



UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO
Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura
Escuela de Posgrado y Educación Continua
Proyecto Final
CCC de Licenciatura en
PETROLEO Y GAS

ANÁLISIS COMPARATIVO DE TÉCNICAS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS DE
VACA MUERTA Y GOLFO SAN JORGE

AUTOR: Soto Florencia
Director de trabajo: Forgas Joaquín

AÑO: 2025

RESUMEN

Este análisis comparativo se centra en las técnicas de fracking hidráulico utilizadas en Vaca Muerta y el Golfo San Jorge, con el objetivo de optimizar la eficiencia operativa, reducir el impacto ambiental y proponer estrategias innovadoras para la extracción de hidrocarburos no convencionales. Para lograr estos objetivos, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de la literatura existente, así como un análisis de datos operativos y ambientales de ambas regiones. En Vaca Muerta, se identificaron avances tecnológicos significativos, como el uso de bombas de fractura a gas, que han permitido una reducción del 40% en los costos operativos y un aumento del 20% en la producción diaria de petróleo. Además, se implementaron prácticas sostenibles que minimizan el uso de agua y optimizan el manejo de residuos, contribuyendo a un menor impacto ambiental. Por otro lado, en el Golfo San Jorge se examinaron las limitaciones del enfoque convencional y se consideraron las oportunidades para adoptar técnicas no convencionales. A través de la colaboración entre el sector público y privado, así como la capacitación del personal, se propusieron estrategias que podrían mejorar la eficiencia operativa en esta región. En conclusión, este análisis proporciona una visión integral sobre cómo las técnicas de fracking hidráulico pueden ser optimizadas en función de los contextos específicos de Vaca Muerta y el Golfo San Jorge, destacando la importancia de la innovación tecnológica y la sostenibilidad en la industria energética. Las lecciones aprendidas pueden servir como base para futuras mejoras en las prácticas de extracción de hidrocarburos.

INDICE

RESUMEN	1
INDICE	2
Índice de Figuras.....	3
Índice de Tablas	3
Índice de Gráficos	4
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
OBJETIVO DEL PROYECTO	6
LUGAR DE REALIZACIÓN	7
DESARROLLO	16
1. Contexto Geológico y Energético.....	16
1.1. Relevancia de las Formaciones Geológicas en la Industria de Hidrocarburos	16
1. 2. Impacto de los Recursos No Convencionales en el Desarrollo Energético.....	17
2. Características de las Principales Cuencas Hidrocarburífera.....	18
2.1. Formación y Evolución de la Cuenca Neuquina.....	18
2.2. Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge.....	21
2.3. Formación D-129 como reservorio No Convencional.....	24
3. Métodos de Explotación de Hidrocarburos No Convencionales	28
3.1. Principios del Fracking Hidráulico (Fracking).....	28
3.2. Técnicas de Optimización en la Extracción.....	34
3.3. Análisis Comparativo entre Explotación Convencional y No Convencional	37
4. Análisis de Datos de Formación: Mini Frac y DFIT	41
5. Potencial Energético y Perspectivas Futuras.....	49
5.1. Estimaciones de Producción en Vaca Muerta y Golfo San Jorge	49
6. Estructura de costos	61

6.1. Desafíos Tecnológicos y Regulatorios	65
7. Innovaciones para un Desarrollo Sustentable.....	69
METODOLOGÍA.....	73
Tipo de Investigación	73
CONCLUSIONES.....	75
BIBLIOGRAFÍA.....	77

Índice de Figuras

Figura 1: Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina	10
Figura 2: Columna estratificada de la Cuenca Neuquina	11
Figura 3: Carta Litológica Golfo de San Jorge	12
Figura 4: Corte estratigráfico de Vaca Muerta	20
Figura 5: Distribución de las zonas en fase de madurez térmica para petróleo y gas 21	
Figura 6: Columna estratigráfica simplificada de la Cuenca de Golfo San Jorge.....	24
Figura 7: Producción anual de petróleo crudo	33
Figura 8: Desarrollo de un ensayo MiniFrac	42
Figura 9: Esquema general correspondiente a un ensayo DFIT	43

Índice de Tablas

Tabla 1: Comparación entre las principales rocas madres analizadas.....	27
Tabla 2: Comparativa Global del Fracking y sus Formaciones más Productivas	32
Tabla 3: Estrategias de Optimización Tecnológica en la Extracción de Hidrocarburos No Convencionales	35
Tabla 4: Innovaciones en la Optimización de la Extracción de Hidrocarburos.	36
Tabla 5: Análisis comparativo entre Explotación Convencional y No Convencional	37
Tabla 6: cuadro comparativo de la explotación convencional y no convencional en Vaca Muerta y Golfo San Jorge.....	40
Tabla 7: Comparativa entre estudio MiniFrac y DFIT	46

Tabla 8: Niveles de producción de gas natural (2009-2016).....	49
Tabla 9: Niveles de producción de petróleo (2009-2016)	50
Tabla 10: Niveles de inversión de exploración y explotación (2012-2016)	50
Tabla 11: Producción de gas no convencional por cuenca	53
Tabla 12: Costos de pozos no convencionales	62
Tabla 13: Costos de Extracción.....	63
Tabla 14: Costos totales y sus estructuras de los sectores convencionales y no convencionales estimados.....	64

Índice de Gráficos

Gráfico 1: Niveles de inversión de exploración y explotación (2021-2016)	51
Gráfico 2: Cantidad acumulada de pozos gasíferos en extracción efectiva no convencionales (2009- 2016)	52
Gráfico 3: Cantidad acumulada de pozos petrolíferos en extracción efectiva no convencionales (2009- 2016)	52
Gráfico 4: Productividad de distintas áreas (2014-2016).....	54
Gráfico 5: Proyecciones para la producción de gas natural (2009- 2030).....	55
Gráfico 6: Proyecciones para la producción de petróleo (2009- 2030)	55
Gráfico 7: Niveles de producción de Gas Convencional – No Convencional	56
Gráfico 8: Niveles de producción de Petróleo Convencional – No Convencional	57
Gráfico 9: Producción Gas Natural (2016 – 2026).....	58
Gráfico 10: Producción de Gas Natural Convencional y No Convencional	59
Gráfico 11: Producción Nacional de Petróleo	60
Gráfico 12: Producción de Petróleo Convencional y No Convencional.....	60

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El sector Hidrocarburífero argentino se encuentra en una encrucijada crítica, particularmente en las zonas de Vaca Muerta y Golfo San Jorge. Estos yacimientos no convencionales representan un recurso estratégico fundamental para la economía nacional, pero su explotación mediante fracking hidráulico enfrenta desafíos complejos (Rozas et al., 2020).

La extracción de hidrocarburos en estas formaciones geológicas evidencia limitaciones significativas que comprometen la eficiencia operativa y la sostenibilidad ambiental. Según Cantarero y Dellazzoppa (2019), las técnicas actuales de fracking hidráulico no logran aprovechar integralmente el potencial de estos reservorios, generando una brecha importante entre la producción real y la potencial.

En Vaca Muerta y Golfo San Jorge, cada pozo perforado representa una inversión millonaria que no siempre garantiza los rendimientos esperados. González et al. (2021) señalan que las variaciones en la productividad son notables, con pozos que presentan rendimientos muy dispares incluso en áreas geográficamente cercanas. Esta inconsistencia revela la complejidad geológica de las formaciones y las limitaciones de las metodologías actuales de extracción.

El impacto ambiental constituye otro punto crítico de análisis. Según un informe de la Secretaría de Energía (2022), el fracking hidráulico demanda volúmenes significativos de agua, un recurso cada vez más escaso y valioso. Marcellesi y Pringles (2020) destacan la preocupación por la gestión del agua de retorno, el tratamiento de fluidos de fractura y el potencial riesgo de contaminación de acuíferos.

Las tecnologías empleadas presentan una marcada dependencia de desarrollos extranjeros, lo que limita la capacidad de innovación nacional. Pérez y Rodríguez (2018) argumentan que la inversión en investigación y desarrollo tecnológico específico para las características geológicas argentinas resulta insuficiente, relegando al país a una posición secundaria en la implementación de soluciones de vanguardia.

La investigación propuesta busca desentrañar estas complejidades, generando conocimiento que permita:

- Optimizar las técnicas de fracking
- Comprender las particularidades geológicas de cada cuenca
- Desarrollar protocolos de extracción más eficientes y ambientalmente responsables
- Contribuir al desarrollo tecnológico nacional en el sector hidrocarburífero

Un estudio de Fernández et al. (2022) destaca la importancia de un análisis comparativo detallado entre Vaca Muerta y Golfo San Jorge para identificar patrones, diferencias y oportunidades de mejora. Cada formación geológica tiene características únicas que requieren un análisis pormenorizado, más allá de las generalizaciones tradicionales.

En palabras de Sánchez y Torres (2021), esta investigación responde a una necesidad urgente: transformar el potencial de los hidrocarburos no convencionales en una realidad económicamente viable y ambientalmente sostenible. No se trata solo de extraer recursos, sino de hacerlo de manera inteligente, responsable e innovadora.

OBJETIVO DEL PROYECTO

Analizar comparativamente las técnicas de fracking hidráulico en Vaca Muerta y Golfo San Jorge para optimizar la eficiencia operativa, reducir el impacto ambiental y proponer estrategias innovadoras de extracción de hidrocarburos no convencionales.

LUGAR DE REALIZACIÓN

Descripción del Lugar de Realización del Proyecto

El proyecto se desarrolla en dos regiones clave para la industria energética argentina: la formación Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén, y la Cuenca del Golfo San Jorge, que abarca parte de las provincias de Chubut y Santa Cruz. Ambas áreas son polos estratégicos para la explotación de hidrocarburos no convencionales, aunque presentan características geológicas, operativas y ambientales distintas que requieren un análisis específico.

Formación Vaca Muerta

Ubicada en el subsuelo de la Patagonia norte, Vaca Muerta se extiende sobre más de 30,000 km² y es una de las reservas de petróleo y gas no convencionales más importantes del mundo. Su desarrollo ha sido intensivo desde la última década, con la implementación de técnicas avanzadas de fracturación hidráulica (fracking). Empresas como YPF, Chevron y Shell tienen operaciones significativas en la región, impulsando su crecimiento y consolidando su rol estratégico en la matriz energética del país.

Sin embargo, la actividad extractiva en Vaca Muerta enfrenta desafíos ambientales críticos. Entre ellos, destaca el consumo masivo de agua dulce, que entre 2010 y 2020 superó los 23,000 millones de litros, un factor clave en la sostenibilidad del desarrollo. Además, la gestión de efluentes contaminantes, como el flowback, representa un riesgo ambiental significativo, ya que su manejo inadecuado puede impactar acuíferos y contribuir a la sismicidad inducida.

Desde el punto de vista logístico, Vaca Muerta cuenta con una infraestructura altamente desarrollada, incluyendo rutas, oleoductos y acuerdos con empresas operadoras que facilitan las actividades de exploración y producción. Esta red de transporte y servicios ha sido clave para el crecimiento sostenido de la explotación no convencional en la región.

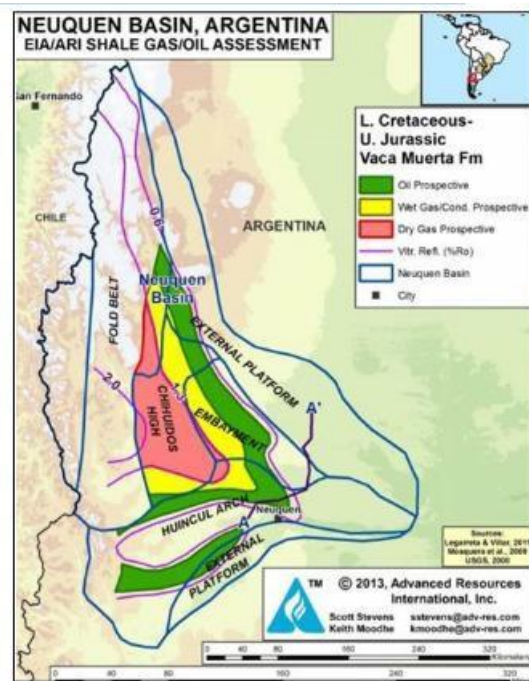
El subsuelo se clasifica en diversas formaciones geológicas según las características particulares de las rocas, que las hacen únicas y diferentes entre sí. En este contexto, Vaca Muerta es una formación geológica con propiedades específicas que la hacen especialmente relevante debido a su contenido de gas y petróleo. Se trata de una roca madre o generadora, también conocida como *shale* por su alto contenido de arcillas. Esta formación, caracterizada por su baja porosidad y casi nula permeabilidad, varía en color desde el amarillo hasta el ocre oscuro y contiene importantes reservas de hidrocarburos acumulados tras largos procesos geológicos (IAPG, s.f.).

Mientras que en los métodos convencionales de extracción de hidrocarburos se explotan aquellos que migraron desde la roca madre hacia formaciones más porosas y permeables, los métodos no convencionales, como los empleados en Vaca Muerta, se centran en obtener directamente los hidrocarburos atrapados en la formación generadora. Este tipo de roca es crucial para los geólogos, ya que forma parte de un sistema petrolero, junto con una roca reservorio y una roca sello, que aseguran la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo (IAPG, s.f.).

En áreas como la sierra homónima, esta formación aflora en la superficie, pero la extracción de hidrocarburos se realiza generalmente en zonas donde se encuentra a profundidades superiores a los 2,000 metros. La notoriedad del término *shale* en Argentina aumentó a partir de un informe del Departamento de Energía de los Estados Unidos en 2011, que evaluó el potencial de rocas generadoras en 48 cuencas de 32 países. Aunque Argentina ya conocía la importancia de esta formación desde los estudios de Charles Edwin Weaver en 1931, las limitaciones tecnológicas y económicas de la época impedían su aprovechamiento (EIA, 2011).

Hoy en día, la técnica conocida como *fracking hidráulico* permite superar la baja permeabilidad de estas rocas. Este método consiste en inyectar una mezcla de agua, arena y aditivos químicos a alta presión para crear microfisuras, abriendo vías por las cuales los hidrocarburos puedan fluir hacia la fisura principal. Una vez perforado y estimulado, un pozo puede mantenerse operativo durante años o incluso décadas, maximizando la extracción de recursos no convencionales (IAPG, s.f.).

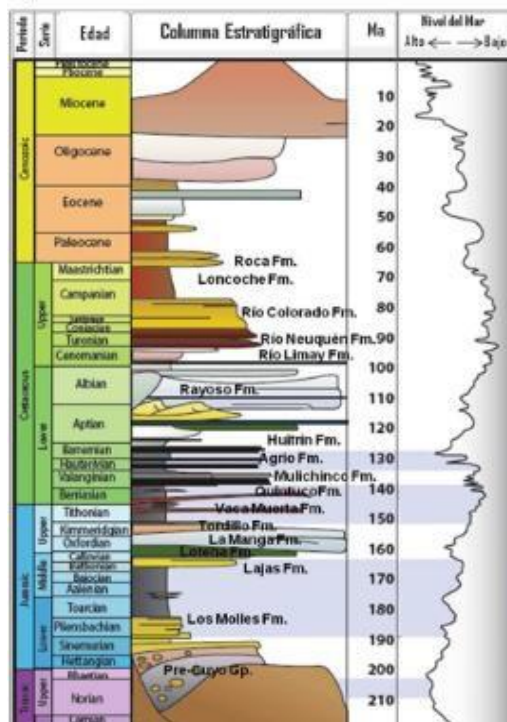
Figura 1: Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina



Fuente: Shale en Argentina/ Vaca Muerta

En la figura 1, se representa la Cuenca Neuquina utilizando líneas azules, mientras que el área aproximada correspondiente a la formación Vaca Muerta se destaca con diferentes colores, indicando los tipos de hidrocarburos presentes, como petróleo, gas seco y gas húmedo.

Figura 2: Columna estratificada de la Cuenca Neuquina



Fuente: Shale en Argentina/ Vaca Muerta

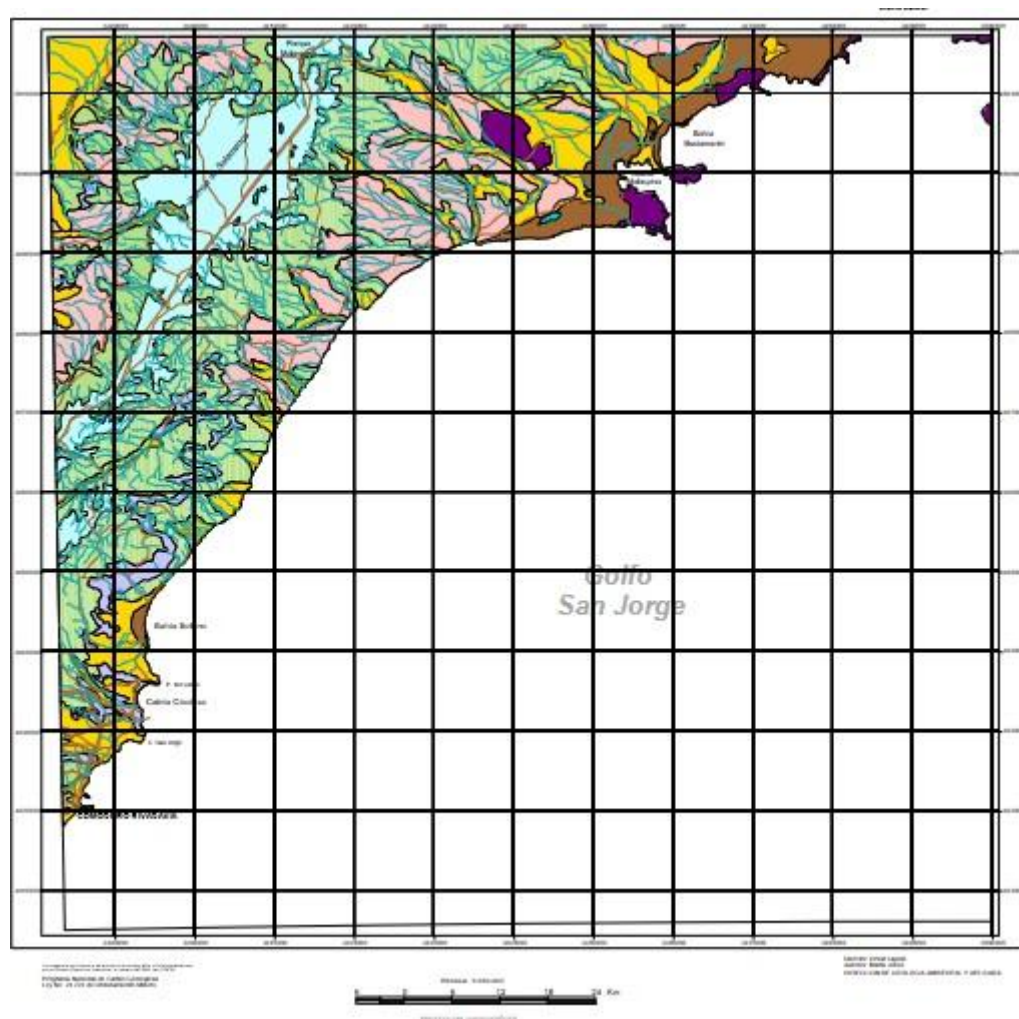
Por otro lado, la Figura 2 muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina, donde se detallan los diversos tipos de rocas y los fenómenos geológicos en un orden cronológico que refleja la evolución geológica del área de estudio. Estos diagramas son esenciales para comprender tanto la composición de los hidrocarburos como la estratigrafía asociada a los depósitos sedimentarios en esta cuenca (IAPG, Instituto Argentino del Petróleo y Gas; SEGEMAR, 1996).

Cuenca del Golfo San Jorge

Esta cuenca se encuentra en las provincias de Chubut y Santa Cruz y representa una región históricamente dedicada a la producción convencional de hidrocarburos. En los últimos años, se han implementado técnicas no convencionales para aumentar la productividad en áreas como Comodoro Rivadavia y Caleta Olivia. Empresas como Pan American Energy y Chevron lideran operaciones en este territorio, que también enfrenta desafíos ambientales relacionados con la degradación del suelo, el uso de aditivos químicos y el tratamiento de residuos líquidos. Sin embargo, la región cuenta con menos infraestructura específica para fracking hidráulico en comparación con Vaca Muerta, lo que supone mayores costos y esfuerzos logísticos.

El Golfo San Jorge, situado en la región patagónica de Argentina, es una de las cuencas sedimentarias más antiguas y prolíficas del país, conocida por su potencial hidrocarburífero. Su formación se remonta al Mesozoico, producto de procesos tectónicos complejos que incluyen rifting y subsidencia. La cuenca presenta una estructura dominada por extensas fallas extensionales y zonas compresivas que se desarrollaron simultáneamente durante su historia geológica. Este sistema tectónico está vinculado a la subducción de la placa del Pacífico y a la separación del supercontinente Gondwana, eventos que modelaron su basamento (Cornaglia, Ruiz e Introcaso, 2009).

Figura 3: Carta Litológica Golfo de San Jorge



Referencias

Litología

	depositos aluvio-coluviales actuales
	depositos litorales cuaternarios
	cobertura de pedimentos
	psefitas cementadas
	piroclastitas terciarias
	sedimentitas clasticas terciarias
	roca consolidada

Referencias Cartográficas



Fuente: SEGEMAR

El basamento de la cuenca incluye unidades metamórficas de alto grado, como los gneisses del Complejo Metamórfico Deseado y las Ectinitas El Jagüelito, cuya formación data del Paleozoico. Estas rocas subyacentes están cubiertas por una sucesión sedimentaria que incluye depósitos continentales y marinos del Cretácico, los cuales constituyen importantes reservorios de petróleo. Las formaciones productivas más destacadas incluyen los depósitos de la Formación Pozo D-129, que han sido claves para el desarrollo de la explotación hidrocarburífera en la región (Cornaglia, Ruiz e Introcaso, 2009).

En la actualidad, la Cuenca del Golfo San Jorge es un importante centro de producción de petróleo y gas en Argentina, con operaciones significativas en localidades como Comodoro Rivadavia y Caleta Olivia. Estas actividades han sido posibles gracias a avances tecnológicos y al conocimiento acumulado sobre su estructura geológica y potencial energético (Ramos, 2015; Hechem y Strelkov, 2002).

Roca madre y potencial no convencional en la Cuenca del Golfo San

Jorge

Si bien la Cuenca del Golfo San Jorge ha sido históricamente reconocida por la explotación de yacimientos convencionales, durante los últimos años diversos estudios geológicos han identificado intervalos con potencial para el desarrollo de recursos no convencionales. Entre ellos se destaca la Formación D-129, considerada una de las principales rocas generadoras de hidrocarburos de la cuenca debido a su elevado contenido de materia orgánica, adecuada madurez térmica y amplia distribución regional.

Dentro de este contexto adquiere especial importancia el área de Cerro Dragón, donde investigaciones geológicas y campañas exploratorias realizadas por operadores de la cuenca permitieron identificar horizontes de shale oil y shale gas con características favorables para su estimulación mediante fracturamiento hidráulico. Aunque el desarrollo comercial aún no alcanza el nivel observado en la Formación Vaca Muerta, los resultados obtenidos demuestran la existencia de recursos técnicamente recuperables y un importante potencial para futuras etapas de explotación.

Las principales diferencias respecto de Vaca Muerta se relacionan con el menor espesor de los intervalos productores, una mayor heterogeneidad litológica y una complejidad estructural superior, factores que obligan a realizar una caracterización geomecánica más detallada antes del diseño de cada tratamiento de fractura hidráulica. En este contexto, herramientas de diagnóstico como los ensayos MiniFrac y DFIT adquieren especial relevancia para determinar la presión de cierre de fractura, las tensiones in situ y la permeabilidad efectiva de la formación, optimizando así el diseño de las operaciones.

El análisis comparativo entre ambas cuencas demuestra que, mientras Vaca Muerta constituye actualmente el principal desarrollo no convencional del país, la Cuenca del Golfo San Jorge representa una alternativa con perspectivas de crecimiento, cuyo aprovechamiento dependerá de la incorporación de tecnologías de caracterización, monitoreo y optimización específicas para sus condiciones geológicas.

DESARROLLO

1. Contexto Geológico y Energético

1.1. Relevancia de las Formaciones Geológicas en la Industria de Hidrocarburos

Las formaciones geológicas son fundamentales para la industria de hidrocarburos, ya que determinan la ubicación y el tipo de recursos energéticos disponibles. Estas formaciones, definidas por sus características litológicas, estratigráficas y tectónicas, actúan como depósitos naturales donde se acumulan hidrocarburos tras procesos geológicos que pueden abarcar millones de años.

En la exploración y explotación de hidrocarburos, los geólogos clasifican el subsuelo en "rocas generadoras", "rocas reservorio" y "rocas sello", que forman el sistema petrolero. Las rocas generadoras, como las formaciones ricas en materia orgánica (e.g., Vaca Muerta), son clave porque en ellas ocurre la transformación de la materia orgánica en petróleo y gas mediante procesos de presión y temperatura. Las rocas reservorio, generalmente areniscas o calizas porosas, almacenan los hidrocarburos generados, mientras que las rocas sello evitan su migración y los mantienen atrapados (Tissot & Welte, 1984; IAPG, n.d.).

En particular, la identificación de formaciones no convencionales, como los depósitos de "shale", ha transformado la industria, ya que estas formaciones contienen grandes cantidades de hidrocarburos atrapados en rocas de baja permeabilidad. Este tipo de explotación, habilitado por tecnologías como el fracking hidráulico, ha sido revolucionario en yacimientos como Vaca Muerta, que se posiciona como una de las reservas de gas y petróleo más grandes del mundo (EIA, 2011; Ramos, 2015).

El estudio de estas formaciones no solo tiene implicaciones económicas, sino también ambientales, ya que su explotación requiere un manejo responsable para minimizar el impacto en ecosistemas y comunidades locales.

La comprensión de su importancia es crítica para avanzar hacia una producción energética más sostenible y eficiente.

1.2. Impacto de los Recursos No Convencionales en el Desarrollo Energético

Los recursos no convencionales, como los hidrocarburos extraídos de formaciones de *shale*, han transformado la dinámica de la industria energética global, posicionando a países como Estados Unidos y Argentina en el centro del desarrollo energético. Estas fuentes han permitido diversificar los mercados energéticos, aumentar la autosuficiencia y reducir la dependencia de importaciones de combustibles fósiles tradicionales.

El impacto más significativo se refleja en el aumento de la producción energética. Por ejemplo, el desarrollo de tecnologías como el fracking hidráulico y la perforación horizontal permitió a Estados Unidos convertirse en el mayor productor de petróleo y gas del mundo, un fenómeno conocido como el "boom del shale" (EIA, 2019). De manera similar, en Argentina, la formación Vaca Muerta representa el motor principal del crecimiento en la producción de gas y petróleo no convencional, con un gran potencial para cubrir la demanda doméstica y exportar excedentes energéticos (IEA, 2021).

Desde un punto de vista económico, los recursos no convencionales generan empleo, inversiones en infraestructura y desarrollo tecnológico. En Argentina, se estima que Vaca Muerta puede atraer inversiones por miles de millones de dólares, impulsando regiones como Neuquén y generando un impacto en la balanza comercial del país (YPF, 2020).

Sin embargo, su explotación también plantea desafíos ambientales y sociales. Las técnicas utilizadas requieren grandes cantidades de agua y generan riesgos de contaminación del suelo y acuíferos, además de emisiones de gases de efecto invernadero. Esto ha motivado debates sobre la necesidad de regulaciones más estrictas y de tecnologías más limpias que reduzcan los impactos negativos asociados (Ritchie & Roser, 2020).

En el contexto del cambio climático, la transición hacia una matriz energética más sustentable exige un equilibrio entre el aprovechamiento de los recursos no convencionales y el desarrollo de energías renovables. Por lo tanto, si bien los hidrocarburos no convencionales son una oportunidad significativa para el desarrollo energético, deben gestionarse con una visión de sostenibilidad y políticas adecuadas a largo plazo.

2. Características de las Principales Cuencas Hidrocarburífera

2.1. Formación y Evolución de la Cuenca Neuquina

La Cuenca Neuquina, localizada en la región patagónica de Argentina, es de gran importancia geológica y económica, especialmente por su papel en la producción de hidrocarburos no convencionales. Esta cuenca es una de las más grandes de Sudamérica y ha experimentado una evolución geológica compleja desde su formación durante el Mesozoico. Inicialmente, durante el Triásico tardío, la cuenca se configuró como una zona extensional que favoreció la acumulación de sedimentos, dando lugar a un ambiente propicio para la formación de hidrocarburos. Durante el Jurásico y el Cretácico, la cuenca sufrió importantes modificaciones tectónicas, como la activación de fallas y pliegues, lo que permitió la acumulación de grandes cantidades de materia orgánica en sus formaciones sedimentarias.

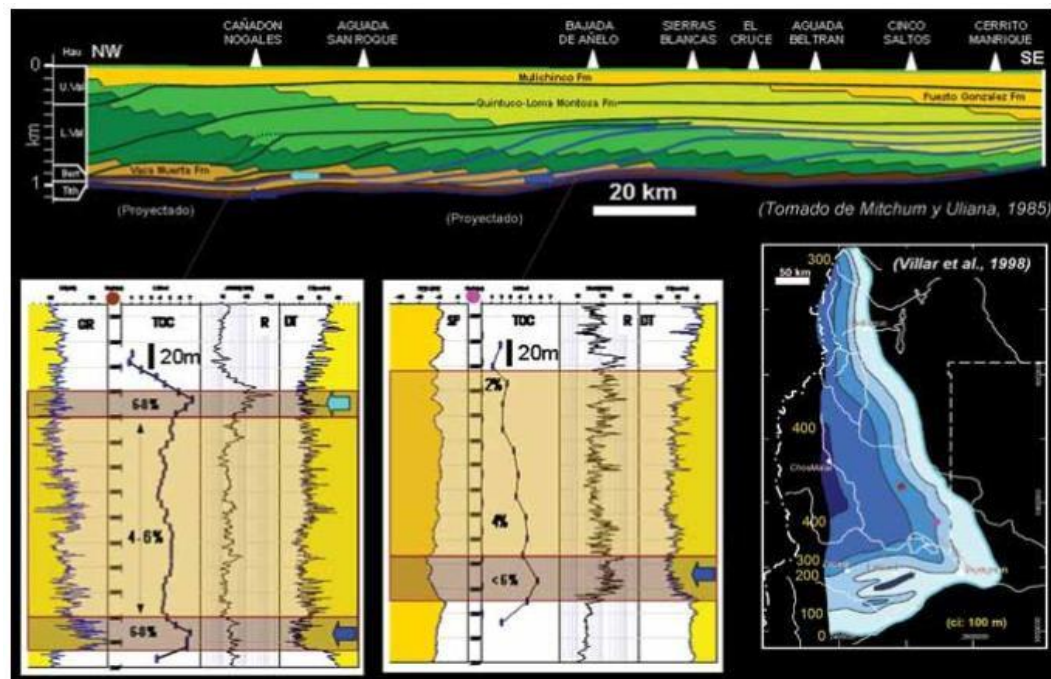
El proceso de deposición que dio origen a la formación Vaca Muerta, una de las unidades geológicas más importantes de la cuenca, estuvo marcado por condiciones ambientales marinas profundas, donde la falta de oxígeno facilitó la preservación de materia orgánica que, bajo presión y calor, se transformó en hidrocarburos. La geografía de la cuenca, que incluye grandes depresiones y zonas elevadas, ha jugado un papel importante en la distribución de los recursos, ya que ha permitido la migración de los hidrocarburos hacia zonas de acumulación.

2.1.1 Estratigrafía de la Formación Vaca Muerta

La estratigrafía de la Formación Vaca Muerta está dominada por lutitas oscuras y arcillosas, formadas bajo condiciones de mar somero a profundo. Estas lutitas son de importancia crucial, ya que actúan como roca generadora de hidrocarburos. La formación tiene un espesor variable que puede superar los 1,000 metros en algunos sectores de la cuenca, y su extensión abarca principalmente las provincias de Neuquén, Mendoza y Río Negro. Los estudios geológicos han identificado diferentes subunidades dentro de Vaca Muerta, como las facies carbonáticas y siliciclásticas, que reflejan variaciones en el ambiente de deposición y en la madurez térmica del material orgánico contenido en las rocas. A medida que se avanza hacia el sur y oeste de la cuenca, la roca madre presenta mayor madurez térmica, lo que ha generado un aumento en la cantidad de gas seco en lugar de petróleo.

Esta variabilidad en la estratigrafía está directamente relacionada con la evolución geotectónica de la región. A lo largo de millones de años, la actividad tectónica ha afectado el espesor y las características litológicas de la formación, lo que a su vez ha influido en su capacidad para generar y almacenar hidrocarburos. En áreas como la Dorsal de Huincul, la topografía submarina ha favorecido la acumulación de grandes volúmenes de materia orgánica en depósitos más gruesos, lo que ha generado las condiciones ideales para la formación de hidrocarburos. Los estudios sísmicos y las perforaciones en pozos han proporcionado información detallada sobre la distribución estratigráfica de esta formación, lo que es esencial para el desarrollo de nuevas tecnologías de estimulación como el fracking (fracturamiento hidráulico).

Figura 4: Corte estratigráfico de Vaca Muerta



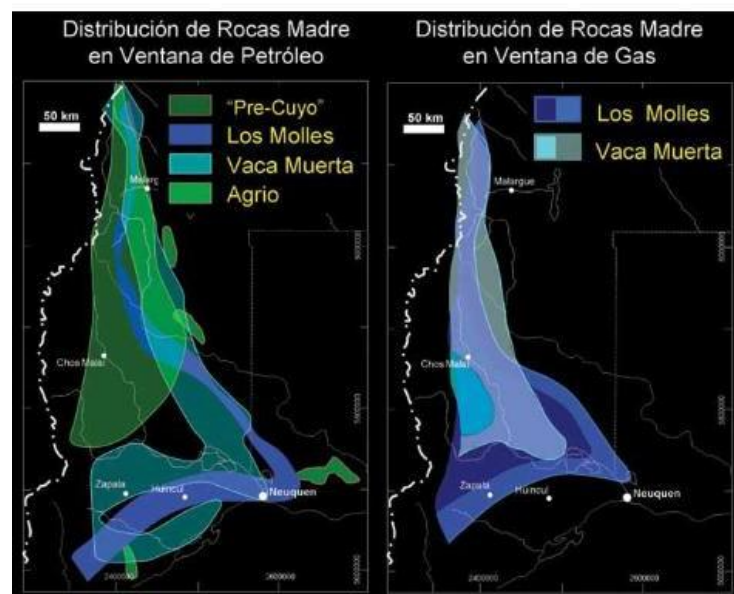
Nota: Corte estratigráfico que muestra la arquitectura interna de las secuencias depositacionales desarrolladas entre el Tithoniano y el Valanginiano, indicando el desarrollo de la formación Vaca Muerta en posiciones de interior de cuenca. Dos pozos muestran la respuesta eléctrica de la formación Vaca Muerta y las variaciones verticales del contenido de materia orgánica. Abajo derecha, mapa del espesor de la roca generadora. Fuente: Legarreta y Villar (2017)

2.1.2 Tipos de Hidrocarburos y su Distribución

La Formación Vaca Muerta alberga una gran variedad de hidrocarburos, que incluyen principalmente gas seco, petróleo liviano y gas húmedo. La distribución de estos hidrocarburos está fuertemente influenciada por la madurez térmica de la formación. En áreas más profundas de la cuenca, donde las temperaturas geológicas han sido más altas, el gas seco es el hidrocarburo predominante. Por otro lado, en zonas menos profundas, las condiciones de madurez más bajas han favorecido la formación de petróleo liviano y gas húmedo, ricos en componentes más volátiles como el etano, propano y butano.

El potencial hidrocarburífero de la cuenca no solo está limitado por la cantidad de hidrocarburos generados, sino también por su capacidad de migrar hacia formaciones con características de reservorio. Las formaciones más porosas, como las areniscas y calizas intercaladas en la cuenca, han actuado como reservorios naturales que almacenan los hidrocarburos generados en las rocas madre como Vaca Muerta. Sin embargo, la mayor parte del hidrocarburo permanece atrapado en la formación misma, lo que ha impulsado la adopción de tecnologías no convencionales, como el fracking hidráulico, para extraer los recursos directamente de estas rocas generadoras. La abundancia de estos recursos, junto con la infraestructura y las inversiones en tecnología, hace que la Cuenca Neuquina sea un centro de explotación clave para el sector energético de Argentina.

Figura 5: Distribución de las zonas en fase de madurez térmica para petróleo y gas



2.2 Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge

2.2.1. Origen y Tectónica Regional

La Cuenca del Golfo San Jorge representa un sistema geológico sedimentario de extraordinaria complejidad, ubicado en el sector centro-oriental de la Patagonia argentina, específicamente en las provincias de Chubut y Santa Cruz. Su génesis y evolución geológica constituyen un capítulo fundamental en la comprensión de la historia tectónica sudamericana.

El origen de esta cuenca se remonta a los procesos de fragmentación del supercontinente Gondwana durante el Mesozoico, particularmente en el Jurásico tardío y Cretácico temprano. Según los estudios de Homovic et al. (2003), la región experimentó una intensa actividad tectónica caracterizada por extensión cortical (estiramiento y adelgazamiento de la corteza terrestre), que generó un sistema de cuencas de rift con orientación noroeste-sureste.

La evolución tectónica de la Cuenca del Golfo San Jorge puede caracterizarse por etapas diferenciadas. Ramos (1999) identifica una primera fase de extensión durante el Jurásico, seguida por una etapa de subsidencia térmica en el Cretácico y procesos de inversión tectónica durante el Paleógeno y Neógeno. Esta compleja historia geológica ha configurado un sistema estructural único, con múltiples bloques fallados que definen su arquitectura.

La configuración tectónica estuvo influenciada por los movimientos de las placas Sudamericana y Antártica, generando una serie de bloques fallados que definieron la arquitectura estructural de la región. Los estudios de Mescua et al. (2013) han revelado la complejidad de los mecanismos de extensión cortical, destacando la importancia de las zonas de falla y su rol en la formación de la cuenca.

2.2.2. Reservorios y Trampas Petroleras

Desde una perspectiva estratigráfica, la cuenca presenta una notable diversidad de formaciones sedimentarias. Spalletti et al. (2011) destacan la importancia de unidades como la Formación Bajo Barreal, con depósitos de ambientes continentales, y las secuencias deltaicas de la Formación Piedrabuena. Estos sistemas sedimentarios representan el registro de antiguos paisajes que incluían ríos, deltas y ambientes lacustres.

La configuración geológica ha convertido a la Cuenca del Golfo San Jorge en uno de los sistemas petroleros más significativos de Argentina. Uliana y Biddle (1988) han documentado la existencia de diversos tipos de trampas petroleras, que incluyen:

- Trampas estructurales por fallamiento

- Acumulaciones estratigráficas
- Sistemas mixtos que combinan elementos estructurales y deposicionales.

Los principales reservorios se concentran en formaciones del Jurásico y Cretácico, con características petrofísicas variables. Las areniscas continentales de la Formación Bajo Barreal, las secuencias deltaicas de la Formación Piedrabuena y los depósitos fluviales y lacustres del Grupo Chubut constituyen los principales almacenamientos de hidrocarburos.

Los tipos de reservorios principales identificados por Spalletti et al. (2011) incluyen:

- Areniscas continentales de ambiente fluvial
- Secuencias deltaicas con variabilidad lateral de facies
- Depósitos lacustres con potencial de almacenamiento

La complejidad estructural de la cuenca ha permitido el desarrollo de numerosos yacimientos que representan aproximadamente el 30% de las reservas hidrocarburíferas argentinas, con yacimientos operados principalmente por YPF, Pan American Energy y Tecpetrol.

La importancia geológica de esta cuenca trasciende lo económico. Representa un laboratorio natural para comprender los procesos de evolución cortical, sedimentación y tectónica de rifting que configuraron la actual geografía patagónica. Los estudios de Chebli et al. (1989) han sido fundamentales para desentrañar la historia deposicional y estructural de esta región.

Si bien los reservorios convencionales de la Cuenca del Golfo San Jorge han sustentado históricamente gran parte de la producción de hidrocarburos del país, las investigaciones desarrolladas durante los últimos años han puesto de manifiesto el potencial de recursos no convencionales asociados a la Formación D-129. Por tal motivo, resulta necesario analizar las características geológicas de esta unidad, considerada la principal roca madre de la cuenca y objetivo de los estudios orientados al desarrollo de shale oil.

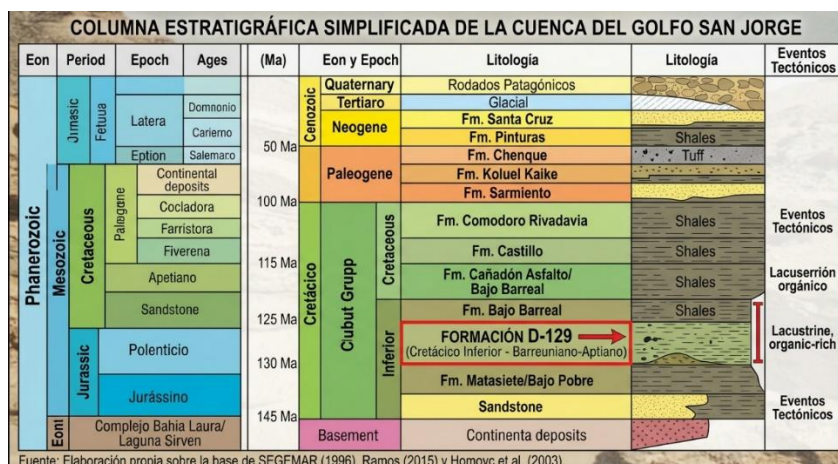
2.2.3. Formación D-129 como roca madre y potencial no convencional

La principal roca madre de la Cuenca del Golfo San Jorge es la Formación D-129, considerada la unidad generadora más importante del sistema petrolero de la cuenca. Durante las últimas décadas, esta formación ha despertado un creciente interés debido a su potencial para el desarrollo de recursos no convencionales, particularmente shale oil, convirtiéndose en el principal objetivo de diversas campañas exploratorias.

La Formación D-129, de edad Aptiano–Albiano (Cretácico Inferior), está compuesta predominantemente por lutitas negras, margas, limolitas y niveles carbonáticos depositados en ambientes lacustres de baja energía. Estas condiciones sedimentarias favorecieron la preservación de importantes cantidades de materia orgánica, otorgándole un elevado potencial generador de petróleo y gas. Diversos estudios geológicos han determinado que esta unidad presenta contenidos de carbono orgánico total (TOC) generalmente comprendidos entre 2 % y 8 %, con sectores que superan dichos valores, lo que la ubica dentro de las principales rocas madre de Argentina.

Las principales características geológicas de la Formación D-129 se resumen en la Figura 2.6, donde se observa su ubicación estratigráfica dentro de la sucesión sedimentaria de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Figura.6: Columna estratigráfica simplificada de la Cuenca del Golfo de San Jorge indicando la ubicación de la Formación D-129



Fuente: Elaboración propia sobre la base de SEGEMAR (1996), Ramos (2015) y Homoc et al. (2003).

Fuente: Elaboración propia sobre la base de SEGEMAR (1996), Ramos (2015) y Homovc et al. (2003).

Como se observa en la Figura 6, la Formación D-129 ocupa una posición estratigráfica que explica su papel como principal roca generadora de hidrocarburos dentro del sistema petrolero de la cuenca.

Desde el punto de vista geoquímico, la materia orgánica corresponde mayoritariamente a querógeno Tipo I y Tipo II, característico de ambientes lacustres ricos en materia orgánica, condición favorable para la generación de petróleo. La madurez térmica alcanzada en distintos sectores de la cuenca ha permitido la generación y expulsión de hidrocarburos convencionales, mientras que en áreas donde la roca mantiene suficiente espesor y continuidad también representa un objetivo potencial para el desarrollo de recursos no convencionales.

Uno de los sectores de mayor interés corresponde al área **Cerro Dragón**, donde las campañas exploratorias realizadas por Pan American Energy permitieron identificar intervalos con potencial para shale oil. En esta zona se efectuaron perforaciones exploratorias y ensayos de estimulación hidráulica destinados a evaluar la respuesta productiva de la Formación D-129. Aunque los resultados obtenidos aún no han alcanzado el grado de desarrollo comercial observado en la Formación Vaca Muerta, los estudios realizados demostraron la existencia de recursos técnicamente recuperables y justifican la continuidad de las investigaciones.

A diferencia de la Formación Vaca Muerta, cuya mineralogía relativamente homogénea favorece el desarrollo de fracturas complejas y extensas, la Formación D-129 presenta una mayor heterogeneidad litológica y estructural. La alternancia de lutitas, limolitas y niveles carbonáticos, junto con la presencia de numerosas fallas heredadas de la evolución tectónica de la cuenca, condiciona la propagación de las fracturas hidráulicas y obliga a realizar una caracterización geomecánica detallada antes del diseño de cada tratamiento.

En este contexto adquieren especial importancia los ensayos **MiniFrac** y **Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT)**, ya que permiten determinar

parámetros fundamentales para el diseño del fracturamiento hidráulico, como la presión mínima de esfuerzo horizontal, la presión de cierre de fractura, la permeabilidad efectiva, el comportamiento del fluido y la eficiencia del tratamiento. La información obtenida mediante estas pruebas reduce la incertidumbre en el diseño de las operaciones y permite adaptar cada estimulación a las características particulares del reservorio.

Si bien el desarrollo no convencional del Golfo San Jorge aún se encuentra en una etapa exploratoria, la presencia de una roca madre de reconocida capacidad generadora, junto con la infraestructura petrolera existente y la experiencia operativa acumulada en la cuenca, constituyen factores que respaldan su potencial para futuras campañas de explotación. En consecuencia, la Formación D-129 representa el principal objetivo geológico para el desarrollo de recursos no convencionales en la Cuenca del Golfo San Jorge y constituye el equivalente funcional de la Formación Vaca Muerta dentro del presente análisis comparativo.

En consecuencia, el conocimiento detallado de las características geológicas y geomecánicas de la Formación D-129 constituyen un insumo fundamental para el diseño de tratamientos de fracturamiento hidráulico y para la aplicación de herramientas de diagnóstico como los ensayos MiniFrac y DFIT, analizados en el capítulo siguiente.

La Tabla 2.2 resume las principales diferencias geológicas entre la Formación Vaca Muerta y la Formación D-129, destacando aquellos parámetros que condicionan el comportamiento de la fractura hidráulica y el desarrollo de recursos no convencionales.

Tabla 1. Comparación entre las principales rocas madres analizadas en el presente estudio.

Característica	Formación Vaca Muerta	Formación D-129
Cuenca	Neuquina	Golfo San Jorge
Edad	Jurásico Superior– Cretácico Inferior	Aptiano– Albiano (Cretácico Inferior)
Ambiente de depósito	Marino	Lacustre
Litología predominante	Lutitas calcáreas y margas	Lutitas negras, margas y limolitas
Carbono Orgánico Total (TOC)	3–8 % (sectores >10 %)	2–8 %
Tipo de querógeno	II	I–II
Hidrocarburo predominante	Shale oil y shale gas	Principalmente shale oil
Estado de desarrollo	Comercial	Exploratorio

Nota. TOC = Carbono Orgánico Total. Los valores corresponden a rangos representativos reportados en la bibliografía especializada y pueden variar según el sector de cada cuenca.

Fuente: Elaboración propia a partir de Legarreta y Villar (2017), Ramos (1999;2015), IAPG (2025), Homoc et al. (2003) y Spalletti et al. (2011).

La comparación entre la Formación Vaca Muerta y Formación D-129 pone de manifiesto que ambas constituyen rocas madres de elevada importancia dentro de sus respectivas cuencas sedimentarias. Sin embargo, presentan diferencias en su ambiente de depósito, composición litológica, grado de desarrollo y complejidad estructural, factores que condicionan el comportamiento de la fractura hidráulica y justifican la necesidad de adaptar el diseño de los tratamientos de estimulación y las metodologías de caracterización geomecánica a las particularidades de cada formación.

3 Métodos de Explotación de Hidrocarburos No Convencionales

3.1 Principios del Fracking Hidráulico (Fracking)

El fracking hidráulico, comúnmente conocido como fracking, representa una técnica de extracción de hidrocarburos que ha revolucionado la industria energética mundial en las últimas décadas. Esta metodología permite la extracción de petróleo y gas natural de formaciones geológicas de baja permeabilidad, principalmente lutitas y formaciones de tight gas, que previamente se consideraban económicamente inexplotables.

3.1.1. Fundamentos Técnicos

El principio fundamental del fracking hidráulico consiste en la creación de fracturas controladas en rocas de baja permeabilidad mediante la inyección de un fluido a alta presión. Según Economides y Martin (2007), el proceso implica varios componentes técnicos críticos:

1. Inyección de fluido de fracking
 2. Aplicación de presión hidráulica
 3. Generación de microfracturas en la formación rocosa
 4. Uso de apuntalantes para mantener las fracturas abiertas
- La composición típica del fluido de fracking incluye:
- Agua (90-95%)

- Agentes químicos (0.5-2%)
- Material apuntalante como arena (4-9.5%)

3.1.2. Consideraciones Geológicas

La aplicación efectiva del fracking requiere una comprensión detallada de las características geomecánicas de la formación objetivo. Factores como la orientación de las fracturas, la presión de poro, y las propiedades elásticas de la roca son fundamentales para el éxito de la operación.

Zobback et al. (2013) destacan la importancia de:

- Caracterización geológica precisa
- Modelamiento de esfuerzos in situ
- Evaluación de la fragilidad de la formación
- Diseño de trayectorias de pozo optimizadas

3.1.3. Aspectos Tecnológicos

La evolución tecnológica ha permitido importantes avances en la técnica de fracking:

- Perforación horizontal de pozos
- Sistemas de monitoreo sísmico en tiempo real
- Desarrollo de fluidos de fracking más eficientes
- Técnicas de estimulación multietapa
- Logística avanzada para el manejo y transporte de fluidos y arena
- Optimización en la dosificación y colocación de agentes de sostén (arena)

3.1.4. Implicaciones Ambientales

La técnica de fracking ha generado un intenso debate científico y social debido a sus potenciales impactos ambientales. Las principales preocupaciones incluyen:

- Consumo de recursos hídricos
- Consumo extensivo de arena de fractura (arena de sílice)
- Posible contaminación de acuíferos
- Emisiones de gases de efecto invernadero
- Riesgo de sismicidad inducida

3.1.5. Distribución Global

La aplicación del fracking hidráulico ha experimentado una transformación geopolítica global sin precedentes, redefiniendo los mercados energéticos mundiales y alterando significativamente el balance geopolítico del petróleo y gas.

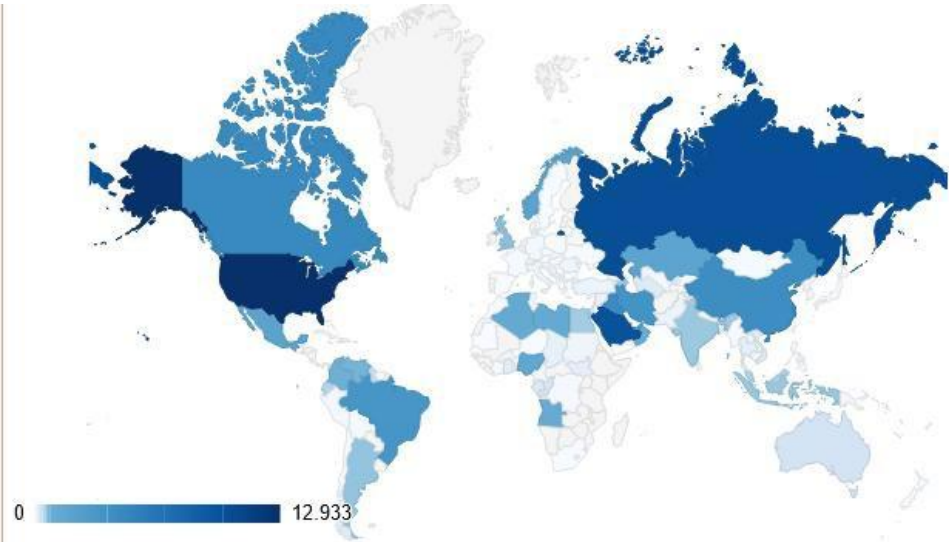
Tabla 2: Comparativa Global del Fracking y sus Formaciones más Productivas

Región /País	Formación	Reservas / Potencial	Producción Diaria	Características Clave
Estados Unidos	Permian (Texas/Nuevo México)	88.75 mil millones de barriles de petróleo	4.5 millones de barriles	Mayor área de producción de esquisto, principal productor de petróleo no convencional en EE.UU.
	Eagle Ford (Texas)	Producción combinada de petróleo y gas natural	No especificada	Impacto económico significativo en Texas, 400 millas de extensión
	Bakken (Dakota del Norte)	No especificada (petróleo no convencional)	1.5 millones de barriles	Primer lugar en producción de petróleo no convencional en EE.UU.
Sudamérica	Vaca Muerta (Argentina)	16.2 mil millones de barriles de petróleo técnicamente recuperables, segunda reserva mundial de	1.3 millones de barriles	Potencial significativo para hidrocarburos, inversión extranjera directa de Chevron, Total, Shell

	gas de esquisto			
	Middle Magdalena Valley (Colombia)	No disponible	No especificada	Potencial emergente, principalmente gas de esquisto
	Cuenca de Paraná (Brasil)	No disponible	No especificada	Proyecto en desarrollo, con potencial para gas y petróleo
	Los Molles (Chile)	No disponible	No especificada	Potencial emergente, investigación en curso

Fuente Elaboración Propia

Figura 7: Producción anual de petróleo crudo (miles de barriles por día) 2023



Fuente: Datosmacro.com

País	Petróleo (miles de millones de barriles)	Gas Natural (billones de pies cúbicos)	Inversión Anual (miles de millones USD)
Estados Unidos	88.75	864	45.2
Argentina	16.23	812	12.5
China	32.42	422	22.7
Canadá	21.65	318	18.3
Rusia	15.82	515	16.9

3.2 Técnicas de Optimización en la Extracción

La extracción de hidrocarburos no convencionales representa un desafío tecnológico complejo que requiere estrategias de optimización continuas. Las técnicas modernas buscan maximizar la eficiencia de recuperación del hidrocarburo, reducir costos operativos y minimizar el impacto ambiental mediante innovaciones tecnológicas y metodológicas avanzadas.

3.2.1. Estrategias de Optimización Tecnológica

Las principales técnicas de optimización se centran en varios aspectos fundamentales:

Diseño Avanzado de Pozos Los ingenieros petroleros han desarrollado metodologías sofisticadas para la perforación y completación de pozos no convencionales. Según González et al. (2019), las técnicas actuales incluyen:

Tabla 3: Estrategias de Optimización Tecnológica en la Extracción de Hidrocarburos No Convencionales

Estrategia	Descripción	Técnicas Aplicadas
Diseño Avanzado de Pozos	El diseño de pozos se ha sofisticado para	-Perforación horizontal extendida
	aumentar la eficiencia y reducir los costos operativos.	-Completación multilateral
		- Navegación geológica en tiempo real
		-Sensores de alta precisión para mapeo de formaciones
Estimulación Inteligente de Fracturas	Optimización de las técnicas de fracking hidráulico para mejorar el rendimiento y minimizar el impacto ambiental.	-Modelamiento computacional de fracturas
		-Fluidos de fracking avanzados
		- Monitoreo sísmico de alta resolución
		-Fracking adaptativo

Fuente: Elaboración Propia según Gonzáles et al (2019)

3.2.2. Estimulación Inteligente de Fracturas

La optimización del fracking hidráulico ha evolucionado significativamente.

Martínez y Rodríguez (2020) destacan las siguientes innovaciones:

Tabla 4: Innovaciones en la Optimización de la Extracción de Hidrocarburos

Área de Optimización	Innovación Tecnológica	Beneficios
Diseño de Pozos	- Perforación horizontal extendida	- Maximiza la producción
	- Completación multilateral	- Mejora la eficiencia en formaciones difíciles de alcanzar
Navegación Geológica	- Sensores de alta precisión y sistemas de	- Precisión en la localización de
Fracking Hidráulico	navegación en tiempo real	depósitos de hidrocarburos
		- Optimización de los costos operativos
	-Modelado computacional de fracturas	- Mejora el control y la eficiencia en la estimulación
Monitoreo y Control	- Fluidos avanzados	- Minimiza el uso de químicos y agua
	- Sistemas de monitoreo sísmico de alta resolución	- Monitoreo en tiempo real de la propagación de fracturas
	- Técnicas de fracking adaptativo	- Ajuste dinámico de las operaciones para maximizar la eficiencia

Fuente: Elaboración propia según Martínez y Rodríguez (2020)

3.3 Análisis Comparativo entre Explotación Convencional y No Convencional

Para comprender las diferencias entre los métodos de extracción, he desarrollado un cuadro comparativo basado en las investigaciones de Pérez et al. (2021) y Sánchez (2018):

Tabla 5: Análisis comparativo entre Explotación Convencional y No Convencional

Criterio	Explotación Convencional	Explotación No Convencional
Tipo de Formación	Rocas porosas y permeables	Formaciones de baja permeabilidad (lutitas, tight gas)
Profundidad Típica	1,000-3,000 metros	2,500-5,000 metros
Técnica de Extracción	Perforación vertical tradicional	Perforación horizontal y fracking hidráulico
Inversión Inicial	Moderada	Muy alta
Tasa de Recuperación	30-50%	10-20%
Impacto Ambiental	Moderado	Significativo
Vida Útil del Pozo	20-30 años	5-15 años
Tecnología Requerida	Convencional	Alta complejidad tecnológica
Consumo de Agua	Bajo	Muy alto
Emisiones de CO2	Menor	Mayor

Fuente: Elaboración Propia según Pérez et al. (2021) y Sánchez (2018)

Esta tabla resalta las diferencias clave entre ambos tipos de explotación. La explotación convencional es generalmente menos compleja y tiene menores impactos ambientales, pero también es menos eficiente en términos de tasa de recuperación. En contraste, la explotación no convencional, aunque requiere inversiones y tecnología más avanzadas, permite extraer hidrocarburos de formaciones con baja permeabilidad, lo que aumenta la complejidad y los costos operativos, además de tener un mayor impacto ambiental debido a las técnicas de fracking y el consumo de agua.

El análisis comparativo entre la explotación convencional y no convencional en Vaca Muerta y el Golfo San Jorge revela diferencias significativas en términos de técnicas, impactos socioeconómicos y ambientales. A continuación, se presenta un resumen de los principales hallazgos sobre ambos tipos de explotación.

3.3.1. Técnicas de Explotación

Convencional: Utiliza métodos tradicionales de perforación vertical y recuperación primaria en yacimientos con buena permeabilidad natural, donde los hidrocarburos pueden fluir con relativa facilidad hacia el pozo. Este tipo de extracción ha sido la norma en la industria del petróleo y gas durante décadas, aprovechando la presión natural del reservorio o métodos de recuperación secundaria como la inyección de agua.

· **No Convencional:** Implica el uso de técnicas especializadas como el fracking en combinación con perforación horizontal, lo que permite extraer hidrocarburos de formaciones rocosas más profundas, densas y menos permeables. Los pozos horizontales aumentan significativamente la superficie de contacto con la formación productora, mientras que el fracking crea canales artificiales de flujo. Este método ha llevado a un aumento significativo en la producción, especialmente en Vaca Muerta, donde representa el 42% de la extracción total de gas natural en Argentina.

3.3.2. Impactos Socioeconómicos

Megaproyecto Vaca Muerta: La expansión de la actividad no convencional en la Formación Vaca Muerta ha transformado localidades como Añelo, donde se ha observado un crecimiento poblacional y un aumento en las actividades económicas. Sin embargo, también han surgido preocupaciones sobre la inseguridad y los riesgos ambientales asociados con la explotación no convencional.

Cuenca del Golfo San Jorge: Esta región, caracterizada

predominantemente por yacimientos convencionales, ha experimentado un desarrollo más estable y menos disruptivo. Las comunidades locales han vivido cambios económicos significativos a lo largo de décadas, pero sin el mismo nivel de transformación abrupta que se observa en las áreas donde se desarrolla la explotación no convencional de Vaca Muerta.

3.3.3. Consideraciones Ambientales

- **Explotación No Convencional:** Presenta mayores riesgos ambientales debido a la técnica del fracking, que puede contaminar fuentes de agua y causar sismos menores. Los estudios indican que los impactos ambientales son más severos en comparación con la explotación convencional.

- **Explotación Convencional:** Aunque también tiene sus impactos, estos suelen ser más predecibles y manejables. Las técnicas utilizadas son menos invasivas y generalmente generan menor preocupación pública.

La explotación no convencional en Vaca Muerta representa una oportunidad significativa para Argentina en términos de recursos energéticos, pero también plantea desafíos importantes relacionados con el medio ambiente y la cohesión social. En contraste, el Golfo San Jorge, con su enfoque convencional, ofrece un modelo más estable pero menos dinámico para el desarrollo energético.

A continuación, se presenta una tabla que resume las principales diferencias entre la explotación convencional y no convencional en Vaca Muerta y el Golfo San Jorge. Esta tabla puede ser útil para visualizar de manera clara y concisa los aspectos clave de cada tipo de explotación.

Tabla 6: cuadro comparativo de la explotación convencional y no convencional en Vaca Muerta y Golfo San Jorge

Aspecto	Explotación Convencional	Explotación No Convencional
Método de Perforación	Técnicas tradicionales, menos invasivas	Fracking, técnicas avanzadas
Producción	Estable y predecible	Alta producción, pero con variabilidad
Impacto Ambiental	Menor riesgo de contaminación	Mayor riesgo de contaminación y sismos menores
Desarrollo Socioeconómico	Crecimiento gradual en comunidades locales	Transformación rápida, pero con tensiones sociales
Ejemplo de Región	Golfo San Jorge	Vaca Muerta
Inversión Requerida	Menor inversión inicial	Alta inversión en tecnología y equipos
Regulación	Normativas más establecidas	Necesidad de nuevas regulaciones
Formulación de Contratos de Servicios Especiales.	Modelos contractuales estándar.	Mayor complejidad en contratos por riesgos y tecnología.

4. Análisis de Datos de Formación: Mini Frac y DFIT

4.1 Importancia de los ensayos de diagnóstico de fractura

El diseño de un tratamiento de fracturamiento hidráulico requiere un conocimiento preciso de las propiedades geomecánicas del reservorio. Antes de ejecutar una fractura a escala completa resulta indispensable conocer parámetros como la presión de cierre de la fractura, la presión de poro, la permeabilidad de la formación, la eficiencia del fluido y el estado de esfuerzos in situ. Estos parámetros permiten optimizar el diseño de la operación, minimizar costos y maximizar la productividad del pozo.

Para obtener esta información se emplean ensayos de diagnóstico previos al tratamiento principal, siendo los más utilizados el MiniFrac y el Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT). Ambos constituyen herramientas fundamentales para reducir la incertidumbre durante el diseño del fracturamiento hidráulico y son actualmente una práctica estándar en los desarrollos no convencionales.

La utilización de estos ensayos resulta particularmente importante en reservorios de muy baja permeabilidad, como la Formación Vaca Muerta y los niveles no convencionales identificados en la Cuenca del Golfo San Jorge, donde pequeñas variaciones en las propiedades de la roca pueden modificar significativamente la respuesta del tratamiento hidráulico.

4.2 Ensayo MiniFrac

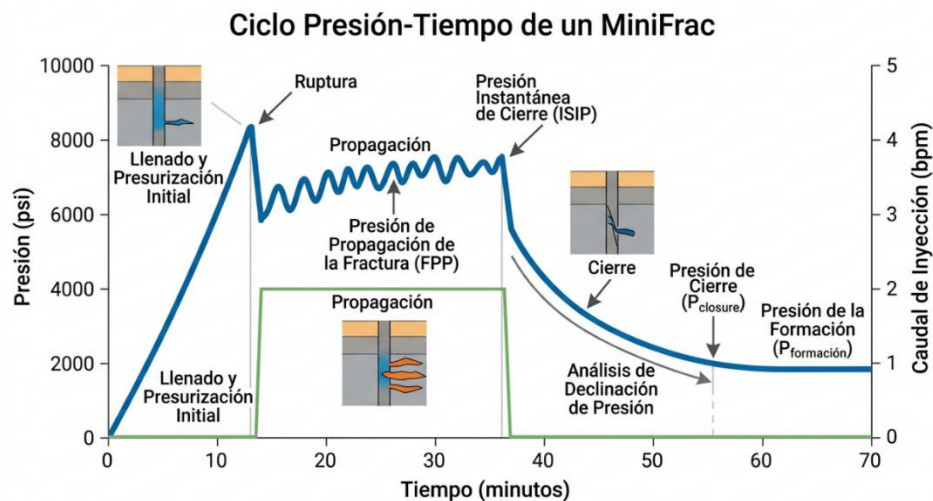
El ensayo MiniFrac consiste en realizar una fractura hidráulica de pequeña escala mediante la inyección de un volumen reducido de fluido, sin incorporar material sostén (proppant). Su finalidad no es incrementar la producción del pozo, sino obtener información geomecánica que permita diseñar posteriormente la fractura definitiva.

Durante la ejecución del ensayo se registran de forma continua las variaciones de presión en función del tiempo, lo que permite analizar el comportamiento hidráulico de la fractura generada y obtener parámetros fundamentales para el diseño del tratamiento de estimulación. La Figura 3.7

presenta un esquema simplificado del desarrollo de un ensayo MiniFrac, indicando sus principales etapas y las variables analizadas durante su ejecución.

La Figura 8 muestra de manera esquemática el desarrollo de un ensayo MiniFrac.

Figura 8: Desarrollo de un ensayo MiniFrac



Como se observa en la Figura 8, el ensayo comprende una etapa de inyección de fluido, seguida por el cierre progresivo de la fractura y el análisis de la curva de declinación de presión. La interpretación de esta información permite estimar diversos parámetros geomecánicos e hidráulicos utilizados posteriormente en el diseño del fracturamiento hidráulico.

Entre los principales parámetros obtenidos mediante MiniFrac se encuentran:

- ✓ Presión de fractura.
- ✓ Presión instantánea de cierre (Instantaneous Shut-In Pressure).
- ✓ Presión de cierre efectiva.
- ✓ Gradiente de fractura.
- ✓ Pérdidas de fluido hacia la formación.
- ✓ Eficiencia hidráulica.
- ✓ Comportamiento del reservorio frente al tratamiento.

Estos resultados permiten seleccionar el caudal óptimo de bombeo, la concentración de apuntalante, el tipo de fluido y la geometría esperada de la fractura hidráulica.

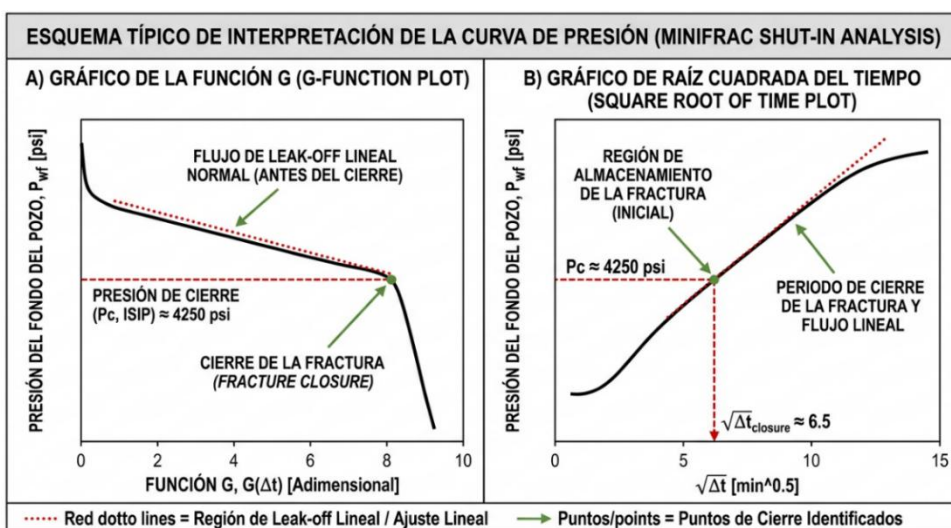
Desde el punto de vista económico, la información obtenida mediante un MiniFrac reduce considerablemente el riesgo operativo, evitando tratamientos sobredimensionados o insuficientes que podrían afectar la productividad del pozo.

4.3 Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT)

El Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT) constituye una evolución del ensayo MiniFrac y actualmente representa una de las metodologías más utilizadas para la caracterización de reservorios no convencionales.

El procedimiento consiste en inyectar un pequeño volumen de fluido hasta generar una fractura hidráulica. Posteriormente al período de inyección, el pozo permanece cerrado mientras se registra la evolución de la presión durante varias horas. El análisis de la curva de declinación constituye la base para la estimación de parámetros geomecánicos y petrofísicos del reservorio. La Figura 9 muestra un esquema general correspondiente a un ensayo Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT), ilustrando las principales etapas del procedimiento y el comportamiento esperado de la presión durante el ensayo.

La Figura 9 presenta el esquema general correspondiente a un ensayo DFIT.



Como se aprecia en la Figura 9, el análisis de la respuesta de presión durante el cierre de la fractura permite determinar parámetros de gran importancia para la caracterización del reservorio, tales como la presión de cierre, el esfuerzo horizontal mínimo, la presión de poro, la permeabilidad efectiva y el comportamiento del fluido dentro de la formación.

El análisis matemático de esta curva de presión permite estimar una gran cantidad de parámetros petrofísicos y geomecánicos sin necesidad de realizar una fractura de producción.

Entre los principales parámetros obtenidos mediante DFIT se destacan:

- ✓ Presión mínima de esfuerzo horizontal.
- ✓ Presión de cierre de la fractura.
- ✓ Presión de poro.
- ✓ Permeabilidad efectiva.
- ✓ Coeficiente de filtrado del fluido.
- ✓ Presencia de fracturas naturales.
- ✓ Compresibilidad total del sistema.
- ✓ Daño de formación.
- ✓ Conductividad hidráulica.

El procesamiento de estos datos se realiza mediante diferentes metodologías analíticas, entre las que se destacan los métodos de Nolte, G-Function y Square Root of Time, ampliamente aceptados en la industria petrolera.

4. 4 Aplicación en la Formación Vaca Muerta

En la Formación Vaca Muerta, donde predominan reservorios shale de muy baja permeabilidad, los ensayos MiniFrac y DFIT constituyen una etapa indispensable dentro del diseño de completación de los pozos horizontales.

La importante heterogeneidad mineralógica y geomecánica de esta formación hace que las propiedades del reservorio puedan variar considerablemente entre diferentes bloques e incluso dentro de un mismo pozo horizontal.

Por este motivo, la información obtenida mediante estos ensayos permite ajustar parámetros críticos como:

- longitud de las etapas de fractura;
- espaciamiento entre clusters;
- volumen de fluido;
- caudal de bombeo;
- concentración de arena;
- selección del tipo de proppant.

La aplicación sistemática de estas metodologías ha contribuido significativamente al incremento de la productividad observado en Vaca Muerta durante los últimos años, permitiendo además reducir costos operativos y mejorar la eficiencia de las campañas de completación.

4.5 Aplicación en la Cuenca del Golfo San Jorge

En la Cuenca del Golfo San Jorge, los ensayos MiniFrac y DFIT adquieren especial relevancia debido a la mayor complejidad estructural y a la heterogeneidad litológica de sus formaciones.

Los estudios realizados sobre niveles no convencionales asociados principalmente a la Formación D-129 y al área de Cerro Dragón muestran que el comportamiento de la fractura hidráulica presenta diferencias respecto de Vaca

Muerta, especialmente en lo relacionado con la propagación de las fracturas y la respuesta mecánica de la roca.

En estas condiciones, la utilización de ensayos de diagnóstico permite adaptar el diseño del tratamiento a cada intervalo productor, disminuyendo la incertidumbre operacional y aumentando la probabilidad de éxito técnico y económico.

Asimismo, la información obtenida resulta fundamental para definir la factibilidad del desarrollo no convencional de la cuenca y optimizar futuras campañas exploratorias.

Comparación entre MiniFrac y DFIT

Aunque ambos ensayos persiguen objetivos similares, presentan diferencias metodológicas y aplicaciones específicas.

Tabla 7: Comparativa entre estudio Minifrac y DFIT.

Característica	MiniFrac	DFIT
Objetivo principal	Diseño preliminar de fractura	Caracterización integral del reservorio
Volumen inyectado	Bajo	Muy bajo
Duración del ensayo	Corta	Mayor
Uso de proppant	No	No
Presión de cierre	Sí	Sí
Presión de poro	Estimación	Determinación más precisa
Permeabilidad	Limitada	Sí
Leak-off	Sí	Sí
Esfuerzo mínimo horizontal	Estimación	Sí
Modelos analíticos	Básicos	Nolte, G-Function, Square Root of Time
Aplicación	Diseño operativo	Diseño y modelado geomecánico
Nivel de detalle	Medio	Alto

Nota. DFIT = Diagnostic Fracture Injection Test. La comparación sintetiza las principales diferencias operativas y los parámetros obtenidos mediante cada metodología.

Fuente: Elaboración propia a partir de Economides y Nolte (2000), Barree et.al. (2009), Valkó y

4.6 Integración de los ensayos MiniFrac y DFIT en el diseño del fracturamiento hidráulico.

La incorporación sistemática de ensayos MiniFrac y DFIT representa una de las principales herramientas de optimización utilizadas actualmente en la industria del petróleo y gas. Ambos métodos permiten reducir la incertidumbre asociada al diseño de fracturas hidráulicas, optimizar el consumo de agua, arena y aditivos químicos, disminuir los costos operativos y maximizar la recuperación de hidrocarburos.

En el caso argentino, tanto la Formación Vaca Muerta como los desarrollos no convencionales de la Cuenca del Golfo San Jorge pueden beneficiarse significativamente de estas metodologías, ya que proporcionan información confiable para adaptar cada tratamiento a las características particulares del reservorio. Su aplicación contribuye no solo a mejorar la eficiencia técnica y económica de las operaciones, sino también a reducir el impacto ambiental mediante un diseño más preciso de las etapas de fractura.

Comparación de la aplicación de los ensayos MiniFrac y DFIT en los desarrollos no convencionales de la Formación Vaca Muerta y la Cuenca del Golfo San Jorge.

Aspecto de Análisis	Formación Vaca Muerta	Cuenca del Golfo San Jorge
Características geomecánicas	Formaciones de esquisto ricas en hidrocarburos, vasta extensión (30,000 km ²) con características	Diversidad de formaciones productivas con características geológicas variadas

Uso de Mini Frac	Permite evaluar la presión de cierre, la permeabilidad y la eficiencia de estimulación.	Similar, pero con mayor variabilidad de resultados debido a la diversidad de formaciones.
Uso de DFIT	Proporciona información sobre la propagación de fracturas y la eficiencia de la estimulación.	Datos detallados sobre la respuesta de las formaciones, especialmente en términos de permeabilidad y fracturabilidad.
Desafíos	Heterogeneidad en la respuesta de la formación; necesidad de optimizar parámetros operativos.	Gran diversidad de formaciones, lo que requiere técnicas adaptadas a cada una de ellas.
Optimización de Operaciones	Ajuste preciso de parámetros operativos (presión, caudal, concentración de arena).	Ajuste de técnicas y parámetros según las características específicas de cada formación.
Impacto en la Productividad	Mejora significativa en la producción al identificar zonas más productivas.	Optimización de las perforaciones y fracturas para maximizar la producción en diferentes formaciones.
Aplicación de MiniFrac y DFIT	Utilizados de forma sistemática para optimizar el diseño de fracturas en desarrollos comerciales.	Empleados principalmente en campañas exploratorias y en la caracterización geomecánica de formaciones con potencial no convencional.

Fuente: Elaboración propia a partir de Legarreta y Villar (2017), Economides y Nolte (2000), IAPG (2025), Secretaría de Energía de la Nación.

En consecuencia, ambos ensayos constituyen una etapa previa indispensable para reducir la incertidumbre asociada al diseño de las fracturas hidráulicas en reservorios no convencionales. No obstante, su aplicación responde a objetivos diferentes según el grado de desarrollo de cada cuenca. Mientras que en la Formación Vaca Muerta estos ensayos se utilizan de manera sistemática para optimizar diseños de fracturamiento hidráulico en desarrollos comerciales, en la Cuenca del Golfo San Jorge desempeñan un papel estratégico en la evaluación del potencial de la Formación D-129 y en la reducción de la incertidumbre asociada al diseño de futuras operaciones de estimulación. La integración de la información obtenida mediante MiniFrac y

DFIT constituye un elemento clave para la toma de decisiones técnicas y la optimización de proyectos de explotación no convencional.

5 Potencial Energético y Perspectivas Futuras

5.1 Estimaciones de Producción en Vaca Muerta y Golfo San Jorge

Romero, Mastronardi y Vila Martínez (2018) destacan que, en los últimos años, las reservas y la producción de hidrocarburos convencionales han estado en constante declive. Ante esta situación y con una demanda creciente, los "Recursos No Convencionales" se presentan como una alternativa viable debido a su disponibilidad y a los avances tecnológicos y económicos favorables.

Según la Administración de Información Energética de EE. UU. (EIA), actualmente solo cuatro países producen comercialmente shale gas y shale oil: Estados Unidos, Canadá, Argentina y China. Argentina ocupa el segundo lugar en recursos de shale gas y el cuarto en shale oil a nivel mundial. El país cuenta con 24 cuencas sedimentarias, de las cuales cinco contienen recursos de shale gas: Noroeste, Neuquina, Golfo San Jorge, Austral y Chaco-Paranaense. Algunos de estos recursos ya han sido convertidos en reservas y producción de gas natural y petróleo. Argentina produce tanto shale oil como shale gas, además de volúmenes significativos de tight gas. Después de una década de disminución en la producción convencional, el interés por la producción no convencional ha revertido esta tendencia (Romero, Mastronardi y Vila Martínez, 2018).

Tabla 8: Niveles de producción de gas natural (2009-2016)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total (Mm³)	48.419.249	47.107.584	45.527.554	44.123.694	41.708.289	41.484.025	42.905.533	44.987.754
Convencional	47.993.317	46.561.736	44.747.261	42.863.888	39.634.989	37.224.897	36.157.398	35.386.549
No convencional	425.932	545.848	780.293	1.259.806	2.073.300	4.259.128	6.748.135	9.601.205
Convencional (%)	99,12%	98,84%	98,29%	97,14%	95,03%	89,73%	84,27%	78,66%
No convencional (%)	0,88%	1,16%	1,71%	2,86%	4,97%	10,27%	15,73%	21,34%

Fuente: Elaboración propia con datos del MINEM

Tabla 9: Niveles de producción de petróleo (2009-2016)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total (m3)	35.032.035	34.199.238	32.115.877	31.968.601	31.332.936	30.881.026	30.897.618	29.707.626
Convencional	35.014.470	34.170.570	32.025.383	31.766.406	30.864.096	29.811.671	29.389.693	27.692.893
No convencional	17.565	28.668	90.494	202.195	468.840	1.069.355	1.507.925	2.014.733
Convencional (%)	99,95%	99,92%	99,72%	99,37%	98,50%	96,54%	95,12%	93,22%
No convencional (%)	0,05%	0,08%	0,28%	0,63%	1,50%	3,46%	4,88%	6,78%

Fuente: Elaboración propia con datos del MINEM

La producción de gas natural convencional ha mostrado una tendencia a la baja en los últimos años, mientras que los volúmenes provenientes de reservorios no convencionales han aumentado. En 2016, el 21,34% de la producción total se atribuyó a la extracción de shale gas y tight gas. Según datos del MINEM, en ese año, la producción de tight gas fue cinco veces superior a la de shale gas, y hasta septiembre de 2017, esta relación se mantenía en 4 a 1.

En cuanto al petróleo, su evolución ha sido menos pronunciada; se observa una disminución en la producción convencional y un aumento en la no convencional, lo que ha llevado a un incremento en su proporción respecto al total de producción, dependiendo más del desarrollo de estos hidrocarburos de los precios internacionales del crudo. Gran parte del crecimiento en la producción no convencional se atribuye al aumento de inversiones en este sector. La Tabla 10 ilustra la inversión en exploración y explotación tanto de hidrocarburos convencionales como no convencionales (Romero, Mastronardi & Vila Martínez, 2018).

Tabla 10: Niveles de inversión de exploración y explotación (2012-2016)

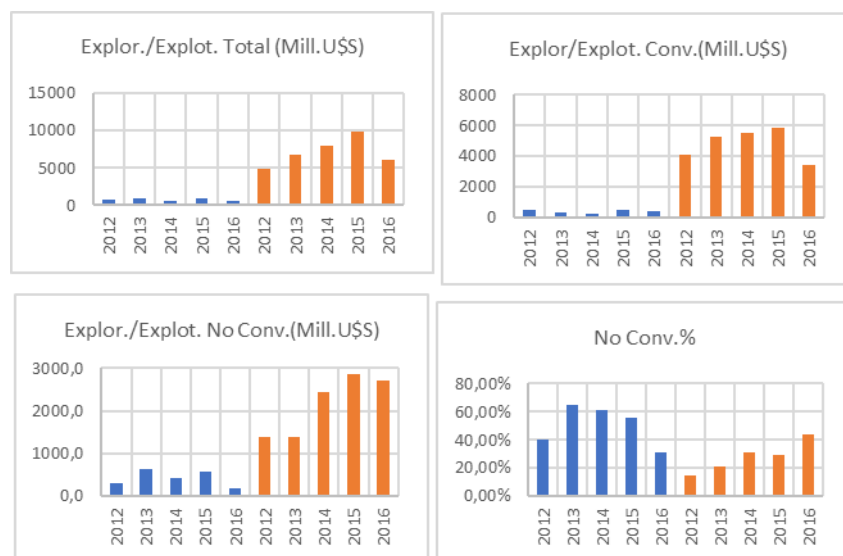
	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
Total (Mill. u\$s)	793,6	972,4	682,0	1.019,8	546,9	4.816,9	6.695,0	7.948,3	9.755,2	6.149,4
Convencional (Mill. u\$s)	477,6	345,0	263,2	452,4	378,8	4.113,8	5.300,2	5.510,9	6.890,1	3.437,8
No Convencional (Mill. u\$s)	316,0	627,3	418,8	567,4	168,1	703,0	1.394,7	2.437,4	2.865,1	2.711,6
No Convencional (%)	39,8%	64,5%	61,4%	55,6%	30,7%	14,6%	20,8%	30,7%	29,4%	44,1%

Fuente: Elaboración propia con datos del MINEM

Los valores económicos presentados en la Tabla 10 corresponden a información de referencia disponible al momento de la publicación de los estudios utilizados (principalmente Eagle Ford, 2016) y fueron empleados con fines comparativos para analizar las diferencias entre las metodologías de explotación convencional y no convencional. Debido a la evolución del mercado petrolero, la inflación internacional, las variaciones en los costos de insumos, logística, mano de

obra y equipos especializados, así como a factores macroeconómicos y geopolíticos, los costos de perforación y completación presentan variaciones permanentes. De acuerdo con información publicada por YPF, empresas operadoras y reportes sectoriales correspondientes al período 2012–2016, el costo de perforación y completación de un pozo horizontal en Vaca Muerta se ubica generalmente entre 12 y 18 millones de dólares estadounidenses en términos generales, mientras que un pozo convencional presenta inversiones considerablemente menores, dependiendo de la profundidad, complejidad operativa y características geológicas del yacimiento. En consecuencia, los valores consignados en este trabajo deben interpretarse dentro del contexto temporal en el que fueron relevados, manteniendo su validez para el análisis comparativo de ambas metodologías, más allá de las variaciones económicas registradas en la actualidad. En los apartados siguientes se incorporan estadísticas oficiales actualizadas hasta el año 2016, permitiendo contextualizar la evolución reciente de la producción de petróleo y gas y complementar el análisis realizado con información pública disponible al momento de la finalización de esta investigación.

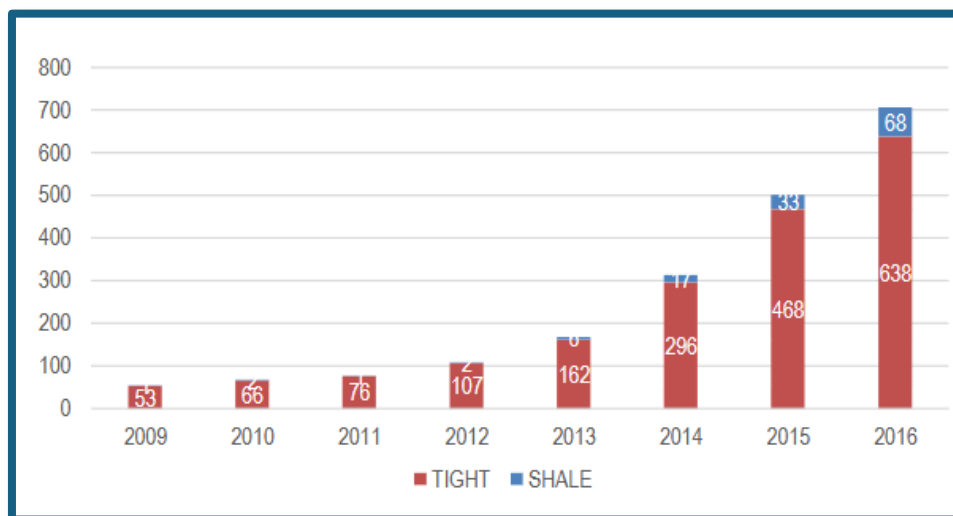
Gráfico 1: Niveles de inversión de exploración y explotación (2012-2016)



Entre 2012 y 2015, se observó un notable incremento en las inversiones en el sector de hidrocarburos, aunque en 2016 se registró una leve disminución, según las declaraciones de las empresas. Sin embargo, la tendencia en las

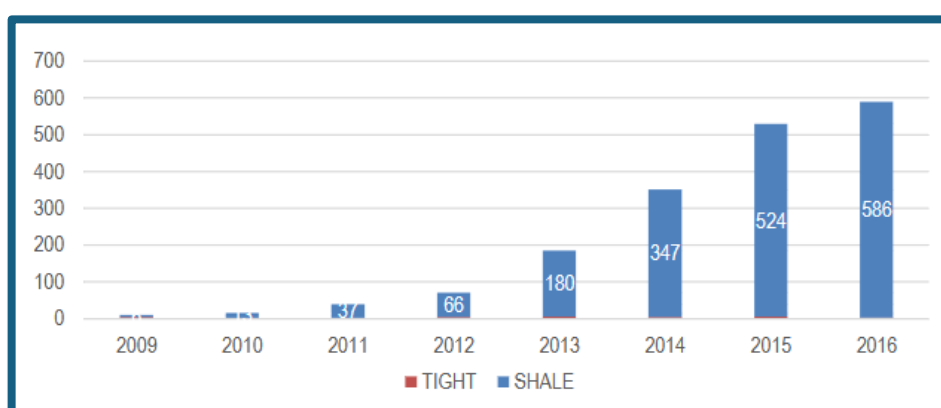
inversiones para la explotación no convencional, especialmente en gas, sigue siendo ascendente. Este aumento en los niveles de inversión se refleja en el crecimiento del número de pozos productivos no convencionales, tanto de gas como de petróleo. Los Gráficos 1 y 2 ilustran estos valores para los sectores gasífero y petrolero, respectivamente, permitiendo visualizar el desarrollo y la expansión del sector no convencional a mayor escala (Romero, Mastronardi y Vila Martínez, 2018).

Gráfico 2: Cantidad acumulada de pozos gasíferos en extracción efectiva no convencionales (2009- 2016)



Fuente: Elaboración propia con datos de MINEM

Gráfico 3: Cantidad acumulada de pozos petrolíferos en extracción efectiva no convencionales (2009- 2016)



Fuente: Elaboración propia con datos de MINEM

La cuenca neuquina se destaca como el principal centro de producción de shale gas y tight gas en Argentina. La mayor parte de la producción de gas natural no convencional del país se origina en esta cuenca, con una pequeña

proporción proveniente de Golfo San Jorge. La Tabla 11 presenta los porcentajes de gas natural no convencional producidos por cada cuenca (Romero, Mastronardi y Vila Martínez, 2018).

Tabla 11: Producción de gas no convencional por cuenca

Año	Golfo San Jorge	Neuquina
2011	0,00%	100,00%
2012	2,02%	97,98%
2013	1,00%	99,00%
2014	0,37%	99,63%
2015	0,20%	99,80%
2016	0,16%	99,84%

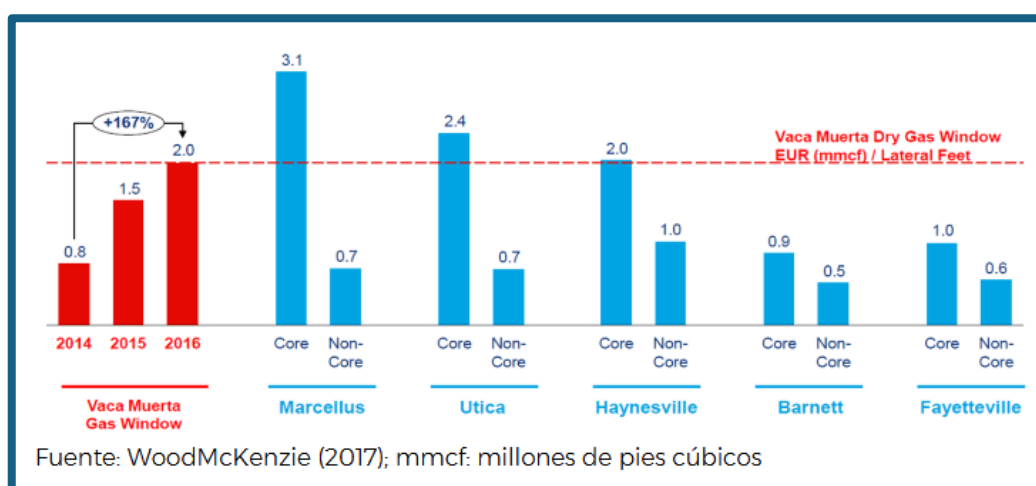
Fuente: Elaboración propia con datos de MINEM

La productividad de los proyectos en Vaca Muerta ha experimentado un notable aumento en los últimos años, alcanzando niveles comparables a los de áreas productivas en Estados Unidos. Según un informe de noviembre de 2023, la cuenca neuquina logró un récord de producción, alcanzando 368,616 barriles por día, lo que representa un incremento del 21.5% interanual. Este crecimiento en la productividad se refleja en el aumento de las etapas de fractura, que son cruciales para la producción en yacimientos no convencionales.

En 2023, se realizaron 14.747 etapas de fractura en el segmento shale, un 18% más que en 2022. Para 2024, se proyecta que esta cifra alcanzará cerca de 18.000 etapas, lo que representaría un crecimiento superior al 22%. A pesar de estos avances, se espera seguir mejorando la productividad del reservorio.

La capacidad de producción por pozo ha crecido significativamente. En particular, la productividad de los pozos petroleros ha aumentado en los últimos años, acercándose a los niveles del yacimiento Permian en Estados Unidos. Los gráficos disponibles ilustran este incremento y permiten comparar el desarrollo continuo del sector no convencional en Argentina.

Gráfico 4: Productividad de distintas áreas (2014-2016)



Fuente: WoodMcKenzie (2017); mmcf: millones de pies cúbicos

La productividad de los proyectos en Vaca Muerta ha mostrado un crecimiento sostenido en los últimos años, alcanzando niveles comparables a los de algunas áreas productivas en Estados Unidos. Este incremento puede atribuirse, en parte, al aumento en el número de etapas de fractura y a ajustes en los caudales y concentraciones de arena utilizados en el proceso. El Gráfico 4 ilustra esta evolución y permite comparar distintas regiones productivas.

A pesar de estos avances, se prevé que la productividad del reservorio continúe mejorando. En cuanto a las proyecciones de producción de hidrocarburos no convencionales, el Ministerio de Energía y Minería presentó en noviembre de 2017 los "Escenarios Energéticos", con un horizonte de análisis hasta 2030. Este documento plantea dos escenarios para la evolución de la producción de petróleo y otros dos para el gas natural.

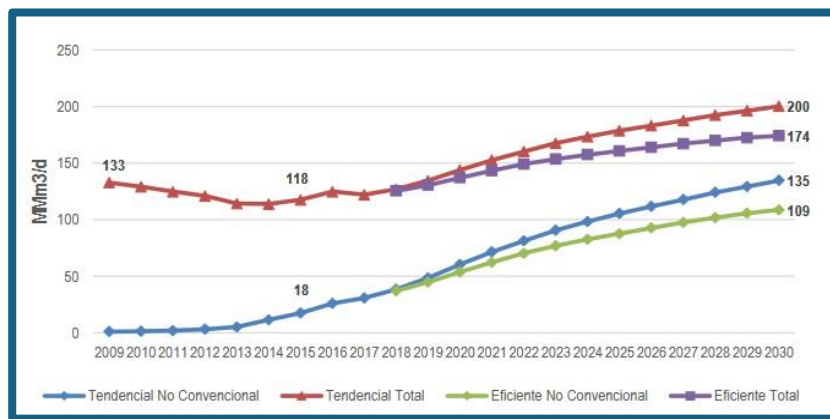
- En el caso del petróleo, los escenarios están determinados por hipótesis sobre los precios internacionales y se denominan:
 - "Base", correspondiente al escenario de precios "Low Case" de la EIA.
 - "+ Inversión", vinculado al escenario "Reference Case" de la EIA.

Para el gas natural, los escenarios consideran la evolución de la productividad y la economía de los proyectos, así como la demanda total del sistema y el potencial de exportación regional:

- "Tendencial", que asume una continuidad en la dinámica actual.
- "Eficiente", que proyecta una reducción en la demanda agregada de energía mediante políticas de ahorro y eficiencia energética.

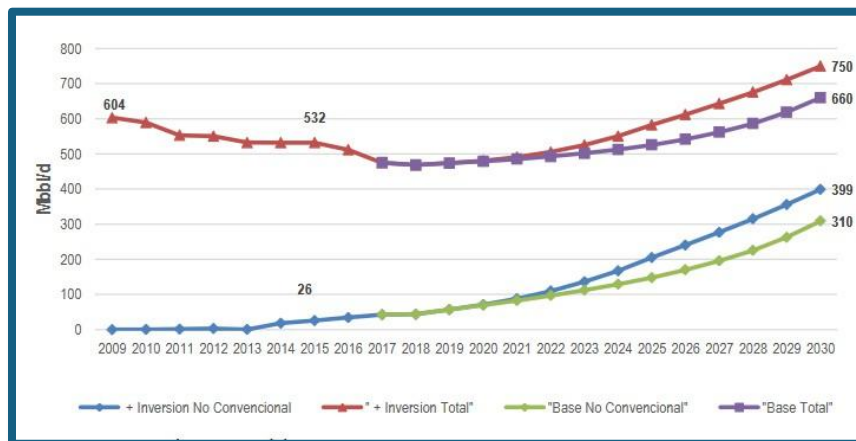
Los Gráficos 5 y 6 presentan los valores actuales de producción y las estimaciones hasta 2030, diferenciando entre producción total y no convencional (Romero, Mastronardi y Vila Martínez, 2018).

Gráfico 5: Proyecciones para la producción de gas natural (2009- 2030)



Fuente: Escenarios Energéticos 2030 MINEM

Gráfico 6: Proyecciones para la producción de petróleo (2009- 2030)

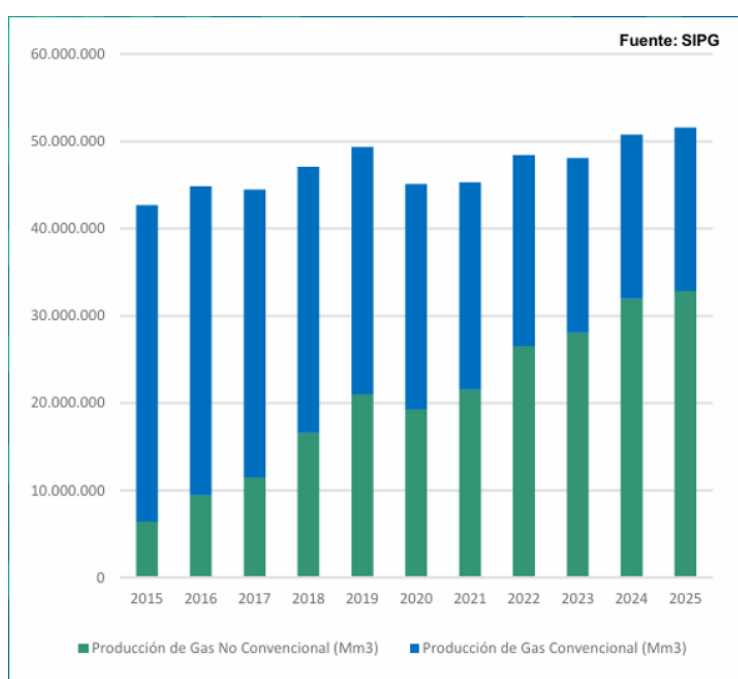


Fuente: Escenarios Energéticos 2030 MINEM.

Como se puede observar en los gráficos, todos los escenarios elaborados por el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) contemplan un aumento en la producción de petróleo y gas natural no convencional. Sin embargo, este efecto positivo del sector no convencional se ve atenuado en la producción total debido a la disminución de la producción convencional de estos hidrocarburos, tal como se plantea en los escenarios analizados (MINEM, 2017).

5.2. Evolución de la producción de gas natural en Argentina

Gráfico 7: Niveles de producción de Gas convencional- No Convencional

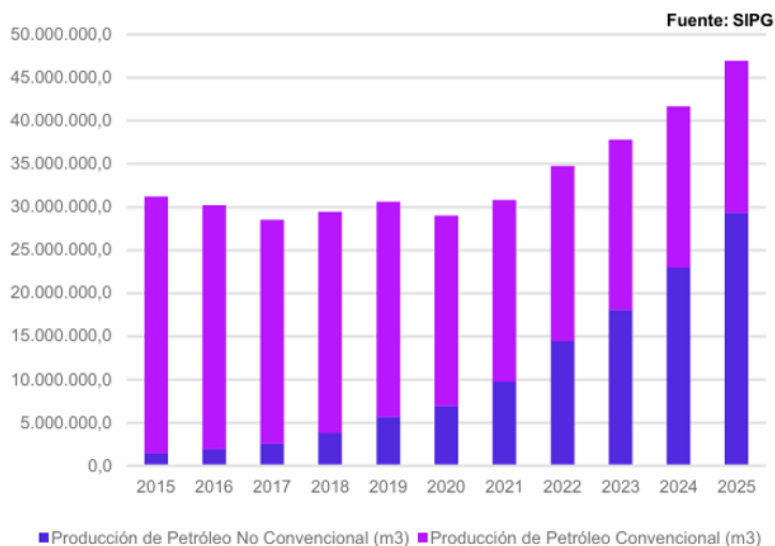


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía de la Nación e IAPG (2025).

El gráfico 7 muestra la evolución de la producción de gas natural en Argentina entre 2015 y 2025, diferenciando la producción convencional de la no convencional. Se observa un crecimiento sostenido de esta última, impulsado principalmente por el desarrollo de la Formación Vaca Muerta. Paralelamente, la producción convencional presenta una tendencia descendente, reflejando el agotamiento progresivo de los yacimientos maduros y el cambio estructural de la matriz gasífera nacional. Hacia 2025, la producción no convencional representa una porción mayoritaria del gas producido en el país, consolidándose como el principal motor del crecimiento del sector

5.3. Evolución de la producción de petróleo

Gráfico 8: Niveles de producción de Petróleo convencional- No Convencional



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía de la Nación e IAPG (2025).

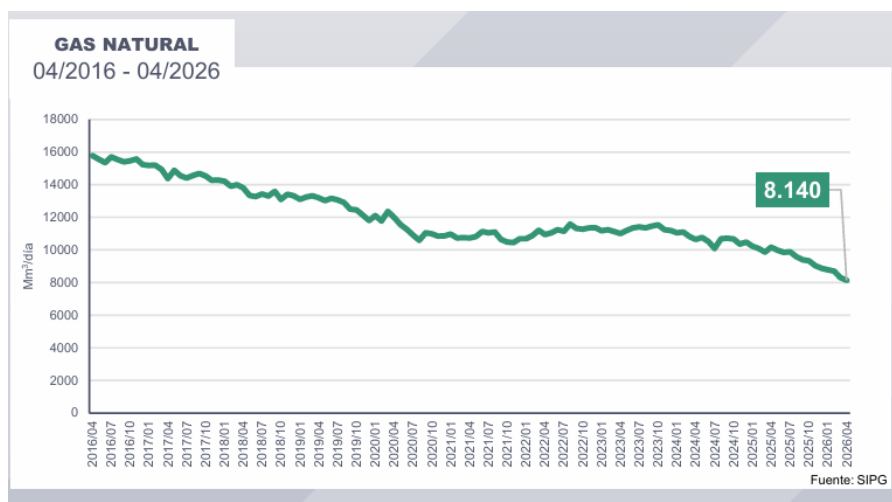
El gráfico 8 evidencia una transformación similar en la producción de petróleo. Mientras la producción convencional mantiene una tendencia decreciente durante el período analizado, la producción no convencional registra un crecimiento sostenido, asociado principalmente al desarrollo intensivo de la Formación Vaca Muerta. Esta evolución permitió revertir parcialmente el declino histórico de la producción nacional y posicionó a los recursos no convencionales como uno de los principales pilares de la industria hidrocarburífera argentina.

Si bien el análisis anterior permite identificar la evolución de la producción durante la última década, resulta igualmente importante considerar los indicadores más recientes publicados por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), los cuales permiten evaluar la situación actual del sector y la creciente participación de los recursos no convencionales en la producción nacional.

5.4. Producción nacional de gas natural

Con el objetivo de analizar la evolución reciente de la producción de gas natural en Argentina, el gráfico 9 presenta la participación de la producción convencional y no convencional durante el período 2016–2026.

Gráfico 9: Gas Natural 2016-2026



El gráfico 9 presenta la evolución mensual de la producción nacional de gas natural entre abril de 2016 y abril de 2026. Se observa una disminución gradual de la producción convencional, compensada progresivamente por el incremento sostenido de la producción proveniente de reservorios no convencionales. Este comportamiento confirma la consolidación del desarrollo de Vaca Muerta como principal fuente de abastecimiento de gas natural del país.

5.5. Participación del gas convencional y no convencional

Gráfico 10: Gas Natural Convencional y No Convencional

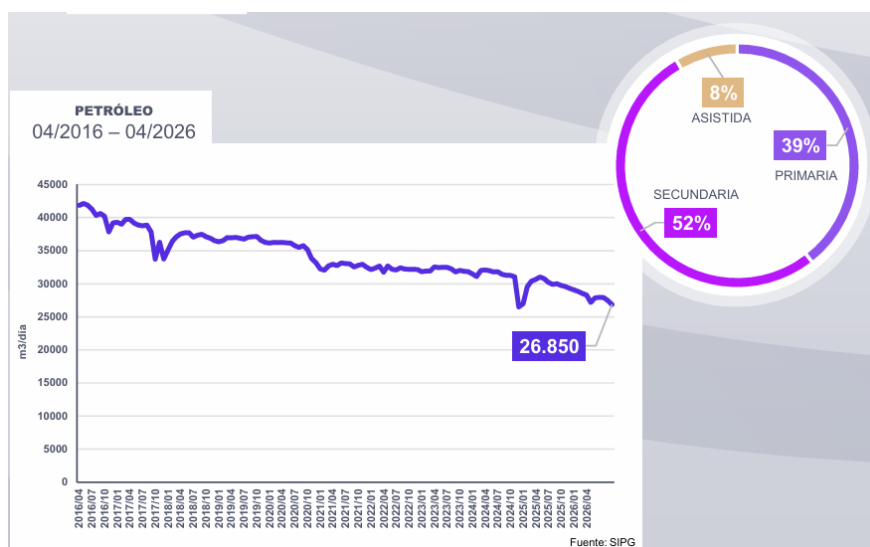


Como se observa en el gráfico 10 durante abril de 2026 aproximadamente el 88 % de la producción nacional de gas provino de reservorios no convencionales, mientras que la producción convencional representó solamente el 12 %. Estos valores reflejan la profunda transformación experimentada por la industria gasífera argentina durante la última década.

5.6. Producción nacional de petróleo

Con el fin de complementar el análisis histórico, a continuación, se presentan los indicadores publicados por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) correspondientes a abril de 2026, los cuales reflejan la situación más reciente de la producción nacional de hidrocarburos.

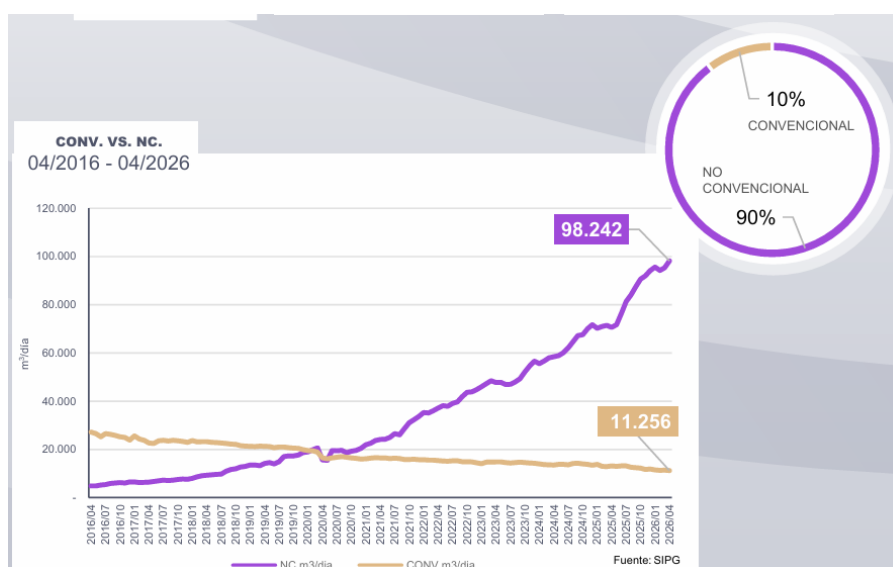
Gráfico 11: Producción Nacional de petróleo



El gráfico 11 muestra la evolución de la producción nacional de petróleo entre abril de 2016 y abril de 2026. Se evidencia un descenso progresivo de la producción convencional, acompañado por un marcado crecimiento de la producción no convencional, impulsada principalmente por los desarrollos de shale oil en la Formación Vaca Muerta.

5.7. Participación del petróleo convencional y no convencional

Gráfico 12: Petróleo Convencional y No Convencional 2016-2026



El gráfico 12 evidencia que aproximadamente el 90 % del incremento reciente de la producción de petróleo proviene de recursos no convencionales,

mientras que la producción convencional continúa mostrando una tendencia decreciente. Estos resultados ponen de manifiesto el cambio estructural experimentado por la industria petrolera argentina y la creciente relevancia estratégica de los desarrollos no convencionales.

La evolución observada durante la última década confirma que el desarrollo de los recursos no convencionales ha transformado significativamente la matriz productiva de hidrocarburos en Argentina. En este contexto, la caracterización geomecánica mediante ensayos MiniFrac y DFIT adquiere un papel estratégico, ya que proporciona la información necesaria para optimizar el diseño de los tratamientos de fracturamiento hidráulico y reducir la incertidumbre durante el desarrollo de nuevos proyectos. Particularmente, en la Cuenca del Golfo San Jorge, la evaluación del potencial de la Formación D-129 representa una oportunidad para extender este modelo de desarrollo, apoyándose en metodologías de caracterización que ya han demostrado su eficacia en los yacimientos no convencionales de la Cuenca Neuquina.

6. Estructura de Costos

En esta sección se presentan las estructuras de costos típicas utilizadas en los sectores de extracción de petróleo y gas natural, tanto convencional como no convencional. Se inicia con una descripción del enfoque empleado para desagregar los sectores y sus costos, diferenciando entre costos operativos (OPEX) y costos de capital (CAPEX) para cada actividad. Posteriormente, se muestran las estructuras finales que se integran en la matriz de contabilidad social.

Los cuadros de oferta y utilización de cuentas nacionales incluyen dos actividades del sector primario de hidrocarburos: "Extracción de petróleo crudo y gas natural" y "Servicios relacionados con la extracción de petróleo y gas". La primera se refiere a los costos asociados a la producción, mientras que la segunda abarca los costos de inversión vinculados a la perforación de pozos y las instalaciones necesarias para tratamientos como la desulfurización y separación de agua.

Se ha mantenido esta estructura, separando además las actividades por

tipo de hidrocarburo (petróleo o gas natural) y por tipo de yacimiento (convencional o no convencional). Para calcular los costos de servicios, se utilizó el costo por pozo correspondiente a cada tipo de hidrocarburo, multiplicado por la cantidad de pozos perforados en 2015.

Los costos de explotación se calcularon utilizando los valores de venta del petróleo y gas natural como Valor Bruto de Producción (VBP), basándose en información proporcionada por la EIA y el MINEM. Los costos asociados a la realización de pozos no convencionales, bajo "Servicios relacionados con la extracción de petróleo y gas", incluyen perforación, terminación de pozos y otras instalaciones. En la Tabla 12 se presentan las estructuras de costos correspondientes a estos pozos.

La comparación económica desarrollada en esta sección se basa en información bibliográfica proveniente de estudios técnicos y publicaciones especializadas que analizan los costos asociados al desarrollo de yacimientos convencionales y no convencionales, incluyendo referencias ampliamente utilizadas como la formación Eagle Ford. Debido al carácter comparativo del presente trabajo, dichos valores fueron conservados como base metodológica para analizar las diferencias entre ambos modelos de explotación. No obstante, debe considerarse que los costos de perforación, completación y fracturamiento hidráulico se encuentran sujetos a una permanente variación debido a factores tecnológicos, macroeconómicos, logísticos, regulatorios y geopolíticos, por lo que los valores expuestos deben interpretarse dentro del contexto temporal en el que fueron relevados y no como costos operativos vigentes.

Tabla 12: Costos de pozos no convencionales

Concepto	<i>Shale oil</i>	<i>Shale gas</i>	<i>Tight gas</i>
Perforación	48%	47%	49%
Servicios Perforación	13%	12%	12%
Materiales y otros	10%	11%	13%
Maquinaria Perforación	16%	14%	13%
Otros (tubos, cemento, lodo)	9%	9%	11%
Terminación	47%	48%	43%
Químicos	11%	12%	13%
Presión de bombeo	8%	10%	11%
Proppant	9%	8%	3%
Otros (maq., agua)	19%	19%	15%
Otros equipos	1%	1%	2%
Instalaciones	3%	2%	3%
Conexión de tubería	1%	1%	3%
Total (MM USD)	9,00	10,00	6,50

Fuente: Elaboración propia sobre la base de EIA, Wood Mackenzie (2015) y MINEM

Como se puede observar en la tabla anterior, los costos asociados a la perforación de un pozo se distribuyen de la siguiente manera: agua, equipos de perforación, arenas, servicios de perforación, tubulares y otros accesorios de perforación, así como químicos para fractura y bombeo a presión, representan aproximadamente el 80% del total de los costos. Aunque las estimaciones de costos pueden variar, los valores utilizados en este análisis están alineados con otros estudios recientes. Por ejemplo, YPF estima que los costos de inversión para los pozos son de 12 millones de dólares para shale gas y 6.5 millones de dólares para tight gas.

Gomes y Brandt (2016) informan un CAPEX promedio por pozo de 10 millones de dólares para 2016, y también citan costos reportados por YPF que variaban entre 8 millones de dólares para tight gas y 11.5 millones para shale gas en 2015, con un objetivo para 2016 de 10 millones de dólares debido a la reducción de costos por aprendizaje logístico.

Para calcular los costos de "Extracción de petróleo crudo y gas natural", se estimó el flujo de fondos de pozos representativos, separando los costos operativos (OPEX), impuestos, ganancias y amortizaciones. Los OPEX fueron desagregados utilizando los costos de pozos del yacimiento Eagle Ford, que comparten características técnicas similares con Vaca Muerta. La Tabla 13 presenta estos costos expresados en USD/BOE (Romero, Mastronardi & Vila Martínez, 2018).

Tabla 13: Costos de Extracción

	Concepto	Gas (tight y shale)	Shale oil
OPEX	Tratamiento de agua a desechar	7%	4%
	Mantenimiento lev. Artificial	0%	6%
	Trabajo directo	5%	1%
	Transporte por ductos	4%	3%
	Generales y administrativos	8%	6%
	Otros (bombeo, inyec., agua, compresión)	3%	5%
	Impuestos (ganancias y otros)	28%	29%
	Ganancia	20%	22%
	Amortización	25%	26%
	Costo (USD/BOE)	47,6	55,9

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de MINEM y EIA (2016).

El tratamiento de agua para desecho, levantamiento artificial y bombeo, trabajo y costos administrativos, y el transporte por ductos representan más del 90% de los costos operativos.

Los Valores Brutos de Producción (VBP) de “Extracción de petróleo crudo y gas natural” se derivan de las cantidades producidas y los precios de venta, totalizando 7.351 millones de pesos para la extracción de petróleo y 13.634 millones de pesos para el gas natural no convencional. Por otro lado, los VBP de “Servicios relacionados con la extracción de petróleo y gas” se calculan multiplicando la cantidad de pozos por el costo de cada pozo, alcanzando un total de 17.997 millones de pesos para los servicios de petróleo y 5.664 millones de pesos para los servicios de gas natural no convencionales. Los VBP correspondientes a los hidrocarburos convencionales se obtienen como la diferencia entre los VBP reportados en cuentas nacionales y aquellos estimados para los hidrocarburos no convencionales. Las estructuras de costos empleadas para los hidrocarburos convencionales son las presentadas en el COU, dado que el desarrollo limitado de los no convencionales en el año base (2004) no influye en dichas estructuras.

Tabla 14: Costos totales y sus estructuras de los sectores convencionales y no convencionales estimados

Descripción	Extracción petróleo no conv. ¹	Extracción gas natural no conv. ¹	Servicios petróleo no conv.	Servicios gas no conv.	Share CI NQN
Químicos y plásticos	2,0%	3,5%	11,1%	13,2%	1,6%
Minerales no metálicos	0,0%	0,0%	7,1%	3,9%	3,9%
Metales comunes y prod. del metal	0,2%	1,0%	21,6%	23,3%	9,5%
Motores, bombas, vehículos, resto ind.	9,3%	0,2%	4,0%	4,8%	8,3%
Gener., trans. y distrib. electricidad	2,0%	3,4%	5,5%	6,8%	2,0%
Distribución de Agua Potable	0,0%	0,0%	8,1%	4,4%	5,2%
Hoteles	0,5%	0,6%	0,3%	0,3%	0,0%
Restaurantes	0,6%	0,7%	0,3%	0,4%	0,6%
Transporte por tuberías	2,4%	3,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Intermediación Financiera	0,7%	0,9%	0,4%	0,5%	14,8%
Importaciones CI	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	
Trabajo	2,9%	6,5%	10,4%	11,1%	
Rentabilidad+Amortizaciones	42,5%	42,3%	13,2%	13,2%	
Imp. Factores	25,1%	25,5%	8,7%	8,9%	
Imp. Productos	0,3%	0,3%	0,9%	0,9%	
Total (Mill. pesos)	7.351	13.634	17.997	5.644	

Nota: 1 En la estructura de costos no se incluye las compras de Servicios como se realiza en la MCS para reflejar las participaciones de los insumos de producción. Dichas compras se incluyen en la matriz para relacionar la producción con la perforación de pozos.

Si bien las tablas precedentes utilizan información histórica como base comparativa, durante los últimos años el desarrollo de los recursos no convencionales argentinos ha experimentado importantes mejoras en materia de eficiencia operativa. La optimización de los diseños de perforación horizontal, el incremento del número de etapas de fractura, la incorporación de equipos de mayor potencia, la utilización de sistemas digitales de monitoreo y la estandarización de las operaciones permitieron reducir significativamente los tiempos de ejecución y los costos unitarios de desarrollo.

En la actualidad, el costo total de perforación y completación de un pozo horizontal en la Formación Vaca Muerta presenta una importante reducción respecto de la última década y, dependiendo del operador, la longitud lateral y el número de etapas de fractura, se ubica generalmente entre 12 y 18 millones de dólares estadounidenses por pozo, dependiendo de la longitud de la rama horizontal, el número de etapas de fractura, las características geológicas del reservorio y la estrategia operativa de cada empresa. Paralelamente, la productividad inicial de los pozos continúa aumentando gracias a mejoras en el diseño de las estimulaciones hidráulicas y en la caracterización geológica de los reservorios.

En la Cuenca del Golfo San Jorge, por su parte, las inversiones continúan orientándose principalmente a la evaluación del potencial no convencional de la Formación D-129 mediante campañas exploratorias, estudios geomecánicos y ensayos de diagnóstico como MiniFrac y DFIT. Aunque el grado de desarrollo comercial aún es inferior al alcanzado por Vaca Muerta, los resultados obtenidos hasta la fecha indican que la incorporación progresiva de nuevas tecnologías podría mejorar la competitividad económica de futuros proyectos.

En consecuencia, los valores históricos utilizados en las tablas precedentes cumplen una función metodológica de comparación entre distintos modelos de explotación, mientras que la presente actualización permite contextualizar la evolución reciente de la industria hidrocarburífera argentina y reflejar el estado actual del desarrollo de los recursos no convencionales.

6.1 Desafíos Tecnológicos y Regulatorios

La producción de petróleo y gas enfrenta una serie de desafíos tecnológicos y regulatorios que son fundamentales para garantizar su desarrollo sostenible y eficiente. Estos desafíos abarcan diversas etapas del proceso productivo, desde la exploración hasta la extracción y el procesamiento, y requieren la implementación de tecnologías avanzadas junto con un marco regulatorio adecuado.

Los avances tecnológicos en el sector han permitido mejorar la eficiencia y productividad en la extracción de hidrocarburos. Entre estos avances se destacan:

- Perforación direccional y horizontal, que ha revolucionado el acceso a los yacimientos no convencionales al optimizar la extracción y maximizar la recuperación de recursos.
- Sistemas de monitoreo en tiempo real, que permiten una gestión más eficiente de los pozos y reducen el riesgo de accidentes.
- Uso de fluidos de fractura mejorados, diseñados para aumentar la eficiencia del fracking y minimizar su impacto ambiental.
- Tecnologías de reinyección de agua y captura de carbono, utilizadas para reducir la huella ambiental de la extracción de hidrocarburos.

Si bien estas innovaciones han impulsado el crecimiento del sector, también han generado nuevos desafíos. La perforación horizontal y la fracturación hidráulica (fracking) han incrementado la producción de petróleo y gas, pero requieren altas inversiones en tecnología y capacitación, lo que puede representar un obstáculo para muchas empresas (Pallares, 2015).

Además, el fracking ha generado preocupaciones ambientales significativas, particularmente por los riesgos asociados con la contaminación del agua y el suelo debido a los productos químicos utilizados en el proceso. Estos problemas exigen la implementación de regulaciones estrictas que mitiguen los impactos negativos y garanticen la seguridad ambiental (Petrobras, 2023).

El marco regulatorio es otro aspecto crítico que enfrenta la industria. Las

políticas deben adaptarse a las innovaciones tecnológicas para garantizar que se implementen prácticas seguras y sostenibles. La falta de regulación adecuada puede llevar a prácticas irresponsables que comprometan tanto el medio ambiente como la salud pública (Shell, 2023). Además, el desarrollo de infraestructuras para la captura y almacenamiento de carbono (CCS) es esencial para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, la implementación de estas tecnologías enfrenta desafíos en términos de costos y desarrollo de infraestructura (Pallares, 2015).

El avance de las energías renovables también representa un desafío significativo para la industria del petróleo y gas. A medida que las tecnologías limpias se vuelven más competitivas, es crucial que la industria convencional se adapte a esta nueva realidad. Esto incluye no solo mejorar la eficiencia operativa sino también invertir en tecnologías que reduzcan el impacto ambiental (Voces en el Fénix, 2023).

Los desafíos tecnológicos y regulatorios en la industria del petróleo y gas son complejos e interrelacionados. La adopción de nuevas tecnologías debe ir acompañada de un marco regulatorio robusto que garantice prácticas sostenibles. Además, la industria debe estar preparada para competir con las energías renovables mientras trabaja para minimizar su huella ambiental.

Los desafíos tecnológicos y regulatorios en las cuencas de Vaca Muerta y Golfo San Jorge son fundamentales para entender la dinámica del sector energético en Argentina. A medida que Vaca Muerta continúa su crecimiento exponencial, la cuenca del Golfo San Jorge enfrenta la necesidad de redefinir su rol en un contexto de competencia desigual. Mientras que Vaca Muerta ha alcanzado niveles de producción significativamente más altos, la cuenca del Golfo San Jorge debe aprovechar sus recursos existentes para establecer una nueva base productiva (ADN Sur, 2024).

6.2 Desafíos en Vaca Muerta

El desarrollo de Vaca Muerta ha sido impulsado por la adopción de tecnologías avanzadas y la adaptación de prácticas exitosas de formaciones no convencionales en Estados Unidos. Sin embargo, el futuro del shale argentino

depende de la innovación continua y la implementación de tecnologías que maximicen la productividad y reduzcan costos operativos.

Según Germán Serrano (YPF), los desafíos clave incluyen:

- Reducir los tiempos y costos de perforación, para mejorar la eficiencia operativa.
- Optimizar el diseño de estimulación, con el objetivo de aumentar la recuperación de hidrocarburos y reducir el uso de insumos costosos.

Además, se están llevando a cabo esfuerzos significativos para fortalecer el desarrollo científico-tecnológico en la región. La colaboración con universidades y centros de investigación es crucial para adaptar las tecnologías a las condiciones geológicas y operativas específicas de Vaca Muerta (Mejor Energía, 2023).

Las provincias productoras, en particular Neuquén, han desempeñado un papel fundamental en el desarrollo de Vaca Muerta a través de diversas iniciativas:

- **Marco regulatorio y concesiones:** Neuquén ha promovido marcos normativos que incentivan la inversión privada en el sector y ha otorgado concesiones para el desarrollo de áreas estratégicas.
- **Infraestructura y logística:** Se han impulsado proyectos de infraestructura clave, como mejoras en rutas, ferrocarriles y oleoductos, para facilitar el transporte de hidrocarburos.
- **Formación de recursos humanos:** En colaboración con universidades y centros de formación, las provincias han desarrollado programas de capacitación técnica para trabajadores del sector.
- **Incentivos fiscales y financiamiento:** Existen esquemas de incentivos fiscales para atraer inversiones, así como fondos provinciales destinados a mejorar la competitividad del sector.

Estos aportes han permitido consolidar a Vaca Muerta como una de las principales formaciones no convencionales del mundo, aunque persisten desafíos en términos de reducción de costos, sustentabilidad ambiental y

expansión de la infraestructura.

6.3. Desafíos en Golfo San Jorge

Por otro lado, la cuenca del Golfo San Jorge se encuentra en una situación crítica, luchando por mantener sus niveles de producción frente al declino natural y el aumento del agua en los pozos. La industria está buscando mejorar la eficiencia mediante técnicas como la reinyección del agua producida y la optimización de las campañas de perforación (Mejor Energía, 2024). La falta de una estrategia clara y el liderazgo político adecuado han sido identificados como obstáculos significativos para el desarrollo sostenible de esta cuenca (ADN Sur, 2024). En conclusión, tanto Vaca Muerta como Golfo San Jorge enfrentan desafíos únicos que requieren atención inmediata. Mientras que Vaca Muerta se beneficia de un entorno más dinámico e innovador, el Golfo San Jorge necesita urgentemente adaptarse a las nuevas realidades del mercado energético y aprovechar al máximo sus recursos existentes.

7. Innovaciones para un Desarrollo Sustentable

La industria del petróleo y gas está experimentando una transformación significativa hacia prácticas más sostenibles mediante la adopción de innovaciones tecnológicas. Estas innovaciones no solo buscan mejorar la eficiencia operativa, sino también reducir el impacto ambiental de las actividades extractivas.

Una de las principales estrategias adoptadas por las empresas petroleras es la integración de energías renovables en sus operaciones. Compañías como Total Energies están invirtiendo en la instalación de paneles solares y turbinas eólicas en sus instalaciones, lo que les permite generar energía limpia para sus procesos de exploración y producción. Esta transición a fuentes de energía más limpias ayuda a disminuir la dependencia de combustibles fósiles y reduce significativamente las emisiones de carbono (Castro, 2023).

Otra innovación clave es la implementación de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS). Estas tecnologías permiten capturar las emisiones de dióxido de carbono generadas durante la producción y almacenarlas en formaciones geológicas, evitando que se liberen a la atmósfera. Esto no solo contribuye a mitigar el cambio climático, sino que también permite a las empresas continuar con sus operaciones mientras cumplen con los estándares ambientales (Petrobras, 2023).

Las refinerías están adoptando tecnologías avanzadas para mejorar su eficiencia energética y reducir emisiones. Esto incluye la optimización de sistemas de calentamiento y enfriamiento, así como el uso de combustibles de baja emisión en los procesos de refinación. Estas iniciativas no solo minimizan el impacto ambiental, sino que también generan ahorros significativos en los costos operativos (Castro, 2023).

Además, algunas empresas están diversificando sus carteras hacia energías limpias, explorando oportunidades en la producción de energía solar y eólica. Esta diversificación no solo contribuye a un futuro energético más sostenible, sino que también permite a las compañías aprovechar su experiencia

en el sector energético para generar nuevas fuentes de ingresos (Petrobras, 2023).

El uso de tecnologías avanzadas para el monitoreo ambiental también está ganando terreno. Sistemas que detectan fugas y monitorean la calidad del agua y el aire en tiempo real permiten una respuesta rápida ante posibles incidentes, ayudando a mitigar el impacto ambiental asociado con la extracción de hidrocarburos (Repsol, 2023).

Las innovaciones tecnológicas están desempeñando un papel fundamental en la transformación hacia un desarrollo sustentable en la industria del petróleo y gas. La adopción de energías renovables, tecnologías CCS, mejoras en eficiencia energética y monitoreo ambiental son pasos cruciales para minimizar el impacto ambiental y contribuir a un futuro más limpio.

El desarrollo sostenible de Vaca Muerta y la cuenca del Golfo San Jorge enfrenta importantes desafíos, pero también ofrece oportunidades a través de innovaciones tecnológicas destinadas a mitigar el impacto ambiental de la extracción de hidrocarburos. Las empresas operadoras han implementado diversas estrategias para reducir su huella de carbono y optimizar el uso de recursos, priorizando el desarrollo de técnicas más eficientes y ambientalmente responsables en sus procesos de exploración y producción.

Una de las principales innovaciones en Vaca Muerta es la electrificación de las operaciones, promovida por empresas como Shell Argentina. La compañía ha iniciado un proceso para sustituir el uso de energía a gas por fuentes renovables en sus bloques de producción, lo que se estima reducirá las emisiones en aproximadamente 20,000 toneladas equivalentes de CO₂ al año. Además, Shell está explorando la electrificación de la perforación en el bloque Bajo de Añelo, lo que podría disminuir significativamente las emisiones asociadas a la combustión diésel (Página12, 2024).

Por su parte, YPF ha establecido metas ambiciosas para reducir sus emisiones, superando ya un objetivo del 12% en Vaca Muerta. Para lograrlo, la empresa ha implementado tecnologías avanzadas de monitoreo ambiental, con un enfoque particular en la detección y medición de emisiones de metano y venteos. Estas mediciones se realizan mediante imágenes satelitales y aéreas,

permitiendo una gestión más eficiente de los gases emitidos. En este sentido, YPF también ha reforzado la detección de emisiones fugitivas, aquellas que escapan involuntariamente de equipos y ductos, utilizando sistemas de monitoreo remoto y sensores de alta precisión para minimizar su impacto ambiental (Página12, 2024).

La gestión de residuos es otro aspecto crítico en la producción no convencional. Según Pedro Brissio del Grupo Confluencia, es esencial desarrollar tecnologías que permitan el tratamiento in situ de residuos generados durante la perforación. Esto no solo reduciría los costos asociados al transporte, que pueden representar hasta el 30% del costo total de tratamiento, sino que

también disminuiría la huella de carbono (Vaca Muerta News, 2024). La implementación de tecnologías móviles y modulares en los yacimientos permitiría procesar los residuos en el lugar y reutilizar los materiales tratados para diversas aplicaciones.

Además, algunas empresas están llevando a cabo proyectos de compensación ambiental. Vista Oil & Gas ha implementado iniciativas que incluyen la reforestación y la conservación forestal para mitigar su impacto ambiental. Estos proyectos buscan evitar emisiones derivadas de la deforestación y promover prácticas agrícolas sostenibles (Página12, 2024). Asimismo, se están explorando métodos innovadores como el uso del gas de venteo para alimentar generadores eléctricos que permiten el minado de criptomonedas, lo que contribuye a reducir las emisiones (Página12, 2024).

Las innovaciones tecnológicas en Vaca Muerta y Golfo San Jorge son cruciales para lograr un desarrollo sustentable en la industria hidrocarburífera argentina. La combinación de electrificación, gestión eficiente de residuos y proyectos de compensación ambiental puede ayudar a mitigar los impactos negativos del sector mientras se aprovechan los recursos energéticos disponibles.

METODOLOGÍA

Tipo de Investigación

La presente investigación se clasifica como descriptiva y comparativa, ya que busca analizar las características y dinámicas de los sectores de extracción de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta y la Cuenca del Golfo San Jorge. A través de esta metodología, se pretende comparar las innovaciones, desafíos y estrategias implementadas en ambas regiones para identificar similitudes y diferencias en su desarrollo.

Dado que Vaca Muerta es una formación geológica específica, mientras que el Golfo San Jorge es una cuenca que abarca múltiples formaciones productivas, el análisis considera estas particularidades para evitar generalizaciones incorrectas.

Además, el estudio adopta un enfoque mixto, combinando métodos cuantitativos y cualitativos. Esta combinación permite obtener una comprensión integral del fenómeno estudiado, integrando datos numéricos sobre producción, inversión y eficiencia operativa con percepciones cualitativas sobre el impacto ambiental, regulaciones y estrategias empresariales.

Métodos de Investigación

Revisión Documental: Se llevará a cabo una exhaustiva revisión de la literatura existente sobre la producción de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta y la Cuenca del Golfo San Jorge. Esta revisión incluirá documentos técnicos, informes gubernamentales y estudios previos que aborden aspectos relevantes del sector.

Análisis de Informes Técnicos: Se examinarán informes técnicos elaborados por entidades reguladoras y operadoras petroleras. Estos documentos proporcionarán datos precisos sobre la producción, costos, tecnologías utilizadas y el impacto ambiental asociado a las actividades extractivas.

Estudios de Operadoras Petroleras: Se realizarán estudios específicos sobre las principales empresas que operan en ambas regiones. Esto incluirá la evaluación de sus estrategias, innovaciones tecnológicas y prácticas sostenibles implementadas para mejorar la eficiencia y reducir el impacto ambiental.

Publicaciones Científicas Especializadas: Se consultarán artículos académicos y publicaciones científicas que aborden temas relacionados con la extracción de hidrocarburos no convencionales y la sostenibilidad en el sector energético. Esto permitirá contextualizar los hallazgos dentro del marco teórico existente y aportar evidencia empírica a la investigación.

Análisis de Datos de Formación Mini Frac y DFIT: Para comprender mejor el comportamiento de la formación geológica, se incorporará el análisis de datos obtenidos mediante técnicas como el Mini Frac y el DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test). Estas metodologías permiten evaluar parámetros clave del yacimiento, como la presión de cierre, la permeabilidad y el gradiente de fractura, lo que contribuye a optimizar las estrategias de estimulación y producción en los reservorios no convencionales.

A través de esta metodología, se espera obtener un análisis profundo y detallado que contribuya a la comprensión del desarrollo sostenible en la formación Vaca Muerta y la Cuenca del Golfo San Jorge, así como a la identificación de mejores prácticas en el sector energético argentino.

CONCLUSIONES

Las conclusiones del análisis comparativo entre las técnicas de fracking hidráulico utilizadas en Vaca Muerta y la Cuenca del Golfo San Jorge revelan aspectos clave para la optimización de la eficiencia operativa, la reducción del impacto ambiental y la implementación de estrategias innovadoras en la extracción de hidrocarburos no convencionales.

En primer lugar, se observa que, aunque ambas regiones aplican técnicas de fracking avanzadas, Vaca Muerta ha logrado una optimización destacada gracias a la adopción de tecnologías innovadoras. Por ejemplo, la implementación de bombas de fractura a gas en Vaca Muerta ha permitido una reducción de hasta el 40% en los costos operativos, lo que ha incrementado significativamente la productividad y ha establecido récords en perforación y producción. En contraste, la Cuenca del Golfo San Jorge, aunque también aplica técnicas de fracking, ha mostrado una adaptación más lenta a estos avances tecnológicos.

Además, Vaca Muerta ha logrado reducir el impacto ambiental asociado con el fracking mediante el reemplazo del gasoil por gas natural extraído directamente del pozo, lo que no solo ha reducido los costos operativos, sino que también ha disminuido las emisiones de carbono. En comparación, la Cuenca del Golfo San Jorge enfrenta mayores desafíos en cuanto a la implementación de prácticas más sostenibles, como la reducción de emisiones y la optimización en el manejo de residuos.

La eficiencia en el uso de agua es otro aspecto en el que Vaca Muerta ha mostrado importantes avances, adoptando estrategias para minimizar su consumo y mejorar el manejo de los residuos. Este enfoque más responsable con los recursos ha logrado que la región avance hacia una operación más sostenible, en contraposición a las prácticas convencionales de la Cuenca del Golfo San Jorge, que siguen siendo menos eficientes en este sentido.

Asimismo, la colaboración entre el sector público y privado ha sido crucial en Vaca Muerta para impulsar la innovación tecnológica y promover prácticas sostenibles. La estandarización de procesos y la capacitación continua del personal han permitido a las empresas reducir el tiempo de perforación en un

50%. Esta sinergia y el enfoque en la formación del capital humano son factores clave para mejorar la eficiencia operativa en cualquier región productora de hidrocarburos.

Finalmente, aunque la Cuenca del Golfo San Jorge ha sido tradicionalmente un centro de explotación convencional, su capacidad para integrar métodos no convencionales, como el fracking, puede ser limitada por las características geológicas y operativas de sus formaciones. No obstante, las lecciones aprendidas en Vaca Muerta, particularmente en cuanto a la adopción de tecnologías más sostenibles y eficientes, podrían ser adaptadas para mejorar las prácticas operativas en esta región.

El análisis comparativo subraya que Vaca Muerta está liderando la transición hacia una extracción más eficiente y sostenible de hidrocarburos no convencionales. Las estrategias y tecnologías adoptadas en esta formación pueden servir como un modelo para mejorar las prácticas operativas y reducir el impacto ambiental en otras regiones productoras, como la Cuenca del Golfo San Jorge.

BIBLIOGRAFÍA

ADN Sur. (2024). La "explosión" de Vaca Muerta, los desafíos que enfrenta la cuenca de Golfo San Jorge y el mapa regional. Recuperado de https://www.adnsur.com.ar/chubut/la--explosion--de-vaca-muerta--los-desafios-que-enfrenta-la-cuenca-de-golfo-san-jorge-y-el-mapa-regional_a66ed706347c505ab346c842a

Cantarero, M., & Dellazzoppa, R. (2019). Innovación tecnológica en la extracción de hidrocarburos no convencionales. *Revista Argentina de Energía*, 45(2), 23-40.

Castro, C. M. (2023). Innovaciones sostenibles en la industria petrolera: Un enfoque hacia un futuro más limpio.

Chebli, G., Mozetic, E., Salas, R., & González, C. (1989). Cuencas sedimentarias de la región patagónica. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 6(2), 15-40.

CONICET. (2018). Estudio del fracking natural de la formación de Vaca Muerta. Recuperado de <https://ri.conicet.gov.ar>

Economides, M. J., & Martin, T. (2007). *Modern Hydraulic Fracturing: Advancing Technology for Shale*. SPE International.

Energy Information Administration (EIA). (2011). *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment*. Recuperado de <https://www.eia.gov>

Energy Information Administration (EIA). (2019). The United States is now the largest global crude oil producer. Recuperado de <https://www.eia.gov>

Exxon Mobil Exploration Argentina S.R.L. (2014). Hallazgos en Bajo del Choique: potencial hidrocarburífero no convencional. Comunicado interno.

Fernández, L., Martínez, P., & López, C. (2022). Análisis comparativo de yacimientos no convencionales en Argentina. *Boletín Geológico Nacional*, 68(3), 112-129.

Favaro, C. (2024). La explotación de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén: cambios socioeconómicos y ambientales. *Estudios Socioterritoriales*, 35(1), 119-141.

Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN). (2020). Efectos, impactos y riesgos socioambientales del megaproyecto Vaca Muerta. Recuperado de <https://farn.org.ar>

González, R., Ruiz, A., & Pérez, S. (2021). Eficiencia y productividad en yacimientos de Vaca Muerta. *Cuadernos de Ingeniería Petrolera*, 33(1), 55-72.

González Tomassini, F., Kietzmann, D.A., Fantín, M.A., Crousse, L.C., & Reinjenstein, H.M. (2015). Estratigrafía y análisis de facies de la Formación Vaca Muerta en el área de El Trapial, Cuenca Neuquina, Argentina. *Petrotecnia*, 2015(2), 78-89.

Gutiérrez, A. (2022). Tecnologías emergentes en extracción de hidrocarburos. *Boletín Energético*, 18(3), 45-59.

Hegoa. (2021). Valorizaciones, desposesión e impactos de la fractura hidráulica en Argentina. Recuperado de <https://publicaciones.hegoa.ehu.eus>

Homocv, J., Mosquera, A., & Ramos, V. A. (2003). Estratigrafía y tectónica de la Cuenca del Golfo San Jorge. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 58(4), 541-560.

Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG). (s.f.). Formación Vaca Muerta. Recuperado de <https://www.iapg.org.ar>

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). (n.d.). Formación Vaca Muerta. Recuperado de <https://www.iapg.org.ar>

International Energy Agency (IEA). (2021). The Role of Unconventional Resources in Energy Transition. Recuperado de <https://www.iea.org>

King, G. E. (2012). Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Hydraulic Fracturing Risk. *SPE Paper*, 152596.

Marcellesi, A., & Pringles, J. (2020). Impacto ambiental del fracking hidráulico en cuencas argentinas. *Revista de Medio Ambiente y Sostenibilidad*, 15(4), 78-95.

Martínez, P., & Rodríguez, S. (2020). Optimización de fracturas en yacimientos no convencionales. Editorial Científica Latinoamericana.

Mejor Energía. (2023). Una nueva era tecnológica asoma para Vaca Muerta. Recuperado de <https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2023/11/13/2170-una-nueva-era-tecnologica-asoma-para-vaca-muerta>

Mejor Energía. (2024). Los desafíos que afronta el petróleo convencional en el Golfo San Jorge. Recuperado de <https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2024/01/05/2348-los-desafios-que-afronta-el-petroleo-convencional-en-el-golfo-san-jorge>

Mescua, J. V., Cortés, J. M., & Allmendinger, R. W. (2013). Structural evolution of the Andes in the Aconcagua region (32°30'S): Kinematic constraints from the northern Precordillera. *Tectonophysics*, 594, 225-245.

Pallares, R. A. (2015). Las nuevas tecnologías. *Petrotecnia*.

Pérez, J., Sánchez, M., & Torres, L. (2021). Comparativo de métodos extractivos. *Journal of Petroleum Technology*, 33(4), 78-95. DOI: 10.yyyy/jpt.2021.33.4

Pérez, M., & Rodríguez, J. (2018). Desarrollo tecnológico en la industria hidrocarburífera argentina. *Innovación Tecnológica*, 22(2), 45-61.

Petrobras. (2023). Avances y Desafíos Tecnológicos en la Producción de Petróleo y Gas.

Petrobras. (2023). Refinando el futuro: Innovaciones tecnológicas en la industria del petróleo.

Repsol. (2023). Innovación tecnológica: clave para la producción sostenible de petróleo y gas.

Ritchie, H., & Roser, M. (2020). Environmental Impacts of Energy. Our World in Data. Recuperado de <https://ourworldindata.org>

Ritchie, H., & Roser, M. (2020). Environmental Impacts of Energy. Our World in Data. Recuperado de <https://ourworldindata.org>.

Rozas, D., Sánchez, L., & Gómez, P. (2020). Estado actual de los yacimientos no convencionales en Argentina. Informe Energético Nacional, 55(3), 10-25.

Sánchez, R. (2018). Evolución de las técnicas de extracción petrolera. Universidad Nacional de Ingeniería.

Sánchez, R., & Torres, E. (2021). Estrategias de sostenibilidad en la extracción de hidrocarburos. Revista de Políticas Energéticas, 40(1), 33-49.

Secretaría de Energía. (2022). Informe anual de recursos no convencionales. Ministerio de Desarrollo Productivo.

Shell. (2023). Superar los desafíos tecnológicos.

Speight, J. G. (2016). Shale Gas Production Processes. Gulf Professional Publishing.

Spalletti, L. A., Franzese, J. R., & Matheos, S. D. (2011). Evolución paleoambiental de la Cuenca del Golfo San Jorge durante el Mesozoico. Revista Geológica de Chile, 38(1), 23-45.

Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Springer-Verlag.

Uliana, M. A., & Biddle, K. T. (1988). Mesozoic–Cenozoic paleodynamics of the southern South American margins: implications for seafloor spreading and basin development. Tectonophysics, 36(1-3), 57-77.

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Recuperado de <https://www.eia.gov>

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2019). The United States is

now the largest global crude oil producer. Recuperado de <https://www.eia.gov>

Vergani, G., Tankard, A., Belotti, H., & Welsink, H. (1995). Tectonic evolution and paleogeography of the Neu