Nota Metodológica para la Estimación de la Prospectiva de Producción de Petróleo y Gas Natural 2021

CNH
Comisión Nacional de Hidrocarburos

Introducción

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (de aquí en adelante, la Comisión) elaboró una Prospectiva de Producción de Petróleo y Gas Natural correspondiente al período 2021-2028 (en adelante, "Prospectiva").

Para la elaboración de la Prospectiva, la Comisión utiliza la información disponible al tercer trimestre de 2021, relativa a los Planes de Desarrollo y perfiles de las Reservas al 01 de enero de 2021 presentados por parte de los operadores de los contratos y asignaciones. En el caso de aquellas áreas que no cuentan con un Planes o Reservas, la Comisión realizó una proyección de la producción utilizando los prospectos exploratorios de los bloques.

El presente documento consiste en un resumen de la metodología para la estimación de la Prospectiva, 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:

- Áreas con Planes o Reservas certificadas bajo asignaciones y contratos; y
- Áreas de exploración de asignaciones y contratos adjudicados.

1. Componentes de la Metodología

1.1 Áreas con Planes o Reservas certificadas bajo asignaciones y contratos

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

Para la estimación de la producción en las áreas de asignación de Pemex, se utilizaron los perfiles de reservas 2P y 3P certificadas al 1 de enero de 2021, así como los Planes de Exploración, Informes de Evaluación y Planes de Desarrollo presentados al tercer trimestre de 2021.

En el caso de los 17 campos prioritarios de Pemex, se consideran los perfiles de producción e inversión a partir de los Planes de Desarrollo vigentes más ajustes conforme al cumplimiento de actividades y producción esperada.

En el caso de áreas contractuales que cuentan con reservas descubiertas, la estimación de producción consideró la información de Planes de Desarrollo aprobados a octubre de 2021. Asimismo, se realizaron estimaciones conforme el histórico de producción de hidrocarburos por pozo y por región.

1.2 Áreas de exploración de asignaciones y contratos adjudicados

La Prospectiva presentada considera una estimación del potencial de descubrimiento y desarrollo de las oportunidades identificadas en los Planes de Exploración de asignaciones y contratos, los descubrimientos reportados al tercer trimestre de 2021, así como un ejercicio probabilístico para determinar las oportunidades exploratorias bajo la metodología descrita en la Sección 3 de esta nota.

En el caso de las áreas exploratorias, los escenarios consideran que los contratistas y asignatarios cuentan con la totalidad de recursos para ejecutar las inversiones necesarias para la exploración y, posteriormente, el desarrollo de los proyectos rentables, de conformidad con lo establecido en la Sección 4.

2. Descripción de Escenarios

Como parte de la estimación, se construyen 3 escenarios posibles, Bajo, Medio y Alto, que se delinean a partir de diversas premisas a los perfiles de producción e inversión de las asignaciones y contratos.

Escenario Bajo

- Los perfiles de producción de los hidrocarburos en asignaciones de extracción de Pemex parten de la Reserva 2P al 01 de enero de 2021.
- A partir de la tendencia en la producción observada y el cumplimiento de las actividades programadas, considera un ajuste pesimista en los perfiles de producción para las asignaciones Akal, Ayatsil, Ku-Maloob-Zaap, Onel, Nejo, Quesqui, Xanab y Xux y de los contratos de la Ronda 1.2.
- Desarrollo de los escenarios base de las asignaciones exploratorias.

Escenario Medio

- Los perfiles de producción de los hidrocarburos en asignaciones de extracción de Pemex parten de la Reserva 2P para perfiles de líquidos y 3P para perfiles de gas, ambos al 01 de enero de 2021.
- A partir de la tendencia en la producción observada y el cumplimiento de las actividades programadas, considera un ajuste neutro en los perfiles de producción para las asignaciones Akal, Ayatsil, Ku-Maloob-Zaap, Onel, Nejo, Quesqui, Xanab y Xux y de los contratos de la Ronda 1.2.
- Desarrollo de los escenarios base de las asignaciones exploratorias.

Escenario Alto

- Los perfiles de producción de los hidrocarburos en asignaciones de extracción de Pemex parten de la Reserva 2P para perfiles de líquidos y 3P para perfiles de gas, ambos al 01 de enero de 2021.
- A partir de la tendencia en la producción observada y el cumplimiento de las actividades programadas, considera un ajuste optimista en los perfiles de producción para las asignaciones Akal, Ayatsil, Ku-Maloob-Zaap, Onel, Nejo, Quesqui, Xanab y Xux y de los contratos de la Ronda 1.2.
- Desarrollo de los escenarios base e incremental de las asignaciones exploratorias.
- Considera un componente adicional exploratorio en contratos, el cual consiste en la perforación de un pozo adicional en los contratos en etapa exploratoria.

3. Ejercicio Probabilístico

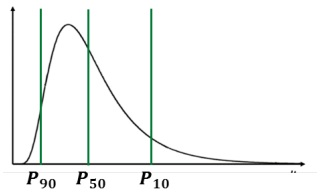
Para la realización de las estimaciones de producción en bloques exploratorios, se llevó a cabo la identificación inicial de las oportunidades con mejores prospectos para cada una de las áreas evaluadas que cuentan con un operador designado.

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



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.

4. Premisas Económicas para la Evaluación de Proyectos Exploratorios

UBICACIÓN	CUENCA	COSTO POZO EXPLORATORIO (MMUSD)	COSTO POZO DESARROLLO (MMUSD)	OPEX (USD/BPCE)	INFRAESTRUCTURA (USD/BPCE)	EUR* POZO (MMBPCE)
AGUAS PROFUNDAS	PERDIDO	93.81	89.12	10.0	3.00	9.32
AGUAS PROFUNDAS	CORDILLERAS MEXICANAS	86.5	82.18	10.0	3.00	24.01
AGUAS PROFUNDAS	CUENCA SALINA	94.79	90.05	10.0	3.00	9.32
AGUAS SOMERAS	CUENCAS SURESTE	42.00	31.00	4.39	1.00	24.84
AGUAS SOMERAS	TAMPICO-MISANTLA	48.00	21.30	6.59	2.00	3.48
AGUAS SOMERAS	BURGOS	44.00	13.60	5.49	2.00	3.78
TERRESTRE	BURGOS	6.20	5.77	2.12	1.00	0.44
TERRESTRE	SABINAS	6.20	5.40	2.12	1.00	1.82
TERRESTRE	CUENCAS SURESTE	5.90	3.95	5.37	1.00	7.22
TERRESTRE	TAMPICO-MISANTLA	5.90	16.00	1.97	1.00	0.22
TERRESTRE	VERACRUZ	5.60	3.50	2.07	1.00	1.94

*Volumen acumulado de hidrocarburos recuperados por pozo (en inglés *Estimated Ultimate Recovery*, EUR).
MMUSD: millones de dólares de Estados Unidos de América.
USD/BPCE: dólares de Estados Unidos de América por barril de petróleo crudo equivalente.
MMBPCE: millones de barriles de petróleo crudo equivalente.