



Nota metodológica para la estimación de la prospectiva de producción de petróleo y gas natural 2020-2033

Septiembre 2019



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

1. Introducción

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (la Comisión) elaboró una prospectiva de producción de petróleo y gas natural correspondiente al periodo 2020-2033.

Para la elaboración de la prospectiva la Comisión utilizó la información disponible al 5 de julio de 2019, relativa a los perfiles y planes de desarrollo presentados por parte de los distintos operadores de los campos petroleros bajo asignaciones o contratos. En el caso de aquellas áreas que no cuentan con descubrimientos o aquéllas sin un plan de desarrollo aprobado, la Comisión realizó una proyección de la producción utilizando los perfiles de reservas disponibles al 5 de julio de 2019 y la información contenida en la Base de Oportunidades Exploratorias (BDOE), actualizada al 31 de diciembre de 2018.

El presente documento consiste en un resumen de la metodología para la estimación de la prospectiva de producción de petróleo y gas natural presentada, con base en la información referida anteriormente, para las áreas con reservas o recursos potenciales. Los componentes de la metodología se describen a continuación, conforme a la siguiente clasificación de las áreas analizadas:

- Campos con reservas certificadas bajo asignaciones y contratos;
- Asignaciones exploratorias de Pemex;
- Campos con reservas certificadas en manos del Estado, y
- Áreas de exploración en manos del Estado.

2. Componentes de la Metodología

2.1 Campos con reservas certificadas bajo asignaciones y contratos

La Comisión llevó a cabo una estimación de la producción en aquellos campos que cuentan actualmente con reservas descubiertas, sobre los cuales se tiene la certeza de que existen recursos en el subsuelo, incluyendo aquellas asignaciones de Pemex en etapa de extracción y las áreas contractuales con un plan de desarrollo aprobado, o con estimaciones de producción.

Al 5 de julio de 2019 existían 404 áreas operadas por Pemex bajo un título de asignación en la etapa de extracción. Como regla general, para la estimación de la producción de dichas asignaciones, se utilizaron los perfiles de reservas 2P certificadas al 1 de enero de 2019, excepto en aquéllas para las cuales se contaba con un plan de desarrollo actualizado (respecto del plan aprobado en Ronda Cero), así como las asignaciones para las cuales se contaba con un informe de evaluación.

Al 5 de julio de 2019, la Comisión contaba con un total 37 planes de desarrollo actualizados para campos de Pemex que operan bajo títulos de asignación.¹ Para

¹ Correspondientes a los campos Abkatún, Amatitlán, Ayatsil, Ayocote, Bellota, Cahua, Cinco Presidentes, Che, Cheek, Chipilín, Chocol, Cibix, Esah, Guaricho, Homol, Hok, Ixachi, Ixtal, Ixtoc, Kambesah, Ku, Kuil, Madrefil, Manik,

la elaboración de la prospectiva se consideraron 36 perfiles presentados por el asignatario a la Comisión como parte de los planes de desarrollo, mientras que en uno de los casos se utilizó un perfil de reservas 2P, debido a que el perfil de producción no correspondía a la producción observada a la fecha.

Asimismo, en tres casos particulares se utilizaron los perfiles presentados como parte de los informes de evaluación.²

Para efectos de la elaboración de las estimaciones de producción, se asume que Pemex cuenta con la totalidad de los recursos para ejecutar las inversiones necesarias para el desarrollo de los campos.

En el caso de las áreas que operan bajo contratos y que cuentan con reservas descubiertas, la estimación de producción consideró la información disponible al 5 de julio del presente año, correspondiente a los planes de desarrollo presentados a la Comisión por parte de los contratistas.³

En el caso de aquellos contratos adjudicados que no contaban con un plan de desarrollo, la Comisión utilizó la estimación de producción de perfiles de producción presentada estimada por la Comisión previo a la licitación de las áreas contractuales, ajustando los años de arranque de los proyectos.

2.2 Asignaciones exploratorias de Pemex

La Comisión realizó una estimación de la producción correspondiente a las asignaciones exploratorias de Pemex considerando los descubrimientos realizados hasta el 5 de julio de 2019, así como una estimación de la producción en áreas con descubrimientos potenciales.

En el primer caso, se consideraron 7 descubrimientos reportados por parte de Pemex a la fecha de elaboración de la prospectiva,⁴ con base en la recuperación estimada final (EUR, por sus siglas en inglés) de un pozo tipo, así como los perfiles de reservas 2P asociados a los campos. En la elaboración de la prospectiva se asumió que Pemex desarrolla los 7 descubrimientos referidos.

En el caso de las áreas con descubrimientos potenciales, se realizó un ejercicio probabilístico para determinar las oportunidades exploratorias en las asignaciones vigentes⁵, bajo la metodología descrita en el Anexo 1 de este documento.

Maloob, Miahuapan, Mulach, Octli, Onel, Rabasa, Terra, Teekit Profundo, Tlacame, Uchbal, Xanab, Xikín y Zaap. Xanab es el campo para el que no se utilizó su perfil de Plan de Desarrollo.

² Correspondientes a los campos Koban, Tetl y Tlacame.

³ Correspondientes a los todos los contratos de la Ronda 1.2 y un contrato de la ronda 1.3.

⁴ Descubrimientos catalogados como recursos contingentes: Exploratus-1EXP, Nat-1, Hem-1; Catalogados con reservados certificadas: Maximino-1DL, Doctus-1; Catalogados como oportunidad exploratoria: Kokitl-1EXP

⁵ Al 05 de julio de 2019 estaban vigentes estas 108 asignaciones exploratorias. El día 27 de agosto de 2019 la Secretaría de Energía emitió nuevos títulos de 64 asignaciones exploratorias.

Bajo este ejercicio, se modeló una restricción presupuestal de exploración de \$2,500 millones de dólares anuales, en línea con el presupuesto ejercido en los últimos 3 años, dando prioridad a la perforación de pozos exploratorios en las asignaciones con mayor volumen a recuperar (en petróleo crudo equivalente).

En caso de que los pozos exploratorios sean exitosos en un área, se modela un perfil de producción con base en los supuestos contenidos en la Tabla 1 del Anexo 2 del presente documento.

Una vez que se cuenta con la estimación de los perfiles de cada uno de los proyectos, se realiza un cálculo Valor Presente Neto (VPN) a una tasa de descuento anual del 10%, con la finalidad de determinar la incorporación de dichos proyectos a la prospectiva de producción.

2.3 Campos con reservas certificadas en manos del Estado

Al 5 de julio de 2019 existían 40 campos con reservas certificadas bajo el resguardo del Estado.⁶ De conformidad con la normativa vigente, es facultad del Estado otorgar dichos campos a Pemex a través de un título de asignación o realizar una licitación para la selección de un operador.

Para efectos de la elaboración de la prospectiva, se consideró el siguiente procedimiento de designación de operador, con la finalidad de estimar el tiempo de entrada de la producción en los campos referidos, a través de la realización de procesos de designación de un operador a partir del mes de junio de 2020:

1. Se ordenan los campos de mayor a menor volumen de reservas en petróleo crudo equivalente, sin considerar diferencias en precios de los hidrocarburos obtenidos en las áreas.
2. Se asume un proceso anual de designación de operador para 5 áreas a partir de junio de 2020, dando prioridad a aquéllas con mayor volumen de recursos.
3. Se considera una tasa de colocación de 60% en cada proceso bajo una función de distribución binomial.
4. El operador produce bajo un perfil de desarrollo de las reservas 2P certificado al 1 de enero de 2019, iniciando producción a partir del año siguiente a que se designó al operador.

Para efectos de la elaboración de las estimaciones de producción, se asume que los operadores cuentan con la totalidad de los recursos para ejecutar las inversiones necesarias para el desarrollo de los campos.

⁶ Estos campos son: Akpul, Aluk, Anguilas, Arroyo Zapana, Baksha, Chapabil, Chukua, Citam, Enispe, Gurumal, Hap, Kamelot, Kanche, Kay, Kayab, Kix, Kopo, Las Canas, Lem, Men, Mene, Misón, Mixtán, Nak, Nueva Colonia, Palmaro, Panal, Pit, Pitahaya, Pohp, Ribereño, Toloc, Tsón, Tunich, Uchak, Után, Veinte, Wayil, Zapotal y Zazil-Ha.

2.4 Áreas de exploración en manos del Estado

Para estimar la potencial recuperación de hidrocarburos en el país, se tomó en consideración la información contenida en la Base de Oportunidades Exploratorias, actualizada por la Comisión al 31 de diciembre de 2018. Dicha base concentra el número de oportunidades exploratorias, el volumen estimado a recuperar en distintos escenarios (P90, P50, Media, P10) para cada uno de ellos y la composición por tipo de hidrocarburo.⁷

Asimismo, se utilizó el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, actualizado al mes de enero de 2018.

Para efectos de la elaboración de la prospectiva, se consideró un procedimiento de designación de operador similar al descrito en la Sección 2.3 del presente documento, a partir del mes de junio de 2020.

Asimismo, para determinar los tiempos de entrada de la producción, se utilizaron las ofertas y tasas de colocación definidas por región geográfica, así como los tiempos estimados de perforación por región, de conformidad con lo establecido en las Tablas 2 y 3 del Anexo 2, respectivamente.

Una vez que fueron designados los operadores a las áreas, se realizó un ejercicio probabilístico para determinar las oportunidades exploratorias en las distintas áreas bajo el resguardo del Estado, considerando la metodología descrita en el Anexo 1 de este documento.

En caso de que los pozos exploratorios sean exitosos en un área, se modela un perfil de producción e inversiones con base en los supuestos contenidos en la Tabla 1 del Anexo 2 del presente documento.

Una vez que se cuenta con la estimación de los perfiles de producción e inversión de cada uno de los proyectos, se realiza un cálculo Valor Presente Neto (VPN) a una tasa de descuento anual del 10%, con la finalidad de determinar la incorporación de dichos proyectos a la prospectiva de producción.

⁷ Aceite súperligero, aceite ligero, aceite pesado, aceite extra-pesado, gas húmedo y gas seco.

Anexo 1

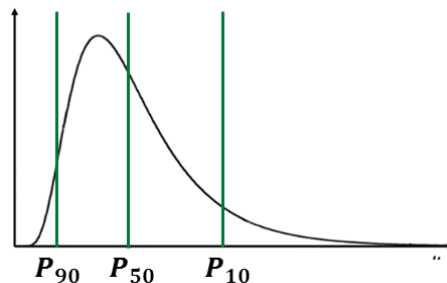
Ejercicio probabilístico

Para la realización de las estimaciones de producción en bloques exploratorios, se llevó a cabo la identificación inicial de las oportunidades con mejores prospectos para cada una de las áreas evaluadas que cuentan con un operador designado.

Una vez identificadas las oportunidades con mejores prospectos para cada área, se utilizó el método de Montecarlo para determinar la distribución de los recursos prospectivos de cada una de dichas oportunidades, asumiendo independencia entre las oportunidades. Para tal efecto, se llevaron a cabo 10 mil simulaciones, bajo el siguiente proceso:

1. Se simula el éxito o fracaso de la oportunidad usando una distribución tipo Bernoulli, cuyo parámetro es la probabilidad de éxito geológico de la oportunidad. Es decir, para una oportunidad cuya probabilidad de éxito geológico es del 30%, la simulación generará 3,000 éxitos y 7,000 fracasos.
2. Se simula una la distribución de recursos prospectivos, reconstruyendo la función de distribución de acuerdo con el P_{10} , P_{50} y P_{90} y suponiendo que los mismos se distribuyen de forma log-normal (Ver Figura 1).

Figura 1. Distribución de probabilidad log-normal



3. Finalmente, se multiplican las simulaciones de éxitos y fracasos por las de recursos prospectivos, para obtener la distribución final de recursos, condicional al éxito de la oportunidad.

Una vez que se cuenta con la distribución final de los recursos de cada una de las áreas, ésta se utiliza como insumo para la realización de las estimaciones del VPN de cada uno de los proyectos evaluados.

Anexo 2

Tabla 1. Supuestos de costos y desarrollo para áreas exploratorias

Ubicación	Cuenca	EUR de pozo tipo (mmbpce)	Costo del pozo expl. (mmUSD)	Costo del pozo de desarrollo (mmUSD)	Costos de Operación (\$USD/bpce)	Costos de Infraestructura (\$USD/bpce)
Aguas profundas	Perdido	9.320	\$93.8	\$84.4	\$6.6	\$1.0
Aguas profundas	Cordilleras Mexicanas	24.006	\$86.5	\$77.9	\$6.6	\$2.0
Aguas profundas	Cuenca Salina	9.320	\$94.8	\$85.3	\$6.6	\$2.0
Aguas someras	Cuencas del Sureste	24.841	\$42.0	\$31.0	\$4.4	\$1.0
Aguas someras	Tampico-Misantla	3.486	\$48.0	\$21.3	\$6.6	\$2.0
Aguas someras	Burgos	4.300	\$44.0	\$13.6	\$5.5	\$2.0
Terrestre Convencional	Burgos	0.442	\$6.2	\$5.8	\$2.1	\$1.0
Terrestre Convencional	Sabinas	1.821	\$6.2	\$5.4	\$2.1	\$1.0
Terrestre Convencional	Cuencas del Sureste	7.222	\$5.9	\$4.0	\$5.4	\$1.0
Terrestre Convencional	Tampico-Misantla	0.223	\$5.9	\$16.0	\$2.0	\$1.0
Terrestre Convencional	Veracruz	1.945	\$5.6	\$3.5	\$2.1	\$1.0
Terrestre No Convencional	Burgos	1.878	\$7.0	\$5.9	\$6.0	\$2.0
Terrestre No Convencional	Sabinas	1.878	\$7.0	\$5.9	\$6.0	\$2.0
Terrestre No Convencional	Tampico-Misantla	0.405	\$5.8	\$5.2	\$8.2	\$2.0

Notas:

- Para la determinación del EUR se tomaron en cuenta las primeras 180 observaciones mensuales de todos los pozos para estimar una curva de declinación con base en el método de regresión lineal, controlando por los efectos fijos del pozo. Asimismo, se consideró el volumen a recuperar y perfil de producción de pozos ubicados en cuencas análogas en el mundo, de acuerdo con información proveniente de Questor y Wood Mackenzie.
- Para la determinación de los costos de los pozos exploratorios en proyectos convencionales, se consideró el promedio de los costos de pozos exploratorios presentados en los planes de exploración por los operadores petroleros al 5 de julio de 2019. En el caso de proyectos no convencionales, se toma en cuenta el costo de las cuencas análogas de Niobrara Chalk y Southwest Eagle Ford.

Abreviaturas:

- EUR: Estimate Ultimate Recovery
- mmbpce: millones de barriles de petróleo crudo equivalente
- USD: Dólares americanos
- mmUSD: millones de dólares
- bpce: barril de petróleo crudo equivalente

Tabla 2. Ofertas de áreas exploratorias en manos del Estado

Región	Oferta de áreas por año	Tasa de colocación
Aguas profundas	5	60%
Aguas someras	5	50%
Terrestre convencional	5	80%
Terrestre no convencional	10	60%

Tabla 3. Información de pozos exploratorios

Ubicación	Número de pozos exploratorios	Meses para perforar cada pozo exploratorio
Aguas profundas	2	12
Aguas someras	2	8
Terrestre convencional	3	6
Terrestre no convencional	3	8