



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos

Estadísticas de rentabilidad e incertidumbre

Documento Técnico de Trabajo - 3

Contenido

I. Introducción.....	3
<i>Propósito.....</i>	3
<i>Principales conclusiones.....</i>	4
<i>Organización del documento.....</i>	4
II. Definición de proyecto	5
III. Indicador de rentabilidad esperada.....	8
<i>Definiciones.....</i>	8
<i>Premisas económicas.....</i>	10
<i>Rentabilidad.....</i>	11
<i>Rentabilidad y volumetría de los proyectos.....</i>	14
IV. Indicador de incertidumbre.....	18
<i>Definiciones.....</i>	18
<i>Rentabilidad e incertidumbre.....</i>	22
<i>Rentabilidad, incertidumbre y volumetría</i>	25
V. Proyectos de gas no asociado	26
VI. Asignación de presupuesto	30
<i>Fondeo de proyectos de hidrocarburos</i>	30
VII. Conclusiones	34
Anexo I. Bibliografía	36
Anexo II. Abreviaturas utilizadas	37
Anexo III. Fuentes de Información.....	38
Anexo IV. Cuadros de indicadores por proyecto.....	39
<i>Proyectos de Explotación.....</i>	39
<i>Proyectos de Exploración.....</i>	43

I. Introducción

Propósito

El documento de trabajo DT-3 tiene como propósito realizar una jerarquización de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en función de sus estadísticas de rentabilidad esperada, incertidumbre y volumetría. Para lo anterior primero se identificó la unidad económica relevante a emplear en el documento, denominada proyecto de inversión, y con base en ello se estimaron los indicadores mencionados para cada proyecto de inversión.

Los indicadores se calculan con base en información proporcionada por Petróleos Mexicanos y empleando metodologías de uso general, entre otras: valor presente neto, valor presente de inversiones, razones financieras y desviación estándar de la estimación de reservas y recursos prospectivos.

En este documento, DT-3, no se incorporan proyectos que Pemex no ha evaluado o identificado, como:

- Proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada,
- Proyectos de exploración subsalina, y
- Proyectos de gas de lutita (*shale gas*).

Si bien estos son proyectos fundamentales para una correcta clasificación del total de proyectos en el país, no se cuenta con información de ellos. Es importante mencionar que algunos de los proyectos arriba mencionados podrían ser sumamente rentables y competir con los que actualmente existen.

Dentro del documento de trabajo DT-3, también se excluye el valor que agrega a los proyectos la posibilidad de modificar el plan de inversión a lo largo de la vida del proyecto (lo que comúnmente se valúa mediante opciones reales).

Tanto la identificación y evaluación de proyectos aún no documentados por Pemex, como la metodológica para evaluar la posibilidad de modificar los planes de inversión a lo largo de la vida de los proyectos, serán aspectos a incorporar en un documento de trabajo posterior.

El presente trabajo forma parte de una serie de documentos de la CNH que sirven de apoyo para aportar los elementos técnicos para el diseño y definición de la política de hidrocarburos del país.

Principales conclusiones

La caracterización de los proyectos a partir de los indicadores definidos (rentabilidad, incertidumbre, volumetría) arroja las siguientes conclusiones:

- Si se clasifican el total de proyectos (exploración y explotación) según rentabilidad y volumetría (reservas 2P o recursos medios), el 28% de los proyectos de mayor rentabilidad y mayor volumetría son proyectos exploratorios.
- Dentro de los proyectos exploratorios, los proyectos en aguas someras se ubican en el grupo de mayor rentabilidad y menor incertidumbre.
- Al clasificar el total de proyectos de explotación, incluyendo los proyectos de gas no asociado, según rentabilidad e incertidumbre, el 100% de los proyectos en Chicontepec (Aceite Terciario del Golfo) se ubican en el grupo con menor rentabilidad y mayor incertidumbre.
- Si bien los proyectos de gas no asociado son atractivos económicamente, al compararlos con los proyectos de aceite se ven desfavorecidos. Conforme a la metodología presentada y a los precios actuales de los hidrocarburos, los proyectos de aceite son 5 veces más rentables que los proyectos de gas no asociado.

Organización del documento

El documento está estructurado en cuatro secciones. En la primera, se define el concepto de proyecto, que es la unidad económica sobre la cual se reportan las estadísticas de rentabilidad, incertidumbre y volumetría, y posteriormente se enlistan los proyectos señalando a qué región pertenecen.

En la segunda sección se define el indicador de rentabilidad y se presentan las estadísticas correspondientes, incluyendo las de volumetría. En la tercera sección se introduce el indicador de incertidumbre y se presentan conjuntamente las estadísticas de rentabilidad e incertidumbre. En la cuarta sección se analizan exclusivamente los proyectos de gas no asociado a la luz de los indicadores presentados previamente. La quinta sección presenta un análisis de la asignación de presupuesto de los proyectos considerando los indicadores definidos. La última sección resume los principales resultados y trabajos posteriores.

II. Definición de proyecto

El primer paso para poder jerarquizar los proyectos de exploración y explotación es conceptualizarlos; esto es, identificar cuál es la unidad económica relevante, misma que denominaremos “proyecto de inversión” o “proyecto”.

Las compañías certificadoras de reservas de hidrocarburos toman como unidad económica relevante el campo petrolero. Siguiendo dicha lógica la definición de proyecto a emplear será:

- Para proyectos de explotación (desarrollo de reservas), campo cuya reserva 2P sea superior a 10 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- Para proyectos en exploración, localización aprobada cuyo recurso prospectivo medio sea superior a 10 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Bajo esta definición, de un total de 683 campos con reservas de hidrocarburos y 275 localizaciones exploratorias aprobadas, se identificaron un total de 383 proyectos, de los cuales 184 son proyectos de explotación y 199 proyectos de exploración.

El cuadro 1 muestra los proyectos de exploración analizados, así como su correspondiente proyecto de acuerdo a la agrupación definida por Pemex. Asimismo, en el cuadro 2, se presentan los proyectos de explotación incluidos y su respectivo proyecto de acuerdo con Pemex.

Cuadro 1. Proyectos de Exploración

Región	Proyecto Pemex	Proyectos conforme a principales campos					Núm.
Marina Noreste	Campeche Oriente	Akal-301 Ayatsil-1001 Bacab-501 Balam-1001 Bisik-1 Chac-301 Chapabil-1001	Chapabil-201 Chapabil-301 Chapabil-401 Ek-1001 Ek-201 Ek-301 Kaxanbil-1	Ku-2001 Ku-201 Ku-3001 Ku-301 Ku-5001 Lum-101 Lum-201	Lum-301 Maloob-201 Nohoch-101 Nohoch-201 Numan-101 Pit-1001 Pit-2001	Utsil-101 Zaap-3001 Zazilha-101 Sihil-101 Tson-1001 Tson-101 Tson-201	35
	Evaluación del Potencial Campeche Oriente Terciario	Tomba-1	Tomon-1				2
Marina Suroeste	Campeche Poniente	Abkatun-2001 Alak-101 Ayin-3dl	Esah-1 Cheek-1 lchal-1	Kay-1001 Ken-1 Och-301	Yut-1 Tach-1 Talan-1	Taratumich-3001 Uech-201	14
	Coatzacoalcos	Canin-1	Mizton-1	Tonall-1			3
	Golfo de México B	Ahawbil-1 Alaw-1 Atal-1	Bisba-1 Chelan-1 Kajkunaj-1	Lakach-1001 Lakach-2001 Makkab-1	Naajal-1 Nen-1 Nox-1	Tabascoob-201 Tumtah-1	14
	Integral Crudo Ligero Marino	Hayabil-101 Mekpal-1 Suuk-1	Tlacame-1 Tsanlah-1 Tsimin-3dl	Uchbal-1 Xkin-1 Xpal-1	Xulum-1001 Xupal-1 Yaxche-201	Yum-1001	13
Norte	Área Pérdido	Magnanimo-1	Maximino-1	Pep-1			3
	Cazones	Bentonico-1	Isurus-1	Myliobatis-1	Picon-1		4
	Evaluación del Potencial Delta del Bravo	Kama-1					1
	Evaluación del Potencial Lamprea	Gema-1	Hermes-1	Necora-1	Zarpador-1		4
	Evaluación del Potencial Papaloapan B	Bedel-1 Chiltepec-1	Ejemplar-1 Gasifero-1	Lucido-1 Nuevaera-1	Pampas-1 Quixote-1	Ramie-1	9
	Golfo de México Sur Primera Etapa	Chat-1	Eslipua-1	Macalican-1			3
	Sardina	Beluga-1 Cameron-1	Charales-1 Jurel-101	Molusco-1 Ostracodo-1	Salmon-1a		7
	Integral Burgos	Arroyan-1 Atacama-1 Bombin-1 Burbuja-1 Campeon-1 Capitolio-1 Catawina-1	Caudillo-1 Clonado-1 Cobrizo-1 Corcel-1 Corsario-1 Cuatrociénegas-10 Era-1	Feliz-1 Galocha-1 Garson-1 Gato-1001 Lluva-1 Mercalli-1 Organdi-1	Oroval-1 Pachache-1 Picota-1 Progreso-101 Rapel-1 Rodríguez-1 Saguaro-1	Saltarin-1 Siroco-1 Titanico-1 Tlamaya-1 Tomahua-1 Ventisca-1 Virtuoso-1	35
	Integral Cuenca de Veracruz	Alir-1 Cazadero-1	Clausico-1 Kanon-1	Lagar-1 Maceral-1	Marmol-1 Organico-1		8
	Integral Lankahuasa	Tatziquim-1					1
Sur	Comalcalco	Jachim-1 Jujo-1001	Mexhu-1 Pache-1001	Pacoco-1 Pepino-1	Tijib-1		7
	Cuichapa	Achote-1 Azti-1	Bombo-1 Laventa-1001	Multi-1 Puan-1	Sanramon-1001 Tembac-1	Xumapa-1	9
	Evaluación del Potencial Julivá	Enebo-101	Kanemi-1	Navegante-1	Terra-2DL		4
	Incorporación de Reservas Litoral de Tabasco Terrestre	Altamonti-1					1
	Incorporación de Reservas Simojovel	Arroyozanapa-201	Giraldas-201	Lumija-1	Nicapa-201		4
	Malpaso	Cheej-1	Genes-1	Robusto-1			3
	Integral Macuspana	Alebrije-1 Chichicaxtle-1 Choco-1	Epico-1 Gaia-1 Jaule-1	Jejen-1 Longo-1 Muyil-1	Saraguato-101 Sitala-1 Tilico-1	Triunfo-201 Vanguardia-1 Zanate-1	15
Total	24		-			199	

Cuadro 2. Proyectos de Explotación

Región	Proyecto Pemex	Proyectos conforme a principales campos					Núm.
Marina Noreste	Cantarell	Akal Nohoch	Chac Sihil	Ixtoc Takin	Kambesah	Kutz	8
	Ek-Balam	Balam	Ek				2
	Ku-Maloob-Zaap	Ayatsil Maloob	Bacab Pit	Baksha Utsil	Ku Zaap	Lum	9
	En proceso de incorporación a proyecto	Kayab	Tekel	Chapabil	Pohp	Tson	5
Marina Suroeste	Ayín-Alux	Alux	Ayín	Xulum			3
	Caan	Abkatún	Caan	Kanaab	Taratunich		4
	Chuc	Batab	Chuhuk	Kuil		Wayil	13
		Ché Chuc	Etkal Homol	Onel Pokoch	Turnut Toloc		
	Coatzacoalcos-Marino	Amoca	Tecoalli	Poctli			3
	Gas del Terciario	Akpul	Chukua				2
	Ixtal-Manik	Ixtal	Manik				2
	Lakach	Lakach	Lalail				2
	Och-Uech-Kax	Kax	Och	Uech			3
	Yaxche	Xanab	Yaxché				2
Integral Crudo Ligero Marino	May	Bolontikú	Hokchi	Ichalkil	Kab	12	
	Men Xux	Misón Yum	Sinan	Teekit	Tsimin		
En proceso de incorporación a proyecto	Alak	Kach	Makech			3	
Región Norte	Agua Fria-Coapechaca	Agua Fria	Coapechaca	Coyula	Escobal		4
	Amatitlán-Agua Nacida	Agua Nacida	Ahuatepec	Amatitlán	Cacahuatengo	Palo Blanco	5
	Arenque	Arenque	Atún	Bagre	Carpa	Mejillón	5
	Coyol-Humapa	Coyol	Humapa				2
	Miquetla-Mihuapán	Mihuapán	Miquetla_ATG				2
	Poza Rica	Poza Rica	Tres Hermanos	San Andrés			3
	Presidente Alemán-Furbero	Furbero	Remolino	Presidente Alemán			3
	Reingeniería del sistema de recuperación secundaria del campo Tamaulipas-Constituciones	Cacalilao	Ebano Chapacao	Pánuco	Tamaulipas Constituciones		4
	Sitio-Tenexcuila	Aragón Sitio	Pastoría	Sabana Grande	Tenexcuila	Tlacolula	6
	Soledad-Coyotes	Coyotes	Gallo	Horcones	Soledad		4
	Tajín-Corralillo	Corralillo	Tajín				2
	Integral Burgos	Arcabuz	Arcos	Cuatro Milpas	Cuervito	Cuitláhuac	11
		Culebra Santa Anita	Fundador	Géminis	Nejo	Palmito	
	Integral Cuenca de Veracruz	Gasífero	Cauchy	Lizamba	Papán		4
Integral Lankahuasa	Lankahuasa					1	
Sur	Bellota-Chinchorro	Bellota	Bricol	Chinchorro	Edén-Jolote	Madrefil	9
		Yagual	Cobra	Mora	Paché		
	Cactus-Sitio Grande	Cactus	Juspi	Nispero	Teotleco		4
	Cárdenas	Cárdenas					1
	Carmito-Artesa	Gaucho	Giraldas				2
	Complejo Antonio J. Bermúdez	Blasillo	Guaricho	Nelash	Rabasa	Samaria	14
		Cinco Presidentes Cunduacán	Iride Oxiacaque	Ogarrio Magallanes-Tucán-Pajona	Rodador Brillante	San ramón	
	Costero Terrestre	Costero	Riberero				2
	Delta del Grijalva	Cráter Caparoso-Pijije-Escuintle	Luna-Palapa	Sen	Terra	Tizón	6
	El Golpe-Puerto Ceiba	Paraíso El Golpe	Puerto Ceiba Pareto	Santuario	Tintal	Tupilco	7
	Jujo-Tecominoacán	Jacinto	Tepeyil	Paredón	Jujo-tecominoacán		4
	San Manuel	Chiapas-Copanó	Chintul	Nicapa	Sunuapa		4
	Integral Macuspana	Nanáez	Tepetitán				2
Total	45		-			184	

III. Indicador de rentabilidad esperada

Definiciones

Una vez identificados los proyectos, se define el indicador de rentabilidad esperada. Este indicador está compuesto por dos elementos, el valor monetario esperado y el valor esperado del gasto total.

El valor monetario esperado se define como:

$$VME_i = \alpha_i * VPN_i - (1 - \alpha_i) * CR_i$$

Donde:

VME_i Valor monetario esperado para un proyecto i .

α_i Probabilidad de éxito comercial del proyecto i .

VPN_i Valor presente neto del proyecto i , dado el éxito comercial (descontado@12%).

CR_i Capital de Riesgo del proyecto i .

En el caso de los proyectos en etapa de explotación la probabilidad de éxito comercial asociada será igual a 1 y consecuentemente el componente asignado al capital de riesgo exploratorio es cero, debido a que se trata de recursos descubiertos y económicamente recuperables. En este caso, el VME corresponde al cálculo convencional del valor presente neto (VPN) de las reservas 2P.

En el caso de los proyectos exploratorios el valor monetario esperado resulta de ponderar los dos estados de la naturaleza posibles: éxito o fracaso, cada uno de ellos tiene una probabilidad de ocurrencia expresada como la probabilidad de éxito comercial del proyecto; el éxito del proyecto deriva en su desarrollo y tiene asignado un valor presente neto (VPN) asociado a los recursos prospectivos medios sin ajustar por riesgo, mientras que el fracaso del proyecto genera un costo igual al gasto exploratorio total definido como capital de riesgo del proyecto. El capital de riesgo está asociado únicamente a los proyectos en etapa de exploración y corresponde a la inversión asociada a pozos exploratorios, estudios de sísmica y otros gastos realizados en la etapa exploratoria de los proyectos.

Para los proyectos exploratorios, la probabilidad de éxito comercial es la probabilidad de descubrir hidrocarburos y que su extracción sea económicamente

viable. Esta probabilidad es estimada por Pemex para la evaluación de recursos prospectivos y está documentada para cada prospecto exploratorio en la BDOE.

El valor esperado del gasto total se define:

$$GTE_i = \alpha_i * VPGT_i + (1 - \alpha_i) * CR_i$$

Donde:

GTE_i Gasto total esperado para un proyecto i .

α_i Probabilidad de éxito comercial del proyecto i .

$VPGT_i$ Valor presente del gasto total del proyecto i , dado el éxito comercial (descontado @12%).

CR_i Capital de riesgo del proyecto i .

El gasto total se conforma del total de inversiones más gasto de operación. Generalmente, en la industria petrolera se emplea la razón VPN/VPI como indicador de rentabilidad, el cual utiliza el valor presente de las inversiones, sin considerar el gasto de operación. En este estudio se considera el gasto total a fin de incluir cualquier tipo de erogación y hacer comparables los proyectos.

Considerar el gasto total es necesario cuando se evalúan proyectos en distintas etapas de desarrollo o madurez, ya que la composición del gasto cambia conforme a la vida del proyecto. Por ejemplo, un campo maduro que cuente con un sistema de mantenimiento de presión presentará un gasto operativo elevado debido al costo de inyección y manejo de fluidos; en este caso si consideramos solo el valor de la inversión, ésta podría ser cercana a cero y aparentaría ser un proyecto altamente rentable respecto a un proyecto en etapa desarrollo.

Con base en lo anterior, el indicador de rentabilidad esperada se define como el cociente entre el valor monetario esperado y el gasto total esperado:

$$IR_i = \frac{VME_i}{GTE_i}$$

Donde,

IR_i Indicador de rentabilidad para un proyecto i .

El indicador de rentabilidad (IR) se estimó para los 383 proyectos definidos previamente.

Premisas económicas

Precios. Los precios son los utilizados en la evaluación económica de reservas al 1 de enero de 2012. Precios fijos durante todo el horizonte del proyecto.

En promedio, el precio del aceite es de 101 dólares por barril (dls/b) (101 para aceite ligero, 94 para aceite pesado y 107 para aceite súper ligero). El precio promedio del gas es de 4.5 dólares por millar de pie cúbico (dls/mpc) y el precio del condensado de 67.2 dls/b.

Tasa de descuento. 12%.

Tipo de cambio. 12.5 pesos/dólar.

Reservas y recursos.

En la evaluación se consideran los volúmenes 2P de reservas (proyectos de explotación) y la estimación media de recursos prospectivos (exploración).

En total, los 184 proyectos de explotación incluidos tienen una reserva 2P de 25,480 mmbpce (97% del total nacional). Asimismo, los 199 proyectos exploratorios considerados, significan un volumen de recursos medios de 16,848 mmbpce (recursos no ajustados por riesgo).

Inversiones y gastos.

Las inversiones y los gastos de operación considerados corresponden a la evaluación de las reservas al 1 de enero de 2012 (en el caso de los proyectos de explotación); y a la evaluación económica de la BDOE III 2010 (para los proyectos exploración), estos últimos sin ajustar por riesgo.

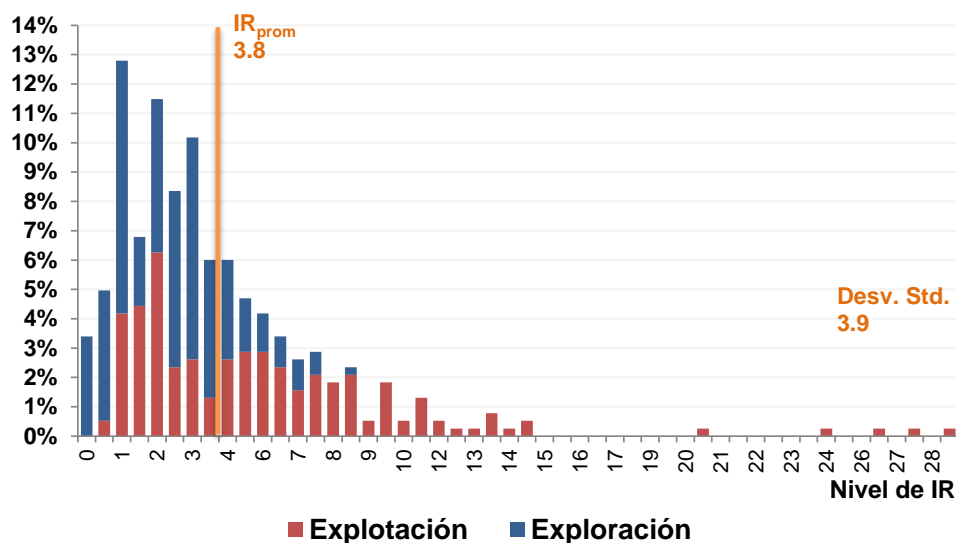
Rentabilidad

El indicador de rentabilidad (IR) se estimó para cada proyecto obteniendo una media de 3.8; esto es, en valor presente, por cada peso gastado se obtienen 3.8 pesos.

De acuerdo con la estimación de IR realizada, existen 15 proyectos exploratorios que presentan rentabilidad negativa. Dichos proyectos se ubican en aguas profundas, de éstos, 11 son de gas y 4 de aceite. Cabe mencionar que en 5 de estos proyectos el VPN es positivo; sin embargo, la rentabilidad se vuelve menor a cero cuando se calcula el VME, es decir, cuando se ajusta por la probabilidad de éxito comercial.

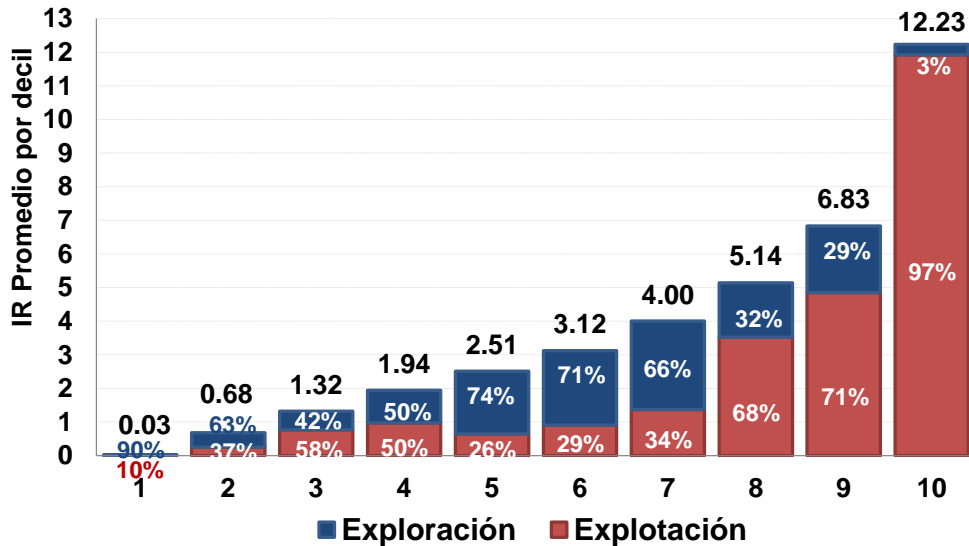
Los resultados de la muestra general de proyectos se detallan a continuación. El gráfico 1 muestra la distribución del IR según el tipo de proyecto: exploración o explotación. Se observa que si bien los proyectos exploratorios tienen un menor IR que los de explotación, de los 143 proyectos cuyo IR es mayor a la media (3.8), el 29% son proyectos exploratorios (42 proyectos).

Gráfico 1. Distribución de proyectos según IR y tipo



Al agrupar los proyectos en deciles, en donde cada decil contiene el 10% del total de proyectos y el decil 1 indica el 10% de proyectos con el menor IR y el decil 10 el 10% de proyectos con la rentabilidad más elevada, se observa que existen proyectos exploratorios desde el decil 1 hasta el decil 10. En particular destaca que los deciles 8 y 9 estén compuestos en una tercera parte por proyectos exploratorios.

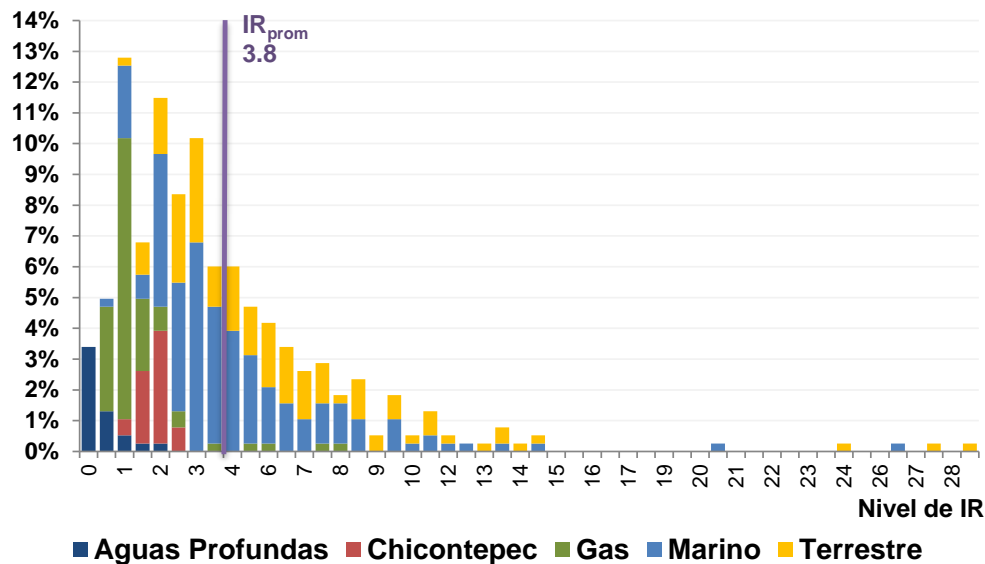
Gráfico 2. Distribución de proyectos según decil de rentabilidad y tipo



Al clasificar los proyectos conforme a su ubicación se consideran las siguientes clases: terrestre, aguas someras (marino), Chicontepec, aguas profundas y gas no asociado (gas). Se observa que los proyectos en aguas profundas y en Chicontepec presentan un IR significativamente inferior que el resto: todos los proyectos en Chicontepec y en aguas profundas están por debajo del promedio.

Asimismo, los proyectos de gas no asociado presentan un factor de rentabilidad sensiblemente por debajo de los proyectos de aceite.

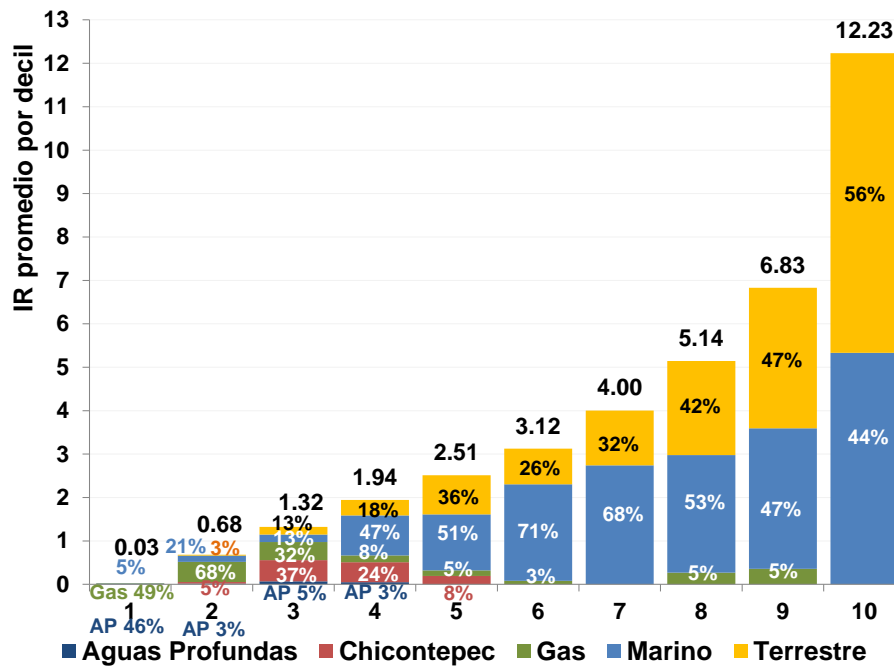
Gráfico 3. Distribución de proyectos según IR y clase



Ordenados por deciles de rentabilidad, se observa que los proyectos marinos y terrestres (distintos a Chicontepec) se ubican en los deciles de mayor rentabilidad; los proyectos en Chicontepec y aguas profundas se ubican en deciles de menor rentabilidad (entre los deciles 1 y 5).

Los primeros dos deciles de rentabilidad están compuestos primordialmente por proyectos de gas no asociado.

Gráfico 4. Distribución de proyectos según decil de rentabilidad y clase



Rentabilidad y volumetría de los proyectos

Además de la rentabilidad, un indicador empleado en la industria petrolera es la volumetría de los proyectos de inversión; esta métrica se refiere a la magnitud del proyecto. Si bien es deseable saber la rentabilidad por cada peso gastado, también es relevante conocer la escala del proyecto.

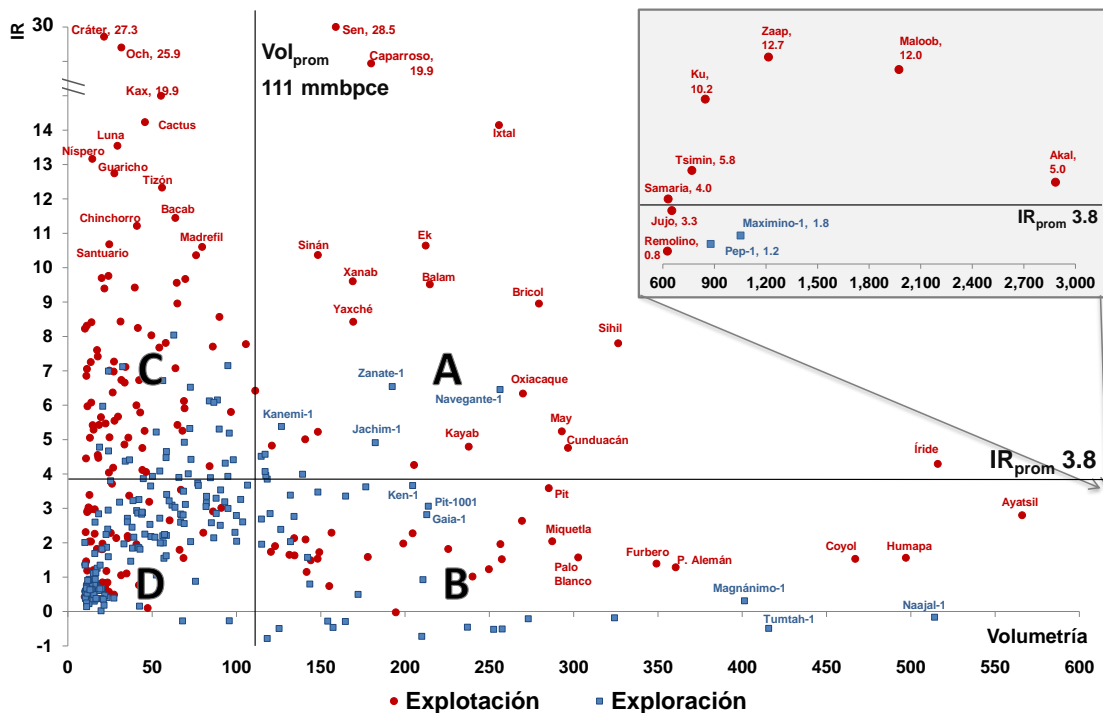
La volumetría de los proyectos se definió a partir de los volúmenes reserva 2P (probada + probable), en el caso de los proyectos de explotación, y del volumen de recursos prospectivos (RP) medio en el caso de los proyectos de exploración.

Si bien se comparan proyectos con reservas certificadas y proyectos exploratorios, la metodología para estimar ambos volúmenes es similar; la diferencia primordial es que las reservas son recursos descubiertos y los otros no, lo cual está considerado a partir de la probabilidad de éxito geológico de los proyectos exploratorios.

La gráfica siguiente mapea el IR y la volumetría para cada uno de los proyectos. Para efectos de caracterización se dividió el plano en cuatro cuadrantes: el A que corresponde a proyectos con rentabilidad y volumetría por encima de la media; el B que corresponde a proyectos con rentabilidad por debajo de la media pero volumetría por encima de la media; el C que corresponde a proyectos con rentabilidad por encima de la media y volumetría por debajo de la media; y, el D que corresponde a proyectos con rentabilidad y volumetría por debajo de la media.

Los proyectos de explotación que están en el cuadrante A y que tienen en lo individual una volumetría mayor a 600 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son: Samaria, Tsimin, Ku, Maloob, Zaap, y Akal. En el cuadrante B, destacan los proyectos de explotación Jujo-Tecominoacán y Remolino y los proyectos exploratorios Maximino-1 y Pep-1, los cuales tienen recursos superiores a los 600 millones de barriles, pero con una rentabilidad menor al promedio.

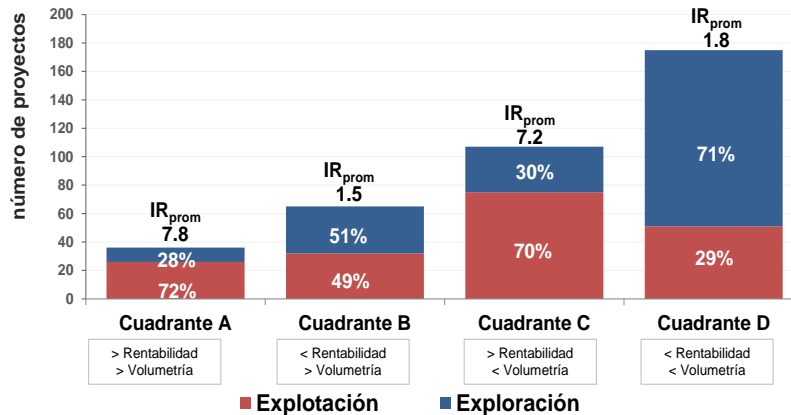
Gráfico 5. Mapeo de proyectos según tipo, rentabilidad y volumetría



En la distribución de los proyectos según cuadrante (gráfico 6), se observa que el 72% de los proyectos en el cuadrante A son proyectos de explotación, proyectos con mayor rentabilidad y mayores reservas; destaca que una tercera parte de dichos proyectos son exploratorios.

En el cuadrante B (alta volumetría, baja rentabilidad) el 51% de los proyectos son exploratorios; esto es, existe un número importante de proyectos exploratorios con alto potencial de incorporación de reservas.

Gráfico 6. Distribución de proyectos según tipo y cuadrante

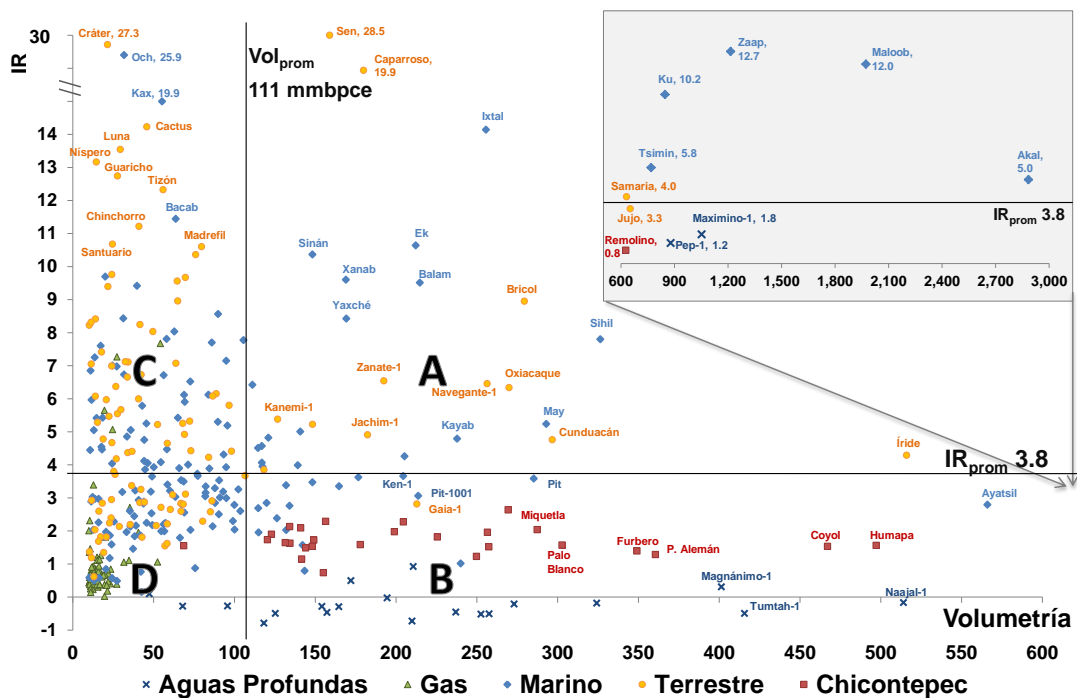


En el siguiente gráfico, se presentan los proyectos en función de su rentabilidad y volumetría, clasificados según clase: terrestre, aguas someras (marino), chicontepec, aguas profundas y gas no asociado (gas).

El 64% de los proyectos en el cuadrante A son marinos someros, entre estos, los campos gigantes y súper gigante de la región marina noreste (Ku, Maloob, Zaap y Akal, respectivamente). En el cuadrante B, proyectos con alta volumetría, pero baja rentabilidad, destacan los proyectos de Chicontepec y de aguas profundas.

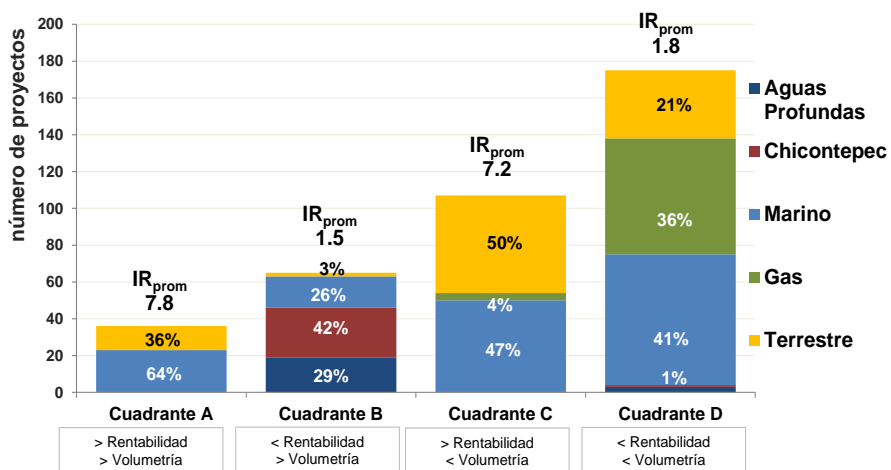
Los proyectos de gas no asociado se ubican primordialmente en el cuadrante D, baja rentabilidad, baja volumetría.

Gráfico 7. Mapeo de proyectos según clase, rentabilidad y volumetría



En la siguiente gráfica se presenta la distribución de los proyectos dentro de cada cuadrante. El 36% de los proyectos en el cuadrante D (baja rentabilidad, baja volumetría), son de gas no asociado (gas). El 96% de los proyectos de Chicontepec (27 de 28) se ubica en el cuadrante B, baja rentabilidad y alta volumetría.

Gráfico 8. Distribución de proyectos según clase y cuadrante



IV. Indicador de incertidumbre

Definiciones

Un primer elemento a considerar es la diferencia entre riesgo e incertidumbre. El riesgo se define como la probabilidad de pérdida o fallo y está generalmente asociado a un resultado negativo o positivo, dada una probabilidad de ocurrencia.¹ En el presente documento, se hace referencia al riesgo geológico, que en exploración se define a partir de la probabilidad de que un pozo exploratorio resulte en el descubrimiento de hidrocarburo o de que incurra en una pérdida.

En contraste, la incertidumbre se define como el rango de los resultados posibles en una serie de estimaciones. Para las evaluaciones de recursos recuperables, el rango de incertidumbre refleja un rango razonable de cantidades estimadas potencialmente recuperables para una acumulación individual o un proyecto.² La incertidumbre está representada como una función continua que describe los valores estimados a recuperar y la probabilidad asociada a cada uno de ellos; esto es, una función de distribución de los valores a recuperar.

Dentro de la industria se ha empleado como sinónimo de la incertidumbre el término volatilidad; sin embargo, no hay un consenso al respecto. Dentro de la literatura se han identificado dos tipos de incertidumbre: técnica y económica.³ La incertidumbre técnica se refiere a la estimación asociada a un determinado valor, por ejemplo, el volumen original de hidrocarburos en un yacimiento. El volumen original no cambia a través del tiempo, pero su estimación sí. En contraste, la incertidumbre económica o volatilidad se refiere, por ejemplo, al precio de los hidrocarburos o los costos de producción. En lo sucesivo, referiremos el término volatilidad a la incertidumbre económica, e incertidumbre a la incertidumbre técnica.

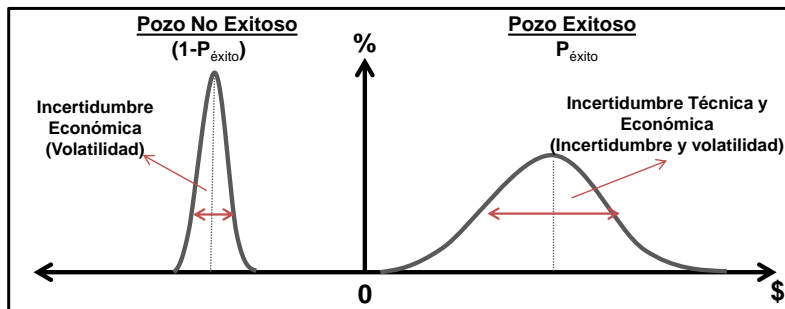
Para ejemplificar los tres conceptos descritos: riesgo exploratorio, incertidumbre y volatilidad, considérese el gráfico 9. En este gráfico se muestran los posibles escenarios de un proyecto exploratorio; en el eje “x” se presenta el valor económico del proyecto y en el eje “y” la probabilidad de ocurrencia.

¹ *Sistema de gerencia de Recursos de Petróleo* (PRMS por sus siglas en inglés), patrocinado por SPE, WPC, AAPG y SPEE.

² *Ibidem*.

³ J.G. Ross, *Risk and uncertainty in portfolio characterisation*, Journal of Petroleum Science and Engineering (2004).

Gráfico 9. Esquema de incertidumbre, volatilidad y riesgo



El riesgo geológico está representado en los dos posibles escenarios: pozo no exitoso o pozo exitoso; y se mide a partir de la probabilidad asociada a cada evento, que en el presente documento se definió como probabilidad de éxito comercial. El lado izquierdo del gráfico muestra un pozo exploratorio no exitoso, donde no se descubren hidrocarburos con una probabilidad asociada de $(1-P_{\text{éxito}})$; el lado derecho del gráfico muestra un pozo exploratorio exitoso, en el cual sí se descubren hidrocarburos con una probabilidad de $P_{\text{éxito}}$.

Por un lado, si un pozo exploratorio resulta no exitoso, se observa únicamente volatilidad asociada al costo de perforación, nunca se sabe con certidumbre cuánto va a costar la perforación de un pozo incluso al inicio del proyecto.

Por otro lado, si un pozo exploratorio resulta exitoso el riesgo geológico ha sido superado y enfrentamos incertidumbre y volatilidad; la primera asociada a la estimación del volumen de hidrocarburos a extraer, y la segunda asociada a las variaciones en los precios y los costos de producción. En el presente documento no se considera la volatilidad, los precios y costos se toman como valores fijos proporcionados por Pemex.

Considerando lo anterior, un proyecto en etapa de exploración presenta riesgo e incertidumbre. El riesgo se captura con la probabilidad de éxito comercial y la incertidumbre con la estimación de los recursos prospectivos, la cual es estimada por Pemex bajo un método probabilístico:

Recurso Prospectivo P90 (Estimación Baja). Existe una probabilidad de al menos 90% de que las cantidades de hidrocarburos realmente recuperados igualarán o excederán el volumen calculado.⁴

⁴ Sistema de gerencia de Recursos de Petróleo (PRMS por sus siglas en inglés), patrocinado por SPE, WPC, AAPG y SPEE.

Recurso Prospectivo P50 (Mejor Estimación). Existe una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades de hidrocarburos realmente recuperados igualarán o excederán el volumen calculado.⁵

Recurso Prospectivo P10 (Estimación Alta). Existe una probabilidad de al menos 10% de que las cantidades de hidrocarburos realmente recuperados igualarán o excederán el volumen calculado.⁶

Cuando los proyectos se encuentran en la etapa de explotación, únicamente se observa la distribución del lado derecho del gráfico 9 (ya se han descubierto los recursos). Asimismo, conforme se desarrolla el campo y se adquiere mayor información, la incertidumbre técnica se reduce y usualmente la campana se contrae. Esto se puede observar con la distribución acumulada de los recursos petroleros de un campo o proyecto, en donde las reservas se definen como sigue:

Reservas 1P. Corresponde al volumen de hidrocarburos que evaluados con métodos probabilistas, tienen una probabilidad de al menos 90 por ciento de que el volumen a recuperar sea igual o mayor que el calculado.⁷

Reservas 2P. Suma de reservas probadas más probables. Las reservas 2P corresponden al volumen de hidrocarburos que evaluados con métodos probabilistas tienen una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.⁸

Reservas 3P. Suma de reservas probadas más probables más posibles. Las reservas 3P son el volumen de hidrocarburos cuya estimación con métodos probabilistas, tendrán al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.⁹

Las funciones de probabilidad estimadas de las reservas y los recursos prospectivos corresponden a una función tipo log-normal, por lo que conociendo sus valores probabilísticos (1P, 2P y 3P, ó P90, P50 y P10) y las probabilidades asociadas a los mismos, se puede construir las funciones de probabilidad

⁵ *Ibidem.*

⁶ *Ibidem*

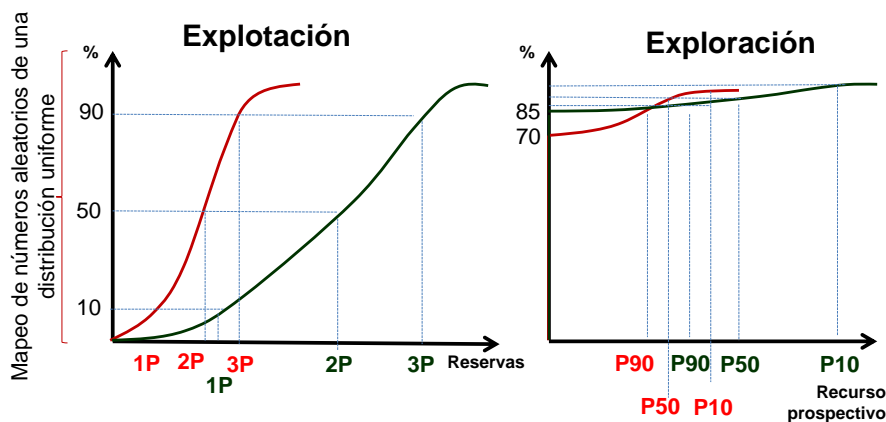
⁷ CNH, *LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento de dictaminación para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones realizadas por terceros independientes* (2010).

⁸ *Ibidem.*

⁹ *Ibidem.*

acumulada de las reservas y de los recursos prospectivos (incluyendo la probabilidad de éxito). Esto se muestra a continuación.

Gráfico 10. Función de distribución acumulada de reservas y recursos proyectos para proyectos en explotación y proyectos en exploración



Con base en las funciones descritas, se estima la desviación estándar mediante un proceso estadístico de bootstrap que consiste en un método de muestreo sobre la función de distribución acumulada para estimar la media y la desviación estándar de la función. El muestreo se realizó mediante el mapeo de números aleatorios y su respectivo valor de reservas o recursos prospectivos, considerando la función de distribución acumulada; posteriormente, se calculó la media y la desviación estándar de 1,000 simulaciones realizadas para cada proyecto de explotación y exploración.

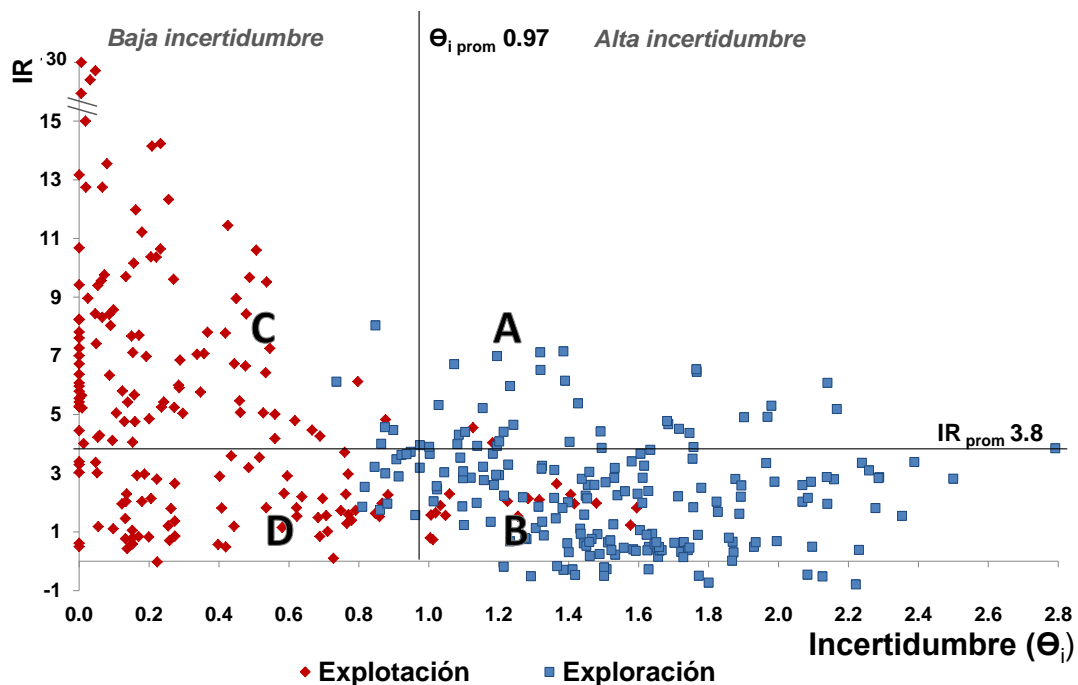
El indicador de incertidumbre (θ_i) corresponde a la desviación estándar estimada para cada proyecto i dividida entre su media estimada, con base en el proceso de simulación descrito.

Rentabilidad e incertidumbre

Una vez estimado el indicador de rentabilidad e incertidumbre, se pueden mapear todos los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos a la luz de dichos indicadores. Como se observa en la siguiente gráfica, los proyectos exploratorios presentan una mayor incertidumbre y menor rentabilidad respecto a los proyectos en explotación, al ubicarse en su mayoría en el cuadrante definido como B (mayor incertidumbre, menor rentabilidad).

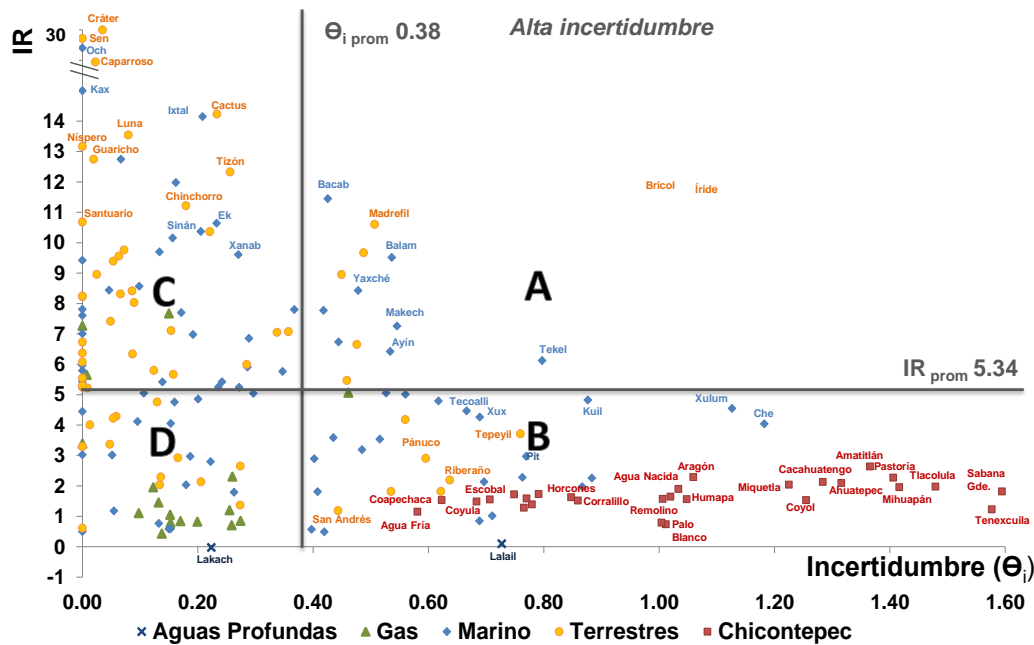
En lo sucesivo dentro de esta sección, el cuadrante A corresponde a proyectos con alta rentabilidad y alta incertidumbre, el B a proyectos con alta incertidumbre y baja rentabilidad, el C a proyectos con baja incertidumbre y alta rentabilidad, y el D a proyectos con baja incertidumbre y baja rentabilidad.

Gráfico 11. Mapeo de proyectos según tipo, rentabilidad e incertidumbre



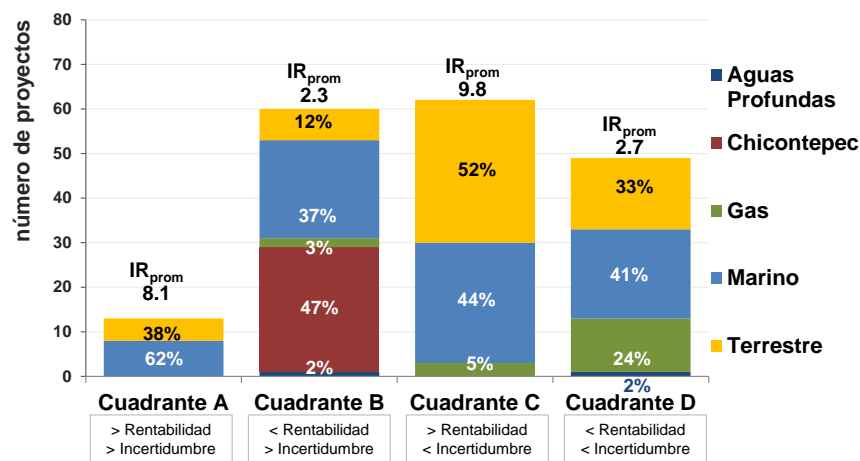
Si analizamos únicamente los proyectos en explotación, se observa que los proyectos en aguas someras y terrestres presentan bajos niveles de incertidumbre y un alto nivel de rentabilidad, no así los proyectos de gas no asociado ni de Chicontepec.

Gráfico 12. Mapeo de proyectos de explotación según tipo, rentabilidad e incertidumbre



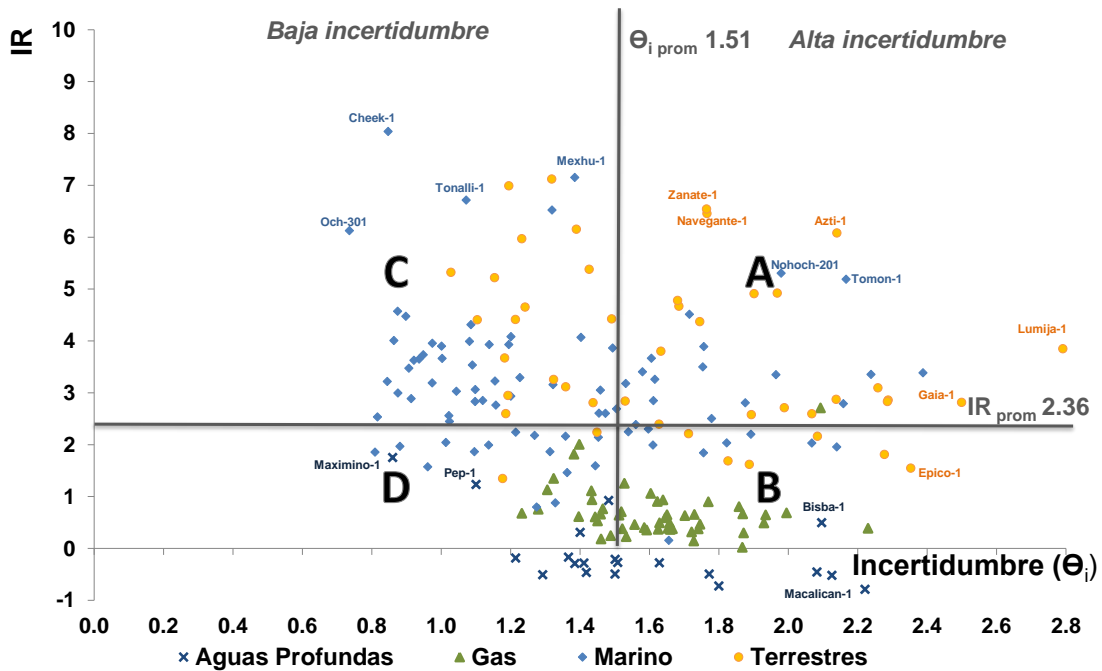
La distribución de los proyectos de explotación según cuadrante muestra lo mencionado anteriormente, los proyectos de gas no asociado se ubican principalmente en los cuadrantes de menor rentabilidad B y D; mientras que los de Chicontepec se ubican en el cuadrante con menor rentabilidad y mayor incertidumbre, B.

Gráfico 13. Distribución de proyectos de explotación según tipo y cuadrante



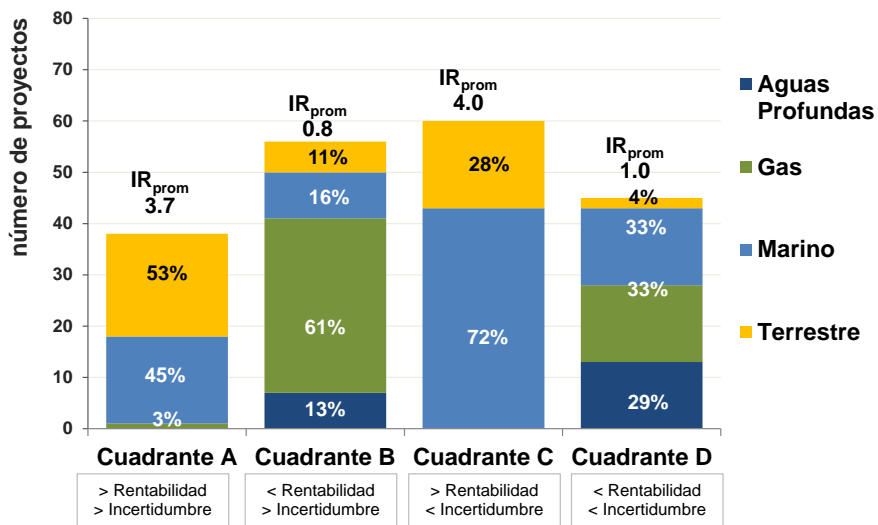
En lo que respecta a los proyectos exploratorios, destaca que los proyectos en aguas profundas se ubican en los cuadrantes de menor rentabilidad B y D, así como los proyectos de gas no asociado.

Gráfico 14. Mapeo de proyectos de exploración según tipo, rentabilidad e incertidumbre



Al analizar la distribución de los proyectos según cuadrante, se observa que todos los proyectos exploratorios de mayor rentabilidad y menor incertidumbre, cuadrante C, son de aguas someras y terrestres. El 74% de los proyectos de menor rentabilidad y mayor incertidumbre son proyectos de aguas profundas y gas no asociado.

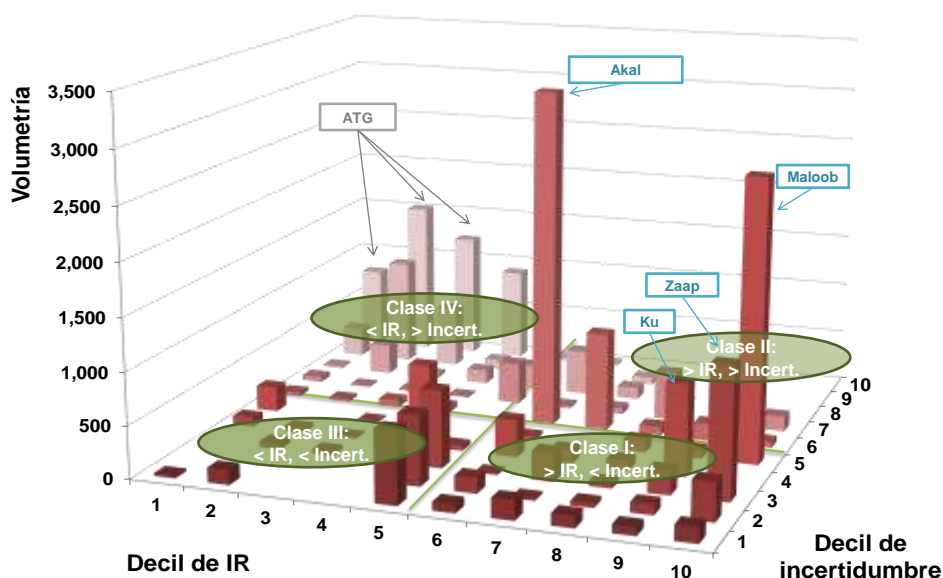
Gráfico 15. Distribución de proyectos de exploración según tipo y cuadrante



Rentabilidad, incertidumbre y volumetría

La rentabilidad de los proyectos, así como su incertidumbre y volumetría son elementos que requieren ser visualizados conjuntamente para poder conceptualizar mejor el estatus de las oportunidades de inversión. Para efectos de observar las tres variables se dividieron los proyectos según su tipo: exploración y explotación; y se construyeron deciles tanto de rentabilidad, como de incertidumbre. Para los proyectos en explotación los resultados se muestran a continuación.

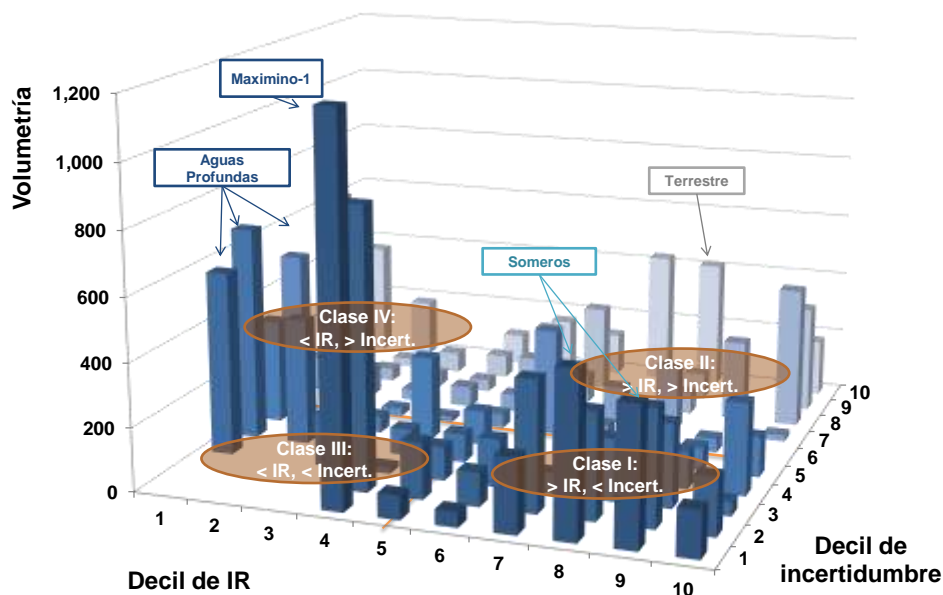
Gráfico 16. Proyectos en explotación según rentabilidad, incertidumbre y volumetría



Como se observa en el gráfico anterior, los proyectos en explotación con menor incertidumbre, rentabilidad por encima del promedio y elevada volumetría son: Ku, Maloob, Zaap. Los proyectos asociados a Chicontepec se ubican en el plano de menor rentabilidad y alta incertidumbre, si bien tienen estimaciones de volumetría altas.

Los proyectos exploratorios fueron clasificados de la misma manera. Como se observa en el siguiente gráfico los proyectos exploratorios de mayor rentabilidad y menor incertidumbre se ubican en aguas someras. En lo que respecta a los proyectos en aguas profundas, si bien la mayor parte se ubica en el cuadrante de mayor incertidumbre y menor rentabilidad, el proyecto Maximino-1 y Pep-1 destaca por su gran volumetría y baja incertidumbre.

Gráfico 17. Proyectos en exploración según rentabilidad, incertidumbre y volumetría



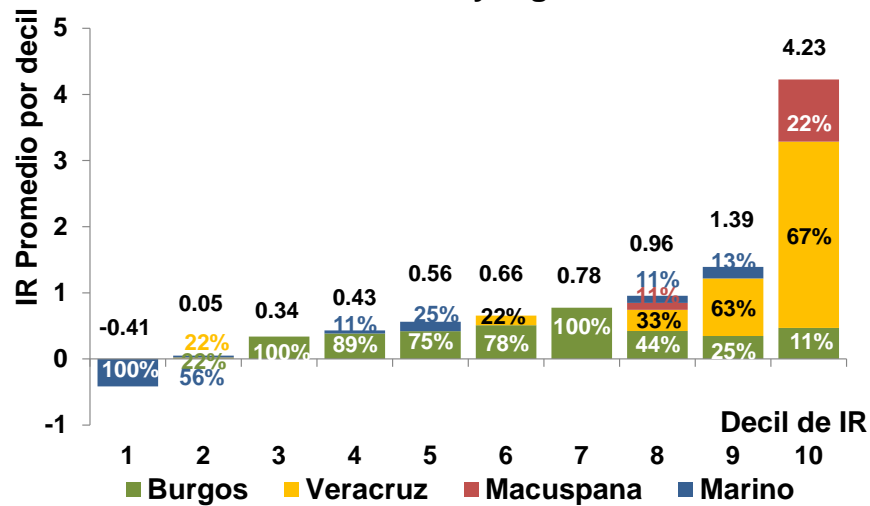
V. Proyectos de gas no asociado

Dada la coyuntura actual de los precios del gas respecto al aceite, los proyectos de gas no asociado se ven desfavorecidos al compararlos con los proyectos de aceite y gas asociado, por ello en la presente sección se analizarán los proyectos de gas no asociado exclusivamente a efectos de analizar las cuencas gasíferas de México a la luz de los indicadores presentados.

Los proyectos de gas no asociado presentan un indicador de rentabilidad de 0.9 en promedio, mientras que los proyectos de aceite y gas asociado presentan un indicador de rentabilidad de 4.6; esto es, los proyectos de aceite son en promedio 5 veces más rentables que los proyectos de gas no asociado.

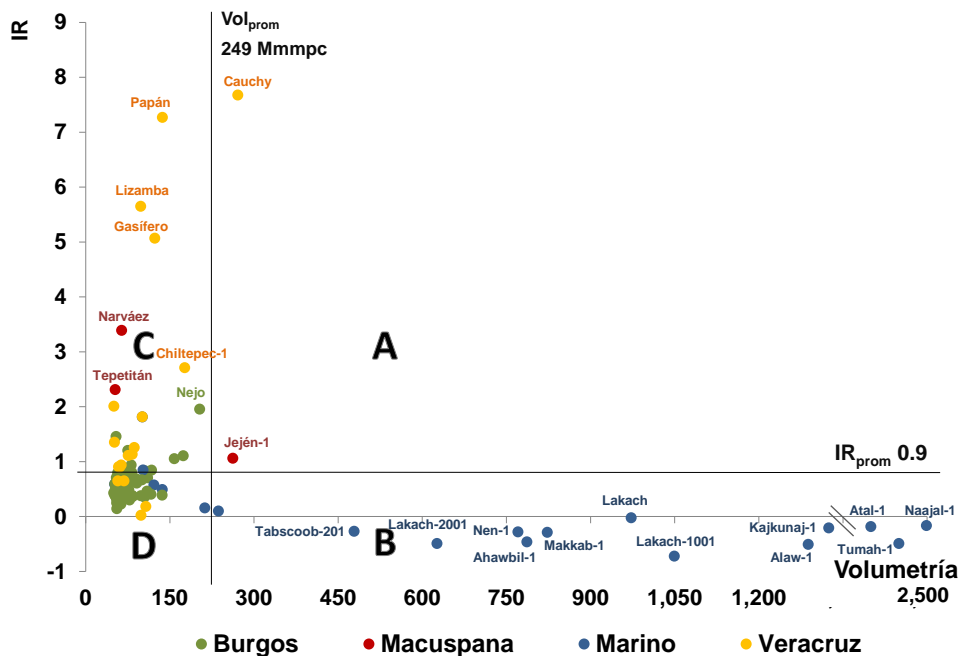
Si agrupamos los proyectos de gas no asociado según su decil de rentabilidad, se observa que los proyectos ubicados en la cuenca de Veracruz y cuenca de Macuspana se concentran en los deciles de mayor rentabilidad.

Gráfico 18. Distribución de proyectos de gas no asociado según decil de rentabilidad y región



En lo que respecta a su volumetría y rentabilidad, se observa que los proyectos de gas no asociado con mayor volumetría son marinos y los exploratorios de aguas profundas. Sin embargo, la mayoría de estos proyectos presentan un indicador de rentabilidad negativo. Los proyectos de mayor rentabilidad son: Cauchy, Papán, Lizamba, Gasífero y Narváez; los primeros corresponden a la cuenca de Veracruz mientras que el quinto a la cuenca de Macuspana.

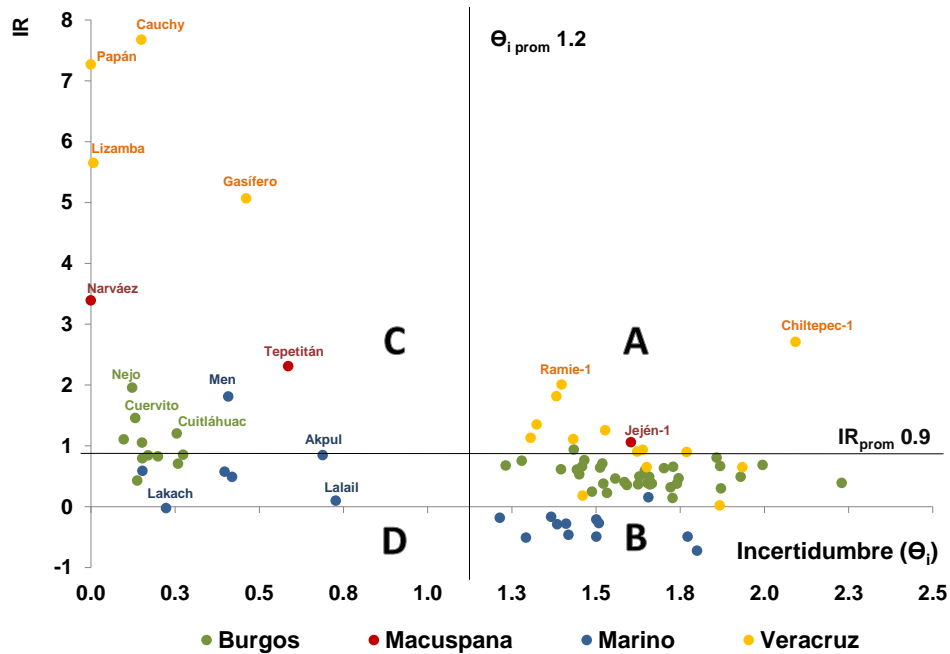
Gráfico 19. Mapeo de proyectos de gas no asociado según región, rentabilidad y volumetría



Si clasificamos los proyectos de gas no asociado en función de sus indicadores de rentabilidad e incertidumbre, se observa que los proyectos en la cuenca de Veracruz y Macuspana siguen dominando al resto de los proyectos de gas no asociado.

La siguiente gráfica mapea los proyectos de gas no asociado en función de los indicadores descritos. Debido a que se incluyen tanto proyectos exploratorios como de explotación, los proyectos de exploración se ubican en los cuadrantes A y B: mayor incertidumbre y mayor rentabilidad, y mayor incertidumbre y menor rentabilidad, respectivamente. Por su parte los proyectos de explotación se ubican en los cuadrantes C y D.

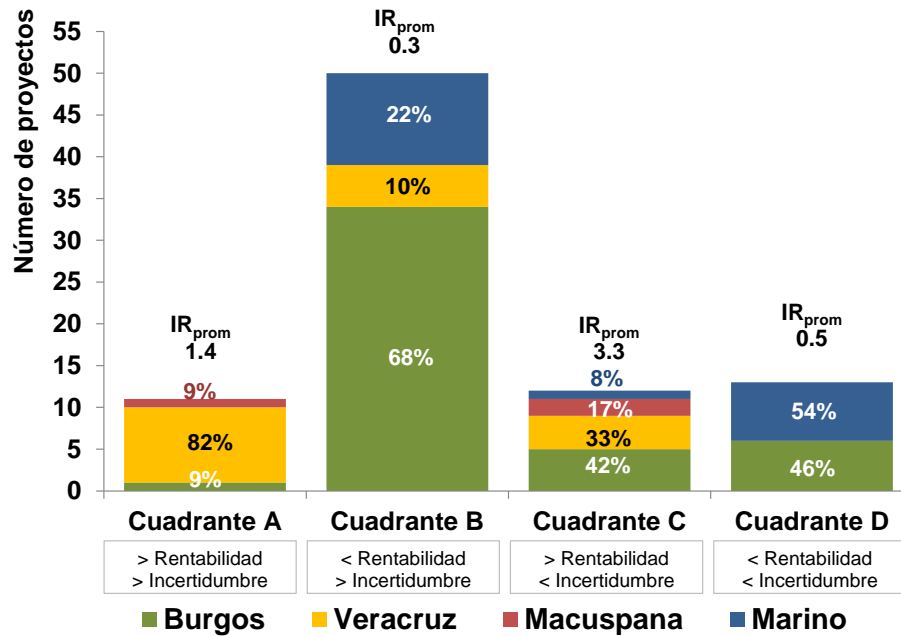
Gráfico 20. Mapeo de proyectos de gas no asociado según región, rentabilidad e incertidumbre



El 42% de los proyectos en el cuadrante de mayor rentabilidad y menor incertidumbre se ubican en la cuenca de Burgos, seguidos por proyectos en la cuenca de Veracruz y Macuspana.

El total de los proyectos marinos de gas no asociado se ubican en los cuadrantes de menor rentabilidad B y D.

Gráfico 21. Distribución de proyectos de gas no asociado según región y cuadrante



VI. Asignación de presupuesto

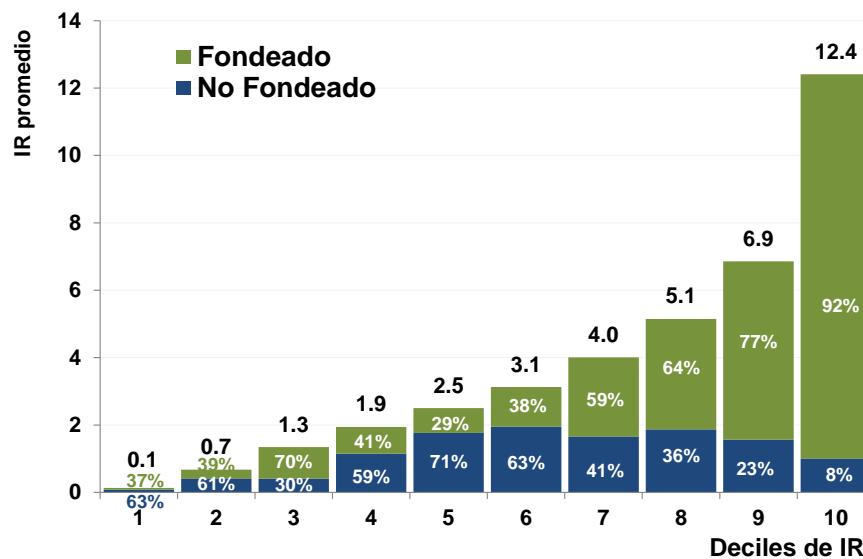
Fondeo de proyectos de hidrocarburos

Con base en la cartera de proyectos de Pemex para el 2011, se analizó qué proyectos tienen recursos asignados para ese año o para 2012, definidos como fondeados, y qué proyectos no tienen recursos asignados en ninguno de estos años, definidos como no fondeados.

Considerando lo anterior, primero se analizó el fondeo de proyectos de acuerdo con su decil de indicador de rentabilidad (IR), los resultados se muestran en el gráfico 22. Posteriormente, se estudió el fondeo según la distribución del IR y la volumetría de los proyectos, los resultados se presentan en el gráfico 23. Por último, se construyó la distribución de los proyectos según fondeo, rentabilidad (IR) e incertidumbre θ_i , ilustrada en el gráfico 24.

En el análisis según decil de IR, se observa que, de los proyectos con más alta rentabilidad (aquellos que se ubican en los deciles 6, 7, 8, 9 y 10) el 30% no tiene recursos financieros asignados en 2011, ni 2012.¹⁰

Gráfico 22. Indicador de rentabilidad según decil de proyectos y fondeo

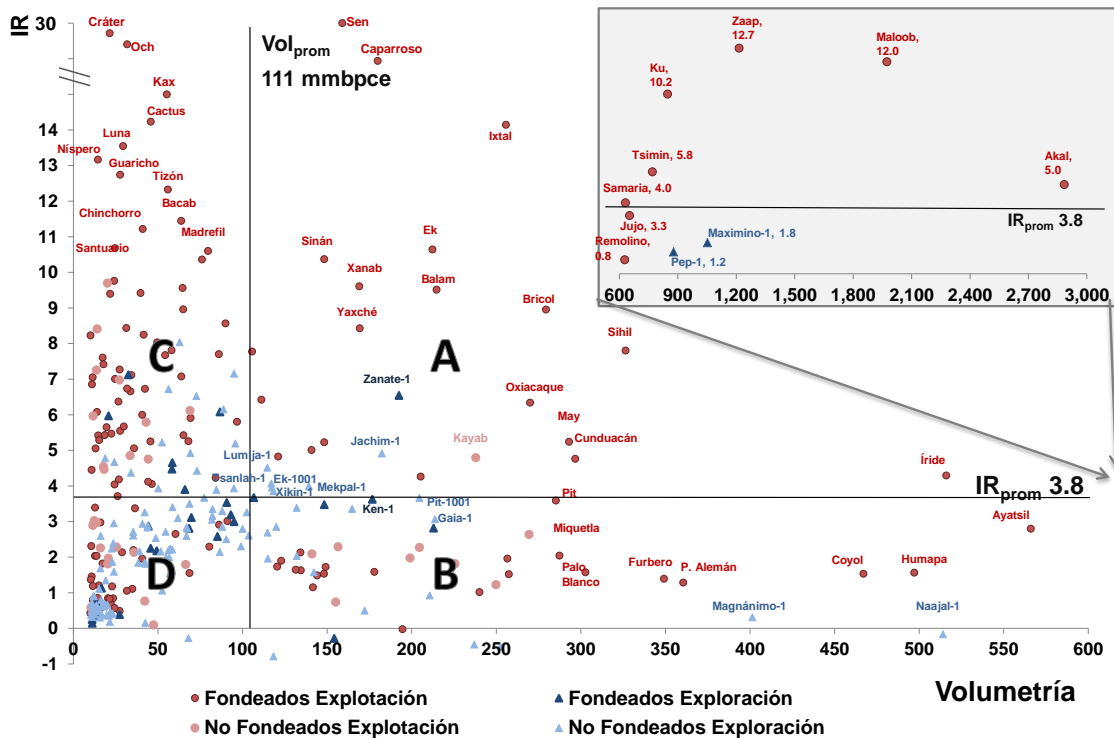


El gráfico 23 muestra los proyectos individualmente de acuerdo a si están o no fondeados. Todos los campos con Recursos 2P por encima de los 600 mmbpce se

¹⁰ En este ejercicio, se incluyeron sólo aquellos proyectos con información disponible en la Cartera de Pemex para 2011, esto es, 326 de los 383 proyectos analizados.

encuentran fondeados; sin embargo, algunos proyectos con alta rentabilidad y recursos importantes, no lo están.

Gráfico 23. Mapeo de proyectos según fondeo, rentabilidad y volumetría



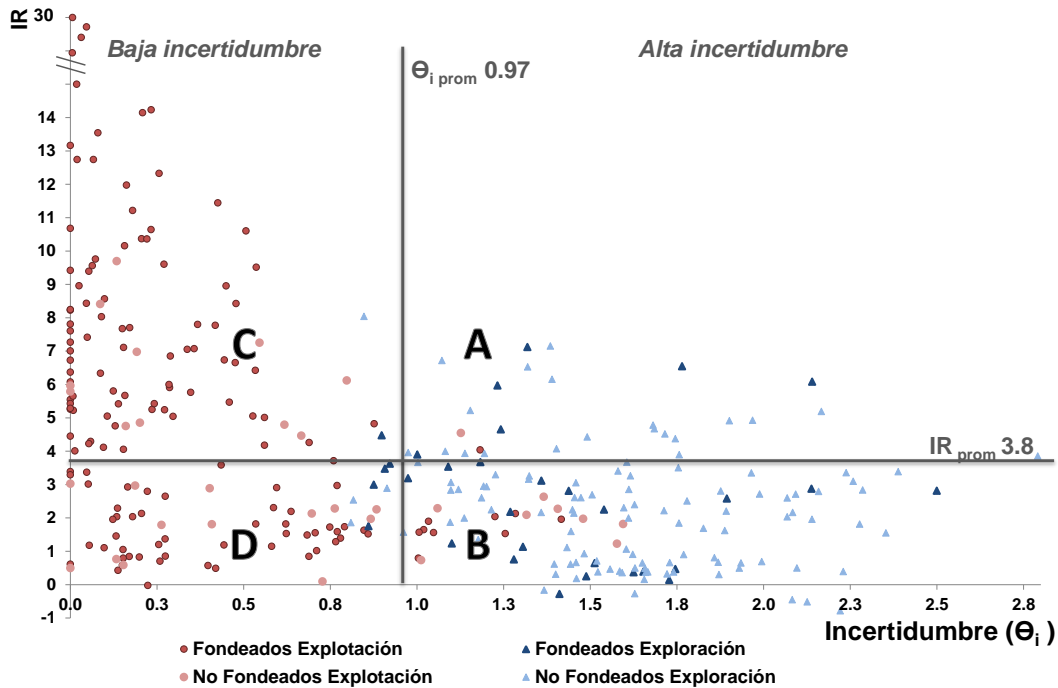
Se observa que hay 7 proyectos en el cuadrante A (alta volumetría, alta rentabilidad) que aún no cuentan con recursos asignados. De estos, 4 son exploratorios someros (Tsalah-1, Xikin-1, Mekpal-1 y Ek-1001), 2 son exploratorios terrestres (Lumija-1 y Jachim-1) y 1 es de explotación somero (Kayab).

En el cuadrante B se detectaron 24 proyectos no fondeados, 8 de explotación en Chicontepec y 16 exploratorios (9 marinos someros y 7 en aguas profundas). En general, se observa un bajo fondeo en proyectos exploratorios, sin importar su rentabilidad, ni volumetría.

Por último, en el gráfico 24 se presentan los proyectos de acuerdo a su nivel de rentabilidad (IR) e incertidumbre (θ_i). Se puede observar que hay 12 proyectos en el cuadrante C (baja incertidumbre, alta rentabilidad) que no tiene recursos asignados, de los cuales 11 son proyectos de explotación y 1 de exploración.

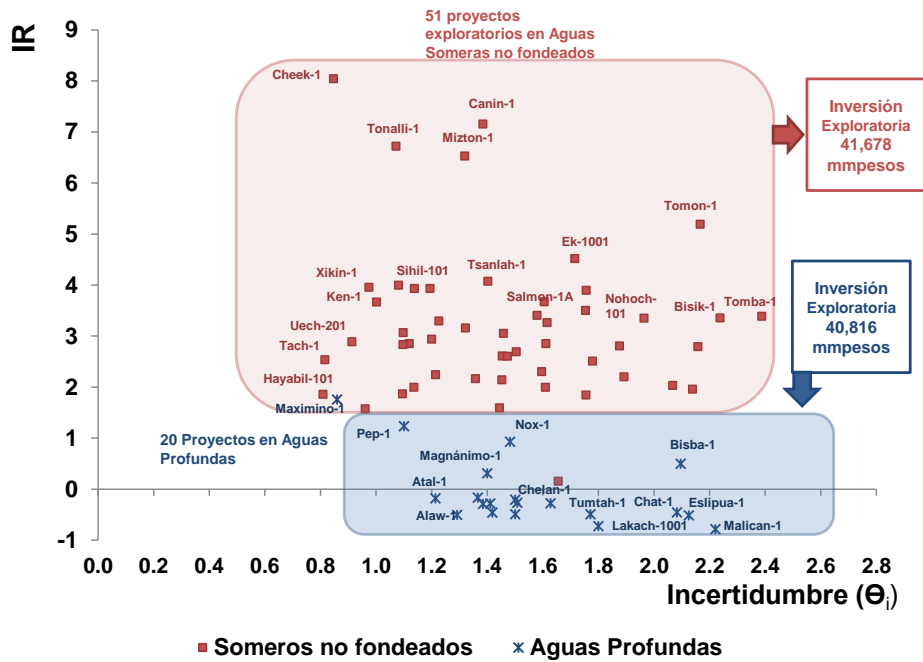
Se destaca también que existen varios proyectos exploratorios en el cuadrante A, sin fondear, cuya rentabilidad es superior respecto a los proyectos exploratorios fondeados, pero con el mismo nivel de incertidumbre.

Gráfico 24. Mapeo de proyectos según fondeo, factor de rentabilidad e incertidumbre



A efectos de ilustrar la aplicación de la metodología propuesta en el presente documento, se compara la rentabilidad y la incertidumbre de los proyectos de aguas profundas más cercanos a ser perforados (localizaciones exploratorias) y los proyectos exploratorios en aguas someras. Para esto, se ubicaron los proyectos exploratorios en aguas someras que no tienen recursos asignados y dominan en términos de rentabilidad a incertidumbre a las localizaciones en aguas profundas. Asimismo, destaca que la inversión exploratoria es similar.

Gráfico 25. Proyectos a perforar en aguas profundas vs proyectos en aguas someras



VII. Conclusiones

La definición de proyecto a partir de los campos petroleros identificados por los certificadores y de las oportunidades exploratorias identificadas por Pemex, dada una volumetría mínima, permite aproximar la unidad económica relevante para la toma de decisiones enfocadas a generar valor económico.

Con base en lo anterior, el presente trabajo identificó 383 proyectos, de los cuales 184 son proyectos de explotación y 199 proyectos de exploración.

Cabe mencionar que el análisis presentado no es suficiente para justificar la asignación de recursos financieros a ciertos proyectos; sin embargo, sirve de herramienta de análisis para estudiar si las decisiones de inversión tomadas encuadran en una estrategia de generación de valor económico.

La caracterización de los proyectos identificados con base en sus indicadores de rentabilidad, incertidumbre, volumetría y fondeo arroja las siguientes conclusiones:

- Los proyectos de Chicontepec presentan bajos niveles de rentabilidad y elevada incertidumbre respecto al total de proyectos, no solo respecto a proyectos de explotación.

El 100% de los proyectos en Chicontepec se encuentra en el grupo de menor rentabilidad y mayor incertidumbre. A pesar de esto, el 75% de los proyectos en Chicontepec tiene recursos asignados en 2011 o 2012.

El presupuesto ejercido en Chicontepec durante 2011 ascendió a 26,744 millones de pesos¹¹, que representa el 12% del total de inversión en exploración y producción de Pemex, y significó el 86% del presupuesto ejercido para exploración en ese mismo año.

- Muchos proyectos exploratorios se comparan favorablemente en términos de rentabilidad y volumetría con respecto a muchos proyectos de explotación.

El 30% de los proyectos con mayor rentabilidad y volumetría son proyectos exploratorios; sin embargo, apenas el 22% de los proyectos exploratorios se encuentra fondeado. El presupuesto ejercido en 2011 para exploración

¹¹ Pesos corrientes. Información de Pemex (Oficio SPE-149-2012).

fue de 31,133 millones de pesos, que representó apenas el 13.5% del total de recursos de Pemex Exploración y Producción.

Los proyectos exploratorios se muestran competitivos en términos de rentabilidad y volumetría, a pesar de que la metodología del VPN subestima su verdadera rentabilidad. La evaluación realizada no considera las dependencias existentes entre objetivos exploratorios; el incorporar esta información aumentaría la rentabilidad de estos proyectos, al considerar la posibilidad de modificar el plan de inversión a lo largo de la vida del proyecto (lo que comúnmente se valúa mediante opciones reales). Como se mencionó al inicio, este análisis es tema de un documento posterior.

- Los proyectos exploratorios en aguas someras presentan un indicador de rentabilidad significativamente superior a los proyectos exploratorios en aguas profundas, además de que presentan una menor incertidumbre. Esto es, los proyectos en aguas someras dominan tanto en rentabilidad como en incertidumbre a los proyectos en aguas profundas.

Conforme a la metodología presentada, el 75% de los proyectos exploratorios en aguas profundas presentan un indicador de rentabilidad negativo.

- Los proyectos de gas no asociado son atractivos económicamente; sin embargo, no pueden competir en términos de rentabilidad con los proyectos de aceite. Los proyectos de aceite presentan un indicador de rentabilidad 5 veces superior a los proyectos de gas no asociado.

Los proyectos de gas no asociado que se ubican en la cuenca de Veracruz y Macuspana se concentran en los deciles de mayor rentabilidad.

Anexo I. Bibliografía

- *Manual para la estimación de recursos prospectivos de hidrocarburos y de probabilidad de éxito de oportunidades y localizaciones exploratorias*, Subdirección Técnica de Exploración, Pemex Exploración y Producción (PEP), marzo de 2011.
- M. M. Orman and T.E. Duggan, *Applying modern portfolio theory to upstream investment decision making*, SPE (1999).
- J. G. Ross, *Risk and uncertainty in portfolio characterisation*, Journal of Petroleum Science and Engineering (2004).
- J.G. Ross, SPE, Gaffney, Cline & Associates, *SPE/WPC/AAPG Resource Definitions as a Basis for Portfolio Management*, SPE (2001).
- Rusell K. Hall, *Evaluating Resource Plays with statistical models*, SPE (2007).
- G.S. Simpson, SPE, F.E. Lamb, J.H. Finch and N.C. Dinnie, University of Aberdeen, Scotland, *The Application of Probabilistic and Qualitative Methods to Asset Management Decision Making*, SPE (2000).
- G.S. Simpson, SPE, Gaffney, Cline & Associates, *Potential for State-of-the-Art Decision and Risk Analysis to Contribute to Strategies for Portfolio Management*, SPE (2002).
- Sistema de gerencia de los Recursos Petroleros (PRMS por sus siglas en inglés). Patrocinado por: SPE, WPC, AAPG y SPEE.
- J.G. Ross, SPE, Gaffney, Cline & Associates, *The Philosophy of Reserve Estimation*, SPE (1997).
- Michael R. Walls, *Combining decision analysis and portfolio management to improve project selection in the exploration and production firm*, Journal of Petroleum Science and Engineering (2004).

Anexo II. Abreviaturas utilizadas

DT-3	Documento Técnico-3 de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
1P	Reservas probadas. Volumen mínimo de hidrocarburos que se estima recuperar con una probabilidad de 90%. Para efectos de este documento se define la reserva 1P como estimación P90.
2P	Reservas probadas + probables. Volumen mínimo de hidrocarburos que se estima recuperar con una probabilidad de 50%.
3P	Reservas probadas + probables + posibles. Volumen mínimo de hidrocarburos que se estima recuperar con una probabilidad de 10%. Para efectos de este documento se define la reserva 3P como estimación P10.
Recurso 90	Volumen de recurso prospectivo que es posible recuperar con una probabilidad de 90%. Para efectos de este documento se define el recurso 90 como estimación P90.
RP	Se refiere a la estimación media del recurso prospectivo a descubrir y desarrollar en un proyecto exploratorio.
Recurso 10	Volumen de recurso prospectivo que es posible recuperar con una probabilidad de 10%. Para efectos de este documento se define el recurso 10 como estimación P10.
VPN_i	Valor Presento Neto de un proyecto i (descontado @12%)
VME_i	Valor Monetario Esperado de un proyecto i
α_i	Probabilidad de éxito comercial de un proyecto i.
CR_i	Capital de Riesgo de un proyecto i.
GTE_i	Gastos Total Esperado de un proyecto i.
VPGT_i	Valor Presento del Gasto Total esperado de un proyecto i, dado el éxito comercial.
IR_i	Indicador de rentabilidad para un proyecto i.
Θ_i	Indicador de incertidumbre de un proyecto i.

Anexo III. Fuentes de Información

Reservas de Hidrocarburos aprobadas por CNH.

- **Región Marina Noreste.** Evaluación económica de las reservas de hidrocarburos de Pemex al 1 de enero de 2012.
- **Región Marina Suroeste.** Evaluación económica de las reservas de hidrocarburos de Pemex al 1 de enero de 2012.
- **Región Sur.** Evaluación económica de las reservas de hidrocarburos de Pemex al 1 de enero de 2012.
- **Región Norte.** Evaluación económica de las reservas de hidrocarburos de Pemex al 1 de enero de 2012.

Base de Datos de Oportunidades Exploratorias III 2010.

- **BDOE III 2010.** Base de datos de Pemex Exploración y Producción para estimar los recursos prospectivos identificados a nivel oportunidad exploratoria.
- Corresponde a la base actualizada al tercer trimestre de 2010, a partir de la cual Pemex evalúa el potencial exploratorio presentado en la Cartera de Proyectos 2011.
- Se incluyeron sólo las oportunidades exploratorias que contaban con una evaluación económica.

Anexo IV. Cuadros de indicadores por proyecto

Proyectos de Explotación

No.	Nombre	Indicador de Rentabilidad (IR)	Recurso 2P (mmbpce)	Indicador de Incertidumbre (Θ)	Asignación de Recursos (fondeo)
Aguas Profundas					
1	Lakach	-0.0	195	0.22	✓
2	Lalail	0.1	47	0.73	✓
Aceite Terciario del Golfo					
1	Agua Fría	1.2	142	0.58	✓
2	Agua Nacida	1.9	123	1.03	✓
3	Ahuatepec	2.1	141	1.32	✗
4	Aragón	2.3	156	1.06	✗
5	Coyol	1.5	467	1.25	✓
6	Coyotes	1.7	149	0.75	✓
7	Escobal	1.6	69	0.71	✓
8	Humapa	1.6	497	1.05	✓
9	Miahuapan	2.0	257	1.42	✓
10	Pastoria	2.3	205	1.41	✗
11	Sábana Grande	1.2	250	1.58	✗
12	Sitio	0.7	155	1.01	✗
13	Tenexcuila	1.8	226	1.59	✗
14	Tlacolula	2.0	199	1.48	✗
15	Horcones	1.6	134	0.85	✓
16	Amatitlán	2.6	269	1.37	✗
17	Cacahuatengo	2.1	134	1.28	✓
18	Coapechaca	1.5	148	0.62	✓
19	Corralillo	1.5	257	0.86	✓
20	Coyula	1.5	144	0.68	✓
21	Furbero	1.4	349	0.78	✓
22	Gallo	1.6	131	1.02	✓
23	Miquetla	2.0	287	1.23	✓
24	Palo Blanco	1.6	303	1.01	✓
25	Presidente Alemán	1.3	361	0.77	✓
26	Remolino	0.8	627	1.00	✓
27	Soledad	1.7	120	0.79	✓
28	Tajín	1.6	178	0.77	✓
Gas no Asociado					
1	Arcabuz	0.7	22	0.26	✓
2	Arcos	0.9	14	0.27	✓
3	Cauchy	7.7	54	0.15	✓
4	Cuatro Milpas	0.4	10	0.14	✓
5	Cuervito	1.1	35	0.10	✓
6	Cuicláhuac	1.1	32	0.15	✓
7	Culebra	0.8	24	0.17	✓
8	Fundador	1.5	11	0.13	✓
9	Lizamba	5.6	20	0.01	✓
10	Narváez	3.4	13	0.00	✓
11	Palmito	1.2	15	0.25	✓
12	Papán	7.3	27	0.00	✓
13	Tepetitán	2.3	11	0.59	✓
14	Santa Anita	0.8	21	0.20	✓
15	Géminis	0.8	11	0.15	✓
16	Nejo	2.0	41	0.12	✓
17	Gasífero	5.1	25	0.46	-

Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos

No.	Nombre	Indicador de Rentabilidad (IR)	Recurso 2P (mmbpce)	Indicador de Incertidumbre (Θ)	Asignación de Recursos (fondeo)
Marinos					
1	Abkatún	1.0	240	0.71	✓
2	Akal	5.0	2,884	0.30	✓
3	Akpul	0.8	20	0.69	✓
4	Alak	0.8	42	0.13	✗
5	Alux	3.0	16	0.77	✓
6	Amoca	4.9	34	0.20	✗
7	Arenque	3.0	91	0.05	✓
8	Atún	2.0	13	0.18	✓
9	Ayatsil	2.8	566	0.22	✓
10	Ayín	6.4	111	0.53	✓
11	Bacab	11.4	64	0.43	✓
12	Baksha	5.8	43	0.00	✗
13	Balam	9.5	215	0.54	✓
14	Batab	4.4	11	0.00	✓
15	Bolontikú	7.8	106	0.42	✓
16	Caan	9.4	40	0.00	✓
17	Carpa	5.1	13	0.11	✓
18	Chac	7.0	25	0.00	✓
19	Che	4.0	24	1.18	✓
20	Chuc	7.7	86	0.17	✓
21	Chuhuk	5.1	36	0.53	✓
22	Chukúa	0.5	27	0.42	✓
23	Ek	10.6	212	0.23	✓
24	Etkal	1.2	23	0.05	✓
25	Homol	8.6	90	0.10	✓
26	Ichalkil	2.0	21	0.87	✗
27	Ixtal	14.1	256	0.21	✓
28	Ixtoc	5.9	69	0.29	✓
29	Kab	5.0	141	0.56	✓
30	Kach	1.8	66	0.26	✗
31	Kambesah	4.8	44	0.16	✗
32	Kanaab	6.9	11	0.29	✓
33	Kax	19.9	55	0.00	✓
34	Kayab	4.8	238	0.62	✗
35	Ku	10.2	847	0.16	✓
36	Kuil	4.8	121	0.88	✓
37	Kutz	7.8	58	0.00	✓
38	Lankahuasa	0.6	24	0.40	✓
39	Lum	5.3	46	0.24	✓
40	Makech	7.3	14	0.55	✗
41	Maloob	12.0	1,973	0.16	✓
42	Manik	5.4	15	0.14	✓
43	May	5.2	293	0.27	✓
44	Mejillón	0.5	13	0.00	✗
45	Men	1.8	20	0.41	✗
46	Misión	2.9	11	0.40	✗
47	Nohoch	5.4	19	0.00	✓
48	Och	25.9	32	0.00	✓
49	Onel	5.4	65	0.24	✓
50	Pit	3.6	285	0.43	✓
51	Poctli	0.6	10	0.15	✗
52	Pohp	2.1	36	0.70	✗

Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos

No.	Nombre	Indicador de Rentabilidad (IR)	Recurso 2P (mmbpce)	Indicador de Incertidumbre (Θ_i)	Asignación de Recursos (fondeo)
Marinos					
53	Pokoch	4.1	46	0.15	✓
54	Pol	7.6	17	0.00	✓
55	Sihil	7.8	326	0.37	✓
56	Sinan	10.4	148	0.21	✓
57	Takín	7.0	27	0.19	✗
58	Taratunich	4.1	44	0.10	✓
59	Tecoalli	4.5	18	0.67	✗
60	Teekit	3.0	12	0.00	✗
61	Toloc	6.0	12	0.00	✗
62	Tsimin	5.8	769	0.35	✓
63	Tson	2.3	25	0.76	✗
64	Tumut	6.7	32	0.44	✓
65	Uech	8.4	31	0.05	✓
66	Wayil	3.0	14	0.19	✗
67	Xanab	9.6	169	0.27	✓
68	Xulum	4.5	18	1.13	✗
69	Yaxche	8.4	169	0.48	✓
70	Yum	9.7	20	0.13	✗
71	Zaap	12.7	1,215	0.07	✓
72	Chapabil	2.3	16	0.88	✗
73	Tekel	6.1	69	0.80	✗
74	Xux	4.3	205	0.69	✓
75	Bagre	0.6	16	0.15	✓
76	Utsil	3.2	48	0.48	-
77	Hokchi	3.5	67	0.52	-
Terrestres					
1	Bellota	5.3	68	0.00	✓
2	Blasillo	5.5	28	0.00	✓
3	Bricol	9.0	279	0.45	✓
4	Cacalilao	1.8	21	0.54	✓
5	Cactus	14.2	46	0.23	✓
6	Cárdenas	5.8	97	0.12	✓
7	Chinchorro	11.2	41	0.18	✓
8	Chintul	0.6	13	0.00	✓
9	Cinco Presidentes	6.4	27	0.00	✓
10	Cobra	2.0	14	0.13	✓
11	Costero	5.2	148	0.01	✓
12	Cunduacán	4.8	297	0.13	✓
13	El Golpe	8.2	10	0.00	✓
14	Gaucha	1.4	10	0.27	✓
15	Giraldas	3.4	36	0.05	✓
16	Guaricho	12.7	28	0.02	✓
17	Iride	4.3	516	0.06	✓
18	Jacinto	5.7	30	0.16	✓
19	Juspi	6.7	34	0.48	✓
20	Mora	9.0	65	0.02	✓

Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos

No.	Nombre	Indicador de Rentabilidad (IR)	Recurso 2P (mmbpce)	Indicador de Incertidumbre (Θ_i)	Asignación de Recursos (fondeo)
Terrestres					
18	Jacinto	5.7	30	0.16	✓
19	Juspi	6.7	34	0.48	✓
20	Mora	9.0	65	0.02	✓
21	Muspac	6.1	14	0.00	✓
22	Nelash	7.1	11	0.34	✓
23	Nispero	13.2	15	0.00	✓
24	Oxiacaque	6.3	270	0.09	✓
25	Paché	5.5	22	0.46	✓
26	Pánuco	1.8	17	0.62	✓
27	Paraíso	8.4	14	0.09	✗
28	Paredón	6.0	41	0.28	✓
29	Puerto Ceiba	9.6	65	0.06	✓
30	Rabasa	7.4	18	0.05	✓
31	Ribereño	2.2	35	0.64	✓
32	Rodador	9.8	24	0.07	✓
33	Samaria	4.0	631	0.01	✓
34	San Ramón	6.7	42	0.00	✓
35	Santuario	10.7	25	0.00	✓
36	Sen	28.5	159	0.03	✓
37	Sunuapa	2.7	60	0.27	✓
38	Teotleco	10.4	76	0.22	✓
39	Tepeyil	3.7	26	0.76	✓
40	Terra	7.1	64	0.36	✓
41	Tintal	5.3	15	0.00	✓
42	Tizón	12.3	56	0.26	✓
43	Tres Hermanos	2.9	12	0.17	✓
44	Tupilco	9.4	22	0.05	✓
45	Yagual	7.1	34	0.15	✓
46	Madrefil	10.6	80	0.51	✓
47	Brillante	8.3	11	0.07	-
48	Poza Rica	2.9	86	0.60	✓
49	Caparroso-Pijije-Escuintle	23.9	180	0.02	✓
50	Chiapas-Copanó	8.2	42	0.00	✓
51	Ébano-Chapacao	2.1	29	0.21	✓
52	Edén-Jolote	8.0	50	0.09	✓
53	Jujo-Tecominoacán	3.3	652	0.00	✓
54	Luna-Palapa	13.5	29	0.08	✓
55	Magallanes-Tucán-Pajonal	4.2	27	0.56	✓
56	Tamaulipas-Constituciones	2.3	80	0.14	✓
57	Ogarrio	4.2	84	0.05	✓
58	San Andrés	1.2	11	0.44	✓
59	Pareto	9.7	70	0.49	-
60	Cráter	27.3	21	0.00	✓

Proyectos de Exploración

No.	Nombre	Indicador de Rentabilidad (IR)	Recurso 2P (mmbpce)	Indicador de Incertidumbre (I _i)	Asignación de Recursos (fondeo)
Aguas Profundas					
1	Pep-1	1.2	878	1.10	✓
2	Chelan-1	-0.3	68	1.63	✗
3	Tabascoob-201	-0.3	96	1.51	-
4	Nen-1	-0.3	154	1.41	✓
5	Nox-1	0.9	211	1.48	✗
6	Bisba-1	0.5	172	2.10	✗
7	Maximino-1	1.8	1,052	0.86	✓
8	Macalican-1	-0.8	118	2.22	✗
9	Magnanimo-1	0.3	401	1.40	✗
10	Chat-1	-0.5	237	2.08	✗
11	Eslipua-1	-0.5	253	2.13	✗
12	Tumtah-1	-0.5	416	1.77	-
13	Ahawbil-1	-0.5	157	1.42	-
14	Makkab-1	-0.3	165	1.38	✓
15	Naajal-1	-0.2	514	1.37	✗
16	Kajkunaj-1	-0.2	273	1.50	✓
17	Atal-1	-0.2	324	1.21	-
18	Lakach-1001	-0.7	210	1.80	-
19	Alaw-1	-0.5	258	1.29	-
20	Lakach-2001	-0.5	125	1.50	-
Gas no Asociado					
1	Organdi-1	0.7	17	1.73	✗
2	Cazadero-1	1.3	17	1.53	-
3	Chiltepec-1	2.7	35	2.09	✗
4	Titanico-1	0.3	16	1.87	✗
5	Corcel-1	0.3	11	1.72	✗
6	Lluvia-1	0.2	13	1.53	-
7	Saltarin-1	0.4	23	1.58	✗
8	Marmol-1	0.0	20	1.87	-
9	Pachache-1	0.5	11	1.63	✗
10	Clonado-1	0.4	27	1.65	✓
11	Cobrizo-1	0.4	13	2.23	✗
12	Burbuja-1	0.7	20	1.87	✗
13	Bombin-1	0.5	22	1.56	✗
14	Arroyan-1	0.4	20	1.74	✗
15	Campeon-1	0.7	18	1.99	✗
16	Rodrigueno-1	0.8	16	1.86	✗
17	Virtuoso-1	0.5	13	1.93	✗
18	Siroco-1	0.8	16	1.47	-
19	Oroval-1	0.8	13	1.28	✓
20	Galocha-1	0.4	15	1.63	✓
21	Tomahua-1	0.4	17	1.66	✗
22	Caudillo-1	0.5	11	1.75	✓
23	Tlamaya-1	0.6	13	1.40	✗
24	Clausico-1	0.9	13	1.64	-
25	Pampas-1	2.0	10	1.40	-
26	Feliz-1	0.6	14	1.51	✓
27	Rapel-1	0.4	10	1.67	✗
28	Picota-1	0.6	18	1.44	✗

Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos

No.	Nombre	Indicador de Rentabilidad (IR)	Recurso 2P (mmbpce)	Indicador de Incertidumbre (E _i)	Asignación de Recursos (fondeo)
Gas no Asociado					
29	Corsario-1	0.6	10	1.65	-
30	Atacama-1	0.5	11	1.45	-
31	Mercalli-1	0.7	11	1.52	✗
32	Era-1	0.4	21	1.59	✗
33	Ventisca-1	0.5	15	1.66	✗
34	Garson-1	0.2	11	1.49	✓
35	Capitolio-1	0.4	17	1.52	✗
36	Catavina-1	0.1	11	1.73	✓
37	Kanon-1	0.2	21	1.46	✗
38	Jejen-1	1.1	52	1.60	✗
39	Lucido-1	0.9	12	1.77	✗
40	Ejemplar-1	0.9	12	1.62	✗
41	Saguaro-1	0.7	19	1.46	✗
42	Bedel-1	1.1	15	1.43	✗
43	Gasifero-1	0.6	11	1.93	✗
44	Ramie-1	1.8	20	1.38	-
45	Nuevaera-1	0.6	14	1.65	✗
46	Quixote-1	1.1	17	1.31	✓
47	Organico-1	1.4	10	1.32	-
48	Progreso-101	0.9	16	1.43	-
49	Gato-1001	0.7	11	1.23	-
50	Cuatrocieneegas-1001	0.6	13	1.70	-
Marinos					
1	Lum-201	2.2	49	1.27	✓
2	Alak-101	1.6	142	0.96	✗
3	Lum-101	4.5	58	0.90	✓
4	Picon-1	2.0	57	1.61	✗
5	Camaron-1	2.9	41	1.20	✗
6	Jurel-101	3.4	59	1.58	✗
7	Molusco-1	1.8	38	1.76	✗
8	Ostracodo-1	3.5	69	1.75	✗
9	Mekpal-1	4.0	139	1.08	✗
10	Xupal-1	3.3	88	1.23	✗
11	Xipal-1	2.2	39	1.36	✗
12	Cheek-1	8.0	63	0.85	✗
13	Bisik-1	3.4	165	2.24	✗
14	Kaxanbil-1	2.0	73	1.82	-
15	Nohoch-101	3.3	82	1.96	✗
16	Tomba-1	3.4	132	2.39	✗
17	Tomon-1	5.2	96	2.17	✗
18	Chapabil-301	2.0	100	1.01	-
19	Akal-301	1.9	42	1.31	-
20	Suuk-1	2.9	88	1.12	✗
21	Hermes-1	2.0	115	2.14	✗
22	Kama-1	2.0	132	2.07	✗
23	Tson-101	3.5	148	0.91	✓
24	Zarpador-1	2.8	100	2.16	✗
25	Tatziquim-1	0.2	43	1.66	✗
26	Taratunich-3001	3.2	31	1.53	-
27	Bentonico-1	2.8	67	1.88	✗
28	Necora-1	2.5	90	1.78	✗
29	Och-301	6.1	84	0.74	-

Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos

No.	Nombre	Indicador de Rentabilidad (IR)	Recurso 2P (mmbpce)	Indicador de Incertidumbre (Θ_i)	Asignación de Recursos (fondeo)
Marinos					
30	Tach-1	2.5	49	0.82	✓
31	Hayabil-101	1.9	42	0.81	✗
32	Mizton-1	6.5	73	1.32	✗
33	Canin-1	7.2	95	1.38	✗
34	Tlacame-1	3.2	39	1.16	-
35	Talan-1	0.8	143	1.27	-
36	lchal-1	2.8	134	1.16	-
37	Xikin-1	4.0	117	0.97	✗
38	Chac-301	2.6	35	1.45	✗
39	Ek-301	3.5	91	1.09	✓
40	Abkatun-2001	3.9	50	1.19	✗
41	Tonalli-1	6.7	56	1.07	✗
42	Charales-1	3.9	85	1.76	✗
43	Ek-201	2.8	44	1.10	✗
44	Sihil-101	3.9	95	1.14	✗
45	Tson-1001	2.6	104	1.47	✗
46	Nohoch-201	5.3	90	1.98	-
47	Ek-1001	4.5	115	1.72	✗
48	Yut-1	1.9	23	1.10	✗
49	Ayin-3dl	3.2	93	0.97	✓
50	Tson-201	3.6	177	0.92	✓
51	Gema-1	2.8	120	1.61	✗
52	Ken-1	3.7	205	1.00	✗
53	Beluga-1	1.6	24	1.44	✗
54	Isurus-1	2.2	46	1.54	✓
55	Myliobatis-1	2.2	56	1.89	✗
56	Pit-2001	2.3	99	1.60	✗
57	Zazilha-101	3.7	77	0.95	-
58	Chapabil-201	3.0	64	1.04	-
59	Maloob-201	3.9	66	1.00	✓
60	Ku-301	4.6	117	0.87	-
61	Chapabil-401	4.3	93	1.09	-
62	Lum-301	2.2	57	1.21	✗
63	Uech-201	2.9	44	0.91	✗
64	Salmon-1a	3.7	77	1.61	✗
65	Uchbal-1	3.3	102	1.62	✗
66	Yaxche-201	2.7	115	1.51	✗
67	Ku-3001	3.2	82	1.32	✗
68	Ku-2001	1.5	37	1.36	-
69	Ku-5001	4.1	55	1.20	-
70	Esah-1	3.2	60	0.84	-
71	Yum-1001	3.0	95	0.88	✓
72	Tsanlah-1	4.1	117	1.40	✗
73	Balam-1001	3.9	45	1.49	-
74	Ayatsil-1001	2.1	87	1.45	✗
75	Zaap-3001	3.1	82	1.46	✗

Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos

No.	Nombre	Indicador de Rentabilidad (IR)	Recurso 2P (mmbpce)	Indicador de Incertidumbre (Θ)	Asignación de Recursos (fondeo)
Marinos					
76	Xulum-1001	2.0	55	1.14	✗
77	Ku-201	3.6	49	0.94	-
78	Utsil-101	4.0	71	0.86	-
79	Pit-1001	3.1	214	1.10	✗
80	Tsimin-3dl	2.4	126	1.56	-
81	Bacab-501	2.4	38	1.02	-
82	Numan-101	2.0	33	0.88	-
83	Kay-1001	2.6	69	1.02	-
84	Chapabil-1001	0.9	76	1.33	-
Terrestres					
1	Sitala-1	1.3	19	1.18	✗
2	Xumapa-1	2.9	24	1.19	✗
3	Puan-1	3.3	42	1.32	✗
4	Chichicaxtle-1	2.7	55	1.99	✗
5	Mexhu-1	7.0	24	1.20	-
6	Robusto-1	6.2	89	1.39	✗
7	Navegante-1	6.5	256	1.77	-
8	Jaule-1	2.8	18	1.53	-
9	Jachim-1	4.9	182	1.90	✗
10	Zanate-1	6.5	192	1.76	✓
11	Nicapa-201	3.1	70	1.36	✓
12	Terra-2DL	5.3	72	1.03	-
13	Laventa-1001	7.1	32	1.32	✓
14	Bombo-1	4.7	24	1.68	✗
15	Altamonti-1	3.7	107	1.18	✓
16	Muyil-1	2.4	24	1.63	✗
17	Lumija-1	3.9	118	2.79	✗
18	Tembac-1	2.9	41	2.29	-
19	Epico-1	1.5	57	2.35	✗
20	Longo-1	2.8	67	2.29	✗
21	Choco-1	1.8	43	2.28	✗
22	Gaia-1	2.8	213	2.50	✓
23	Tilico-1	2.2	52	2.08	✗
24	Jujo-1001	4.4	98	1.21	-
25	Pepino-1	5.2	52	1.15	✗
26	Triunfo-201	2.2	58	1.71	✗
27	Vanguardia-1	2.6	67	2.07	✗
28	Achote-1	6.0	21	1.23	✓
29	Enebro-101	4.7	58	1.24	✓
30	Giraldas-201	2.8	68	1.44	✓
31	Saraguato-101	3.1	62	2.26	✗
32	Alebrije-1	2.9	44	2.14	✓
33	Maceral-1	2.2	23	1.45	✗
34	Lagar-1	4.4	34	1.75	✗
35	Azti-1	6.1	87	2.14	✓
36	Multi-1	1.7	16	1.83	✗
37	Pacoco-1	1.6	58	1.89	✗
38	Alir-1	4.8	19	1.68	✗
39	Tijib-1	4.4	73	1.49	✗
40	Cheej-1	2.6	85	1.89	✓
41	Kanemi-1	5.4	127	1.43	-
42	Pache-1001	2.6	16	1.19	✗
43	Sanramon-1001	3.8	25	1.63	✓
44	Genes-1	4.9	69	1.97	✗
45	Arroyozanapa-201	4.4	37	1.10	-