

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES **Y SU IMPORTANCIA PARA SANTANDER**



*Imagen realizada con inteligencia artificial
con base a panorámica de Puerto Wilches*

prosantander

Elaborado por
Edwar Tovar - PE. Msc, EMMA

CONTENIDO

Prosantander — Estudio de Prospectiva YNC 2026

01

**Aspectos
Generales a
tener en cuenta**

- Definiciones Básicas de YNC
- Tipos de YNC
- Evolución a nivel internacional - Argentina, Estados Unidos y Canadá

02

**Evolución
de los YNC**

- Marco Regulatorio
- Administración de los YNC
- Tecnología Aplicable

03

**Potencial de
los YNC en el
Valle Medio del
Magdalena**

- Ubicación geográfica
- Cálculos de Potencial por tipo de hidrocarburo

04

**Estructura
Regulatoria y
Fiscal de los YNC**

- Modelo de Regalías
- Esquema Contractual
- Government Take

05

**Pilotos de YNC
en el VMM**

- Regulación Aplicable
- Pilotos Kalé & Platero
- Manejo de Riesgos e Impactos
- Preocupaciones y Realidades

06

**Tema 6:
Impacto de
los YNC en el
mercado de
energéticos y
combustibles
en Colombia**

- Caso Crudo: Importancia para la Refinería de Barrancabermeja
- Caso Gas natural: Importancia para el Mercado del Interior del País

CONTENIDO

Prosantander — Estudio de Prospectiva YNC 2026

07 Criterios de sostenibilidad para el desarrollo de YNC en el VMM

08 Potenciales encadenamientos de los YNC con cadenas productivas

09 Articulación de los YNC con los planes de desarrollo

- Identificación de Beneficios para Santander
- Propuestas para que Santander se integre al modelo de los YNC
- Articulación con el plan de desarrollo municipal
- Identificación y caracterización de partes interesadas

10 Acciones por implementar para el desarrollo de los YNC en Santander

11 Articulación d Resumen ejecutivo de aspectos relevantes e los YNC con los planes de desarrollo

Resumen ejecutivo de aspectos relevantes

ACRÓNIMOS Y CONVERSIONES



UNIDADES DE VOLUMEN

m³ = Metro cúbico, equivale a 6,29 barriles de petróleo.

Mm³ = Millón de metros cúbicos, equivale a 35.000.000 de pies cúbicos.

Has = Hectáreas.

MCPD = Millones de pies cúbicos en condiciones estándar por día (14,7 psi y 60°F).

TPC = Terapiés o trillones (1×10¹²) cúbicos de gas a condiciones estándar.

UNIDADES DE PRODUCCIÓN

KBPD = Miles de barriles de petróleo por día.

MMBPE = Millones de barriles de petróleo equivalente.

GBTUD = Giga BTU por día, equivale a 1 MPD.

SIGLAS CLAVE

YNC = Yacimiento No Convencional.

ANH = Agencia Nacional de Hidrocarburos.

VMM = Valle Medio del Magdalena.

FH-PH = Fracturamiento Hidráulico en Pozos Horizontales.

TEMA 01

Aspectos Generales a tener en cuenta

01

05



Definiciones Básicas de YNC

Para los efectos del presente estudio, se tendrá en cuenta la definición de Yacimiento No Convencional (YNC) contenida en el Decreto 3004 (2013), la cual establece que se entenderá por YNC la formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos. Los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (shale), hidratos de metano y arenas bituminosas.

Tipos de YNC

En la tabla 1 se hace una descripción de cada uno de los tipos de yacimientos no convencionales.

Ilustración	Descripción
	<div>PETRÓLEO - GAS NATURAL</div> <p>Roca generadora (shale / lutitas)</p> <p>Roca sedimentaria de grano fino con suficiente materia orgánica para generar y liberar hidrocarburos. Su explotación requiere pozos horizontales con múltiples etapas de fracturamiento hidráulico para alcanzar volúmenes comerciales.</p>
	<div>PETRÓLEO PESADO</div> <p>Arena bituminosa</p> <p>Acumulación de petróleo rico en asfaltenos y resinas que generalmente aflora en superficie. Su explotación no requiere pozos horizontales con múltiples etapas de fracturamiento hidráulico.</p>
	<div>GAS NATURAL</div> <p>Hidratos de metano</p> <p>Acumulaciones de gas metano (CH4) atrapado dentro de la estructura molecular del hielo. Su explotación no requiere pozos horizontales con múltiples etapas de fracturamiento hidráulico.</p>
	<div>GAS NATURAL</div> <p>Gas asociado a mantos de carbón (coalbed methane)</p> <p>Acumulaciones de gas natural formadas durante la transformación de material vegetal en carbón. Generalmente su explotación se realiza con pozos verticales y más de una etapa de fracturamiento hidráulico.</p>

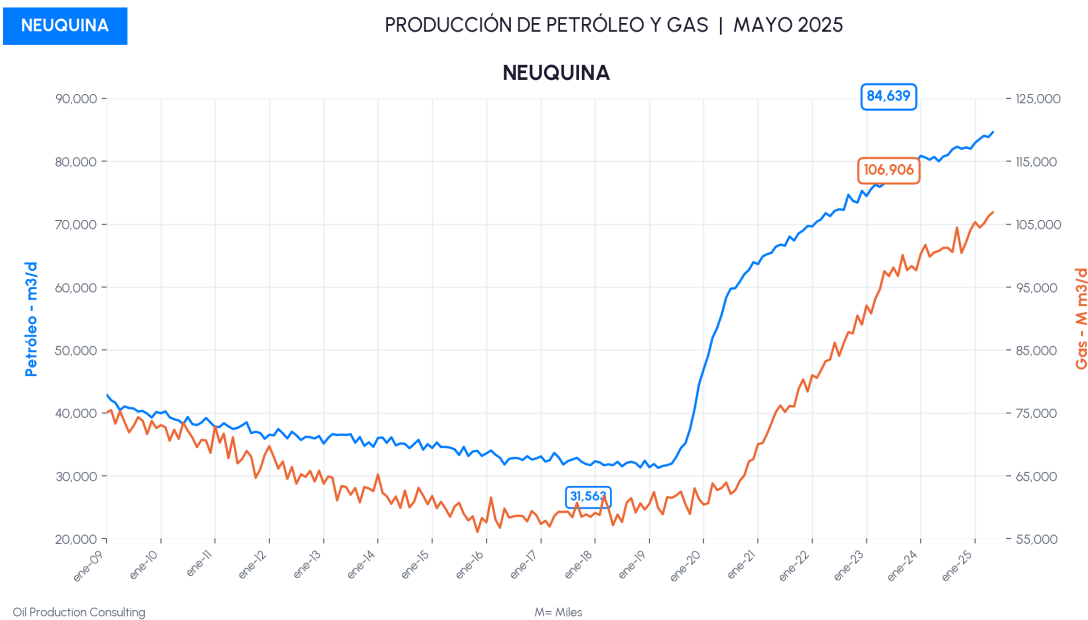
Fuente: Clasificación de yacimientos no convencionales (YNC) --- Estudio Prospectivo Santander

Evolución a nivel internacional - Argentina, Estados Unidos y Canadá

Argentina

El caso argentino enseña que, ante la necesidad de suplir la autosuficiencia en hidrocarburos, el estado en todas sus dimensiones se puso de acuerdo para acceder a los recursos del subsuelo de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina.

La figura 1 tomada de opogc, ilustra la producción histórica de hidrocarburos proveniente de la cuenca Neuquina. de lutitas (shale), hidratos de metano y arenas bituminosas.



La cuenca Neuquina se ha consolidado como la gran fuente de hidrocarburos para la Argentina, tomando ventaja de la formación Vaca Muerta, un yacimiento no convencional que tiene bien diferenciadas las ventanas de petróleo y de gas.

La figura 2 tomada de opogc, muestra de manera comparativa la producción de hidrocarburos de yacimientos convencionales y no convencionales.

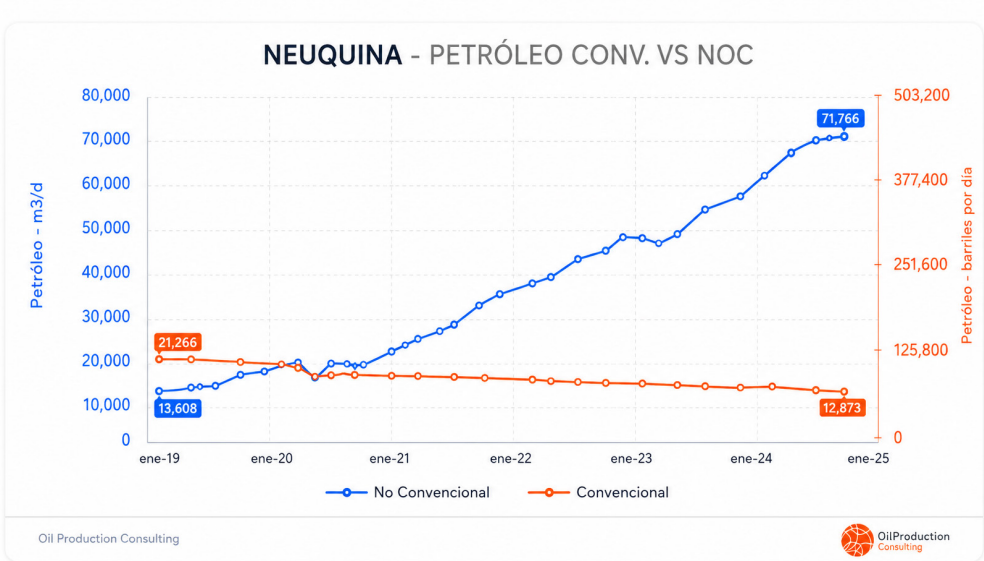
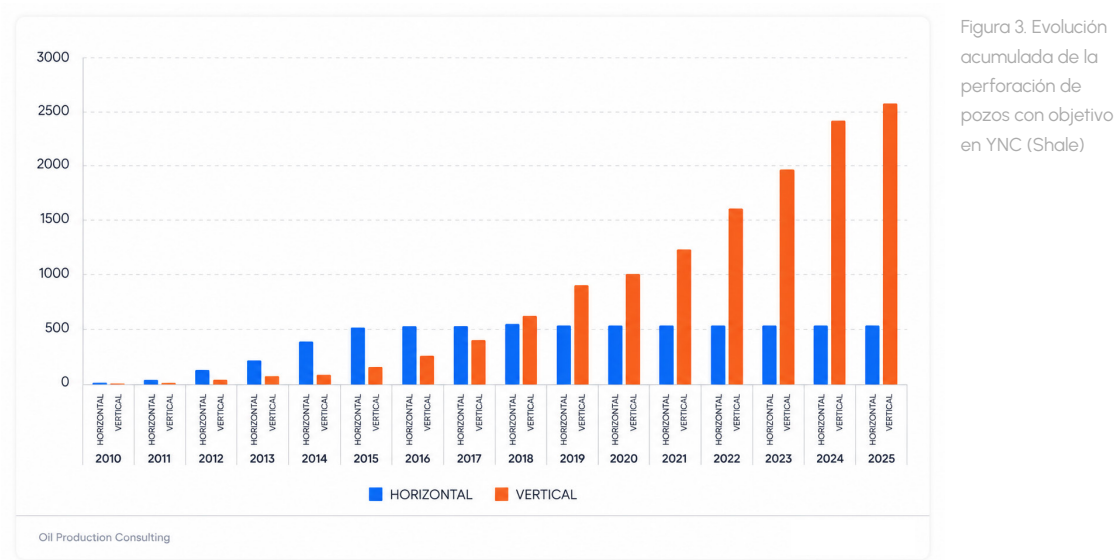


Figura 2. Producción histórica de hidrocarburos de yacimientos convencionales y no convencionales

En enero de 2025, esta cuenca registró una producción total de 532.379 barriles de petróleo por día y 3.775 millones de pies cúbicos día, siendo en gran proporción (85% aproximadamente) la producción proveniente de los yacimientos no convencionales.

La historia de perforación para la exploración y evaluación de los yacimientos no convencionales empieza en Argentina hacia 2012, con la perforación de pozos verticales, después evolucionó a la perforación de pozos horizontales con múltiples etapas de fracturamiento hidráulico, con el propósito de lograr mayor volumen de roca estimulada y como consecuencia de ello mayor productividad por pozo.

La figura 3, tomada de la Provincia de Neuquén, presenta la serie histórica de pozos tanto verticales como horizontales que se han perforado con objetivo en yacimientos no convencionales (Shale) en Argentina.



Estados Unidos

El desarrollo de los yacimientos no convencionales, conocidos como shale-gas y shale-oil, en Estados Unidos ha permitido que las tecnologías de perforación horizontal con múltiples etapas de fracturamiento hidráulico ("fracking") hayan logrado un nivel de desarrollo referente para la industria a nivel mundial.

La figura 1 tomada de opogc, ilustra la producción histórica de hidrocarburos proveniente de la cuenca Neuquina. de lutitas (shale), hidratos de metano y arenas bituminosas.

La historia de producción de petróleo de los yacimientos no convencionales se remonta a hace un par de décadas atrás. Estados Unidos pasa de producir menos de 0,5 millones de barriles por días a una producción que ronda los 9 millones de barriles por día, en el presente, siendo la cuenca del Permian la que concentra la mayor producción

En la figura 4, tomada de eia, da cuenta de la evolución de la producción de petróleo procedente de las cuencas sedimentarias con yacimientos no convencionales..

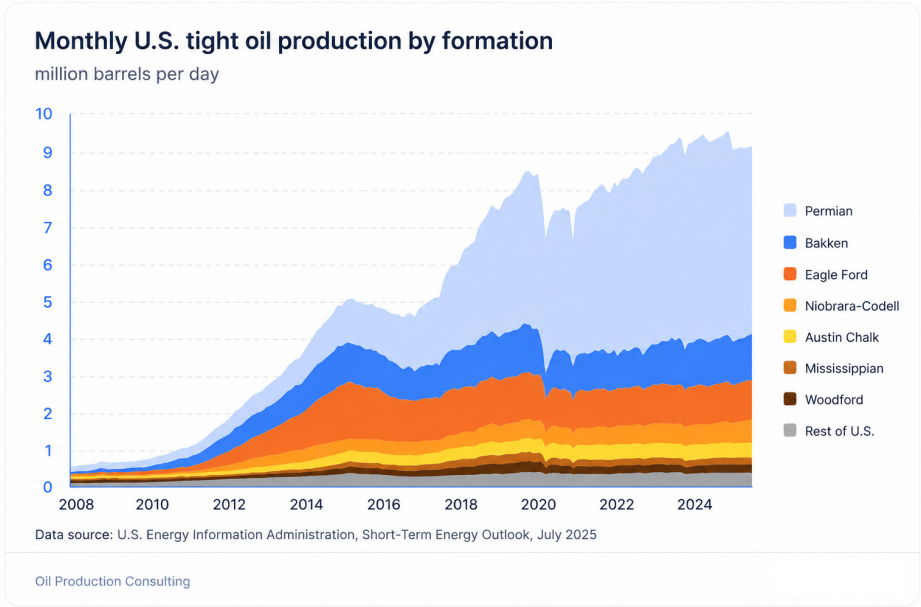


Figura 4. Producción de petróleo de yacimientos no convencionales en USA

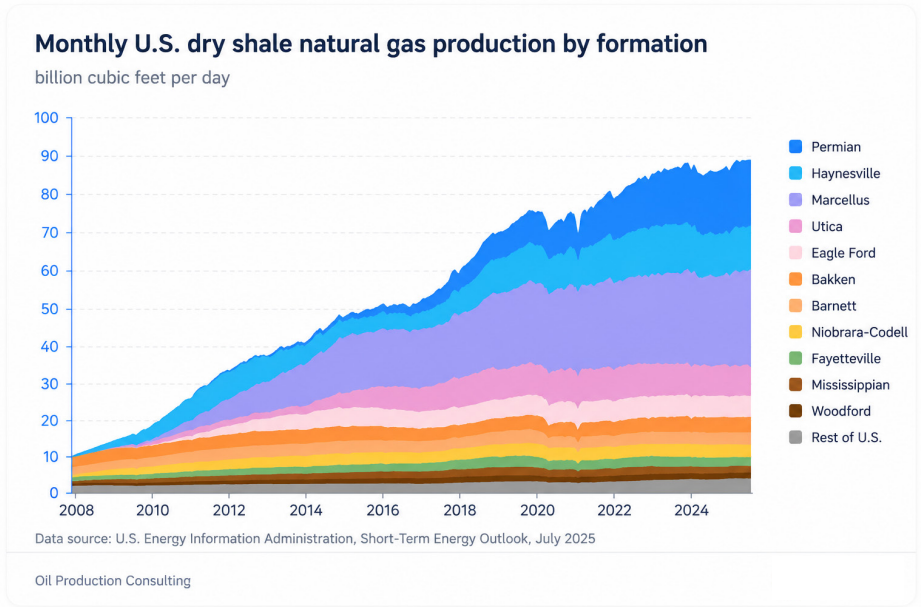


Figura 5. Producción de gas natural de yacimientos no convencionales en USA

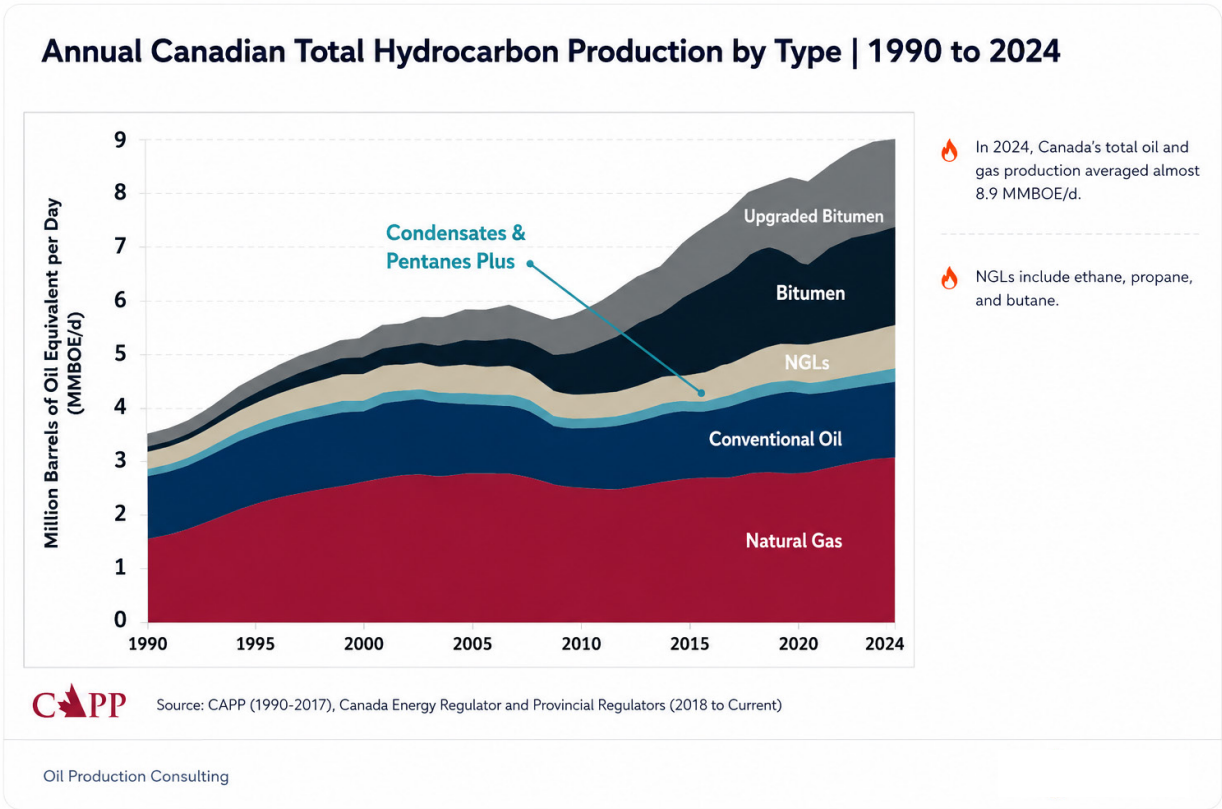
Como lo ilustra la figura 5, tomada de eia, la historia de producción de gas de los yacimientos no convencionales se desarrolló a la par del petróleo, habiendo pasado de producir cerca a los 8.000 millones de pies cúbicos por día hasta llegar a un volumen cercano a los 90.000 millones de pies cúbicos por día en el presente. Además de abastecer el mercado nacional también es fuente de gas natural licuado (GNL) para la exportación a diferentes mercados, incluido el mercado colombiano.

Canadá

En Canadá, la producción de yacimientos no convencionales se ha venido desarrollando para compensar la declinación de los yacimientos convencionales. La formación conocida como Motney-Shale en la parte noroeste del país ha crecido en producción de gas natural.

La figura 6, tomada de CAPP, ilustra cómo los productos del gas natural, condensados y pentanos, al igual que los líquidos extraídos del gas natural (NGLs) provienen de yacimientos no convencionales cuya producción se ha mantenido de manera sostenida en la última década.

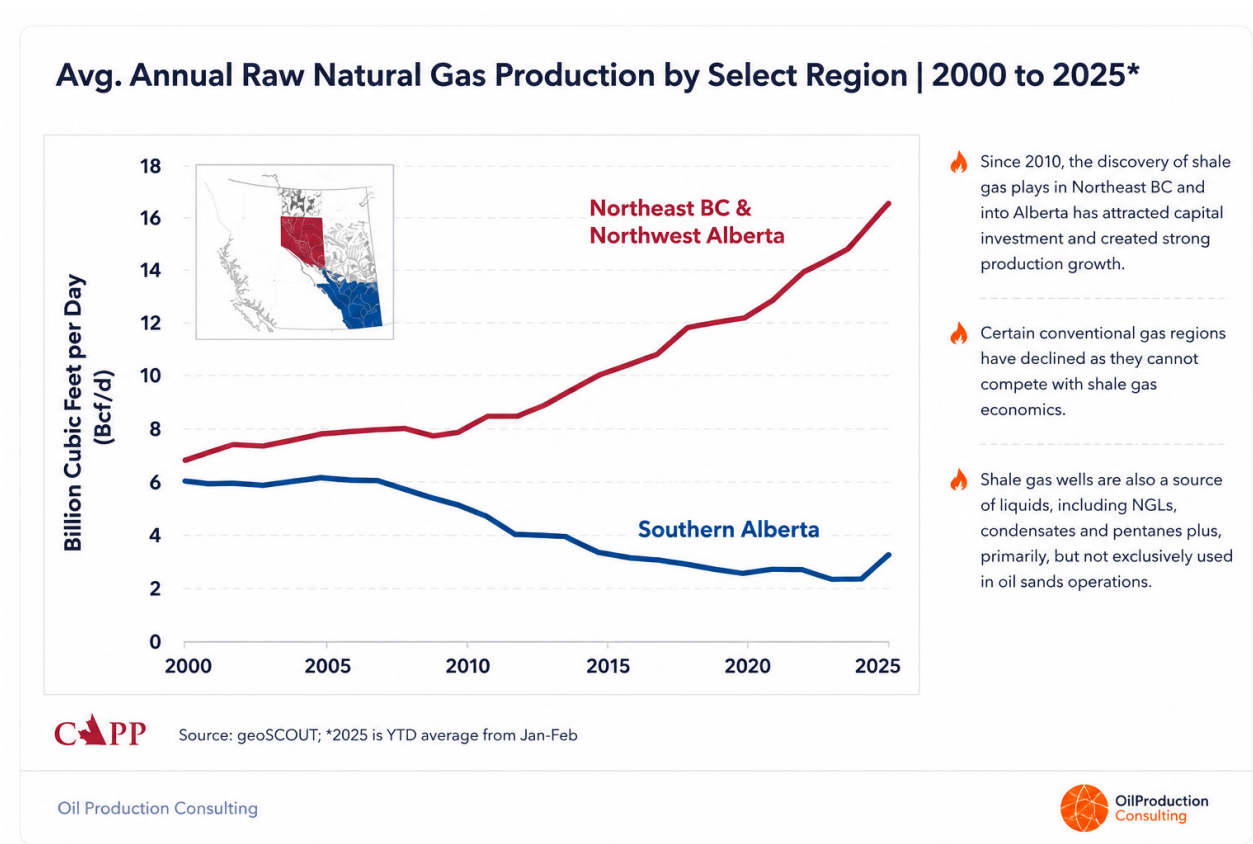
Figura 6. Evolución de la producción de Canadá por tipo de hidrocarburo



En la zona noroeste de Canadá, donde se encuentran las provincias de British Columbia y Alberta, ha venido sostenidamente incrementando la producción de gas natural y sus derivados de los yacimientos no convencionales conocidos como Montney Shale y Duverney Shale.

La figura 6, tomada de CAPP, compara las provincias de Alberta, tradicionalmente fuente de hidrocarburos, con las provincias que vienen soportando su producción de yacimientos no convencionales.

Figura 7. Registro de producción de gas natural por provincia



TEMA 02

Evolución de los YNC

02

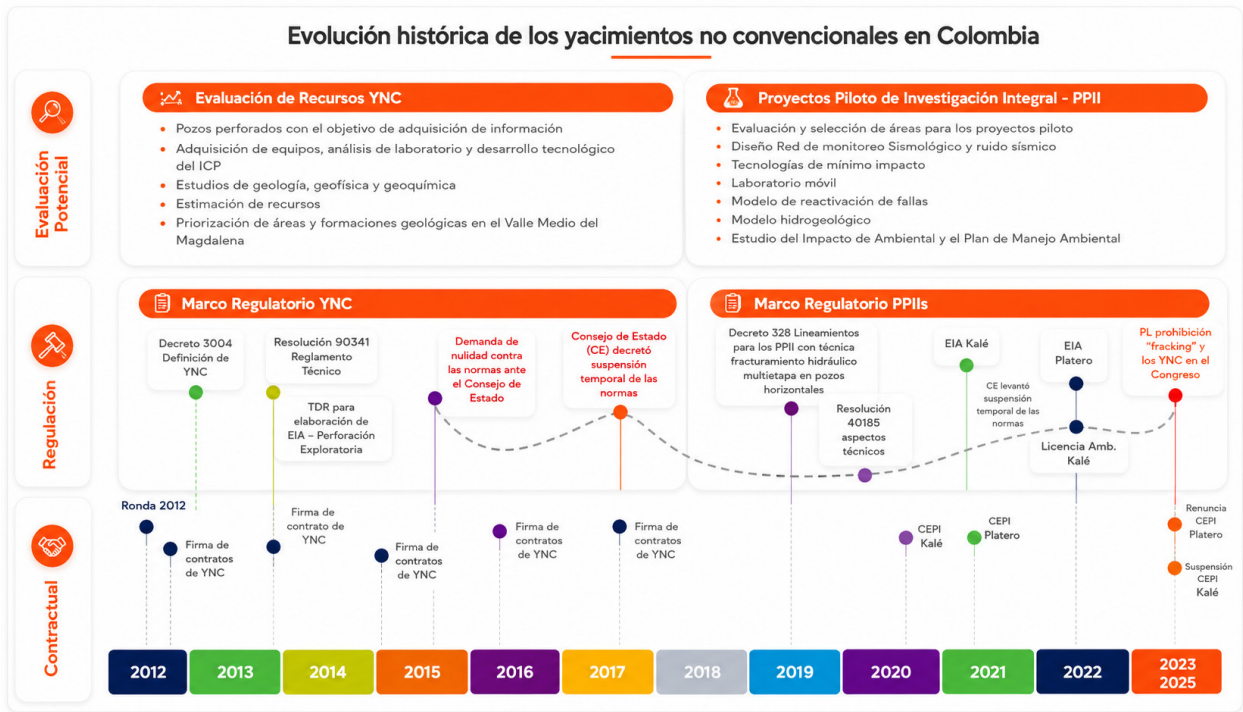
12



Evolución de los YNC

En Colombia, los YNC han sido objeto de múltiples análisis y medidas que han buscado viabilizar el acceso a estos yacimientos desde las perspectivas de subsuelo, regulatoria y contractual.

Figura 8. Evolución histórica de los yacimientos no convencionales en Colombia



La figura 8 ilustra la evolución de los yacimientos no convencionales en Colombia durante los últimos 13 años, teniendo en cuenta la evaluación del potencial del subsuelo a cargo de las empresas petroleras, al igual que la regulación desde los poderes ejecutivo y judicial, y el marco contractual a cargo de la ANH.

Marco Regulatorio

El marco regulatorio en Colombia ha avanzado en consonancia con la evaluación del potencial del subsuelo y los mecanismos contractuales implementados por el Gobierno nacional.

En desarrollo de sus funciones el Ministerio de Minas y Energía emitió dos instrumentos regulatorios con el propósito de regular la actividad de exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales:

- Decreto 3004 de 2013, en el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
- Resolución 90341 de 2014, en la cual se establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales

Estas normas fueron objeto de una suspensión provisional por parte del Consejo de Estado, el 8 de noviembre de 2018, como consecuencia de una demanda de nulidad simple presentada en 2016.

El Consejo de Estado mediante auto del 16 de septiembre de 2022, ordenó el levantamiento de la medida cautelar de la suspensión provisional, ante estas decisiones del orden judicial las mencionadas normas están vigentes.

Después de más de diez años de desarrollo del marco regulatorio para la aplicación de la tecnología FH-PH, queda por empezar a aplicarla en aquellos yacimientos no convencionales que la requieran.

Administración de los YNC

El contrato de exploración y producción otorga el derecho a la exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, constituyéndose en el mecanismo a través del cual el Estado Colombiano involucra la inversión de compañías para hacer posible el acceso a estos recursos. Existen esquemas contractuales entre la ANH y las compañías inversionista, bajo la modalidad de concesión y convenios, y entre Ecopetrol y las compañías asociadas bajo contratos de asociación.

La figura 9 muestra los mecanismos contractuales existentes en Colombia que otorgan el derecho de explorar y producir los hidrocarburos de propiedad del Estado.

Figura 9. Esquemas contractuales para la exploración y producción de hidrocarburos en



Tecnología Aplicable

Para determinar la tecnología aplicable a yacimientos convencionales o no convencionales es muy importante establecer las principales diferencias entre uno y otro tipo de yacimientos. La tabla 2, hace una comparación entre estos yacimientos.

Tabla 2. Comparación entre yacimientos convencionales y no convencionales – algunos aspectos relevantes

Yacimientos Convencionales		Yacimientos No Convencionales	
	GEOLOGÍA <ul style="list-style-type: none"> Se asocian a trampas geológicas bien definidas La roca fuente de los hidrocarburos es diferente a la roca almacén Los hidrocarburos suelen estar distribuidos por segregación de acuerdo con su densidad 		GEOLOGÍA <ul style="list-style-type: none"> Se caracterizan por ser yacimientos continuos sin que requieran una trampa geológica típica La roca fuente funciona roca almacenadora La madurez termal determina el tipo de hidrocarburo almacenado
	YACIMIENTO <ul style="list-style-type: none"> Se caracterizan por su alta porosidad y permeabilidad para ser producidos sin la necesidad de fracturamiento hidráulico multietapas 		YACIMIENTO <ul style="list-style-type: none"> Se caracterizan por su baja permeabilidad, por la cual se requiere que la roca tenga buena fracturabilidad Generalmente tienen alta presión, lo cual favorece un menor esfuerzo para incrementar la productividad
	TECNOLOGÍA <ul style="list-style-type: none"> Mecanismos de soporte de presión son fundamentales para incrementar el factor de recobro El fracturamiento hidráulico no siempre es requerido Las facilidades de producción son generalmente centralizadas 		TECNOLOGÍA <ul style="list-style-type: none"> Para productividades comerciales por pozo se requiere fracturamiento multietapas en pozos horizontales Facilidades de producción modulares son las más usadas

La industria petrolera ha desarrollado diferentes configuraciones geométricas buscando maximizar la productividad de los yacimientos petrolíferos. La evolución más avanzada de esas configuraciones corresponde a pozos horizontales con fracturamiento hidráulico multietapas.

La figura 10, adaptada de información pública de Ecopetrol, muestra las diferentes tecnologías de perforación y completamiento de pozos.

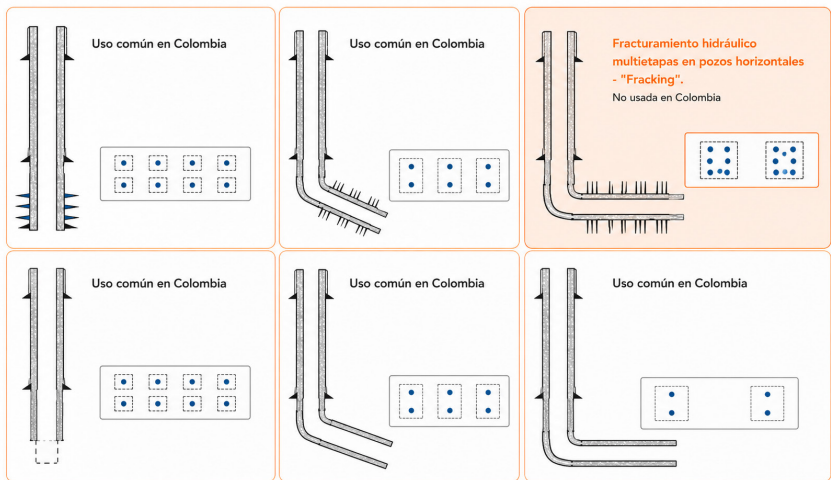


Figura 10. Configuraciones de pozos usados por la industria petrolera

En la parte inferior se ilustran las tecnologías de perforación vertical, desviada y horizontal sin el uso de tecnologías de fracturamiento hidráulico, práctica muy común en yacimientos convencionales. En la parte superior se pueden observar pozos verticales y desviados con fracturamiento hidráulico usados en yacimientos convencionales en Colombia, mientras que en la parte superior derecha hay un pozo horizontal con múltiples etapas de fracturamiento hidráulico típico para yacimientos no convencionales, aún no empleado en Colombia.

TEMA 03

Potencial de los YNC en el Valle Medio del Magdalena

03

17



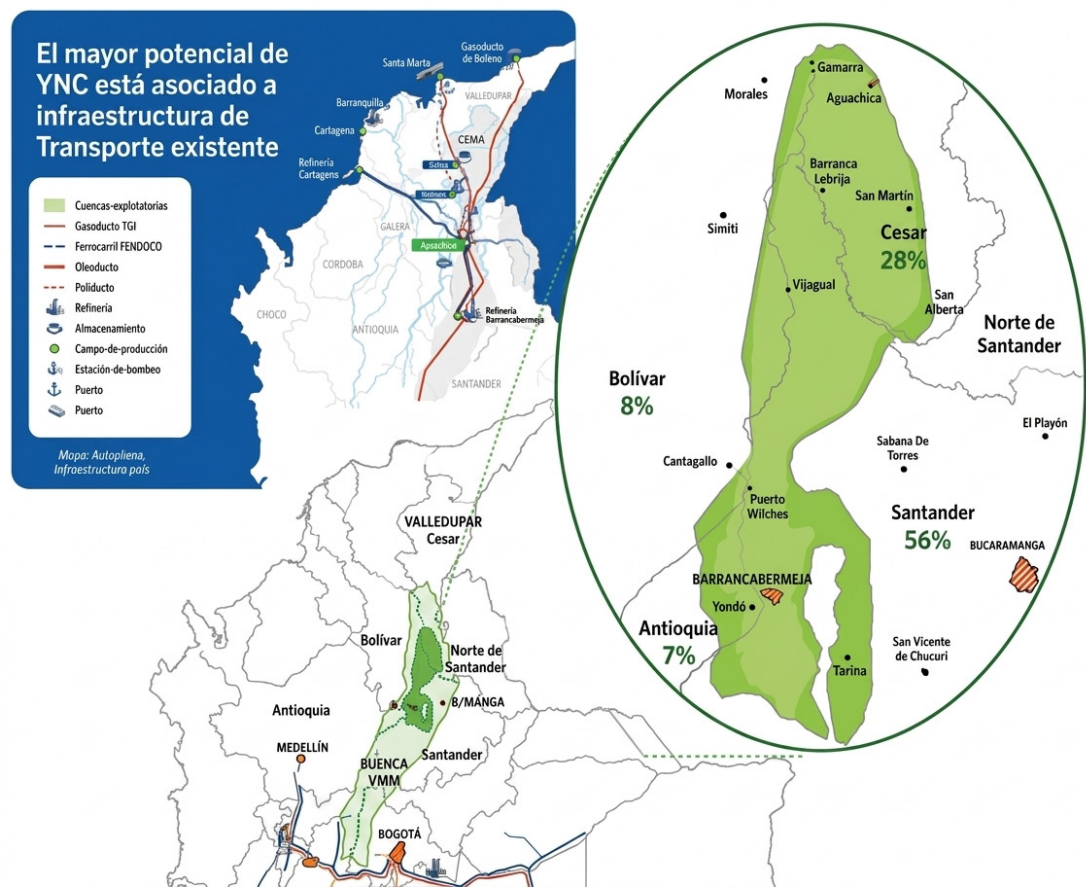
Potencial de los YNC en el Valle Medio del Magdalena

La cuenca del Valle Medio del Magdalena ofrece un potencial muy importante dentro de formaciones cretácicas donde se anidan las rocas generadoras de hidrocarburos que han alimentado yacimientos de edad terciaria, los cuales han producido hidrocarburos por más de un siglo.

Ubicación geográfica

El mayor potencial de esta cuenca se concentra en el Departamento de Santander, como lo ilustra la figura 11, publicada por Ecopetrol.

Figura 11. Distribución del potencial para YNC en el Valle Medio del Magdalena



El potencial de los recursos que han sido estimados por Ecopetrol indica que se encuentra en el rango 2,4 y 7,4 miles de millones barriles de petróleo equivalente para la cuenca del Valle Medio del Magdalena asociados a yacimientos no convencionales.

El potencial dentro del departamento de Santander puede estar en el rango de 1,3 a 3,9 miles de millones de barriles de petróleo equivalente.

Entre las principales características que apalancan este potencial se encuentran las siguientes:

- Conocimiento acumulado por la industria en Colombia por más de cien años en actividades de exploración y producción hidrocarburos, especialmente en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Esto se soporta en sísmica 2D y 3D, pozos y estudios técnicos.
- Necesidad de alimentar la Refinería de Barrancabermeja con crudo liviano a cortas distancias de transporte para asegurar autosuficiencia energética
- Existencia de infraestructura de producción desarrollada por más de cien años, la cual puede ser optimizada para manejar producción de los nuevos yacimientos
- Oleoductos, gaseoductos y poliductos ya instalados y en operación para rápidamente poner a disposición de los consumidores del interior del país los hidrocarburos a ser producidos
- Áreas asignadas, de acuerdo con el mapa de tierras de la ANH, para la exploración y producción de hidrocarburos. Ecopetrol posee la mayor asignación de áreas con los derechos para la exploración y explotación de hidrocarburos sin restricción al tipo de yacimiento.
- Marco regulatorio y contractual con la ANH adecuado para la exploración y desarrollo de yacimientos no convencionales.

Cálculos de Potencial por tipo de hidrocarburo

De acuerdo con información pública de Ecopetrol, la figura 12 ilustra la columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena y la configuración típica de un pozo con objetivo en yacimientos no convencionales. También se ilustra la manera como está dispuesta la geología de tal manera que los yacimientos convencionales y no convencionales coexisten a diferentes profundidades.

Se plantea un modelo de desarrollo por "cluster" o facilidad en superficie bajo las siguientes características:

- 8 pozos por Unidad de Producción para un área requerida entre 4 – 5 hectáreas
- 136 hectáreas en el Subsuelo por Unidad de Producción, teniendo en cuenta un área estimulada por pozo de 17 hectáreas aproximadamente
- 9 millones de barriles equivalentes por Unidad de Producción, con un volumen recuperable por pozo, 1,1 Millones de barriles equivalentes aproximadamente
- Los proyectos de YNC son escalables de acuerdo con las necesidades del mercado

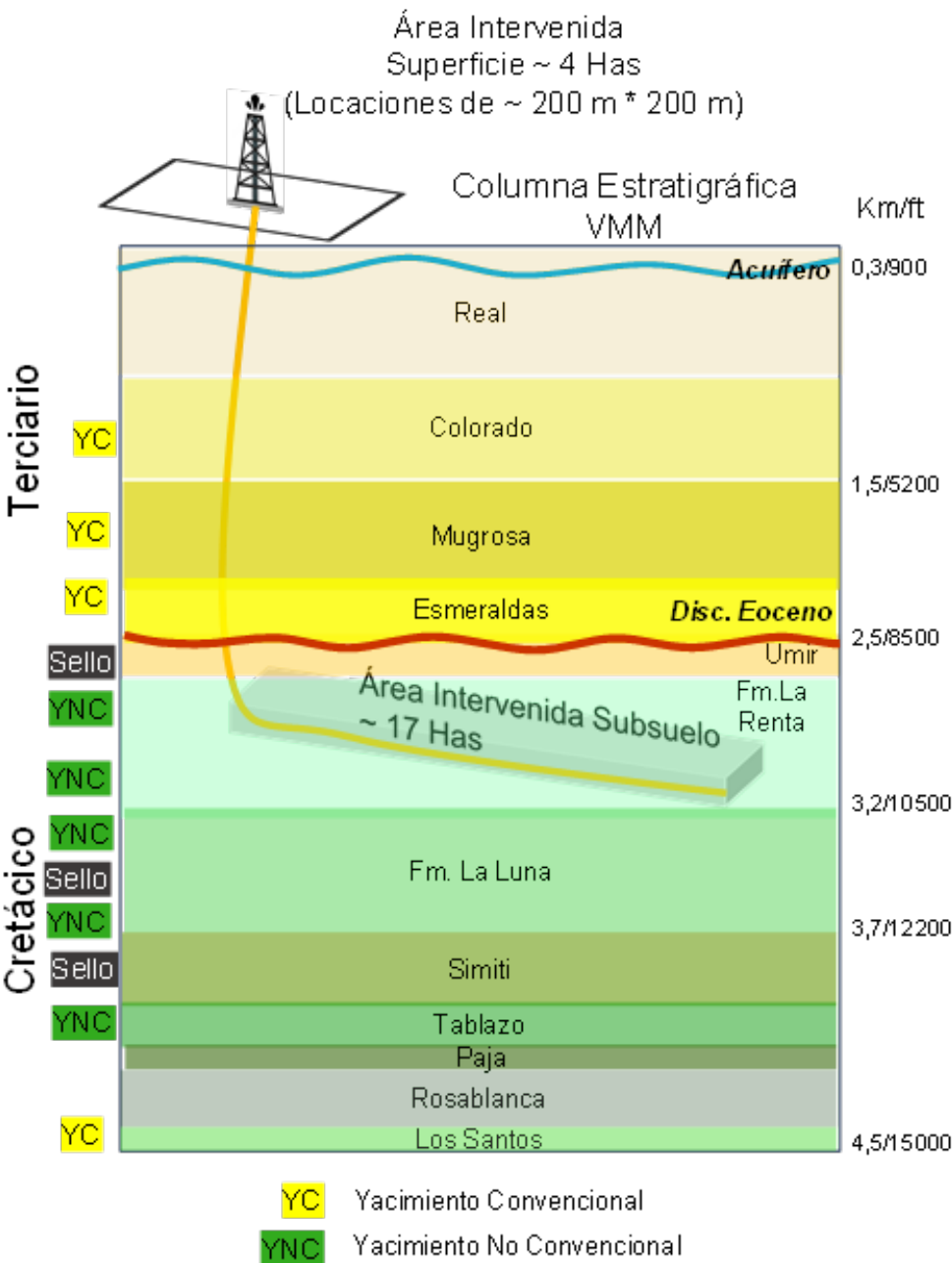


Figura 12. Columna estratigráfica de Valle Medio del Magdalena con yacimientos convencionales y no convencionales con un pozo ilustrativo para yacimientos no convencionales

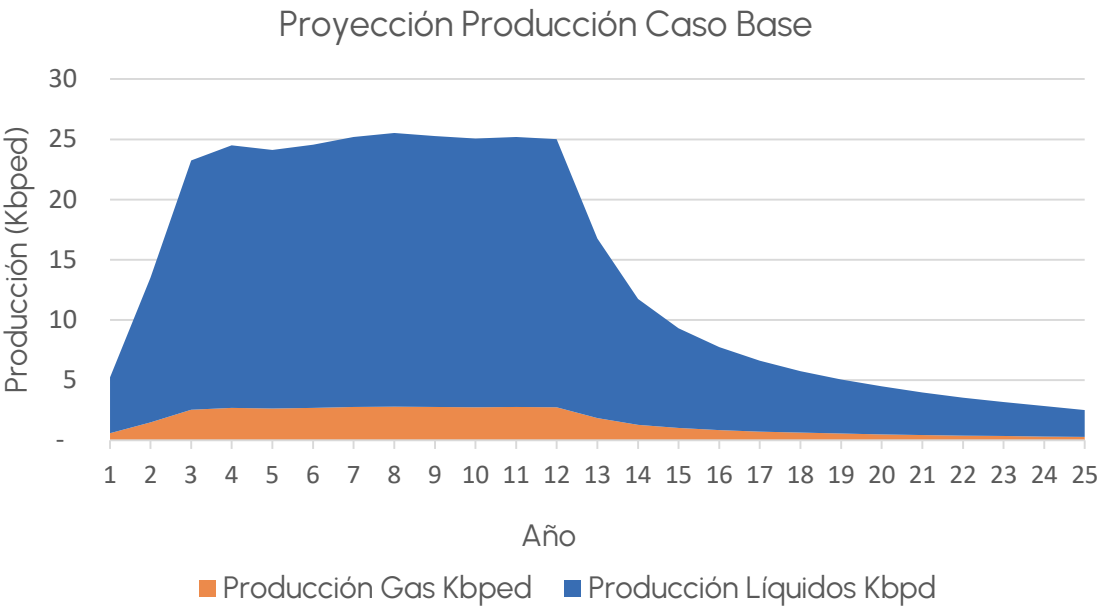
Se presenta un caso base de referencia para estimar los principales indicadores de valor, este caso se puede escalar dependiendo de los objetivos que se busquen en materia de producción según las necesidades del mercado y las restricciones de superficie a nivel ambiental y social.

En la tabla 3 se presentan los principales supuestos que configuran el caso base.

Figura 13. Producción proyectada de petróleo y gas en miles de barriles equivalentes por día (kbped)

Variables y Valores	
1.	Recursos Potenciales: 128 MMBPE, este podría corresponder con al menos un 10% del potencial de YNC de Santander <div><div></div> Hidrocarburos Líquidos: 114 MMBPE</div> <div><div></div> Hidrocarburos Gaseosos: 14 MMBPE, lo cual puede equivaler a cerca del 4% de las reservas de gas del país</div>
2.	Número de Pozos: 119
3.	Número de Plataformas: 15, lo cual equivale a 15 unidades de producción
4.	Inversión de Capital: 2.280 MMUSD
MM: Millones	

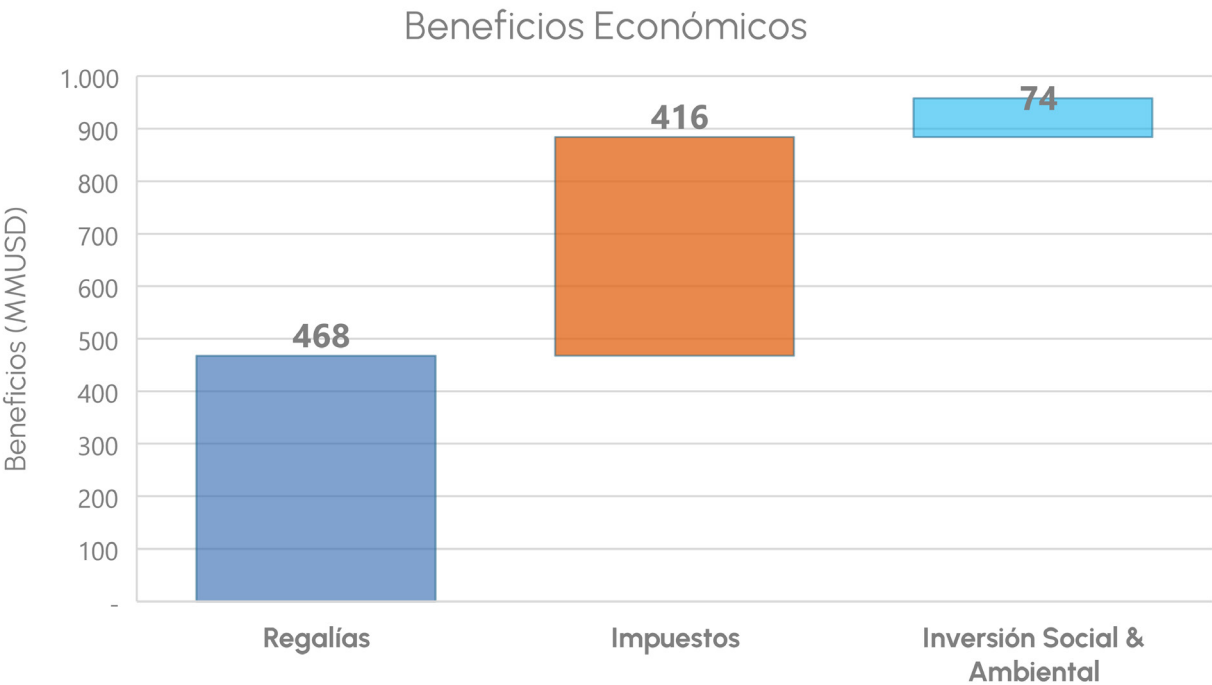
Figura 13. Producción proyectada de petróleo y gas en miles de barriles equivalentes por día (kbped)



Con base en los supuestos de la tabla 3 se proyectan órdenes de producción tanto de gas como de petróleo, conforme le ilustra la figura 13.

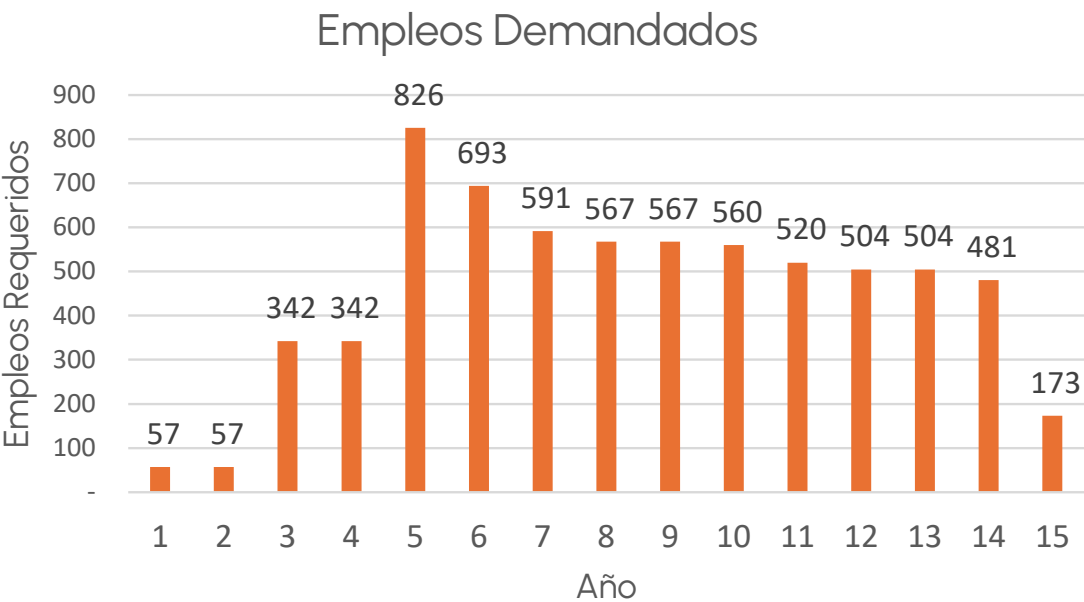
A nivel económico este caso base podría generar beneficios económicos representados en regalías, impuestos e inversión social y ambiental, de acuerdo como lo indica la gráfica 14.

Figura 14. Beneficios económicos potenciales de los YNC asociados al caso base



Desde la perspectiva de empleos potenciales directos que se le pueden asociar a este caso, corresponde con los números que exponen en la figura 15.

Figura 15. Número de empleos potenciales asociados al caso base



TEMA 04

Estructura Regulatoria y Fiscal de los YNC

04

23



Modelo de Regalías

La Ley 756 de 2002, en su artículo 16 estableció el modelo de regalías variables adoptando una fórmula que relaciona el nivel de producción del campo (yacimiento) y el respectivo porcentaje objeto de la regalía.

La tabla 4 extraída de la ley de regalías, antes citada, presenta el esquema de liquidación de la producción que se debe dedicar a la contribución por concepto de regalías que le corresponden al Estado Colombiano.

Tabla 4. Esquema de liquidación de regalías



Establécese como regalía por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional sobre el valor de la producción en boca de pozo, el porcentaje que resulte de aplicar la siguiente escala:

ESCALA DE PRODUCCIÓN DIARIA PROMEDIO MES		PORCENTAJE
	Para una producción igual o menor a 5 KBPD	8%
	Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD <i>Donde X = 8 + (producción KBPD - 5 KBPD) * (0.10)</i>	X%
	Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%
	Para una producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD <i>Donde Y = 20 + (Producción KBPD - 400 KBPD) * (0.025)</i>	Y%
	Para una producción mayor a 600 KBPD	25%



Equivalencia para el cálculo de regalías

Para todos los efectos, se entiende por "producción KBPD" la producción diaria promedio mes de un campo, expresada en miles de barriles por día. Para el cálculo de las regalías aplicadas a la explotación de hidrocarburos gaseosos, se aplicará la siguiente equivalencia:



Un (1) barril de petróleo equivale a cinco mil setecientos (5.700) pies cúbicos de gas.



Régimen de regalías para proyectos de explotación de gas

Para explotación en campos ubicados en tierra firme y costa afuera hasta a una profundidad inferior o igual a mil (1.000) pies, se aplicará el ochenta por ciento (80%) de las regalías equivalentes para la explotación de crudo; para explotación en campos ubicados costa afuera a una profundidad superior a mil (1.000) pies, se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) de las regalías equivalentes a la explotación de crudo.



80%

Campos en tierra firme y costa afuera hasta a 1.000 pies de profundidad



60%

Campos costa afuera a una profundidad superior a 1.000 pies

Esquema Contractual

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ha implementado dos modelos de contratos. El contrato de concesión con alcance para explorar y desarrollar los yacimientos no convencionales y el CEPI con alcance para la implementación de los pilotos de yacimientos no convencionales.

Contrato de Concesión:

- Fase 0: Duración de un (1) año prorrogable, con el objetivo de establecer la necesidad o no de la consulta previa.
- Período de Exploración: 9 años de duración, en 3 fases de 3 años de duración.
- Período de Producción: 30 años, prorrogable por hasta el límite económico.

Distribución de Beneficios: El Estado colombiano participa en beneficios a través de regalías, impuestos, contribuciones en producción a la ANH por precios altos y una participación adicional referenciada a un X% respecto de la producción del respectivo campo. Contribución a través de planes de beneficios a las comunidades.

Contrato Especial de Proyecto de Investigación – CEPI:

Objeto: Ejecutar actividades científicas de investigación en el área prospectiva para YNC orientadas a la caracterización de las formaciones de interés y su potencial de producción de hidrocarburos, mediante la perforación de pozos y la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal (FH-PH), con el fin de obtener información científica (social, ambiental, técnica y operacional) que permita al Estado la formulación de una política pública en materia de desarrollo de YNC. El Contratista tendrá derecho de propiedad, disposición y comercialización del flujo de hidrocarburos que se llegasen a producir.

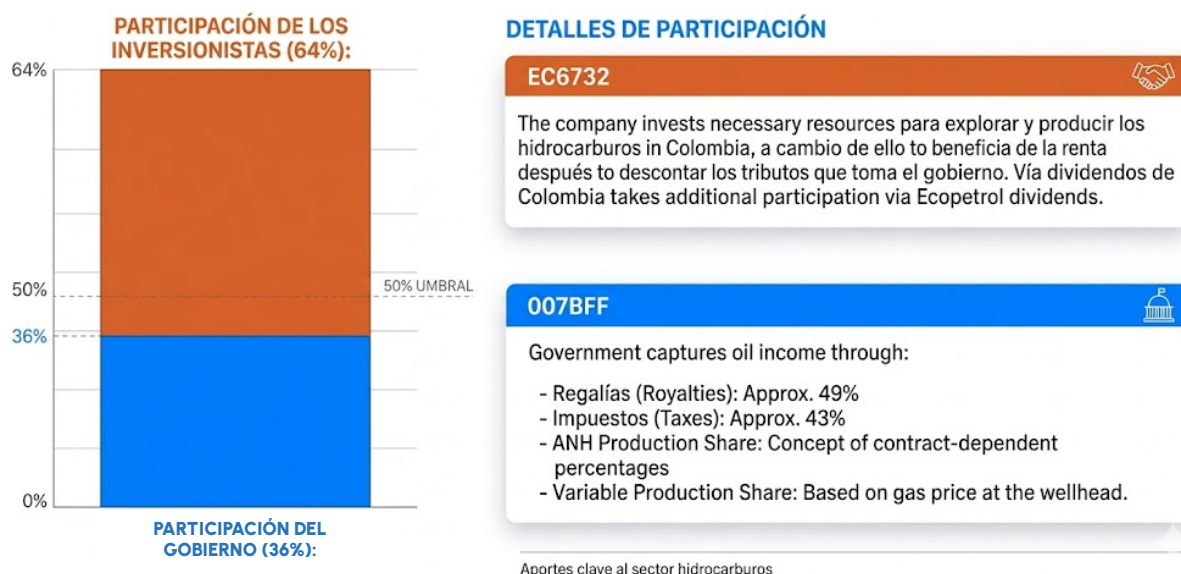
Etapa Previa: Período comprendido entre la Fecha Efectiva y la fecha en que quede ejecutoriado el acto administrativo que otorgue la licencia ambiental.

Etapa de Ejecución: Período comprendido entre la fecha que termine la Etapa Previa hasta la fecha en que el Gobierno Nacional tome decisión respecto de la utilización de la técnica FH-PH.

Government Take

El Gobierno en representación del Estado Colombiano toma participación de la renta petrolera a través de mecanismos como impuestos y regalías. En la figura 16 se ilustra de manera detallada cómo se distribuye la renta petrolera entre el estado y los inversionistas.

Figura 16. Distribución de la renta petrolera



TEMA 05

Pilotos de YNC en el VMM

05

26



Pilotos de YNC en el VMM

La regulación existente prevé las condiciones que se deben tener en cuenta para la implementación de los proyectos piloto de yacimientos no convencionales en Colombia.

Regulación Aplicable

A continuación, se hace un resumen de los principales instrumentos regulatorios que enmarcan la implementación de los pilotos.

Decreto 328 de 2020 (Ministerio de Minas y Energía):

Alcance: Establece los lineamientos para adelantar Proyectos de Investigación Integral (PPII) sobre Yacimientos No Convencionales – YNC de hidrocarburos con la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa de Perforación Horizontal (FH-PH)

Aplicación: Este decreto tiene tres aplicaciones principales.

- Al Contrato Especial de Proyecto de Investigación.
- Adjudicación de los CEPI Kalé (Ecopetrol) y Platero (ExxonMobil) por parte de la ANH
- Creación del Centro de Transparencia a través del cual se hace pública toda la información relacionada con los PPII.

Resolución 821 de 2020 (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible):

Alcance: Contiene los Términos de Referencia (TdR) para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA del Proyecto Piloto de Investigación Integral (PPII) en Yacimientos No Convencionales (YNC) de Hidrocarburos con la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa de Perforación Horizontal (FH-PH)

Aplicación: Con base en estos TdR la ANLA expidió la licencia ambiental del PPII Kalé a Ecopetrol.

Pilotos Kalé & Platero

Los dos PPII denominados Kalé y Platero se encuentran ubicados en el municipio de Puerto Wilches, Santander. Los contratos a través de los cuales se adjudicaron por parte de la ANH a Ecopetrol y ExxonMobil, después de aplicar un proceso competitivo, se resumen a continuación:

CEPI Kalé:

76,7 millones de dólares comprometidos para el Programa de Actividades de Investigación y Operacionales.

8% del valor a contratar como mínimo en contenido local para el aprovisionamiento de bienes y servicios. Oportunidad de Puerto Wilches para desarrollar empresas locales de obras civiles, servicios de transporte, servicios de hospedaje, restaurantes, entre otros.

1,5% en inversión social a través de la modalidad de Programa en Beneficio de las Comunidades – PBC y Participación Económica de las Comunidades – PEC, con destinación directa a las comunidades de Puerto Wilches. Se registraron más de 320 encuentros de diálogo y participación.

Monitoreo de más de 200 parámetros:

- Agua superficial, subterránea, aire y suelo.
- Grupos de fauna.
- Perforación, limpieza y dimensionamiento del yacimiento.

Oficina de Participación Ciudadana en el municipio de Puerto Wilches, con el fin de tener un espacio permanente de contacto con la comunidad, que permitiera suministrar información oportuna, recibir y resolver inquietudes de los habitantes de la región.

Agua: Plan de ahorro y uso eficiente del agua. Reutilización 90% del agua residual tratada.

Aire: En Puerto Wilches sistema de monitoreo con la medición de la línea base de calidad del aire en la zona del piloto.

Sismología: Seis estaciones a ser operadas en tiempo real y para hacer seguimiento y control a las operaciones.

Biodiversidad: Metodologías innovadoras para caracterización de la biodiversidad, que no han sido aplicadas previamente en estudios de impacto ambiental para procesos de licenciamiento. Metabarcoding (Estudio de ADN), Estudio de paisajes sonoros y Análisis de invertebrados.

CEPI Platero:

53 millones de dólares comprometidos para el Programa de Actividades de Investigación y Operacionales.

7% del valor a contratar como mínimo en contenido local para el aprovisionamiento de bienes y servicios. Oportunidad de Puerto Wilches para desarrollar empresas locales de obras civiles, servicios de transporte, servicios de hospedaje, restaurantes, entre otros.

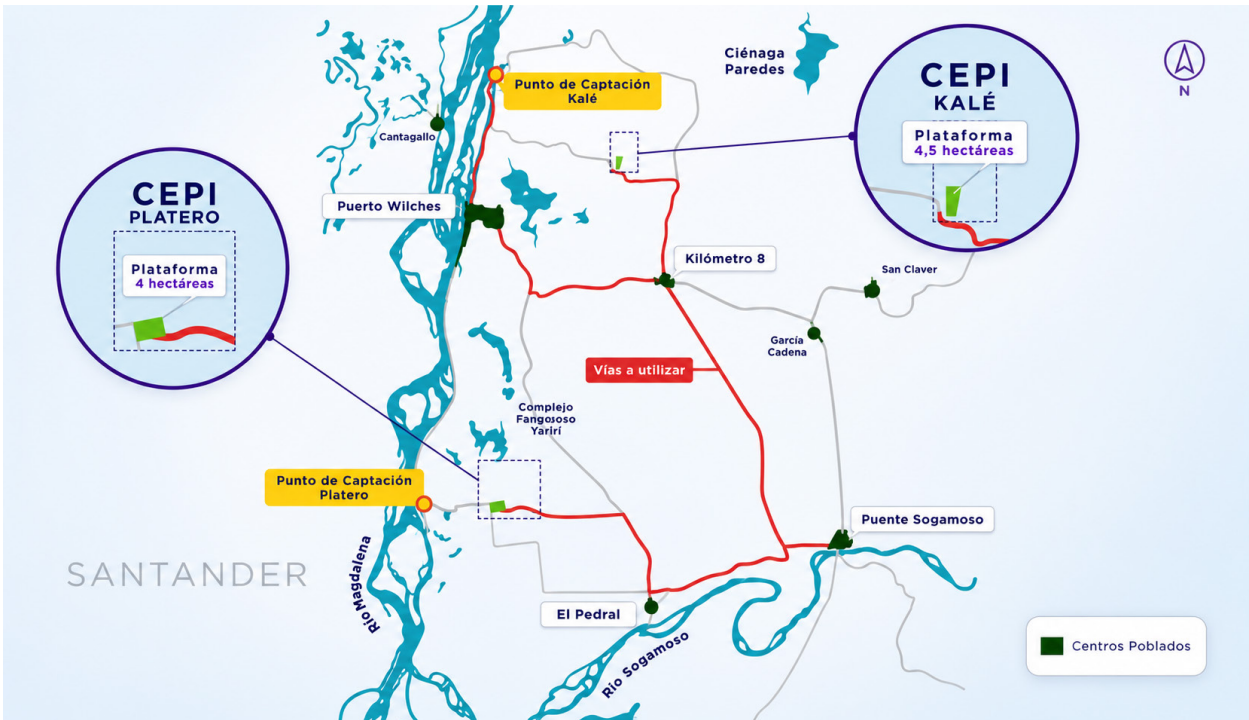
1,5% en inversión social a través de la modalidad de Programa en Beneficio de las Comunidades – PBC y Participación Económica de las Comunidades – PEC. Beneficiarias directas las comunidades de Puerto Wilches.

Oportunidades de Empleo. 250 empleos aproximados por pozo de PPII, en una distribución de 64% mano de obra no calificada y 36% de mano de obra calificada.

Tecnologías de Mínimo Impacto. Al Menos 15 tecnologías identificadas con su respectivo procedimiento a ser utilizadas en el desarrollo del PPII Kalé, de acuerdo con información pública del ANLA.

En la figura 17, hecha pública por Ecopetrol en los procesos de socialización de los proyectos, se ilustra la ubicación de los PPII.

Figura 17. Ubicación de los PPII Kalé y Platero



Manejo de Riesgos e Impactos

En el Estudio de Impacto Ambiental del PPII Kalé están identificados los diferentes riesgos e impactos con las respectivas acciones para su manejo. A continuación, en la tabla 5, se presenta de manera resumida el balance de los impactos y su plan de manejo contenidos en el mencionado estudio, tomado de la ANLA.

Medio	Programa	Manejo Ambiental
MEDIO: ABIÓTICO		
	Manejo de recurso suelo como soporte	Manejo de la construcción de la plataforma
	Manejo sobre el uso de aguas	Construcción y operación línea de conducción de agua, Uso del recurso hídrico, Aguas superficiales (captación), Ocupaciones de cauce.
	Manejo de emisiones atmosféricas	Calidad del aire
	Manejo de ruido	Control de niveles de presión sonora
	Manejo de residuos	Residuos sólidos no peligrosos. Industriales. ZODME (RCD). Aguas residuales.
MEDIO: BIÓTICO		
	Recurso suelo y ecosistemas	Remoción de palma y descapote. Restauración de áreas intervenidas.
	Manejo de fauna y flora	Silvicultural, podas aéreas, Conectividad ecológica.
MEDIO: SOCIOECONÓMICO		
	Información y comunicación	Participación ciudadana y comunicación efectiva.
	Gestión institucional	Apoyo a capacidad institucional y restauración.

Preocupaciones y Realidades

La Resolución 90341 de 2013 establece las especificaciones técnicas que se deben tener en cuenta para la construcción de pozos con objetivo en yacimientos no convencionales.

De acuerdo con lo previsto en esta resolución, antes de empezar las operaciones se debe presentar a la autoridad un informe detallado con elementos como:

- 1. Volúmenes de agua para cada etapa, aditivos químicos, concentraciones de propante y presiones anticipadas de fractura
- 2. El radio de estimulación modelado
- 3. Información sobre cada uno de los pozos existentes dentro de una distancia 3 veces el radio de estimulación
- 4. Análisis de riesgo: intercomunicación de pozos, migración de fluidos, generación de sismicidad desencadenada.
- 5. Plan de mitigación de los riesgos identificados

Durante las operaciones, se debe tener en cuenta:

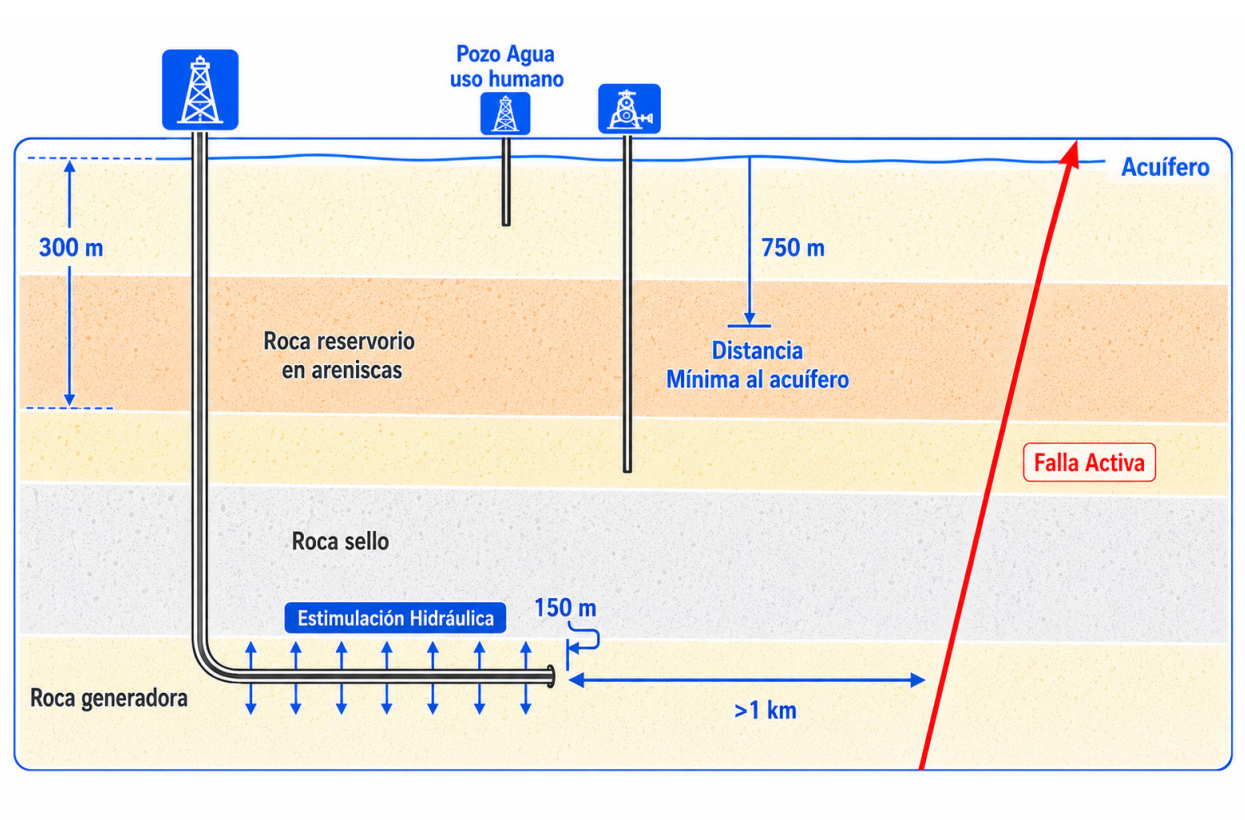
- 1. Realizar pruebas de presión a los revestimientos expuestos a la estimulación. Previo a la intervención
- 2. Monitorear la presión del espacio anular de todos los revestimientos de manera

permanente durante la operación. Si la presión anular es > 200 psi se deben suspender las operaciones y notificar al MME (ANH)

3. En caso de que las presiones indiquen que hay comunicación entre el fluido de estimulación hidráulica y el anular del revestimiento, se debe: Suspender actividades, notificar al MME (ANH), realizar acciones correctivas, notificar sobre el éxito de las acciones correctivas y reanudar las actividades.

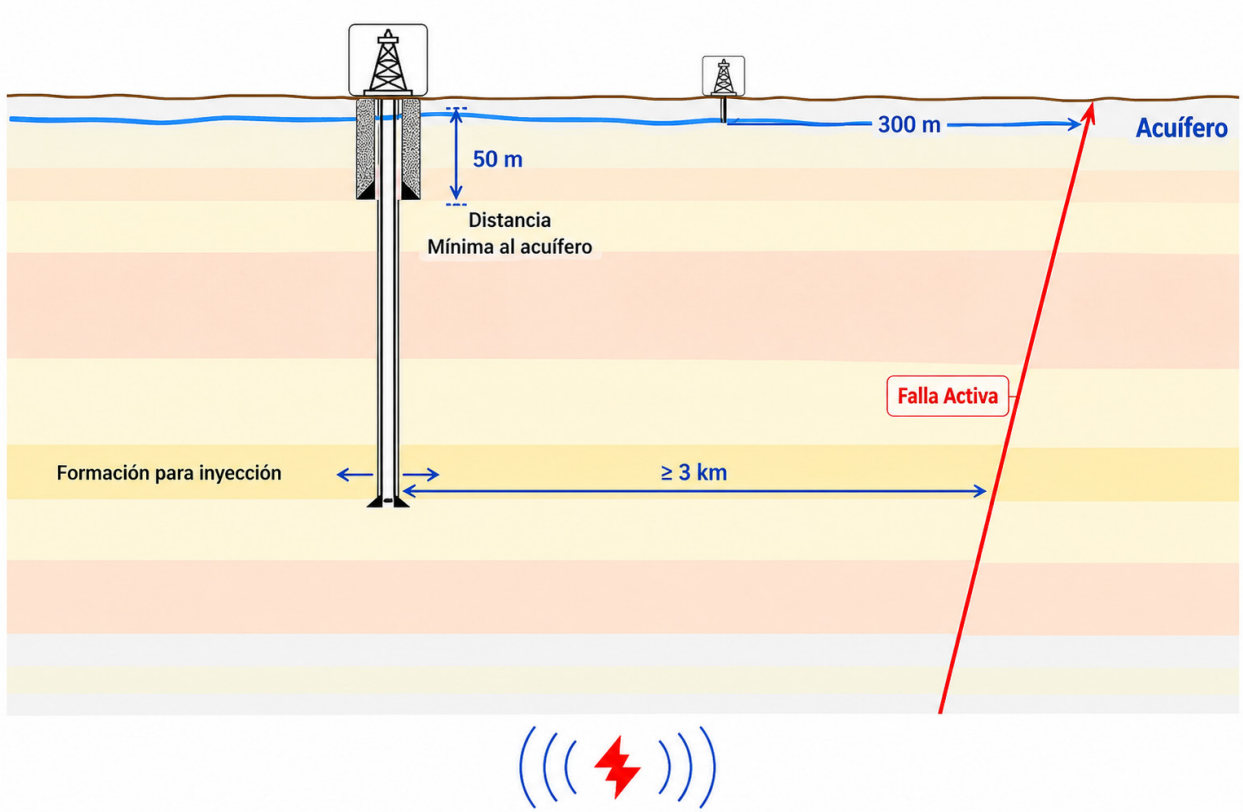
La figura 18 ilustra de manera esquemática las principales medidas de seguridad que establece la resolución 90341.

Figura 18. Ilustración esquemática de las medidas a tener en cuenta para la construcción de pozos para YNC



De igual manera, la Resolución 90341 establece las especificaciones técnicas que se deben tener en cuenta para la construcción de pozos de disposición de efluentes líquidos en el subsuelo, conforme los ilustra la figura 19.

Figura 18. Ilustración esquemática de las medidas a tener en cuenta para la construcción de pozos para YNC



Preocupaciones habituales sobre los YNC

A continuación, se hace referencia a las principales preocupaciones asociadas a la tecnología de pozos horizontales con multietapas de fracturamiento hidráulico:

Preocupación 1: Uso excesivo de agua.

Teniendo en cuenta que el insumo fundamental para lograr fracturar la roca con el propósito de proveerle permeabilidad a través de fisurarla es el agua a presión, en tal sentido la industria ha logrado avances significativos en la implementación de sistemas de recirculación cerrada de fluidos que permite mantener bajo control las operaciones, remover los sólidos de manera eficiente y recuperar el fluido para la reutilización en las operaciones subsiguientes. Estos avances tecnológicos prometen beneficios en la reducción del volumen de agua a ser captada de hasta un 87%. En detalle se expone esta tecnología en el documento Tecnologías de mínimo impacto (TMI), que hace parte de del proceso de licenciamiento ambiental del piloto Kalé.

Preocupación 2: Uso excesivo de arena y tierra

El material apuntalante o propante tiene como función mantener las fisuras, que se hacen en los reservorios, abiertas y dispuestas para que puedan fluir los hidrocarburos contenidos en estos reservorios, por esta razón este material debe reunir unas especificaciones técnicas muy específicas, en principio las necesidades serán suplidas con arena de fractura importadas desde fuentes externas, donde han desarrollado el producto requerido para los pozos a ser perforados. Cuando la industria colombiana desarrolle el propante bajo las especificaciones requeridas, las potenciales minas para extraer este material serán debidamente licenciadas y operadas bajo los más altos estándares ambientales.

Desde el punto de vista de uso del suelo, es importante tener en cuenta que el cambio de uso del suelo es de manera temporal, es decir por la vida de operación de los pozos y la infraestructura que se instale en cada una de las áreas que se usen para tal propósito. El material con característica de suelo que se extraiga de las diferentes áreas se reutilizará, según lo plantean las Tecnologías de Mínimo Impacto de Ecopetrol, para actividades de revegetalización y recuperación de áreas impactadas por las operaciones, atendiendo a métodos de economía circular. Adicional se plantea en este estudio que las áreas donde se va a instalar la infraestructura de pozos sean compartidas con la implementación de granjas de energía fotovoltaica, maximizando el uso del suelo en beneficio de los procesos de transición energética.

Preocupación 3: Contaminación por radiactividad

Las fuentes potenciales de material con algún contenido radioactivo pueden ser producidos en los residuos que se obtienen como consecuencia de los cortes de las diferentes rocas que se atraviesan en el proceso de perforación. Teniendo en cuenta este potencial riesgo, las tecnologías de mínimo impacto que ha desarrollado la industria del petróleo están orientadas a la implementación de sistemas de secado de residuos que permiten la separación efectiva líquido-sólido y la reducción del contenido de humedad con el propósito de que estos efluentes sean reutilizados bajo estándares de economía circular.

Preocupación 4: Contaminación de acuíferos

El proceso constructivo de los pozos horizontales y las actividades de fracturamiento hidráulico multietapas están estrictamente regulados por la Resolución 90341, ya referenciada, la cual tiene explícitamente contenidos las normas y procedimientos a tener en cuenta para la identificación y protección de los acuíferos que se encuentran en las unidades geológicas someras estudiadas y caracterizadas en los análisis hidrogeológicos que hacen parte de los estudios de impacto ambiental, los cuales son evaluados por las autoridades ambientales como condición previa a la expedición de cualquier licencia ambiental.

Preocupación 5: Amenaza sísmica

La Resolución 90341, tiene un capítulo específico con indicaciones detalladas para prevenir que la amenaza sísmica se pueda materializar, la figura 19 ilustra la manera en que se deben construir y operar los pozos para disposición de efluentes líquidos en el subsuelo. Tales disposiciones convertidas en especificaciones técnicas están orientadas a monitorear y prevenir que se puedan generar sismos que tengan como consecuencia afectaciones en superficie.

Preocupación 6: Contaminación atmosférica

El riesgo atribuible a la contaminación atmosférica con gases de efecto invernadero, especialmente dióxido de carbono y metano, como consecuencia de la operación de los pozos que producen hidrocarburos de yacimientos no convencionales es prevenible a través de procedimientos de construcción y operación que están basados en principios estrictos de seguridad de procesos, los cuales obedecen a estándares muy conocidos y orientados a que tuberías, conexiones y equipos operen de manera hermética para evitar la fuga de cualquier fluido hacia la atmósfera.

Preocupación 7: Riesgo en la salud pública

Tomando en consideración los potenciales riesgos en la salud pública, la implementación de los pilotos de yacimientos no convencionales tienen en consideración la elaboración de una línea base de salud en las áreas donde se pretende desarrollar estos pilotos, con el propósito de monitorear posibles desviaciones respecto de esa línea base atribuible a la aplicación de la tecnología de perforación horizontal con múltiples etapas de fracturamiento hidráulico, de tal manera se puedan anticipar y evitar posibles afectaciones a la salud de las personas que residen en las área aledañas a estas operaciones.

Preocupación 8: Riesgo de intercomunicación entre pozos

En consideración a la materialización de un potencial riesgo de que el pozo horizontal con fracturamiento multietapas llegase a intercomunicarse con pozos existentes en una determinada área de influencia y que este evento se traduzca en posible contaminación de los acuíferos existente en esa área, la regulación colombiana en la Resolución 40185 de 2020 (Ministerio de Minas y Energía) prevé que, "no se podrá realizar fracturamiento hidráulico a menos de 15 km de un pozo activo y/o abandonado que se encuentre a una profundidad igual o superior a la del yacimiento que se pretenda fracturar y que tenga evidencias de fallas de integridad".

TEMA 06

Impacto de los YNC en el mercado de energéticos y combustibles en Colombia

06

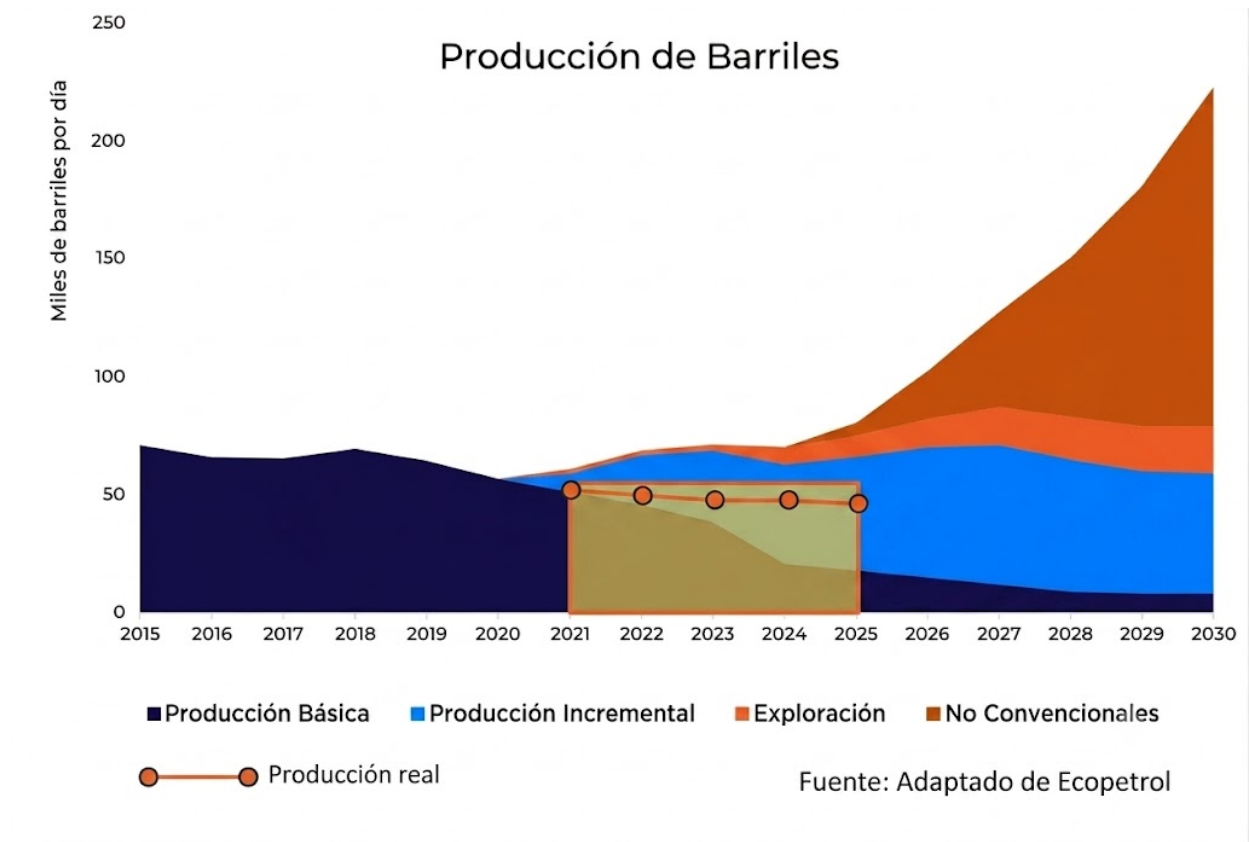
35



Impacto de los YNC en el mercado de energéticos y combustibles en Colombia

A nivel de contexto es importante reconocer que el Departamento de Santander al no incorporar la producción incremental esperada, según proyecciones de Ecopetrol de 2021 y que la producción esperada de los yacimientos no convencionales aún se viabiliza se viene observando que la producción real del departamento viene en declinación, conforme se ilustra en la figura 20.

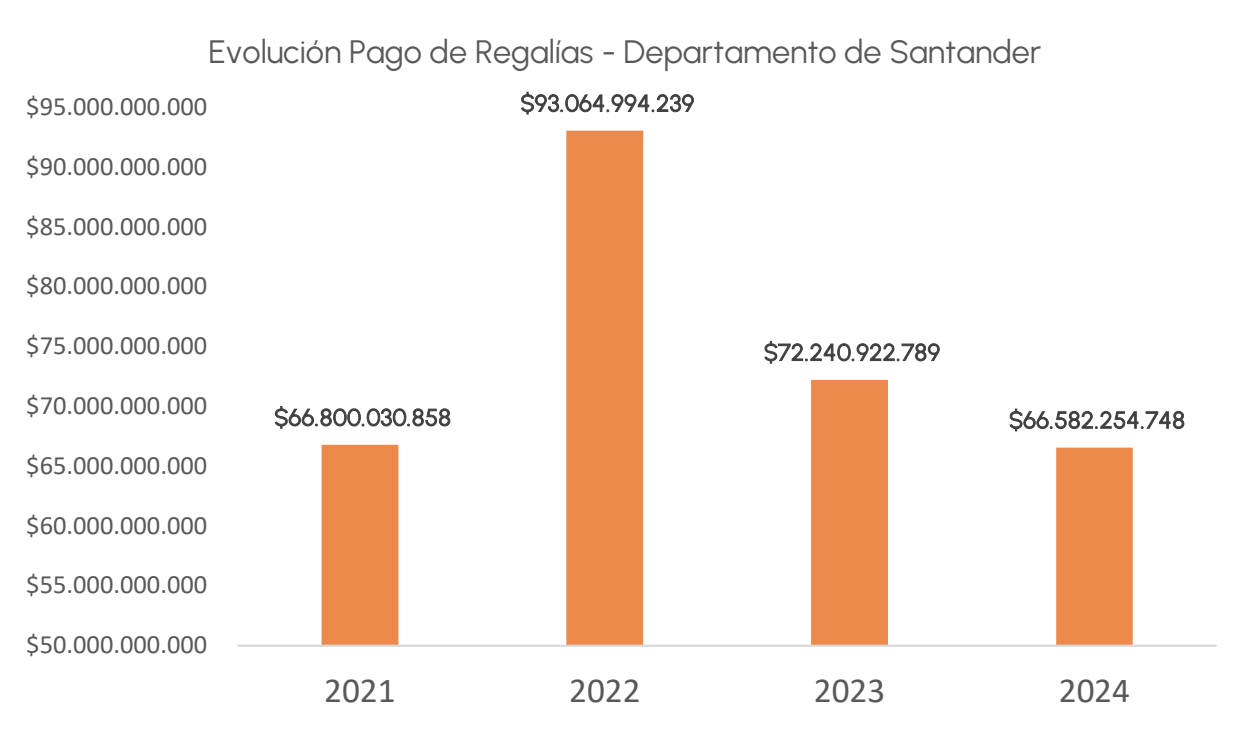
Figura 20. Análisis comparativo entre la producción proyectada en 2021 versus la producción real a 2025



Como consecuencia de la declinación de la producción del Departamento de Santander se observa una disminución de los montos de regalías que ha venido recibiendo el departamento durante los últimos años.

La figura 21 ilustra la tendencia que está tomando la participación del departamento de Santander (sin incluir los municipios productores) en las regalías.

Figura 21. Registro de montos liquidados de regalías en favor del departamento de Santander



Caso Crudo: Importancia para la Refinería de Barrancabermeja

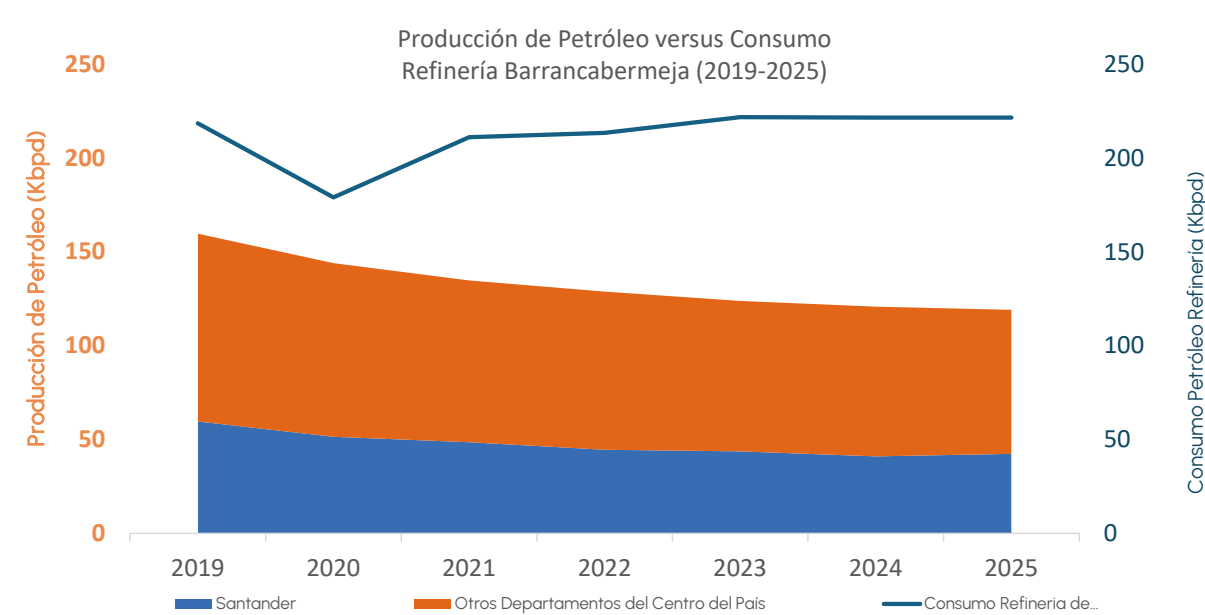
Disponer de una fuente de petróleo para la refinería de Barrancabermeja en el Valle Medio del Magdalena contribuye a la seguridad energética del país, en la medida en que los hidrocarburos continuarán dándole confiabilidad al sistema energético colombiano.

Esta confiabilidad se va a ver materializada al disponer de crudos medianos (~22–31°API) como los que se esperan ser producidos de los yacimientos no convencionales, a diferencia de la tendencia en producción que se ha venido observando en Colombia, la cual se soporta en crudos pesados (~10–22°API) como lo son los que provienen de los campos Castilla, Chichimene, Rubiales y Quifa, ubicados en el departamento del Meta.

Ante la declinación de la producción de los yacimientos convencionales que han suplido de crudo la refinería de Barrancabermeja, dada la cercanía a la planta, en el último año se ha observado que la necesidad de crudo supera en el doble la producción de los departamentos del centro del país.

La figura 22, presenta un balance entre las necesidades de crudo para las cargas requeridas de la refinería con contraste con las fuentes de crudo aledañas de esta planta, teniendo en cuenta los campos del Departamento del Santander y los otros campos de los valles Medio y Superior del Magdalena.

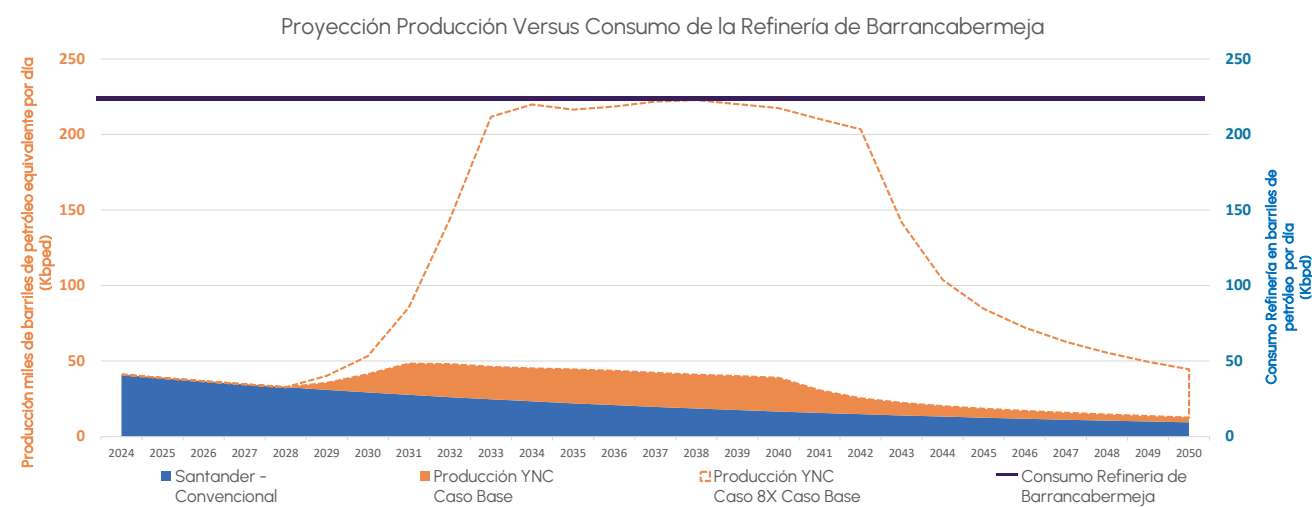
Figura 22. Balance entre la demanda de crudo de la Refinería de Barrancabermeja y la oferta de los campos de los valles superior y medio del magdalena, en miles de barriles por día



Los yacimientos no convencionales identificados en el departamento de Santander podrían desarrollarse de manera escalonada empezando por el caso base hasta llegar a escalar ese caso 8 veces para suplir las necesidades de la Refinería de Barrancabermeja, esto significa que el potencial a ser producido iría desde los 112 millones de barriles de petróleo equivalente (caso base) a los 885 millones de barriles de petróleo equivalente (caso 8X el base). Estos volúmenes se ubican dentro del rango bajo de los recursos potenciales estimados para Santander. La escala del proyecto a ser desarrollado depende las restricciones ambientales y sociales que tiene la región.

La figura 23 ilustra el balance de oferta y demanda acudiendo a los YNC como fuente de hidrocarburos para esta planta.

Figura 23. Balance de oferta y demanda de crudo para la Refinería de Barrancabermeja, incluyendo el aporte potencial de los YNC



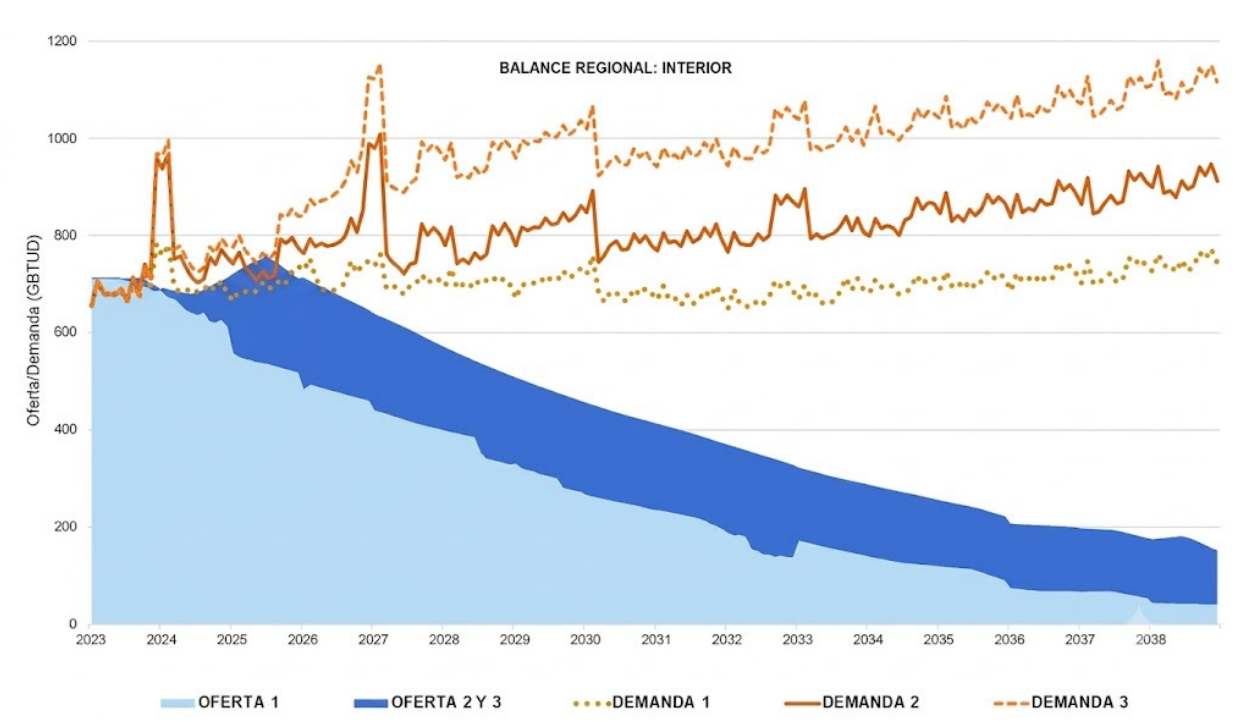
Caso Gas natural: Importancia para el Mercado del Interior del País

El mercado de gas natural en el interior del país se proyecta deficitario en la medida en que las fuentes se agotan por el proceso de declinación de los campos gasíferos que abastecen este mercado.

De acuerdo con estudio realizado por la UPME, el mercado del interior del país se anticipa que va a ser deficitario en materia de gas natural, de acuerdo como lo ilustra la figura 24.

La demanda de gas natural para el mercado del interior ofrece una tendencia creciente respecto del consumo actual, para la proyección 2024 – 2038. Para el escenario de demanda 1 se estima un volumen del orden de 3,8 TPC, para el escenario de demanda 2 un volumen de 4,5 TPC y para el escenario 3 el valor de volumen se ubica por el orden de 5,4 TPC.

Figura 24. Balance de oferta y demanda de gas natural para el mercado del interior del país de acuerdo con la UPME

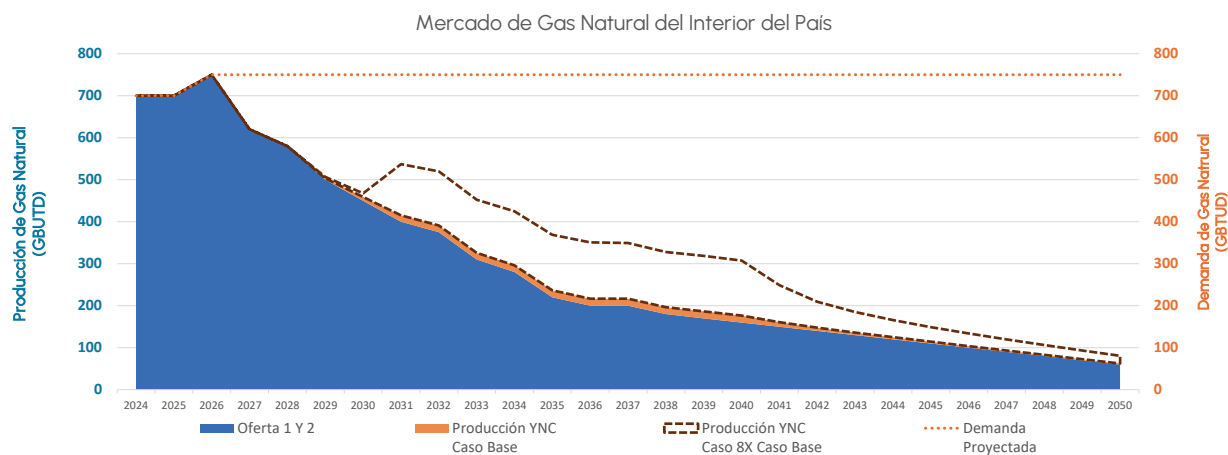


Caso Gas natural: Importancia para el Mercado del Interior del País

El caso de yacimientos no convencionales de Santander está más soportado en lo que se denominan yacimientos de petróleo con gas asociado, donde la corriente dominante es el petróleo con algún contenido de gas, el cual puede ser aprovechado por la Refinería de Barrancabermeja liberando gas para abastecer el mercado del interior del país.

En la figura 25 se presenta la demanda proyectada para el mercado del interior del país en contraste con la oferta, incluyendo la producción proveniente de gas natural asociada a la proyección ocho veces el caso base descrito en este documento.

Figura 25. Balance oferta y demanda de gas natural para el interior del país, incluyendo el aporte de los YNC

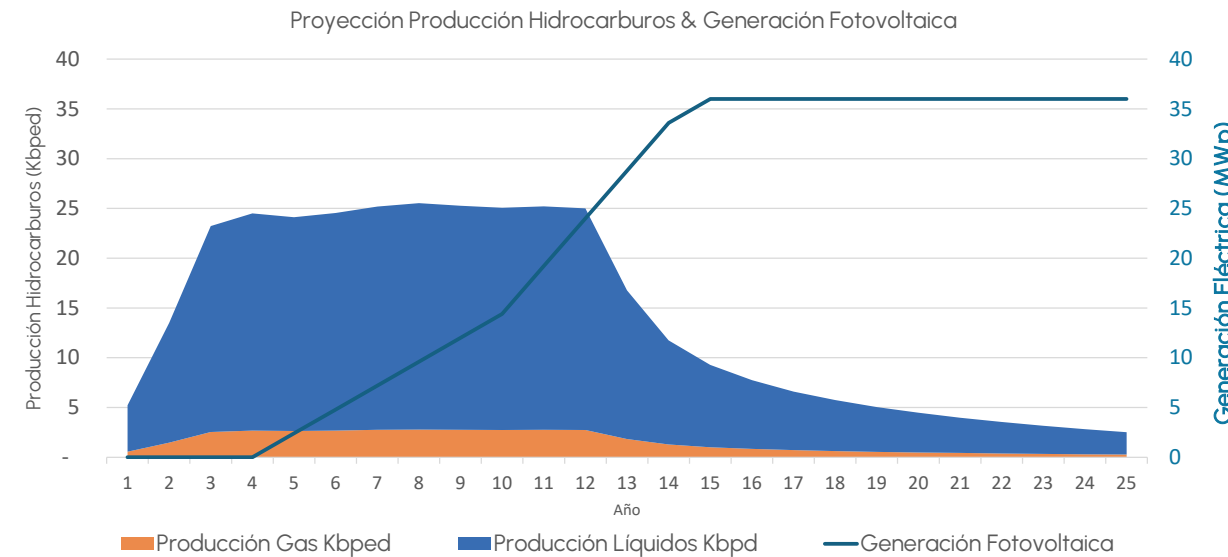


Además de los beneficios económicos derivados de la explotación de los hidrocarburos vía regalías, impuestos, empleos, inversión voluntaria existe la posibilidad de desarrollar proyectos de energía fotovoltaica.

A medida que se vayan desarrollando los hidrocarburos de los yacimientos no convencionales es viable implementar granjas de generación eléctrica fotovoltaica en los espacios disponibles asociados a las plataformas donde se perforan y se ponen en operación los pozos petroleros. Estas granjas pueden ser construidas como parte del desarrollo de los YNC y constituirse en el activo para que las comunidades se asocien, operen y vendan la energía renovable generando beneficios para todos los miembros de esas comunidades.

La figura 26 ilustra en asocio con la producción de hidrocarburos del caso base, cómo se puede desarrollar la capacidad de energía de fuentes no convencionales renovables fotovoltaica.

Figura 26. Producción de hidrocarburos asociada a YNC y capacidad de generación fotovoltaica



TEMA 07

Criterios de sostenibilidad para el desarrollo de YNC en el VMM

07

41



Criterios de sostenibilidad para el desarrollo de YNC en el VMM

El desarrollo de los yacimientos no convencionales puede enmarcarse en cuatro escenarios diferentes, al contrastar la participación económica versus el grado de involucramiento de la comunidad.

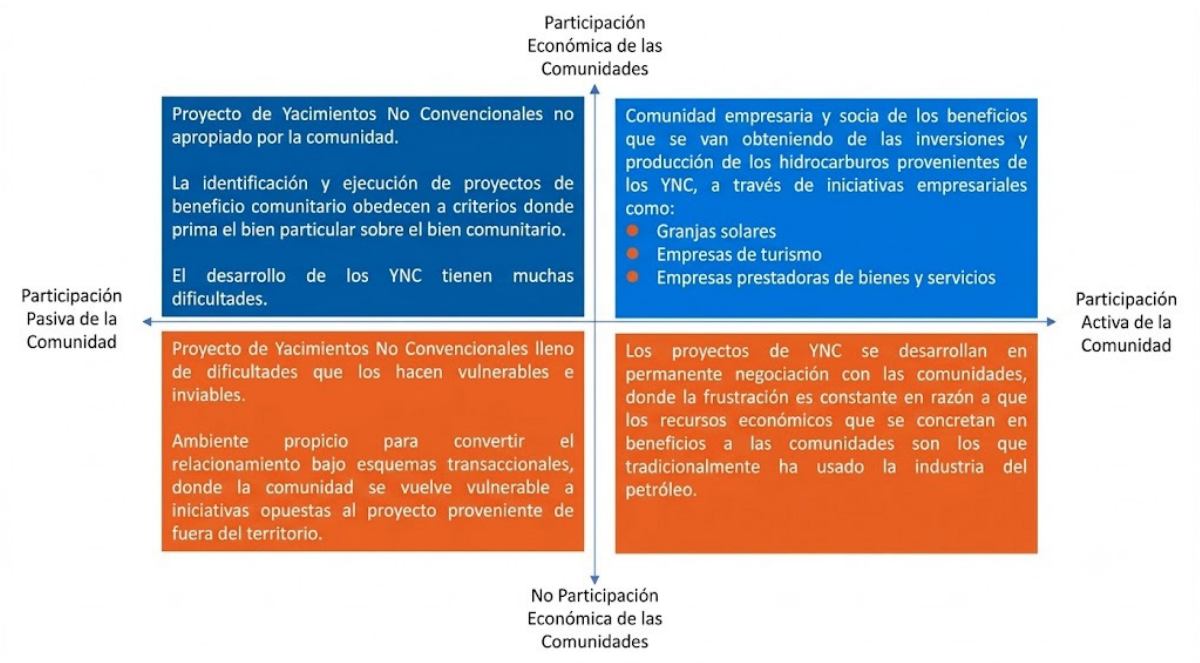
El desarrollo de los yacimientos no convencionales se debe adelantar en simbiosis con el desarrollo comunitario siendo la energía el motor movilizador de ese desarrollo.

A continuación, cinco frentes de trabajo que contribuyen a la sostenibilidad del desarrollo de los YNC en el VMM:

- Energía: El desarrollo de los YNC se hará bajo el principio de campo energético, donde además de los hidrocarburos a producir, serán áreas para generación fotovoltaica, posiblemente hidrógeno gris/azul, CCUS (captura, aprovechamiento y almacenamiento de carbono).
- Agua: El proyecto de YNC será apalancador de fuentes de agua potable para las necesidades de los habitantes, a través de la potencialización de las reservas de agua que se encuentran en los acuíferos aprovechables, de igual manera la conservación de las fuentes de agua a través de las ciénagas.
- Servicios ecosistémicos: Desarrollo de un programa orientado a potencializar los servicios ecosistémicos que ofrece el área tanto en fauna como en flora.
- Desarrollo de bienes y servicios.
- Formación de mano de obra calificada para las operaciones y posterior desempeño en otras industrias, en áreas como ambiental, social, inteligencia artificial, etc.

En la figura 27 se hace un análisis de escenarios contrastando entre la participación económica de las comunidades y su nivel de involucramiento en los proyectos de YNC.

Figura 27. Escenarios de involucramiento de la comunidad en los proyectos de YNC



TEMA 08

Potenciales encadenamientos de los YNC con cadenas productivas

08



Potenciales encadenamientos de los YNC con cadenas productivas

La cadena de valor del proceso productivo de los yacimientos no convencionales requiere la articulación de bienes y servicios que deben encadenarse para desarrollar un sólido empresariado local.

Teniendo en cuenta el flujo de trabajo que encadena las principales actividades que hacen parte del proceso productivo de los YNC, se pueden asociar las oportunidades de bienes y servicios a ser implementados desde el departamento de Santander.

La tabla 6 expone la manera en que se pueden articular las cadenas productivas del departamento de Santander.

Tabla 6. Cadenas productivas asociadas al flujo de trabajo de YNC



A continuación, en la figura 28 se ilustra cómo los bienes y servicios pueden encadenarse para desarrollar un sólido empresariado local, regional y nacional.

Figura 28. Distribución de bienes y servicios por anillos geográficos



TEMA 09

Articulación de los YNC con los planes de desarrollo

09



Articulación de los YNC con los planes de desarrollo

Identificación de Beneficios para Santander

Desarrollo de bienes y servicios (B&S) para fortalecer el empresariado santandereano. Apalancado el departamento desde la oferta de B&S que ya se encuentran establecidos a nivel local y departamental, de acuerdo con la figura 28, se pueden establecer alianzas comerciales con las empresas del sector petrolero que tienen alcance nacional para de manera sinérgica y simbiótica ofrecer soluciones integrales. A manera de ejemplo, se puede mencionar cómo una empresa que ofrece taladros de perforación a nivel nacional se complementa con empresas regionales en aspectos como soldadura, metalmecánica, transporte, etc.

Ingresos por regalías e impuestos del orden municipal y departamental. El objetivo es maximizar el uso de los recursos provenientes de las regalías a través de proyectos de inversión que consoliden infraestructura que apalanque el desarrollo regional.

Generación de empleo para Santander. De la mano del desarrollo de B&S se debe generar empleo en habilidades como inteligencia artificial, operación de equipos automatizados, desarrollo de proyectos de energías renovables, tecnologías de descarbonización, gestión de servicios ecosistémicos, entre otras.

Propuestas para que Santander se integre al modelo de los YNC

Participar activamente en la transferencia y apropiación tecnológica para apalancar otras actividades económicas del departamento (turismo, sector agroindustrial, pecuario, pesca, etc). La industria petrolera se caracteriza por ser intensa en la aplicación y desarrollo de tecnología, las metodologías que implementa la industria pueden ser transferibles a las necesidades del departamento.

Desarrollo de empresas comunitarias para la operación de plantas de generación fotovoltaica. Los modelos desarrollados en Colombia como lo son las comunidades y los municipios energéticos pueden usarse para la implementación de soluciones de electricidad para las comunidades asociadas a los proyectos de YNC.

Desarrollo de proyectos de CCUS - (captura de carbono) – descarbonización. El empresariado santandereano está ante la oportunidad de encadenarse a los procesos de descarbonización que está promoviendo la industria petrolera a lo largo de la cadena de valor, es decir el upstream, midstream y downstream.

Articulación con el plan de desarrollo municipal

El plan de Desarrollo del Municipio de Puerto Wilches 2024 – 2027, establece en la Parte 2, Componente Estratégico y Programático, varias líneas de trabajo donde se pueden involucrar los beneficios del desarrollo de los YNC para apalancarlas.

A continuación, se propone un listado de frentes de trabajo donde se pueden materializar los beneficios esperados:

- **Sector ciencia, tecnología e innovación - Ciudadanía digital**
- **Sector tecnologías de la información y las comunicaciones - Conectividad gratuita**
- **Sector trabajo - promoción del desarrollo - Generación y formalización del empleo**
- **Sector comercio, industria y turismo - programa turístico sostenible y sustentable del municipio**
- **Sector agricultura y desarrollo rural**
- **Sector salud**
- **Calidad y fomento de la educación superior - Inteligencia artificial**
- **Acceso de la población a los servicios de agua potable y saneamiento básico - PTAR**
- **Sector ambiente y desarrollo sostenible**
- **Sector minero-energético**

Es fundamental establecer una línea base de beneficios concretos para la comunidad en etapas tempranas de la implementación de los proyectos de YNC. A continuación, se presenta un listado de programas prioritarios a ser implementados en Puerto Wilches, al iniciar estos proyectos:

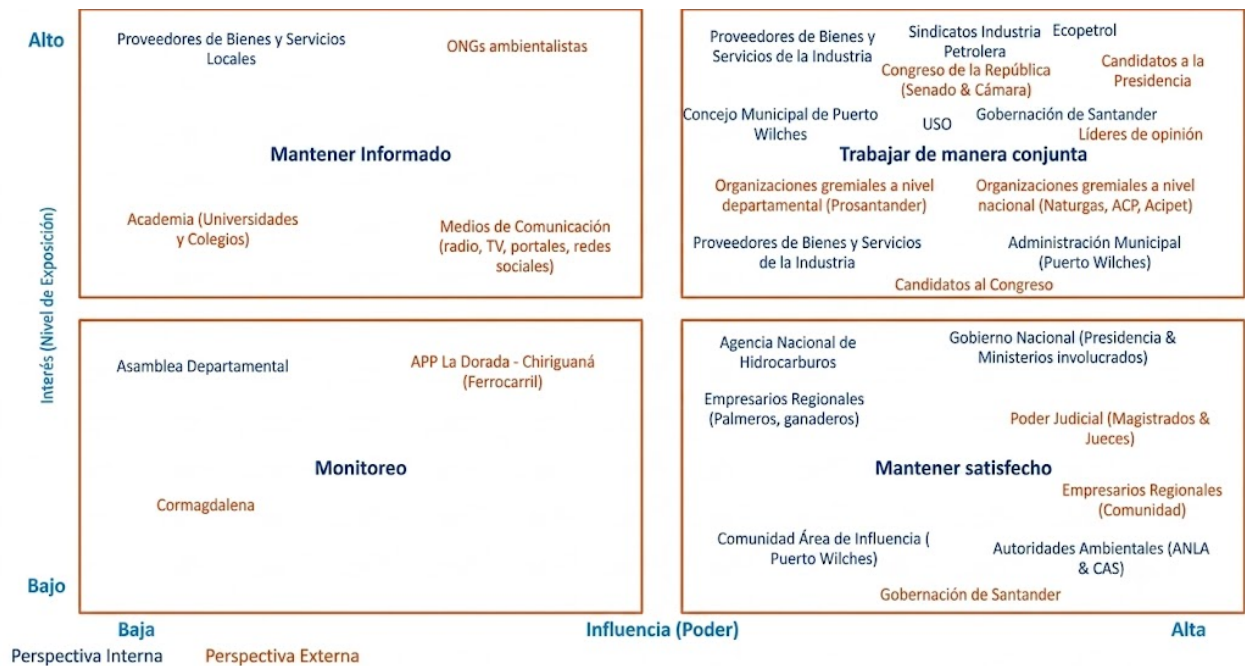
- **Manejo de la ciénaga de Yariguíes, mediante la implementación de una estrategia que permita su recuperación integral**
- **Manejo de Residuos líquidos a través de mejora de alcantarillados**
- **Agua potable, mediante proyectos que mejoren la calidad del agua proveniente de acuíferos**
- **Salud, mejoramiento de infraestructura hospitalaria y cobertura en salud**
- **Conectividad, a través de mejora en la infraestructura para disponer de conectividad de calidad**

- Infraestructura de transporte, a través de vías de acceso adecuadas para las necesidades de tránsito de vehículos propios de la comunidad y de la operación a ser implementada
- Energía eléctrica, implementación de plantas de energía fotovoltaica para las comunidades a medida que se va desarrollando la infraestructura propia para la operación de los proyectos de YNC

Identificación y caracterización de partes interesadas

La matriz de influencia versus interés permite visualizar los actores principales dependiendo de su tendencia, conforme se ilustra en la figura 29.

Figura 29. Matriz de partes interesadas



La perspectiva interna, corresponde con aquellas partes interesadas que están involucradas al interior de los proyectos de YNC.

En la tabla 7 se hace una exposición de las partes interesadas desde la perspectiva interna, teniendo en cuenta las razones para involucrarlas y una propuesta de acciones para cada una de ellas.

Tabla 7. Análisis partes interesadas perspectiva interna

 Parte Interesada	 Razones para involucrar	 Acciones Propuestas
 Ecopetrol	Compañía operadora líder del proyecto encargada de definir el alcance de éste	Se requiere trabajar de manera conjunta para garantizar el éxito del proyecto
 Sindicatos Industria Petrolera (USO)	Agremiación gremial de alta influencia al interior de Ecopetrol y con la comunidad	Trabajar de manera conjunta
 Proveedores de Bienes y Servicios de la Industria	Proveen la tecnología para el desarrollo de los YNC	Mantenerlos informados para que se vayan preparando en perspectiva de la ejecución del proyecto
 Agencia Nacional de Hidrocarburos	La autoridad encargada de la administración de los recursos hidrocarburíferos en Colombia	Estrategia de información a esta agencia para motivar su cambio de interés político
 Gobierno Nacional (Presidencia & Ministerios involucrados)	Autoridades con gran influencia para viabilizar este proyecto	Estrategia de información a esta agencia para motivar su cambio de interés político
 Autoridades Ambientales (ANLA & CAS)	Autoridades encargadas de autorizar los permisos ambientales para permitir la ejecución del proyecto	Estrategia de información para motivar su cambio de interés político
 Administración Municipal (Puerto Wilches)	Tiene un rol muy importante en proveer el ambiente propicio para el desarrollo del proyecto	Trabajar de manera conjunta
 Concejo Municipal de Puerto Wilches	Tiene un rol político y de influencia en la comunidad que es decisivo para el proyecto	Trabajar de manera conjunta a través de ejercicios de capacitación e involucramiento
 Comunidad Área de Influencia (Puerto Wilches)	Fuerza decisiva en el éxito del proyecto	Mantener informada y satisfecha a la comunidad para llegar a trabajar de manera conjunta
 Proveedores de Bienes y Servicios Locales	Proveen los medios locales para el éxito del proyecto	Trabajar de manera conjunta para hacer alianzas anticipadas con los proveedores de bienes y servicios de la industria
 Gobernación de Santander	Tiene un muy importante en proveer el ambiente propicio a nivel departamental	Trabajar de manera conjunta
 Asamblea Departamental	Representa la fuerza política a nivel departamental	Se requiere mantener bajo monitoreo para atender sus requerimientos
 Empresarios Regionales (Palmeros, ganaderos)	Fuerza empresarial de mucha influencia a nivel local - proveedores de empleo y demandantes de bienes y servicios	En principio, mantenerlos informados para llegar a trabajar de manera conjunta

La perspectiva externa, corresponde con aquellas partes interesadas que están involucradas desde el exterior de los proyectos de YNC.

En la tabla 8 se hace una exposición de las partes interesadas desde la perspectiva externa, teniendo en cuenta las razones para involucrarlas y una propuesta de acciones para cada una de ellas.

Tabla 8. Análisis partes interesadas perspectiva externa

Parte Interesada	Razones para involucrar	Acciones Propuestas
ONG's ambientalistas	Alto interés en que no se hagan los proyectos de YNC en razón a su resistencia a los hidrocarburos	Estrategia de mantenerlos informados para lograr tener espacios de conciliación de posiciones
Academia (Universidades y Colegios)	Interés en el proyecto como fuente de conocimiento	Mantenerlos informados para llegar a trabajar de manera conjunta
Organizaciones gremiales a nivel departamental (Prosantander, ANDI, etc...)	Alto nivel de interés e involucramiento	Trabajar de manera conjunta para potencializar su grado de influencia en el departamento
Organizaciones gremiales a nivel nacional (Naturgas, ACP, Acipet)	Alto nivel de interés e involucramiento	Apalancadores del proyecto para trabajar de manera conjunta
Medios de Comunicación (radio, TV, portales, redes sociales)	Alto interés en el tema con un grado de influencia bajo actualmente	Se requiere mantenerlos informados para que repliquen información adecuada
APP La Dorada - Chiriguana (Ferrocarril)	Medio de transporte ferroviario clave para la proveeduría propante, tubería y materiales	En constante monitoreo de sus capacidades de transporte
Cormagdalena	Medio de transporte fluvial clave para la proveeduría de propante, tubería y materiales	En constante monitoreo de sus capacidades de transporte
Congreso de la República (Senado & Cámara)	Representa al poder legislativo con un rol que puede ser fundamental para promover o no los YNC	Se requiere trabajar de manera conjunta
Poder Judicial (Magistrados & Jueces)	Representa al poder judicial que a través de sus actos pueden bloquear el desarrollo de los YNC	Mantener satisfechas sus inquietudes en los respectivos juicios a que haya lugar
Candidatos a la Presidencia	Se han observado con un alto interés, lo cual al ser elegidos los reviste del poder suficiente para viabilizar o no la ejecución de los YNC	Se requiere trabajar de manera conjunta
Candidatos al Congreso	A raíz de las necesidades energéticas del país están con alto interés e influencia frente al nuevo periodo legislativo	Se requiere trabajar de manera conjunta
Líderes de opinión	Figuras reconocidas a nivel nacional en asuntos energéticos, sociales y ambientales	Se requiere trabajar de manera conjunta

Aspectos para resaltar

Dentro de las definiciones de yacimientos no convencionales, los asociados a la roca generadora son los que existen como oportunidad en el Valle Medio del Magdalena, y a su vez son los mismos yacimientos que han soportado los casos de éxito que suministran buena parte de los hidrocarburos de Argentina, Estados Unidos y Canadá.

Colombia posee un marco regulatorio y contractual para los yacimientos no convencionales que le permiten al país emprender el desarrollo de estos yacimientos de manera expedita, en la medida en que las condiciones políticas le sean favorables.

La tecnología de pozos horizontales con múltiples etapas de fracturamiento hidráulico ha sido objeto de innovación y desarrollo por décadas, lográndose el grado de madurez suficiente para ser aplicada en Colombia con los más altos estándares internacionales.

El potencial de recursos calculados para las formaciones cretácicas (rocas generadoras) del Valle Medio del Magdalena, se concentran en mayor proporción en el Departamento de Santander, donde en superficie confluye infraestructura de transporte de hidrocarburos, refinación y facilidades de producción.

El departamento de Santander está llamado a consolidarse como un "hub energético" soportado en el potencial de sus yacimientos no convencionales, los cuales pueden llegar a ser fuente de suministro de petróleo para la refinería de Barrancabermeja a un costo más competitivo que los otros crudos de origen nacional o internacional. El gas asociado a ser producido de estos yacimientos puede contribuir a mitigar los riesgos de desabastecimiento del mercado del interior del país.

Un escenario por construir, donde se combine la participación económica de las comunidades de los beneficios que se deriven de los YNC con una activa participación de las comunidades, es el ambiente virtuoso que hará viable el desarrollo de los yacimientos no convencionales en el Valle Medio del Magdalena.

Existe un ecosistema de partes interesadas que se mueven entre sus intereses y el grado de influencia frente al desarrollo de los YNC, la buena gestión de todas estas partes apalancará las condiciones para que los yacimientos no convencionales se desarrollen y los hidrocarburos a ser producidos contribuyan a la autosuficiencia energética del país.

TEMA 10

Acciones por implementar para el desarrollo de los YNC en Santander

10

54



Acciones por implementar para el desarrollo de los YNC en Santander

A continuación, se presentan una serie de acciones que en su conjunto deben implementarse para reactivar el proceso de exploración y desarrollo de los YNC en el departamento de Santander:

Acción 1: Seguridad. Implementar acciones que le provean seguridad a las áreas de operación en conjunto con la implementación de proyectos ejecutados por el batallón de ingenieros.

Acción 2: Inversión anticipada. Teniendo en cuenta la línea base de las necesidades más importantes de las áreas donde se tienen previstos en primer lugar los pilotos, que hacen parte del proceso exploratorio, se pueden derivar proyectos de inversión liderado por el estado colombiano con el concurso de las compañías interesadas en el desarrollo de los YNC.

Entre otros proyectos de impacto se tiene identificado el siguiente listado:

1. Agua potable, saneamiento básico y alcantarillado
2. Recuperación de ciénagas tales como Yariguíes y Paredes
3. Mejoramiento de infraestructura vial (vías de acceso)
4. Inversión en salud, educación y vivienda
5. Plan de atención para la población flotante que va a ser atraída por los proyectos de YNC
6. Programa de transparencia y participación ciudadana en el uso de los recursos a ser usados como lo son los provenientes de regalías e inversión de las compañías privadas. Consejos consultivos de regalías.
7. Programa de pedagogía permanente orientada hacia los diferentes grupos de interés. Implementación de herramientas de comunicación como lo puede ser un museo digital y la oficina de participación ciudadana en Puerto Wilches.
8. Programa de ahorro de los beneficios económicos que genera la explotación de los hidrocarburos proveniente de los YNC con destino a construir bienestar en el mediano y largo plazo para las comunidades del área de influencia de los proyectos

TEMA 10

Resumen ejecutivo de aspectos relevantes

11



Resumen ejecutivo de aspectos relevantes

1. Propósito del resumen

Este análisis consolida los requerimientos clave que orientan la versión final del estudio de prospectiva sobre yacimientos no convencionales (YNC) en Santander. Su objetivo es asegurar que este documento responda de manera integral a los desafíos económicos, sociales, ambientales, institucionales y de gobernanza, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones estratégicas por parte de autoridades nacionales, departamentales, municipales y actores privados.

2. Impacto económico esperado (Caso Base escalable)

El estudio incorpora un caso base cuantificado que permite dimensionar los beneficios del desarrollo de los YNC, destacando el impacto económico en algunos indicadores. Los resultados estimados son:

- Regalías acumuladas: USD 468 millones como valor acumulado de las regalías durante la vida productiva del caso base, concentrándose la mayor masa monetaria en los primeros 12 años (entre 2030 y 2044), donde concentra la mayor parte de los ingresos.
- Empleo: Más de 500 empleos en promedio por año durante 10 años, concentrándose la mayor parte de ellos en Santander.
- Producción: 25.000 barriles equivalentes de petróleo por día durante aproximadamente 12 años.

Estas cifras posicionan a los YNC como una oportunidad de generación de ingresos fiscales y empleo, con capacidad de contribuir a la sostenibilidad financiera del departamento de Santander y de los municipios del área de influencia.

3. Seguridad y presencia institucional en el territorio

Se identifica como aspecto importante la presencia efectiva de la fuerza pública, con un énfasis particular en el rol del batallón de ingenieros. Este componente no se limita a la seguridad física, sino que incorpora la ejecución de obras de infraestructura para la comunidad, fortaleciendo la legitimidad del Estado en el territorio reduciendo riesgos sociales y operativos. Ese fortalecimiento de la seguridad viene acompañado de una necesidad de realizar la dotación con al menos 12 motocicletas para el norte, en la base Sogamoso.

4. Inversión anticipada en infraestructura prioritaria

Se resalta la necesidad de una inversión anticipada, especialmente en:

- Agua potable y saneamiento básico.
- Infraestructura vial (vías de acceso), especialmente la conectividad vial entre el norte y el sur de Puerto Wilches, con una inversión estimada de 100.000 millones de pesos para habilitar de manera efectiva 105 kilómetros de vía.
- Mejoramiento de instituciones educativas. Se estima una inversión alrededor de los 30.000 millones de pesos.

Estas inversiones deben construirse sobre una línea base de necesidades territoriales con la participación de las compañías interesadas en el desarrollo de los YNC. Este enfoque reduce tensiones sociales, mejora la aceptación del proyecto y acelera su viabilidad.

5. Gestión integral del agua y protección ambiental

Se subraya la importancia del recurso hídrico, priorizando:

- Descontaminación y recuperación de ciénagas.
- Garantía de acceso a agua potable para la población.
- Evaluación de la necesidad de plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR).

La PTAR para el mejoramiento del acceso al agua en el casco urbano y en 7 corregimientos con una inversión estimada de 15.000 millones de pesos. De igual manera la inversión para limpiar la Ciénaga de Yariguíes por un total de 90.000 millones de pesos.

El proyecto de YNC se concibe como un apalancador de soluciones estructurales en agua, articulando la protección ambiental con el bienestar comunitario.

6. Desarrollo productivo y fortalecimiento del tejido local

Se identifica la ausencia de un censo de capacidades del tejido productivo regional. Como respuesta, se propone desarrollar este ejercicio a partir de metodologías propias de la industria petrolera para identificar oportunidades de bienes y servicios para fortalecer emprendimientos locales.

7. Transparencia, pedagogía y participación ciudadana

El estudio enfatiza sobre la necesidad de desarrollar una estrategia permanente de pedagogía, destacando:

- La reactivación de la Oficina de Participación Ciudadana en Puerto Wilches.
- El uso de herramientas de comunicación innovadoras, como un museo digital.

Este enfoque es clave para gestionar percepciones, reducir conflictos y fortalecer la confianza entre comunidades, autoridades y compañías involucradas en los proyectos.

8. Encadenamientos productivos y sectores tradicionales

Se plantea el apoyo a encadenamientos productivos, con énfasis en sectores tradicionales como la pesca, y la integración de Santander al modelo de los YNC mediante transferencia tecnológica y fortalecimiento de capacidades regionales.

9. Visión de largo plazo y gobernanza de regalías

Es necesaria una visión estructural de largo plazo mediante:

- El fortalecimiento de las capacidades de planeación de los entes territoriales.
- Proponer una reforma al Sistema General de Regalías (SGR) orientada al ahorro, la transparencia y la participación ciudadana.

10. Preocupaciones y realidades

Se presentan los principales “mitos y realidades” asociados a la implementación de la tecnología de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico multietapas. Se plantean las medidas técnicas y regulatorias para su mitigación en Colombia. Se destacan avances tecnológicos que reducen el consumo de agua mediante recirculación, el uso controlado y temporal del suelo, al igual que el uso de materiales apuntalantes para el fracturamiento hidráulico bajo estándares ambientales, y la gestión adecuada de residuos. Asimismo, se enfatiza sobre la protección de acuíferos, la prevención de sismicidad inducida, el control de emisiones atmosféricas, el monitoreo de la salud pública y la regulación estricta para evitar la intercomunicación entre pozos, concluyendo que los riesgos pueden ser gestionados con normas estrictas y tecnologías de mínimo impacto.

A manera de resumen, si se quieren ver las preocupaciones como y hacer zoom en ellas, se puede ver cómo algunas de estas terminan siendo mitos alimentados por las narrativas interesadas desde la desinformación:



Ambiental

Preocupación / Mito

Uso excesivo y secamiento del agua.

Realidad y Evidencia Técnica

La industria ha implementado sistemas de recirculación cerrada de fluidos que permiten recuperar y reutilizar el agua, reduciendo el volumen de captación hasta en un 87%. Además, los procesos utilizan una cantidad controlada de líquidos y pueden emplear agua no potable de origen industrial como lo son aguas que proceden de los procesos de producción de petróleo u otros fluidos como el nitrógeno.



Ambiental

Preocupación / Mito

Contaminación de acuíferos y aguas subterráneas.

Realidad y Evidencia Técnica

La regulación (Resolución 90341) exige análisis hidrogeológicos estrictos en los estudios de impacto ambiental para identificar y proteger los acuíferos antes de otorgar licencias. El proceso requiere como condición previa a cualquier autorización que los acuíferos estén adecuadamente caracterizados para prevenir la afectación de las reservas de agua subterránea.



Ambiental

Preocupación / Mito

Afectación irreversible a los ecosistemas y uso excesivo de tierra.

Realidad y Evidencia Técnica

El cambio en el uso del suelo es temporal, circunscrito a la vida útil de los pozos, y el material extraído se reutiliza para revegetalización bajo principios de economía circular. Las áreas intervenidas pueden compartirse con granjas solares, de tal manera que los impactos pueden mitigarse con herramientas de alta tecnología y gestión de sistemas territoriales sostenibles.



Ambiental

Preocupación / Mito

Contaminación atmosférica grave (gases de efecto invernadero).

Realidad y Evidencia Técnica

El riesgo de emisiones de dióxido de carbono y metano es prevenible mediante estrictos estándares de seguridad de procesos, garantizando que tuberías y equipos operen de manera hermética para evitar fugas a la atmósfera.



Ambiental

Preocupación / Mito

Uso excesivo y secamiento del agua.

Realidad y Evidencia Técnica

La industria ha implementado sistemas de recirculación cerrada de fluidos que permiten recuperar y reutilizar el agua, reduciendo el volumen de captación hasta en un 87%. Además, los procesos utilizan una cantidad controlada de líquidos y pueden emplear agua no potable de origen industrial como lo son aguas que proceden de los procesos de producción de petróleo u otros fluidos como el nitrógeno.



Ambiental

Preocupación / Mito

Generación de rezumaderos de petróleo (contaminación en superficie).

Realidad y Evidencia Técnica

La presencia de rezumaderos es un fenómeno natural y común a nivel mundial como un mecanismo de manifestación en superficie de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo a través de fallas geológicas y afloramiento de las rocas que contienen esos hidrocarburos, fenómeno que ocurre con o sin la actividad petrolera de fracturamiento hidráulico.



Técnico / Otros

Preocupación / Mito

Sismicidad inducida (el fracking provoca temblores fuertes).

Realidad y Evidencia Técnica

Normativas estrictas ordenan monitorear y prevenir la amenaza sísmica (por ejemplo, suspender operaciones si se detecta sismos de cierta magnitud). Además, en zonas potenciales como el Magdalena Medio, la ocurrencia de temblores es un fenómeno natural histórico y no está asociado necesariamente a estos procesos.



Técnico / Otros

Preocupación / Mito

Contaminación por radiactividad y materiales peligrosos.

Realidad y Evidencia Técnica

Para los posibles residuos con contenido radiactivo extraídos con los cortes de roca, se usan tecnologías de secado que separan efectivamente líquidos y sólidos, reduciendo la humedad para reutilizar los efluentes de manera segura.



Técnico / Otros

Preocupación / Mito

Intercomunicación riesgosa entre pozos.

Realidad y Evidencia Técnica

La normativa prohíbe realizar fracturamientos hidráulicos a menos de 15 kilómetros de pozos activos o abandonados que presenten fallas de integridad, evitando cruces de fluidos.



Salud pública

Preocupación / Mito

Mayor riesgo de contraer cáncer, asma u otras enfermedades.

Realidad y Evidencia Técnica

Los posibles impactos sobre la salud son previsibles y mitigables si se mantiene una distancia mínima de al menos 2,5 kilómetros de áreas pobladas. Asimismo, se exige establecer una línea base de salud pública para monitorear constantemente cualquier desviación en la población a medida que se desarrollan los proyectos que usan la tecnología de fracturamiento hidráulico multietapas.



Económico

Preocupación / Mito

Falta de beneficios para los territorios.

Realidad y Evidencia Técnica

Un caso base de desarrollo escalable de YNC proyecta regalías acumuladas por ~USD 468 millones, generación de más de 500 empleos promedio al año durante una década y producción de hidrocarburos que soportan la transición energética, tomando ventaja que en el Magdalena Medio existe la infraestructura de refinación para involucrar los productos refinados al mercado nacional prioritariamente. Su implementación fomenta encadenamientos productivos con industrias tradicionales y emergentes, dinamiza el empresariado local y compromete inversiones sociales anticipadas en vías, agua potable y saneamiento.

Referencias

Oil Production Consulting (2025). Reporte Tendencias Oil and Gas Argentina, mayo de 2025. www.opogc.com.

Provincia del Neuquén (2025). Vaca Muerta - Estado actual de su desarrollo y proyecciones.

Short-Term Energy Outlook STEO (2025). Independent Statistics and Analysis. U.S. Energy Information Administration. eia.

Canadian Oil and Gas Production (2025), CAPP. www.capp.ca.

Estudio de Impacto Ambiental para el proyecto piloto de investigación integral - PPII KALÉ - https://www.anla.gov.co/01_anla/proyectos-anla/proyectos-piloto-de-investigacion-integral-de-yacimientos-no-convencionales/proyecto-de-interes-en-evaluacion-kale

Estudio Técnico Para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2028, UPME (2024).

Plan de Desarrollo Municipal Puerto Wilches 2024-2027. José Elías Muñoz Pérez – alcalde. Acuerdo Municipal No.006 – 2024.

Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) - Tecnologías de mínimo impacto (TMI), Ecopetrol.