirán Reservas a pesar de que existan recursos en el subsuelo.

c. RELEVANCIA FINANCIERA.

La relevancia financiera es un concepto que origina las mayores diferencias de criterio entre entidades dueñas del recurso, las certificadoras y las reguladoras; dicha diferencia se debe a que existen diferentes intereses para cada involucrado.

Introducción

Es común que las entidades dueñas del recurso tengan por objeto reportar la mayor cantidad de volúmenes para soportar su capacidad de endeudamiento y con ello lograr asegurar la continuidad en su operación. Este interés por obtener el mayor volumen de recursos favorece al uso de criterios que pueden sobre estimar los recursos.

Las instancias reguladoras están enfocadas en cuidar que los inversionistas que financian los proyectos realizados por las entidades dueñas tengan una certidumbre razonable de recuperar su inversión y recibir las ganancias comprometidas. Por ende, su interés está muy relacionado con el riesgo asociado a los volúmenes de recursos.

Las empresas certificadoras se encargan de verificar el cumplimiento de la aplicación de las metodologías establecidas por los reguladores para las estimaciones llevadas a cabo por las entidades dueñas, para avalar que se hayan realizado de forma adecuada.

1.4 LAS RESERVAS EN MÉXICO.

En el caso de México, por muchos años los roles de regulador y dueño de los recursos fueron asumidos por la empresa paraestatal PEMEX y no había obligación de certificar las Reservas.

Debido a que la asignación de recursos presupuestales para PEMEX se hacía en función de sus Reservas, se fomentó la relevancia financiera.

En la actualidad, con la entrada en vigor de la reforma energética del 2013, donde se fortalece a los órganos reguladores y PEMEX se transforma en una Empresa Productiva del Estado, se avecinan situaciones nunca antes vividas en México, por lo cual se debe estar preparados con lineamientos tácitos y claros, los cuales favorezcan a una mejor interpretación colectiva de los volúmenes de Reservas, y que apunten a establecer un sistema que evolucione de tener relevancia en el financiamiento a una en la que lo importante sean las utilidades.

1.5 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CONTENIDO.

La primera sección de este trabajo se enfoca en presentar los conceptos y lineamientos incluidos en el Sistema de Administración de Recursos Petroleros del 2007 (Petroleum Resources Management System, PRMS), con el objetivo de proporcionar las bases de comprensión de los temas subsecuentes.

Introducción

La segunda sección muestra un análisis breve del nuevo esquema de gestión de proyectos a través de contrato de Exploración y Extracción que se llevará a cabo en México, con el fin de proveer elementos que demuestren su coherencia respecto a los lineamientos del PRMS.

En la siguiente sección se presenta y analiza un ejemplo de aplicación del método volumétrico resuelto a través del enfoque determinístico, incluido en los lineamientos 2011 del PRMS.

De forma complementaria se desarrolla un ejemplo de la aplicación de métodos probabilísticos y se demuestra las ventajas respecto a los métodos determinísticos. Este ejemplo se plantea de acuerdo a etapas de madurez del proyecto, delimitadas por puertas de decisión. La clasificación del recurso se modifica al atravesar las etapas, mientras que la categorización se realiza en función de los resultados estimados con la aplicación del método volumétrico para cada etapa.

En la última sección se presenta una herramienta útil para realizar una adecuada agregación de recursos. También se esquematiza la relación que hay entre las etapas de madurez y las puertas de decisión que pueden usarse en los contratos de Exploración y Extracción. Finalmente, se realiza una propuesta de adecuación al marco general de clasificación del PRMS.

2. REVISIÓN LITERARIA.

En este capítulo se incluye una síntesis del contenido de los cinco documentos que tuvieron mayor aportación para lograr el objetivo de este trabajo de investigación. Se incluye una síntesis de cada uno, con el propósito de proporcionar al lector un apoyo adicional para la comprensión del material incluido en la sección del desarrollo y, con ello, tener antecedentes para analizar la sección de discusión de resultados. Además, servirá como referencia para el lector que tenga la intención de ahondar más sobre cualquiera de los temas.

2.1 SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS, 2007.

El Sistema de Administración de Recursos Petroleros (Petroleum Resources Management System, PRMS) es un documento emitido conjuntamente por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (Society of Petroleum Engineers, SPE), la Asociación Americana de Geólogos Petroleros (American Association of Petroleum Geologists, AAPG), el Consejo Mundial del Petróleo (World Petroleum Council, WPC) y la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo (Society of Petroleum Evaluation Engineers, SPEE). Fue emitido con la intención de estandarizar las definiciones de los recursos petroleros y las formas para estimarlas. El documento está dividido en 4 capítulos y un anexo. A continuación se presentará una breve descripción del contenido de cada uno.

En la sección de los *principios básicos y definiciones* se incluye el marco completo de clasificación de recursos dentro del cual se ubican todos los posibles tipos de recursos petroleros. Se presenta una explicación del significado de los términos de clasificación y categorización, así como la definición de cada uno de los tipos de recursos contemplados dentro de dicho marco de clasificación. También, se incluyen los elementos que deben ser considerados para la evaluación de recursos, los cuales son: el yacimiento, el proyecto y la propiedad (pertenencia o términos contractuales).

Dentro de la sección de *lineamientos para clasificación y categorización* se presentan los detalles particulares que son considerados para poder clasificar los recursos estimados dentro del marco general de clasificación explicado en el capítulo previo. En primer lugar aborda la información relacionada con el eje de la oportunidad de comercialización, que es el que define la clase del recurso. Está enfocado en presentar la variación desde el recurso con menor

Revisión literaria

oportunidad de comercialización hasta llegar a la producción. Inclusive, se establece una subclasificación con base en la madurez del proyecto.

Posteriormente, el documento se enfoca en identificar las incertidumbres existentes dentro de las estimaciones de recursos. También se presenta la definición de las categorías y los lineamientos para ubicar a las estimaciones de recursos dentro de cada una de ellas. Por último, se presentan y explican brevemente los diferentes tipos de proyectos incrementales, así como los recursos no convencionales y se explica que deben ser clasificados y categorizados dentro del mismo marco general.

La tercera parte incluye los *lineamientos para evaluación y presentación de informes*. En este capítulo se mencionan las condiciones comerciales que afectan a la estimación de los recursos, así como las evaluaciones comerciales usadas para la toma de decisiones y una explicación del cálculo para el límite económico de los proyectos de explotación. Asimismo, incluye los pormenores de la importancia en la medición de la producción, y especifica conceptos asociados con ella como lo son el punto de referencia, los hidrocarburos de insumo, componentes no hidrocarburos, re-inyección del gas natural y balances de producción. Por último, esta sección muestra definiciones sobre los conceptos relacionados con los derechos (entitlement) y el reconocimiento de los recursos, tales como regalías, Reservas en contratos de producción compartida y extensiones o renovaciones de contrato.

En la sección de la *estimación de volúmenes recuperables* se explican brevemente los diferentes procedimientos analíticos utilizados (análogos, estimación volumétrica y los basados en el comportamiento del yacimiento). También se incluye una breve explicación sobre la posibilidad de aplicación de métodos determinísticos o probabilísticos para realizar dicha estimación de recursos recuperables.

En el Anexo A se incluyen de forma detallada todas las definiciones de los términos relacionados con la clasificación y categorización de los recursos petroleros.

2.2 LINEAMIENTOS DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS, 2011.

Como su nombre lo dice, este documento incluye las propuestas detalladas para la aplicación del PRMS publicado en 2007. Está dividido en 10 capítulos de los cuales se presentará una breve síntesis a continuación.

El capítulo de *introducción* presenta el antecedente de las necesidades de establecer una estandarización de la clasificación de las Reservas, así como la evolución histórica de las definiciones de recursos y Reservas.

En el capítulo de *definiciones de recursos petroleros y lineamientos de clasificación y categorización* se incluyen tanto la definición de proyecto como su clasificación (según la oportunidad de comercialización) y categorización (según nivel de incertidumbre). Se muestra una explicación de las características de un recurso que posee un estatus de Reserva y económico.

El tercer capítulo es sobre *aplicaciones sísmicas*. Aquí se incluyen las formas en que se realizan las estimaciones de Reservas y recursos a través del uso de la información sísmica y cuáles pueden ser las incertidumbres presentes en este proceso.

El capítulo de la *evaluación de recursos petroleros usando procedimientos determinísticos* incluye explicaciones de la aplicación de los procedimientos analíticos, en forma muy detallada, para la estimación de recursos petroleros. Además, incluye ejemplos donde se muestra el esquema conceptual que se usa regularmente para la estimación de los recursos petroleros a través de las etapas de la vida de un yacimiento.

En el *capítulo de la estimación probabilística de Reservas* se define lo que son los métodos determinístico, escenario y probabilístico.

El siguiente capítulo es el de *agregación de Reservas*. En él se muestran las reglas para poder explicar el total de los diferentes tipos de recursos petroleros estimados. Se enfoca en los

lineamientos sobre la forma de agregar recursos que se encuentren en diferentes clasificaciones y categorías.

El capítulo de la *evaluación de Reservas y recursos petroleros* está enfocado totalmente a los análisis de la evaluación económica. Se incluyen los conceptos y las bases para desarrollar el flujo de efectivo en un proyecto y también los tipos de evaluación basadas en el flujo de efectivo. Incluye un ejemplo de aplicación.

El capítulo de la *estimación de recursos no convencionales* incluye una breve explicación sobre el aceite extra pesado, el bitumen, metano de mantos de carbón, hidratos de metano, y aceite y gas de lutitas.

El capítulo de los *aspectos operativos y la medición de producción* presenta explicaciones sobre los términos del punto de referencia, el combustible de autoconsumo, componentes no hidrocarburos, re inyección de gas, balances de producción y el factor de equivalencia.

El último capítulo es el del *derecho y reconocimiento de los recursos*. En él se incluyen definiciones sobre cómo se establecen los contratos y acuerdos, además de su influencia en aspectos como el reconocimiento de recursos y Reservas. Se presentan ejemplos.

2.3 LINEAMIENTOS QUE REGULAN EL PROCEDIMIENTO DE DICTAMINACIÓN PARA LA APROBACIÓN DE LOS REPORTES DE EVALUACIÓN O CUANTIFICACIÓN DE LAS RESERVAS, 2012.

Este documento es el lineamiento oficial en México, emitido por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para regular el ámbito de la estimación y certificación de Reservas.

Establece que anualmente se realizará un dictamen que tiene como objetivo aprobar los reportes nacionales de las Reservas de hidrocarburos, así como proporcionar el visto bueno a la certificación realizada por entidades externas. Para facilitar la comprensión, se presenta la sección de definiciones de los términos utilizados.

En este documento se establece que la CNH realizará sus funciones apegándose a la metodología PRMS y que también se hará referencia a las metodologías adoptadas por la Securities and Exchange Commission (SEC).

También se establecen las obligaciones que la CNH considera necesarias a incluir en los contratos de PEMEX con certificadores independientes.

El proceso de la documentación de las Reservas también está regulado dentro de estos lineamientos.

2.4 COMPARACIÓN DE CLASIFICACIONES DE RESERVAS Y RECURSOS Y DEFINICIONES ASOCIADAS DEL COMITÉ DE RESERVAS DE ACEITE Y GAS DE LA SOCIEDAD DE INGENIERO PETROLEROS, 2005.

A pesar de que en el mundo existe la tendencia de estandarizar las estimaciones y clasificaciones de recursos (en años recientes, con las definiciones y procedimientos establecidos en el PRMS), existen países con importantes recursos que no siguen esta tendencia. Este texto muestra una comparación entre los documentos precedentes al PRMS con los siguientes sistemas: SEC de Estados Unidos (SEC-1978), Prácticas Recomendadas del Reino Unido (SORP-2001), Administradores de Seguridad Canadiense (CSA-2002), Ministerio de Recursos Nacionales de Rusia (RF-2005), Oficina de Reservas Petroleras de China (PRO-2005), Directorado Noruego del Petróleo (NPD-2001), Reconocimiento Geológico de Estados Unidos (USGS-1980) y el Marco de Clasificación de las Naciones Unidas (UNFC-2004).

Los resultados generales de este análisis, presentados en el documento, fueron los siguientes:

- A pesar de que la terminología varía entre sistemas, hay un alto grado de coincidencia.
- Todos los sistemas definen categorías mayores de recursos que pueden ser mapeadas directamente con las categorías definidas por la SPE. No descubiertas (Recursos Prospectivos), descubiertas no recuperables y sub-comerciales (Recursos Contingentes), y descubiertas comerciales (Reservas).

Revisión literaria

- La mayoría de las clasificaciones tienen tres escenarios determinísticos con disminución de la certidumbre técnica: estimado bajo, medio y alto. Mientras que las evaluaciones probabilísticas no son comúnmente aplicadas, es generalmente aceptado que los estimados equivalentes en una distribución de probabilidad acumulativa inversa serían mayores o iguales a 90%, 50% y 10%, respectivamente. Para estimaciones de volúmenes descubiertos comerciales, los volúmenes discretos (incrementales) son referidos generalmente como Reservas probadas, probables y posibles. Las clasificaciones RF, UNFC y USGS reconocen clases de certidumbre similares pero usan terminologías alternativas.
- Las agencias reguladoras definen típicamente un sub-conjunto, de la clasificación total, para divulgación dirigida a inversionistas y además imponen reglas específicas alrededor de la certidumbre técnica y comercial. La guía de la SEC es la más restrictiva mientras que la Canadiense y la de Reino Unido permiten divulgaciones más alineadas con evaluaciones usadas internamente por las empresas para administración de recursos.
- Únicamente la UNFC provee un sistema de clasificación de alto nivel que puede ser aplicado a todas las industrias extractivas, incluyendo minerales energéticos (petróleo, carbón y uranio).

2.5 CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, RONDA 1 DE CNH.

Este documento incluye todas las reglas particulares bajo las cuales deberán de regirse las actividades petroleras realizadas por las compañías operadoras que se adjudiquen las áreas contractuales durante la licitación de la ronda 1. Por ello se consideró importante analizarlo e incluir un análisis en este trabajo.

Está conformado por 34 cláusulas y 11 anexos. A continuación se presentará una breve descripción de las más relacionadas con este trabajo de investigación.

La cláusula 1 es la referente a *definiciones e interpretación* y en ella se establecen las referencias que soportan a las partes para la comprensión de los términos y las referencias a considerar cuando existan diferencias de interpretación.

En la cláusula 2 es la del *objeto del contrato* se establece que el contrato es de la modalidad de producción compartida y además establece la propiedad de los recursos petroleros.

Revisión literaria

En la cláusula 3 se establece el *plazo del contrato*.

La cláusula 4 contempla toda la información relativa al *periodo de exploración*, el cual es el primer periodo de la gestión del contrato.

La cláusula 5 establece las actividades de *evaluación* que deberán realizarse en el área donde se haya declarado un descubrimiento por parte del contratista.

En la cláusula 6 se establecen las reglas a seguir para el periodo de desarrollo, el cual se presenta cuando se ha declarado un descubrimiento comercial por el contratista.

Las cláusulas 10 y 11 especifican todas las reglas relacionadas con los diferentes *programas de trabajo y presupuestos* que se deberán entregar durante todo el plazo del contrato.

En la cláusula 12 se incluyen las reglas que deberán seguirse referente a la *medición y recepción de los hidrocarburos netos* que sean entregados por el contratista en los puntos de medición.

La cláusula 15 es la relativa a la *disposición de la producción*, lo cual incluye los puntos de medición y las instalaciones de comercialización, entre otras.

El anexo 6 incluye el *alcance mínimo de las actividades de evaluación* en forma detallada.

En el anexo 8 se detalla el *contenido mínimo del plan de desarrollo* que deberá ser propuesto por el contratista.

3. DESARROLLO.

3.1 SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS PETROLEROS (PETROLEUM RESOURCES MANAGEMENT SYSTEM, PRMS).

Los recursos petroleros son volúmenes estimados de hidrocarburo que existen de forma natural sobre o dentro de la corteza terrestre. Las evaluaciones de recursos estiman el volumen total de éstos dentro de yacimientos descubiertos o por descubrir y se enfocan en aquellos volúmenes que pueden ser potencialmente recuperados y vendidos mediante proyectos comerciales.

Un sistema de administración de recursos petroleros provee un enfoque consistente para estimar los volúmenes de hidrocarburo, evaluar los proyectos de desarrollo y presentar los resultados dentro de un marco de clasificación exhaustiva.

Las definiciones y el sistema de clasificación relacionado incluidos en el PRMS, son utilizadas comúnmente dentro de la industria petrolera internacional. Proveen una medida de comparación y reducen la naturaleza subjetiva de la estimación de recursos. Los lineamientos están diseñados para proveer una referencia común para la industria petrolera internacional, incluyendo tanto a las agencias nacionales de información como a las reguladoras de divulgación de información, y soporte al proyecto y a los requerimientos de la cartera de proyectos. Están destinados a mejorar la claridad en las comunicaciones globales relativas a los recursos petroleros. Se espera que el PRMS sea complementado con programas de educación sobre la industria y guías de aplicación que direccionen su implantación en un amplio espectro de especificaciones técnicas y/o comerciales. Es sabido que estas definiciones y lineamientos permiten flexibilidad para los usuarios y agencias a la medida de sus necesidades particulares; de cualquier forma, cualquier modificación realizada a la guía contenida en el PRMS debería ser claramente identificada. Las definiciones y lineamientos contenidos en dicho documento no deben ser entendidas como una modificación a la interpretación o a la aplicación de cualquier regulación existente en los requerimientos de presentación de informes.

3.1.1 PRINCIPIOS BÁSICOS Y DEFINICIONES.

La estimación de los recursos petroleros involucra la interpretación de volúmenes y valores que tienen un grado de incertidumbre inherente. Estas cantidades están asociadas con proyectos de desarrollo que se encuentran en varias etapas de diseño e implantación. El uso de un sistema de clasificación consistente mejora la comparación entre proyectos, grupos de proyectos y carteras globales de las compañías, con base a los perfiles de producción y recuperación pronosticados. Dicho sistema debe considerar factores técnicos y comerciales que impactan la factibilidad económica, la vida productiva y los flujos de efectivo del proyecto.

3.1.1.1 MARCO DE CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS PETROLEROS.

El término “recursos”, como se usa en el PRMS, incluye a todas las cantidades de hidrocarburo que existen sobre o dentro de la corteza terrestre, ya sean descubiertas (recuperables o no recuperables) o no descubiertas, más las cantidades que ya hayan sido producidas. Además, incluye todos los tipos de hidrocarburo que actualmente sean considerados “convencionales” o “no convencionales”.

La Figura 3. 1 es una representación gráfica del sistema de clasificación de recursos. Éste, define las clases mayores de recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes, y Recursos Prospectivos, así como el hidrocarburo No Recuperable.

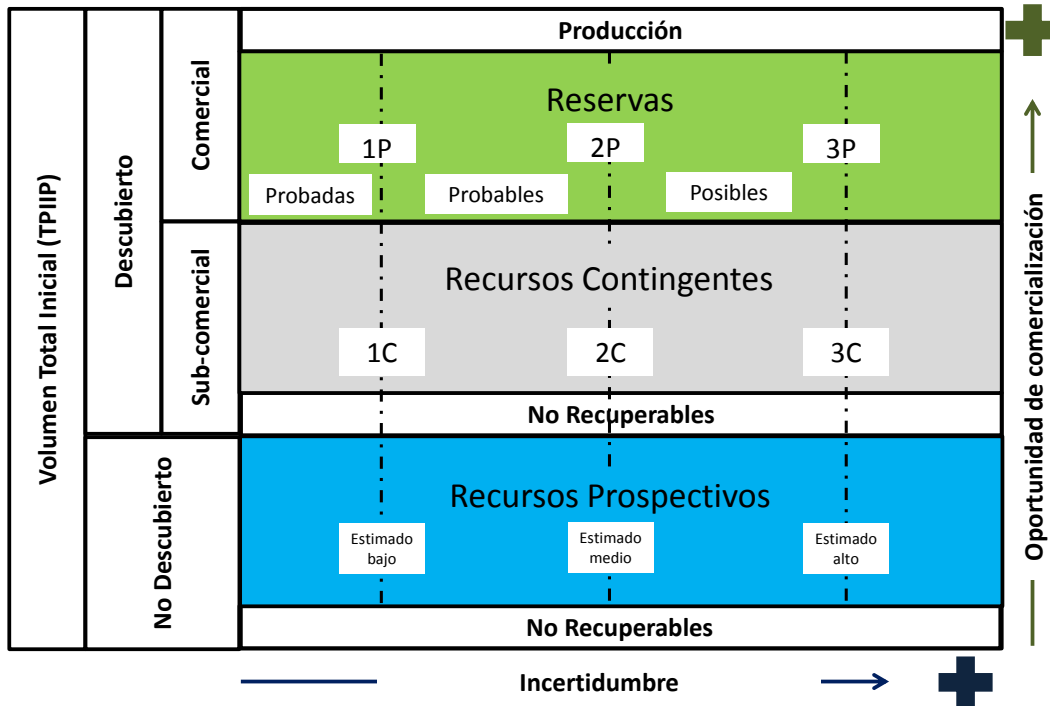


Figura 3. 1 Marco de clasificación de recursos.¹

En el eje horizontal se grafica el “Rango de Incertidumbre”. Este parámetro refleja un rango de cantidades estimadas que son potencialmente recuperables de un yacimiento mediante la aplicación de un proyecto. Por otro lado, el eje vertical representa la “Oportunidad de Comercialización” que se define como la posibilidad de que el proyecto sea ejecutado y alcance un estatus de productor comercial. Las siguientes definiciones aplican a las sub-divisiones mayores dentro de la clasificación de recursos:

- Volumen Total Inicial de Hidrocarburo o Volumen Original (Total Petroleum Initially-In-Place, *TPIIP*). Es la cantidad de hidrocarburo estimada que existe originalmente en un yacimiento, a partir de una fecha dada previa a la producción. Incluye la cantidad estimada a estar contenida en yacimientos conocidos más la cantidad estimada en yacimientos no descubiertos. El TPIIP es sinónimo de “recursos totales”. En términos matemáticos, se define mediante la Ecuación 3. 1:

$$TPIIP = DPIIP + UPIIP$$

Ecuación 3. 1 Definición de TPIIP

¹ Traducida al español de la figura original incluida en el RPMS 2007

Desarrollo

- Volumen Original Descubierto (Discovered Petroleum Initially-In-Place, *DPIIP*). Es la cantidad de hidrocarburo estimada, a partir de una fecha dada, a estar contenida en un yacimiento conocido previo a la producción. Matemáticamente se define según se muestra en la Ecuación 3. 2:

$$DPIIP = P + R + RC + DPIIP_No_Recuperable$$

Ecuación 3. 2 Definición de DPIIP

- Producción (P) es la cantidad acumulada de hidrocarburo que ha sido recuperada a una fecha dada, medida en términos de las especificaciones de venta. Es importante señalar que los volúmenes de producción bruta (los que van a venta más los que no se venden) también son medidos y requeridos para soportar los análisis de ingeniería del yacimiento.

Los proyectos serán subdivididos en Comerciales y Sub-Comerciales, con los volúmenes recuperables estimados clasificados como Reservas y Recursos Contingentes respectivamente, tal y como se define a continuación.

- Reservas (R). Son los volúmenes de hidrocarburo que se prevén ser recuperables comercialmente mediante la aplicación de proyectos a yacimientos conocidos, a partir de una fecha dada, bajo condiciones definidas. Las Reservas adicionalmente deben satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la fecha de la evaluación) con base al (los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Pueden aplicarse múltiples proyectos a cada yacimiento conocido, y cada proyecto recuperará una porción estimada del hidrocarburo original.

Las Reservas también son categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado con los volúmenes estimados y puede ser sub-clasificado con base a la madurez del proyecto y/o caracterizado por el estatus de desarrollo y producción.

- Recursos Contingentes (RC). Son los volúmenes de hidrocarburo estimados, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de yacimientos conocidos, pero el(los) proyecto(s) aplicado(s) todavía no está(n) considerado(s) suficientemente maduro(s) para un

Desarrollo

desarrollo comercial, debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales no se cuenta actualmente con mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de tecnología en desarrollo, o donde la evaluación del yacimiento no es suficientemente clara como para obtener resultados comerciales. Estos recursos también son categorizados de acuerdo con el nivel de certidumbre asociada con los volúmenes estimados y pueden ser sub-clasificados con base en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estatus económico.

- Volumen Original No Descubierta (Undiscovered Petroleum Initially-In-Place, *UPIIP*). Es el volumen de hidrocarburo que se estima, a partir de una fecha dada, estará contenido en yacimientos por descubrir. Matemáticamente se define como está planteado en la Ecuación 3.3:

$$UPIIP = RP + UPIIP_No_Recuperable$$

Ecuación 3.3 Definición de UPIIP

- Recursos Prospectivos (RP). Son los volúmenes de hidrocarburo estimados, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de yacimientos no descubiertos mediante la aplicación de futuros proyectos de desarrollo. Además, están subdivididos de acuerdo con el nivel de certidumbre asociada con los volúmenes recuperables estimados asumiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden ser sub-clasificados con base en la madurez del proyecto.

Los Recursos Prospectivos tienen asociadas tanto una oportunidad de descubrimiento como una de desarrollo.

- No Recuperable. Es la porción de los volúmenes descubiertos (DPIIP) o no descubiertos (UPIIP) que se estima, a partir de una fecha dada, no serán recuperables mediante la ejecución de proyectos de desarrollo futuros. Una parte de estos volúmenes puede convertirse en recuperable en el futuro si las circunstancias comerciales cambian o si ocurren desarrollos tecnológicos; la parte remanente nunca podrá ser recuperada debido a las restricciones físicas y químicas que representa la interacción de la roca y los fluidos en el yacimiento.

Desarrollo

La Recuperación Final Estimada (Estimated Ultimate Recovery, EUR) no es una categoría de recursos, sino es un término que puede ser aplicado a cualquier yacimiento o grupo de yacimientos (descubiertos o no descubiertos) para definir las cantidades de hidrocarburo estimadas, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables bajo condiciones técnicas y económicas definidas, más aquellas cantidades que ya se han producido (en otras palabras, es el total de recursos recuperables). Matemáticamente se define como lo muestra la Ecuación 3. 4:

$$EUR = R + RC + RP + P$$

Ecuación 3. 4 Definición de EUR

En términos del TPIIP, DPIIP y UPIIP, el EUR se define en la Ecuación 3. 5:

$$EUR = TPIIP - DPIIP_{No_Recuperable} - UPIIP_{No_Recuperable}$$

Ecuación 3. 5 EUR en términos de TPIIP, DPIIP y UPIIP

En áreas especializadas, tales como los estudios del potencial de cuencas, se ha usado una terminología alterna; los recursos totales pueden ser referidos como al Recurso Total de Cuenca (Total Resource Base, TRB) o Dotación de Hidrocarburos (Hydrocarbon Endowment, HE). El total recuperable o EUR puede llamarse Potencial de Cuenca (Basin Potential, BP). La suma de las Reservas, los Recursos Contingentes y los Recursos Prospectivos puede ser referida como “Recursos Recuperables Remanentes” (Remaining Recoverable Resources, RRR). Esto se define matemáticamente en la Ecuación 3. 6. Más allá, estas cantidades no deberían ser agregadas sin la consideración adecuada de los niveles de variación de riesgo técnico y comercial involucrados con su clasificación. Para esto es importante que sea provista la clasificación de cada componente de la suma.

$$RRR = R + RC + RP = EUR - P$$

Ecuación 3. 6 Definición de RRR

3.1.1.2 EVALUACION DE RECURSOS BASADA EN EL PROYECTO.

El proceso de evaluación de recursos consiste en identificar un(os) proyecto(s) de recuperación, asociado(s) con un(os) yacimiento(s) de hidrocarburo, estimar los volúmenes de hidrocarburo iniciales, estimar la porción de ellos que pueden ser recuperados por cada proyecto, y clasificar los proyectos basados en su estatus de madurez u oportunidad de comercialización.

El concepto de un sistema de clasificación basada en proyectos se hace más claro al examinar las fuentes de información primaria que contribuyen a una evaluación de recursos netos recuperables. La Figura 3. 2 muestra dichas fuentes de información.

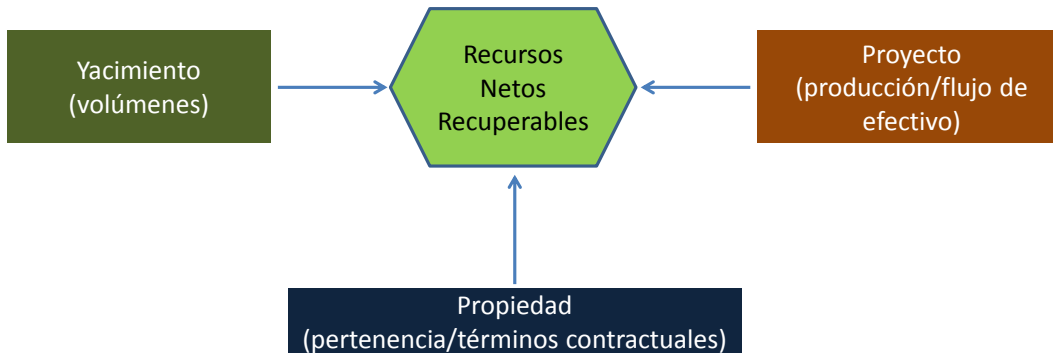


Figura 3. 2 Fuentes de Información para la evaluación de recursos.

- El yacimiento: los atributos clave incluyen los tipos y volúmenes originales de hidrocarburo y las propiedades de la roca y de los fluidos que afectan la recuperación.
- El proyecto: cada proyecto aplicado al desarrollo de un yacimiento específico genera un perfil único de producción y flujo de efectivo. La integración en tiempo de estos perfiles llevados al límite técnico, económico o contractual define los recursos recuperables estimados y los flujos de efectivo futuros correspondientes para cada proyecto. La relación del volumen EUR con el TPIIP, como se muestra en la Ecuación 3. 7, define la Eficiencia de Recuperación Final (RE), o Factor de Recuperación, para el(los) proyecto(s) de desarrollo. Un proyecto puede ser definido en varios niveles y etapas de madurez; puede incluir uno o muchos pozos y las instalaciones de producción y proceso asociadas. Un proyecto puede desarrollar muchos yacimientos, o muchos proyectos pueden ser aplicados a un solo yacimiento.

Desarrollo

$$RE = \frac{EUR}{TPIIP}$$

Ecuación 3. 7 Definición de RE

- La propiedad (arrendamiento o licencia del área): cada propiedad puede tener derechos y obligaciones contractuales únicos, incluyendo los términos fiscales. Tal información permite definir la repartición para cada participante de los volúmenes producidos (derechos) y de las inversiones, gastos y las ganancias para cada proyecto de recuperación y el yacimiento al cual le será aplicado. Una propiedad puede incluir muchos yacimientos, o un yacimiento puede abarcar varias propiedades diferentes. Una propiedad puede contener yacimientos descubiertos o no descubiertos.

En el contexto de esta relación de información, “proyecto” es el elemento primario considerado en esta clasificación de recursos, y los recursos netos recuperables son los volúmenes derivados de cada proyecto. El proyecto representa la liga entre el yacimiento y el proceso de toma de decisiones. Un proyecto puede, por ejemplo, constituir el desarrollo de un solo yacimiento o campo, o un desarrollo incremental para un campo productor, o el desarrollo integrado de varios campos y las instalaciones asociadas con un propietario común. En general, un proyecto individual representará el nivel al cual una decisión, de proceder o no, es tomada (por ejemplo, gastar dinero) y debería haber un rango asociado de volúmenes recuperables estimados para ese proyecto.

Un yacimiento o una acumulación potencial de hidrocarburo pueden estar sujetos a varios proyectos separados y distintos que se encuentran en diferentes etapas de exploración o desarrollo. Así, un yacimiento puede tener volúmenes recuperables en varias clases de recursos de forma simultánea.

Con el fin de asignar recursos recuperables de cualquier clase, se necesita definir un plan de desarrollo que consista de uno o más proyectos. Incluso para Recursos Prospectivos, los estimados de volúmenes recuperables deben ser declarados en términos de las ventas de producción derivadas del programa de desarrollo asumiendo un descubrimiento exitoso y

Desarrollo

desarrollo comercial. Dadas las grandes incertidumbres involucradas en esta etapa temprana, el programa de desarrollo no tendrá el detalle esperado para etapas posteriores de madurez. En la mayoría de los casos, la eficiencia de recuperación puede ser ampliamente basada en proyectos análogos. Los volúmenes para los cuales no puede ser definido un proyecto factible usando tecnologías actuales o con mejoras razonablemente previstas, son clasificados como No Recuperables.

No todos los planes de desarrollo técnicamente factibles serán comerciales. La viabilidad comercial de un proyecto de desarrollo depende de un pronóstico de las condiciones que existirán durante el periodo de tiempo englobado por las actividades del proyecto (ver Evaluaciones Comerciales, sección 3.1.3.1). El término “condiciones” incluye factores tecnológicos, económicos, legales, ambientales, sociales y gubernamentales. Mientras que los factores económicos pueden ser resumidos como costos y precios de venta pronosticados, las influencias importantes incluyen, de forma enunciativa y no limitativa, condiciones de mercado, infraestructura de trasportación y procesamiento, términos fiscales e impuestos.

Los volúmenes de recursos recuperables estimados son las cantidades asociadas a un proyecto, medidas de acuerdo a las especificaciones en el punto de venta o de transferencia de custodia. La producción acumulativa desde la fecha de evaluación hasta el cierre de producción es la cantidad recuperable remanente. La suma de los flujos de efectivo netos anuales asociados proporciona las ganancias netas futuras estimadas. Cuando los flujos de efectivo son descontados mediante una tasa de interés definida y un periodo de tiempo, la suma de los flujos de efectivo descontados es conocida como el valor presente neto (VPN) del proyecto.

La información de soporte, los procesos analíticos, y las consideraciones usadas en una evaluación deberían estar documentados con suficiente detalle para permitir a un evaluador o auditor independiente comprender claramente las bases de la estimación y categorización de los volúmenes recuperables y su clasificación.

3.1.2 LINEAMIENTOS PARA CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN.

Para caracterizar consistentemente los proyectos petroleros, las evaluaciones de todos los recursos deberían ser conducidas en el contexto del sistema completo de clasificación mostrado en la Figura 3. 1. Estos lineamientos hacen referencia a ese sistema de clasificación y soportan una evaluación en la cual los proyectos son “clasificados” con base a su oportunidad de comercialización (el eje vertical) y las estimaciones de volúmenes recuperables y comercializables asociados con cada proyecto son “categorizadas” para reflejar la incertidumbre (eje horizontal). El flujo de trabajo real de clasificación contra categorización varía con cada proyecto individual y es a menudo un proceso de análisis iterativo que lleva a un reporte final. El término “reporte”, como se usa aquí, se refiere a la presentación de los resultados de la evaluación dentro de la entidad de negocios que conduce la estimación y no debería ser interpretado como un reemplazo de los lineamientos para revelaciones públicas de información que deban llevarse bajo la normatividad establecida por agencias regulatorias o gubernamentales.

3.1.2.1 CLASIFICACIÓN DE RECURSOS.

La clasificación básica requiere el establecimiento de criterios para un descubrimiento de hidrocarburos y posteriormente la distinción entre proyectos comerciales y sub-comerciales en yacimientos conocidos (y por lo tanto entre Reservas y Recursos Contingentes).

3.1.2.1.1 DETERMINACIÓN DEL ESTATUS DE DESCUBRIMIENTO.

Un descubrimiento es una acumulación o varias acumulaciones colectivas de hidrocarburos, para las cuales uno o varios pozos exploratorios han establecido a través de pruebas de presión, muestreos y/o registros, la existencia de un volumen significativo de hidrocarburos potencialmente movibles.

En este contexto, “significativo” implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de hidrocarburo para justificar la estimación del volumen demostrado por los pozos y para evaluar el potencial de una recuperación económica. Los volúmenes recuperables estimados dentro de un yacimiento descubierto deben ser clasificados inicialmente como Recursos Contingentes en espera de la definición de proyectos con suficiente oportunidad de desarrollo comercial para

reclasificar todo, o una parte, como Reservas. Cuando los hidrocarburos originales son identificados pero actualmente no son considerados recuperables, los volúmenes pueden ser clasificados como Descubiertos No Recuperables, si se considera apropiado para los propósitos de la administración de recursos; una parte de estos volúmenes puede convertirse en recursos recuperables en el futuro si hay cambios en las circunstancias comerciales o si ocurren desarrollos tecnológicos.

3.1.2.1.2 DETERMINACIÓN DEL ESTATUS DE COMERCIAL.

Los volúmenes recuperables descubiertos (Recursos Contingentes) pueden ser considerados producibles comercialmente, y con ello Reservas, si la entidad que declara el estatus de comercial ha demostrado la firme intención de proceder con el desarrollo, y tal intención está basada sobre todos los siguientes criterios:

- Evidencia que soporte un itinerario razonable para el desarrollo
- Una estimación razonable de los parámetros económicos futuros de los proyectos de desarrollo cumpliendo las inversiones definidas y los criterios de operación.
- Una expectativa razonable de que habrá un mercado para al menos los volúmenes de venta de producción que sean requeridos para justificar el desarrollo.
- Evidencia de que las instalaciones de producción y transporte necesarias estén disponibles o puedan hacerse disponibles.
- Evidencia de que los asuntos legales, contractuales, ambientales y otros como los sociales y económicos permitirán la implantación real del proyecto de recuperación que está siendo evaluado.

Para ser incluido en la clase de Reservas, un proyecto debe estar suficientemente definido para establecer su viabilidad comercial. Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones requeridas interna y externamente estarán disponibles, y exista evidencia de la firme intención de proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable. Dicho marco de tiempo razonable para el comienzo del desarrollo depende de las circunstancias específicas y las variaciones de acuerdo al alcance del proyecto. Como un punto de referencia, el tiempo recomendado es de cinco años. Se puede requerir de un tiempo mayor donde, por ejemplo, el desarrollo de proyectos económicos está diferido por decisión del productor debido

a, entre otras cosas, razones relacionadas al mercado, o para establecer objetivos contractuales o estratégicos. En todos los casos, la justificación para clasificar como Reservas debería estar claramente documentada.

Para ser incluido en la clase de Reservas debe haber una confianza grande en la capacidad de producción comercial del yacimiento, soportada por la producción real o por pruebas de formación. En ciertos casos, las Reservas pueden ser asignadas con base en registros de pozos y/o análisis de núcleos que indiquen que el yacimiento en estudio es productor de hidrocarburos y es análogo a yacimientos en la misma área, que están produciendo o han demostrado la capacidad para producir mediante pruebas de formación.

3.1.2.1.3 ESTATUS DEL PROYECTO Y RIESGO COMERCIAL.

Los evaluadores tienen la opción de establecer un sistema de reporte para una clasificación de recursos más detallada que pueda servir también como base de la administración de la cartera al subdividir el eje de la oportunidad de comercialización de acuerdo a la madurez del proyecto. Tales sub-clases pueden ser caracterizadas por descripciones estándar del nivel de madurez del proyecto (cualitativo) y/o por la oportunidad de alcanzar un estatus de productor (cuantitativo).

Conforme un proyecto avance hacia un nivel mayor de madurez, habrá una oportunidad creciente de que el yacimiento será desarrollado comercialmente. Para Recursos Contingentes y Prospectivos, ésta también puede ser expresada como una estimación cuantitativa de la oportunidad que incorpora dos componentes claves de riesgo:

- La oportunidad de que la acumulación potencial resulte en el descubrimiento de un yacimiento. Esto será referido como “la oportunidad de descubrimiento” ($Op_{\text{Descubrimiento}}$).
- Una vez descubierto, la oportunidad de que el yacimiento será desarrollado comercialmente. Esta será referida como la “oportunidad de desarrollo” ($Op_{\text{Desarrollo}}$).

Así, para un yacimiento no descubierto, la “oportunidad de comercialización” (OC) es el producto de estos dos componentes de riesgo. Lo cual se muestra en la Ecuación 3. 8.

Desarrollo

$$OC = Op_{Descubrimiento} * Op_{Desarrollo}$$

Ecuación 3. 8 Definición de oportunidad de comercialización

Para una acumulación descubierta donde la “oportunidad de descubrimiento” es de 100%, la “oportunidad de comercialización” es equivalente a la “oportunidad de desarrollo”. Matemáticamente, se describe como en la Ecuación 3. 9.

$$OC = 1 * Op_{Desarrollo}$$

Ecuación 3. 9 Oportunidad de comercialización posterior al descubrimiento

3.1.2.1.3.1 SUB-CLASES PARA LA MADUREZ DEL PROYECTO.

Como se ilustra en la Figura 3. 3, los proyectos de desarrollo (y sus volúmenes recuperables asociados) pueden ser sub-clasificados de acuerdo a los niveles de madurez del proyecto y a las acciones asociadas (decisiones de negocios) requeridas para llevar un proyecto hacia la producción comercial.

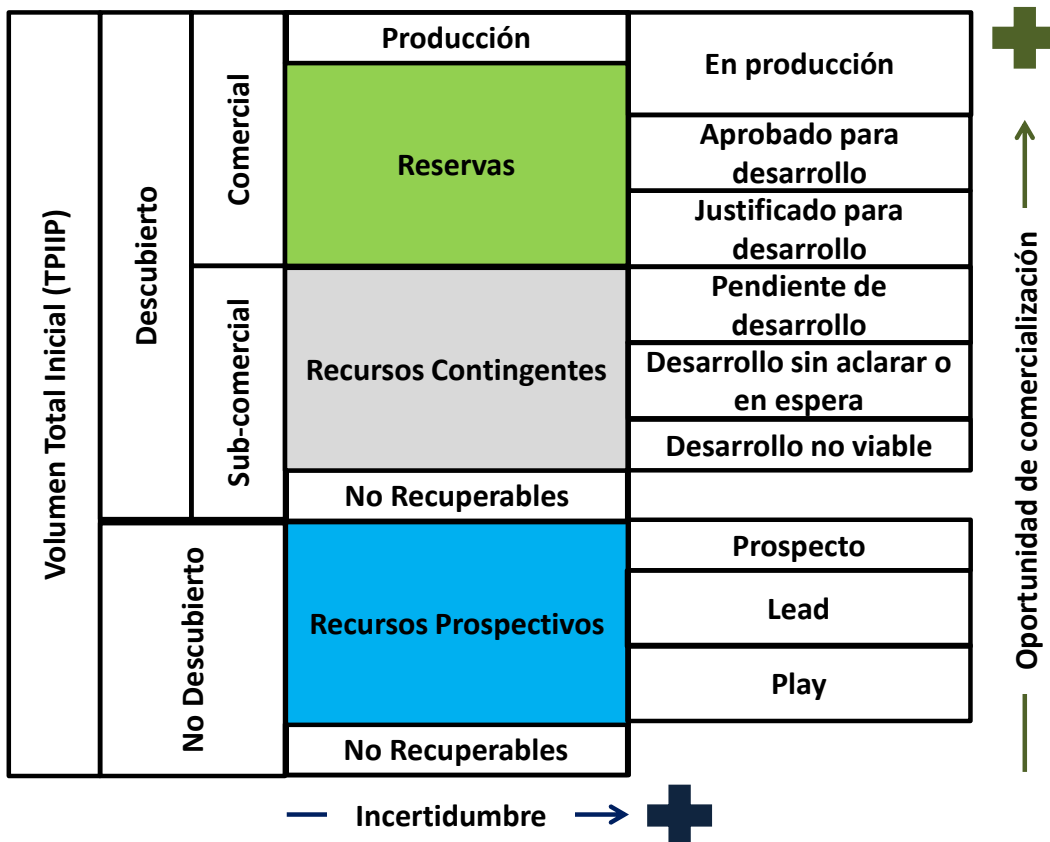


Figura 3. 3 Sub-clasificación basada en la madurez del proyecto.

Desarrollo

Este enfoque da soporte a la administración de cartera con oportunidades en varias etapas de exploración y desarrollo, y puede ser perfeccionado con estimaciones cuantitativas de la oportunidad de comercialización asociada. Las fronteras entre los diferentes niveles de la madurez del proyecto pueden ser referidos como “puertas de decisión”.

Las decisiones dentro de la clase de Reservas están basadas en esas acciones que conducen a un proyecto hacia las aprobaciones finales para su implantación y con ello el inicio de producción y las ventas. Para los Recursos Contingentes, el análisis de apoyo debería enfocarse en acopiar información y realizar estudios para clarificar y luego mitigar aquellas condiciones clave, o contingencias, que impiden el desarrollo comercial.

Para los Recursos Prospectivos, estas acumulaciones potenciales son evaluadas de acuerdo a su oportunidad de descubrimiento y, suponiendo un descubrimiento, a los volúmenes estimados que serían recuperables bajo proyectos de desarrollo adecuados. La decisión en cada fase es emprender nueva adquisición de información y/o diseño de estudios para llevar el proyecto a un nivel de madurez técnica y comercial donde puede ser tomada una decisión para proceder con la perforación exploratoria.

Los evaluadores pueden adoptar sub-clases alternativas y modificadores de la madurez del proyecto, pero el concepto de incrementar la oportunidad de comercialización debería ser un acreditador clave en la aplicación de todo el sistema de clasificación y soportar la administración de la cartera.

3.1.2.1.3.2 ESTATUS DE RESERVAS.

Una vez que el proyecto satisface los criterios de oportunidad comercial, los volúmenes asociados son clasificados como Reservas. Estos volúmenes pueden ser asignados dentro de las siguientes subdivisiones con base al estado del financiamiento y el estatus operacional de los pozos y las instalaciones asociadas incluidas dentro del plan de desarrollo del yacimiento:

- Reservas Desarrolladas. Son volúmenes que se espera serán recuperados de pozos e instalaciones existentes.

Desarrollo

- Reservas Desarrolladas Produciendo. Son las que se espera serán recuperadas de intervalos terminados que están abiertos y produciendo a la fecha del cálculo.
- Reservas Desarrolladas No Produciendo. Incluyen las Reservas “tras tubería” y las de pozos cerrados.
- Reservas No Desarrolladas. Son volúmenes que se espera serán recuperados a través de inversiones futuras.

En los casos en que las Reservas permanezcan sin desarrollarse más allá de un lapso de tiempo razonable, o han permanecido sin desarrollo debido a aplazamientos repetidos, las evaluaciones deberían ser revisadas de forma crítica para documentar las razones del retraso en el inicio del desarrollo y justificar la retención de estas cantidades dentro de la clase de Reservas. Mientras que hay circunstancias específicas donde está justificado un retraso mayor, un tiempo razonable es generalmente menos de cinco años.

Los estatus de desarrollo y producción son de importancia significativa para la administración del proyecto. Mientras que el Estatus de Reservas solo ha sido aplicado tradicionalmente a las Reservas Probadas, los mismos conceptos de Desarrolladas y No Desarrolladas basado en el financiamiento y el estatus operacional de los pozos y las instalaciones asociadas son aplicables a todo el rango de categorías de Reservas según incertidumbre (Probadas, Probables y Posibles).

Los volúmenes pueden ser subdivididos por el Estatus de Reservas independientemente de la sub-clasificación por la Madurez del Proyecto. Si se aplicara una combinación, los volúmenes de Reservas Desarrolladas o No Desarrolladas pueden ser identificados en forma separada dentro de cada sub-clase de Reservas (En Producción, Aprobadas para Desarrollo y Justificadas para Desarrollo).

3.1.2.1.3.3 ESTATUS ECONÓMICO.

Los proyectos también pueden ser caracterizados por su Estatus Económico. Todos los proyectos clasificados como Reservas deben ser económicos bajo condiciones definidas (ver Evaluaciones Comerciales, sección 3.1.3.1). Basados en suposiciones referidas a condiciones

Desarrollo

futuras y su impacto en la viabilidad económica final, los proyectos clasificados actualmente como Recursos Contingentes pueden ser divididos, de forma general, en dos grupos:

- Recursos Contingentes Marginales. Son aquellos volúmenes asociados a proyectos factibles técnicamente que pueden ser económicos actualmente o proyectados a ser económicos bajo mejoras pronosticadas razonablemente en las condiciones comerciales pero no están considerados para desarrollo debido a una o más contingencias.
- Recursos Contingentes Sub-Marginales. Son aquellos volúmenes asociados con descubrimientos para los cuales los análisis indican que los proyectos de desarrollo con factibilidad técnica no serían económicos y/u otras contingencias no serían satisfechas bajo las condiciones actuales o con algunas mejoras en las condiciones comerciales pronosticadas razonablemente. No obstante, estos proyectos deberían ser retenidos en el inventario de recursos descubiertos en espera de cambios mayores no previstos en las condiciones comerciales.

Cuando las evaluaciones son tan incompletas que es prematuro definir de manera clara la oportunidad de comercialización final, es aceptable señalar que el estatus económico del proyecto es “indeterminado”. Pueden aplicarse modificadores adicionales del estatus económico para caracterizar también los volúmenes recuperables; por ejemplo, no vendidos (hidrocarburos de insumo², quemas y pérdidas) pueden ser identificados por separado y documentados adicionalmente a los vendidos para hacer la estimación tanto de producción como de recursos recuperables (ver Punto de Referencia, sección 3.1.3.2.1). Esos volúmenes descubiertos para los cuales no se puede definir un proyecto factible usando la tecnología actual o con mejoras pronosticadas razonablemente, son clasificados como No Recuperables. El Estatus Económico puede ser identificado independientemente de, o aplicado en combinación con, la sub-clasificación de Madurez del Proyecto para describir de manera más completa el proyecto y sus recursos asociados.

² Hidrocarburo de insumo es el término que se utilizó en los Contratos Integrales de Exploración y Producción para hacer referencia al Lease Fuel. Se usa aquí para homologarlo con dicho término.

3.1.2.2 CATEGORIZACIÓN DE RECURSOS.

El eje horizontal en la Figura 3. 1 define el rango de incertidumbre en la estimación de los volúmenes de hidrocarburos recuperables, o potencialmente recuperables, asociados con un proyecto. Estas estimaciones incluyen incertidumbre de las componentes técnicas y comerciales en la siguiente forma:

- El hidrocarburo remanente total dentro del yacimiento.
- La porción del hidrocarburo que puede ser recuperada mediante la aplicación de un proyecto de desarrollo definido.
- Variaciones en las condiciones comerciales que pueden impactar los volúmenes recuperados y vendidos (por ejemplo, disponibilidad de mercado, cambios contractuales).

En el caso en que las incertidumbres comerciales son tales que hay un riesgo significativo para que el proyecto completo (como se había definido inicialmente) no sea ejecutado, es aconsejable crear un proyecto separado clasificado como Recursos Contingentes con una oportunidad de comercialización apropiada.

3.1.2.2.1 RANGO DE INCERTIDUMBRE.

El rango de incertidumbre de los volúmenes recuperables y/o potencialmente recuperables puede ser representado ya sea por escenarios determinísticos o por distribuciones de probabilidad (ver Métodos Determinísticos y Probabilísticos, sección 3.1.4.2).

Cuando el rango de incertidumbre es representado por una distribución de probabilidad, se debe proveer un escenario bajo, un medio y uno alto, tal que, como se muestra en la Figura 3. 4:

- Debe haber al menos un 90% de probabilidad (P90) de que los volúmenes realmente recuperados igualarán o excederán al escenario bajo.
- Debe haber al menos un 50% de probabilidad (P50) de que los volúmenes realmente recuperados igualarán o excederán al escenario medio.
- Debe haber al menos un 10% de probabilidad (P10) de que los volúmenes realmente recuperados igualarán o excederán al escenario alto.

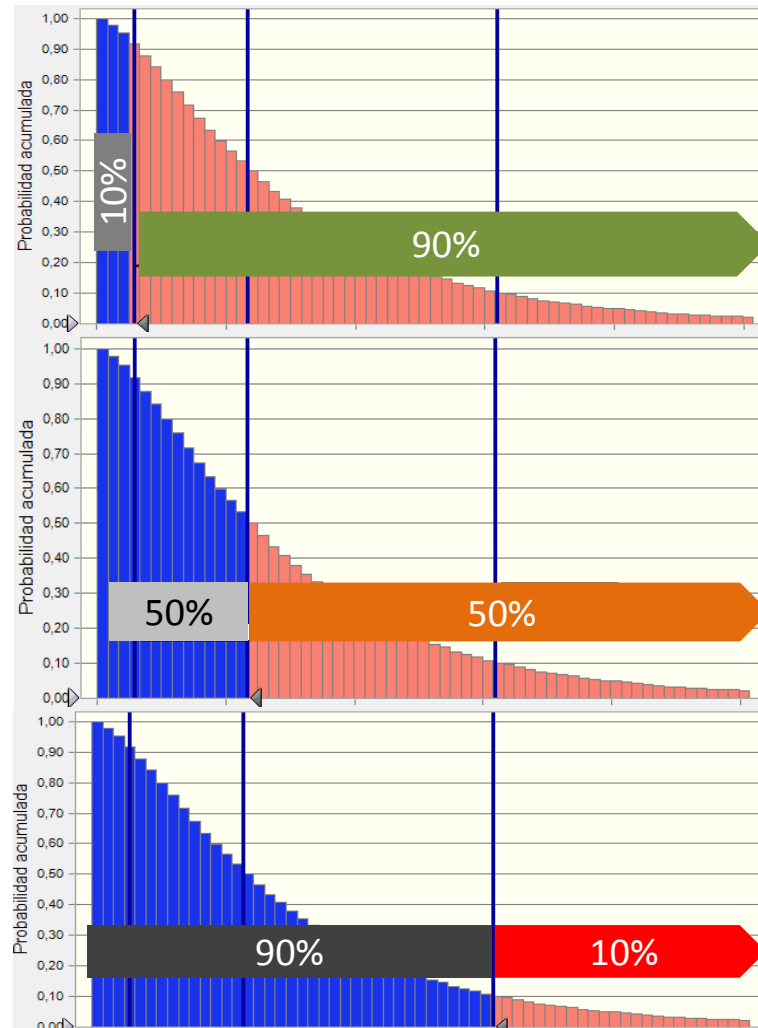


Figura 3. 4 Gráficas de incertidumbre en los escenarios.

Cuando se utiliza el método determinístico, específicamente deberían haber también estimados bajo, medio y alto, donde tales estimados están basados en cálculos cualitativos de incertidumbre relativa usando lineamientos consistentes de interpretación.

Estos mismos enfoques para describir la incertidumbre pueden ser aplicados a Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos. Mientras que puede haber riesgo significativo de que los yacimientos sub-comerciales y no descubiertos no lograrán una producción comercial, es útil considerar el rango de volúmenes potencialmente recuperables independientemente de tal riesgo o de la consideración de la clase de recursos a la cual serán asignadas.

3.1.2.2.2 DEFINICIONES DE CATEGORÍAS Y LINEAMIENTOS.

Los evaluadores pueden calcular los volúmenes recuperables y categorizar los resultados según la incertidumbre usando el enfoque determinístico, el enfoque del escenario determinístico (acumulativo), o métodos probabilísticos. En muchos casos se utiliza una combinación de enfoques.

El uso de una terminología consistente (Figura 3. 1) promueve claridad en la comunicación de los resultados de la evaluación. Para Reservas, los términos acumulativos generales para las estimaciones baja/media/alta son nombrados como 1P/2P/3P, respectivamente. Los volúmenes incrementales asociados reciben los términos de Probada, Probable y Posible. Las Reservas son un subconjunto del sistema completo de clasificación de recursos, y debe ser visto dentro del contexto. Mientras que los criterios de categorización están propuestos específicamente para Reservas, en la mayoría de los casos, pueden ser aplicados igualmente a los Recursos Contingentes o a los Recursos Prospectivos, condicionados a que satisfagan los criterios para descubrimiento y/o desarrollo.

Para los Recursos Contingentes, los términos acumulativos generales bajo/medio/alto son denotados como 1C/2C/3C, respectivamente. Para Recursos Prospectivos, los términos generales acumulativos bajo/medio/alto no aplican. No se tienen definidos términos específicos para las cantidades incrementales dentro de las cantidades Contingentes y Prospectivas.

Si no se tiene nueva información técnica, no debería haber cambio en la distribución de los volúmenes recuperables técnicamente ni en sus límites de categorización cuando se satisfacen suficientemente las condiciones para reclasificar un proyecto de Recursos Contingentes a Reservas. Todas las evaluaciones requieren la aplicación de un conjunto de condiciones pronosticadas, incluyendo los costos y precios futuros considerados, tanto para la clasificación de proyectos como para la categorización de los volúmenes estimados a ser recuperados por cada proyecto (ver Evaluaciones Comerciales, sección 3.1.3.1).

A continuación se resumen las definiciones para cada categoría de Reservas y también se proveen los criterios de probabilidad para el uso de métodos probabilísticos.

Desarrollo

- Reservas Probadas: son aquellos volúmenes de hidrocarburos, los cuales, por medio del análisis de la información de geo ciencias e ingeniería, pueden ser estimados con certidumbre razonable de ser recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales definidas. Si se utilizan métodos determinísticos, el término certidumbre razonable es usado para expresar un alto grado de confiabilidad de que los volúmenes serán recuperados. Si se usan métodos probabilísticos, debería haber al menos un 90% de probabilidad de que los volúmenes recuperados realmente sean iguales o mayores a los estimados.
- Reservas Probables son aquellas Reservas adicionales para las cuales el análisis de la información de geo ciencias e ingeniería indica que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas pero con mayor certidumbre a ser recuperadas que las Reservas Posibles. Existe la misma probabilidad de que los volúmenes remanentes reales recuperados serán mayores o menores que la suma de la estimación de las Reservas Probadas más las Probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería haber al menos un 50% de probabilidad de que las cantidades reales recuperadas serán iguales o mayores al estimado 2P.
- Reservas Posibles son aquellas Reservas adicionales para las cuales el análisis de la información de geo ciencias e ingeniería indica que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables. Los volúmenes totales finales recuperados del proyecto tienen una baja probabilidad de exceder la suma de las Reservas Probadas más las Probables más las Posibles (3P), lo cual es equivalente al escenario alto. En el contexto, cuando se usan métodos probabilísticos, debería haber al menos un 10% de probabilidad de que las cantidades reales recuperadas serán igual o excederán el estimado 3P.

Con base en información adicional e interpretaciones actualizadas que indiquen un incremento en la certidumbre, algunas cantidades de Reservas Posibles o Probables pueden ser re-categorizadas como Probables o Probadas.

La incertidumbre en la estimación de recursos se comunica mejor al reportar un rango de resultados potenciales. De cualquier forma, si es requerido reportar un sólo resultado

representativo, el “escenario medio” se considera el cálculo de los volúmenes recuperables más cercano a la realidad. Generalmente es considerado para representar la suma de los estimados Probados y Probables (2P) cuando se usan los métodos determinísticos o el del cálculo probabilístico. Debería ser observado que bajo el enfoque determinístico incremental (basado en riesgo), se hacen estimaciones discretas para cada categoría, y estas no deberían ser englobadas sin las consideraciones debidas del riesgo asociado a cada una.

3.1.2.3 PROYECTOS INCREMENTALES.

El cálculo de recursos iniciales está basado en la aplicación de un proyecto de desarrollo inicial definido. Los proyectos incrementales son diseñados para aumentar la eficiencia de recuperación y/o para acelerar la producción a través de hacer cambios a los pozos o a las instalaciones, perforación intermedia o recuperación mejorada. Estos proyectos deberían ser clasificados de acuerdo a los mismos criterios que los proyectos iniciales. Los volúmenes incrementales relacionados son categorizados similarmente con base en la certidumbre de la recuperación. El incremento de recuperación proyectado puede ser incluido en las Reservas estimadas si el grado de compromiso es tal que el proyecto será desarrollado y puesto en producción dentro de un marco de tiempo razonable.

Las circunstancias por las que el desarrollo sea retrasado significativamente deberían ser documentadas claramente. Si hay un riesgo significativo en el proyecto, los pronósticos de recuperación incremental pueden ser categorizados similarmente pero deberían ser clasificados como Recursos Contingentes (ver Determinación del Estatus Comercial, capítulo 3.1.2.1.2).

3.1.2.3.1 REPARACIONES MAYORES, TRATAMIENTOS Y CAMBIOS DE EQUIPO.

La recuperación incremental asociada con futuras reparaciones mayores, tratamientos (incluyendo fracturamiento hidráulico), cambios de equipo, u otros procedimientos mecánicos que han sido exitosos rutinariamente en yacimientos análogos pueden ser clasificados como Reservas Desarrolladas o No Desarrolladas dependiendo de la magnitud de los costos asociados que se requieren (ver Estatus de Reservas, capítulo 3.1.2.1.3.2).

3.1.2.3.2 COMPRESIÓN.

La reducción de la contrapresión a través de compresión puede incrementar la porción de gas que puede ser producido comercialmente y así ser incluido en la estimación de Reservas. Si la instalación eventual de compresión fue planeada y aprobada como parte del plan de desarrollo original, la recuperación incremental es incluida en las Reservas No Desarrolladas. De cualquier forma, si el costo para implementar la compresión no es significativo (comparado con el costo de un pozo nuevo), los volúmenes incrementales pueden ser clasificados como Reservas Desarrolladas. Si las instalaciones de compresión no fueran parte del plan de desarrollo aprobado originalmente y tales costos son significativos, debería ser tratado como un proyecto separado sujeto a los criterios normales de madurez del proyecto.

3.1.2.3.3 PERFORACIÓN INTERMEDIA.

Análisis técnicos y comerciales pueden soportar la perforación de pozos productores adicionales al reducir el espaciamiento utilizado dentro del plan de desarrollo inicial, sujeto a las regulaciones gubernamentales (en caso de que estas sean requeridas). La perforación intermedia puede tener el efecto combinado de incrementar la eficiencia de recuperación y acelerar la producción. Sólo la recuperación incremental puede ser considerada como Reservas adicionales.

3.1.2.3.4 RECUPERACIÓN MEJORADA.

El término de recuperación mejorada se refiere al hidrocarburo adicional obtenido, más allá de la recuperación primaria, al modificar el comportamiento natural del yacimiento. Este incluye la inyección de agua, los procesos de recuperación secundaria o terciaria, y algunas otras formas de modificar los procesos de recuperación natural de los yacimientos.

Los proyectos de recuperación mejorada deben cumplir con los mismos criterios de estatus comercial de las Reservas tal y como lo hacen los proyectos de recuperación primaria. Debería haber una expectativa de que el proyecto será económico y que la entidad se ha comprometido a implementar el proyecto en un marco de tiempo razonable (generalmente en cinco años; los retrasos adicionales deberían ser claramente justificados).

El juicio en el estatus comercial está basado sobre pruebas piloto dentro del yacimiento en estudio o por comparación con un yacimiento con propiedades análogas de roca y fluidos y donde un proyecto similar de recuperación mejorada haya sido aplicado exitosamente.

Las recuperaciones incrementales a través de métodos de recuperación mejorada que ya hayan sido establecidos a través de rutinas, aplicaciones exitosas comercialmente son incluidas como Reservas sólo después de una respuesta favorable de producción del yacimiento en estudio ya sea de: (a) una prueba piloto representativa ó (b) un programa instalado, donde la respuesta provea soporte para el análisis sobre el cual se basa el proyecto.

Estas recuperaciones incrementales en proyectos comerciales son categorizadas como Reservas Probadas, Probables y Posibles basadas en la certidumbre derivada de los análisis de ingeniería y las aplicaciones análogas en yacimientos similares.

3.1.2.4 RECURSOS NO CONVENCIONALES.

Se han definido dos tipos de recursos petroleros que pueden requerir enfoques diferentes para sus evaluaciones:

- Recursos Convencionales. Existen en yacimientos discretos de hidrocarburos relacionados a un rasgo geológico estructural localizado y/o a una condición estratigráfica. Típicamente cada yacimiento está delimitado inferiormente por el contacto con un acuífero, y el cual es significativamente afectado por influencias hidrodinámicas tales como la flotación del aceite en agua. El hidrocarburo es recuperado a través de pozos y típicamente requiere un procesamiento mínimo previo a la venta.
- Recursos No Convencionales. Existen en yacimientos de hidrocarburos que se extienden a lo largo de una gran área y que no son significativamente afectados por influencias hidrodinámicas (también llamados “depósitos de tipo continuo”). Algunos ejemplos incluyen metano de veta de carbón (coalbed methane, CBM), gas del centro de cuenca, gas de lutita, hidratos de metano, arenas y lutitas bituminosas y depósitos de aceite de lutita. Típicamente, estas acumulaciones requieren tecnología de extracción especializada (por ejemplo, deshidratación del CBM, programas de fracturamiento masivo para el gas de lutita, vapor y/o solventes para movilizar el bitumen para la recuperación in-situ y, en algunos casos,

actividades de minería). Más allá, el hidrocarburo extraído puede requerir un procesamiento significativo previo a la venta.

Para estos yacimientos de hidrocarburos que no son afectados significativamente por influencias hidrodinámicas, la confianza en la continuidad de los contactos de agua y el análisis de gradientes de presión para interpretar la extensión del hidrocarburo recuperable pueden no ser útiles. Así, típicamente hay una necesidad para incrementar la densidad de muestreo para definir la incertidumbre de los volúmenes, las variaciones en la calidad del yacimiento y los hidrocarburos, y su distribución espacial detallada para soportar el diseño de programas de minería especializada o extracción in-situ.

Existe el propósito de que las definiciones de recursos, junto con el sistema de clasificación, serán apropiadas para todos los tipos de yacimientos de hidrocarburos sin importar sus características, el método de extracción aplicado, o el grado de procesamiento requerido.

De manera similar a los proyectos de recuperación mejorada aplicados a yacimientos convencionales, pueden requerirse pruebas piloto exitosas o proyectos en operación en el yacimiento en estudio o proyectos exitosos en yacimientos análogos para establecer una distribución de eficiencias de recuperación para yacimientos no-convencionales. Estos proyectos piloto pueden evaluar tanto la eficiencia de extracción como la eficiencia de las instalaciones de procesamiento no convencionales para conducir la producción a vender previo a la transferencia de custodia.

3.1.3 LINEAMIENTOS PARA EVALUACIÓN Y PRESENTACIÓN DE INFORMES.

Los siguientes lineamientos están provistos para promover la consistencia en las evaluaciones de proyectos y en la presentación de informes. “Presentación de informes” se refiere a la entrega de los resultados de la evaluación dentro de la entidad de negocios que lleva a cabo la evaluación y no debería ser interpretado como lineamientos sustitutos para revelaciones de información subsecuentes que se encuentran normadas por agencias gubernamentales o regulatorias, o cualquier estándar contable actual o futuro relacionado.

3.1.3.1 EVALUACIONES COMERCIALES.

Las decisiones de inversión están basadas en la visión de la entidad sobre las condiciones comerciales futuras que pueden impactar en la factibilidad del desarrollo y los calendarios de flujo de producción/efectivo de los proyectos de aceite y gas. Las condiciones comerciales incluyen, pero no se limitan a estas, suposiciones de condiciones financieras (costos, precios, términos de fiscalización, impuestos), mercadeo, legales, ambientales, sociales y gubernamentales. El valor del proyecto puede ser calculado de varias formas (por ejemplo por costos históricos, valores comparativos del mercado). Los lineamientos incluidos aquí se aplican sólo a evaluaciones basadas en el análisis del flujo de efectivo. Más allá, los factores modificadores tales como riesgos contractuales o políticos que adicionalmente pueden influenciar las decisiones de inversión no son considerados.

3.1.3.1.1 EVALUACIÓN DE RECURSOS BASADA EN FLUJOS DE EFECTIVO.

Las evaluaciones de recursos están basadas en la producción futura y los calendarios de flujo de efectivo asociados para cada proyecto de desarrollo. La suma del flujo de efectivo neto anual arroja la ganancia neta futura. Cuando los flujos de efectivo son descontados de acuerdo a una tasa de interés definida y a un periodo de tiempo, la suma de los flujos de efectivo descontados es conocida como valor presente neto (VPN). El cálculo debe reflejar:

- Los volúmenes esperados de producción proyectados a lo largo del periodo de tiempo identificado.
- Los costos estimados asociados con el proyecto a desarrollar, recuperar y obtener los volúmenes de producción hasta su Punto de Referencia (ver la sección 3.1.3.2.1), incluyendo ambientales, abandono y costos de reclamación cargados al proyecto, basados en la visión de los evaluadores sobre los costos que esperan aplicar en periodos futuros.
- Las ganancias estimadas de los volúmenes de producción basadas en la visión de los evaluadores sobre los precios de venta que esperan aplicar a cada producto en periodos futuros incluyendo la parte de los costos y ganancias generados para la entidad.
- La producción proyectada futura e impuestos relacionados con las ganancias y regalías que se espera serán pagadas por la entidad.
- Una vida del proyecto limitada al periodo del derecho o una expectativa razonable de ello.

- La aplicación de una tasa de descuento adecuada que refleje de manera razonable el promedio ponderado del costo del capital o la tasa de retorno mínima aceptable aplicable a la entidad al tiempo de la evaluación.

Mientras que cada organización puede definir criterios específicos de inversión, un proyecto es considerado generalmente como “económico” si su escenario “medio” tiene un VPN positivo bajo la tasa de descuento estándar de la organización, o si al menos tiene un flujo de efectivo positivo.

3.1.3.1.2 CRITERIOS ECONÓMICOS.

Los evaluadores deben identificar de manera clara las consideraciones en las condiciones comerciales utilizadas en la evaluación y deben documentar las bases para dichas consideraciones.

La evaluación económica que soporta la decisión de inversión está basada en un pronóstico razonable de condiciones futuras de la entidad, incluyendo costos y precios, los cuales existirán durante la vida del proyecto. Tales pronósticos están basados en cambios proyectados a las condiciones actuales; SPE define “condiciones actuales” como el promedio de las existentes durante los 12 meses previos.

En el proceso de decisión son considerados escenarios económicos alternativos y, en algunos casos, para completar requerimientos de entrega de informes. Los evaluadores pueden examinar un caso en el cual las condiciones actuales son consideradas constantes (no inflación o deflación) a lo largo de la vida del proyecto (caso constante).

Las evaluaciones pueden ser modificadas para adaptarse a los criterios impuestos por agencias que regulan las revelaciones externas de información. Por ejemplo, estos criterios pueden incluir un requerimiento específico en que, si la recuperación fuera confinada a la estimación técnica de Reservas Probadas, el caso constante debería seguir generando un flujo de efectivo positivo. Los requerimientos externos de entrega de reportes pueden especificar

también direcciones alternativas en las condiciones actuales (por ejemplo, costos y precios al final de año).

Puede haber circunstancias en las cuales el proyecto cumple con el criterio para ser clasificado como Reservas usando el caso pronóstico pero no cumple el criterio externo para Reservas Probadas. En estas circunstancias específicas, la entidad puede registrar las estimaciones 2P y 3P sin registrar separadamente las Probadas. Mientras que los costos sean erogados y el desarrollo proceda, el escenario bajo puede satisfacer eventualmente requerimientos externos, y entonces las Reservas Probadas pueden ser asignadas.

Mientras que los lineamientos internos de la entidad no requieren que el financiamiento del proyecto esté confirmado previo a clasificar los proyectos como Reservas, este puede ser otro requerimiento externo. En muchos casos, los préstamos están condicionados a los mismos criterios anteriores; eso es, el proyecto debe ser económico basado sólo en las Reservas Probadas. En general, si no hay una expectativa razonable de que puedan conseguirse préstamos o alguna otra forma de financiamiento para que el desarrollo sea iniciado dentro de un marco razonable de tiempo, entonces el proyecto debería ser clasificado como Recurso Contingente. Si se tiene una expectativa razonable de financiamiento pero no se ha confirmado, el proyecto puede ser clasificado como Reservas, pero no pueden ser reportadas como Reservas Probadas.

3.1.3.1.3 LÍMITE ECONÓMICO.

El límite económico está definido como el gasto de producción más allá del cual los flujos netos de efectivo de la operación de un proyecto, el cual puede ser un pozo individual, un contrato, o un campo entero, son negativos; un punto en el tiempo que define la vida económica del proyecto. Los costos de operación deberían estar basados en el mismo tipo de proyecciones usadas en el pronóstico de los precios. Los costos de operación deberían incluir solo aquellos costos que son incrementales al proyecto para el cual está siendo calculado el límite económico (por ejemplo, solo deberían ser considerados en el cálculo del límite económico los costos que serán eliminados realmente si la producción cesa). Los costos de operación deberían incluir cargos de administrativos (overhead) fijos a la propiedad específica si estos

son costos incrementales reales atribuibles al proyecto y cualquier impuesto a la producción y a la propiedad pero, para el propósito del cálculo del límite económico, se debería excluir la depreciación, los costos de reclamaciones y de abandono, e impuesto sobre la renta, así como cualquier cargo administrativo (overhead) requerido para operar durante el contrato. Los costos de operación pueden ser reducidos, y así se puede extender la vida del proyecto, mediante varias reducciones de costos y enfoques de mejoramiento de ganancias, tales como compartir instalaciones de producción, contratos mancomunados de mantenimiento, o comercialización de los hidrocarburos no asociados (ver sección 3.1.3.2.4, Componentes No Hidrocarburos Asociados).

Pueden darse flujos de efectivo temporalmente negativos en periodos cortos donde los precios de venta son bajos o se tienen problemas operacionales mayores, previendo que los pronósticos a largo plazo de tiempo deben seguir indicando ganancias positivas.

3.1.3.2 MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN.

En general, la producción comerciable, medida de acuerdo a las especificaciones de entrega en el Punto de Referencia definido, provee las bases para los volúmenes de producción y la estimación de recursos. Las siguientes cuestiones operacionales deberían ser consideradas en la definición y medición de la producción. Aunque son referidas específicamente a Reservas, la misma lógica sería aplicada a proyectos para desarrollar Recursos Contingentes y Prospectivos condicionados al descubrimiento y desarrollo.

3.1.3.2.1 PUNTO DE REFERENCIA.

El Punto de Referencia es un lugar definido en la cadena de producción donde los volúmenes producidos son medidos o calculados. El Punto de Referencia es típicamente el punto de venta a terceras partes o donde la custodia es transferida a entidades de operaciones de transformación industrial (downstream). La producción vendida y las Reservas estimadas son normalmente medidas y reportadas en términos de volúmenes que cruzan este punto durante el periodo de interés.

El punto de referencia puede ser definido por regulaciones contables con el fin de asegurar que sea el mismo Punto de Referencia tanto para la medición de los volúmenes reportados a venta como para el tratamiento contable de las ganancias por ventas. Esto asegura que los volúmenes vendidos están registrados de acuerdo a las especificaciones de entrega a un precio definido. En proyectos integrados, la determinación del precio apropiado en el Punto de Referencia puede necesitar un cálculo netback.

Los volúmenes vendidos (VV) son iguales a la producción bruta (Q_b) menos los volúmenes no vendidos (VNV), tal y como se muestra en la Ecuación 3. 10, siendo estos últimos los producidos a boca de pozo pero no disponibles para venta en el punto de referencia. Los volúmenes no vendidos incluyen el hidrocarburo de insumo consumido como combustible, el quemado o perdido durante el procesamiento, más los no hidrocarburos que deben ser removidos previamente a la venta; cada uno de estos puede ser distribuido usando Puntos de Referencia diferentes pero cuando son combinados con las ventas, deberían sumar la producción bruta. Los volúmenes vendidos pueden tener la necesidad de ser ajustados para excluir los componentes adicionados en el procesamiento y que no son derivados de la producción bruta. Las mediciones de la producción bruta son necesarias y forman las bases de los cálculos de ingeniería de yacimientos (por ejemplo, análisis del comportamiento de producción).

$$VV = Q_b - VNV$$

Ecuación 3. 10 Definición de volúmenes vendidos (VV)

3.1.3.2.2 HIDROCARBUROS DE INSUMO.

Es la porción de la producción de gas natural, de aceite crudo y/o de condensados utilizada como combustible en la producción y la operación de las plantas.

Por consistencia, el hidrocarburo de insumo debería ser tratado como merma y no ser incluido en los volúmenes de ventas o en la estimación de Reservas. De cualquier forma, algunas normas regulatorias pueden permitir que los hidrocarburos de insumo sean incluidos en la estimación de Reservas siempre y cuando estos reemplacen a los recursos alternativos de combustible y/o poder que serían comprados en su ausencia. Cuando son declarados como

Reservas, dichos volúmenes de combustible deberían ser reportados separadamente de las ventas, y su valor debe ser incluido como un gasto de operación. El gas y aceite quemado y otras pérdidas siempre son tratadas como merma y no están incluidas ni en producción de venta ni en las Reservas.

3.1.3.2.3 GAS NATURAL, HÚMEDO O SECO.

Las Reservas de gas natural húmedo o seco deberían ser consideradas en el contexto de las especificaciones requeridas en el Punto de Referencia acordado. Así, para el gas que es vendido como húmedo, el volumen sería reportado, y no debería haber hidrocarburo líquido o extraído que sean reportados separadamente. Se esperaría que el valor mejorado correspondiente al gas húmedo estuviera reflejado en los precios de venta para dicho gas.

Cuando los líquidos son extraídos del gas previo a la venta y el gas es vendido como gas seco, entonces el volumen del gas y el de los líquidos extraídos (los condensados y/o los líquidos del gas natural) deberían ser contabilizados por separado en el cálculo de Reservas. No debería ser reportado como Reserva ningún líquido hidrocarburo separado del gas húmedo después del Punto de Referencia acordado.

3.1.3.2.4 COMPONENTES NO HIDROCARBUROS ASOCIADOS.

En el caso en que se tengan componentes no hidrocarburos asociados con la producción, los volúmenes reportados deberían reflejar las especificaciones acordadas de la producción de hidrocarburos en el Punto de Referencia. En forma correspondiente, la contabilidad reflejará el valor de la producción de hidrocarburos en el Punto de Referencia. Si es necesario remover previamente a la entrega toda o una parte de los componentes no hidrocarburos, las Reservas y la producción deberían reflejar solo la producción residual de hidrocarburos.

Aun cuando los componentes no hidrocarburos asociados (por ejemplo helio, azufre, etc.) que sean removidos previos al punto de referencia sean comercializados por separado, estas cantidades no están incluidas en la producción de hidrocarburos o en las Reservas. Las ganancias generadas por la venta de los productos no hidrocarburos pueden ser incluidas en la evaluación económica del proyecto.

3.1.3.2.5 RE-INYECCIÓN DEL GAS NATURAL.

La producción de gas natural puede ser re-inyectada al yacimiento por un número de razones diferentes y bajo una variedad de condiciones. Esta puede ser re-inyectada dentro del mismo yacimiento o en otro, para reciclaje, mantenimiento de presión, inyección miscible o algún otro proceso de recuperación mejorada. En tales casos, considerando que el gas será eventualmente producido y vendido, el volumen de gas estimado como eventualmente recuperable puede ser incluido como Reservas.

Si los volúmenes de gas son incluidos como Reservas, deben cumplir los criterios normales establecidos en las definiciones incluyendo la existencia de un desarrollo y transportación viables, y un plan de comercialización de la producción. Los volúmenes de gas deberían ser reducidos por las pérdidas asociadas con la re-inyección y el subsecuente proceso de recuperación. Los volúmenes de gas de desecho inyectados dentro de un yacimiento sin un plan de recuperación acordado no son clasificados como Reservas. Los volúmenes de gas comprados para inyección y después recuperados no son clasificados como Reservas.

3.1.3.2.5 ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DEL GAS NATURAL.

El gas natural inyectado dentro de un yacimiento de almacenamiento para ser recuperado en periodos posteriores (por ejemplo para cumplir con periodos de demandas altas del mercado) no debería ser incluido como Reserva.

El gas depositado en el yacimiento de almacenamiento puede ser comprado o puede originarse de una producción previa. Es importante distinguir el gas inyectado de cualquier volumen nativo recuperable remanente en el yacimiento. Al inicio de la producción de gas, la distinción entre gas nativo y gas inyectado puede ser sujeta a regulaciones locales y reglas de contabilidad. La producción de gas sería incrementada respecto a la Reserva original del campo. La incertidumbre con respecto a los volúmenes originales del campo se mantiene para el gas nativo del yacimiento y no para el gas inyectado.

Puede haber ocasiones, tales como el gas adquirido como un pago por producción, en el cual es transferido de un campo a otro sin que ocurra una venta o transferencia de custodia. En

dichos casos, el gas re-inyectado podría ser incluido con el gas nativo del yacimiento como Reservas. Los mismos principios que rigen sobre la separación de los recursos nativos de los inyectados se aplicarían al almacenamiento subterráneo de aceite.

3.1.3.2.7 BALANCE DE PRODUCCIÓN.

La estimación de Reservas debe ser ajustada considerando las extracciones de producción. Puede ser un proceso complejo de contabilización si la distribución de producción entre los participantes del proyecto no está alineada con su respectivo derecho a las Reservas. Puede existir sobre-estimación o sub-estimación en los registros debido a la necesidad de los participantes a incrementar su producción o para transportar volúmenes, ajustándose con los programas de disponibilidad de embarque acordados entre las partes. Similarmente, si los acuerdos de operación o comercialización que tienen los participantes son diferentes pueden resultar en un desbalance en las entregas de gas, con lo cual los volúmenes vendidos no serán iguales a los establecidos en el derecho compartido dentro de un periodo de tiempo.

Conciliando los registros internos, generalmente la producción debería ser igual a las extracciones anuales hechas realmente por el participante y no solo al derecho correspondiente al año. De cualquier modo, la producción real y los derechos deben ser corregidos en los cálculos de Reservas. Las diferencias resultantes deben ser monitoreadas a través del tiempo y eventualmente resueltas antes del abandono del proyecto.

3.1.3.3 DERECHO Y RECONOCIMIENTO DE LOS RECURSOS.

Mientras que las evaluaciones están dirigidas a realizar estimaciones del TPIIP y la porción de hidrocarburos a recuperarse a través de proyectos definidos, la asignación de volúmenes de venta, costos y ganancias impactan a la economía y el éxito comercial del proyecto. Esta asignación está gobernada por los contratos aplicables entre el dueño del mineral (arrendador) y los contratistas (arrendatarios) y es generalmente referido como un “derecho”. Para compañías que cotizan en bolsa de valores, los reguladores pueden establecer criterios cuidando las clases y categorías que pueden ser “reconocidas” en publicaciones externas de información.

Los derechos deben asegurar que los recursos recuperables reportados o declarados individualmente por los interesados sumen el total de los recursos recuperables; eso significa que no hay faltantes o duplicidades en el proceso de asignación.

3.1.3.3.1 REGALÍAS.

Este término se refiere a pagos que se hacen por el productor (contratista/arrendatario) al gobierno anfitrión o al dueño del hidrocarburo (arrendador) en compensación por tener acceso a la explotación de los recursos petroleros.

Muchos acuerdos permiten al arrendatario/contratista extraer los hidrocarburos para venderlos y después pagar las ganancias al dueño/arrendador. Algunos acuerdos proveen que las regalías sean tomadas por el dueño solo en especie. En ambos casos, las regalías que pertenecen a un gobierno huésped son tratadas como impuestos a ser pagados en efectivo. En tales casos, los volúmenes correspondientes a las regalías son controlados por el contratista quien puede (sujeto a la normatividad regulatoria) elegir reportar estos volúmenes como Reservas y/o Recursos Contingentes con contrapesos adecuados (incremento en los gastos de operación) para reconocer la responsabilidad financiera de la obligación de las regalías.

Por el contrario, si una compañía posee una regalía o intereses equivalentes de cualquier tipo en un proyecto, los volúmenes relacionados pueden ser incluidos en el derecho a los recursos.

3.1.3.3.2 RESERVAS EN CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA.

Los Contratos de Producción Compartida (CPC) de varios tipos reemplazan el sistema convencional de impuesto-regalía en muchos países. Bajo los términos de los CPC, los productores tienen el derecho a una porción de la producción. Este derecho, a menudo referido como “derecho neto” o “interés económico neto”, es estimado usando una fórmula basada en los términos del contrato incorporando los costos y las ganancias del proyecto.

A pesar de que la propiedad de la producción invariablemente se mantiene para la autoridad gubernamental hasta el punto de entrega del proyecto, los productores pueden tomar su parte del derecho neto en ese punto y pueden reportarla como sus Reservas.

Los Contratos de Servicios con Riesgo (CSR) son similares a los CPC, pero en este caso, los productores son pagados en efectivo en lugar de que sea con producción. Como con los CPC, las Reservas declaradas están basadas en el interés económico neto de las partes. Se debe tener cuidado para distinguir entre los CSR y un “Contrato de Servicios Puro” (CSP). En un CSR las Reservas pueden ser declaradas sobre la base de que los productores están exponiendo su capital al riesgo, en cambio no se pueden considerar Reservas en los CSP porque no hay riesgo de mercado y los productores actúan solamente como contratistas.

Diferente a los acuerdos tradicionales de regalías-arrendamiento, el sistema de recuperación de costos en producción compartida, servicios con riesgo, y otros contratos relacionados, típicamente reduce el reparto de producción y por lo tanto las Reservas obtenidas por un contratista en periodos de precio de venta alto e incrementa volúmenes en periodos de precios bajos. Mientras que se asegura la recuperación de costos, se introduce una volatilidad significativa relacionada con el precio en la estimación anual de Reservas bajo casos que usan las condiciones económicas “actuales”. Bajo un “caso de condiciones pronosticadas” definido, la relación futura del precio con el derecho a las Reservas es conocida.

El tratamiento de impuestos y los procedimientos contables usados también pueden tener un impacto significativo en las Reservas reconocidas y en la producción reportada de estos contratos.

3.1.3.3.3 EXTENSIONES O RENOVACIONES DE CONTRATO.

Cuando los CPC u otros tipos de acuerdos se acerquen al final, pueden ser prolongados mediante la negociación de la extensión del contrato, al ejecutar las opciones para extenderlo, o por otras formas.

Las Reservas no deberían ser reportadas para los volúmenes a ser producidos más allá de la fecha de terminación del acuerdo actual, a menos que existiera una expectativa razonable de la extensión, renovación o de que un nuevo contrato será formalizado. Dicha expectativa razonable puede estar basada en el tratamiento histórico de acuerdos similares con la

jurisdicción responsable de proporcionar los acuerdos. De otra forma, la producción pronosticada más allá de la terminación del contrato debería ser clasificada como Recurso Contingente con una reducida oportunidad de comercialización asociada. Más allá, puede no ser razonable asumir que los términos fiscales en la negociación de la extensión serán similares a los términos existentes.

Debería ser aplicada una lógica similar cuando son requeridos los acuerdos de venta de gas para asegurar los mercados. Las Reservas no deberían ser reportadas para aquellos volúmenes que serán producidos más allá de las especificadas en el acuerdo actual o las razonablemente pronosticadas a ser incluidas en acuerdos futuros.

En los casos descritos anteriormente, donde el riesgo del cese de derechos para producir o la falta de habilidad para asegurar contratos de gas no se considera significativo, los evaluadores pueden escoger incorporar la incertidumbre a la categorización de los volúmenes a ser recuperados más allá del contrato actual como Reserva Probable o Posible.

3.1.4 ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES RECUPERABLES.

Asumiendo que los proyectos han sido clasificados de acuerdo a su madurez, la estimación de los volúmenes recuperables asociados a un proyecto definido y su asignación dentro de las categorías de incertidumbre pueden basarse en algún procedimiento analítico, o una combinación de ellos. Tales procedimientos pueden llevarse a cabo a través de métodos determinísticos y probabilísticos.

3.1.4.1 PROCEDIMIENTOS ANALÍTICOS.

Los procedimientos analíticos para estimar los volúmenes recuperables se dividen en tres grandes categorías:

- a) Análogos
- b) Estimación volumétrica, y
- c) Basados en el comportamiento del yacimiento, los cuales incluyen al balance de materia, declinación de la producción y otros análisis del comportamiento de producción.

Desarrollo

La simulación de yacimientos puede ser usada tanto en análisis volumétricos como en los basados en el comportamiento del yacimiento. Los cálculos previos e inmediatamente después del descubrimiento son hechos mediante la información de yacimientos/proyectos análogos, y estimaciones volumétricas. Una vez que la producción comienza y se dispone de datos de producción y presión, se pueden usar los métodos basados en el comportamiento del yacimiento. Generalmente, se espera que el rango de EUR estimado a recuperar se reduzca conforme se obtiene mayor información pero, no siempre es así.

En cada método, los resultados no son cantidades únicas de volúmenes recuperables de hidrocarburos, sino un rango que refleja las incertidumbres tanto en el volumen como en la eficiencia de la recuperación del proyecto de desarrollo definido. La confianza en los resultados del cálculo generalmente se incrementa cuando las estimaciones se soportan en más de un procedimiento analítico.

3.1.4.1.1 ANÁLOGOS.

Los análogos son utilizados ampliamente en la estimación de recursos, particularmente durante la exploración y las etapas tempranas del desarrollo, en las cuales se tiene una escasa o nula información medida directamente del yacimiento. La metodología se basa en la consideración de que el yacimiento análogo es comparable al yacimiento en estudio, en cuanto a las propiedades del fluido y de la roca que determinan la recuperación final de hidrocarburos. Al seleccionar yacimientos análogos apropiados, donde se tenga disponible el comportamiento histórico de la explotación a través de planes de desarrollo comparables (incluyendo el tipo de pozo y espaciamiento, entre otros), se puede proyectar un perfil de producción similar.

Los yacimientos análogos son definidos por propiedades y características incluyendo (pero no limitando solamente a estas): profundidad estimada, presión, temperatura, mecanismo de empuje del yacimiento, contenido original de fluidos, densidad de los fluidos del yacimiento, tamaño del yacimiento, espesor bruto, espesor neto, relación de espesor neto al bruto, litología, heterogeneidad, porosidad, permeabilidad y plan de desarrollo. Los yacimientos análogos están formados por los mismos, o muy similares, procesos de sedimentación, diagénesis, presión, temperatura, químico y mecánico, y deformación estructural, o algunos muy similares.

La comparación con diferentes análogos puede mejorar el rango de incertidumbre en los volúmenes recuperables estimados del yacimiento en estudio. A pesar de que típicamente los yacimientos en la misma región geográfica y de la misma edad proveen los mejores análogos, tal proximidad por sí sola puede no ser la consideración primaria. En todos los casos, los evaluadores deberían documentar las similitudes y diferencias entre el análogo y el yacimiento/proyecto en estudio. La revisión del comportamiento del yacimiento análogo es de utilidad en el aseguramiento de la calidad del cálculo de recursos en todas las etapas del desarrollo.

3.1.4.1.2 ESTIMACIÓN VOLUMÉTRICA.

Este procedimiento utiliza las propiedades de la roca y los fluidos para calcular los volúmenes de hidrocarburos en el yacimiento y con ello estimar la porción que puede ser recuperada mediante un proyecto de desarrollo específico. Las incertidumbres clave que afectan a dichos volúmenes incluyen:

- La geometría del yacimiento y los límites de la trampa que impactan en el volumen total de la roca.
- Las características geológicas que definen el volumen de poro y la distribución de permeabilidad.
- Profundidad de los contactos de fluidos.
- La combinación de la calidad del yacimiento, los tipos de fluido y los contactos que controlan las saturaciones de fluido.

El volumen total de roca que interesa, es el ocupado en su totalidad por el fluido. Mientras que la distribución espacial y la calidad del yacimiento tienen impacto en la eficiencia de la recuperación, el cálculo del hidrocarburo a menudo utiliza la relación espesor neto-bruto, porosidad y saturaciones de fluidos. En yacimientos heterogéneos, puede ser necesario incrementar el número de pozos para calcular y categorizar los recursos de manera confiable.

Dadas las estimaciones del volumen de hidrocarburo, la porción que puede ser recuperada a través de un conjunto definido de pozos y condiciones de operación debe ser estimada basada

en el comportamiento de campos análogos y/o por estudios de simulación basados en información disponible del yacimiento. Las suposiciones principales deben hacerse con respecto a los mecanismos de empuje.

Las estimaciones de las cantidades recuperables deben reflejar las incertidumbres no solo del volumen de hidrocarburo sino también de la eficiencia de recuperación del (los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s) al yacimiento específico en estudio.

Adicionalmente, se pueden utilizar métodos geo estadísticos para aprovechar la información de la distribución espacial e incorporarla en aplicaciones posteriores de simulación. Tales procesos pueden producir estimaciones mejoradas del rango de volúmenes recuperables. La incorporación de los análisis sísmicos típicamente mejora los modelos sub superficiales del yacimiento y proporciona estimaciones de recursos más confiables.

3.1.4.1.3 BALANCE DE MATERIA.

Los métodos de balance de materia para estimar los volúmenes recuperables involucran el análisis del comportamiento de presión mientras los yacimientos son explotados. En situaciones ideales, tales como los de yacimientos que actúan por expansión de capa de gas, en rocas homogéneas, de alta permeabilidad, y donde existe buena información de la presión, la estimación basada en balance de materia puede proveer estimaciones muy confiables de la recuperación final a varias presiones de abandono. En situaciones complejas, tales como aquellas que involucran entrada de agua, compartimentalización, comportamiento multifásico, yacimientos multicapa o de baja permeabilidad, el balance de materia por sí solo puede proveer resultados erróneos. Los evaluadores deben tener cuidado para adaptar la complejidad de los yacimientos y sus respuestas de presión para el desarrollo de perfiles de incertidumbre dentro del proyecto de recuperación aplicado.

El modelado computacional de yacimientos o simulación de yacimientos puede ser considerado una forma sofisticada del análisis de balance de materia. Mientras dicho modelado puede ser un predictor confiable del comportamiento del yacimiento bajo un programa de desarrollo definido, la confiabilidad de la información de entrada referente a las propiedades de la roca, geometría del yacimiento, funciones de permeabilidad relativa y propiedades de los fluidos, son críticas. Los modelos predictivos son más confiables en la estimación de los volúmenes

recuperables cuando existe la suficiente historia de producción para validar el modelo a través de un cotejo.

3.1.4.1.4 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN.

El análisis del cambio en los gastos de producción y las relaciones de fluidos en el tiempo y contra la producción acumulada a través de la extracción de fluidos provee información valiosa para predecir la recuperación final de hidrocarburos. En algunos casos, antes de que la declinación en los gastos de producción sea evidente, las tendencias de indicadores como la relación gas-aceite (RGA), la relación agua-aceite (RAA), relación condensados-gas (RCG) y las presiones de fondo o de cabeza pueden ser extrapolados a un límite económico, el cual es condición para estimar Reservas.

Para que los resultados sean confiables se requiere un periodo suficiente de condiciones de operación estables después de que los pozos han establecido áreas de drene. En la estimación de los volúmenes recuperables, los evaluadores deben considerar los factores de complicación que afectan el comportamiento de la producción, tales como propiedades variables del yacimiento y los fluidos, flujo transitorio v_s estacionario, cambios en las condiciones de operación, efectos de interferencia y, mecanismos de declinación de presión. En las etapas tempranas de la declinación, puede haber incertidumbre significativa tanto en el perfil de producción como en los factores comerciales que impactan en el gasto de abandono. Tales incertidumbres deberían ser reflejadas en la categorización de recursos. Para yacimientos muy maduros, el pronóstico de producción puede ser suficientemente bien definido, tanto que la incertidumbre en el perfil no es significativa; en éste caso, el escenario “mejor estimado” o 2P puede ser usado para los pronósticos de producción 1P y 3P. De todos modos, podrán seguir existiendo incertidumbres comerciales que impactarán el gasto de abandono, y estas deberían ser acomodadas en la categorización de recursos.

3.1.4.2 MÉTODOS DETERMINÍSTICOS Y PROBABILÍSTICOS.

Sin importar el procedimiento analítico utilizado, la estimación de recursos puede ser realizada mediante métodos determinísticos o probabilísticos. Una estimación determinística es un

Desarrollo

escenario discreto dentro de un rango de resultados que puede ser derivado mediante análisis probabilísticos.

En el método determinístico, se selecciona un valor discreto o un arreglo de valores para cada parámetro con base en la elección del evaluador sobre los datos que son más apropiados para la categoría de recursos correspondiente. Se obtiene un valor único de volumen recuperable para cada análisis determinístico.

En el método probabilístico, el evaluador define una distribución que representa el rango total de los valores posibles para cada parámetro de entrada. Dichas distribuciones pueden ser muestreadas aleatoriamente (típicamente usando el método de Monte Carlo) para computar un rango completo y la distribución de los resultados potenciales de recursos recuperables. Este enfoque es usado con mayor frecuencia en cálculos de recursos volumétricos en las fases tempranas de un proyecto de explotación y desarrollo. Los lineamientos de la Categorización de Recursos incluyen criterios que proveen límites específicos a los parámetros asociados con cada categoría. Más allá, el análisis de recursos debe considerar las incertidumbres comerciales. Por lo tanto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, podrán ser requeridas restricciones en los parámetros con el fin de asegurar que los resultados no estén fuera del rango impuesto por los lineamientos de la categoría determinística y las incertidumbres comerciales.

Mientras las estimaciones determinísticas pueden tener niveles de confianza ampliamente inferidos, no tienen asociadas probabilidades definidas cuantitativamente. Sin embargo, los lineamientos de los rangos de probabilidad establecidos para el método probabilístico influyen en la cantidad de incertidumbre generalmente inferida en la estimación derivada de métodos determinísticos.

Ambos métodos pueden ser usados en combinación para asegurar que los resultados sean razonables.

3.1.4.2.1 MÉTODOS DE AGREGACIÓN.

Las cantidades de aceite y gas son estimadas y categorizadas generalmente de acuerdo a la certidumbre de la recuperación dentro de yacimientos individuales o porciones de yacimientos; esto es referido como el cálculo del “nivel de yacimiento”. Estas estimaciones son sumadas para llegar a las estimaciones por campos, propiedades y, proyectos. Se aplican sumas mayores para obtener áreas totales, países y compañías; estos son referidos generalmente como “niveles de informes de recursos”. La distribución de incertidumbre de las estimaciones individuales a cada uno de estos niveles puede diferir ampliamente, dependiendo de las características geológicas y la madurez de los recursos. Este proceso de suma acumulativa es referido generalmente como “agregación”.

Pueden ser aplicados dos métodos generales de agregación: suma aritmética de estimaciones por categoría y agregación estadística de distribuciones de incertidumbre. Típicamente hay una divergencia significativa en los resultados de aplicar estos métodos alternativos. En la agregación estadística, excepto en la extraña situación cuando todos los yacimientos que están siendo agregados son totalmente dependientes, el perfil P90 (alto grado de certidumbre) de la agregación son siempre mayores que la suma aritmética de las cantidades P90 del nivel yacimiento, y el P10 (bajo grado de certidumbre) de la agregación es siempre menor que la suma aritmética de las cantidades P10 calculadas a nivel yacimiento. Este “efecto de cartera” es el resultado del teorema del límite central en análisis estadístico. Cabe notar que la media (promedio aritmético) de las sumas es igual a la suma de las medias; eso significa que no hay efecto cartera en las medias de la agregación.

En la práctica, hay probabilidad de tener un alto grado de dependencia entre yacimientos en el mismo campo, y tales dependencias deben ser incorporadas en el cálculo probabilístico. Cuando la dependencia está presente y no se da cuenta de ella, la agregación probabilística sobre-estimaré el resultado del estimado bajo y sub-estimaré el resultado del cálculo alto.

Los métodos de agregación utilizados dependen del propósito del negocio. Es recomendado que por propósitos de presentación de resultados, estos no debieran incorporar agregación estadística más allá de los niveles campo, propiedad o proyecto. Los resultados reportados más allá de estos niveles deberían usar adición aritmética por categoría pero deberían tener

cuidado de que el agregado Probado puede ser un estimado muy conservador y el agregado 3P puede ser muy optimista dependiendo del número de niveles en el agregado. El agregado 2P resulta típicamente tener menos efecto cartera y puede no ser significativo en las propiedades maduras donde la mediana estadística se aproxima a la media de la distribución resultante.

Existen varias técnicas para agregar resultados de cálculos determinísticos y/o probabilísticos por campo, propiedad o proyecto, para negocio detallado o los análisis de la cartera corporativa donde los resultados incorporan los beneficios del tamaño del portafolio y su diversificación. Otra vez, la agregación debería incorporar grado de dependencia. Cuando se dispone de los análisis importantes, la comparación de resultados de la agregación aritmética y estadística puede ser valiosa en el impacto del cálculo del efecto cartera.

Es conocido que el valor monetario asociado con estas recuperaciones depende de los calendarios de producción y de flujo de efectivo para cada proyecto; así, agregar distribuciones de volúmenes recuperables puede no ser un indicador directo de las distribuciones de incertidumbre correspondientes al valor agregado.

3.1.4.2.1.1 CLASIFICACIÓN DE AGREGACIÓN DE RECURSOS.

Las cantidades de hidrocarburo clasificadas como Reservas, Recursos Contingentes o Recursos Prospectivos no deberían ser agregadas con cada una de las otras sin una debida consideración de las diferencias significativas en los criterios asociados con su clasificación. En particular, puede haber un riesgo significativo de que las acumulaciones que contengan Recursos Contingentes y/o Recursos Prospectivos no alcanzarán una producción comercial.

Cuando los riesgos asociados al descubrimiento y al riesgo de comercialización han sido definidos de forma cuantitativa, pueden aplicarse técnicas estadísticas para incorporar la estimación de riesgo de proyectos individuales en el análisis de la cartera sobre el volumen y el valor.

3.2 ANÁLISIS DE LOS CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN MÉXICO.

El capítulo de la aplicación de métodos determinísticos para la evaluación de recursos, incluido en los lineamientos 2011 del PRMS, muestra la gráfica incluida en la Figura 3. 5, la cual ilustra características generales de las diferentes etapas por las que atraviesa cualquier proyecto de Exploración y Producción (en México, Exploración y Extracción).

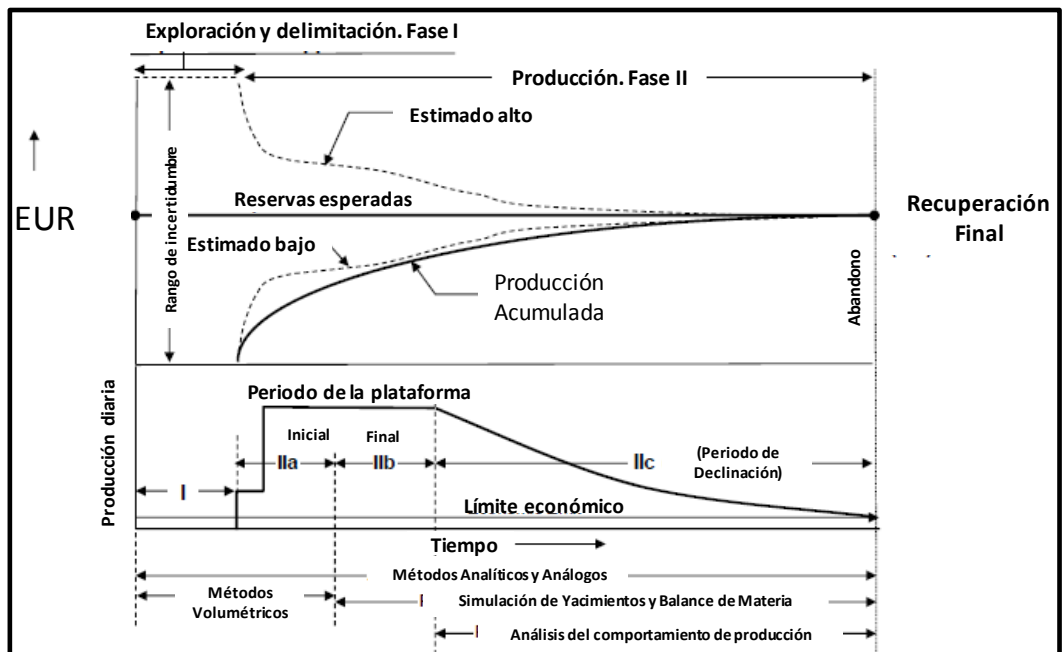


Figura 3. 5 Detalle del ciclo de vida del proyecto de E&P.

Define dos fases que son: (I) exploración y delimitación, y (II) producción. La segunda está dividida, a su vez, en tres etapas: (a) periodo inicial de la plataforma, (b) periodo final de la plataforma, y (c) periodo de declinación, el cual termina cuando la producción alcanza el límite económico.

A partir del mes de agosto del 2015 entrará en ejecución el esquema de gestión de los contratos de exploración y extracción de la ronda 1 de CNH, dentro de los cuales se establece de forma muy clara la delimitación entre las diferentes fases por las cuales deberá atravesar el proyecto (exploración y desarrollo). Dichas fases, son totalmente congruentes con las etapas

que se manejan en los lineamientos del PRMS pero, en México se ha perdido la claridad entre ellas debido a las políticas de explotación que se habían venido manejando previo a este cambio en la gestión. Por lo tanto, para la adecuada comprensión de este trabajo se considera muy importante revisar detalladamente sus características ya que en el mismo orden cronológico se estructurarán las comparaciones entre las estimaciones de recursos con métodos determinísticos y probabilísticos.

3.2.1 ETAPAS DE LA GESTIÓN DE LOS CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN EN MÉXICO.

Los contratos de exploración y extracción incluyen definiciones de muchos conceptos. A continuación se presentan los que se relacionan directamente con las etapas que comprenderán la gestión, con el fin de facilitar la comprensión de las características de cada una a analizar. Se incluyen en un orden cronológico.

- i. **Período de Exploración** significa el período concedido al Contratista para realizar actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Evaluación y que se compone del Período Inicial de Exploración, del Período Adicional de Exploración (de haberlo) y del Período de Evaluación (de haberlo).
 - a. **Período Inicial de Exploración.** Tendrá una duración de hasta cuatro *años contractuales* a partir de la *fecha efectiva*.
 - b. **Período Adicional de Exploración.** El contratista podrá solicitar a la CNH, mediante notificación por escrito, la ampliación del *período de exploración* por un *año contractual* más contado a partir de la terminación del *período inicial de exploración*.
 - c. **Plan de Exploración** significa un programa que especifica las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Evaluación a realizarse en el Área Contractual.
- ii. **Descubrimiento** significa cualquier estructura o acumulación o grupo de estructuras o acumulaciones que en las actividades de perforación se haya demostrado que contiene hidrocarburos que pueden ser extraídos a un flujo medible utilizando las *mejores prácticas de la industria*, independientemente de que esa detección de hidrocarburos pueda o no ser considerada comercialmente viable de extraerse, incluyendo la extensión de algún descubrimiento anterior.

iii. **Periodo de Evaluación.** Evaluación del *descubrimiento* con una duración de doce meses, prorrogables excepcionalmente hasta por otros doce meses con la aprobación previa y por escrito de la CNH cuando la complejidad técnica o comercial del desarrollo del *descubrimiento* de que se trate así lo amerite.

a. **Programa de trabajo para actividades de Evaluación.** En caso de un *descubrimiento* dentro del *período inicial de exploración* o del *período adicional de exploración*, según sea el caso, el contratista podrá presentar, para la aprobación de la CNH, un *programa de trabajo y presupuesto* para las actividades de *evaluación* del *descubrimiento* de que se trate. Deberá cubrir la extensión completa de la estructura en la que se realizó el *descubrimiento*, y deberá contener cuando menos:

1. Mapa y coordenadas del área del prospecto que será evaluado.
2. Informe de los estudios y trabajos realizados que llevaron al descubrimiento.
3. Informe de la naturaleza del *descubrimiento* y de su tamaño estimado.
4. Un plan de actividades de evaluación que incluya perforación, prueba y evaluación, así como estudios técnicos, económicos, sociales y ambientales a realizarse para determinar factores de recuperación, así como requerimientos de procesamiento y transporte de los hidrocarburos del descubrimiento.
5. Cantidad estimada y posible ubicación de los pozos de evaluación a perforar.
6. Programas preliminares de perforación para los pozos de evaluación.
7. Un estimado detallado de los costos de realizar las actividades de evaluación.
8. Propuesta de duración del *periodo de evaluación*.
9. Medidas de seguridad y protección ambiental.
10. Programa de ejecución de las actividades de evaluación.
11. Ubicación en la que se le entregarán al comercializador los hidrocarburos que se obtengan durante cualquier prueba de producción.

Esta información de tener un alcance suficiente para permitir una evaluación que permita determinar si el descubrimiento puede ser considerado un *descubrimiento comercial*.

b. **Descubrimiento Comercial** significa un descubrimiento que sea declarado comercial por el contratista. Si el contratista considera que el *descubrimiento* es un *descubrimiento comercial*, deberá presentar el *plan de desarrollo* para dicho *descubrimiento comercial*.

Desarrollo

iv. **Periodo de Desarrollo** significa, en relación con cualquier *descubrimiento comercial*, el período que inicia con la aprobación del *plan de desarrollo* relativo a dicho *descubrimiento comercial* y que concluye con la terminación del contrato por cualquier motivo.

a. **Plan de Desarrollo** significa el plan de desarrollo óptimo para la *extracción* que contiene un programa de tiempos aprobado por la CNH que especifica las *actividades petroleras* en un área de desarrollo en particular, para lograr la *producción comercial regular* o incrementar la producción de hidrocarburos, incluyendo cualquier programa de *recuperación avanzada*. Se deberá realizar de acuerdo con la normatividad aplicable, y contener cuando menos lo siguiente:

1. Descripción del *descubrimiento comercial* que va a ser desarrollado.

a) Descripción general;

b) Delimitación del campo;

c) Descripción del área en la cual está ubicado, y

d) Descripción de las formaciones en las que están contenidos los hidrocarburos.

2. Información de *Reservas* y producción.

a) Estimación de los volúmenes *in situ*, *reservas* probadas, probables y posibles para cada yacimiento en el campo (en cada caso determinadas sobre una base de vida del yacimiento sin considerar la duración del Período de Desarrollo). La información debe desglosarse en petróleo, condensados y gas natural. En su caso, se debe incluir la estimación de Recursos Contingentes.

b) Estimación del perfil de producción para cada yacimiento que se espera entregar en el *punto de medición*, en cada año durante el *período de desarrollo*. La información se deberá desglosar para cada uno de los casos de *Reservas* probadas, probables y posibles;

c) Explicación de la manera en que el perfil de producción de la *Reserva* probada permite realizar el potencial comercial correspondiente a dicha *Reserva* lo más eficientemente posible, tomando en cuenta esquemas de desarrollo alternativos que fueron considerados o rechazados, y

d) Fecha estimada de inicio de la *producción comercial regular*.

3. Descripción de actividades propuestas.

a) Descripción del enfoque de desarrollo propuesto incluyendo lo siguiente:

Desarrollo

- i) Descripción general de las actividades esperadas para el *período de desarrollo* pertinente;
 - ii) Descripción general de los *materiales* que van a ser construidos o empleados en relación con ese *plan de desarrollo*, incluyendo una descripción de las *instalaciones de recolección*;
 - iii) Descripción general de las *instalaciones de comercialización* requeridas;
 - iv) Descripción de la política de desarrollo y administración del yacimiento;
 - v) El sistema de medición y los *puntos de medición* que el contratista propone usar;
 - vi) Propuesta de localización, así como de las técnicas de perforación y terminación de pozos, y
 - vii) Acciones previstas para *abandono* de las instalaciones que van a ser utilizadas en el curso del *plan de desarrollo*, incluyendo el costo total estimado que el contratista espera de las operaciones de *abandono*.
- b) Principales características de las obras, servicios y *materiales* propuestos y de las probables obras, servicios y *materiales* adicionales que tuvieran que ser realizados o adquiridos, dependiendo de los resultados de las obras, servicios y *materiales* iniciales.
- c) Enfoques alternativos de desarrollo considerados y razones para la elección del enfoque seleccionado.
- d) Programa de obras, servicios y suministro o construcción de *materiales* incluyendo el programa tentativo para construcción o adquisición de instalaciones mayores e itinerario para alcanzar las tasas de producción comercial. El contratista deberá incluir el primer *programa de trabajo y presupuesto*.
- e) En caso de que el *descubrimiento comercial* se extienda más allá del *área contractual*, una propuesta de programa para el desarrollo unificado de campos;
4. Presupuesto y economía.
- a) Un estimado de los costos recuperables para cada año. Dicho estimado deberá hacerse para cada caso de *Reservas* probadas, probables y posibles. Estos estimados deberán presentarse en dólares constantes y sin ajuste por inflación esperada;
 - b) Cualquier propuesta de arreglo para compartir instalaciones o costos o para mezclar y redistribuir la producción, con personas fuera del *área contractual*, y
 - c) Programa esperado de devolución del *área contractual* o de cualquier parte de ella.

Desarrollo

5. Programas de administración de riesgo. Los *programas de administración de riesgo* deberán derivar del *sistema de administración* y contener como mínimo:
 - a) Una descripción de las medidas y acciones de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados, analizados y evaluados, así como mejora del desempeño de una instalación, o conjunto de ellas, incluyendo planes de emergencia y contingencia a ser ejecutados conforme a las *mejores prácticas de la industria*, y
 - b) Las otras consideraciones que determine la *agencia* de conformidad con la normatividad aplicable.
6. Subcontratación. La descripción en detalle razonable de las obras, servicios y *materiales* que van a ser llevados a cabo por subcontratistas en adición al enfoque del desarrollo incluyendo un programa para la selección y contratación de subcontratistas.
7. Información adicional. El contratista deberá incluir en su propuesta de *plan de desarrollo* cualquier otra información adicional, que considere sea necesaria para una evaluación completa del *plan de desarrollo*, incluyendo la información que solicite la CNH.
8. Información adicional para modificaciones al *plan de desarrollo*. En caso de que el contratista desee realizar cambios al *plan de desarrollo*, el contratista deberá presentar:
 - a) Razones detalladas para la modificación propuesta;
 - b) Discusión de actividades conducidas desde el *plan de desarrollo* original o desde la última modificación, según sea el caso, y
 - c) Toda la información que está siendo modificada.
9. Contenido nacional y transferencia de tecnología. El contratista deberá incluir en su propuesta de *plan de desarrollo* un capítulo que contenga los plazos y las etapas aplicables para garantizar que se alcanzará la meta de contenido nacional indicada en cada contrato. Asimismo, el contratista deberá incluir un capítulo que contenga un programa de transferencia de tecnología. Dichos capítulos se considerarán un compromiso del contratista y parte integrante del contrato.
10. Información geológica, geofísica y de ingeniería considerada. El contratista deberá tener a disposición de la CNH la información soporte que utilizó para la propuesta del *plan de desarrollo*. Dicha información se deberá conservar durante la duración del contrato.

Desarrollo

La Figura 3. 6 muestra una representación sintetizada de la información presentada en los párrafos anteriores.



Figura 3. 6 Periodos de gestión de los contratos de E&E.

3.2.2 CONCEPTOS COMPLEMENTARIOS.

Dentro de los conceptos mencionados, se utilizan términos que se encuentran definidos dentro de los contratos de exploración y extracción y se presentan a continuación.

- i. **Abandono** significa todas las actividades de retiro y desmantelamiento de los materiales, incluyendo sin limitación, el taponamiento definitivo y abandono de pozos, el desmontaje y retiro de todas las plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria y equipo suministrado o utilizado por el contratista en la realización de las actividades petroleras, así como la restauración ambiental del *área contractual* afectada por el contratista en la realización de las actividades petroleras, de conformidad con los términos de este contrato, las mejores prácticas de la industria, la normatividad aplicable y el sistema de administración.

Desarrollo

- ii. **Actividades petroleras** significa el reconocimiento y exploración superficial, así como las actividades de exploración, evaluación, extracción y abandono que realice el contratista.
- iii. **Agencia** significa la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- iv. **Almacenamiento** significa el depósito y resguardo de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en depósitos e instalaciones confinados que puedan ubicarse en la superficie, el mar o el subsuelo.
- v. **Año Contractual** significa un período de doce meses consecutivos contados a partir de la *fecha efectiva*, o de cualquier aniversario de dicha fecha.
- vi. **Área contractual** significa la superficie, incluyendo las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical de dicha superficie hasta la profundidad establecida, en la cual el contratista está autorizado y obligado a llevar a cabo las actividades petroleras.
- vii. **Evaluación** significa todas las actividades y operaciones llevadas a cabo por el contratista después de un *descubrimiento* para determinar los límites, caracterización y capacidad de producción de algún descubrimiento, así como para determinar si el descubrimiento en cuestión es un *descubrimiento comercial*, incluyendo, sin limitación: (i) actividades adicionales de reconocimiento y exploración superficial y de exploración, (ii) estudios geológicos y geofísicos, (iii) perforación de pozos de prueba, (iv) estudios de Reservas y otros estudios, y (v) todas las operaciones auxiliares y actividades requeridas o convenientes para optimizar la conducción o resultado de las actividades anteriormente indicadas.
- viii. **Exploración** significa la actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de hidrocarburos en el subsuelo, en el área contractual.
- ix. **Extracción** significa la actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la *recuperación avanzada*, la recolección, el acondicionamiento y separación de hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del área contractual, así como la construcción, localización, operación, uso, *abandono* y desmantelamiento de instalaciones para la producción.
- x. **Fecha Efectiva** significa la fecha de firma de cada contrato.

- xi. **Hidrocarburos de Autoconsumo** significa los hidrocarburos utilizados como combustible en las *actividades petroleras*, o quemados, venteados o reinyectados al yacimiento, pero sólo en la manera y en las cantidades aprobadas por la *agencia* y/o la CNH de conformidad con la normatividad aplicable.
- xii. **Hidrocarburos Netos** significa los *hidrocarburos producidos* menos los *hidrocarburos de autoconsumo*, que serán entregados a la CNH en los *puntos de medición*, los cuales serán auditados por la CNH.
- xiii. **Hidrocarburos Producidos** significa el volumen total de hidrocarburos extraídos por el contratista del *área contractual*.
- xiv. **Instalaciones de Comercialización** significa la infraestructura y equipos necesarios para transportar, comprimir, almacenar o distribuir los hidrocarburos después de los *puntos de medición*, incluyendo todos los ductos para petróleo, condensados y gas natural, bombas, compresores, medidores e instalaciones adicionales de *almacenamiento* necesarias para transportar los hidrocarburos del *punto de medición* al punto de venta o a la entrada de un sistema de entrega.
- xv. **Instalaciones de Recolección** significa todas las instalaciones y equipos necesarios en los *puntos de medición* y para transportar los hidrocarburos hasta los *puntos de medición*, incluyendo, sin limitación, todas las instalaciones para pruebas y separación de producción, tanques de almacenamiento, compresores, ductos, bombas y cualquier otro equipo necesario para cumplir dichos objetivos.
- xvi. **Materiales** significa todas las maquinarias, herramientas, equipos, artículos, suministros, tuberías, plataformas de perforación o producción, artefactos navales, plantas, infraestructura y otras instalaciones adquiridas, suministradas, arrendadas o poseídas de cualquier otra forma para su utilización en las *actividades petroleras*, incluyendo las *instalaciones de recolección*.
- xvii. **Mejores prácticas de la industria** significan las mejores prácticas, métodos, estándares y procedimientos generalmente aceptados y acatados por operadores expertos, prudentes y diligentes, con experiencia en materia de Exploración, evaluación, desarrollo, Extracción de Hidrocarburos y Abandono, los cuales, en el ejercicio de un criterio razonable y a la luz de los hechos conocidos al momento de tomar una decisión, se consideraría que obtendrían los resultados planeados e incrementarían los beneficios económicos de la Extracción de los

Hidrocarburos dentro del Área Contractual, maximizando el factor de recuperación de los Hidrocarburos a lo largo de toda la vida de los yacimientos, y sin causarles una reducción excesiva de presión o de energía.

- xviii. **Presupuesto** significa una estimación de los costos de todas las partidas incluidas en un programa de trabajo, y que incluye como mínimo el desglose de las partidas presupuestales correspondientes a cada una de las categorías de las actividades petroleras.
- xix. **Producción Comercial Regular** significa la producción regular sostenida de cualquier Campo con el objeto de hacer uso comercial de dicha producción.
- xx. **Programa de Administración de Riesgos** significa las acciones y medidas de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados, analizados y evaluados, así como de mejora del desempeño de una instalación o conjunto de ellas, de conformidad con el *sistema de administración*. Este programa se deriva del *sistema de administración* y deberá ser presentado a la CNH, quien a su vez lo remitirá a la *agencia* para su aprobación.
- xxi. **Programa de trabajo** significa un programa pormenorizado que especifique las actividades petroleras que serán realizadas por el contratista durante el período aplicable, incluyendo el tiempo requerido para la realización de cada actividad descrita en dicho programa.
- xxii. **Puntos de Medición** significa los lugares designados por la CNH dentro del *área contractual*, en los que se medirán, verificarán y entregarán los *hidrocarburos netos*, según lo establece cada contrato y la normatividad aplicable.
- xxiii. **Reconocimiento y exploración superficial** significa todos aquellos estudios de evaluación que se valen únicamente de actividades sobre la superficie del terreno o del mar para considerar la posible existencia de hidrocarburos en el *área contractual*, incluyendo los trabajos para la adquisición, así como el procesamiento, reprocesamiento o interpretación de información.
- xxiv. **Recuperación avanzada** significa los procesos de recuperación secundaria o terciaria consistentes con las *mejores prácticas de la industria* para permitir una mayor recuperación de hidrocarburos en el área de desarrollo, incluyendo, sin limitación, el incremento en la presión del yacimiento y/o reducción de la viscosidad de los hidrocarburos.
- xxv. **Reservas** significa el volumen de hidrocarburos en el subsuelo calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente,

bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de *extracción* aplicables a la fecha de *evaluación*.

xxvi. **Sistema de Administración** significa el conjunto integral de elementos interrelacionados y documentados cuyo propósito es la prevención, control y mejora del desempeño de una instalación o conjunto de ellas, en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente en el sector que el contratista deberá implementar en la realización de las actividades petroleras, el cual deberá cumplir con los requisitos previstos en los artículos 13, 14 y 16 de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y demás normatividad aplicable.

3.3. EVALUACIÓN DE RECURSOS UTILIZANDO PROCEDIMIENTOS PROBABILÍSTICOS.

En la Figura 3. 5 se aprecian los periodos del ciclo de vida del proyecto en los cuales se pueden aplicar los diferentes métodos analíticos para estimar el volumen de recursos. Los métodos análogos son utilizados durante las dos fases de la vida del proyecto. Los métodos volumétricos se utilizan durante la fase I y la etapa (a) de la fase II, que son las etapas en las que se tiene la mayor incertidumbre para la estimación de recursos. La simulación numérica de yacimientos y el balance de materia se usan durante las etapas (b) y (c) de la fase II, ya que es hasta entonces cuando se tiene la información suficiente para poder aplicarlas con certidumbre razonable. El análisis del comportamiento de producción es utilizado hasta la etapa (c) de la fase II, ya que es el tiempo en que el transiente de presión ha alcanzado la frontera en todo el yacimiento.

En la misma gráfica hay dos líneas punteadas que muestran la evolución de la incertidumbre a lo largo del ciclo de vida del proyecto. Se aprecia que durante la fase I se tiene el rango más amplio debido a la poca información que se tiene de la acumulación en estudio. Durante las tres etapas de la fase II, este rango va disminuyendo, conforme avanza la explotación del yacimiento; esto, debido a la adquisición y análisis de nueva información propia del yacimiento. Dicha adquisición de información y su respectivo análisis son los factores determinantes para medir la madurez de un proyecto, y con ello la correcta clasificación de recursos.

En el capítulo 4 de los lineamientos 2011 del PRMS se presentan ejemplos desarrollados bajo un enfoque determinístico para cada uno de los métodos mencionados en la Figura 3. 5 pero, no se incluye ningún ejemplo desarrollado para realizar estimaciones de recursos bajo métodos probabilísticos, en específico para el método de Montecarlo.

Para el alcance de esta tesis solamente se analiza el ejemplo que utiliza el método volumétrico, debido a que es el más utilizado en las etapas críticas de la vida del proyecto, cuando existe mayor incertidumbre.

El objetivo general de este capítulo es cubrir el hueco donde no se presenta ninguna propuesta detallada probabilística, además de mostrar un enfoque de la evolución de la clasificación de

recursos, con límites claros basados en la madurez del proyecto, lo cual es más adecuado que el desarrollo del ejemplo determinístico incluido en los lineamientos 2011 del PRMS y se apega mejor a los conceptos incluidos en el PRMS 2007.

La metodología a seguir se basa en el análisis del ejemplo en el cual se utilizan tanto el método volumétrico como el de análogos. Con base en los resultados, se propone un nuevo ejemplo el cual se estructura mediante la conjunción del marco general de clasificación mostrado en la Figura 3. 1 y el marco de sub-clasificación por madurez del proyecto mostrado en la Figura 3. 3. Para los cálculos de recursos, se aplica el método de Montecarlo, con 10,000 iteraciones, utilizando datos “sintéticos” (generados específicamente para este ejemplo), correspondientes a 10 análogos hipotéticos.

3.3.1 ENFOQUE DETERMINÍSTICO DEL PRMS.

I. MÉTODO VOLUMÉTRICO.

El método volumétrico basado en información estática para estimar el TPIIP y el EUR, a través de eficiencia de recuperación (RE), es el procedimiento indirecto usado, en conformidad con la Figura 3. 5, durante las etapas de exploración y delimitación, así como en la etapa del periodo inicial de la plataforma de producción.

El TPIIP, en términos de variables físicas se calcula a través de la Ecuación 3. 11.

$$TPIIP[L^3] = \frac{Axh[L^3] \Phi [1] x(1 - Sw_i) [1]}{Bo_i \left[\frac{L^3 c.y.}{L^3 c.s.} \right]}$$

Ecuación 3. 11 Método volumétrico para obtener TPIIP

Donde:

$Axh [L^3]$ es el volumen de poro que contiene hidrocarburos

$\Phi [1]$ es la porosidad del yacimiento

$Sw_i [1]$ es la saturación inicial de agua en el yacimiento

$Bo_i [L^3/L^3]$ es el factor de volumen inicial del hidrocarburos en el yacimiento

Para estimar los recursos recuperables (EUR), se utiliza la Ecuación 3. 12.

$$EUR[L^3] = TPIIP[L^3] \times RE[1]$$

Ecuación 3. 12 Cálculo de EUR

Donde:

RE [1] es el factor de recuperación que se espera tener del yacimiento en análisis

La eficiencia de la recuperación (RE), o factor de recuperación, puede ser tomada de un análogo apropiado. En caso de que no existan tales, se puede estimar usando las correlaciones empíricas publicadas. De cualquier forma, el PRMS menciona que es preferible cualquier aproximación burda mediante análogos que el uso de correlaciones desarrolladas de forma empírica.

II. ETAPA DE EXPLORACIÓN.

El descubrimiento geológico del “prospecto exploratorio” mostrado en la Figura 3. 7 fue desarrollado con base en una combinación de estudios sísmicos y geológicos que ayudaron a definir la forma y el cierre de la acumulación potencial de petróleo. En este ejemplo, la sísmica 2D definió una estructura anticlinal pero no proveyó información sobre los contactos de fluidos. Con base en análogos, se asumió que este prospecto exploratorio podría contener aceite ligero.

Para comenzar el proceso de evaluación volumétrica se inició con la estimación del volumen bruto de roca representado por el anticlinal de la Figura 3. 7. Con base en análogos regionales, el escenario alto se asumió como si la estructura completa contuviera fluido hasta el punto de cierre (6,410 [pies]). El volumen sobre los 6,120 [pies] fue asignado en forma conservadora para representar el estimado bajo y el límite vertical para representar el estimado medio fue definido a la profundidad de 6,265 [pies].

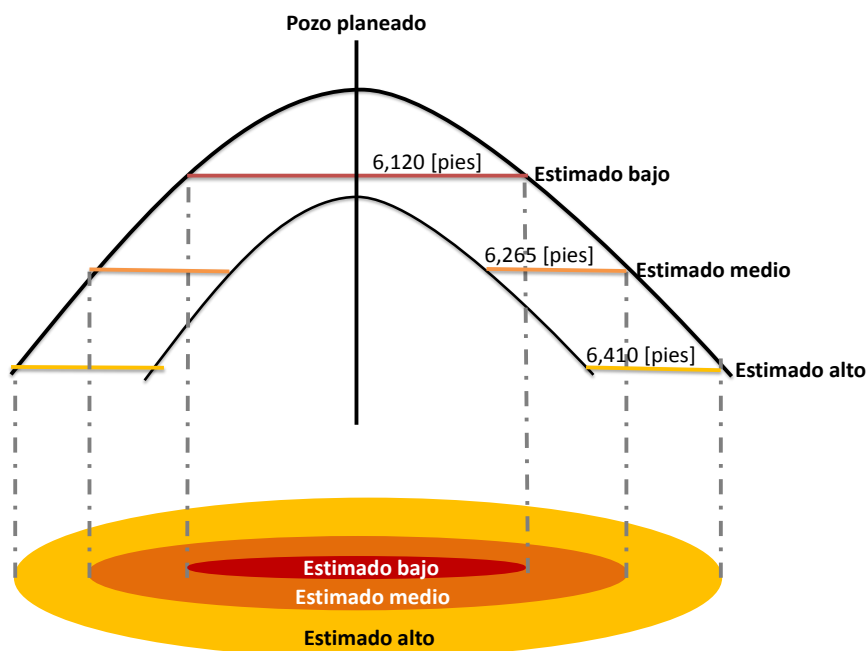


Figura 3. 7 Evaluación volumétrica de Recursos Prospectivos (previo al descubrimiento).³

La $Op_{\text{Descubrimiento}}$ estimada fue del 40%, con base en evaluaciones independientes de roca generadora, integridad de la trampa y patrones regionales de flujo. La $Op_{\text{Desarrollo}}$ es estimada con un 60%, basada en análisis de escenarios económicos y evaluaciones de otras contingencias comerciales. Por lo tanto, la oportunidad de comercialización de este prospecto exploratorio es del 24%, en conformidad con el cálculo basado en la ecuación 3.8, mostrado a continuación.

$$OC = OP_{\text{Descubrimiento}} \times OP_{\text{Desarrollo}} = 0.4 \times 0.6 = 0.24$$

III. ETAPA POST-DESCUBRIMIENTO.

El pozo exploratorio fue perforado y encontró una columna de aceite significativa, suficiente para declarar un “descubrimiento”. El modelo geológico fue actualizado con la información obtenida. No fue posible obtener suficiente información de presión y el análisis del gradiente no fue ejecutado. Así, el estimado bajo del volumen técnicamente recuperable no pudo ser ubicado debajo de la terminación del pozo o del hidrocarburo más profundo conocido (Lowest Known Hydrocarbon, *LKH*) a 6,155 [pies].

³ Modificada de la figura 4.2 de los lineamientos 2011 del PRMS

Desarrollo

Se asumió que el aceite se encontraba en etapa de bajo saturación, por lo que estaba totalmente en fase líquida. Con esto se define que el del hidrocarburo más alto conocido (Highest Known Hydrocarbon, *HKH*) se encuentra a la profundidad de la cima de la estructura.

Al igual que en el caso anterior, la estimación alta (ahora llamada 3C) asume que la estructura completa contiene aceite hasta el punto de cierre (6,410 [pies]). Debido a la falta de control más allá del LKH (6,155 [pies]) que delimita la zona 1C, el análisis de algunos análogos soportan la propuesta de que el límite vertical para el estimado medio (2C) podría ser definido a la profundidad de 6,283 [pies], como se muestra en la Figura 3. 8.

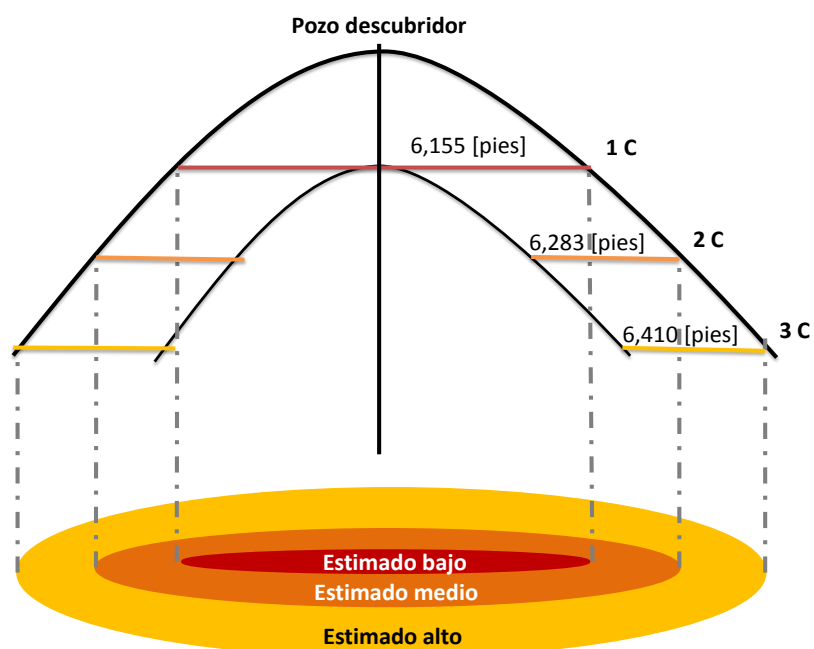


Figura 3. 8 Evaluación volumétrica de Recursos Contingentes (posterior al descubrimiento).⁴

En esta etapa, debido a la alta incertidumbre de la oportunidad de comercialización y al no contar con información adicional, no se lograron obtener fondos para el desarrollo del proyecto. Para mejorar la certidumbre del desarrollo comercial se debía realizar un programa de evaluación del potencial para delimitar la estructura y evaluar de la forma necesaria el descubrimiento.

⁴ Modificada de la figura 4.3 de los lineamientos 2011 del PRMS

A pesar de que la evaluación económica del programa de desarrollo preliminar fuera alentadora, sigue existiendo incertidumbre significativa y la oportunidad de comercialización fue estimada con un 60%.

IV. ETAPA DE DELIMITACIÓN Y EVALUACIÓN.

Se diseñó e implementó un programa de evaluación que incluía: la perforación de dos pozos delimitadores con sus respectivas pruebas de presión, análisis PVT y adquisición e interpretación de sísmica 3D.

Con la información de los nuevos pozos se estableció un nuevo LKH, con lo cual se modifica el límite del escenario bajo a una profundidad de 6,240 [pies]. La Figura 3. 9 ilustra el nuevo modelo obtenido de la información más reciente.

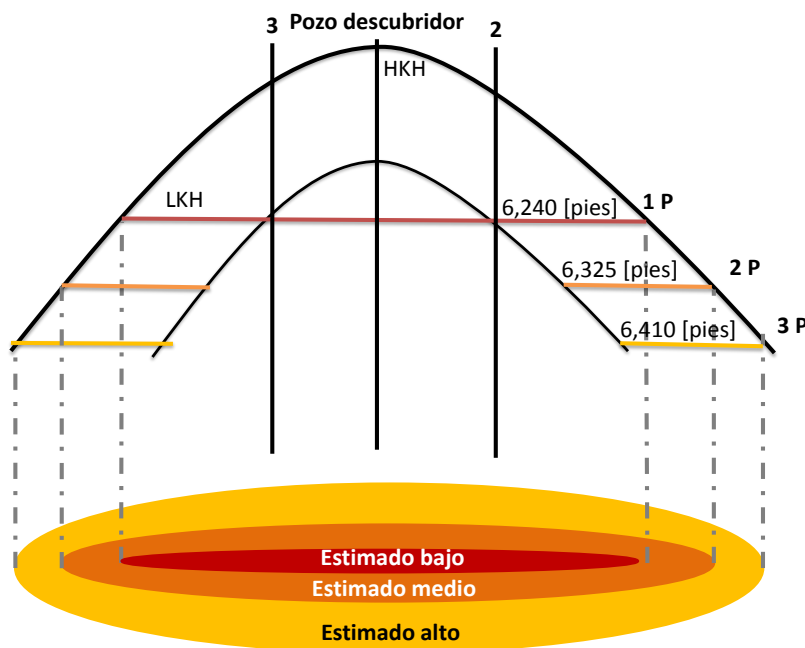


Figura 3. 9 Evaluación volumétrica de Reservas (etapa de evaluación).⁵

Se define un programa de desarrollo detallado similar a algunos que han sido efectivos en yacimientos análogos. Con indicadores económicos favorables, los inversionistas asignan fondos al proyecto debido a que no se prevén contingencias de mercado, legales o

⁵ Modificación de la figura 4.4 de los lineamientos 2011 del PRMS

ambientales. Así, consistentemente con el PRMS, las nuevas estimaciones de volúmenes recuperables son clasificadas como reservas.

El volumen por encima del LKH, establecido a 6,240 [pies], fue clasificado como reservas 1P. A pesar de que el análisis de la amplitud sísmica indicaba un potencial más profundo que el LKH, fue insuficiente para extender la zona de reservas probadas más abajo. El volumen total sobre los 6,325 [pies] fue clasificado como reservas 2P. En la ausencia de un contacto agua-aceite (CAA) original, el volumen total encima del punto mínimo de la estructura (6,410 [pies]) fue clasificado como reservas 3P. Los 3 pozos y la sísmica 3D proporcionaron mayor control estructural. Con base en análogos regionales, había una certidumbre razonable (dos de tres análogos) de que la estructura contuviera aceite hasta el punto más bajo.

El área total definida como reservas probadas por los tres pozos, refleja una confianza extremadamente alta en la continuidad lateral del yacimiento productor. De cualquier forma, esta continuidad de un yacimiento de alta calidad fue basada en numerosos análogos. Así, esto cumple con el criterio del PRMS para certidumbre razonable. Una porción del polígono probado fue definido con el estatus de desarrollado produciendo, basado en un área de drene para cada pozo, derivado del análisis de pozos análogos.

V. ETAPA DE DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN.

Se recomendó y aprobó la inmediata implementación de un proyecto que integraba recuperación primaria y secundaria (con inyección de agua), similar a las prácticas implementadas exitosamente en yacimientos análogos donde se han logrado factores de recuperación mayores al 60%. El proyecto fue diseñado con una plataforma inicial de producción de 750,000 [bpd], y con una declinación del 5.4% anual. Se estableció un gasto inicial de pozos entre 2,500 y 3,000 [bpd] con base en un promedio conservador. Para poder drenar el volumen 2P estimado se requiere de 34 pozos productores. También se requiere de 19 inyectores y 8 para proveer de agua, junto con sus respectivas instalaciones superficiales. Con base en este plan de desarrollo, se estimaron los elementos necesarios para realizar una evaluación económica (perfil de producción, inversiones y gastos de operación), con la cual se reconfirmó la viabilidad económica del proyecto. Se dio la aprobación de incluirse en la cartera

Desarrollo

a realizarse dentro de los 5 años siguientes. El proyecto fue delimitado y evaluado en los 2 primeros años, seguido de un desarrollo inicial de 3 años.

El plan inicial de desarrollo ha abarcado significativamente el yacimiento. El contacto agua-aceite original fue establecido a 6,340 [pies] por registros de pozos y soportado por análisis del gradiente de presión obtenido de diferentes pozos con una cobertura de área razonable. La Figura 3. 10 representa la sección que representa la interpretación obtenida del análisis de la información. Los pozos representados por líneas punteadas son proyectados.

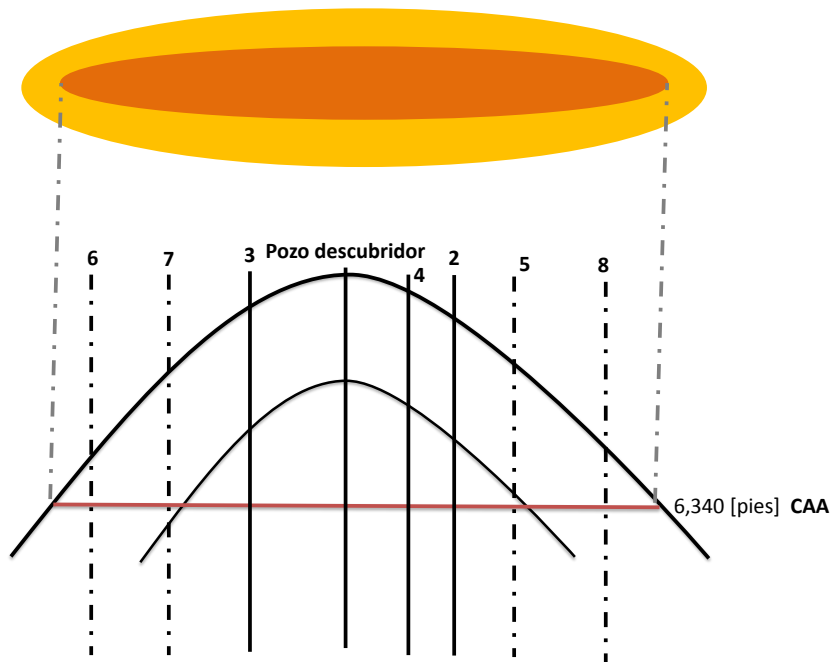


Figura 3. 10 Evaluación volumétrica de Reservas (etapa de desarrollo inicial).⁶

En comparación con el modelo de la etapa de delimitación, el yacimiento fue delineado significativamente, y los análisis de registros y pruebas de varios pozos adicionales indicaron una mejor calidad del yacimiento que la calidad de los análogos. Más allá, los estimados de reservas probadas (1P), medio (2P) y alto (3P) fueron obtenidos usando las eficiencias de recuperación de yacimientos análogos. De cualquier forma, se notó que estas estimaciones serán sujetas a actualizaciones futuras basadas en los resultados de estudios de re-evaluación que incorporarán la información obtenida de nuevos pozos perforados.

⁶ Modificación de la figura 4.5 de los lineamientos 2011 del PRMS

3.3.2 ESTIMACIÓN PROBABILÍSTICA

La clasificación de recursos es directa y únicamente relacionada con la madurez de un proyecto, cuyo mejor indicador es la cantidad y calidad de la información con que se cuenta. Pero más allá de esto, es importante el nivel de análisis que se tenga de ella y el conocimiento de las variables que permitirán realizar una estimación de recursos con mayor certidumbre.

A través de la estimación de recursos con el uso de métodos probabilísticos se hace más clara la categorización que con los determinísticos, ya que con los primeros se obtienen las probabilidades de ocurrencia, lo cual proporciona sustento cuantitativo.

I. MÉTODO VOLUMÉTRICO.

Para estimar el TPIIP, se hace uso de la ecuación 3.11, que funge como el modelo en el cual se llevará a cabo la propagación de la incertidumbre de las variables probabilísticas de entrada hacia la variable probabilística de salida, tal como se muestra en la Figura 3. 11.

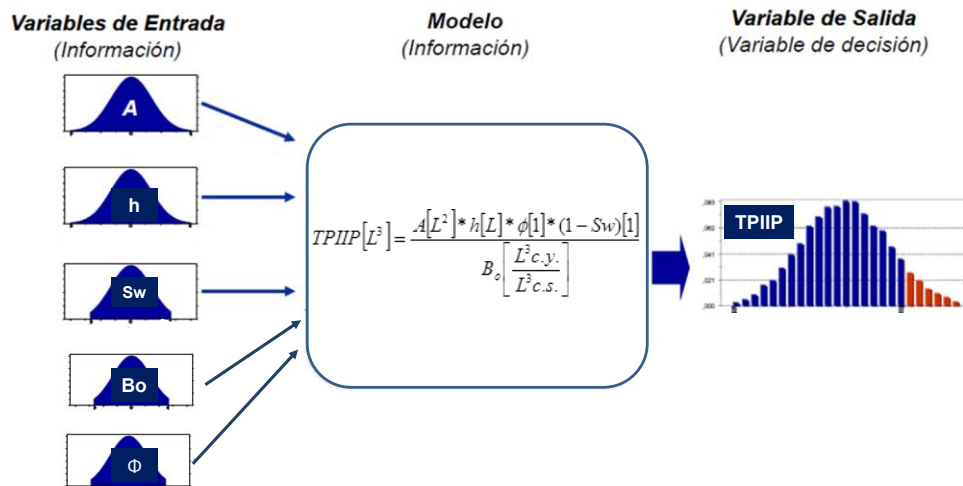


Figura 3. 11 Modelo para el cálculo de TPIIP.

Una vez calculado el TPIIP se procede a estimar el volumen que será recuperable (EUR). Esto se lleva a cabo con la ecuación 3.12, donde la variable de entrada TPIIP es la distribución que se obtuvo del cálculo efectuado con la ecuación 3.11, y el factor de recuperación (RE) es el porcentaje de TPIIP que se espera recuperar al final de la ejecución del proyecto de explotación, como se muestra en la Figura 3. 12.

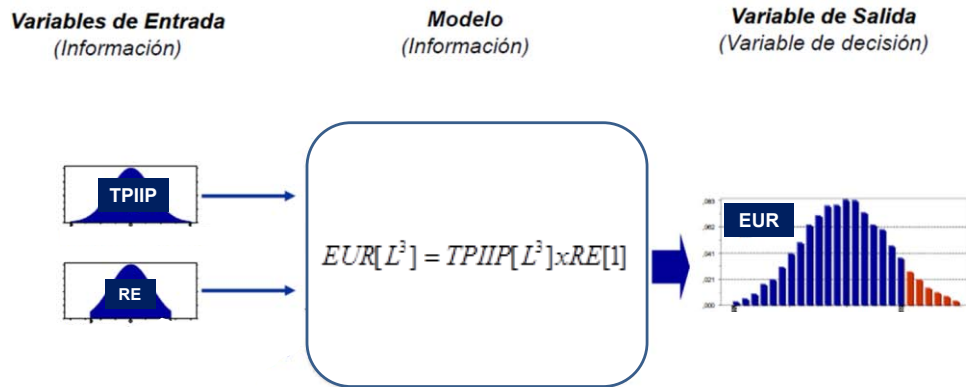


Figura 3. 12 Modelo para el cálculo de EUR.

II. PLAY.

La etapa de exploración comienza con análisis superficiales que tienen como objetivo identificar las condiciones geológicas necesarias para la existencia de yacimientos de hidrocarburos en el subsuelo. A través de dichos análisis se obtiene información relativa a la existencia del sistema petrolero (roca generadora, roca sello y roca almacén), así como cambio de facies, existencia de estructuras geológicas regionales, etc.

Posteriormente o en simultáneo a dichos análisis superficiales, se comienza con la toma de la información geofísica en la región de interés. Puede obtenerse a través de diferentes métodos, siendo los sísmicos los que se utilizan con mayor frecuencia.

La información sísmica en tiempo, al ser procesada y analizada por los especialistas, además de complementada por la geología, proporciona una imagen general de la forma en que está conformado el subsuelo, tal y como se muestra en la Figura 3. 13. Para el ejemplo se supone que el análisis arroja una profundidad de cierre de estructura de 6,410 [pies], una superficie de 35.6 [m acres] y un A*h de 2,134.7 [m acres-pie].

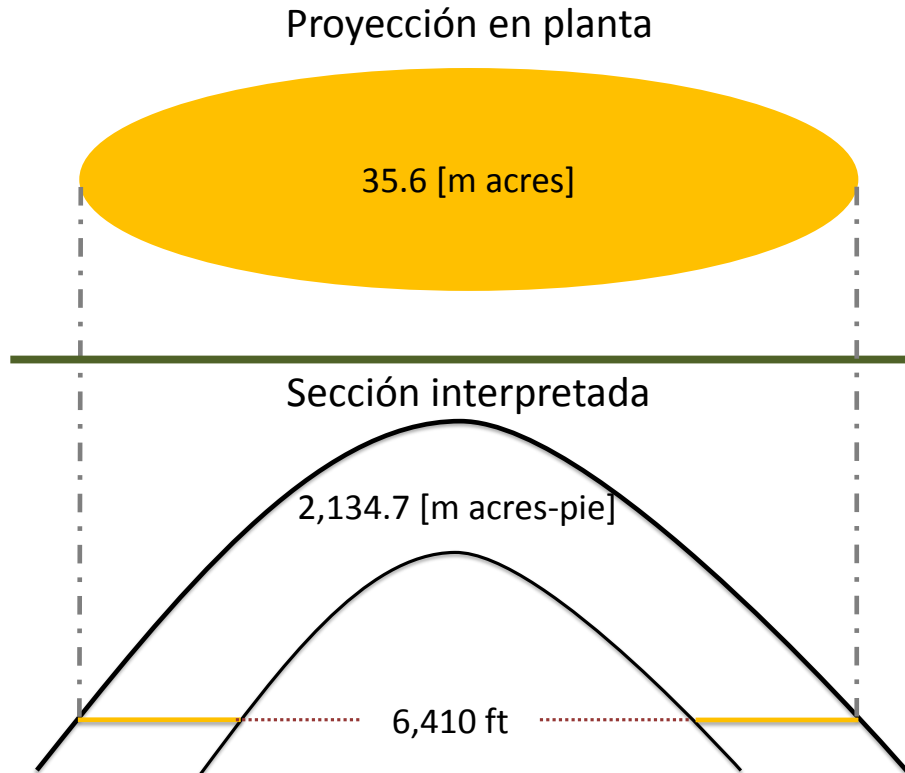


Figura 3. 13 Modelo sísmico en tiempo (*play*).

Como puede apreciarse, hasta este tiempo de estudio la información necesaria para realizar estimaciones de recursos por métodos indirectos es prácticamente nula y la poca disponible aporta datos con alta incertidumbre.

La madurez del proyecto es “*play*” y todos los recursos son “*No descubiertos*”, tal como se muestra en la Figura 3. 14.

Desarrollo

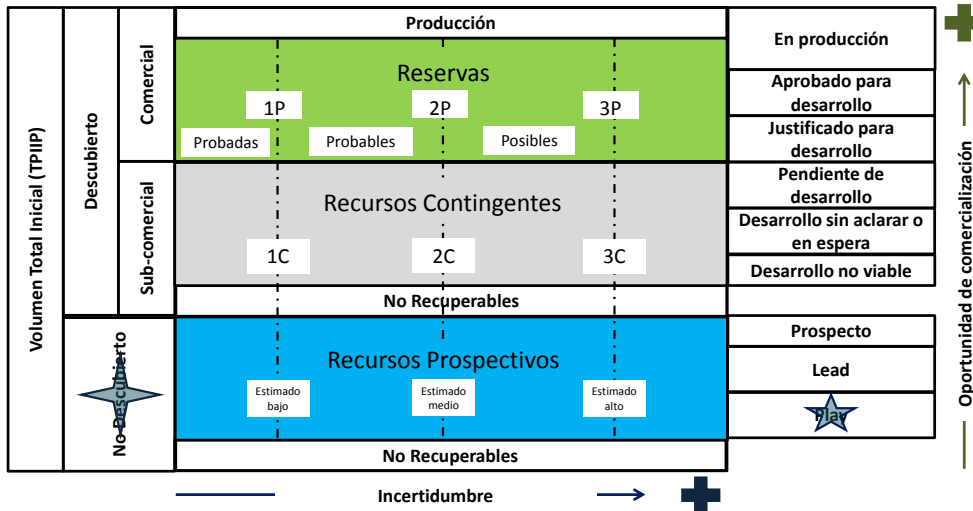


Figura 3. 14 Tipos de recursos durante la madurez de "play".

Cabe señalar que es muy complicado obtener valores exactos de las variables, por lo que es recomendable que adicionalmente se proporcione un rango de incertidumbre dentro del cual pueden variar. Para el ejemplo se utilizará la Tabla 3. 1, extraída del PRMS donde se menciona que el parámetro A^*h maneja una incertidumbre de $\pm 30\%$.

Tabla 3. 1 Rangos de probabilidad según los lineamientos 2011 del PRMS⁷

Valores típicos de incertidumbre en parámetros del yacimiento		
Parámetro	Rango	Fuente
Volumen de roca (A^*h)	+/- 30%	Sísmica 3D Sísmica 2D
Espesor (h)	+/- 20%	Registros de pozo
Porosidad (Φ)	+/- 15%	Registros
Saturación de hidrocarburos ($1-S_w$)	+/- 20%	Registros de pozo
Factor de volumen (B_o ó B_g)	+/- 5%	Análisis PVT

Con esta consideración, A^*h varía entre 1,494.3, 2,134.7 y 2,775.1 [m acres-pie].

Los valores de Φ , S_{wi} y B_{oi} considerados, tienen rangos de valor muy amplios debido a que se utilizan todos los datos existentes de los yacimientos análogos seleccionados por los especialistas de exploración, mostrados en las tablas Tabla A. 1, Tabla A. 2 y Tabla A. 3, respectivamente, para los diez análogos identificados. Debido a que se cuenta con más de 15

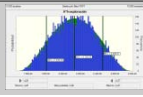
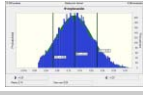
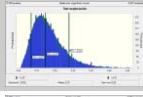
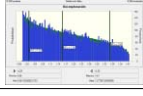
⁷ Traducción de la tabla 5.1 de los lineamientos 2011 del PRMS

Desarrollo

datos para cada propiedad, las caracterizaciones probabilísticas se realizan a través de los métodos de bondad de ajuste.

En la Tabla 3. 2 se presentan las distribuciones probabilísticas obtenidas para las variables del posible yacimiento.

Tabla 3. 2 Variables del posible yacimiento en fase de exploración (etapas “play”, “lead” y “prospecto”)

Propiedad	10%	50%	90%	Distribución	Distribución
A*h [m acres-pie]	1,810	2,134	2,459	Beta pert	
Φ [1]	0.06	0.14	0.22	Normal	
Swi [1]	0.07	0.15	0.28	Log normal	
Boi [m³/m³]	1.03	1.16	1.34	Beta	

Al aplicar la ecuación 3.11 se obtiene la distribución probabilística de TPIIP para el posible yacimiento en estudio. En la Figura 3. 15 se presenta la gráfica y la tabla de los valores estadísticos necesarios para realizar análisis.

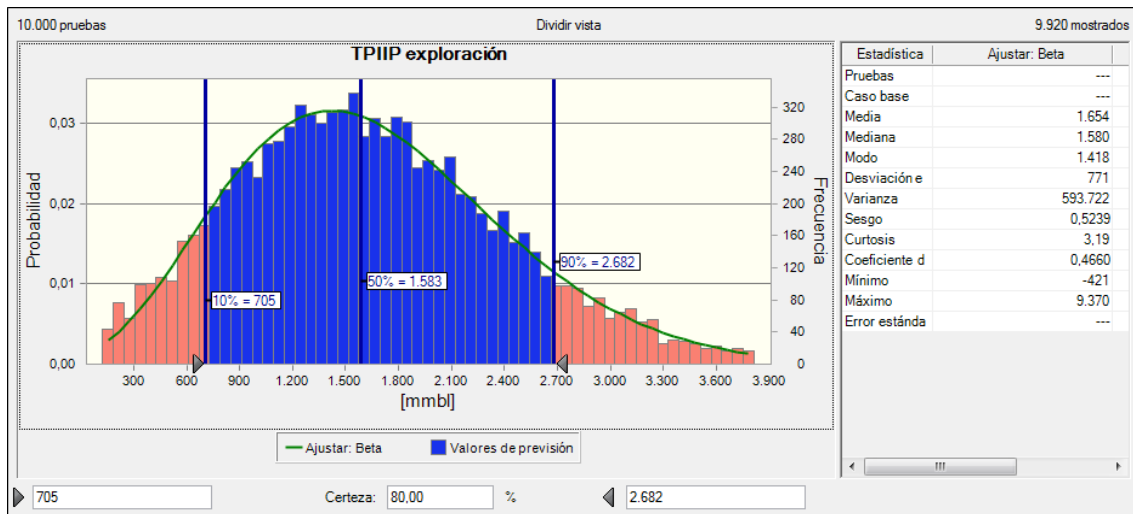


Figura 3. 15 TPIIP probabilístico para la fase de exploración (“play”, “lead” y “prospecto”).

Se aprecia que existe el 80% de certidumbre de que el volumen TPIIP se encuentra entre 705 [mmbbl] y 2,682 [mmbbl], con un valor más probable de 1,583 [mmbbl] La desviación estándar tiene un valor de 771 [mmbbl]. La distribución que ajusta es de tipo Beta.

Desarrollo

Para estimar la cantidad de recursos recuperables es necesario recurrir a la ecuación 3.12 pero, previamente se deben utilizar los valores de RE para cada análogo considerado (mostrados en la Tabla A. 4), con el fin de generar la distribución probabilística que se aplica para la posible acumulación.

Para caracterizar el parámetro RE del posible yacimiento se utilizó una distribución Beta pert. El valor menor fue el más bajo de los valores “Mínimo”. El mayor, se obtuvo al seleccionar el valor más alto de los datos “Máximo”. Para obtener el más probable, se realizó un promedio aritmético de los valores “Más probable”. Los valores obtenidos fueron 0.10, 0.55 y 0.28, respectivamente. La distribución probabilística y sus percentiles 10, 50 y 90 se muestran en la Figura 3. 16.

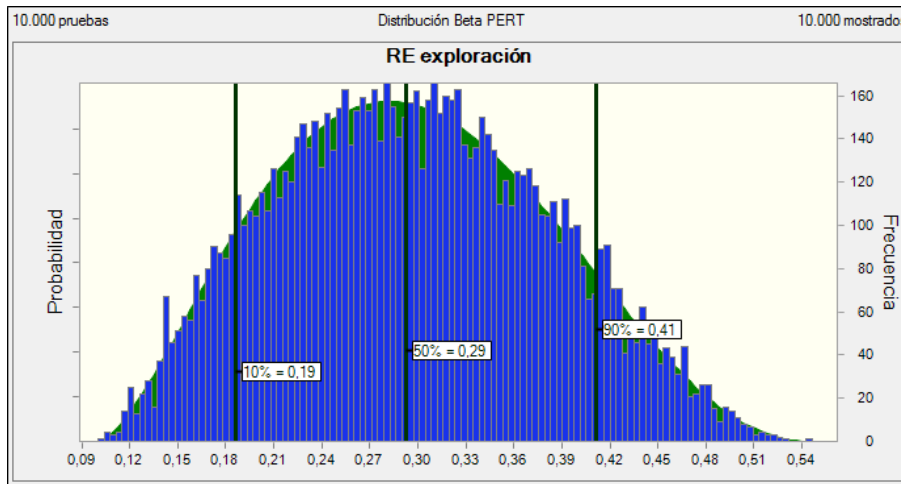


Figura 3. 16 Distribución de RE para la fase de exploración (“play”, “lead” y “prospecto”).

Una vez que se cuenta con toda la información necesaria, se aplica la ecuación 3.12 para obtener la distribución de EUR, la cual se muestra en la Figura 3. 17.

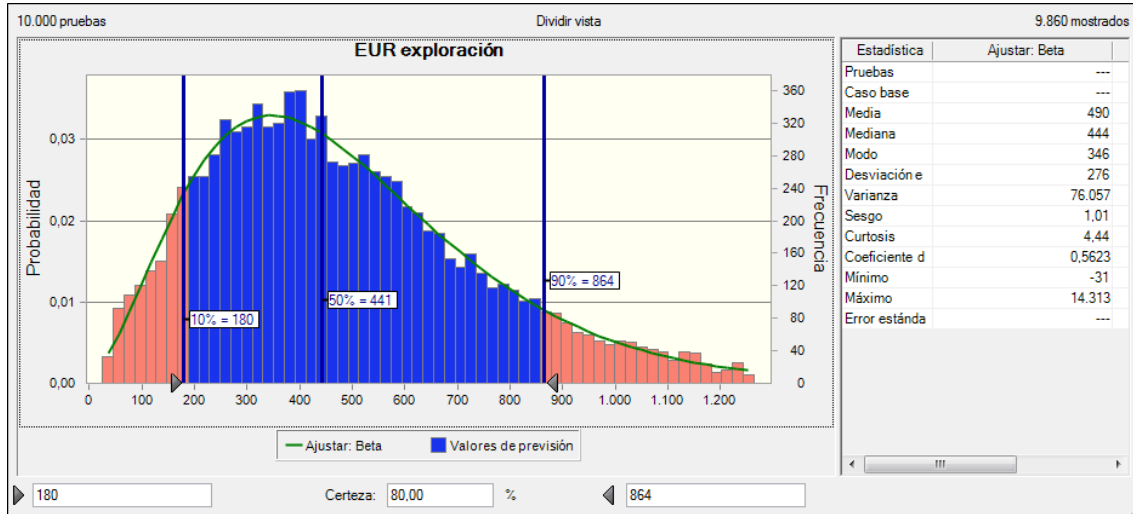


Figura 3. 17 EUR para la fase de exploración (“play”, “lead” y “prospecto”).

Se aprecia que existe el 80% de probabilidad de que se recupere un volumen entre 180 [mmbbl] y 864 [mmbbl], con un más probable de 441 [mmbbl]. Se tiene una desviación estándar de 276 [mmbbl]. La distribución que ajusta mejor al comportamiento es Beta.

Debido a que todos los recursos son “No descubiertos”, los recursos recuperables serán clasificados como Recursos Prospectivos. Para cuantificar los volúmenes que serán categorizados dentro de los estimados bajo, medio y alto, se presenta la curva de probabilidad acumulada inversa en la Figura 3. 18.

En la Figura 3. 18 A se muestra en color rojo el volumen de hidrocarburos que tiene el 90% de probabilidad de ser igual o mayor que 180 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Prospectivos en su escenario acumulativo bajo o pesimista.

En la Figura 3. 18 B, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 50% de probabilidad de ser igual o mayor que 441 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Prospectivos en su escenario acumulativo medio o mejor estimado.

En la Figura 3. 18 C, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 10% de probabilidad de ser igual o mayor que 864 [mmbbl], por lo tanto este valor define a los Recursos Prospectivos en su escenario acumulativo alto u optimista.

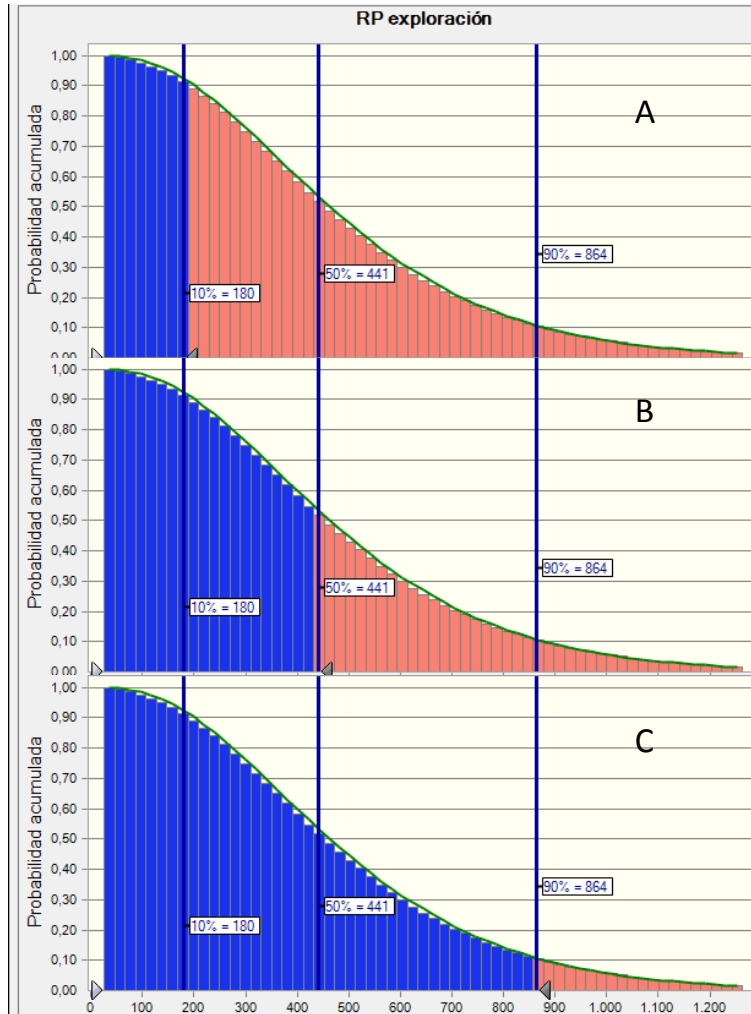


Figura 3. 18 Recursos Prospectivos para la fase de exploración (“play”, “lead” y “prospecto”).

Para resumir el proceso de estimación de recursos durante la madurez de “play”, se presenta la Figura 3. 19 con la clasificación y categorización de éstos.

Desarrollo

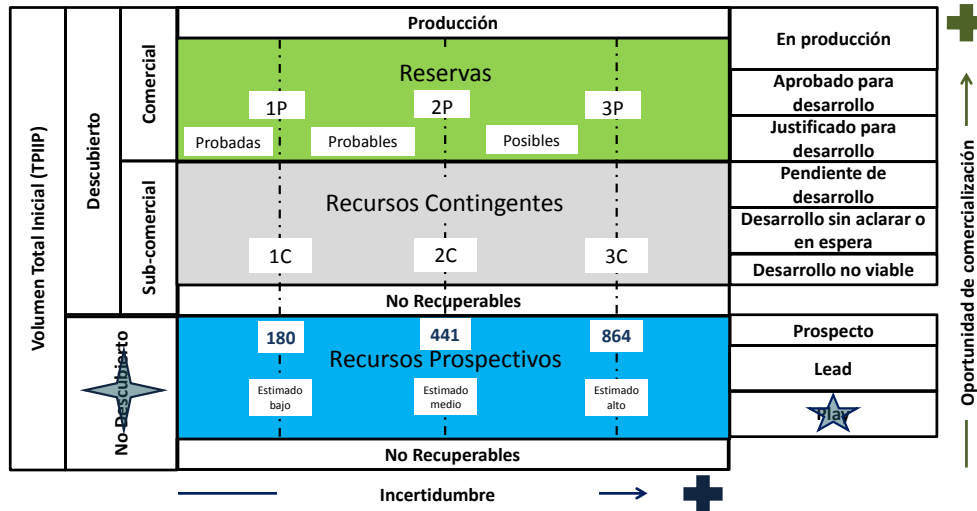


Figura 3. 19 Clasificación y categorización de recursos para la fase de exploración (“play”, “lead” y “prospecto”).

III. LEAD.

Del procesamiento y análisis de la información geofísica se obtienen rasgos estructurales importantes, tales como áreas y espesores de las formaciones de interés, así como la posible presencia de fluidos contenidos, los cuales son utilizados en la estimación del volumen existente de recursos. El modelo realizado con la sísmica en tiempo ahora se transforma a un modelo con información de profundidad, como se muestra en la Figura 3. 20. Con esta información se realiza la estimación de los recursos existentes.

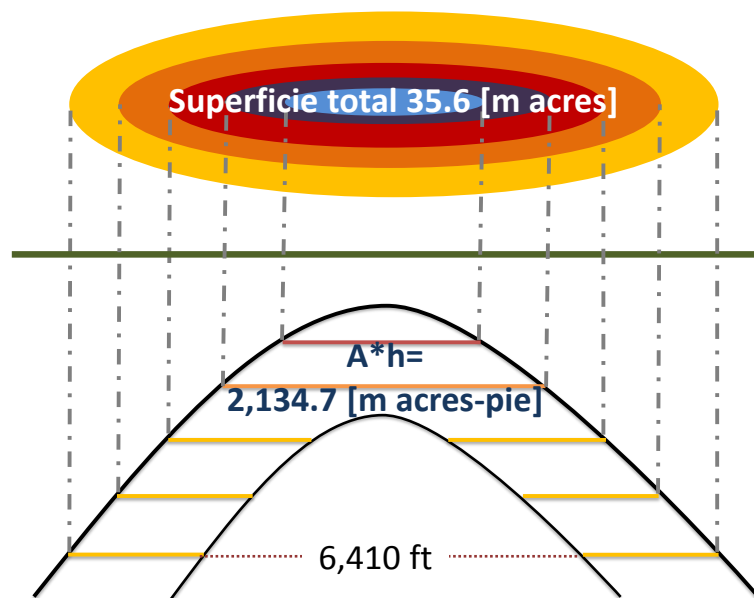


Figura 3. 20 Modelo sísmico en profundidad (“lead”).

Desarrollo

Debido a esta información interpretada con la cual se logró establecer un primer esquema con información de las características de la estructura en el subsuelo, el proyecto madura a “lead”. Todos los recursos son “No descubiertos”, como se muestra en la Figura 3. 21.

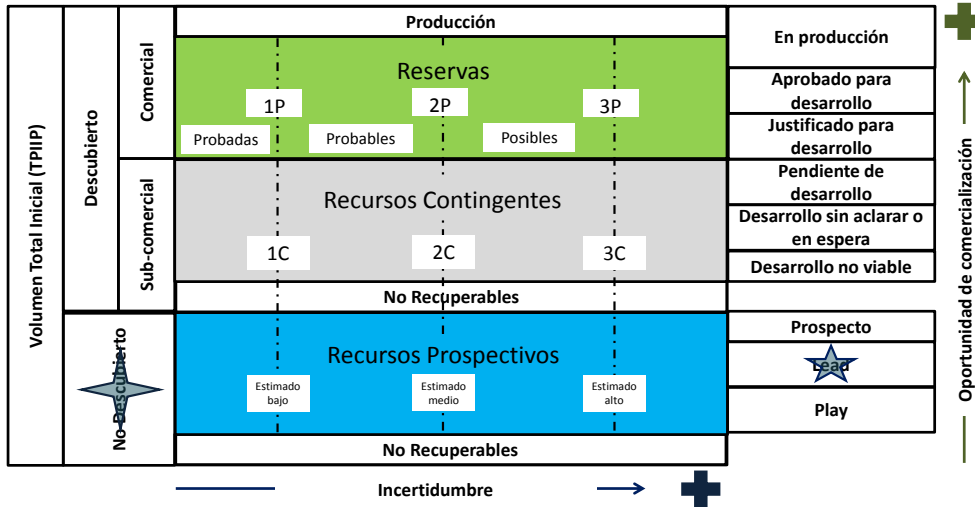


Figura 3. 21 Tipos de recursos durante la madurez de “lead”.

Para este ejemplo se asume que, posterior a los nuevos análisis, la variación de la información es insignificante respecto a la calculada en la madurez anterior. Por lo tanto se utilizan las mismas distribuciones de probabilidad y se obtienen los mismos volúmenes de recursos. Como resumen del proceso de estimación de recursos durante la madurez de “lead”, se presenta la Figura 3. 22 con la clasificación y la categorización de éstos.

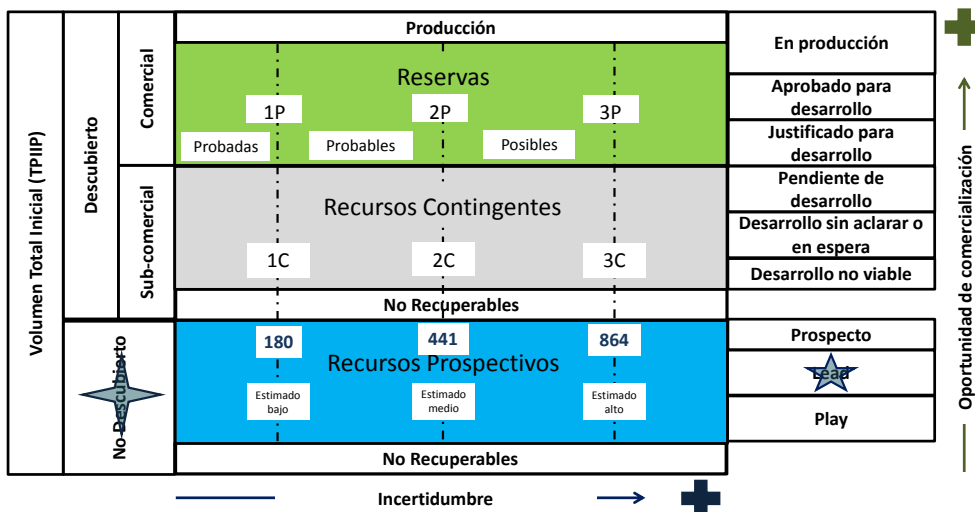


Figura 3. 22 Clasificación y categorización de recursos para “lead”.

IV. PROSPECTO.

El re-proceso de la información existente permite tener una mejor idea de los rasgos internos y externos de la estructura interpretada.

Se debe tener en cuenta que la resolución que tienen los métodos geofísicos es limitada y no es posible identificar rasgos con dimensiones menores a dicha resolución, por lo que, a pesar de ser datos interpretados de las mediciones en el subsuelo, tienen alta incertidumbre. La mayor, se encuentra en la información del interior del yacimiento, por lo que será necesario perforar un pozo para obtener información directa y más exacta.

Esta decisión se toma una vez que se tiene una mejor definición de las características internas de la estructura (límites, rasgos estructurales, posible contenido de fluidos, etc.), tal como se muestra en la Figura 3. 23.

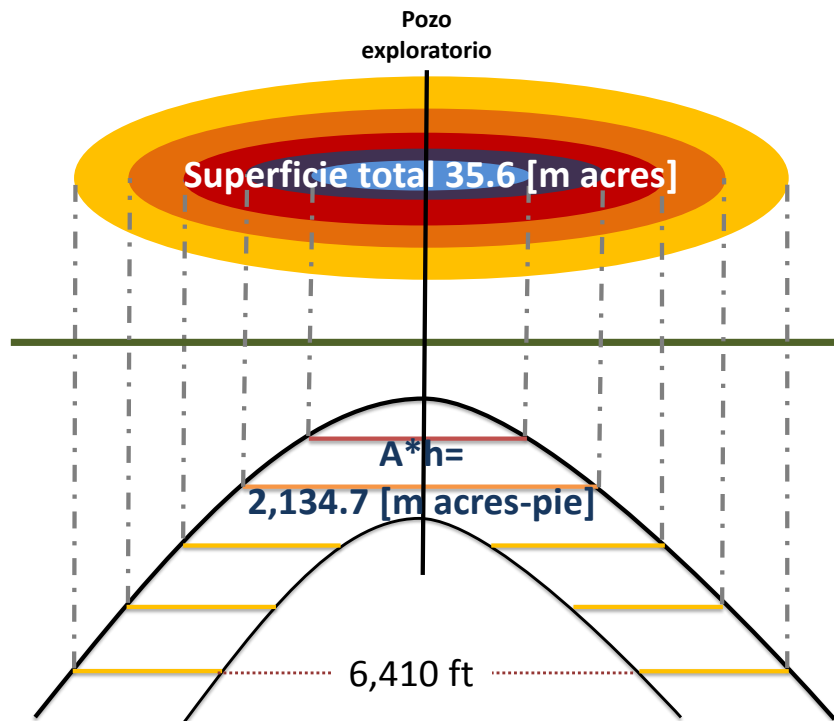


Figura 3. 23 Modelo estático previo a la perforación exploratoria (*prospecto*).

Para este momento, la madurez del proyecto avanzó a "*prospecto*". Todos los recursos son "*No descubiertos*", como se muestra en la Figura 3. 24.

Desarrollo

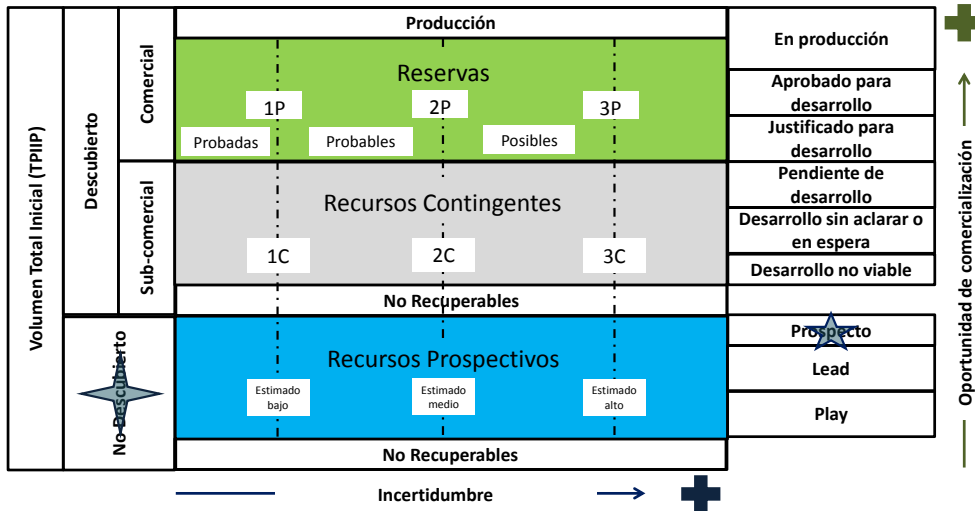


Figura 3. 24 Tipos de recursos durante la madurez de “prospecto”.

Para este ejemplo se supondrá que la nueva información técnica no tiene variaciones debido a que no hay incorporación de datos nuevos. Esto se debe a que los análisis principales realizados a la sísmica tienen por objetivo calcular el A*h de una manera más exacta. Pero, la incertidumbre obtenida será del orden de $\pm 30\%$, lo cual ya se consideró en las estimaciones de la madurez anterior. Por lo tanto, las estimaciones de recursos tienen los mismos valores que cuando el proyecto estaba clasificado como “lead”.

A continuación se presenta la Figura 3. 25 con el resumen de la clasificación y categorización de los volúmenes estimados durante la madurez de “prospecto”.

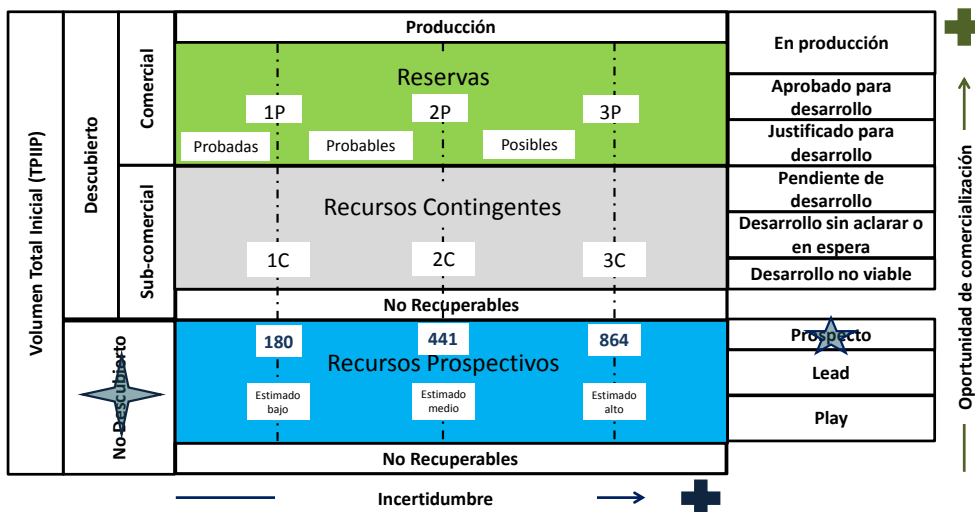


Figura 3. 25 Clasificación y categorización de recursos para “prospecto”.

Desarrollo

La Tabla A. 5 muestra un resumen de los recursos estimados durante las tres etapas previas, las cuales conforman la fase de exploración.

V. DESARROLLO NO VIABLE.

El descubrimiento de hidrocarburos a través del pozo exploratorio marca el inicio de esta madurez.

Una vez que se confirma la existencia de hidrocarburos en la estructura analizada, será necesario llevar a cabo la toma de información y estudios pertinentes para conocer a detalle las características estáticas y dinámicas que rodean al pozo descubridor, buscando alcanzar el mayor volumen de investigación posible.

Se debe tomar una muestra de fondo del fluido para ser caracterizado a través de un análisis PVT. Entre la información obtenida se encuentra el factor de volumen (B_o), cuyo comportamiento se muestra en la Figura 3. 26. También puede obtenerse un diagrama de fases, tal como se muestra en la Figura 3. 27.

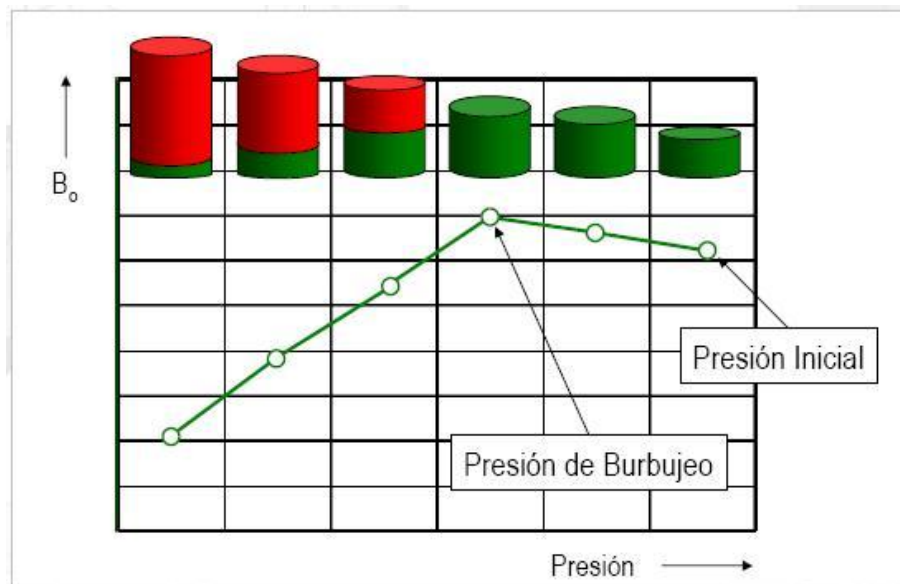


Figura 3. 26 Comportamiento del factor de volumen (B_o).⁸

⁸ Tomada de la liga <http://yacimiento-jenuel.blogspot.mx/2009/10/analisis-pvt-grafica-rs-vs-p-rsvgvo-se.html>

Desarrollo

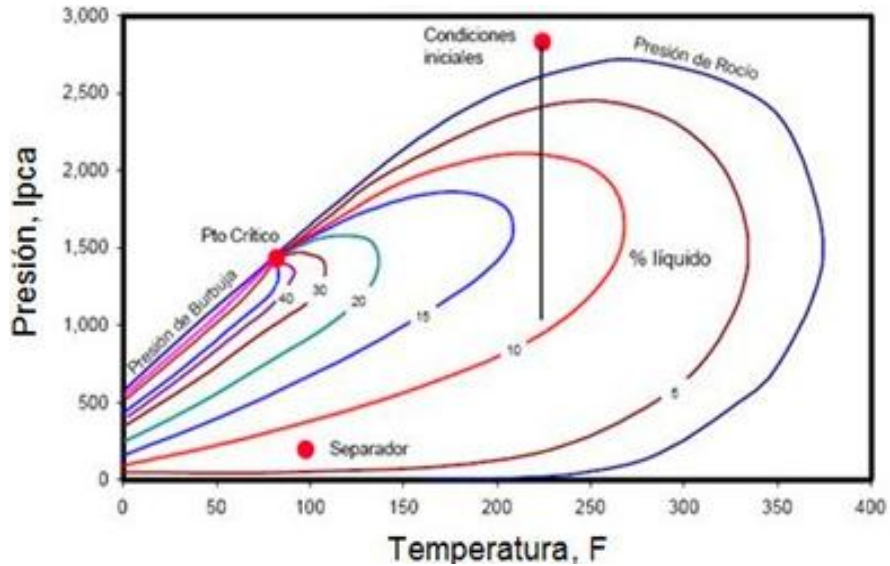
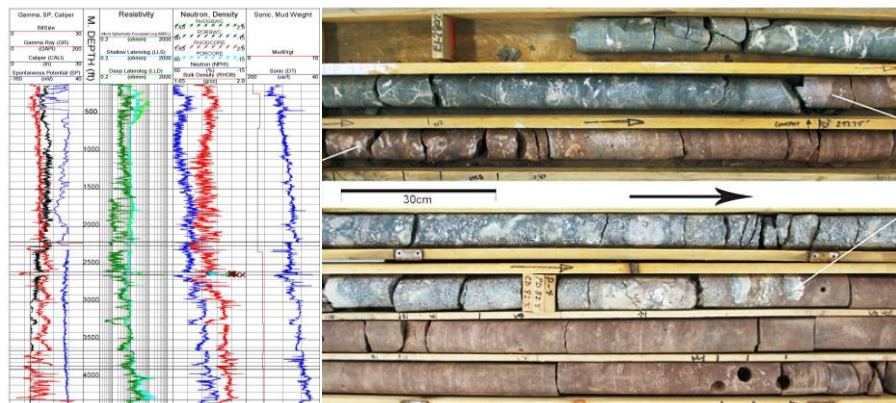


Figura 3. 27 Diagrama de fases.⁹

Durante la perforación del pozo se deben tomar diferentes tipos de registros geofísicos y/o algunos núcleos, como los mostrados en la Figura 3. 28, que proporcionan la información necesaria para que los especialistas en petrofísica puedan obtener valores de h , Sw_i y Φ para la(s) formación(es) productoras y de interés del pozo exploratorio. Además, de los núcleos se pueden determinar valores puntuales de las propiedades dinámicas, como los diferentes tipos de permeabilidad (k).



a) Registro de pozo

b) Núcleos

Figura 3. 28 Núcleos y registros de pozo.¹⁰

⁹ Tomada de la liga <http://blogpetrolero.wordpress.com/category/pvt/>

¹⁰ Tomada de las ligas:

<http://geology.cr.usgs.gov/energy/of00-200/WELLS/WALAKPA2/LAS/WA2LAS.HTM>

<http://www.glasstire.com/socal/2012/09/17/5-from-1-lesli-robertson/>

Desarrollo

Al pozo exploratorio también se le debe realizar una prueba de presión, como la mostrada en la Figura 3. 29, con lo cual se obtienen parámetros del pozo tales como la producción (q), la capacidad de flujo ($k \cdot h$) y el daño (s).

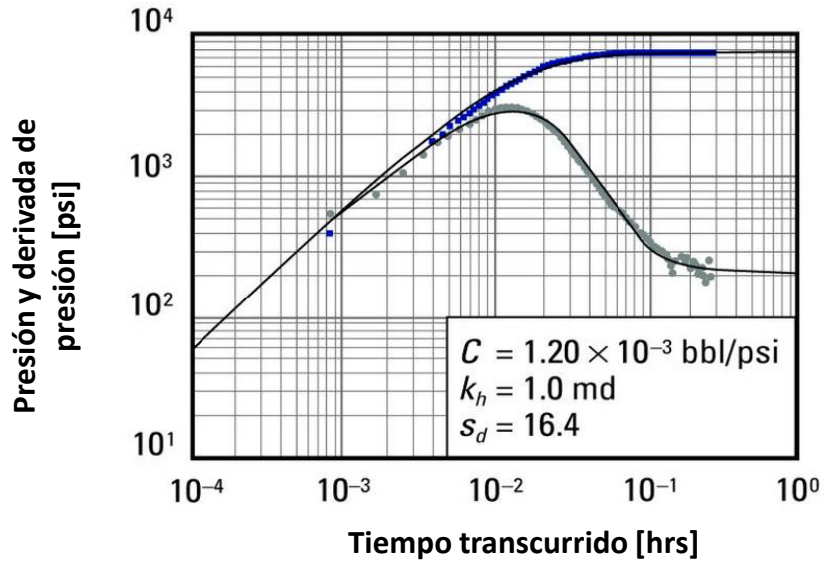


Figura 3. 29 Gráfica de una prueba de presión.¹¹

Una vez que se toma y analiza toda la información estática y dinámica posible, se establece un volumen de hidrocarburo descubierto, ubicado entre HKH y LKH, dentro del volumen en color gris mostrado en la Figura 3. 30.

Para el ejemplo se asume que el volumen ($A \cdot h$) descubierto es de 575 [m acres-pie].

¹¹ Tomada de la liga: http://petrowiki.org/File%3AVol5_Page_0713_Image_0002.png

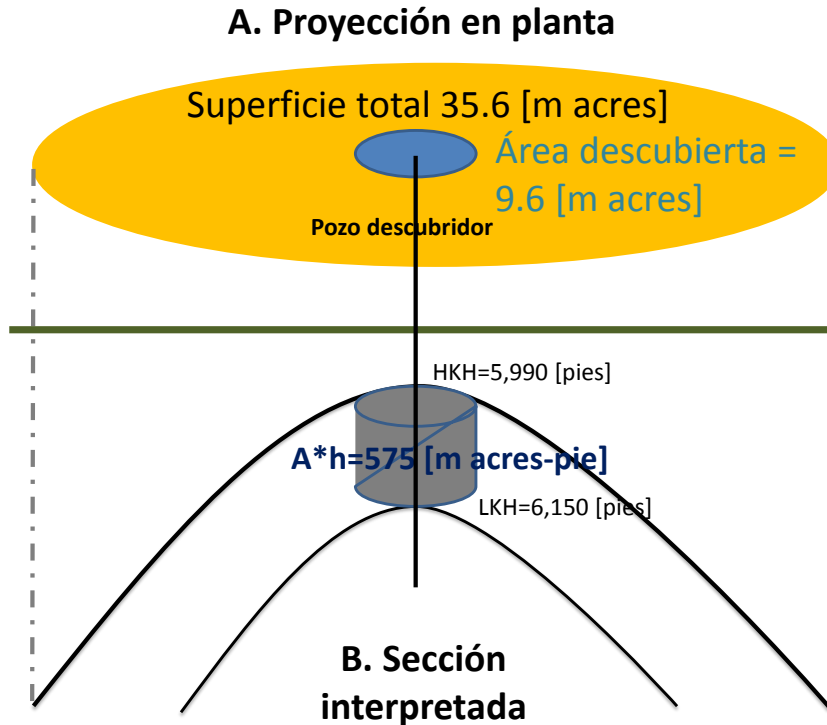


Figura 3. 30 Modelo estático del descubrimiento (desarrollo no viable).

En este momento, el volumen identificado por el pozo cumple con el estatus de “descubierto”, por lo que DPIIP es diferente a cero y su porción recuperable se clasifica como Recursos Contingentes.

La madurez global del proyecto es “desarrollo no viable” debido a que se cuenta con información directa de una región muy pequeña del yacimiento y existe mucha incertidumbre en las zonas en las que se sospecha existe continuidad. Esto es insuficiente para proponer un plan de explotación con certidumbre razonable. Se tienen recursos descubiertos y no descubiertos. La Figura 3. 31 resume en forma esquemática la explicación anterior.

Desarrollo

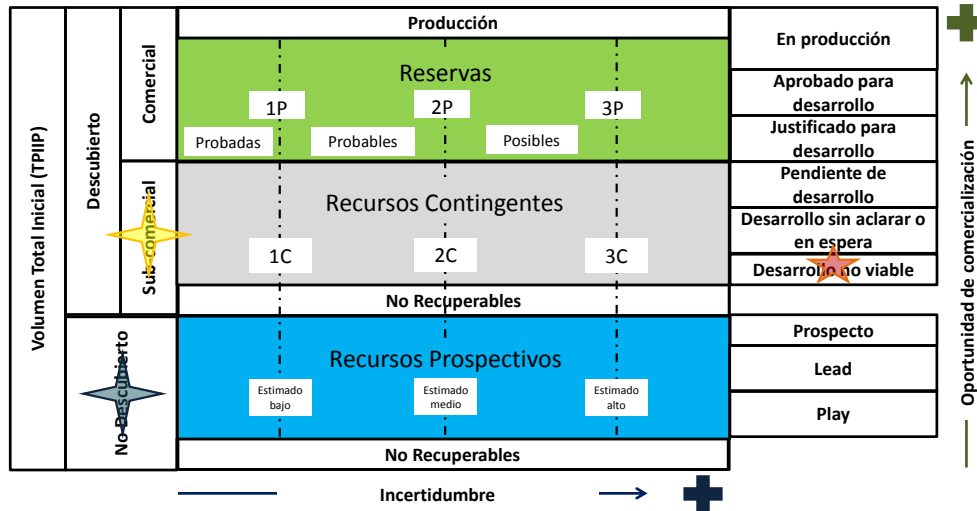


Figura 3. 31 Tipos de recursos para “desarrollo no viable”.

Hasta este momento, con la información tomada solamente del pozo exploratorio, se cuenta con valores puntuales de los parámetros B_{oi} , Sw_i , y Φ medidos directamente del yacimiento. Corresponden a la vecindad del pozo, como lo muestra la Figura 3. 32, por lo que es inapropiado usarla de forma generalizada para toda la extensión del yacimiento.

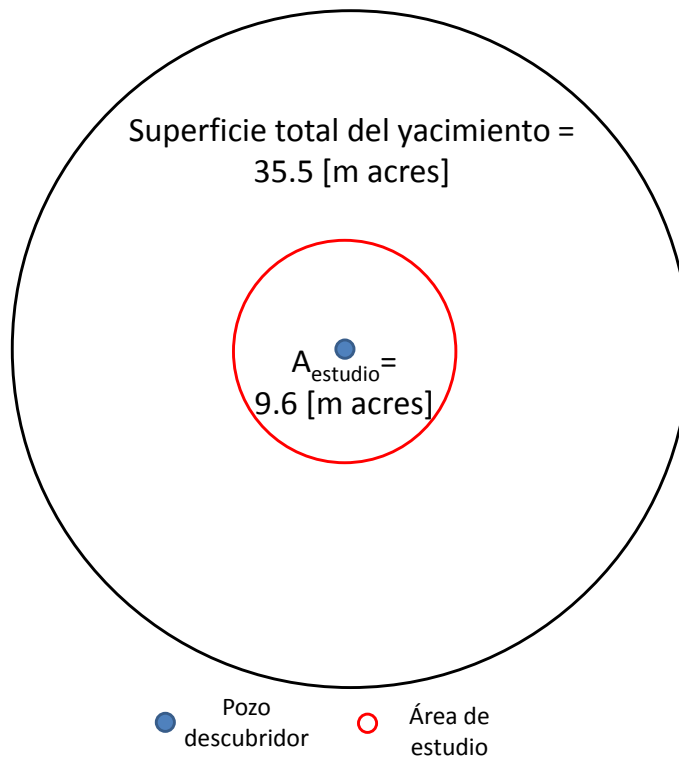


Figura 3. 32 Vista del área caracterizada con el pozo exploratorio.

Desarrollo

Con esta información es imposible establecer un comportamiento probabilístico propio del yacimiento. Debido a la inmadurez del estudio, el análisis se sigue apoyando ampliamente en la información de los análogos seleccionados.

Los rangos de valores considerados para la estimación de los recursos pueden seguir siendo muy amplios pero, con la información del yacimiento descubierto se puede realizar un filtrado a la información que se usará en las futuras estimaciones.

El parámetro para realizar el primer filtrado es el Bo_i ya que es indicador del tipo de fluido que está contenido en el yacimiento y se pueden descartar los datos de los análogos que no tengan un fluido similar.

Para el ejemplo planteado, el valor de Bo_i obtenido para el fluido del pozo exploratorio fue de $1.18 [m^3/m^3]$. Al calcular el error relativo de las medias de Bo_i de cada análogo respecto al del yacimiento en estudio, y establecer como un límite aceptable el 5% (en conformidad con la Tabla 3. 1), se descartó el uso de los análogos 1, 2, 5, 7, 8, 9 y 10.

Considerando este filtrado, se caracterizaron nuevamente las variables probabilísticas para el yacimiento descubierto tomando en cuenta toda la información de los análogos 3, 4 y 6, además del valor nuevo. La Tabla A. 6 muestra los datos de Φ , la Tabla A. 7 muestra los datos de Sw_i y la Tabla A. 8 muestra los datos de Bo_i .

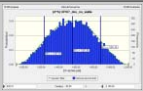
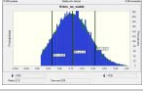
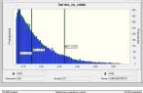
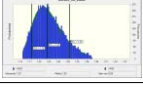
Siguiendo con el ejemplo de aplicación, A^*h descubierto se estima con un valor de 575 [m acres-pie].

Para evitar el efecto cartera en la distribución de A^*h para estimar UPIIP, ésta se obtiene al restar el valor determinístico de 575 [m acres-pie] de la distribución de A^*h total.

En la Tabla 3. 3 se muestran las nuevas distribuciones de las variables para la estimación de recursos del yacimiento descubierto.

Desarrollo

Tabla 3. 3 Variables del posible yacimiento (etapa de “desarrollo no viable”)

Propiedad	10%	50%	90%	Distribución	Distribución
A*h [m acres-pie]	1,237	1,558	1,881	Beta	
Φ [1]	0.05	0.13	0.21	Normal	
Swi [1]	0.07	0.15	0.33	Gamma	
Boi [m³/m³]	1.18	1.23	1.30	Lognormal	

Con estas distribuciones, se procede a realizar la caracterización probabilística de los recursos, tanto descubiertos como no descubiertos, y sus respectivas porciones recuperables.

La Figura 3. 33 muestra la distribución de DPIIP. Se aprecia que existe el 80% de certidumbre de que el volumen DPIIP se encuentra entre 147 [mmb] y 608 [mmb] con un más probable de 358 [mmb]. El valor de la desviación estándar es de 176 [mmb]. La distribución que ajusta mejor es del tipo Beta.

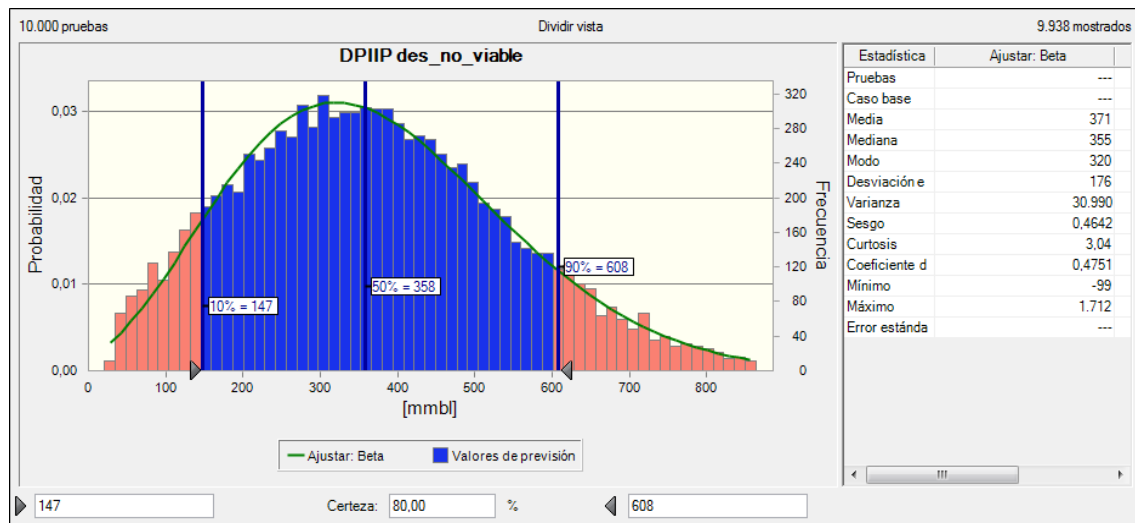


Figura 3. 33 DPIIP probabilístico para “desarrollo no viable”.

En la Figura 3. 34 se muestra la distribución de UPIIP. Se aprecia que existe el 80% de certidumbre de que el volumen se encuentra entre 391 [mmb] y 1,689 [mmb] con un más

Desarrollo

probable de 951 [mmb]. El valor de la desviación estándar es de 507 [mmb]. La distribución que ajusta mejor es del tipo Beta.

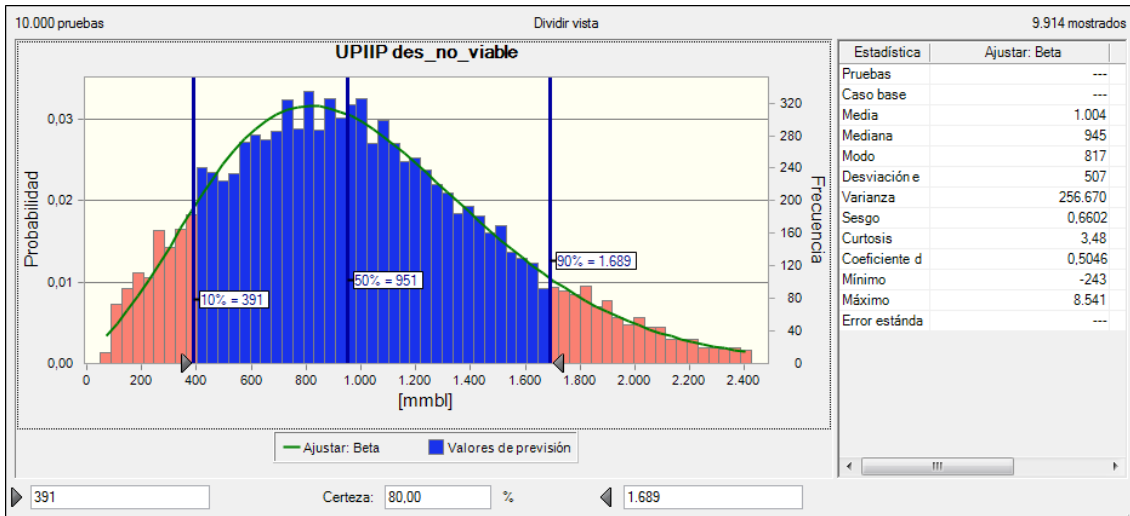


Figura 3. 34 UPIIP probabilístico para “desarrollo no viable”.

Para estimar la cantidad de Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos es necesario recurrir a la ecuación 3.12 con el valor de RE.

La forma de caracterizar RE es con una distribución Beta pert considerando los valores de los análogos filtrados, los cuales son mostrados en la Tabla A. 9. El valor menor es el más bajo de los datos mínimos. El mayor se obtiene al seleccionar el valor más alto de los datos máximos. Para obtener el más probable se realizó un promedio aritmético de los valores más probables. Los valores fueron 0.28, 0.39 y 0.55, respectivamente. Con estos datos se caracterizó la distribución mostrada en la Figura 3. 35.

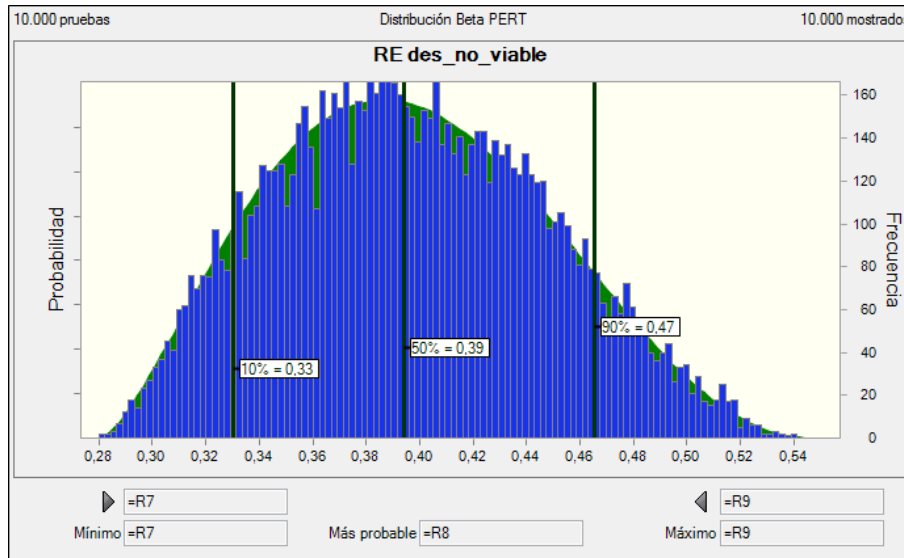


Figura 3. 35 RE probabilístico para “desarrollo no viable”.

Para identificar los volúmenes de Recursos Contingentes que son categorizados como 1C, 2C y 3C se presenta la curva de probabilidad acumulada inversa en la Figura 3. 36.

En la Figura 3. 36 A se muestra en color rojo el volumen de hidrocarburos que tiene el 90% de probabilidad de ser igual o mayor que 56 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Contingentes en su escenario acumulativo 1C o bajo.

En la Figura 3. 36 B, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 50% de probabilidad de ser igual o mayor que 140 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Contingentes en su escenario acumulativo 2C o mejor estimado.

En la Figura 3. 36 C, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 10% de probabilidad de ser igual o mayor que 245 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Contingentes en su escenario acumulativo 3C o alto.

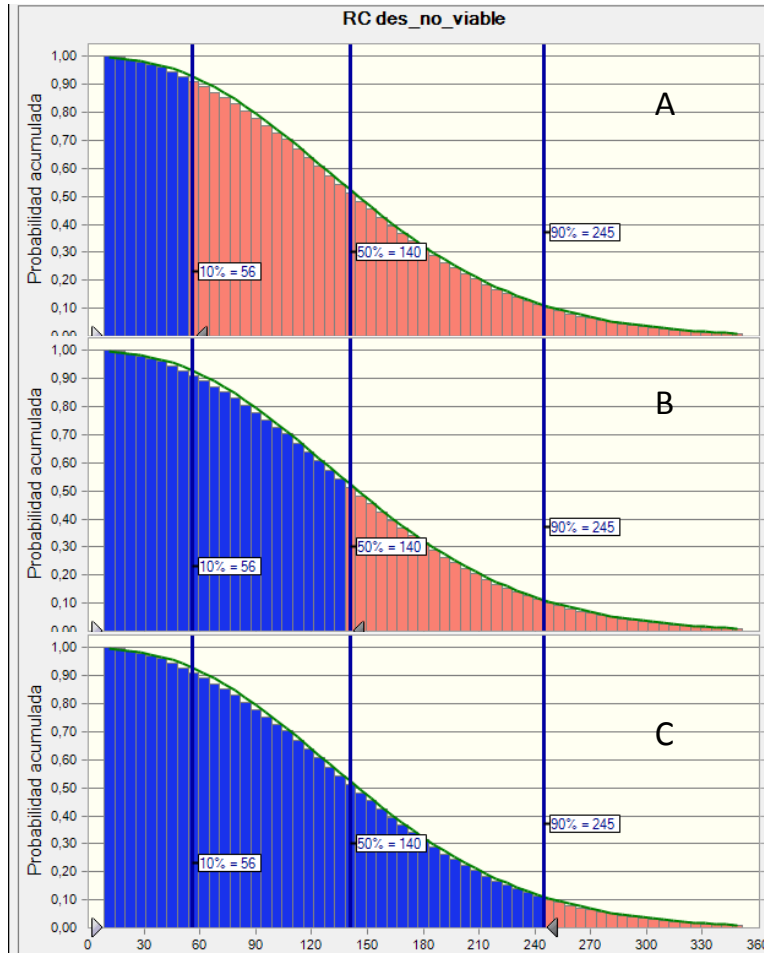


Figura 3. 36 Recursos Contingentes para “desarrollo no viable”.

Para identificar los volúmenes de Recursos Prospectivos que son categorizados como estimado bajo, medio y alto se presenta la Figura 3. 37.

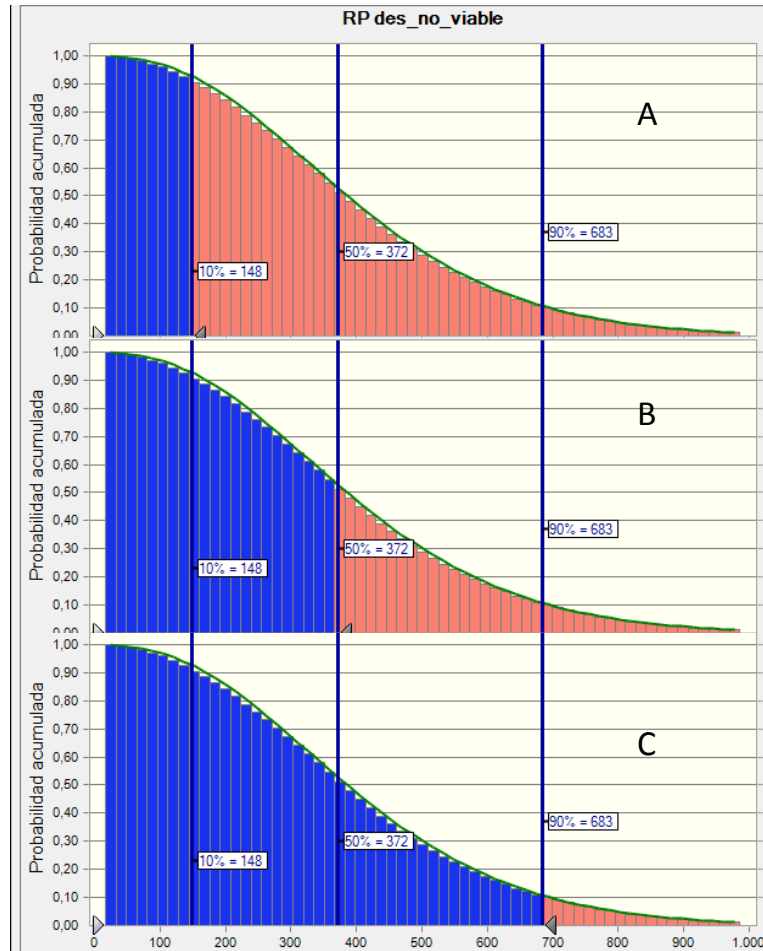


Figura 3. 37 Recursos Prospectivos para “desarrollo no viable”.

En la Figura 3. 37 A se muestra en color rojo el volumen de hidrocarburos que tiene el 90% de probabilidad de ser igual o mayor que 148 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Prospectivos en su escenario acumulativo bajo.

En la Figura 3. 37 B, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 50% de probabilidad de ser igual o mayor que 372 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Prospectivos en su escenario acumulativo medio.

En la Figura 3. 37 C, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 10% de probabilidad de ser igual o mayor que 683 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Prospectivos en su escenario acumulativo alto.

Desarrollo

Como resumen de todo el proceso de estimación de recursos durante la madurez de “desarrollo no viable”, se presenta la Figura 3. 38 con la clasificación y categorización de los volúmenes estimados.

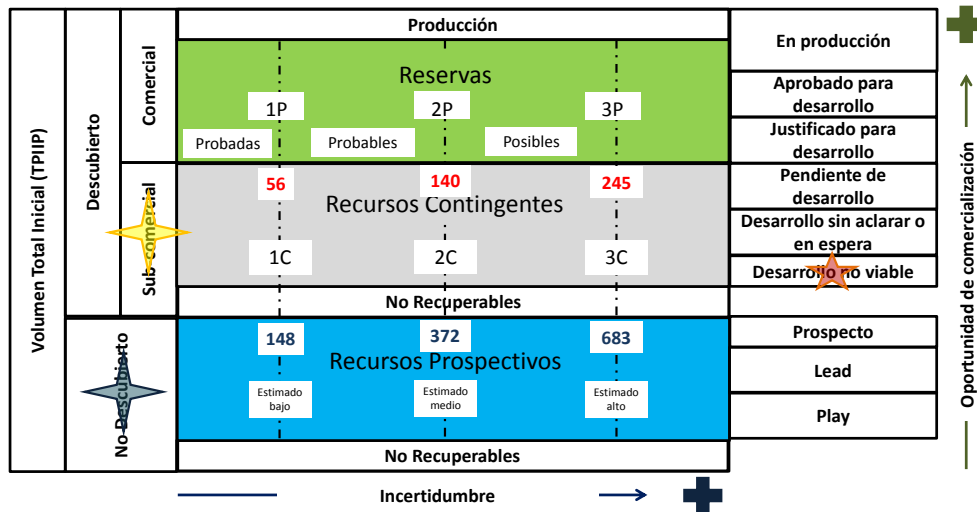


Figura 3. 38 Clasificación y categorización de recursos para “desarrollo no viable”.

La Tabla A. 10 muestra un resumen de los recursos estimados durante la etapa, la cual es equivalente al post-descubrimiento.

VI. DESARROLLO SIN ACLARAR O EN ESPERA.

El siguiente paso es plantear una estrategia de delimitación. Para el ejemplo en desarrollo, se propone la perforación de 4 pozos delimitadores, cuyo objetivo es recopilar información de las zonas cercanas a las fronteras interpretadas del yacimiento, con lo cual se consigue una mejor información para estimar los recursos presentes. La vista en planta de la ubicación de los pozos se muestra en la Figura 3. 39. Las líneas punteadas son las fronteras de las zonas que se espera estudiar a través de cada pozo delimitador.

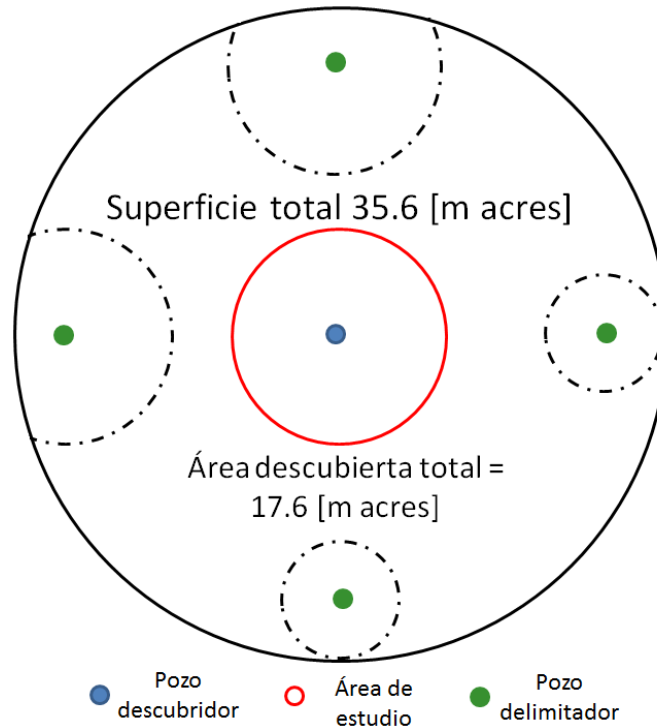
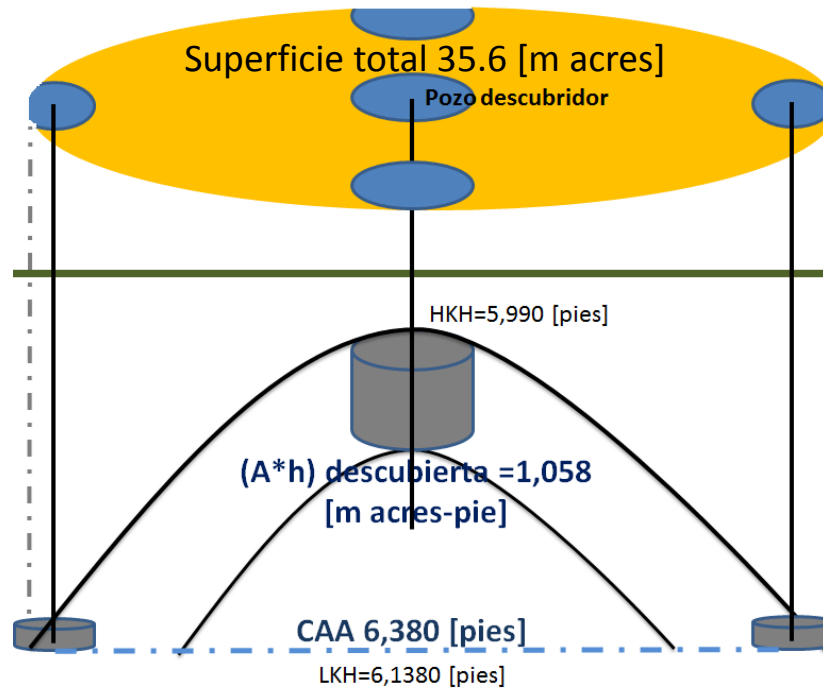


Figura 3. 39 Vista del área caracterizada con los pozos delimitadores.

Para cada uno de los 4 pozos delimitadores se realiza la toma de información necesaria para obtener la mayor cantidad de datos útiles para establecer límites físicos del yacimiento y sus características estáticas y dinámicas.

Con la perforación de los pozos delimitadores, se detectó el contacto agua aceite a 6,380 [pies], así como varias fronteras físicas. A raíz de esta nueva información se supone que el nuevo valor de A^*h descubierta es de 1,058 [m acres-pie], como se muestra en la Figura 3. 40.

A. Proyección en planta



B. Sección interpretada

Figura 3. 40 Modelo estático de la delimitación (*desarrollo sin aclarar*).

Para cada pozo delimitador se identifican y caracterizan volúmenes descubiertos. El $DPIIP_{Delimitación}$ total es la suma de cada uno de dichos volúmenes. La porción recuperable de dicha suma de volúmenes se re-clasifica a Recursos Contingentes.

El valor de UPIIP se despeja de la Ecuación 3.1, con lo cual se tiene que $UPIIP = TPIIP_{Lead y Prospecto} - DPIIP_{Delimitación}$. La clasificación de los volúmenes recuperables de UPIIP es Recursos Prospectivos.

La madurez global del proyecto es “*desarrollo sin aclarar*”. Esto se debe a que la información del yacimiento, aunque es mayor que en la madurez previa, sigue correspondiendo a una parte minoritaria de todo el volumen en estudio y, por ello, no es posible ni conveniente plantear un desarrollo detallado.

El resumen se muestra en la Figura 3. 41.

Desarrollo

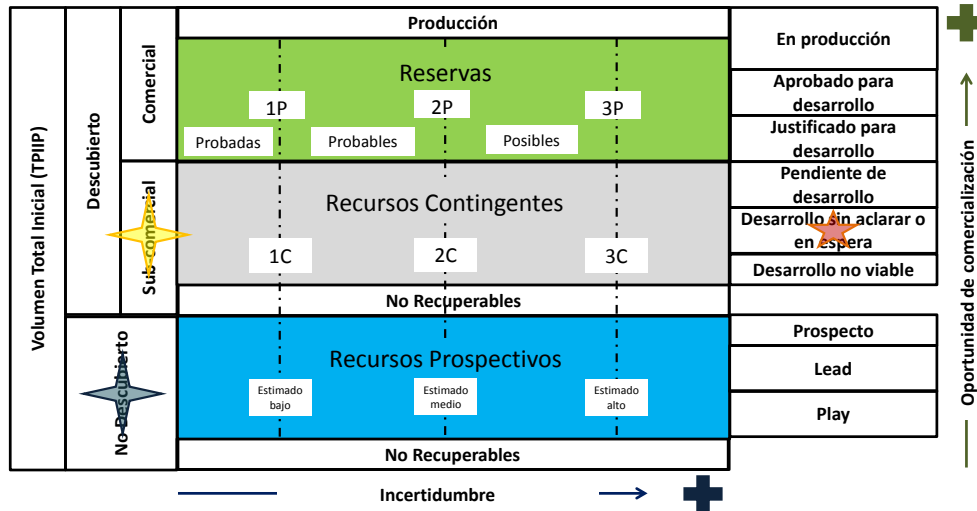


Figura 3. 41 Tipos de recursos para “desarrollo sin aclarar”.

Para evitar el efecto cartera en la distribución de A*h para estimar UPIIP, ésta se obtiene al restar el valor determinístico de 1,058 [m acres-pie] de la distribución de A*h de exploración.

Para obtener las distribuciones de las demás variables necesarias para aplicar el método volumétrico se realiza un nuevo filtrado, tomando como referencia la información obtenida de los 4 pozos delimitadores y del exploratorio.

De los pozos perforados se toma la información mostrada en la Tabla 3. 4.

Tabla 3. 4 Datos posteriores a la delimitación			
Pozo	Boi [m ³ /m ³]	Φ [1]	Swi [1]
Exploratorio	1.18	0.16	0.19
Delimitador 1	1.32	0.14	0.11
Delimitador 2	1.18	0.13	0.16
Delimitador 3	1.27	0.12	0.17
Delimitador 4	1.25	0.14	0.16
Promedio	1.24	0.14	0.16

La última fila muestra el promedio aritmético de cada parámetro, calculado con los 5 valores de pozo.

Desarrollo

Para filtrar nuevamente los datos, se calcula el error relativo de las medias de las distribuciones probabilísticas de cada análogo respecto a los promedios mostrados en la tabla previa. Estos resultados se muestran en la Tabla 3. 5.

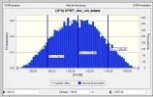
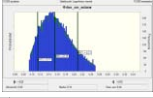
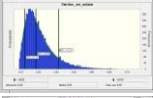
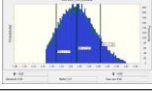
Tabla 3. 5 Filtro para la delimitación

Análogo	Error Φ [%]	Error Swi [%]	Error Boi [%]
Análogo 3	15	26	3
Análogo 4	11	49	0
Análogo 6	63	51	1

Tomando como referencia los rangos de variación mencionados en la Tabla 3. 2, el análogo 6 supera el error del 15% de Φ y el 20% de Sw_i , el análogo 4 supera el límite para Sw_i de 20%. El análogo 3 excede el límite para Sw_i de 20% pero es un rango aceptable, por lo tanto este será el único análogo a usar en adelante.

Por lo tanto, para caracterizar las nuevas distribuciones se utilizan los datos mostrados en las tablas Tabla A. 11, Tabla A. 12 y Tabla A. 13. Las distribuciones resultantes se muestran en la Tabla 3. 6.

Tabla 3. 6 Variables “desarrollo sin aclarar o en espera”

Propiedad	10%	50%	90%	Distribución	Distribución
A*h [m acres-pie]	754	1,075	1,398	Beta	
Φ [1]	0.11	0.15	0.21	Lognormal	
Swi [1]	0.12	0.18	0.31	Lognormal	
Boi [m³/m³]	1.17	1.21	1.26	Lognormal	

Para el DPIIP, la distribución se muestra en la Figura 3. 42. Se aprecia que existe el 80% de probabilidad de que exista un volumen entre 577 [mmb] y 1,110 [mmb] con un más probable de 804 [mmb]. Se tiene una desviación estándar de 204 [mmb]. La distribución que ajusta mejor es del tipo Beta.

Desarrollo

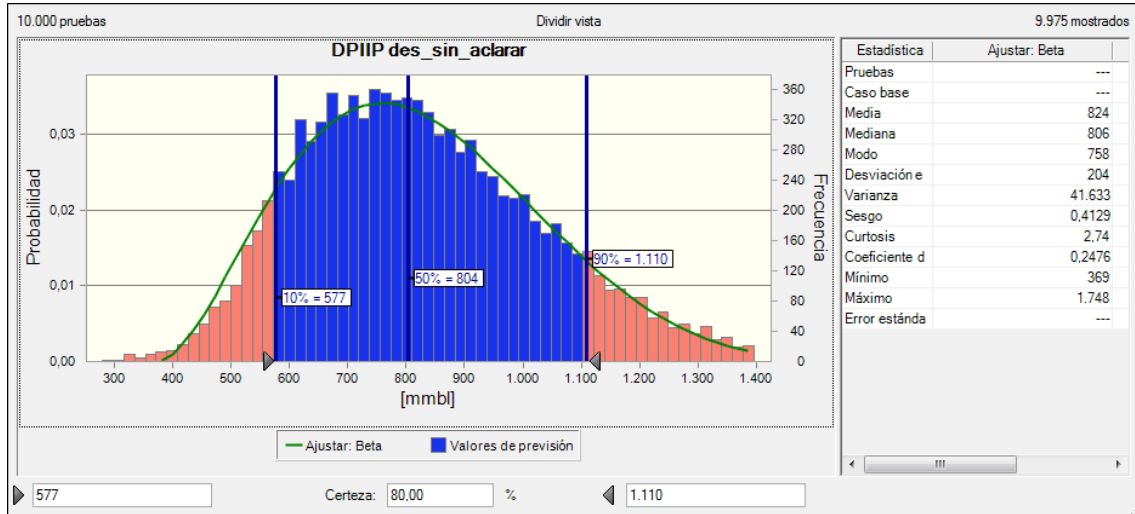


Figura 3. 42 DPIIP probabilístico para “desarrollo sin aclarar”.

Para el UPIIP, la distribución se muestra en la Figura 3. 43. Se aprecia que existe el 80% de probabilidad de que exista un volumen entre 503 [mmb] y 1,221 [mmb] con un más probable de 800 [mmb]. Se tiene una desviación estándar de 284 [mmb]. La distribución que ajusta mejor es del tipo Gamma.

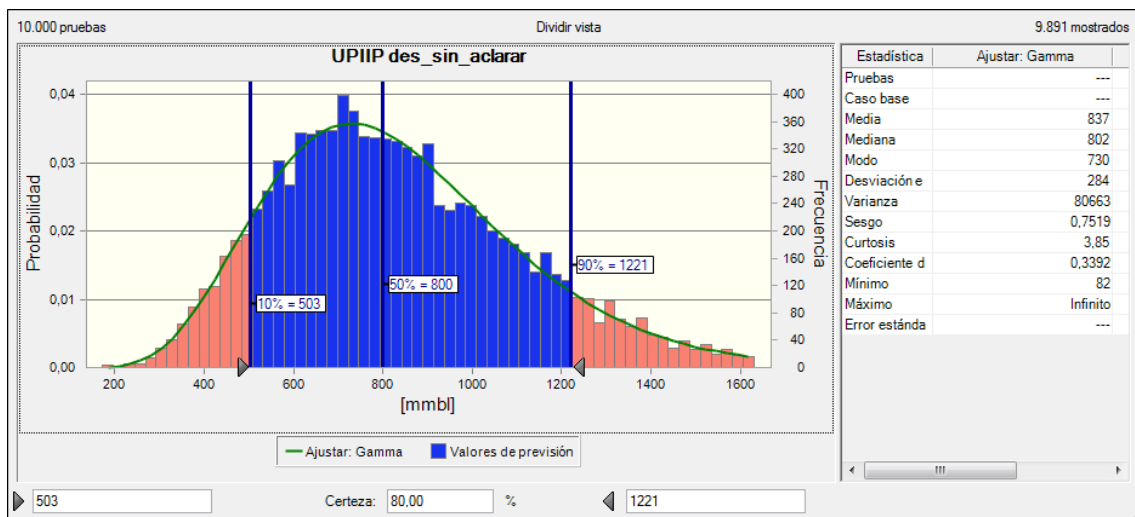


Figura 3. 43 UPIIP probabilístico para “desarrollo sin aclarar”.

Con referencia a la distribución de RE se utilizan únicamente los valores de mínimo, más probable y máximo, correspondientes al análogo 3, mostrados en la Tabla A. 14. La distribución resultante se muestra en la Figura 3. 44.

Desarrollo

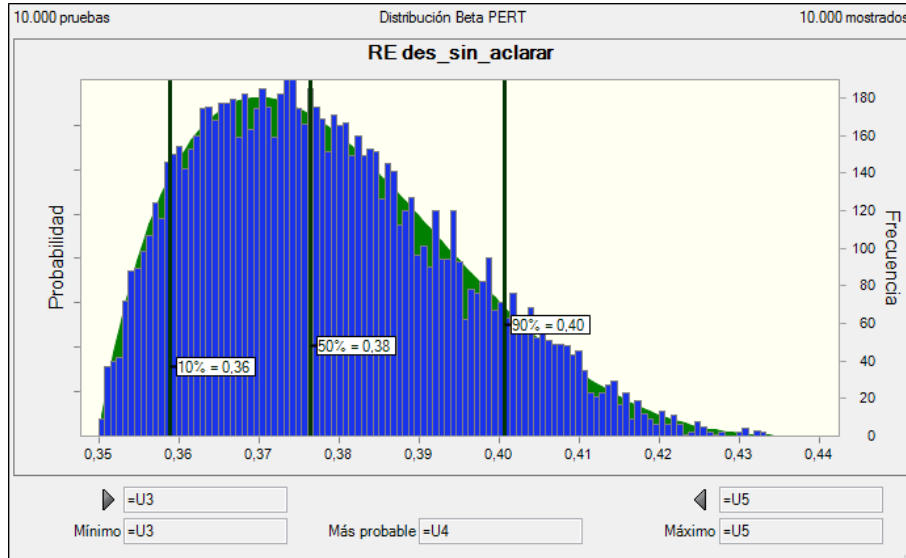


Figura 3. 44 RE probabilístico para “desarrollo sin aclarar”.

Para identificar los volúmenes de Recursos Contingentes que serán categorizados como estimado 1C, 2C y 3C se presenta la Figura 3. 45.

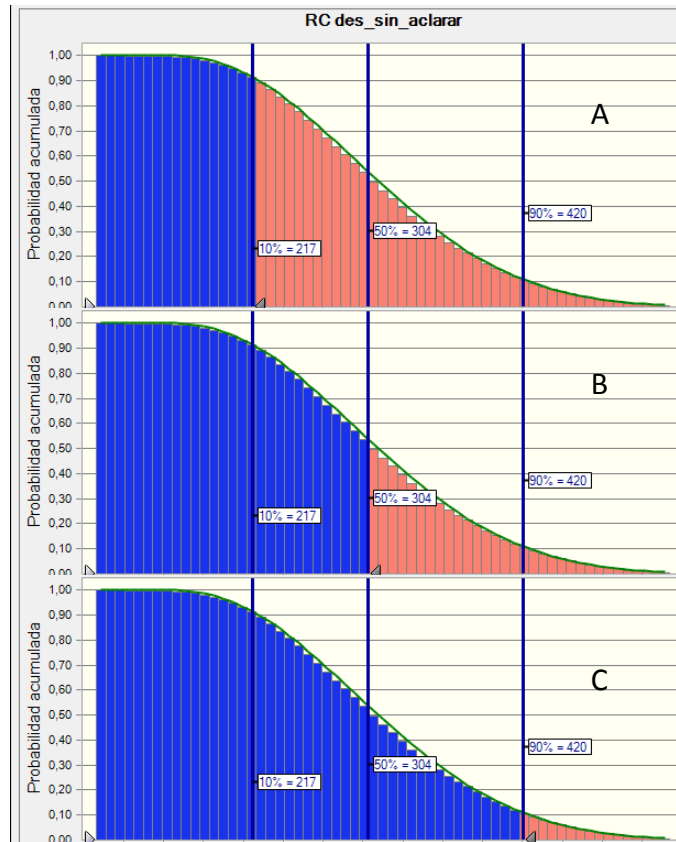


Figura 3. 45 Recursos Contingentes para “desarrollo sin aclarar”.

Desarrollo

En la Figura 3. 45 A se muestra en color rojo el volumen de hidrocarburos que tiene el 90% de probabilidad de ser igual o mayor que 217 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Contingentes en su escenario acumulativo 1C.

En la Figura 3. 45 B, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 50% de probabilidad de ser igual o mayor que 304 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Contingentes en su escenario acumulativo 2C.

En la Figura 3. 45 C, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 10% de probabilidad de ser igual o mayor que 420 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Contingentes en su escenario acumulativo 3C.

Para identificar los volúmenes de Recursos Prospectivos que serán categorizados como estimado bajo, medio y alto se presenta la Figura 3. 46.

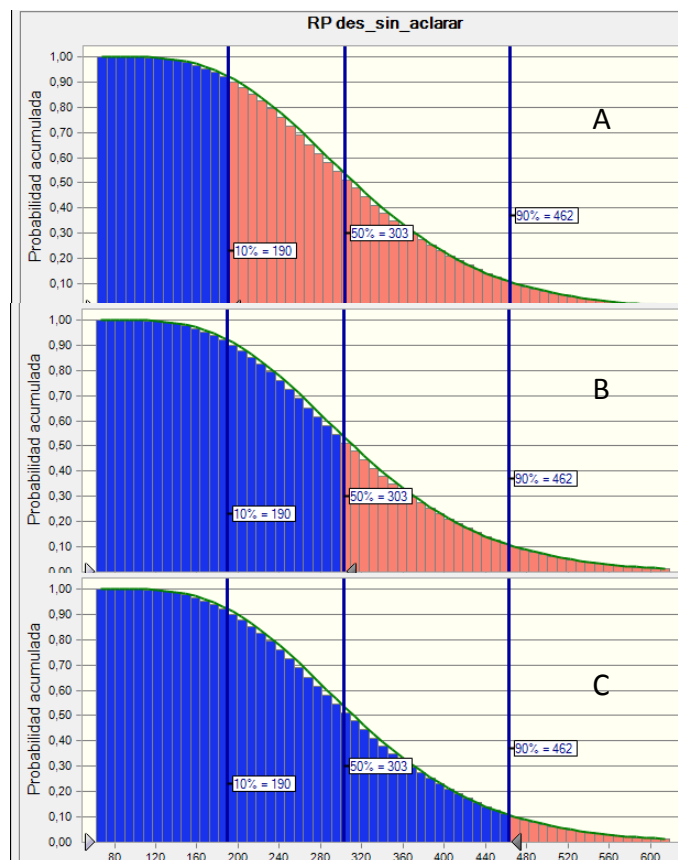


Figura 3. 46 Recursos Prospectivos para “desarrollo sin aclarar”.

Desarrollo

En la Figura 3. 46 A se muestra en color rojo el volumen de hidrocarburos que tiene el 90% de probabilidad de ser igual o mayor que 190 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Prospectivos en su escenario acumulativo bajo.

En la Figura 3. 46 B, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 50% de probabilidad de ser igual o mayor que 303 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Prospectivos en su escenario acumulativo medio.

En la Figura 3. 46 C, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 10% de probabilidad de ser igual o mayor que 462 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Prospectivos en su escenario acumulativo alto.

Como resumen del de estimación de recursos durante la madurez de “*desarrollo sin aclarar o en espera*”, se presenta la Figura 3. 47 con la clasificación y categorización de los volúmenes de recursos.

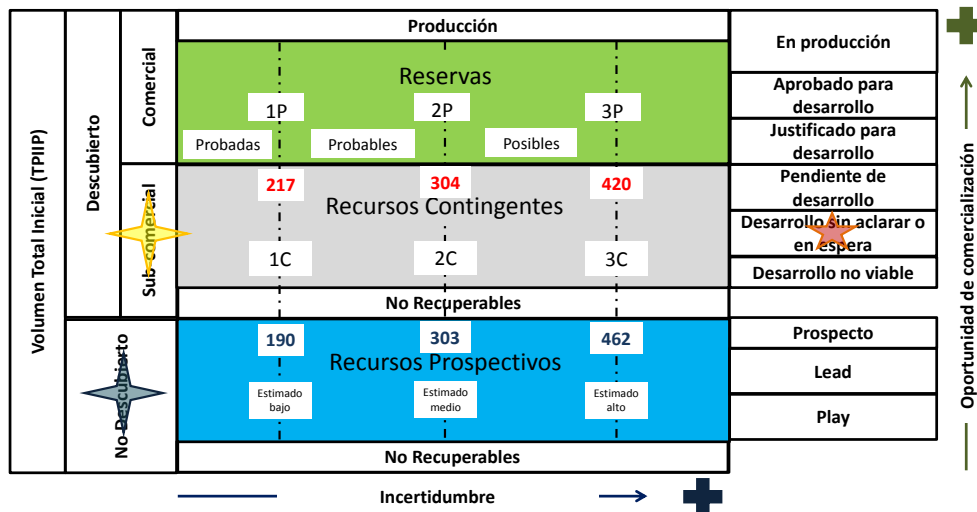


Figura 3. 47 Clasificación y categorización de recursos para “desarrollo sin aclarar”.

La Tabla A. 15 muestra un resumen de los recursos estimados durante la etapa, la cual es equivalente a la delimitación.

VII. PENDIENTE DE DESARROLLO.

Una vez que se concluye con la delimitación se procede a la evaluación del yacimiento. Para el ejemplo, se propone perforar 4 pozos más, como se muestra en la Figura 3. 48, con el objetivo de evaluar con mayor detalle las condiciones del yacimiento en las zonas no descubiertas.

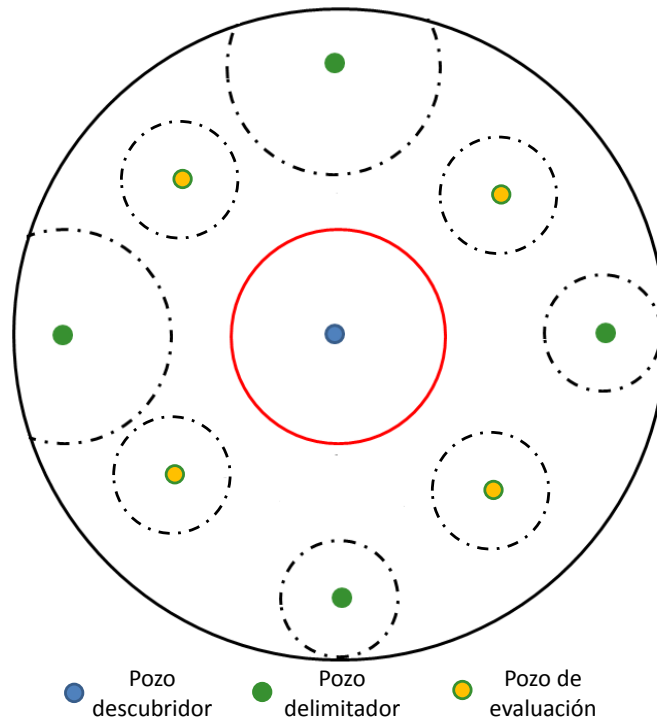
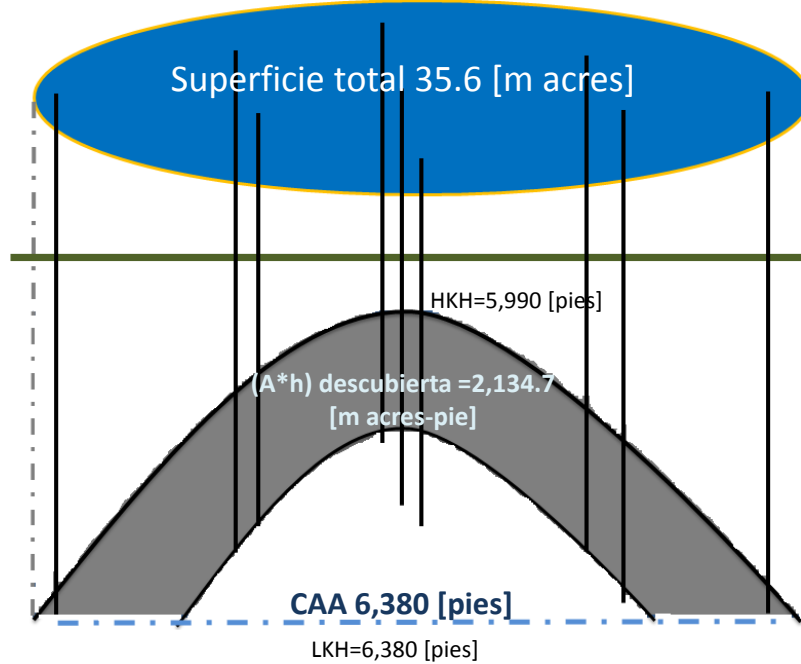


Figura 3. 48 Vista del área caracterizada con los pozos de evaluación.

Después de analizar la información de los 4 pozos nuevos se establece un nuevo modelo del yacimiento el cual se muestra en la Figura 3. 49. La zona en color gris es la que se interpreta que puede contener hidrocarburos. Se confirma el valor del parámetro A^*h en 2,134.7 [m acrespie]. Este valor tiene una certidumbre aceptable para diseñar un proyecto inicial debido a que se tiene información suficiente de diferentes zonas que abarcan el yacimiento casi en su totalidad.

A. Proyección en planta



B. Sección interpretada

Figura 3. 49 Modelo estático posterior a la evaluación (pendiente de desarrollo).

Se asume que no quedan recursos por descubrir, con lo que todos los Recursos Prospectivos fueron re-clasificados a Recursos Contingentes. A partir de este punto, el proyecto alcanza la madurez de “*pendiente de desarrollo*”, como se muestra en la Figura 3. 50.

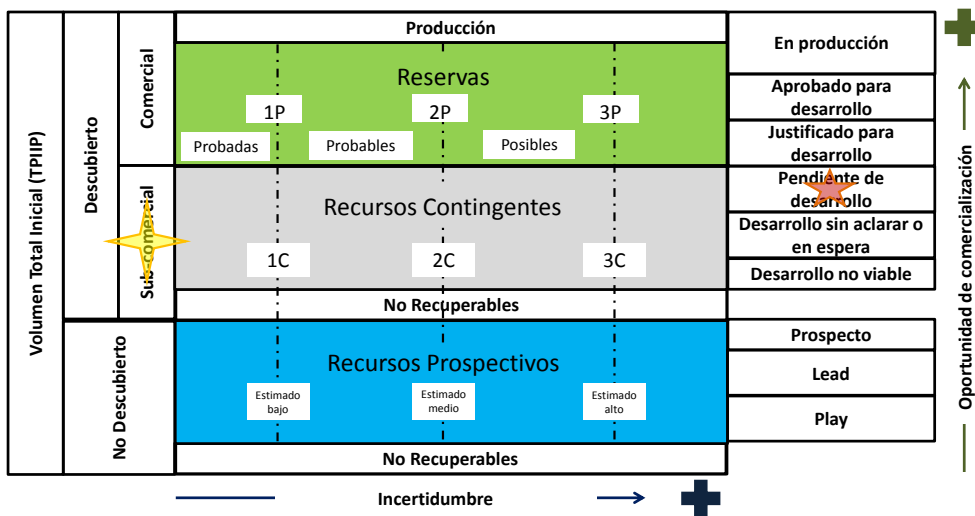

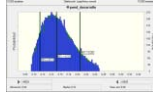
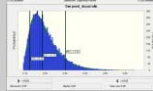
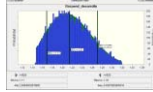


Figura 3. 50 Tipos de recursos para “*pendiente de desarrollo*”.

Desarrollo

Las distribuciones para las demás variables son ajustadas con la información mostrada en las tablas Tabla A. 16, Tabla A. 17 y Tabla A. 18. Las actualizaciones se muestran en la Tabla 3. 7.

Tabla 3. 7 Variables “pendiente de desarrollo”

Propiedad	10%	50%	90%	Distribución	Distribución
A*h [m acres-pie]	1,810	2,134	2,459	Beta pert	
Φ [1]	0.11	0.15	0.20	Lognormal	
Swi [1]	0.12	0.18	0.30	Lognormal	
Boi [m ³ /m ³]	1.17	1.21	1.27	Beta	

Con estas distribuciones se obtiene el TPIIP mostrado en la Figura 3. 51. Se aprecia que existe el 80% de probabilidad de que exista un volumen entre 1,167 [mmb] y 2,190 [mmb] con un más probable de 1,604 [mmb]. Se tiene una desviación estándar de 398 [mmb]. La distribución que ajusta mejor es del tipo Gamma.

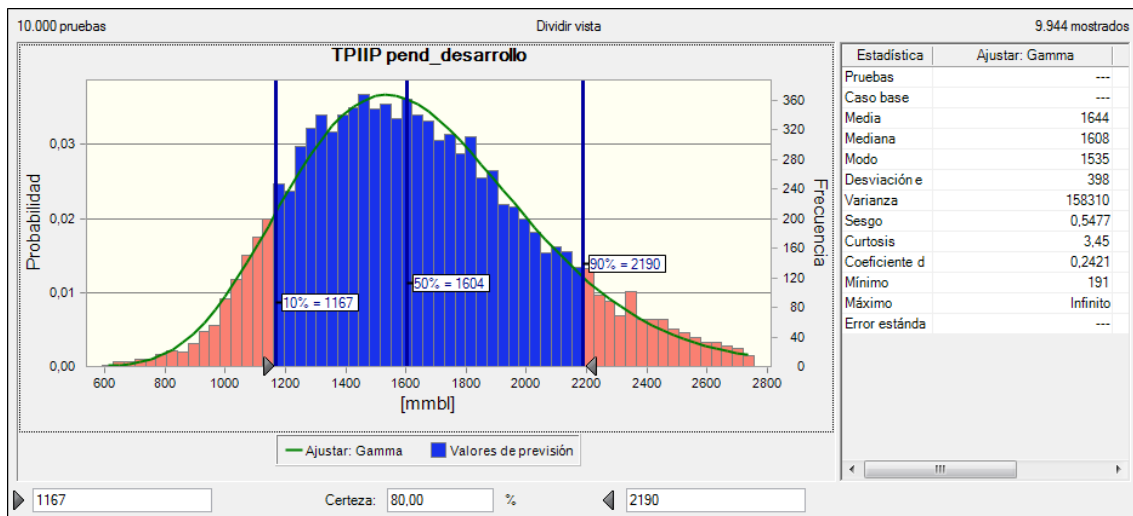


Figura 3. 51 TPIIP probabilístico para “pendiente de desarrollo”.

Con referencia a la distribución de RE, se utiliza la misma distribución de la madurez de “desarrollo sin aclarar”, debido a que no se tiene nueva información.

Desarrollo

La distribución del EUR mostrada en la Figura 3. 52. Se aprecia que existe el 80% de probabilidad de que se recupere un volumen entre 440 [mmbbl] y 832 [mmbbl] con un más probable de 607 [mmbbl]. Se tiene una desviación estándar de 153 [mmbbl]. La distribución que ajusta mejor es del tipo Gamma.

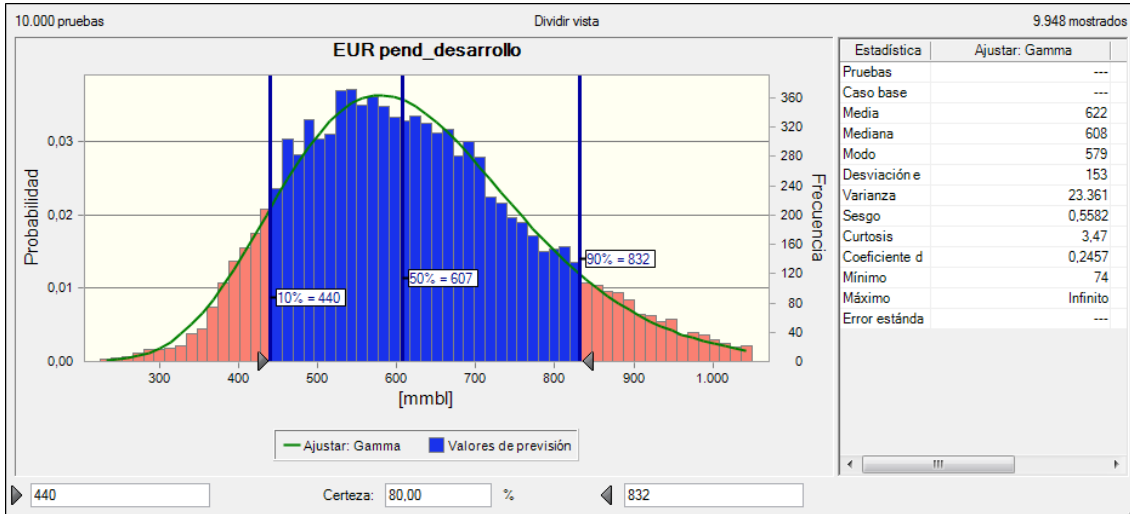


Figura 3. 52 EUR probabilístico para “pendiente de desarrollo”.

Para identificar los volúmenes de Recursos Contingentes que serán categorizados como estimado 1C, 2C y 3C se presenta la curva de probabilidad acumulada inversa en la Figura 3. 53.

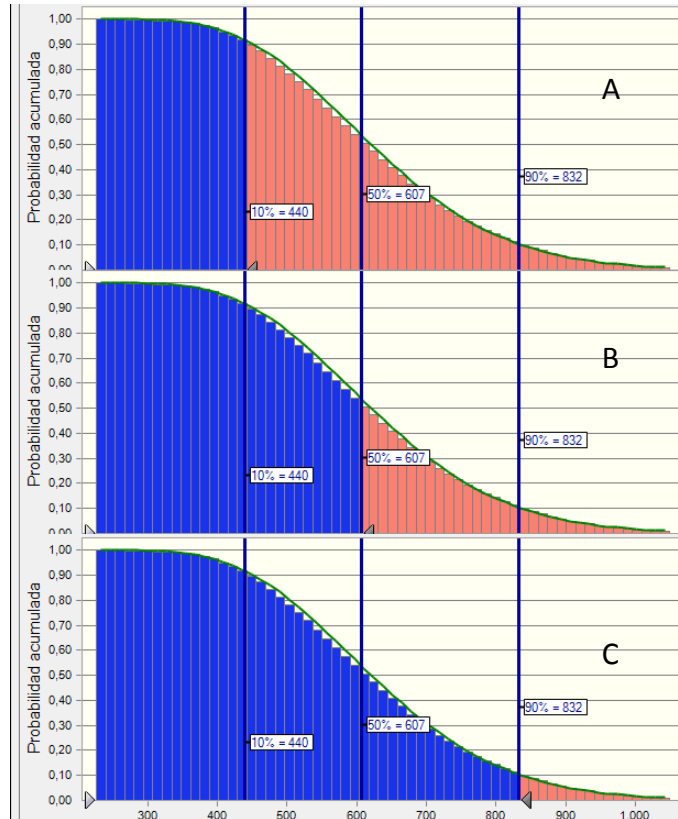


Figura 3. 53 Recursos Contingentes para “pendiente de desarrollo”.

En la Figura 3. 53 A se muestra en color rojo el volumen de hidrocarburos que tiene el 90% de probabilidad de ser igual o mayor que 440 [mmb], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Contingentes en su escenario acumulativo 1C.

En la Figura 3. 53 B, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 50% de probabilidad de ser igual o mayor que 607 [mmb], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Contingentes en su escenario acumulativo 2C.

En la Figura 3. 53 C, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 10% de probabilidad de ser igual o mayor que 832 [mmb], por lo tanto este valor es el que define a los Recursos Contingentes en su escenario acumulativo 3C.

Como resumen del proceso de estimación de recursos durante la madurez de “pendiente de desarrollo” se presenta la Figura 3. 54 con la clasificación y categorización de los volúmenes de recursos.

Desarrollo

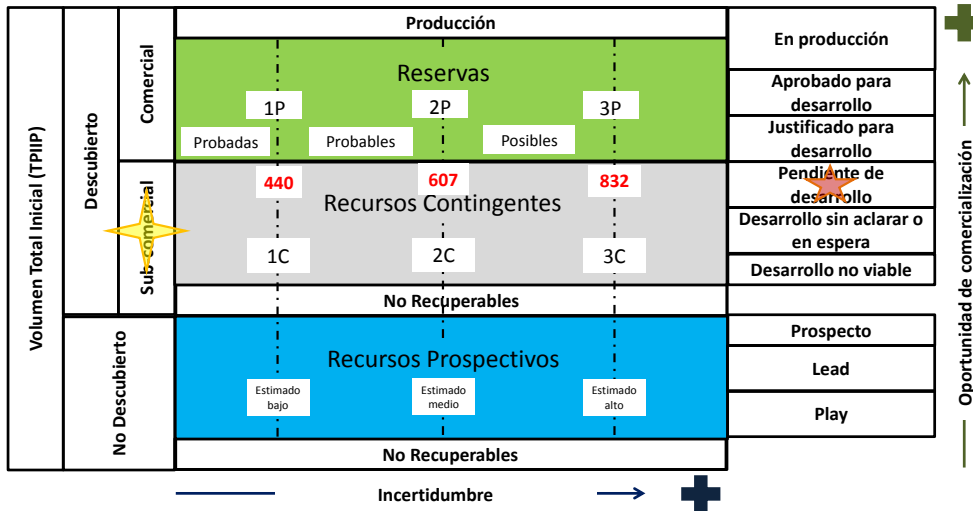


Figura 3. 54 Clasificación y categorización de recursos para “pendiente de desarrollo”.

VIII. JUSTIFICADO PARA DESARROLLO.

Una vez que se cuenta con una evaluación completa sobre el yacimiento, se comienza con el diseño detallado del proyecto de explotación. Existen dos vertientes para la elaboración del proyecto detallado.

La primera, es al plantear un proyecto de explotación que hubiera funcionado en alguno o varios análogos. Para elegir dichos análogos es necesario identificar que todos tengan similitud respecto a los 3 elementos mencionados en la Figura 3. 2. Con base en esto, RE se obtiene de los mismos análogos de los que se tomó el proyecto. La desventaja principal de esta forma es que tanto RE como los recursos engloban los efectos del comportamiento de los pozos, de las instalaciones, los efectos económicos, legales, entre muchos otros, sin que sea provechoso utilizar los componentes individuales del proyecto propuesto.

La segunda, es utilizar alguna metodología específica para el diseño de proyectos de explotación (la oficial en México es la metodología VCD). A través de ésta, se estiman volúmenes a obtener a través del proyecto diseñado específicamente para el yacimiento en estudio. La ventaja es que se analizan de forma explícita todos los elementos que RE y los recursos engloban al usar el método volumétrico, y esto facilita la identificación de los puntos críticos donde se debe prestar mayor atención para optimizar la recuperación de recursos.

En esta tesis se seguirá la vertiente de la aplicación del método volumétrico, para dar continuidad al análisis pero, definitivamente se recomienda el uso de la metodología de diseño por sobre el método volumétrico.

Para el ejemplo en desarrollo, solamente quedó aplicable el análogo 3, por lo que el rango de RE correspondiente a él será el que se utilice para estimar los recursos. Por lo tanto, seguirá siendo el RE mostrado en la Figura 3. 44.

Para este momento los recursos recuperables estimados cumplen con las características de ser (1) descubiertos, (2) recuperables y (3) remanentes (a través de un proyecto asociado). La última característica que se necesita para ser re-clasificados como reservas es que sean comerciales. Esto se logra a través del resultado positivo de la evaluación económica realizada al proyecto detallado.

Nuevamente se presenta la conveniencia de utilizar la metodología de diseño detallado del proyecto, ya que con el método volumétrico la evaluación económica es demasiado simplista, lo cual no es conveniente para sustentar la solicitud de fondos para la ejecución del proyecto.

Para el ejemplo en desarrollo no se presenta ninguna propuesta de evaluación económica utilizando el método volumétrico debido a que no se considera conveniente mostrar elementos que posteriormente puedan resultar contrarios al objetivo de esta tesis. Por lo tanto, se supone que el proyecto tiene indicadores favorables y con ello se alcanza la cuarta característica, por lo que en este momento es cuando se logra la re-clasificación del total de los Recursos Contingentes a Reservas.

La madurez del proyecto es "*justificado para desarrollo*" y los recursos son descubiertos y comerciales, tal y como lo muestra la Figura 3. 55.

Desarrollo

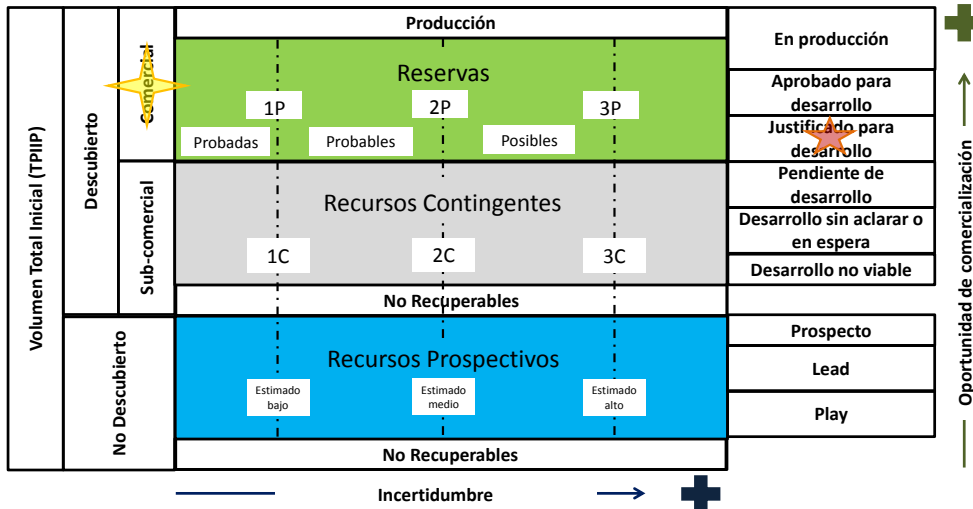


Figura 3. 55 Tipos de recursos para “justificado para desarrollo”.

Continuando con los cálculos del ejemplo, para esta etapa no hay ningún cambio en las estimaciones ya que no se ha incorporado nueva información. El único proceso realizado es el de la evaluación económica, la cual resulta en un valor favorable. Con lo cual, los volúmenes estimados se convierten en Reservas, como lo muestra en la Figura 3. 56.

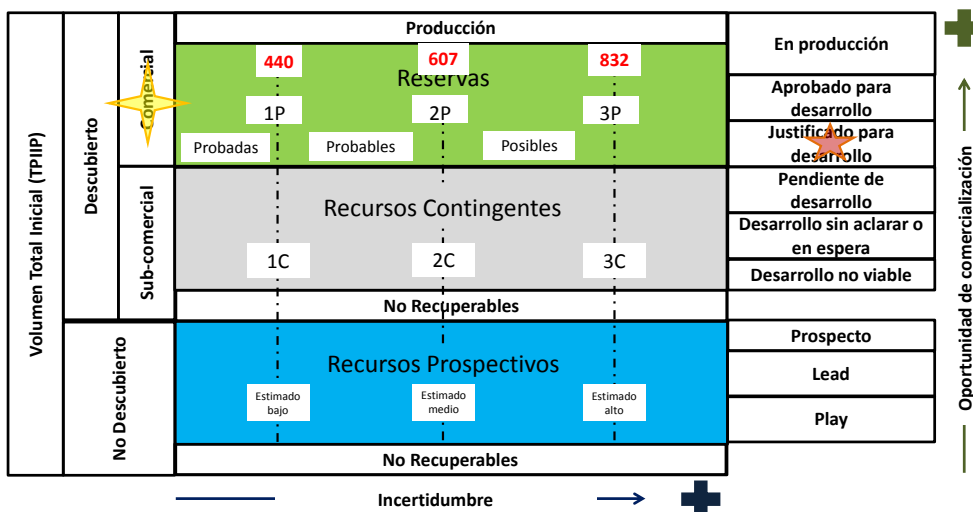


Figura 3. 56 Clasificación y categorización de recursos para “justificado para desarrollo”.

IX. APROBADO PARA DESARROLLO.

Una vez que el proyecto detallado está completamente diseñado por todos los especialistas técnicos, económicos y legales, es presentado a la alta gerencia. En el momento en que se decide aprobar el presupuesto para invertir en el plan de explotación, el proyecto alcanza una madurez de “aprobado para desarrollo” como se muestra en la Figura 3. 57.

Desarrollo

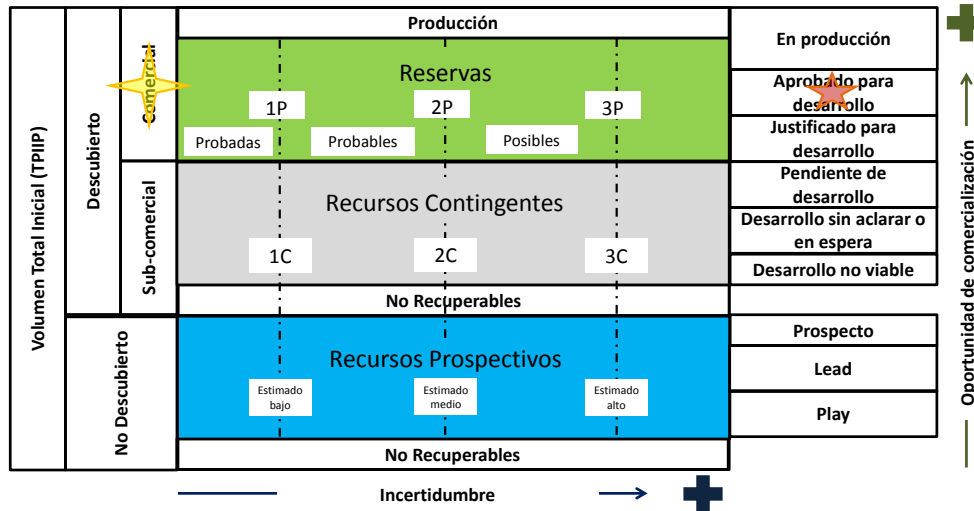


Figura 3. 57 Tipos de recursos para “aprobado para desarrollo”.

El término “Reservas No Desarrolladas”, usado como una subclase de las Reservas, es muy claro de identificar como los volúmenes recuperables estimados durante las previas sub-clases de madurez (justificado para desarrollo y aprobado para desarrollo). Se llaman así ya que a pesar de que existir algunos pozos perforados, todavía no se cuenta con todos los que completarán el desarrollo, ni con la infraestructura completa para la explotación y comercialización de los hidrocarburos.

Como se aprecia, el progreso que se realizó solamente fue el avance a la siguiente madurez. La Figura 3. 58 muestra el resumen de los recursos estimados para el ejemplo en desarrollo.

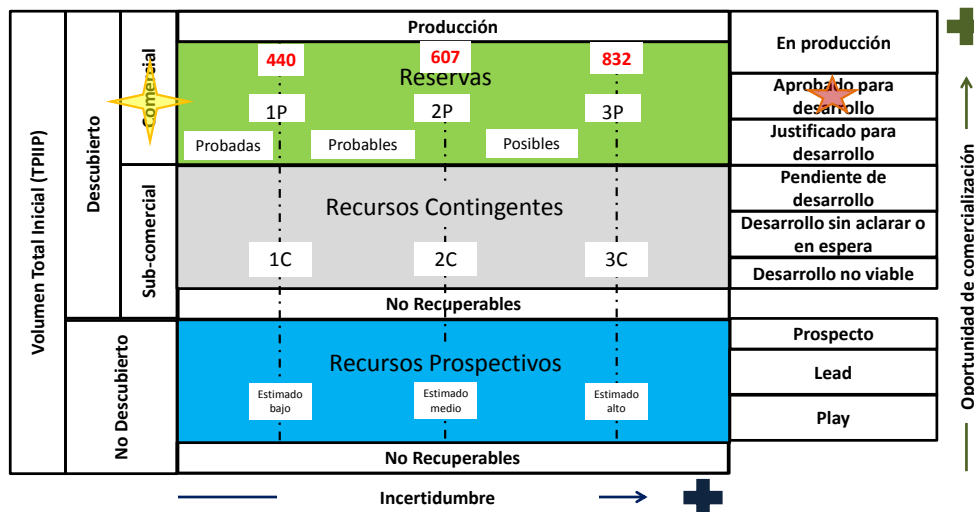


Figura 3. 58 Clasificación y categorización de recursos para “aprobado para desarrollo”.

La Tabla A. 19 muestra un resumen de los recursos estimados durante las 3 etapas previas, las cuales equivalen a la etapa de evaluación.

X. EN PRODUCCIÓN.

Al inicio de esta etapa, el proyecto detallado se encuentra listo para la implementación pero se debe estar consciente de que sufrirá cambios durante su ejecución. La cantidad y magnitud de cambios estará en función del grado de complejidad del yacimiento y del nivel de análisis sobre cuestiones operativas, ambientales, legales y económicas utilizadas para el diseño del proyecto.

Dichos cambios son los que propician las variaciones en las estimaciones de recursos, conjuntamente con el aumento en los volúmenes producidos.

i. DESARROLLO.

La etapa de desarrollo está enfocada principalmente en la ejecución del plan que fue elaborado en la etapa anterior para explotar el yacimiento. Esto involucra comenzar todas las actividades necesarias para poner en práctica la estrategia de explotación.

Para el ejemplo en desarrollo, el plan de explotación contempla, entre todas las construcciones de instalaciones superficiales, la perforación de 16 pozos de desarrollo, como se muestra en la Figura 3. 59.

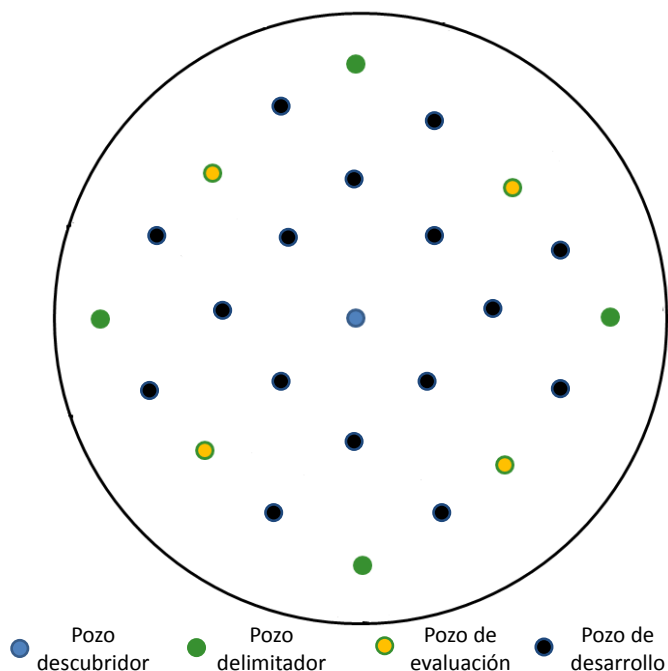


Figura 3. 59 Vista de la estrategia del desarrollo del yacimiento.

A través de la perforación de pozos de desarrollo, de la construcción de infraestructura, de la realización de la estrategia de comercialización y de la aplicación de la propiedad del hidrocarburo es cuando el proyecto alcanza el máximo grado de madurez que es “*en producción*”.

Es entonces cuando los recursos recuperables adquieren el término de “*Reservas Desarrolladas*”. Si los pozos están drenando las Reservas, estas se denominan “*Reservas Desarrolladas Produciendo*”. Cuando la Reserva desarrollada no se encuentra produciendo debido a cuestiones como pozos cerrados o a falta de disparos de producción (tras tubería), los volúmenes se conocen como “*Reservas Desarrolladas No Produciendo*”. La Figura 3. 60 muestra que para la madurez de “*en producción*” solamente existen Reservas Desarrolladas, de los dos tipos explicados.

Desarrollo

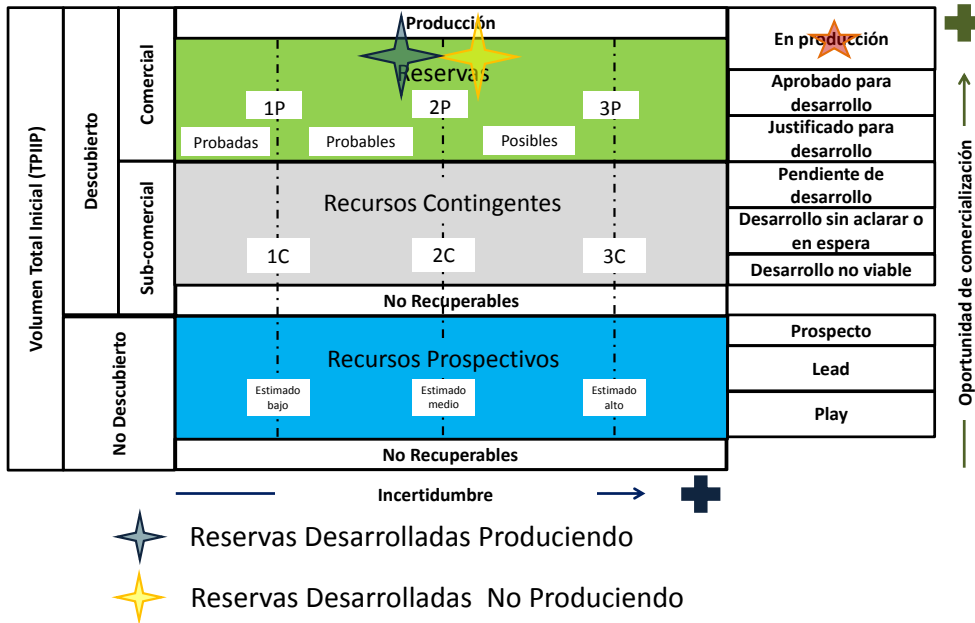


Figura 3. 60 Tipos de recursos para “en producción”.

Con la información de los 16 pozos de desarrollo perforados durante esta etapa, más los 9 previos, se obtiene información suficiente para dejar de utilizar la de análogos. Las distribuciones probabilísticas de las variables Φ , Sw_i y Bo_i se obtienen de los datos provenientes del yacimiento, mostrados en las tablas Tabla A. 20, Tabla A. 21 y Tabla A. 22. Las nuevas distribuciones se muestran en la Tabla 3. 8.

Cabe resaltar que (A^*h) no ha sufrido ninguna variación, por lo que se utilizará la misma distribución que en la estimación previa. La Tabla 3. 8 muestra las variables para aplicar el método volumétrico.

Tabla 3. 8 Variables "en producción"

Propiedad	10%	50%	90%	Distribución	Distribución
A^*h [m acres-pie]	1,810	2,134	2,459	Beta pert	
Φ [1]	0.12	0.14	0.17	Beta	
Sw_i [1]	0.14	0.17	0.22	Lognormal	
Bo_i [m³/m³]	1.20	1.24	1.28	Weibull	

Desarrollo

La Figura 3. 61 muestra la distribución de TPIIP. Se aprecia que existe el 80% de probabilidad de que se almacene un volumen entre 1,314 [mmb] y 1,833 [mmb] con un más probable de 1,545 [mmb]. Se tiene una desviación estándar de 195 [mmb]. La distribución que ajusta mejor es del tipo Beta.

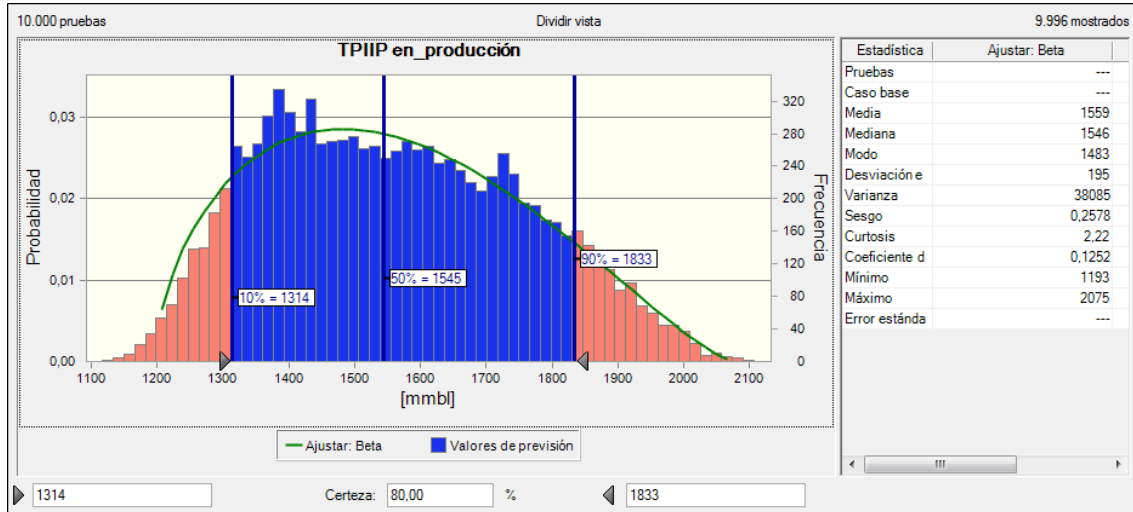


Figura 3. 61 TPIIP probabilístico para “en producción”.

En relación con el RE, se utiliza el de la Figura 3. 44.

También se obtuvo la distribución del EUR que se muestra en la Figura 3. 62. Se aprecia que existe el 80% de probabilidad de que se recupere un volumen entre 493 [mmb] y 697 [mmb] con un más probable de 584 [mmb]. Se tiene una desviación estándar de 78 [mmb]. La distribución que ajusta mejor es del tipo Beta.

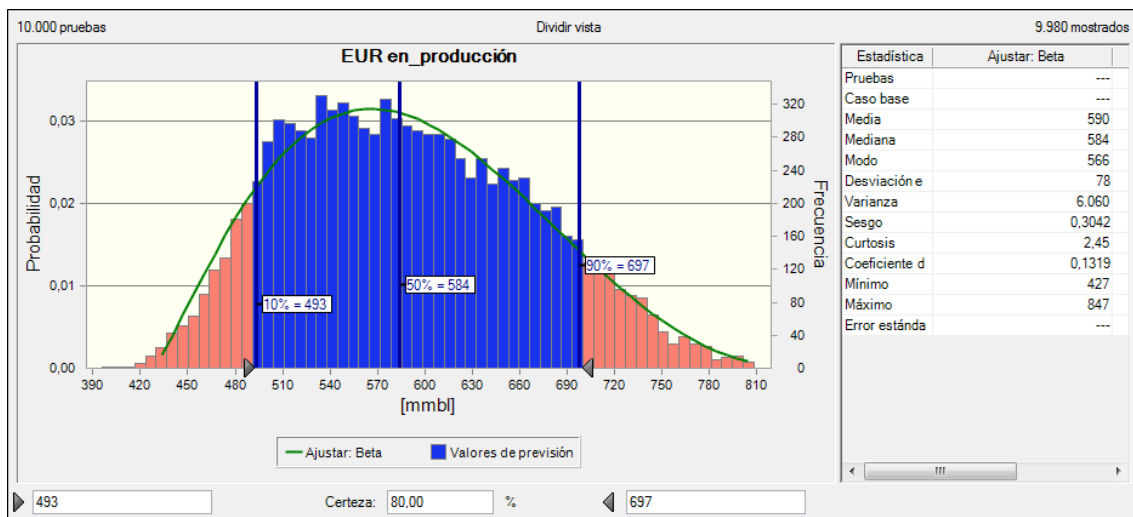


Figura 3. 62 EUR probabilístico para “en producción”.

Desarrollo

Para identificar los volúmenes de Reservas que serán categorizados como 1P, 2P y 3P se presenta la Figura 3. 63.

En la Figura 3. 63 A se muestra en color rojo el volumen de hidrocarburos que tiene el 90% de probabilidad de ser igual o mayor que 493 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a las Reservas en su escenario acumulativo 1P.

En la Figura 3. 63 B, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 50% de probabilidad de ser igual o mayor que 584 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a las Reservas en su escenario acumulativo 2P.

En la Figura 3. 63 C, se tiene el caso para el volumen de hidrocarburos que tiene el 10% de probabilidad de ser igual o mayor que 697 [mmbbl], por lo tanto este valor es el que define a los Reservas en su escenario acumulativo 3P.

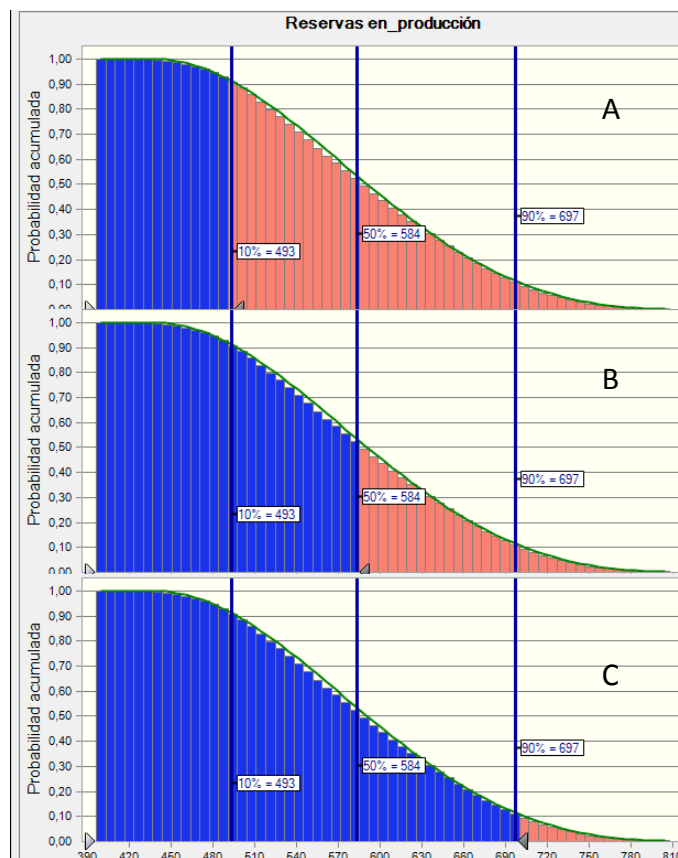


Figura 3. 63 Reservas para “en producción”.

Se asume que no existen Reservas que no se estén produciendo, por lo que todas son “Reservas Desarrolladas Produciendo”.

Desarrollo

Como resumen del proceso de estimación de recursos durante el desarrollo, se presenta la Figura 3. 64 con la clasificación y categorización de los recursos recuperables.

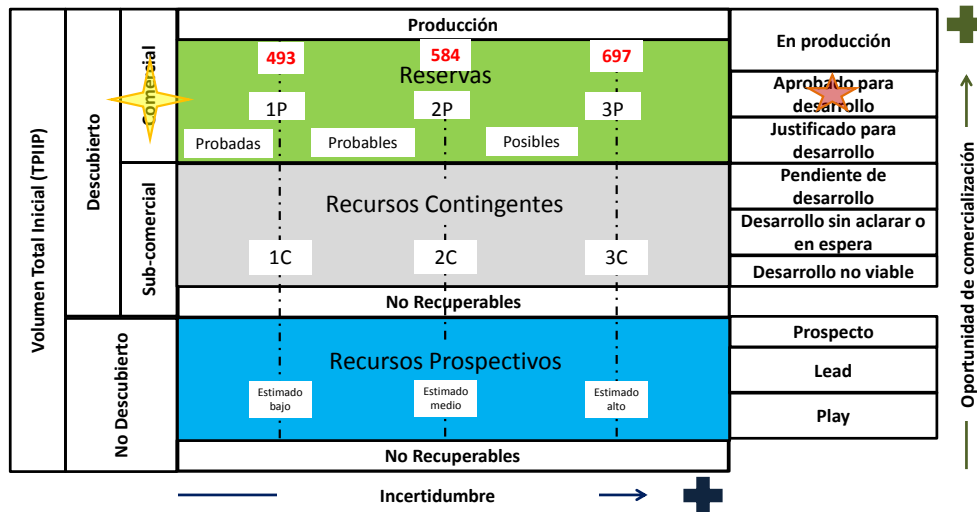


Figura 3. 64 Clasificación y categorización de recursos para “en producción”.

ii. EXPLOTACIÓN

Para esta etapa, el desarrollo fue realizado. Todos los pozos han sido perforados y las instalaciones e infraestructura construida. No se contempla alguna estrategia de recuperación secundaria o mejorada.

La actividad principal en relación a la estimación de recursos es la medición de la producción, ya que con base en ella se realizan las actualizaciones de los recursos recuperables.

La clasificación de los recursos recuperables seguirá siendo Reservas, tal como se muestra en la Figura 3. 65.

Desarrollo

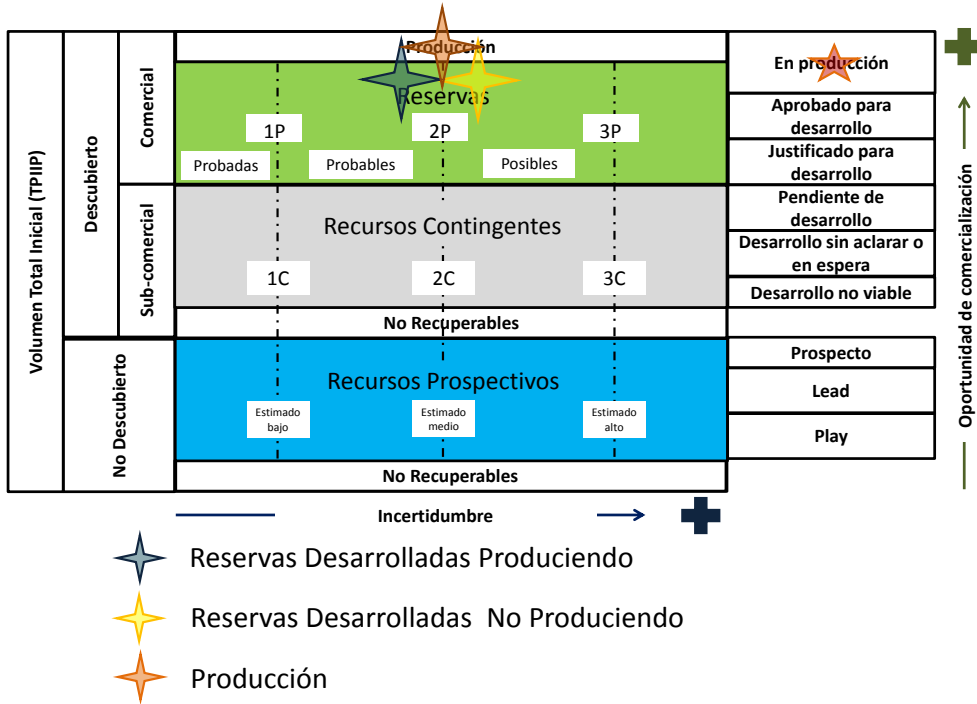


Figura 3. 65 Recursos "en producción"

Para este ejemplo, se supone que se ha tenido una producción de 210 [mmbbl] hasta la mitad de la etapa de la plataforma de producción. Los volúmenes de Reservas actualizados se muestran en la Figura 3. 66.

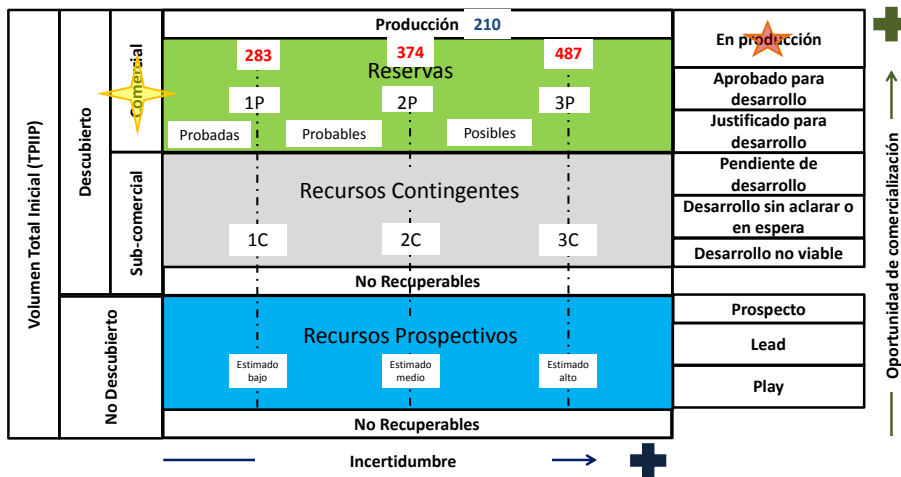


Figura 3. 66 Volúmenes "en producción"

La Tabla A. 23 muestra un resumen de los recursos estimados durante la etapa, en sus dos diferentes sub fases.

4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

Con la información obtenida del análisis del ejemplo determinístico presentado en el PRMS 2011 se identificaron elementos que presentan ambigüedad, lo cual genera diferencias entre las interpretaciones asumidas para las estimaciones realizadas por los evaluadores y certificadores de recursos. Dichos elementos se describen en forma detallada y, con base en ellos, se plantea una modificación a la Figura 3. 1 que permita usarla en forma más concreta.

Por otro lado, del análisis de las clasificaciones de recursos asumidas para cada etapa en el ejemplo determinístico se observó que nunca se toman en cuenta los recursos no recuperables. Para evitar esta omisión, se plantea el uso del “Cilindro Equivalente”, que es una herramienta donde la suma total de los diferentes tipos de recurso debe ser igual al TPIIP.

Así mismo, del estudio de las etapas bajo las que se realizará la gestión de los Contratos de Exploración y Extracción, se logró obtener la relación que estas tendrán con respecto a la estimación de las diferentes clasificaciones de recursos, analizados con el enfoque de la modificación a la Figura 3. 1.

Por último, de los cálculos de la variación de la desviación estándar a través de las etapas planteadas en el ejemplo probabilístico se realizó la gráfica respecto a las fases, para explicar a qué se debe el comportamiento de la disminución de la incertidumbre respecto al avance de la vida del proyecto.

4.1 ANÁLISIS DEL EJEMPLO DETERMINÍSTICO.

Como resultado, se encontró que el ejemplo tiene un enfoque incongruente con las definiciones incluidas el PRMS. En específico, no se debe considerar que la probabilidad de que el yacimiento tenga varios límites físicos sea el parámetro que define la categorización de recursos. De ser así, faltaría la zona del hidrocarburo no recuperable, el cual siempre existirá en cualquier análisis de recursos.

Discusión de resultados

Con la conceptualización del PRMS se entiende que hay una expectativa de drenar el 100% del volumen de cada una de las diferentes zonas del yacimiento, lo cual es físicamente imposible.

El ejemplo confunde la clasificación con la categorización, siendo parámetros que dependen de elementos totalmente diferentes.

La categorización está definida por probabilidades de recuperación de una parte del volumen total de recursos acumulados en el yacimiento. La clasificación depende del grado de conocimiento del yacimiento.

I. MÉTODO VOLUMÉTRICO.

En primer lugar, se aprecia que el método volumétrico se complementa con el de los análogos. Sin esta combinación no sería posible realizar estimaciones.

Cuando se menciona la forma de estimar la eficiencia de recuperación, por un lado se habla de que puede ser asignada de un *yacimiento análogo* apropiado. Para establecer las suposiciones principales del ejemplo de aplicación, se menciona que cuenta con numerosos *proyectos de desarrollo análogos*. Esta indeterminación en el uso de los términos genera conflictos de comunicación que ponen en riesgo la adecuada evaluación de recursos.

Para evitar confusiones es importante tener presente que los análogos son *procesos integrales de explotación* que incluyen a los tres elementos mostrados en la Figura 3. 2. Por lo tanto, al referirse a un proyecto análogo o a un yacimiento análogo se está proporcionando información incompleta y por ende, una analogía que no es correcta.

Al mencionar la frase “se mostrarán las evaluaciones y asignaciones de recursos y Reservas para el ejemplo”, se ignora la definición del término “recursos” expresada en el capítulo 3.1.1.1 “Marco de clasificación de los recursos petroleros” donde se establece que dicho término hace referencia a todos los hidrocarburos (descubiertos y no descubiertos) en el subsuelo (aquí se incluyen las Reservas), más los producidos.

II. ETAPA DE EXPLORACIÓN.

El ejercicio establece que el límite físico conceptualizado para el estimado alto (6,410 [pies]) se generó con base en análogos regionales; que el correspondiente al escenario bajo (6,120 [pies]) fue asignado en forma conservadora; y el del escenario medio (6,265 [pies]) se asignó como un punto entre el bajo y el alto. Lo cuestionable en este análisis es que no se menciona en ningún lugar del PRMS como se lleva a cabo metodológicamente la definición de dichos límites, con lo cual se concluye que no hay sustento técnico y esto resta transparencia a dichas suposiciones.

En el capítulo 3 de los lineamientos 2011 del PRMS se incluye el uso de la información sísmica para estimación de recursos y se mencionan de forma general aplicaciones en que se puede utilizar dicha información pero, no hay nada que sea específico para el establecimiento de límites entre zonas de recursos.

Dentro de la determinación de la Oportunidad de Comercialización (OC) se presenta una descripción muy general de cómo se determinaron las oportunidades de descubrimiento y de desarrollo pero, no existe algún capítulo dentro de los lineamientos del PRMS que permita conocer cómo realizar dichas estimaciones de forma metodológica.

Además, no se especifica cómo usar analíticamente la OC. Por lo tanto, se convierte en un parámetro vago y sin utilidad clara.

III. ETAPA DE POST DESCUBRIMIENTO.

Se menciona que el pozo descubridor encontró una columna de aceite significativa suficiente para declarar un descubrimiento. Según la sección 3.1.2.1.1 “Determinación del estatus de descubrimiento”, el estatus no tiene que ver con ningún volumen. La decisión de evaluar el descubrimiento se da posterior al análisis de la información tomada del pozo exploratorio pero, independientemente de esto, el hidrocarburo identificado por el pozo exploratorio tiene el estatus de descubrimiento.

A diferencia del caso descrito para la etapa de exploración, en este caso se pudo delimitar el LKH a través de mediciones directas del yacimiento, con lo cual se estableció el límite del escenario bajo (6,155 [pies]). Para el caso del límite del escenario alto, se mantuvo la

Discusión de resultados

conceptualización de que la estructura completa contuviera hidrocarburos (6,410 [pies]), con lo que sigue sin existir sustento técnico para ello. Además, aunque se menciona que a través de ciertos análogos se estimó que el límite del escenario medio puede estar a 6,283 [pies], en realidad esa profundidad es el punto medio entre el límite inferior y el superior.

El ejemplo menciona que no hay suficiente información directa para conocer la existencia de hidrocarburos más abajo del LKH. Debido a ello, es evidente que los volúmenes que en la Figura 3. 8 se muestran como 2C y 3C, en realidad son recursos no descubiertos y su porción recuperable es Recurso Prospectivo. El único volumen que debería reclasificarse a Recursos Contingentes es la porción de hidrocarburo que puede ser recuperada del que se encuentra entre el HKH y el LKH y, ese volumen mismo debería distribuirse dentro de las diferentes categorías (1C, 2C y 3C).

Nuevamente se menciona que la oportunidad de comercialización es del 60% pero, no es claro cómo afecta matemáticamente a la evaluación de recursos.

IV. ETAPA DE DELIMITACIÓN Y EVALUACIÓN.

El límite del escenario bajo (ahora llamado 1P) se estableció a la nueva profundidad del LKH (6,240 [pies]). El límite para el escenario alto (llamado 3P) se mantuvo con la hipótesis de que la estructura completa contuviera hidrocarburos (hasta 6,410 [pies]). El límite del escenario medio (llamado 2P) se volvió a establecer en el punto que divide exactamente a la mitad la distancia entre los límites 1P y 3P. Nuevamente, no hay metodologías para establecer los límites físicos, por lo que no hay transparencia en las estimaciones.

En el ejemplo se menciona que se establece un programa detallado similar a algunos que han sido efectivos en yacimientos análogos. Esta forma de asumir que se tendrá éxito en un proyecto en el que sigue existiendo una incertidumbre muy alta, asociada principalmente al desconocimiento de las características del yacimiento, es simplista y da pie a que exista manipulación en los datos incluidos en los reportes de Reservas ya que este es un límite muy débil entre el optimismo y la imprudencia. El ejemplo más claro en México ha sido el caso de Chicontepec en el que, por no tener una adecuada caracterización del yacimiento y asumir que

Discusión de resultados

una estrategia explotación similar a la que ha sido efectiva en otros “análogos” vecinos sería funcional, se han tenido que disminuir las Reservas en un alto porcentaje, además de haber causado pérdidas económicas millonarias a Pemex.

Se menciona que debido a que dos de tres análogos contenían aceite hasta el punto de cierre esto proporciona una certidumbre razonable. Definitivamente esto no dice nada ya que todavía no se tiene suficiente información propia del yacimiento en estudio.

Se menciona que una porción del yacimiento fue clasificado como “desarrollado produciendo”, lo cual no es adecuado. Al igual que en la etapa anterior, el único volumen que puede considerarse descubierto es el que se encuentra entre el HKH y el LKH, y debido a la inmadurez del proyecto se clasifican como Recursos Contingentes. También se debe aclarar que las zonas que en la Figura 3. 9 se mencionan como 2P y 3P son en realidad No descubiertos, cuyos porcentajes recuperables se clasifican como Recursos Prospectivos.

V. ETAPA DE DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN.

Se presenta el detalle del proyecto diseñado para el yacimiento en estudio y se definen muchos parámetros puntuales pero, la única referencia es decir que se estimaron con base en campos análogos. Nuevamente, no existe información propia del yacimiento para aplicar metodologías para definir el número de pozos, el espaciamiento, el arreglo de inyección, entre otros, lo cual da pie a tener mucha incertidumbre.

Cuando se menciona que se tuvo la aprobación para incluir el proyecto dentro de la cartera de los 5 años siguientes, se explica que ese periodo de tiempo se dividió en 2 años para delimitación y evaluación, y en un periodo de desarrollo inicial de 3 años. Esto es incorrecto ya que el periodo de 5 años mencionado es el tiempo dentro del cual se debería de implementar el diseño de la explotación del campo. La etapa de delimitación y evaluación fueron realizadas previamente, por lo que ya no se deben considerar para este lapso de tiempo.

Se comenta que la estimación inicial de las Reservas 1P, 2P y 3P se realizaron con el valor de RE de análogos y que se vislumbran ajustes subsecuentes al incorporar la información

Discusión de resultados

obtenida de nuevos pozos. Es importante mencionar que en esta etapa, a mayor información obtenida del yacimiento, el uso de los análogos para obtener el parámetro de RE debe disminuirse. Los análogos en esta etapa deberán usarse para obtener variables de las ecuaciones que son utilizadas por cada especialista específico (ingeniería de yacimientos, perforación, sistemas artificiales, instalaciones, económicos, etc) para obtener las estimaciones futuras de recursos.

VI. CILINDRO EQUIVALENTE.

A continuación se introduce el concepto de “cilindro equivalente”, el cual es útil para mostrar de forma adecuada la partición del fluido dentro del yacimiento según los tipos de recursos que contiene, a lo largo de las etapas del proyecto.

Suponiendo que el volumen $A \cdot h$ del yacimiento se transforma en un cilindro con un volumen equivalente al TPIIP, las zonas de fluidos serían las representadas en la Figura 4. 1.

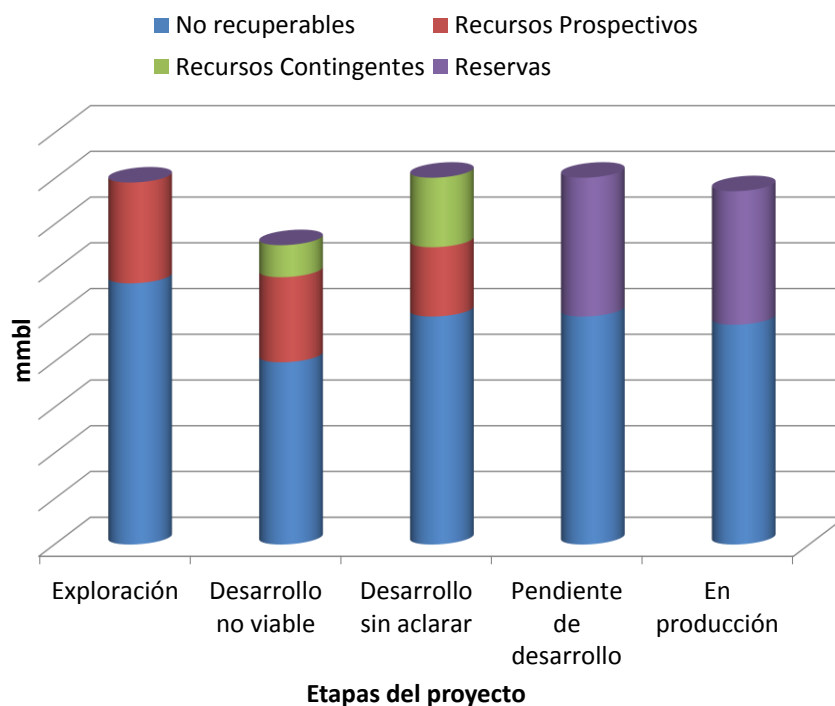


Figura 4. 1 Cilindro equivalente.

Para el ejemplo mostrado, $A \cdot h$ permaneció constante para todas las etapas pero, esto puede variar (como sucede en el ejemplo probabilístico desarrollado). Independientemente de ello, la zona de color azul es la que corresponde a los recursos no recuperables y está presente en

Discusión de resultados

todas las etapas del proyecto, y para la conceptualización del PRMS no existe. Por lo tanto, si se considera la zonificación, debería establecerse la respectiva zona de recursos no recuperables dentro de cada región de los diferentes tipos de recursos, lo cual no es posible ni lógico.

La porción de los volúmenes recuperables tiene variaciones para cada etapa debido a los cambios en la clasificación y categorización.

4.2 RELACIÓN ENTRE LAS ETAPAS DEL PROYECTO Y LA MADUREZ.

Durante la realización del análisis del enfoque determinístico la estructura fue a través de las etapas del ciclo de vida del proyecto de Exploración y Producción. El análisis probabilístico se estructuró con base en la madurez del proyecto. Al realizar estas diferencias, se complica la identificación de la relación entre ambas estructuras por lo que se presenta la Figura 4. 2 donde se esquematiza dicha relación.



Figura 4. 2 Relación entre las estructuras de análisis.

La relación de la etapa de Exploración con las 3 primeras fases de madurez implica que por los tiempos manejados para los contratos de Exploración y Extracción, el contratista deberá trabajar para alcanzar el nivel de madurez de “prospecto” en un tiempo máximo de 5 años. El tiempo para alcanzar la madurez de “aprobado para desarrollo” será de 2 años, por lo que se infiere que es la etapa más crítica de análisis ya que se requieren realizar muchas actividades en un tiempo corto.

Discusión de resultados

Aplicando la relación mostrada en la Figura 3. 6 a los contratos de Exploración y Extracción que se llevarán a cabo en México, entonces deberían tenerse las puertas de decisión mostradas en la Figura 4. 3.



Figura 4. 3 Puertas de decisión en los contratos de E&E.

4.3 COMPORTAMIENTO DE LA INCERTIDUMBRE.

Para demostrar la variación de la incertidumbre graficada en la Figura 3. 5 se presentan las gráficas de la desviación estándar obtenidas para el ejemplo resuelto.

Para los recursos TPIIP y EUR se muestra la Figura 4. 4. La línea azul muestra periodos constantes durante la fase de Exploración y las fases posteriores al diseño detallado del proyecto de explotación. Entre la etapa de “prospecto” y la de “pendiente de desarrollo” se presenta la caída más pronunciada de la incertidumbre. Para la etapa de “en producción” la

Discusión de resultados

incertidumbre continúa a la baja. Estos descensos se deben a la adquisición de nueva información.

La línea roja tiene un comportamiento muy parecido a la azul. En la etapa de “desarrollo no viable” se presenta un leve aumento pero es debido al efecto cartera, ya que la estimación de EUR utilizó las variables probabilísticas de DPIIP y UPIIP obtenidas por adición estadística. Pero eliminando este efecto, la línea debería comportarse de idéntica a la de TPIIP. Esto se aprecia al final, cuando la línea cae abruptamente durante la madurez de “en producción” en la cual solamente se tienen recursos descubiertos y debido a ello no hay efecto cartera.

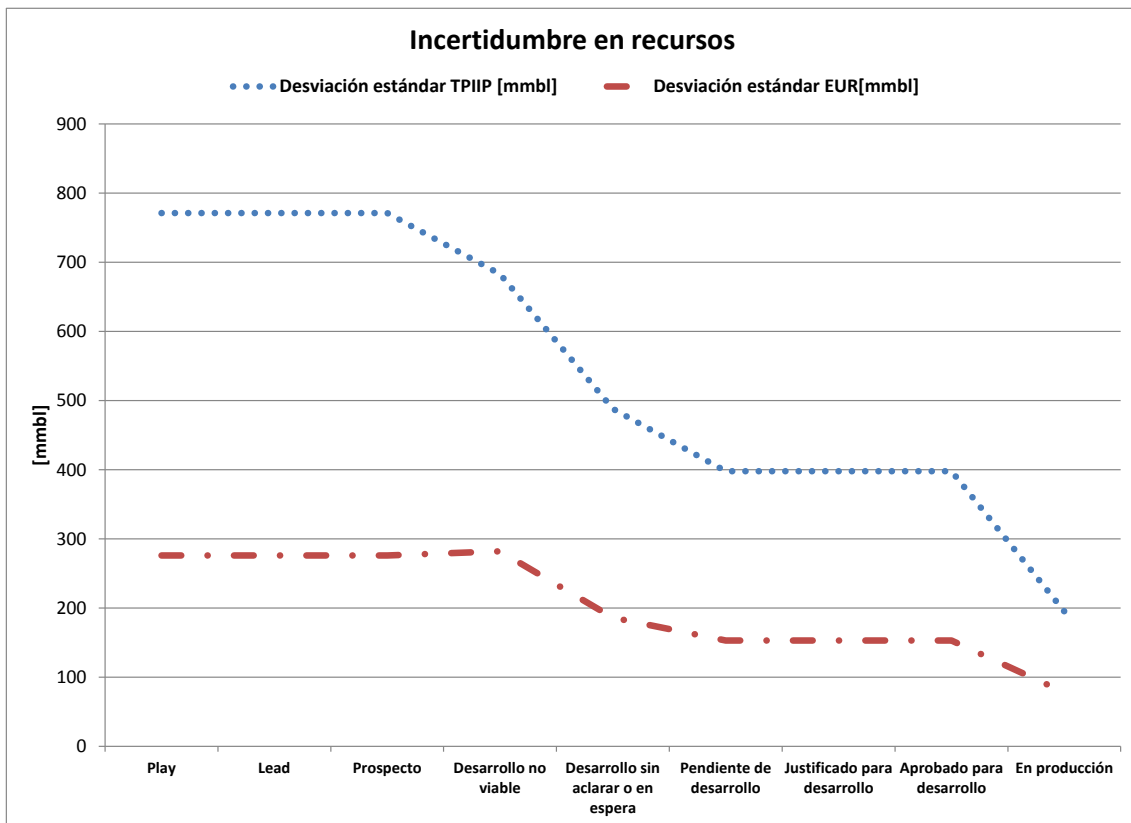


Figura 4. 4 Comportamiento de la incertidumbre en los recursos.

4.4 PROPUESTA DE CLASIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN.

El resultado más importante obtenido del desarrollo del ejemplo probabilístico es la conceptualización de un sistema para clasificación y categorización modificado, el cual se presenta en la Figura 4. 5.

Discusión de resultados

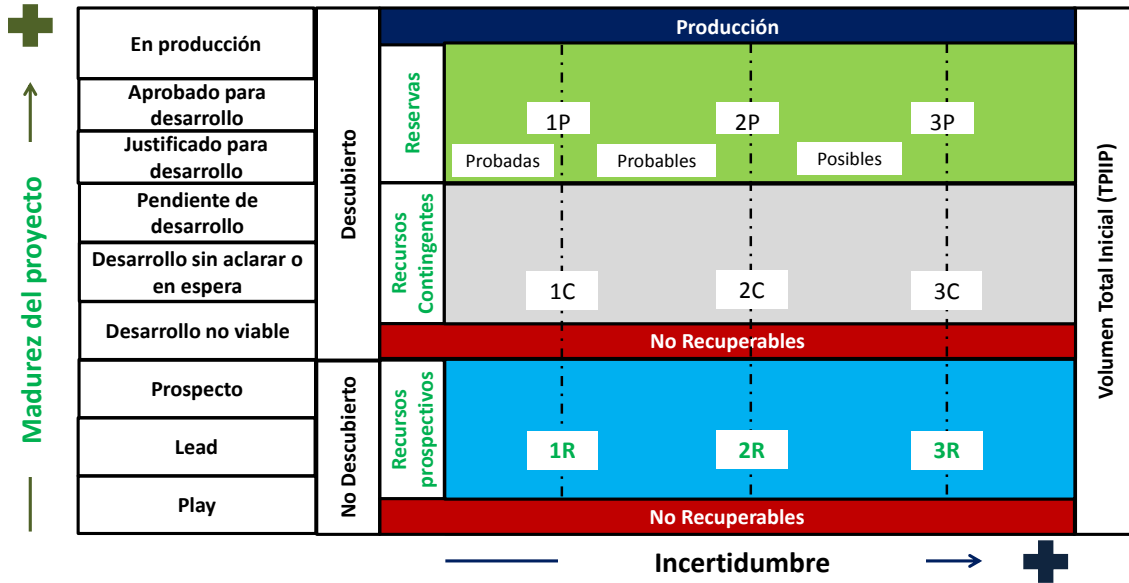


Figura 4. 5 Sistema de clasificación y categorización propuesto.

Este sistema no fue utilizado durante el desarrollo pero, se obtuvo siguiendo las columnas de izquierda a derecha es congruente con los pasos seguidos durante la estimación de recursos en cada madurez.

- 1) Identificar el grado de madurez del proyecto, en función de la cantidad de información y el grado de análisis realizados al momento de la estimación de recursos.
- 2) Estimar las cantidades de recursos descubiertos (DPIIP) y los no descubiertos (UPIIP).
- 3) Estimar los volúmenes recuperables y los no recuperables correspondientes a DPIIP y UPIIP.
- 4) Identificar la clasificación de los recursos recuperables.
- 5) Por último, calcular los volúmenes de recursos recuperables y categorizarlos en función de su incertidumbre asociada.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 CONCLUSIONES.

- A. Si se aplica la metodología seguida en esta tesis para el desarrollo del ejemplo probabilístico, las diferencias entre las interpretaciones de los conceptos disminuirá considerablemente.
- B. Los métodos probabilísticos que hacen uso de los árboles de decisión siguen formando parte de análisis cualitativos de riesgo, por lo que no son una buena herramienta de análisis.
- C. La determinación de la oportunidad de comercialización numérica no es clara, por lo que se generan muchas interpretaciones sobre su estimación.
- D. Es más claro y eficiente que el eje de la clasificación (eje vertical) se subdivide en las etapas de madurez del proyecto, ya que es relativamente sencillo establecer “puertas de decisión” entre ellas.
- E. El eje de la categorización (eje horizontal) solamente tiene sustento robusto si se aplican métodos probabilísticos. Es exclusivo para representar los volúmenes asociados a los percentiles de la distribución de probabilidad acumulada inversa.
- F. El método volumétrico solo es aplicable, para el fin de estimar recursos recuperables, hasta el inicio de la etapa de evaluación. Por lo tanto, no es aplicable para la estimación de Reservas.
- G. El término Reservas debe ser usado con la responsabilidad necesaria para hacer referencia al volumen de hidrocarburos estimado a recuperarse mediante la aplicación de un proyecto que ha obtenido la madurez necesaria para ser ejecutado con certidumbre adecuada.

5.2 RECOMENDACIONES.

- A. En México, se recomienda emitir lineamientos unificados sobre documentación y dictamen de proyectos con los de la certificación de Reservas para optimizar los recursos y el tiempo de las operadoras y de los entes reguladores.
- B. Fortalecer el conocimiento en administración de negocios petroleros en los líderes de equipo de estimación y/o certificación de recursos.
- C. Incluir en los planes de estudio del posgrado más asignaturas relacionadas con la administración aplicada a proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.
- D. Regularmente, en la elaboración de planes de extracción, el cálculo de las Reservas se considera como el límite de la cantidad de producción a obtener, determinada de forma inicial. Se recomienda estimar el TPIIP como límite y el volumen a recuperar debe ser considerado como la consecuencia de la aplicación de un plan de extracción.
- E. Nombrar a las categorías acumulativas para los Recursos Prospectivos como 1R, 2R y 3R ya que la letra “R” no es usada en el contexto de estimación de recursos.

NOMENCLATURA.

A*h	Volumen del yacimiento que contiene hidrocarburos, [m acres-pie].
bl	Barriles.
Bo _i	Factor de volumen del aceite, [m ³ /m ³].
bpd	Barriles por día.
CAA	Contacto agua-aceite, [pie].
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos de México.
CPC	Contratos de producción compartida.
CSP	Contratos de servicios puros.
CSR	Contratos de servicios con riesgo.
DPIIP	Volumen de hidrocarburo descubierto dentro del yacimiento, [mmb].
E&E	Exploración y extracción.
EUR	Recuperación final estimada (Estimated Ultimate Recovery), [mmb].
E&P	Exploración y producción.
HKH	Hidrocarburo más alto conocido (Highest Known Hydrocarbon); [pie].
LKH	Hidrocarburo más profundo conocido (Lowest Known Hydrocarbon), [pie].
m ³ /m ³	Metros cúbicos medidos a condiciones de yacimiento sobre metros cúbicos medidos a condiciones estándar.
OC	Oportunidad de comercialización, [1].
Op _{Desarrollo}	Oportunidad de desarrollo, [1].
Op _{Descubrimiento}	Oportunidad de descubrimiento, [1].
P	Producción, [bpd].
PRMS	Sistema de administración de recursos petroleros (Petroleum Resources Management System).
PVT	Presión, volumen, temperatura.
R	Reservas, [mmb].
RC	Recursos Contingentes, [mmb].
RP	Recursos Prospectivos, [mmb].
RE	Eficiencia de recuperación final o factor de recuperación, [1].
RRR	Recursos recuperables remanentes, [mmb].

Nomenclatura

SEC	Comisión de seguridad de valores de Estados Unidos (Securities and Exchange Commission).
SPE	Sociedad de Ingenieros Petroleros (Society of Petroleum Engineers).
Sw_i	Saturación de agua inicial del yacimiento, [1].
TPIIP	Volumen de hidrocarburo total dentro del yacimiento, [mmb].
UPIIP	Volumen de hidrocarburo no descubierto dentro del yacimiento, [mmb].
VNV	Volumen no vendido.
VV	Volumen vendido.
Φ	Porosidad de la roca, [1].
[1]	Parámetro es adimensional.
[m...]	Factor para multiplicar por 10^3 a una unidad.
[mm..]	Factor para multiplicar por 10^6 a una unidad.
1C	Escenario acumulativo bajo de los Recursos Contingentes, [mmb].
2C	Escenario acumulativo medio de los Recursos Contingentes, [mmb].
3C	Escenario acumulativo alto de los Recursos Contingentes, [mmb].
2D	Dos dimensiones.
3D	Tres dimensiones.
1P	Escenario acumulativo bajo de las Reservas, [mmb].
2P	Escenario acumulativo medio de las Reservas, [mmb].
3P	Escenario acumulativo alto de las Reservas, [mmb].

REFERENCIAS.

1. Bickel, J. E., Lake, L.W., Lehman, J., 2011, Discretization, Simulation, and Swanson's (Inaccurate) Mean, July, SPE Economics & Management.
2. Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012, Resolución CNH.08.001/12 por la que se modifica la resolución cnh.07.001/10 por la que la comisión nacional de hidrocarburos da a conocer los lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones realizadas por terceros independientes.
3. Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015, Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.
4. Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, Society of Petroleum Evaluators Engineers, SEG, 2011, Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.
5. Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, 2001, Petroleum Reserves Definitions and the SPE/WPC/AAPG Petroleum Resources Definitions.
6. Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, Society of Petroleum Evaluators Engineers, 2007, Petroleum Resources Management System.
7. Society of Petroleum Engineers, 2005, Glossary of Terms Used in Petroleum Reserves/Resources Definitions.
8. Society of Petroleum Engineers Oil and Gas Reserves Committee, 2005, Comparison of Selected Reserves and Resources Classifications and Associated Definitions.
9. Society of Petroleum Engineers, 2007, Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information Approved by SPE Board in June 2001.
10. Society of Petroleum Engineers, 2006, Why a Universal Language for Evaluating Reserves Is Needed.
11. United Nations Economic Commission For Europe, 2009, United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 incorporating Specifications for its Application.

APÉNDICE A. TABLAS DEL EJEMPLO DESARROLLADO.

Tabla A. 1 Datos de porosidad (Φ) de los análogos (etapas de “play, lead y prospecto”)

Φ [1] («play», «lead» y «prospecto»)									
Análogo 1	Análogo 2	Análogo 3	Análogo 4	Análogo 5	Análogo 6	Análogo 7	Análogo 8	Análogo 9	Análogo 10
0.12	0.09	0.22	0.12	0.24	0.04	0.15	0.20	0.13	0.06
0.15	0.14	0.15	0.13	0.20	0.04	0.16	0.10	0.12	0.08
0.18	0.05	0.15	0.12	0.18	0.03	0.14	0.31	0.18	0.13
0.21	0.11	0.11	0.13	0.21	0.13	0.15	0.17	0.14	0.20
0.15	0.04	0.15	0.13	0.23	0.01	0.14	0.19	0.08	0.12
0.13	0.03	0.22	0.12	0.23	0.03	0.15	0.12	0.12	0.04
0.13	0.04	0.20	0.13	0.18	0.11	0.14	0.19	0.16	0.20
0.18	0.07	0.25	0.12	0.20	0.03	0.14	0.23	0.14	0.03
0.17	0.06	0.10	0.14	0.22	0.02	0.14	0.11	0.33	0.18
0.12	0.04	0.16	0.13	0.19	0.08	0.15	0.10	0.12	0.11
0.20	0.20	0.17	0.11	0.20	0.01	0.13	0.19	0.11	0.06
0.14	0.04	0.15	0.13	0.19	0.17	0.13	0.21	0.12	0.02
0.16	0.06	0.20	0.14	0.22	0.14	0.13	0.14	0.15	0.07
0.13	0.23	0.18	0.10	0.20	0.05	0.13	0.18	0.14	0.08
0.10	0.08	0.24	0.13	0.18	0.03	0.13	0.17	0.18	0.02
0.11	0.09	0.20	0.12	0.23	0.37	0.14	0.16	0.13	0.12
0.15	0.23	0.21	0.12	0.21	0.06	0.14	0.18	0.13	0.19
0.11	0.02	0.18	0.12	0.19	0.23	0.15	0.18	0.11	0.07
0.11	0.05	0.12	0.12	0.22	0.05	0.15	0.24	0.16	0.28
0.13	0.03	0.13	0.11	0.24	0.02	0.15	0.17	0.12	0.09
0.16	0.06	0.14	0.13	0.22	0.04	0.14	0.13	0.12	0.06
0.16	0.11	0.09	0.12	0.22	0.09	0.15	0.35	0.10	0.12
0.17	0.07	0.10	0.10	0.19	0.02	0.13	0.22	0.18	0.14
0.12	0.04	0.14	0.11	0.21	0.02	0.15	0.20	0.10	0.15
0.14	0.19	0.15	0.12	0.20	0.14	0.13	0.31	0.16	0.19

Apéndice A

Tabla A. 2 Datos de saturación de agua inicial (Sw_i) de los análogos (etapas de “*play*, *lead* y *prospecto*”)

Sw_i [1] [«*play*», «*lead*» y «*prospecto*»]

Análogo 1	Análogo 2	Análogo 3	Análogo 4	Análogo 5	Análogo 6	Análogo 7	Análogo 8	Análogo 9	Análogo 10
0.10	0.21	0.18	0.10	0.26	0.15	0.13	0.08	0.16	0.21
0.22	0.12	0.32	0.07	0.24	0.28	0.07	0.17	0.17	0.26
0.17	0.11	0.09	0.07	0.12	0.15	0.10	0.05	0.16	0.22
0.18	0.09	0.18	0.08	0.10	0.38	0.16	0.03	0.15	0.25
0.21	0.22	0.11	0.10	0.19	0.22	0.09	0.17	0.16	0.40
0.17	0.24	0.22	0.08	0.06	0.32	0.11	0.03	0.18	0.25
0.12	0.09	0.19	0.07	0.10	0.31	0.14	0.02	0.16	0.26
0.20	0.09	0.21	0.08	0.13	0.22	0.11	0.03	0.17	0.14
0.16	0.07	0.22	0.08	0.10	0.20	0.10	0.05	0.16	0.21
0.33	0.08	0.25	0.08	0.09	0.30	0.09	0.02	0.15	0.29
0.21	0.12	0.18	0.08	0.27	0.22	0.14	0.08	0.20	0.26
0.15	0.07	0.18	0.09	0.14	0.20	0.08	0.11	0.16	0.33
0.16	0.14	0.16	0.07	0.10	0.21	0.13	0.05	0.17	0.28
0.20	0.16	0.64	0.08	0.08	0.13	0.11	0.08	0.15	0.19
0.12	0.12	0.14	0.07	0.17	0.46	0.10	0.03	0.18	0.20
0.18	0.16	0.18	0.09	0.11	0.19	0.07	0.12	0.18	0.18
0.14	0.08	0.18	0.08	0.12	0.23	0.11	0.40	0.16	0.17
0.17	0.09	0.25	0.09	0.22	0.25	0.13	0.05	0.16	0.22
0.13	0.14	0.13	0.06	0.28	0.22	0.17	0.20	0.16	0.41
0.16	0.13	0.13	0.08	0.09	0.21	0.14	0.06	0.17	0.22
0.12	0.07	0.13	0.09	0.17	0.13	0.09	0.08	0.18	0.23
0.25	0.10	0.26	0.08	0.13	0.28	0.10	0.24	0.17	0.34
0.20	0.13	0.34	0.06	0.12	0.32	0.10	0.08	0.16	0.37
0.11	0.13	0.21	0.08	0.27	0.21	0.09	0.50	0.17	0.20
0.19	0.14	0.27	0.07	0.18	0.39	0.08	0.02	0.16	0.22

Apéndice A

Tabla A. 3 Datos de factor de volumen inicial (Bo_i) de los análogos (etapas de “*play*, *lead* y *prospecto*”)

Bo_i [m^3/m^3] («<i>play</i>», «<i>lead</i>» y «<i>prospecto</i>»)									
Análogo 1	Análogo 2	Análogo 3	Análogo 4	Análogo 5	Análogo 6	Análogo 7	Análogo 8	Análogo 9	Análogo 10
1.04	1.07	1.16	1.19	1.31	1.30	1.10	1.02	1.43	1.02
1.03	1.08	1.22	1.20	1.30	1.24	1.13	1.00	1.16	1.02
1.03	1.07	1.19	1.24	1.31	1.28	1.12	1.01	1.48	1.02
1.04	1.07	1.15	1.15	1.32	1.22	1.13	1.01	1.36	1.02
1.03	1.06	1.18	1.22	1.32	1.23	1.14	1.05	1.25	1.04
1.03	1.06	1.23	1.25	1.27	1.33	1.15	1.02	1.34	1.03
1.03	1.06	1.23	1.19	1.29	1.26	1.11	1.02	1.25	1.02
1.03	1.06	1.22	1.20	1.34	1.21	1.12	1.03	1.17	1.02
1.03	1.07	1.19	1.25	1.28	1.19	1.11	1.02	1.25	1.02
1.03	1.08	1.18	1.35	1.30	1.21	1.12	1.01	1.39	1.02
1.04	1.08	1.26	1.18	1.29	1.26	1.11	1.01	1.27	1.02
1.04	1.05	1.22	1.25	1.26	1.28	1.11	1.02	1.20	1.02
1.03	1.06	1.22	1.31	1.29	1.22	1.12	1.02	1.35	1.02
1.04	1.06	1.23	1.21	1.28	1.20	1.11	1.03	1.34	1.02
1.04	1.09	1.15	1.22	1.30	1.28	1.12	1.03	1.30	1.03
1.04	1.07	1.24	1.24	1.32	1.34	1.13	1.02	1.23	1.02
1.03	1.09	1.22	1.37	1.25	1.21	1.11	1.03	1.38	1.02
1.04	1.06	1.17	1.22	1.29	1.26	1.10	1.01	1.31	1.02
1.04	1.08	1.23	1.19	1.28	1.20	1.12	1.03	1.14	1.02
1.03	1.07	1.25	1.33	1.28	1.26	1.13	1.04	1.32	1.02
1.03	1.08	1.20	1.19	1.30	1.20	1.11	1.03	1.38	1.02
1.03	1.07	1.21	1.35	1.31	1.35	1.13	1.00	1.35	1.02
1.03	1.07	1.21	1.22	1.33	1.25	1.11	1.03	1.38	1.02
1.04	1.09	1.15	1.24	1.30	1.26	1.13	1.02	1.49	1.02
1.03	1.07	1.27	1.33	1.31	1.21	1.13	1.03	1.30	1.02

Tabla A. 4 Datos de RE [1] de los análogos (etapas de “*play*, *lead* y *prospecto*”).

RE [1] («<i>play</i>», «<i>lead</i>» y «<i>prospecto</i>»)			
Análogo	Mínimo	Más probable	Máximo
1	0.25	0.27	0.40
2	0.12	0.22	0.50
3	0.35	0.37	0.44
4	0.28	0.29	0.33
5	0.10	0.12	0.16
6	0.35	0.50	0.55
7	0.25	0.30	0.32
8	0.18	0.19	0.27
9	0.18	0.25	0.28
10	0.30	0.31	0.40

Apéndice A

Tabla A. 5 Recursos durante la exploración [mmb] (etapas de “*play, lead y prospecto*”)

TPIIP [mmb]	Distribución	Beta
	P10	705
	P50	1,583
	P90	2,682
	Desviación estándar	771
RP [mmb]	Distribución	Beta
	P10	180
	P50	441
	P90	864
	Desviación estándar	276
No recuperables [mmb]	P10	525
	P50	1,142
	P90	1,818

Tabla A. 6 Datos de Φ [1] (etapa de “*desarrollo no viable*”)

Φ [1] («<i>desarrollo no viable</i>»)			
<u>Análogo 3</u>	<u>Análogo 4</u>	<u>Análogo 6</u>	<u>Yacimiento descubierto</u>
0.22	0.12	0.04	0.16
0.15	0.13	0.04	
0.15	0.12	0.03	
0.11	0.13	0.13	
0.15	0.13	0.01	
0.22	0.12	0.03	
0.20	0.13	0.11	
0.25	0.12	0.03	
0.10	0.14	0.02	
0.16	0.13	0.08	
0.17	0.11	0.01	
0.15	0.13	0.17	
0.20	0.14	0.14	
0.18	0.10	0.05	
0.24	0.13	0.03	
0.20	0.12	0.37	
0.21	0.12	0.06	
0.18	0.12	0.23	
0.12	0.12	0.05	
0.13	0.11	0.02	
0.14	0.13	0.04	
0.09	0.12	0.09	
0.10	0.10	0.02	
0.14	0.11	0.02	
0.15	0.12	0.14	

Apéndice A

Tabla A. 7 Datos de Sw_i [1] (etapa de “desarrollo no viable”)

**Sw_i [1]
[«desarrollo no viable»]**

Análogo 3	Análogo 4	Análogo 6	Yacimiento descubierto
0.18	0.10	0.15	0.19
0.32	0.07	0.28	
0.09	0.07	0.15	
0.18	0.08	0.38	
0.11	0.10	0.22	
0.22	0.08	0.32	
0.19	0.07	0.31	
0.21	0.08	0.22	
0.22	0.08	0.20	
0.25	0.08	0.30	
0.18	0.08	0.22	
0.18	0.09	0.20	
0.16	0.07	0.21	
0.64	0.08	0.13	
0.14	0.07	0.46	
0.18	0.09	0.19	
0.18	0.08	0.23	
0.25	0.09	0.25	
0.13	0.06	0.22	
0.13	0.08	0.21	
0.13	0.09	0.13	
0.26	0.08	0.28	
0.34	0.06	0.32	
0.21	0.08	0.21	
0.27	0.07	0.39	

Apéndice A

Tabla A. 8 Datos de Bo_i [m^3/m^3] (etapa de “desarrollo no viable”)

Bo_i [m^3/m^3] («desarrollo no viable»)			
Análogo 3	Análogo 4	Análogo 6	Yacimiento descubierto
1.157	1.192	1.298	1.21
1.220	1.202	1.242	
1.188	1.241	1.285	
1.153	1.153	1.221	
1.175	1.221	1.235	
1.230	1.253	1.332	
1.229	1.187	1.262	
1.221	1.199	1.207	
1.186	1.251	1.189	
1.176	1.351	1.215	
1.263	1.181	1.264	
1.216	1.254	1.281	
1.223	1.310	1.224	
1.232	1.206	1.198	
1.147	1.217	1.282	
1.239	1.244	1.344	
1.220	1.366	1.211	
1.169	1.224	1.262	
1.228	1.193	1.204	
1.248	1.333	1.260	
1.196	1.194	1.203	
1.206	1.348	1.350	
1.208	1.221	1.245	
1.151	1.245	1.259	
1.270	1.327	1.213	

Tabla A. 9 Datos de RE [1] (etapa de “desarrollo no viable”)

RE [1] («desarrollo no viable»)			
Análogo	Mínimo	Más probable	Máximo
3	0.35	0.37	0.44
4	0.28	0.29	0.33
6	0.35	0.50	0.55

Apéndice A

Tabla A. 10 Resumen de recursos [mmb] (etapa de “desarrollo no viable”)

DPIIP [mmb]	Distribución	Beta
	P10	147
	P50	358
	P90	608
	Desviación estándar	176
UPIIP [mmb]	Distribución	Beta
	P10	391
	P50	951
	P90	1,689
	Desviación estándar	507
RC [mmb]	Distribución	Beta
	P10	56
	P50	140
	P90	245
	Desviación estándar	73
RP [mmb]	Distribución	Beta
	P10	148
	P50	372
	P90	683
	Desviación estándar	209
No recuperables [mmb]	P10	334
	P50	797
	P90	1,369

Apéndice A

Tabla A. 11 Datos de Φ [1] (etapa de “desarrollo sin aclarar o en espera”)

Φ [1] («desarrollo sin aclarar o en espera»)	
<u>Análogo 3</u>	<u>Yacimiento descubierto</u>
0.22	0.16
0.15	0.14
0.15	0.13
0.11	0.12
0.15	0.14
0.22	
0.20	
0.25	
0.10	
0.16	
0.17	
0.15	
0.20	
0.18	
0.24	
0.20	
0.21	
0.18	
0.12	
0.13	
0.14	
0.09	
0.10	
0.14	
0.15	

Apéndice A

Tabla A. 12 Datos de Sw_i [1] (etapa de “desarrollo sin aclarar o en espera”)

Sw_i [1]
[«desarrollo sin aclarar o en espera»]

<u>Análogo 3</u>	<u>Yacimiento descubierto</u>
0.18	0.19
0.32	0.11
0.09	0.16
0.18	0.17
0.11	0.16
0.22	
0.19	
0.21	
0.22	
0.25	
0.18	
0.18	
0.16	
0.64	
0.14	
0.18	
0.18	
0.25	
0.13	
0.13	
0.13	
0.26	
0.34	
0.21	
0.27	

Apéndice A

Tabla A. 13 Datos del Bo_i [m^3/m^3] (etapa de “*desarrollo sin aclarar o en espera*”)

Bo_i [m^3/m^3]
(«*desarrollo sin aclarar o en espera*»)

<u>Análogo 3</u>	<u>Yacimiento descubierto</u>
1.157	1.18
1.220	1.32
1.188	1.18
1.153	1.27
1.175	1.25
1.230	
1.229	
1.221	
1.186	
1.176	
1.263	
1.216	
1.223	
1.232	
1.147	
1.239	
1.220	
1.169	
1.228	
1.248	
1.196	
1.206	
1.208	
1.151	
1.270	

Apéndice A

Tabla A. 14 Datos de RE [1] (etapas de “desarrollo sin aclarar o en espera, pendiente de desarrollo, justificado para desarrollo, aprobado para desarrollo y en producción”)

RE [1] («desarrollo sin aclarar o en espera»)			
Análogo	Mínimo	Más probable	Máximo
3	0.35	0.37	0.44

Tabla A. 15 Volúmenes de recursos [mmb] (etapa de “desarrollo sin aclarar o en espera”)

DPIIP [mmb]	Distribución	Beta
	P10	577
	P50	804
	P90	1,110
	Desviación estándar	204
UPIIP [mmb]	Distribución	Gamma
	P10	503
	P50	800
	P90	1,221
	Desviación estándar	284
RC [mmb]	Distribución	Beta
	P10	217
	P50	304
	P90	420
	Desviación estándar	78
RP [mmb]	Distribución	Gamma
	P10	190
	P50	303
	P90	462
	Desviación estándar	108
No recuperables [mmb]	P10	673
	P50	997
	P90	1,449

Apéndice A

Tabla A. 16 Datos de Φ [1] (etapas de “pendiente de *desarrollo*”, “justificado para *desarrollo*” y “aprobado para *desarrollo*”)

Φ [1] (“pendiente de desarrollo”, “justificado para desarrollo y aprobado para desarrollo”)	
<u>Análogo 3</u>	<u>Yacimiento descubierto</u>
0.22	0.16
0.15	0.14
0.15	0.13
0.11	0.12
0.15	0.14
0.22	0.15
0.20	0.17
0.25	0.13
0.10	0.12
0.16	
0.17	
0.15	
0.20	
0.18	
0.24	
0.20	
0.21	
0.18	
0.12	
0.13	
0.14	
0.09	
0.10	
0.14	
0.15	

Apéndice A

Tabla A. 17 Datos de Sw_i [1] (etapas de “pendiente de *desarrollo*”, “justificado para *desarrollo*” y “aprobado para *desarrollo*”)

Sw_i [1] (“pendiente de desarrollo”, “justificado para desarrollo y aprobado para desarrollo”)	
<u>Análogo 3</u>	<u>Yacimiento descubierto</u>
0.18	0.19
0.32	0.11
0.09	0.16
0.18	0.17
0.11	0.16
0.22	0.20
0.19	0.18
0.21	0.16
0.22	0.19
0.25	
0.18	
0.18	
0.16	
0.64	
0.14	
0.18	
0.18	
0.25	
0.13	
0.13	
0.13	
0.26	
0.34	
0.21	
0.27	

Apéndice A

Tabla A. 18 Datos de Bo_i [m^3/m^3] (etapas de “pendiente de *desarrollo*”, “justificado para *desarrollo*” y “aprobado para *desarrollo*”)

**Bo_i [m^3/m^3]
 (“pendiente de *desarrollo*”,
 “justificado para *desarrollo*
 y aprobado para
desarrollo”)**

Análogo 3	<u>Yacimiento descubierto</u>
1.157	1.18
1.220	1.32
1.188	1.18
1.153	1.27
1.175	1.25
1.230	1.20
1.229	1.27
1.221	1.23
1.186	1.28
1.176	
1.263	
1.216	
1.223	
1.232	
1.147	
1.239	
1.220	
1.169	
1.228	
1.248	
1.196	
1.206	
1.208	
1.151	
1.270	

Apéndice A

Tabla A. 19 Volúmenes de recursos [mmb] (etapas de “pendiente de desarrollo”, “justificado para desarrollo” y “aprobado para desarrollo”)

	Distribución	Gamma
TPIIP [mmb]	P10	1,167
	P50	1,604
	P90	2,190
	Desviación estándar	398
Reservas [mmb]	Distribución	Gamma
	P10	440
	P50	607
	P90	832
	Desviación estándar	153
No recuperables [mmb]	P10	727
	P50	997
	P90	1,358

Apéndice A

Tabla A. 20 Datos de Φ [1] (etapa de “en producción”)

Φ [1] (“en producción”)
0.16
0.14
0.13
0.12
0.14
0.15
0.17
0.13
0.12
0.17
0.12
0.15
0.12
0.15
0.12
0.17
0.16
0.13
0.14
0.12
0.15
0.16
0.14
0.16
0.18

Apéndice A

Tabla A. 21 Datos de Sw_i [1] (etapa de “en producción”)

Sw_i [1]
 (“en producción”)

0.19
0.11
0.16
0.17
0.16
0.20
0.18
0.16
0.19
0.22
0.21
0.27
0.13
0.15
0.22
0.15
0.14
0.19
0.20
0.17
0.18
0.13
0.17
0.21
0.15

Apéndice A

Tabla A. 22 Datos de Bo_i [m^3/m^3] (etapa de “*en producción*”)

Bo_i [m^3/m^3]
 (“en producción”)

1.18
1.32
1.18
1.27
1.25
1.20
1.27
1.23
1.28
1.25
1.25
1.26
1.21
1.22
1.28
1.25
1.22
1.27
1.26
1.21
1.20
1.27
1.25
1.23
1.20

Apéndice A

Tabla A. 23 Volúmenes de recursos [mmb] (etapa “en producción”)

		Desarrollo	Explotación
TPIIP [mmb]	Distribución	Beta	
	P10	1,314	
	P50	1,545	
	P90	1,833	
	Desviación estándar	195	
Reservas [mmb]	Distribución	Beta	Beta
	1P	493	283
	2P	584	374
	3P	697	487
	Desviación estándar	78	78
Producción [mmb]		-	210
No recuperables [mmb]	P10	821	
	P50	961	
	P90	1,136	

APÉNDICE B. EJEMPLO DE APLICACIÓN GENERAL DE MÉTODOS PROBABILÍSTICOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RECURSOS USANDO EL MÉTODO VOLUMÉTRICO.

A continuación se desarrolla un ejemplo para mostrar la aplicación de los métodos probabilísticos en la estimación del TPIIP y del EUR.

El yacimiento está representado por una acumulación convencional en una cuenca madura, la cual contiene estructuras extremadamente grandes con buena continuidad regional.

Para la realización del análisis se cuenta con la información mostrada en la Tabla B. 1.

Tabla B. 1 Información para estimar TPIIP

Parámetros	Unidades	Mínimo	Más probable	Máximo
$A \cdot h_{\text{neto}}$	m ac-ft	241.4	1,055.6	2,134.7
ϕ promedio	%	15	16	17
Swi	%	20	19	18
Bo promedio	$\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3}$ _{@c.y.} $\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3}$ _{@c.s.}	1.4	1.4	1.4

Debido a que se dispone de los valores mínimo, máximo y más probable, se caracterizan las distribuciones probabilísticas utilizando la distribución Beta-pert. De esta forma se obtienen las gráficas mostradas en la última columna de la Tabla B. 2.

Tabla B. 2 Caracterización probabilística de las variables para calcular TPIIP

Parámetros estimados	Unidades	Mínimo	Más probable	Máximo	Distribución
$A \cdot h_{\text{neto}}$	m ac-ft	241.4	1,055.6	2,134.7	Beta Pert
ϕ promedio	%	15	16	17	
Swi	%	20	19	18	
Bo promedio	$\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3}$ @c.y. $\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3}$ @c.s.	1.4	1.4	1.4	N/A

Introduciendo estas distribuciones en la ecuación 3.12, usando 10,000 iteraciones para el método de Monte Carlo, se obtiene la distribución para el TPIIP mostrada en la Figura B. 1.

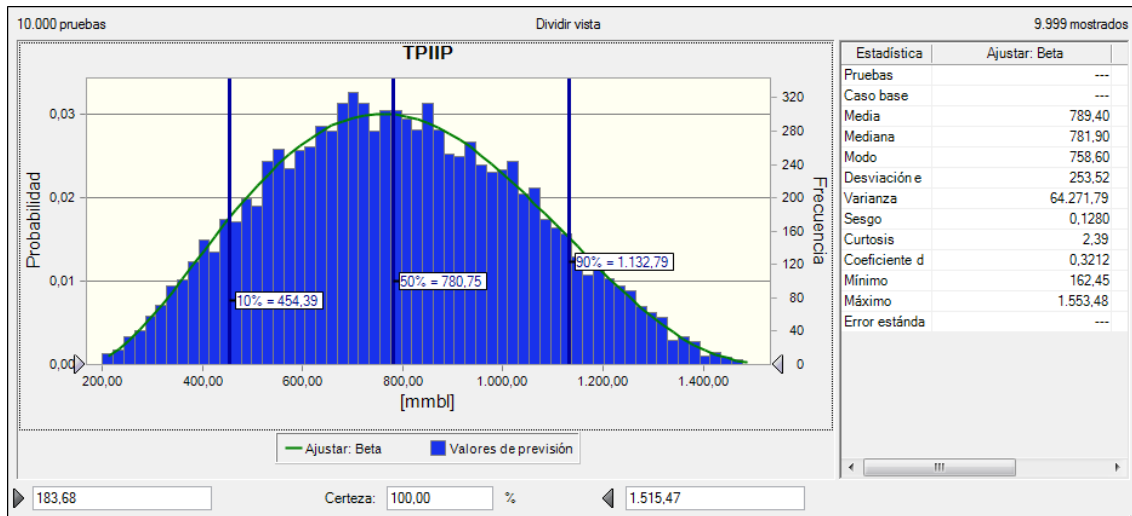


Figura B. 1 Distribución del TPIIP

Se lee que la distribución Beta es la que caracteriza mejor este parámetro. El mínimo volumen posible de TPIIP es 183.68 [mmb] y el máximo es de 1,515.47 [mmb], con un estimado medio de 780.75 [mmb]. Existe una certidumbre del 80% de que el volumen se encuentre entre los valores de 454.39 [mmb] (estimado bajo) y 1,132.79 [mmb] (estimado alto).

El valor de la desviación estándar es de 253.52 [mmb].

Para conocer cuál es el parámetro que contribuye con más peso a la varianza se obtiene la gráfica mostrada en la Figura B. 2, donde se aprecia que el producto A^*h ocupa el 99.4%, y el restante 0.6% se distribuye entre las demás variables. Por lo tanto, es importante realizar un análisis minucioso para determinar los planes de mitigación de riesgos para A^*h .

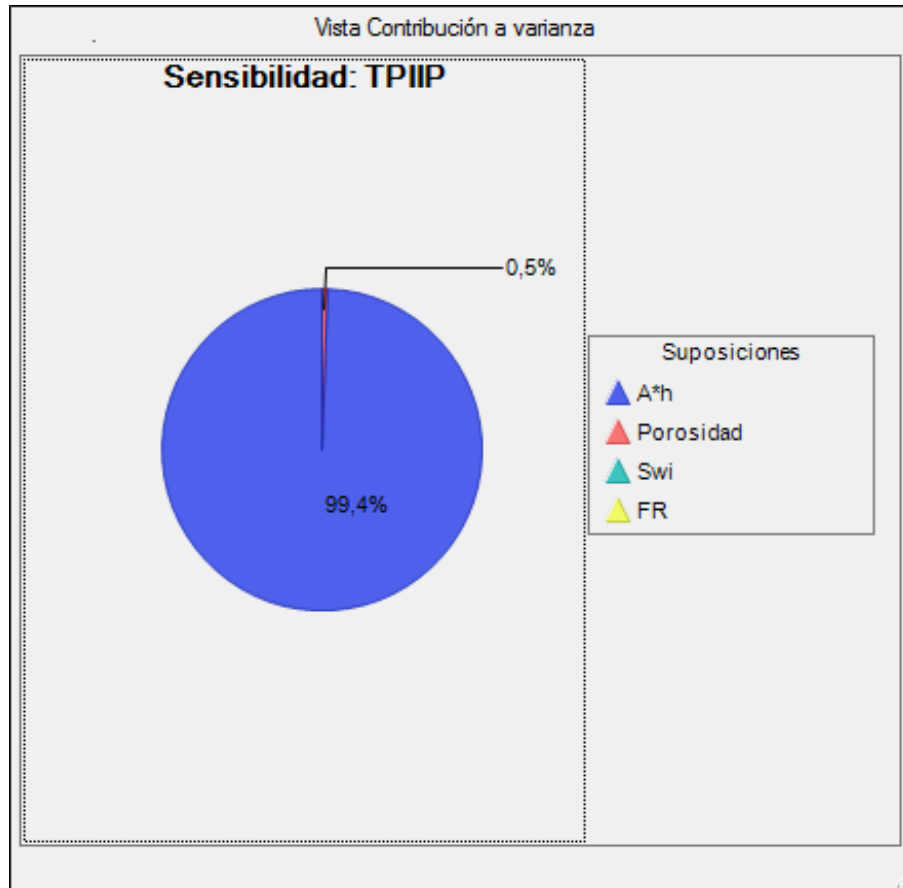


Figura B. 2 Contribución a la varianza de TPIIP

Para identificar la contribución a la posición de la media de TPIIP se presentan los gráficos mostrados en la Figura B. 3, donde se reafirma que la variable que al modificar su valor tiene mayor impacto en la media del TPIIP es el producto A^*h , y la porosidad y saturación de agua en segundo y tercer lugar, respectivamente.

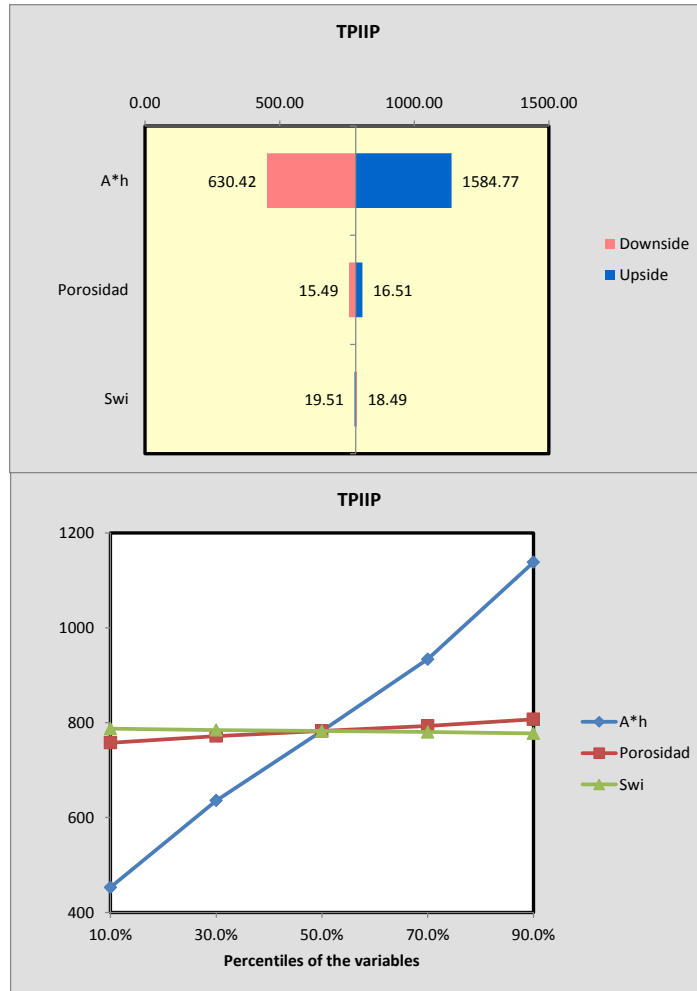
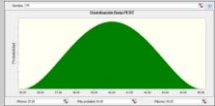


Figura B. 3 Contribución a la media de TPIIP

Para estimar la cantidad de recursos recuperables se aplicará la ecuación 3.12 donde el factor de recuperación (RE) tiene los valores y la distribución probabilística mostrados en la Tabla B. 3.

Tabla B. 3 Caracterización probabilística de los datos de RE

Parámetros estimados	Unidades	Mínimo	Más probable	Máximo	Distribución
RE	%	35	40	45	

Utilizando esta nueva distribución en la ecuación 3.12, y realizando 10,000 iteraciones para el método de Monte Carlo, se obtiene la distribución para el EUR mostrada en la Figura B. 4.

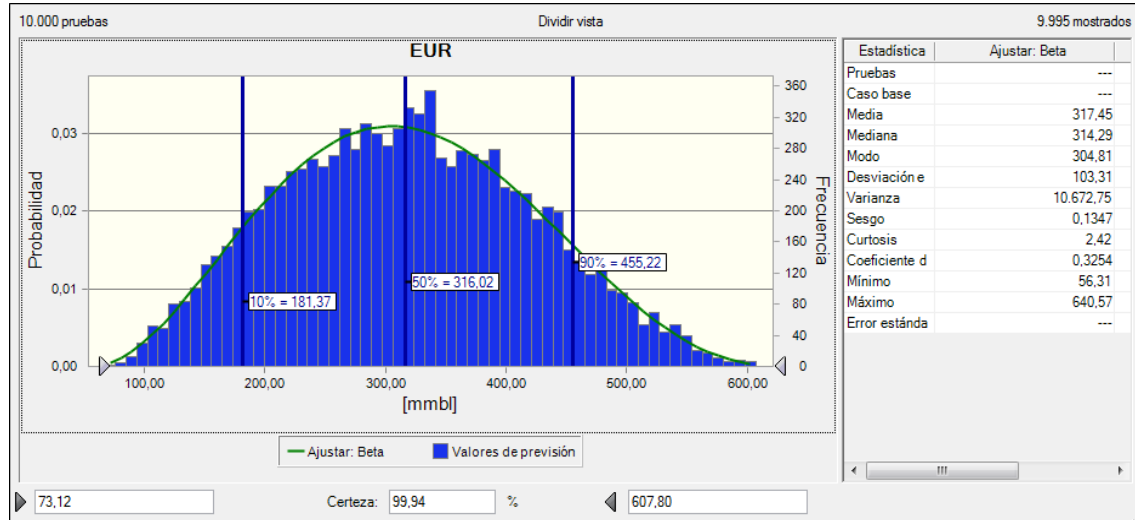


Figura B. 4 Distribución del EUR

De la gráfica se aprecia que la distribución que caracteriza mejor este parámetro es una Beta. El mínimo volumen de EUR es 73.12 [mmb] y el máximo es de 607.8 [mmb], con un estimado medio de 316.02 [mmb]. Existe una certidumbre del 80% de que el volumen se encuentre entre los valores de 181.37 [mmb] (estimado bajo) y 455.22 [mmb] (estimado alto).

El valor de la desviación estándar es de 103.31 [mmb].

La variable que contribuye con más peso a la varianza se muestra en la gráfica incluida en la Figura B. 5, donde se aprecia que el producto A*h ocupa el 97.7%, el 2% es de RE y el restante 0.3% se distribuye entre las demás variables. Por lo tanto, se reafirma la importancia de establecer los planes de mitigación de riesgos para A*h.

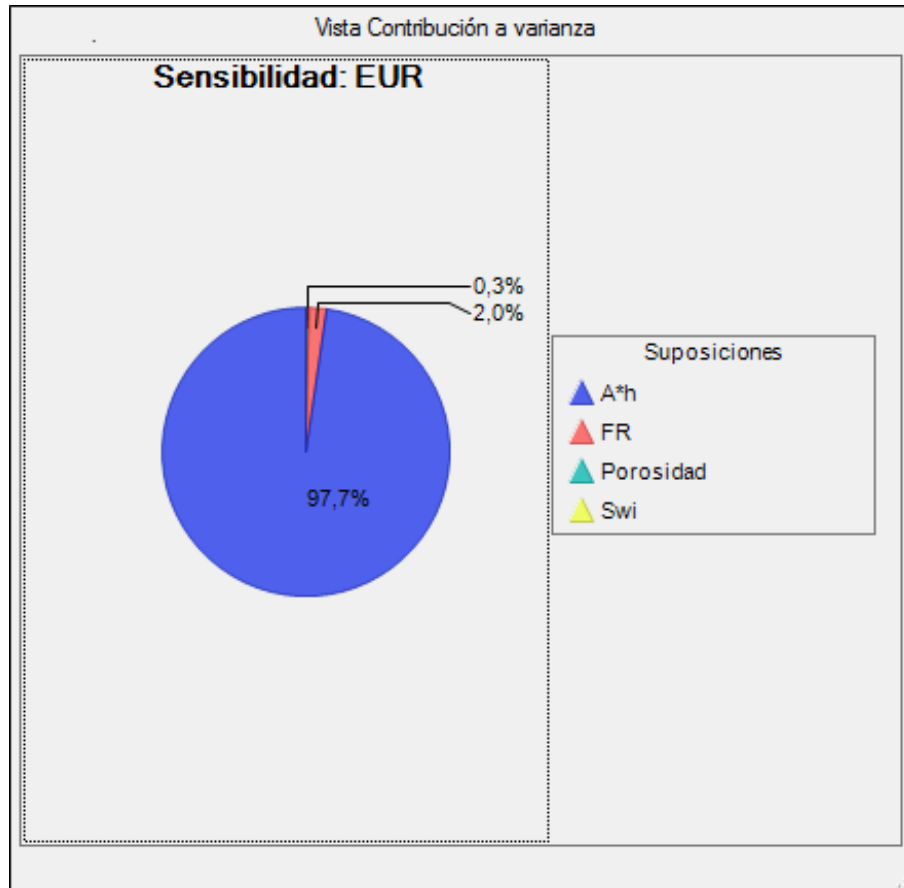


Figura B. 5 Contribución a la varianza del EUR

Para identificar la contribución a la posición del valor de la media de EUR se presentan los gráficos mostrados en la Figura B. 6. De aquí se aprecia que la variable que al modificar su valor tiene mayor impacto es el producto A*h, seguido del RE y porosidad en segundo y tercer lugar, respectivamente.

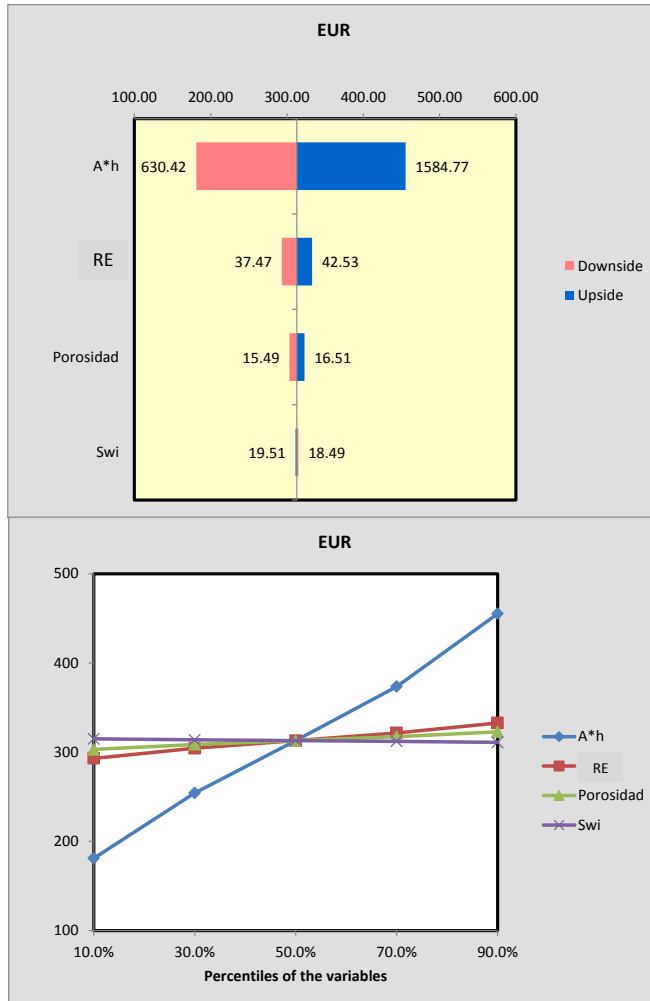


Figura B. 6 Contribución a la media del EUR