

INFORME DE RESULTADOS DE INDICADORES PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2024 – 2025

Indicador: 2.2.7 Volumen promedio de producción diaria de hidrocarburos.

Unidad responsable: Viceministerio de Hidrocarburos, Dirección de Operaciones y Producción y Dirección de Análisis de Información Estratégica de Hidrocarburos.

1. Antecedentes

Este indicador fue creado en el año 2024 y la Ficha Metodológica se elaboró el 07 de febrero de 2024.

La meta establecida para el Plan Nacional de Desarrollo PND 2024-2025, fue definida a partir del consenso entre el Ministerio de Energía y Minas como entidad rectora y por la EP Petroecuador como operadora pública de hidrocarburos.

La meta establecida para el año 2025, en cumplimiento del compromiso presidencial de incrementar la producción nacional, corresponde a la proyección de producción promedio día de campo de petróleo y gas natural, producto del desarrollo de proyectos de exploración y producción, en los bloques operados por EP Petroecuador y compañías privadas.

Definición: Producción de campo de petróleo crudo y gas natural producido por la empresa pública, y las operadoras privadas, expresado en barriles equivalentes de petróleo por día (BEPD), calculado en el período enero - diciembre.

2. Alineación al Plan Nacional de Desarrollo “Plan Nacional de Desarrollo 2024-2025”

Eje: Infraestructura, energía y ambiente.

Objetivo 7: Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalmente sostenible.

Política 7.2: Garantizar el manejo eficiente de los recursos naturales no renovables, a través del uso de tecnologías sostenibles, que permitan optimizar la producción nacional de hidrocarburos, y demás actividades de la cadena de valor del sector, con responsabilidad social y ambiental.

Meta: Incrementar el volumen de producción de hidrocarburos de 478.824,46 BEPD en el año 2023 a 550.033,60 BEPD al 2025.

Nombre del Indicador: 2.2.7 Volumen promedio de producción diaria de hidrocarburos.

3. Análisis de resultados

Periodo medido (2024):

Tabla de resultados del Indicador

Meta del periodo de (a diciembre 2024) (a)	Resultado del periodo de enero a diciembre 2024 (b)	% Avance del periodo (b/a)
498.984,93	478.737,19	95,94%

Datos Sujetos a Revisión

Fuente: Sistema SICOHI. - ARCH Sistema que alimenta las Estadísticas de Hidrocarburos.

Metodología de Cálculo:

Para el cálculo del indicador se considera los datos remitidos por la Agencia de Regulación y de Control de Hidrocarburos (ARCH) Base de Datos SICOHI.

El numerador se obtiene de la suma de la producción total acumulada de hidrocarburos de la empresa pública más la producción total acumulada de hidrocarburos de las operadoras privadas del período enero-diciembre de cada año; siendo la suma de la producción total de hidrocarburos de la empresa pública y privada, crudo, más gas natural en barriles equivalentes de petróleo.

Para el denominador, se considera el número de días del año, es decir 365.

Nota: Se debe tomar en cuenta que, para año bisiesto, el número de días es 366.

4. Factores decisivos para los resultados reportados

- a) ¿Qué acciones estratégicas se implementaron durante el periodo medido para el cumplimiento del indicador?
- Ejecutar políticas públicas y normativa necesaria para generar mejores condiciones técnicas, operativas y legales que permitan atraer la inversión privada.
 - Incrementar la producción de petróleo y de gas natural, corresponde a las actividades de perforación de nuevos pozos exploratorios y de desarrollo, reacondicionamiento de pozos, rehabilitación de pozos cerrados, mejoramiento de facilidades de producción y generación eléctrica.
 - Ampliación de los proyectos de Recuperación Secundaria en los campos operados por la Empresa Pública y Compañías Privadas.
- b) ¿Qué dificultades se identificaron durante el periodo medido para el cumplimiento del indicador? (*normativa, gestión, financiamiento, eventos naturales fortuitos, otras*)
- El Viceministerio de Hidrocarburos declaró Fuerza Mayor la suspensión preventiva de OCP, debido a las intensas lluvias en la provincia de Napo, ocasionaron una crecida extraordinaria de los ríos orientales y erosión del cauce del río Quijos, afectando el derecho de vía del Oleoducto de crudos pesados OCP en el KP 102+700 (Parroquia Gonzalo Díaz de Pineda, Cantón el Chaco) y notifica la ocurrencia del referido evento de Fuerza Mayor con el fin de precautelar cualquier afectación al ambiente.
 - Retraso de la perforación para el desarrollo de prospectos exploratorios por falta de la emisión de Licencias Ambientales.
 - Inestabilidad de los sistemas de generación eléctrica en diferentes campos de EP PETROECUADOR, generando pérdidas de producción.
 - Cumplimiento al dictamen 6-22-CP/23, en relación a la definición de fechas para el abandono de los pozos del Bloque 43 de forma ordenada y progresiva.
 - Declinación natural de los reservorios productores por caídas de presión de reservorio e incremento del corte de agua. Pozos con falla en tubería, cierre de pozos para evaluaciones de presiones (Build up), limitaciones de capacidad de tratamiento de crudo en plantas de

procesos, cierre de pozos para trabajos de reacondicionamiento, problemas en sistemas de levantamiento artificial, pozos con problemas mecánicos en los Activos Auca, Cuyabeno, Indillana, Lago Agrio Libertador, Oso Yuralpa, Sacha.

- Las actividades de perforación no cumplieron el cronograma previsto debido a los siguientes factores: Tras el ajuste al techo presupuestario realizado por la subgerencia de Finanzas, acorde con el requerimiento del Ministerio de Finanzas, se redujo el presupuesto de perforación de 243 millones de dólares a 155 millones, esta reducción afectó directamente a los contratos ya certificados previamente y a la planificación de las operaciones.

c) ¿Qué acciones o planes se trabajaron y que aportaron durante el periodo medido para el cumplimiento del indicador? (*normativa, gestión, financiamiento*)

Acción / Plan	Fecha de Implementación	Resultados / Beneficios
Reacondicionamientos CAPEX en diferentes pozos de los campos en producción.	Enero a diciembre 2024	EP Petroecuador realizó 40 trabajos de Reacondicionamiento de Pozos y 18 trabajos de Reacondicionamiento realizó los Consorcios.
Facilidades de Superficie en Campos en producción.	Enero a diciembre 2024	Se realizó las Actividades de facilidades para inicio de perforación y/o producción de plataformas en los campos VHR, Arazá, Pata, Pucuna, Apaika, Nenke, Gacela con un avance del 98,35% de avance.
Perforación de pozos en Campos en producción	Enero a diciembre 2024	EP Petroecuador perforó 45 pozos de 127 planificados, ya que no se cumplió el cronograma previsto debido a la reducción del presupuesto de perforación de pozos.
Proyectos de Recuperación Secundaria de campos en producción.	Enero a diciembre 2024	En el Primer semestre 2024 se han ejecutado 6 proyectos de recuperación Secundaria: 1 en el Campo Auca, 4 proyectos en el Campo Sacha y un proyecto en el Campo Shushufindi. Para el segundo semestre 2024 se han ejecutado 7 proyectos de Recuperación Secundaria: 2 proyectos en el Campo Auca Sur y Yulebra, 4 proyectos en el Campo Sacha y un proyecto en el Campo Shushufindi.
Perforación de pozos en el Campo Sacha	Enero a diciembre 2024	Se perforaron 22 pozos de 25 planificados, en el Campo Sacha.

Acción / Plan	Fecha de Implementación	Resultados / Beneficios
Facilidades de Superficie en plataformas de producción Campo Sacha.	Enero a diciembre 2024	Se realizó la construcción o ampliación de facilidades de superficie para inicio de perforación y/o producción en 7 plataformas en el Campo Sacha con un avance ejecutado del 83,02%.
Aprovechamiento del Gas Asociado de la Estación de producción de Cuyabeno	Enero- diciembre 2024	Se realizó la fase previa que incluye el diseño y proceso previo del Proyecto del Aprovechamiento de gas asociado de la estación Cuyabeno para la generación eléctrica de los campos Cuyabeno Sansahuari. A diciembre de 2024 se encuentra en la fase precontractual en la estructuración del proyecto con un avance del 80,60%.
Licitación de Bloques Petroleros Ronda Intracampos II	Enero a junio 2024	Se adjudicó y se firmó los contratos en el mes de mayo 2024 de los 3 Bloques Petroleros para exploración y producción los cuales son los siguientes: Bloque 93-SAYWA, Bloque 97-VHR ESTE, Bloque 96-VHR OESTE. Los contratos de participación ya están en el Registro de Hidrocarburos en junio 2024.
Renegociación de contratos petroleros Extensión del Plazo y condiciones del Contrato del Bloque 62-Tarapoa	Enero a abril 2024	Aprobación de la renegociación y firma del contrato Modificadorio uno al Modificadorio a Prestación de Servicios Bloque 62 Tarapoa en abril del 2024.
Renegociación de contratos petroleros Extensión del Plazo y condiciones del Contrato del Bloque 46-Mauro Dávalos Cordero (MDC)	Enero a abril 2024	Emisión de Dictamen de riesgo fiscal y firma del contrato Modificadorio Prestación de Servicios Bloque 46 MDC en abril del 2024.
Renegociación de contratos petroleros Extensión del Plazo y condiciones del Contrato del Bloque 64-Palanda Yuca Sur	Enero a octubre 2024	Aprobación de la renegociación y firma del contrato Modificadorio Prestación de Servicios Bloque 64 Palanda-Yuca Sur en octubre del 2024.

d) ¿Qué objetivos o metas se han trazado a futuro para evitar incumplir el indicador? (*normativa, gestión, financiamiento, otras*)

- Incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos para atraer la inversión y el desarrollo.
- Reactivar la actividad exploratoria y el uso de nuevas tecnologías que permitan optimizar la extracción de hidrocarburos.
- Analizar la factibilidad de implementar Recuperación Secundaria y Mejorada en los campos operados por la Empresa Pública y Compañías Privadas.
- Incrementar la producción de petróleo y de gas natural como importante fuente de ingresos, así como satisfacer la demanda de hidrocarburos a nivel nacional y comercializar a nivel internacional.
- Optimizar los esquemas de producción de los campos.
- Coordinar de licencias ambientales para la perforación exploratoria, en las áreas estratégicas que ofrezcan mayor rentabilidad para la producción de petróleo.

- Por parte del Viceministerio de Hidrocarburos a través de la Dirección de Patrimonio y Promoción de Hidrocarburos, también está el portafolio de los proyectos hidrocarburíferos que son los siguientes:
 - Bloques 16 y 67: CAPEX: 320 MMUSD / OPEX: 1.261 MMUSD. Incremento de producción 9.600 BPPD.
 - Bloque 20 – Pungarayacu. Inversión de USD 200 MMUSD Fase Exploración / 4.000 MMUSD. Producción estimada 50.000 BPPD con 8°API.
 - INTRACAMPOS III: Bloque Lumbaqui, Tetete Sur y Pañayacu Norte.
 - Bloque Amistad: 1.200 MMUSD. Incremento de producción 11.302 BPED.
 - Bloques Off Shore: CAPEX: 12.000 MMUSD. Incremento de la producción de gas 326.700 BPED.
 - Bloques Optimización y Exploración: 8.000 MMUSD. Incremento de producción de 42.000 BPPD.
 - Bloques del Suroriente: CAPEX: 20.000 MMUSD. Incremento de producción 300.000 BPPD.

5. Conclusiones y Recomendaciones

- Durante el periodo 2024, se alcanzó un volumen de producción de 478.737,19 BEPD, lo que representa el 95,94% de la meta establecida para el año (498.984,93 BEPD). Aunque no se cumplió con la totalidad de la meta, los resultados obtenidos fueron significativos, dadas las circunstancias y los desafíos enfrentados.
- Diversos factores externos, como la suspensión del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) debido a eventos climáticos, así como problemas técnicos operativos y la falta de licencias ambientales, afectaron la producción durante el año. Estas dificultades resultaron en una pérdida significativa de producción en varios campos, lo que incidió directamente en el avance hacia la meta.
- A pesar de los desafíos, se implementaron varias estrategias clave, como el reacondicionamiento de pozos, la perforación de nuevos pozos y el desarrollo de proyectos de recuperación secundaria en campos clave. Además, se renegociaron contratos y se perforaron nuevos bloques, lo cual contribuyó de manera positiva al volumen de producción.
- El avance en la producción se vio impulsado por la ejecución de proyectos de perforación, recuperación secundaria y mejoras en las infraestructuras de campos clave como Sacha y Auca. A pesar de los ajustes presupuestarios que afectaron el cronograma de perforación de pozos, estas iniciativas permitieron mantener la producción a un nivel constante.
- Es esencial reactivar la exploración y producción mediante la adopción de nuevas tecnologías, la obtención de licencias ambientales y el fortalecimiento de la infraestructura productiva. Además, el aumento de las inversiones en los proyectos de explotación e infraestructura será crucial para asegurar el cumplimiento de la meta de 550.033,60 BEPD.
- El incremento de la producción hidrocarburífera también debe alinearse con los principios de sostenibilidad, buscando no solo mejorar la producción, sino también hacerlo de manera que minimice los impactos ambientales y contribuya al bienestar social. Las acciones deben enfocarse en garantizar una explotación responsable de los recursos naturales.

Elaborado por:

Revisado por:

Aprobado por:

Diego Rojas
Director de Análisis de
Información Estratégica de
Hidrocarburos

Eduardo Guerrero
Director de Operaciones y
Producción

Guilherme Ferreira
Viceministro de Hidrocarburos

