



**UNIVERSIDAD
TORCUATO DI TELLA**

**TRABAJO FINAL – MAESTRIA EN DIRECCIÓN DE
EMPRESAS**

**IMPACTO Y NECESIDAD DEL
PROYECTO TREN A VACA MUERTA
EN EL DESARROLLO ENERGÉTICO
ARGENTINO**

2020

ALUMNO: Juan Manuel Pitz

TUTOR: Mariano Perez

LUGAR: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Dedicatoria / Agradecimientos

Quiero agradecer en primer lugar a mi familia, que siempre me apoyaron para que pueda estudiar y conseguir mis objetivos.

A mis compañeros de grupo de estudio del MBA, con los que trabajamos, debatimos y compartimos largas reuniones virtuales muy enriquecedoras.

A Romina Yakimczuk, por aconsejarme y motivarme a encarar el MBA.

A Mariano Perez, mi tutor, por su disposición, su tiempo y por guiarme en el desarrollo de la tesis.

Resumen Ejecutivo

En los últimos años, los desarrollos de nuevas tecnologías en perforación, completación y producción han permitido explotar los hidrocarburos no convencionales en forma rentable y segura a nivel mundial. Esto ayudó a revertir la tendencia declinante de los yacimientos convencionales y a contar con mayor oferta energética. Argentina no fue la excepción, apalancada en uno de los mayores reservorios shale descubiertos a la fecha, Vaca Muerta. Este yacimiento tiene el potencial de autoabastecer al país durante años y nivelar la balanza energética y comercial, generando exportaciones por millones de dólares.

Una de las características de este tipo de producción no convencional, son las altas inversiones requeridas en insumos, principalmente para mantener un ritmo alto de construcción e incorporación de pozos. La logística de estas materias prima es un desafío y en un mercado como el argentino, dominado por el transporte vial por camiones, los costos tienen margen para optimizarse y esto impacta en los indicadores de rentabilidad de las empresas.

Uno de los proyectos para potenciar esta actividad es la reactivación y puesta en valor de un tren de cargas, conectando puertos con la zona central de Vaca Muerta. La idea no es nueva, sino que fue presentada en varios gobiernos y siempre postergada. Esto repercute en una situación subóptima para la industria y para el desarrollo energético del país, al tener una asignación de recursos no adecuada.

En el Marco Teórico de la tesis se analizaron las fortalezas, oportunidades, amenazas y debilidades de este proyecto, la historia del petróleo y los trenes en Argentina (ambas compartiendo etapas de estatización y privatización), la situación actual del mercado energético y una breve reseña de los recursos no convencionales. En la sección de Investigación Empírica se incorporó un análisis económico, donde planteando un pozo tipo, se cuantificaron los insumos requeridos y los costos involucrados, para establecer un escenario base. Luego se simuló diferentes alternativas de transporte, proponiendo rutas navales, férreas, viales y sus combinaciones, para obtener el menor costo por tn/km. Finalmente se calcularon los indicadores financieros del proyecto, tanto desde el punto de vista de las Operadoras, como del Fideicomiso férreo que tendrá a cargo la explotación del tren. Se concluyó en que el proyecto representa una oportunidad de generar valor para todos los involucrados, por lo cual sería positivo que se desarrollen políticas para implementar la iniciativa.

Palabras clave

Petróleo, Vaca Muerta, Tren Norpatagónico, Recursos, Reservas, No Convencional, Energía.

Índice / Tabla de Contenido

Dedicatoria / Agradecimientos	2
Resumen Ejecutivo	3
Palabras clave	3
Índice / Tabla de Contenido	4
Lista de tablas.....	5
Lista de figuras	6
Diccionario de Acrónimos/Glosario	7
Introducción / Prefacio	9
MARCO TEORICO	10
CAPÍTULO 1: LA INDUSTRIA PETROLERA EN ARGENTINA	10
CAPÍTULO 2: RECURSOS Y RESERVAS HIDROCARBURÍFERAS	12
Subsección 2.1: Convencionales y No Convencionales	14
Subsección 2.2: Inversiones	16
Subsección 2.3: Insumos y Logística	18
CAPÍTULO 3: IMPORTANCIA DEL DESARROLLO DE LA CUENCA NEUQUINA	21
Sección 3. 1: Curvas de Aprendizaje en Vaca Muerta	27
CAPÍTULO 4: FERROCARRILES EN ARGENTINA.....	32
Subsección 4.1: Importancia del Ferrocarril a Vaca Muerta	33
CAPÍTULO 5: SITUACIÓN ACTUAL DEL DESARROLLO DE VACA MUERTA.....	37
INVESTIGACION EMPIRICA-DOCUMENTAL.....	39
CAPÍTULO 6: METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE COSTOS.....	39
Subsección 6.1: Supuestos Transporte Carretero.....	41
Subsección 6.2: Supuestos Transporte Férreo	41
Subsección 6.3: Supuestos Transporte Marítimo.....	41
Subsección 6.4: Supuestos Pozo Tipo.....	42
CAPÍTULO 7: ALTERNATIVAS DE TRANSPORTE.....	45
CAPÍTULO 8: COSTOS DE TRANSPORTE PARA CADA ALTERNATIVA	47
CAPÍTULO 9: INDICADORES DEL PROYECTO	50
Subsección 9.1: Indicadores Operadoras	51
Subsección 9.2: Indicadores Fideicomiso	56
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	58
CAPÍTULO 10	58
Bibliografía.....	60

Lista de tablas

Tabla 1: Análisis FODA.....	20
Tabla 2: Estimación de cantidades de pozos y volumen de materiales	21
Tabla 3: Elementos Perforación	43
Tabla 4: Elementos Completación	43
Tabla 5: Tonelajes por pozo tipo	45
Tabla 6: Tonelajes por pozo tipo	48
Tabla 7: Costos y Ahorros de cada alternativa	48
Tabla 8: Mejoras en costos de insumos	49
Tabla 9: Mejoras en costo por pozo tipo	50
Tabla 10: Cash Flow para alternativa de camiones.....	52
Tabla 11: Cash Flow para alternativa de tren.....	52
Tabla 12: Cash Flow para alternativa de camiones + tren.....	53
Tabla 13: Cash Flow para alternativa de barco + tren.....	53
Tabla 14: Cash Flow para Fideicomiso	56

Lista de figuras

Ilustración 1: Balanza energética petróleo	11
Ilustración 2: Balanza energética gas	11
Ilustración 3: Marco de Identificación de Recursos	12
Ilustración 4: Play Petrolero	15
Ilustración 5: Convencional vs No Convencional.....	16
Ilustración 6: Área contactada para un mismo espesor de formación con un pozo vertical y con un pozo horizontal	17
Ilustración 7: Cotización de referencia WTI.....	22
Ilustración 8: Cotización de referencia Henry Hub	23
Ilustración 9: Balanza energética petróleo	24
Ilustración 10: Balanza energética gas	24
Ilustración 11: Proyecciones Petróleo	25
Ilustración 12: Proyecciones Gas.....	26
Ilustración 13: Matriz energética y sus proyecciones 2030.....	26
Ilustración 14: Evolución cantidad de fracturas promedio por pozo no convencional NQN	27
Ilustración 15: Evolución cantidad de arena promedio por pozo no convencional NQN	28
Ilustración 16: Evolución rama horizontal promedio por pozo no convencional NQN ..	29
Ilustración 17: Evolución acumulada promedio a 90 días Oil por pozo no convencional NQN	30
Ilustración 18: Evolución acumulada promedio a 90 días Gas por pozo no convencional NQN	30
Ilustración 19: Evolución cantidad de pozos no convencional NQN	31
Ilustración 20: Evolución producción petróleo no convencional NQN	31
Ilustración 21: Evolución producción gas no convencional NQN	32
Ilustración 22: Obras Tren Norpatagónico.....	35
Ilustración 23: Distribución modal del transporte.....	36
Ilustración 24: Modelo de Estimación de Costos de Transporte por Agua MECTA	39
Ilustración 25: Modelo de Costos Carreteros MCC	40
Ilustración 26: Modelo de Costos Ferroviarios COSFER.....	40
Ilustración 27: Esquema de pozo tipo	42
Ilustración 28: Costos porcentuales para un pozo no convencional promedio en NQN	44
Ilustración 29: Rutas y Alternativas de transporte	47
Ilustración 30: Esquema de precios	49
Ilustración 31: Mapa de Actores e Interacciones.....	51
Ilustración 32: Principales indicadores Operadoras	54
Ilustración 33: Sensibilidad VAN a precio petróleo	55
Ilustración 34: Sensibilidad VAN a precio gas	55
Ilustración 35: Sensibilidad VAN a tarifa	57

Diccionario de Acrónimos/Glosario

i **TEP:** Tonelada Equivalente de Petróleo. Unidad de energía, hace referencia a la liberada en forma teórica por una tonelada de petróleo. Debido a que en el petróleo el poder calorífico (energía por unidad de masa) y la densidad (masa por unidad de volumen) son dependientes de la composición química, se establece como convención:

$$1 \text{ TEP} = 10000000000 \text{ calorías} = 11630 \text{ kW.h}$$

De este modo, se pueden referenciar los distintos tipos de energía (gas natural, nuclear, eólica, etc.) en un indicador único basado en la capacidad de liberar energía.

ii **TCF:** Trillion cubic feet, unidad de volumen equivalente a 1.000.000.000.000 pies cúbicos en unidades **anglosajonas**. En unidades internacionales, equivalente a 28.316.846.592 m³.

iii **SPE:** Society of Petroleum Engineers - *Sociedad de Ingenieros de Petróleo*.
<https://www.spe.org/>

iv **SPEE:** Society of Petroleum Evaluation Engineers - *Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo*. <https://spee.org/>

v **WPC:** World Petroleum Council - *Consejo Mundial del Petróleo*.
<https://www.world-petroleum.org/>

vi **AAPG:** American Association of Petroleum Geologists - *Asociación Americana de geólogos del petróleo*. <https://www.aapg.org/>

vii **SEG:** Society of Exploration Geophysicists - *Sociedad de Geofísicos de Exploración*.
<https://seg.org/>

viii **SPWLA:** Society of Petrophysicists and Well Log Analysts - *Sociedad de petrofísicos y analistas de registros de pozos*.
<https://www.spwla.org/>

ix **EAGE:** European Association of Geoscientists & Engineers - *Asociación Europea de geocientíficos e ingenieros*.
<https://eage.org/>

x **Porosa:** característica de una roca, hace referencia al espacio vacío dentro de la misma, con posibilidad de ser ocupada por líquidos o gases. Se expresa simbólicamente como ϕ y se mide porcentualmente.

xi **Permeable:** se dice de una roca con la capacidad de transmitir líquidos o gases (de una determinada viscosidad) a través de la misma, al aplicar un diferencial de presión. Se expresa simbólicamente como k y se mide en Darcys.

xii **Perfiles:** herramienta que registra uno o más parámetros en función del tiempo o profundidad dentro de un pozo, mediante la aplicación de algún método eléctrico, magnético, sónico, etc.

xiii **Sistema de extracción artificial:** consiste en algún sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo, con el objetivo de producir el mismo. Utilizan distintos

principios de funcionamiento, incluidos el bombeo mecánico, electrosumergible, gas lift, entre otros.

^{xiv} **Punzado:** operación de apertura de orificios sobre el casing, cemento y formación, vinculando el reservorio con el interior del pozo, para el flujo de fluidos. Se realiza con herramientas tipo cañón que se bajan con cables mediante un equipo de Wireline.

^{xv} **Estimulación:** incluye las operaciones de fractura hidráulica, fractura y tratamientos ácidos a formación, tendientes a incrementar la transmisibilidad de la misma y su productividad. Se realizan bombeando desde superficie distintos compuestos a presiones suficientemente altas (en algunos casos, necesarias para iniciar la ruptura de la formación).

^{xvi} **SRV:** Stimulated reservoir volume, volumen estimulado de reservorio.

^{xvii} **Infill:** pozos que se perforan dentro de un esquema de planta de pozos existentes, con el objetivo de contactar zonas no drenadas en la actualidad.

^{xiii} **WTI:** West Texas Intermediate. Crudo de referencia producido en Texas, cuya calidad se toma como patrón para fijación de precios internacionales, expresados en USD/bbl: dólar por barril. En la industria petrolera, un barril es equivalente a 42 galones americanos, es decir, 158.9 litros.

Cotización del ticker: <https://www.bloomberg.com/quote/CL1:COM>

^{xix} **Henry Hub:** Se refiere a un centro de distribución de gas en Luisiana, USA, que por su volumen negociado y alta liquidez se toma como referencia para el precio del gas natural.

Cotización del ticker: <https://www.bloomberg.com/quote/NG1:COM>

Se expresa en USD/MMBTU, dólares por millón de BTU.

BTU: British Thermal Unit: Unidad de energía. Se utiliza usualmente para describir volúmenes de gas, estandarizándolos según la energía contenida. Mide la cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura en 1°F (Fahrenheit) a 1 libra (0.4536 kg) de agua.

$$\begin{aligned}1 \text{ BTU} &= 252 \text{ calorías} = 0.000293071 \text{ kW.h} \\1 \text{ MMBTU} &= 27.8 \text{ m}^3 \text{ gas}\end{aligned}$$

^{xx} **Contrato PPP:** Contrato de Participación Público-Privada. Son aquellos celebrados entre los órganos y entes que integran el Sector Público Nacional y sujetos privados o públicos con el objeto de desarrollar, una o más actividades de diseño, construcción, ampliación, mejora, mantenimiento, suministro de equipamientos y bienes, explotación u operación y financiamiento. Este tipo de contratos constituye una modalidad alternativa a los contratos de obra pública y concesión de obra pública, en la que hay una distribución de riesgos entre la autoridad contratante y el contratista, asumiendo este último la responsabilidad por la obtención de una parte sustancial del financiamiento del proyecto.

Introducción / Prefacio

En esta tesis se analizó el impacto de la postergada propuesta de un tren que conecte los yacimientos de la cuenca neuquina con la terminal marítima de Bahía Blanca. Esto permitirá abastecer de insumos a Vaca Muerta directamente desde el puerto (tubulares, cemento, arena, etc), que en la actualidad son transportados en camiones. Pensando en un desarrollo a futuro de la zona, con mayor nivel de actividad y una explotación a escala, las materias primas requeridas por la industria del Oil & Gas serán cada vez más demandadas y es necesario pensar en un escenario con precios competitivos desde el primer momento, que resulte atractivo para los inversores.

La situación mejorada de contar con un tren de cargas tendrá varios beneficios:

- Transporte eficiente y en gran volumen de insumos petroleros en sentido Vaca Muerta.
- Transporte de productos agrícolas y mineros en sentido Bahía Blanca, permitiendo un mejor aprovechamiento del recurso.
- Descongestión de rutas.

El objetivo fue analizar las variables que impactan en la decisión de avanzar con un proyecto de esta magnitud y justificar técnicamente la decisión con parámetros e indicadores de costos y producción. Se plantearon los siguientes interrogantes:

¿El escenario proyectado de producción justifica la necesidad del tren, frente a la alternativa de los camiones?

¿Se contemplaron los impactos positivos y negativos que tiene este proyecto en la economía regional?

Considerando el proyecto como un todo y pensando en la generación de valor a nivel país, ¿Resulta atractivo encarar el proyecto?

Se generaron proyecciones de producciones de gas y petróleo a nivel cuenca neuquina; de demanda de insumos básicos para poner en marcha los pozos que generarán la producción incremental del punto anterior y su comparativa entre una situación base de abastecimiento de insumos vía camiones y una situación mejorada a través del tren.

La metodología de investigación fue del tipo descriptiva, soportada con los dataset de la Secretaría de Energía de la Nación como fuente de datos primarios. Como fuentes de datos secundarios se analizaron las proyecciones elaboradas por los Ministerios de Producción, Transporte, Gobierno y Planeamiento de la Nación.

La Tesis se dividió en tres grandes secciones; un Marco Teórico, que contiene antecedentes e historia de la industria petrolera y ferroviaria en Argentina, la descripción del proyecto en estudio y su impacto en el desarrollo energético del país; una Investigación Empírica, que modeló los costos de un pozo tipo y los ahorros que se desprenden de distintas alternativas de transporte, así como los indicadores financieros del proyecto; y por último las Conclusiones y Recomendaciones, que resumen lo observado en esta Tesis.

MARCO TEORICO

CAPÍTULO 1: LA INDUSTRIA PETROLERA EN ARGENTINA

En Argentina se definió el 13 de diciembre como el Día Nacional del Petróleo, en conmemoración del descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia, en ese día de 1907, en manos de la Dirección de Minas, Geología e Hidrología de la Nación. La historia cuenta que el objetivo de la exploración era agua dulce, aunque algunos indican que el real objetivo era el prospecto y delineación petrolera de la zona, bajo indicios de geólogos e ingenieros. Sin embargo, el uso y extracción de este hidrocarburo era conocido en el país desde la época colonial, con algunas diferencias: se obtenía principalmente de manaderos y afloramientos en superficie; aunque para el año 1886 ya existía una compañía privada que producía petróleo en Mendoza, a través de pozos de hasta 300 m de profundidad (Anadón, 2010).

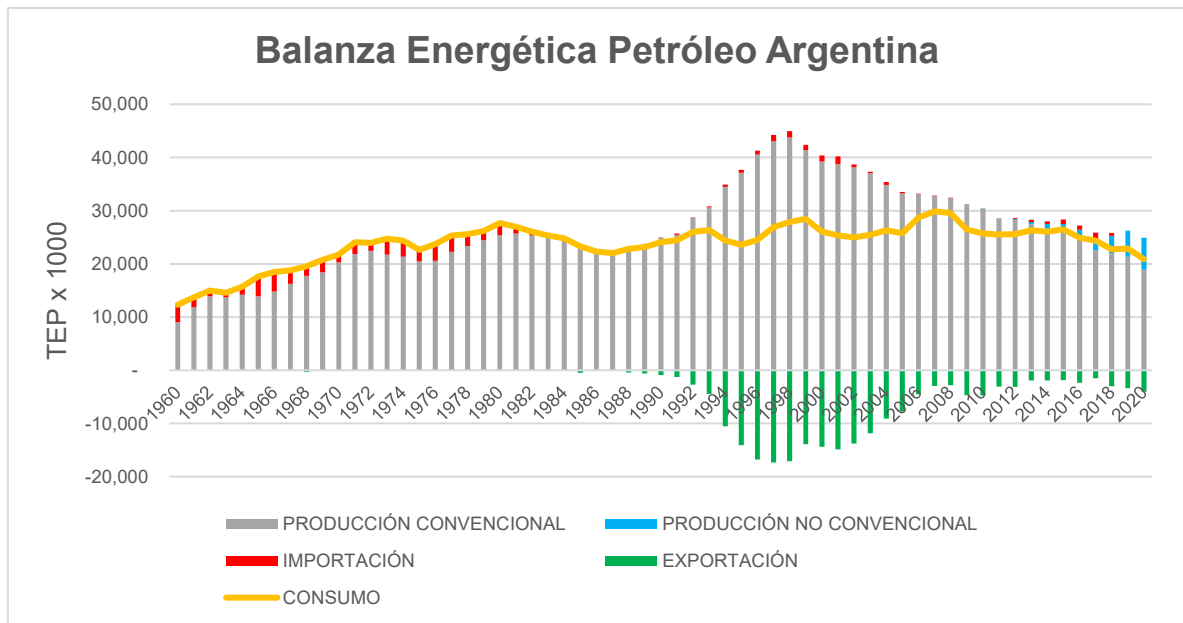
El país adaptó su legislación y marco institucional, en vistas de capturar el valor del petróleo y para 1910 ya contaba con un decreto de Sáenz Peña que creaba la Dirección General de Explotación del Petróleo de Comodoro Rivadavia y le transfería la administración de los yacimientos del Estado. Con esto Argentina dejaba en claro sus objetivos de producir y vender petróleo a la marina y a los ferrocarriles nacionales.

Para 1922 se reorganiza el sector petrolero y se crea la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, dependiente del Ministerio de Agricultura. Un año después, YPF se convierte en ente autárquico, con 3 objetivos:

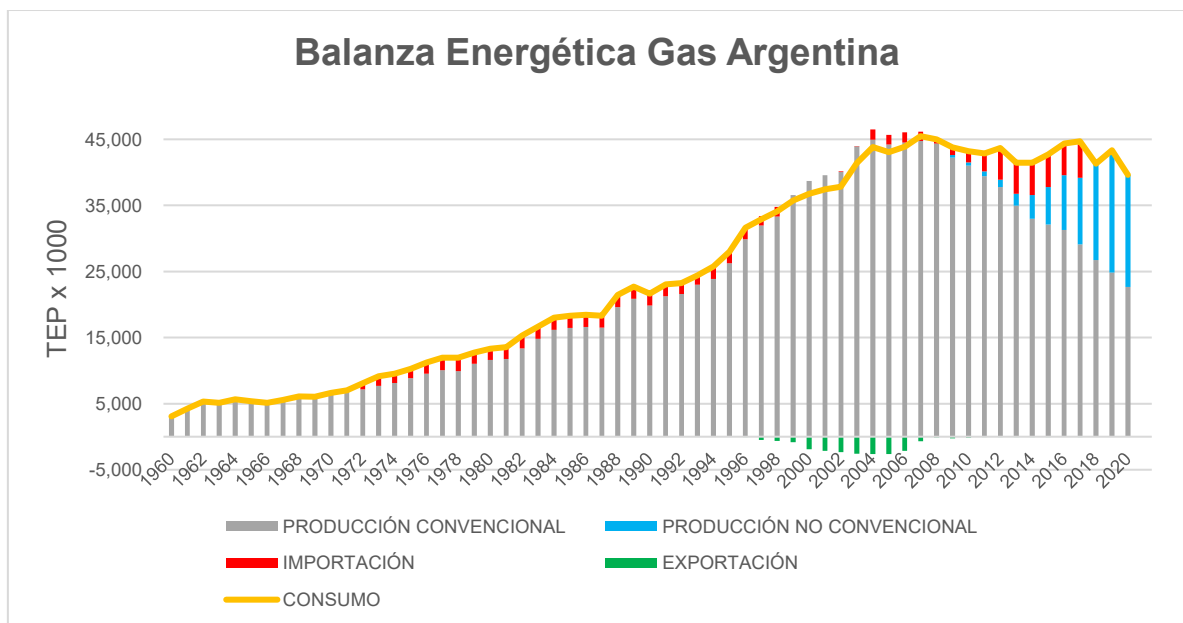
- Convertirse en una empresa integrada.
- Regular el mercado.
- Lograr autoabastecimiento.

Durante el siglo XX, la industria se desarrolló y ampliaron las regulaciones permitiendo el ingreso al mercado de capitales extranjeros, con el objetivo de ampliar la producción y alcanzar el tercer objetivo. YPF había intentado durante este tiempo satisfacer las demandas del país en forma cuasi monopólica, sin embargo, no fue capaz de lograr el autoabastecimiento energético sostenido, recurriendo año a año a las importaciones de crudo para cubrir las necesidades. Entre los cambios regulatorios se incluye la Ley de Nacionalización del Petróleo de 1958, que establece que los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos existentes en el territorio argentino y en la plataforma submarina, son bienes exclusivos, imprescriptibles e inalienables del Estado Nacional.

Para la década del '90, el mercado petrolero argentino se desregula nuevamente. En 1990, por decreto, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado se transforma en YPF Sociedad Anónima. En 1992 y por ley, se transfiere el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos a las provincias y se privatiza YPF (otras empresas como Ferrocarriles Argentino, Gas del Estado y Aerolíneas Argentinas siguieron el mismo camino).

*Ilustración 1: Balanza energética petróleoⁱ*

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación y el IAPG

*Ilustración 2: Balanza energética gas*

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación y el IAPG

En las *Ilustraciones 1 y 2*, se observa respectivamente las balanzas energéticas de Argentina para petróleo y gas, se aprecia claramente que las importaciones fueron una constante del país, principalmente en gas. Para los últimos años de la serie, el ingreso de producción no convencional ayuda a revertir la dependencia de energía extranjera.

En 2011, se publica un informe de la *US Energy Information Administration*, con foco en los recursos shale, donde se expone el potencial de Vaca Muerta en la cuenca neuquina, con 802 TCFⁱⁱ de gas. Esto posiciona estratégicamente al país entre los que poseen mayores reservas de hidrocarburos a nivel mundial: segundo en shale gas y cuarto en shale oil, concentradas principalmente en la cuenca neuquina (U.S. Energy Information Administration, 2011).

Coetáneamente, para 2012, el Gobierno Argentino expropia el 51% de las acciones de Repsol YPF, argumentando una baja en la producción y falta de inversiones (Goy, 2015).

La industria de los recursos no convencionales comenzó a expandirse a partir de 2004 en Estados Unidos, logrando revertir la tendencia declinante de su producción y la dependencia de petróleo extranjero, a medida que se implementaron nuevas tecnologías en perforación y estimulación. En Argentina, al igual que en el resto del mundo, los reservorios no convencionales eran conocidos desde varias décadas antes de su explotación, pero al no existir las tecnologías necesarias para su producción, no constituían reservas. Para el año 2009, comienza la producción no convencional en el país y a partir de ese momento, una curva de aprendizaje que busca mayores eficiencias y productividades por pozo.

CAPÍTULO 2: RECURSOS Y RESERVAS HIDROCARBURÍFERAS

Las definiciones utilizadas para identificar los volúmenes de hidrocarburos de un yacimiento responden a una estandarización y clasificación acordada por las distintas entidades que norman la industria del Oil & Gas (SPEⁱⁱⁱ, SPEE^{iv}, WPC^v, AAPG^{vi}, SEG^{vii}, SPWLA^{viii} y EAGE^{ix}), esto garantiza uniformidad a nivel de certificación de reservas y transparencia en la información que proporcionan las empresas y países (SPE, 2018).

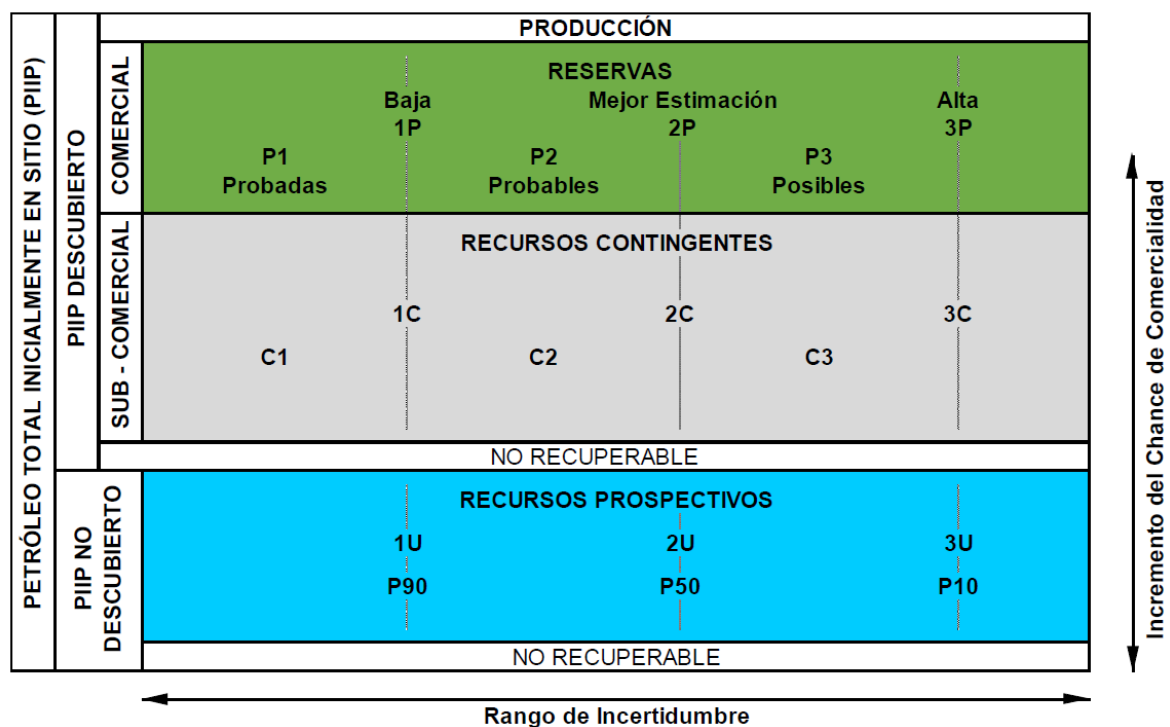


Ilustración 3: Marco de Identificación de Recursos
Fuente: SPE (2018). Petroleum Resources Management System

Al hablar de recursos y reservas no nos limitamos a una volumetría; el riesgo y la incertidumbre cobran relevancia, al igual que los factores económicos que definen la viabilidad de un proyecto y sus flujos de caja, tal como se refleja en la *Ilustración 3*:

- El Petróleo Total Inicialmente En Sitio (PIIP) es la cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en acumulaciones naturales, descubiertas y no descubiertas, antes de la producción.
- El Petróleo Descubierto Inicialmente En Sitio es la cantidad de petróleo que se estima contenida en acumulaciones conocidas antes de la producción, a una fecha dada.
- La Producción es la cantidad de petróleo acumulada que se recuperó a una fecha dada. Es la única variable medida realmente y que soporta los análisis de la ingeniería de reservorios.

Un proyecto petrolero será capaz de recuperar una porción del petróleo PIIP, de forma tal que se necesitan algunas clasificaciones adicionales:

- Se denomina **Reservas** a aquellas cantidades de petróleo de acumulaciones conocidas y que bajo ciertas condiciones definidas (por ejemplo, las tasas de rentabilidad mínima y el precio de los productos básicos, los costos operativos y de capital y los factores técnicos de mercado, ventas, legales, ambientales, sociales y gubernamentales), se anticipan comercialmente recuperables a partir de cierta fecha. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes.
- Los **Recursos Contingentes** son aquellas cantidades de petróleo estimadas, en una acumulación conocida a una determinada fecha, a ser potencialmente recuperables por la aplicación de proyectos de desarrollo pero que actualmente no son considerados comerciales (no existe mercado o tecnología apta para su recupero). ***El shale oil y shale gas se ubicó durante varios años dentro de esta categoría.***

Una porción del PIIP permanecerá retenida en los intersticios y no podrá ser producida, a causa de restricciones físicas o químicas entre los fluidos y las rocas del reservorio.

- Llamamos Petróleo No Descubierto Inicialmente en Sitio a la cantidad de petróleo estimada a una fecha dada que se encuentra en acumulaciones aun no descubiertas. Este volumen incluye a los **Recursos Prospectivos**, que es la porción potencialmente recuperable de estas acumulaciones no descubiertas. Existe tanto incertidumbre geológica como de desarrollo, por lo tanto, tiene menor probabilidad que las Reservas y los Recursos Contingentes. La actividad exploratoria se enfoca en este ámbito, buscando convertir prospectos en reservas (o contingentes a ser reservas a futuro).

De esta forma, al evaluar cualquier proyecto petrolero, las cantidades recuperables se indicarán en términos de la producción derivada del plan de desarrollo del yacimiento. El primer punto a considerar es el acceso a la tecnología apta para producir (considerando competencias del personal, equipos de torre, insumos y métodos de producción entre otros). En segundo lugar, entender que no todos los proyectos técnicamente viables serán comerciales. Esto incluye costos operativos, de mercado, factores legales, ambientales, sociales, gubernamentales, infraestructura de transporte, impuestos, etc.

Es común dentro de la industria, acotar las cantidades pronosticadas a ser producidas, de forma tal de estandarizar sensibilidades y riesgos. Se habla así de pronósticos P90 – P50 – P10, haciendo referencia a un escenario conservador (de bajo volumen y alta probabilidad P90), a uno de estimación media y a un escenario de alto riesgo (alto

volumen y baja probabilidad P10), respectivamente. Los rangos de incertidumbre así establecidos indican que en cada caso:

- Existe una probabilidad de al menos 90% que las cantidades recuperadas igualen o excedan la estimación baja P90.
- Existe una probabilidad de al menos 50% que las cantidades recuperadas igualen o excedan la mejor estimación P50.
- Existe una probabilidad de al menos 10% que las cantidades recuperadas igualen o excedan la estimación alta P10.

Estos conceptos guardan cierta equivalencia con los términos probado, probable y posible que se utilizan en la industria del O&G:

- **Reservas Probadas [P1]:** Son las cantidades de petróleo que mediante análisis de geociencias e ingeniería se estiman comercialmente recuperables con una certeza razonable en yacimientos conocidos y bajo condiciones técnicas y comerciales dadas. La certeza razonable hace referencia a un grado alto de confianza y si aplicáramos un método probabilístico tendríamos por lo menos un 90% de chance de igualar o exceder las estimaciones.
- **Reservas Probables [P2]:** Son aquellas cantidades de petróleo adicionales que tienen menor probabilidad de ser recuperadas que las anteriores. La suma de las reservas probadas más las probables se conoce como P2 ($1P+2P$).
- **Reservas Posibles [P3]:** Son las reservas adicionales que tienen la menor probabilidad de ser recuperadas, pero no ser menor al 10% al utilizar un método probabilístico. El escenario de estimación alto 3P es la suma de todas las reservas $P1+P2+P3$.

Subsección 2.1: Convencionales y No Convencionales

Las clasificaciones y definiciones de recursos y reservas aplican a todos los tipos de acumulaciones de petróleo y gas independientemente de las características del lugar, método de extracción aplicado o procesamiento requerido. Podemos establecer una clasificación adicional respecto al tipo de recurso en sitio: convencionales y no convencionales.

En el ámbito de los recursos convencionales, los que desarrollaron la industria, son aquellos que se encuentran en una roca *porosa*^x y *permeable*^{xi}. El PIIP se encuentra atrapado en estructuras geológicas estructurales (asociadas a una geometría específica) o estratigráficas (asociadas a un cambio de características de roca). La ubicación de los fluidos en el reservorio está dominada por las interacciones hidrodinámicas asociadas a densidad y capilaridad. En este tipo de recursos es habitual hablar de *play* petrolero, haciendo referencia al conjunto de elementos necesarios para que pueda existir una acumulación, sumado al sincronismo o temporalidad de procesos que permiten entrapar el petróleo. Entre ellos se encuentran:

- **Roca Madre o Generadora:** Es una roca con alto contenido orgánico, que sometida a suficiente presión y temperatura es capaz de generar hidrocarburos. Es condición necesaria que la materia orgánica no se degrade durante los procesos de deposición y soterramiento, en general, esto se logra en depósitos de material muy fino que termina generando una roca impermeable.
- **Roca Reservorio o Almacenadora:** Es una roca con suficiente porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.

- **Roca Sello:** Es una roca impermeable que forma una barrera sobre o alrededor de una roca reservorio, de tal forma que los fluidos no pueden migrar más allá de la misma y permitiendo la acumulación.
- **Procesos asociados: Migración y Sincronía.** Estos procesos deben ser temporales a la existencia de los 3 elementos anteriores, de forma tal que el petróleo expulsado por fracturas de la roca madre migre hacia las rocas reservorios y quede atrapado por la presencia del sello.

La ausencia de un solo elemento implicará la no existencia del *play* como tal.

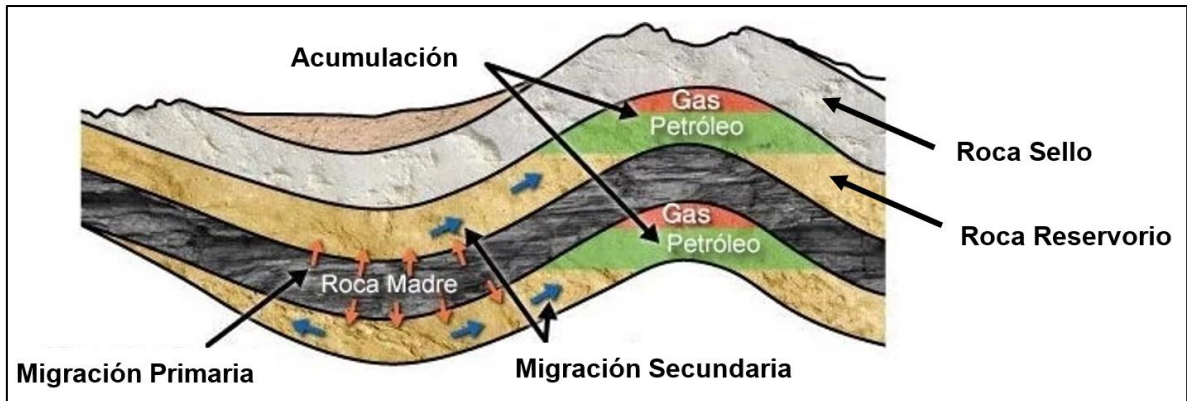


Ilustración 4: Play Petrolero
Fuente: Modificado de portaldelpetroleo.com

En la *Ilustración 4* se presentan los elementos constituyentes de un play petrolero y su emplazamiento relativo.

En el caso de recursos no convencionales, la roca reservorio posee peores propiedades petrofísicas que impiden al petróleo fluir cuando se aplica un diferencial de presión, lo cual implica la utilización de métodos de estimulación no comunes en el ámbito de los recursos convencionales (principalmente fracturas en una densidad varios órdenes de magnitud mayor a los de un pozo tradicional).

Dentro de esta categoría se encuentran los yacimientos *tight* (aquellos donde hubo migración, pero la roca reservorio tiene muy baja permeabilidad, llegando a casos de no requerir roca sello para entrapar) y los *shale* (donde la roca reservorio es la roca madre).

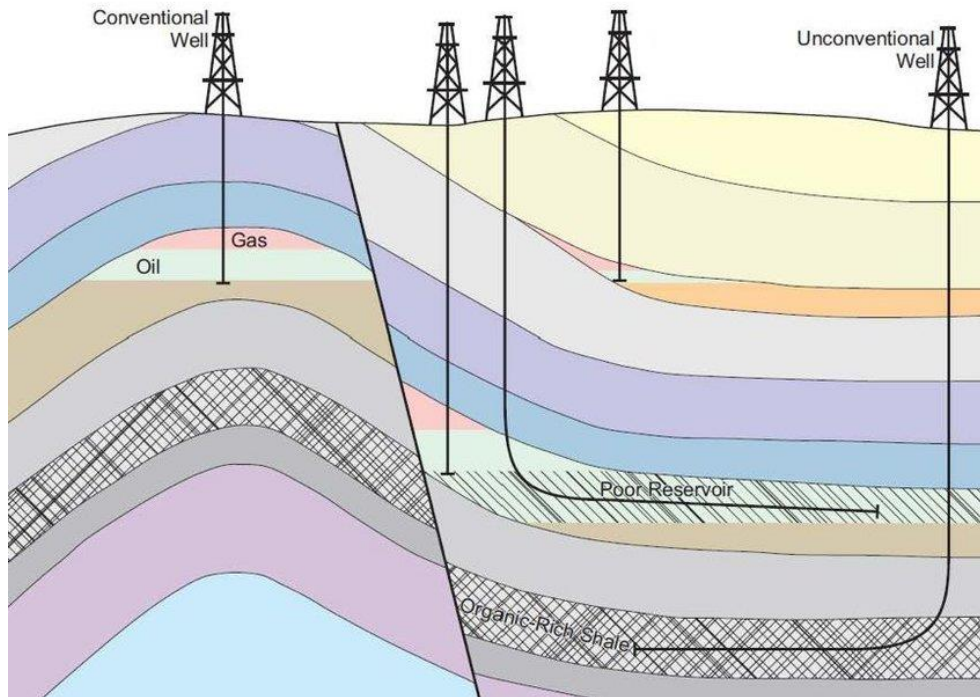


Ilustración 5: Convencional vs No Convencional
Fuente: Obtenido de ResearchGate.net

La *Ilustración 5* presenta las principales diferencias entre un pozo convencional y no convencional, apuntando a su geometría y zona horizontal.

En Argentina, el foco de atención de los recursos no convencionales, principalmente shale, está en la cuenca neuquina, donde varios pilotos ya alcanzaron la etapa de desarrollo explotando Vaca Muerta. Sin embargo, existen otras formaciones dentro de la misma cuenca (como Los Molles y Mulichinco) que fueron menos exploradas y presentan un gran potencial. Fuera de la cuenca neuquina, existen formaciones shale que requieren un mayor grado de estudio para *deriskear* su potencial, entre ellas Inoceramus (Cuenca Austral), Neocomiano y D-129 (Cuenca Golfo San Jorge), Cacheuta (Cuenca Cuyana) y Los Monos (Cuenca del Noroeste) (IAPG, 2019).

Subsección 2.2: Inversiones

El desarrollo de cualquier proyecto petrolero, tanto convencional como no convencional, se soporta de una gran erogación de capitales. Si el prospecto requiere exploración, mayor riesgo y mayores costos estarán involucrados. Se pueden identificar distintas etapas y actividades que son necesarias para producir un yacimiento:

- **Sísmica e Interpretación geológica:** consiste en aquellas actividades de superficie, tendientes a mapear el subsuelo con métodos ultrasónicos, gravimétricos, magnéticos, etc. Así como el procesamiento de los datos y la búsqueda de estructuras o zonas subterráneas con capacidad de ser trampas de hidrocarburos.
- **Perforación Exploratoria:** permite disminuir el grado de incertidumbre, mediante la perforación de un pozo piloto cuyo objetivo es alcanzar una cierta profundidad para contactar la roca reservorio, tomar muestras de roca y/o fluido,

correr distintos *perfiles*^{xii} para ampliar la información preliminar y eventualmente ensayar la capacidad de aporte de la formación.

- **Delineación:** consiste en la perforación de pozos exploratorios adicionales con el objetivo de definir contactos agua-petróleo y petróleo-gas y acotar la extensión del reservorio dentro del área de concesión.
- **Perforación y Producción:** una vez declarada la comercialidad del campo, se inicia la etapa de producción. Esto implica la perforación y completación de pozos, el eventual uso de un *sistema de extracción artificial*^{xiii} si el pozo es incapaz de producir por su propia energía. En superficie se requiere contar con al menos un sistema de captación y separación de los líquidos y gases producidos y un sistema de transporte o conducción a una planta de procesamiento o venta. Será deseable poder medir y monitorear parámetros operativos de los pozos, por lo cual un sistema de telemetría agrega mucho valor al seguimiento de la producción. El sostenimiento de la producción requiere en muchos casos mantener un ritmo de perforación de pozos de desarrollo y métodos de recuperación mejorada continua (como inyección de agua o gas a presión), con el objetivo de aumentar la eficiencia.

Para el caso de los no convencionales existen algunas diferencias que a fines prácticos implican mayores inversiones:

En la etapa de producción, la perforación de un pozo horizontal optimiza costos a medida que permite una mayor área contactada con el reservorio, tal como se presenta en la *Ilustración 6*. Si bien esto implica una perforación más extensa en tiempo, con una tecnología más compleja y con un monitoreo de parámetros más exacto, se logra un pozo con una capacidad de drenaje mayor, que repercutirá en una mejor productividad.

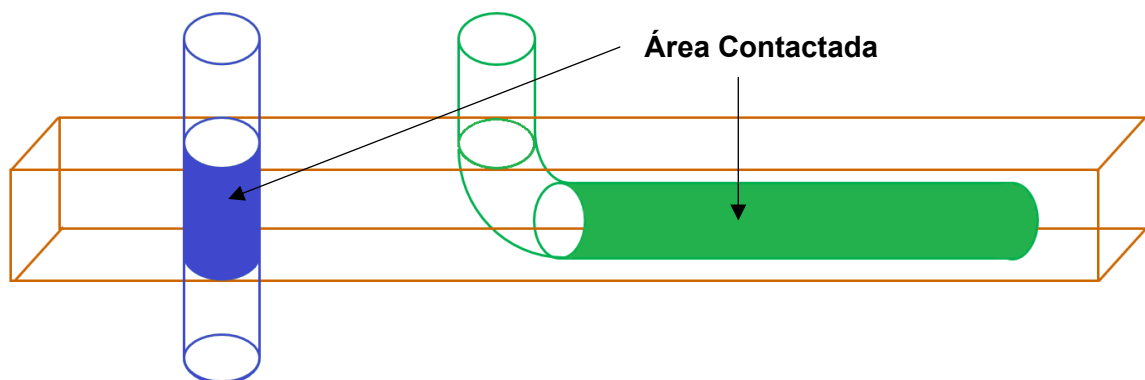


Ilustración 6: Área contactada para un mismo espesor de formación con un pozo vertical y con un pozo horizontal

Fuente: Elaboración propia

Una vez alcanzada la profundidad objetivo, el pozo es entubado y cementado. Esto es común tanto para el caso convencional como no convencional. El objetivo de este paso es generar una geometría conocida para la fijación y operación de herramientas en el pozo, a la vez que genera una barrera de integridad para evitar la comunicación de fluidos de producción con acuíferos naturales. La entubación se hace con caños de acero de diferentes diámetros, espesores y composición química, sin costura y que se conocen con el nombre de *casings*. En superficie, permiten el montaje y vinculación de la cabeza de pozo, que constituye otra barrera de integridad ante las presiones y fluidos de producción, evitando que entren en contacto con el medio ambiente.

Una vez finalizada la perforación, el pozo es un conjunto de caños fijos al subsuelo y perfectamente herméticos, tanto respecto a la superficie como respecto a la formación. Para permitir la producción, es necesaria una etapa de completación, mediante la cual se *punza*^{xiv} y *estimula*^{xv} el pozo. En este momento, si el pozo lo requiere, también se instala la tubería de producción (*tubing*), concéntrica a los casings y eventualmente un sistema de extracción artificial. Una vez finalizada esta operación, el pozo puede ponerse en marcha, garantizando la apertura en superficie de las respectivas válvulas u orificios que vincularán el pozo con el sistema de captación, permitiendo el flujo de líquidos y gases.

En el caso de los pozos no convencionales, la etapa de completación es de vital importancia debido a que las fracturas que se realizan en ese momento son masivas en términos de volumen y cantidad por pozo. Su función es la de generar una amplia red de micro fisuras que permitan movilizar el hidrocarburo desde la roca al pozo. Una fractura, como tal, existirá mientras la presión que la está generando esté presente. Cuando es inducida por el ser humano mediante el bombeo de agua, la fractura se iniciará, crecerá y se extenderá mientras los camiones bombeadores en superficie estén operativos. Al momento de cortar el bombeo, la fractura se cerrará y el fluido estará nuevamente imposibilitado de fluir desde la roca, debido a la baja permeabilidad del shale. Esto se soluciona mediante el uso de *agente sostén*, típicamente arena de granulometría conocida y constante, que se bombea en simultáneo con el agua. Su función es la de acompañar al frente de agua mientras la fractura crece y a medida que se deja de bombear y la formación vuelve a cerrarse, la arena queda prisionera entre las caras de la fractura, generando un canal de alta permeabilidad que permanecerá abierto a medida que el pozo se abre a captación de superficie. De esta forma, una fractura hidráulica en un pozo no convencional genera un *SRV*^{xvi}, entendiéndose el mismo como una roca reservorio artificial de alta permeabilidad, (dentro de la roca madre shale) por lo tanto con capacidad de aportar fluido al pozo y ser técnicamente productora.

Dependiendo el largo de rama horizontal, un pozo no convencional puede tener entre 25 y 50 etapas de fractura, en promedio cada una de estas etapas demanda unos 6000 sacos de arena (1 saco = 1 sk = 1 ft³. Si bien mide volumen, para el caso de la arena, un saco corresponde a unas 100 lbs = 50 kg aproximadamente) y unos 1700 m³ de agua. Para el caso de un pozo convencional, se suelen realizar unas 3 fracturas por pozo, demandando para el total de las mismas unos 500 sacos de arena y 200 m³ de agua, con lo cual las magnitudes involucradas son sensiblemente diferentes.

Subsección 2.3: Insumos y Logística

Los altos volúmenes de insumos necesarios principalmente para la etapa de completación, específicamente las fracturas, requieren una coordinación de recursos para evitar que los equipos queden en espera de materiales, lo cual incrementaría los costos amenazando la rentabilidad de la operación.

Durante la etapa de exploración y delimitación, es común utilizar insumos que tienen una componente logística alta en los costos, producto de la falta de redes de distribución y un claro mercado o demanda sostenida que justifique la optimización del transporte. En general, los despachos de materiales son a pedido de cada pozo, sin economías de escala y realizados mediante camiones.

Entre los principales insumos que va a requerir un pozo durante la perforación y completación, encontraremos:

- Caños de acero o casings, de diferentes diámetros y espesores.
- Tubería de producción o tubings, de un diámetro y espesor en general constante.
- Arena, de granulometría coherente y en gran volumen.
- Agua, tratada y en condiciones de inyección, en general desde una fuente de superficie cercana.
- Cemento, en general provisto dentro del servicio de cementación.
- Cabeza de pozo y válvulas de superficie.

Es importante considerar para el proceso de abastecimiento, cuáles son los orígenes de los distintos insumos que se trasladarán a Vaca Muerta, pensando en una red integral desde la fuente al destino. La importancia de vincular el yacimiento a un puerto es clave para permitir tanto importaciones como exportaciones en forma directa. Respecto al mercado local de insumos, los elementos tubulares de acero provienen de fundiciones localizadas en la zona del AMBA; por el lado del agua, la ubicación del yacimiento es una gran fortaleza, ya que se encuentra rodeado de ríos con suficiente caudal para captar. En forma alternativa se pueden analizar proyectos de captación de aguas subterráneas, pero siempre considerando un bombeo regional, por lo tanto, un manejo de cortas distancias. En el caso del cemento, los volúmenes de material seco pueden abastecerse desde canteras cercanas o desde la zona cuyana. Para el caso de la arena, su aplicación en fracturas requiere que el grano cumpla ciertas condiciones. Las arenas de mejor calidad se encuentran en Entre Ríos, en los márgenes de los ríos Salto y Paraná Ibicuy (yacimientos Diamante e Ibicuy respectivamente), vinculados estratégicamente con el delta del Paraná y su salida al mar. Otros yacimientos se hallan en río Jarilla, en la Provincia de San Luis y en Dolavon, en la Provincia de Chubut, también con calidades aptas para uso en no convencional (Ministerio de Producción, 2018).

Pensar en un cambio de paradigma en el transporte es clave para el desarrollo de Vaca Muerta, el análisis FODA presenta los principales puntos detectados de la alternativa de un tren a Vaca Muerta:

Fortalezas	Oportunidades
- Reducción de costos en transporte de materias primas. - Eficiencia energética. - Menor impacto ambiental. - Seguridad vial al eliminar camiones de rutas. - Capacidad de transportar grandes volúmenes.	- Utilización del tren para transporte de productos agrícolas en sentido al puerto. Alternativa para disminuir costos de este sector. - Reducción del daño a la cinta asfáltica y necesidad de mantenimiento de la misma. - Posibilidad de utilizar energías alternativas para accionar locomotoras. - Reactivación de industria ferroviaria y creación de nuevos puestos de trabajo. - Posibilidad de negociar mejores precios de insumos al disminuir la componente logística de las materias primas.
Debilidades	Amenazas
- Menor flexibilidad a cambios de rutas. - Necesidad de contar con flota de camiones para última milla y abastecimiento puntual al pozo/almacén central de cada Operadora. - Eliminación de puestos de trabajo en conductores de larga distancia de camiones, con los riesgos aparejados de cortes o piquetes. - Necesidad de reparar vías férreas existentes y construir nuevos tramos.	- Intereses sindicales afectados de un sector con peso político. - Sabotaje de vías férreas. - Rechazo de las comunidades locales a la explotación petrolera. - Riesgo de cortes de suministros por canal de abastecimiento centralizado. - Necesidad de contar con personal capacitado y especializado para conducción, mantenimiento y servicios del tren. - Demoras en la construcción e implementación del proyecto. - Acceso al financiamiento del proyecto.

Tabla 1: Análisis FODA

Si analizamos el volumen de materias primas que requiere un pozo promedio de Vaca Muerta, se puede dimensionar el impacto que presenta esta alternativa en el transporte, al escalar en las cantidades de pozos que presentó el Ministerio de Energía y Minería de la Nación en 2018.

Para un pozo promedio, con una profundidad total medida de 5500 m (3000 m verticales y 2500 m horizontales), los insumos requeridos son¹:

- **CASING:** Compuesto por 3 secciones de diferentes diámetros
 - 13 3/8" de 68 lb/pie @ 600 m = 61 Tn
 - 9 5/8" de 40 lb/pie @ 2500 m = 149 Tn
 - 5 1/2" de 26 lb/ pie @ 5500 m = 213 Tn
- **TUBING:** 2 7/8" de 6.5 lb/pie @ 2200 m = 21 Tn

¹ Se desarrolla con mayores detalles en el Capítulo 6: Metodologías de Cálculo de la Sección Investigación Empírica-Documental.

- **ARENA:** La estrategia de completación dependerá de cada Operadora. Un valor habitual es del orden de 25 sacos de arena/pie estimulado de rama horizontal. Para 2500 m de rama, se requieren unos 205052 sacos, que representan 9301 Tn de arena.
- **MISCELANEOS:** Incluye materiales menores, como cabeza de pozo, válvulas y accesorios de superficie = 1 Tn.

Por lo tanto, para completar un pozo, se requiere abastecer un total de 9746 Tn, en distintas etapas de su construcción. Considerando el volumen de camiones con capacidad de carga de 45 Tn, representa 217 camiones por pozo, que deben movilizarse para transportar insumos.

Año	Drill Pozos No Conv. VM ²	Tn	Camiones
2018	342	3975814	74214
2019	649	7544747	140833
2020	774	8997895	167958
2021	865	10055788	187705
2022	985	11450810	213745
2023	1278	14856990	277326
2024	1499	17426157	325283
2025	1522	17693536	330274
2026	1432	16647269	310744
2027	1333	15496375	289261
2028	1292	15019743	280364
2029	1225	14240855	265825
2030	1210	14066477	262570

Tabla 2: Estimación de cantidades de pozos y volumen de materiales

CAPÍTULO 3: IMPORTANCIA DEL DESARROLLO DE LA CUENCA NEUQUINA

El impacto económico que podría tener para Argentina el desarrollo de Vaca Muerta afectaría positivamente la balanza comercial del país. La gran extensión y espesor del reservorio, con ventanas de petróleo y gas de buena calidad son aspectos diferenciales que lo posicionan como una de las principales reservas shale a nivel mundial, con potencial de revertir la tendencia declinatoria en la producción de hidrocarburos (Romero et al, 2018).

Por otro lado, si consideramos los recursos convencionales, las cuencas productoras explotadas en la actualidad presentan un estadio maduro. Esto repercute en la necesidad de mayores inversiones para contrarrestar la declinación natural, entre las estrategias utilizadas se destaca la reposición de reservas mediante perforación de nuevos pozos (buscando expandir los límites del yacimiento, así como el *infill*^{xvii}, para

² Incorporación de pozos nuevos por perforación no convencional en Vaca Muerta, según proyecciones oficiales del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

acelerar producción) y mediante técnicas de recuperación asistida o mejorada, como por ejemplo inyección de agua para mantenimiento de presión y eficiencia de barrido.

Ante la menor productividad y aumento de OPEX que van sufriendo los campos convencionales a medida que son explotados, se vuelven más atractivos los campos no convencionales, principalmente por ofrecer mayores producciones por pozo. Este es uno de los aspectos más interesantes de esta explotación, ya que la curva de aprendizaje lograda en los últimos años demostró que alcanzando mayores ramas laterales y con fracturas de mayor conductividad, las producciones iniciales de los pozos no solo eran mayores, sino que sus declinaciones también eran menores. Esto significa un pozo que produce más caudal, sostenido en mayor tiempo. Las altas presiones de formación de Vaca Muerta posibilitan la extracción sin necesidad de suministrar energía al pozo durante un período de tiempo que puede ser superior a los 2 o 3 años, lo cual reduce los costos operativos y vuelve más atractiva la explotación de este recurso.

Un punto importante para mencionar es que el escenario tecnológico actual permite pensar en una explotación a escala o modo factoría del yacimiento, haciendo uso de las mejoras desarrolladas en herramientas, simulación y know-how en no convencionales.

Si bien la cotización internacional del petróleo y el gas se vio fuertemente afectada por la pandemia de COVID-19, la recuperación que comenzó a fines de 2020 impacto tanto en demanda como en precio. Este fenómeno puede apreciarse en los últimos meses de las series presentadas en las *Ilustraciones 7 y 8*, donde se grafican las cotizaciones para petróleo y gas respectivamente. Con un escenario más favorable, los proyectos alcanzan un break even y se vuelven interesantes para las Operadoras.

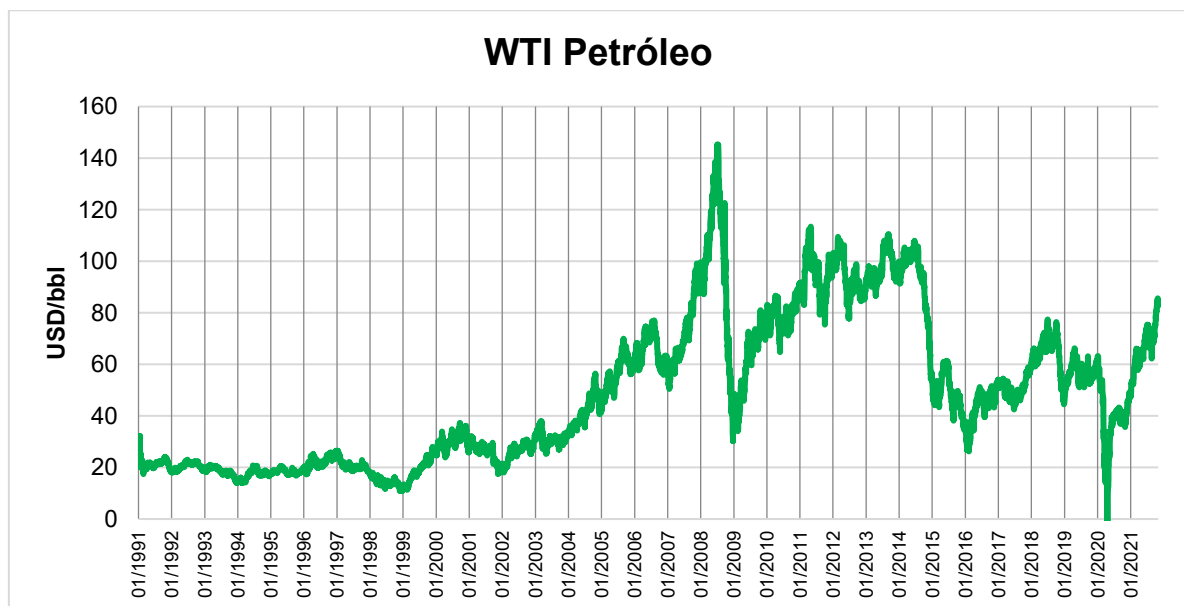


Ilustración 7: Cotización de referencia WTI^{xiii}

Fuente: Elaboración propia con datos de Federal Reserve Economic Data

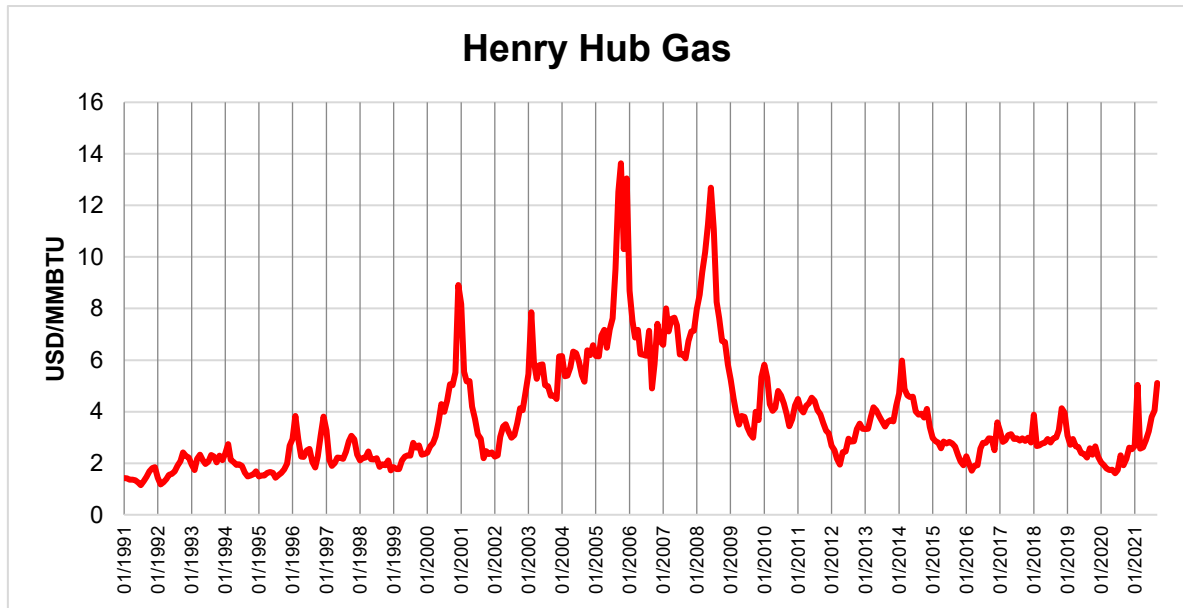


Ilustración 8: Cotización de referencia Henry Hub^{xix}
Fuente: Elaboración propia con datos de Federal Reserve Economic Data

Una variable adicional que se debe considerar, sobre todo en Argentina, hace referencia a las políticas y estabilidad de reglas económicas que impactan en proyectos de largo plazo y con grandes erogaciones, como las requeridas para el desarrollo de Vaca Muerta. El Estado no solo debe dar señales de estabilidad política-económica que generen la confianza necesaria para que las empresas decidan invertir, sino cumplir con la legislación vigente y fomentar las exportaciones. Por otro lado, velar por la seguridad ambiental e integridad de activos, en pos de proteger recursos hídricos y naturales.

La contribución de los recursos no convencionales a la producción hidrocarburífera argentina se vuelve más importante año a año, tal como se observa en las *Ilustraciones 9 y 10*:

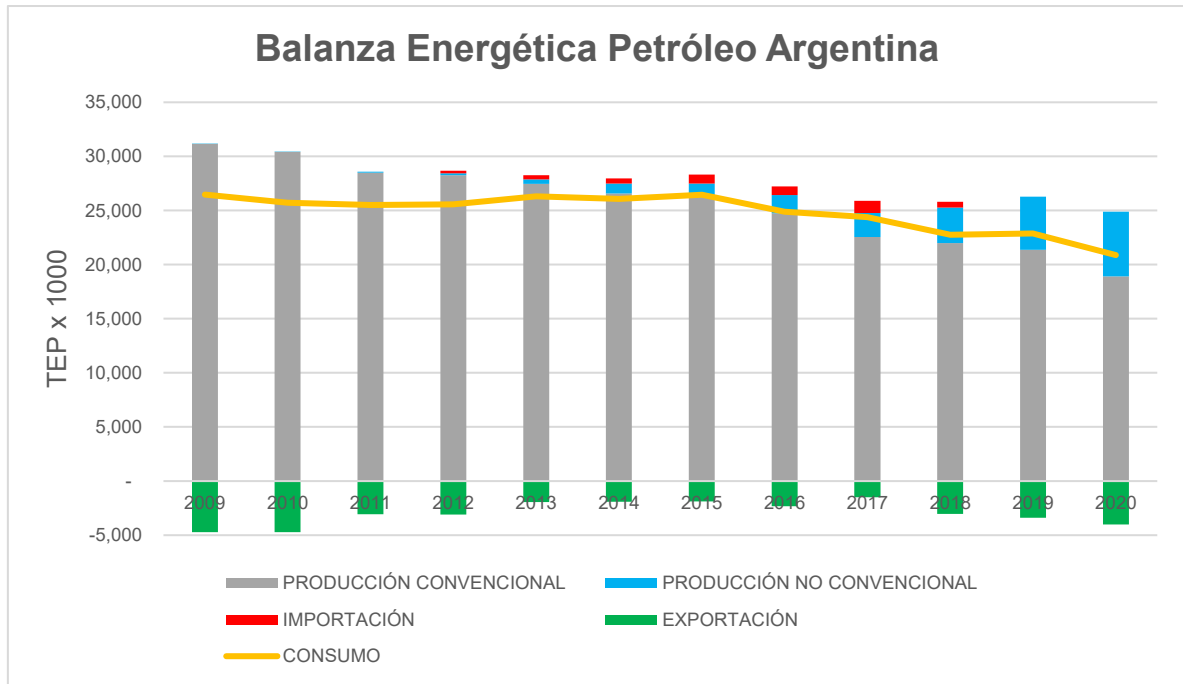


Ilustración 9: Balanza energética petróleo
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación y el IAPG

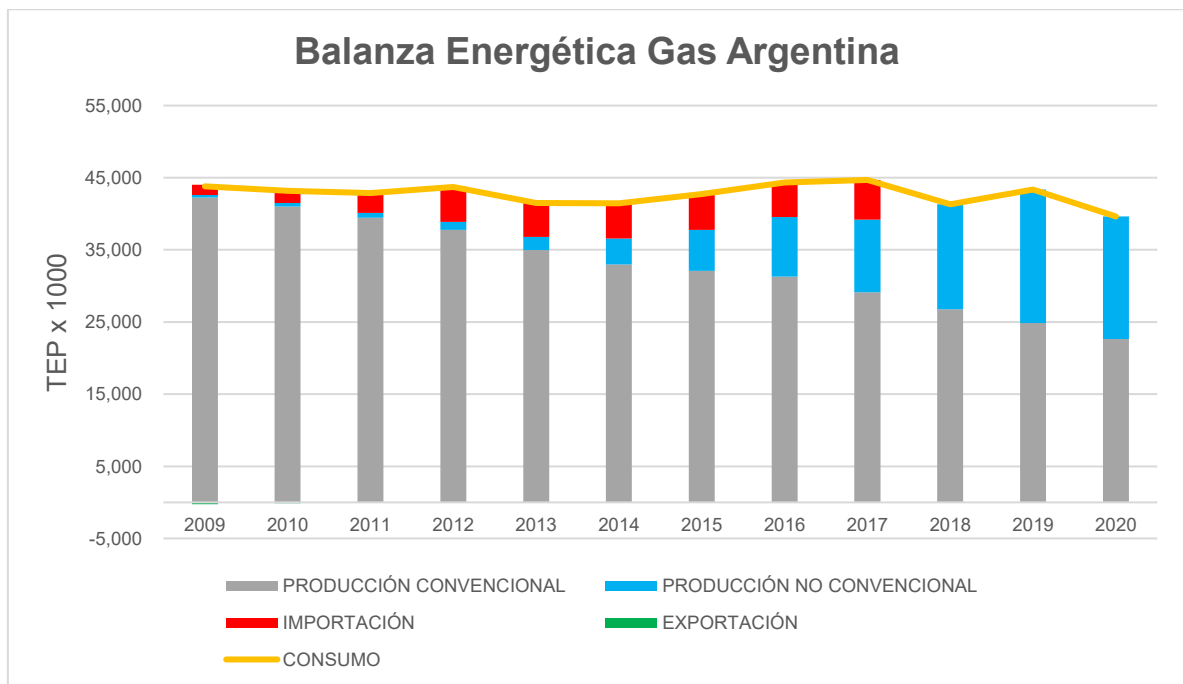


Ilustración 10: Balanza energética gas
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación y el IAPG

Basado en esta tendencia y con el fin de generar un marco de expectativas, la Secretaría de Planeamiento Energético de la Nación presentó un escenario de desarrollo de Vaca Muerta con horizonte a 2030 (Secretaría de Planeamiento Energético, 2018). Los datos se presentan en las *Ilustraciones 11 y 12*, para petróleo y gas respectivamente, donde se puede apreciar como en pocos años la participación de la producción no

convencional pasa a ser dominante en el país, logrando valores que exceden los máximos históricos.

Este documento está vinculado con previsiones de precios internacionales del EIA (*US Energy Information Administration*). En todos los escenarios, la hipótesis es la de un incremento en la producción no convencional. Sin embargo, la producción total se ve amortiguada, en virtud de la disminución de la producción convencional. El objetivo final de esta proyección es:

- Tener conocimiento de la magnitud del impacto económico e identificar los principales sectores que se verán afectados.
- Analizar políticas para evitar cuellos de botella en los requerimientos de insumos de producción y equipos de perforación, por ejemplo, fomentando el desarrollo de proveedores nacionales.
- Alcanzar un desarrollo urbano planificado.
- Anticipar las necesidades de inversión en infraestructura para obtener mejores condiciones de financiamiento.

Con respecto al impacto sectorial, el desarrollo de Vaca Muerta afectará los requerimientos de logística, recursos materiales y humanos e infraestructura directamente relacionada con la producción.

Estas proyecciones formaron parte del Plan Energético de Argentina, siendo el último presentado correspondiente al año 2019, a momento de la consulta en la página de la Secretaría de Energía.

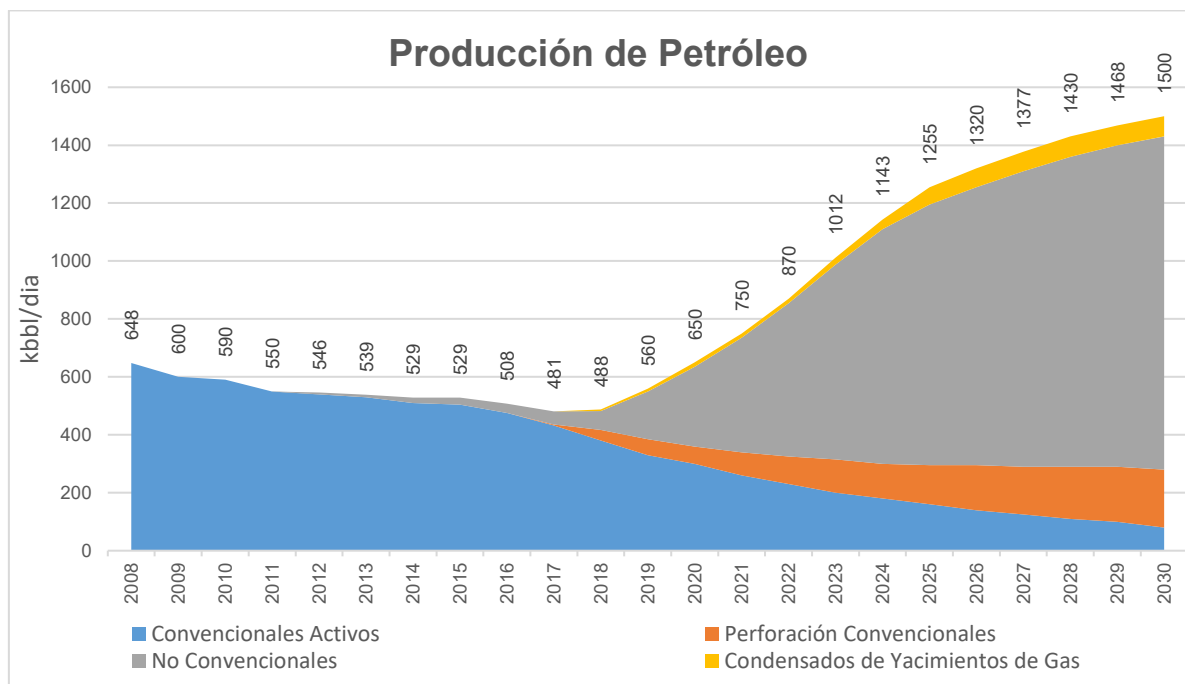


Ilustración 11: Proyecciones Petróleo
Fuente: Argentina Energy Plan. Secretaría de Planeamiento Energético (2018)

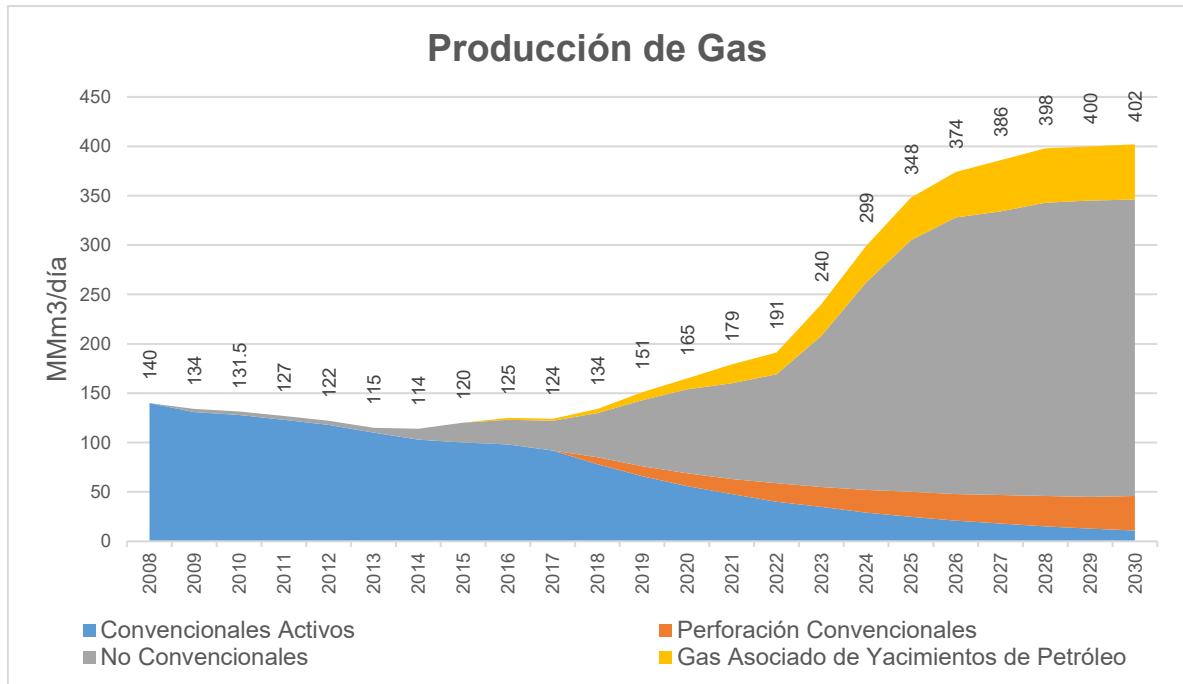


Ilustración 12: Proyecciones Gas
Fuente: Argentina Energy Plan. Secretaría de Planeamiento Energético (2018)

Un punto importante para mencionar, y que se refleja gráficamente en la *Ilustración 13*, surge del análisis de la matriz energética Argentina, compuesta en la actualidad de casi un 90% de combustibles fósiles: incluso bajo distintos escenarios de desarrollo de energías verdes, la demanda de hidrocarburos se prevé permanecerá alta en el país (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019). Esto se debe a que la infraestructura de procesamiento y generación ya está instalada para los mismos. Por otro lado, los servicios y plantas necesarias para implementar energías sustentables son limitados y no están difundidos en Argentina.

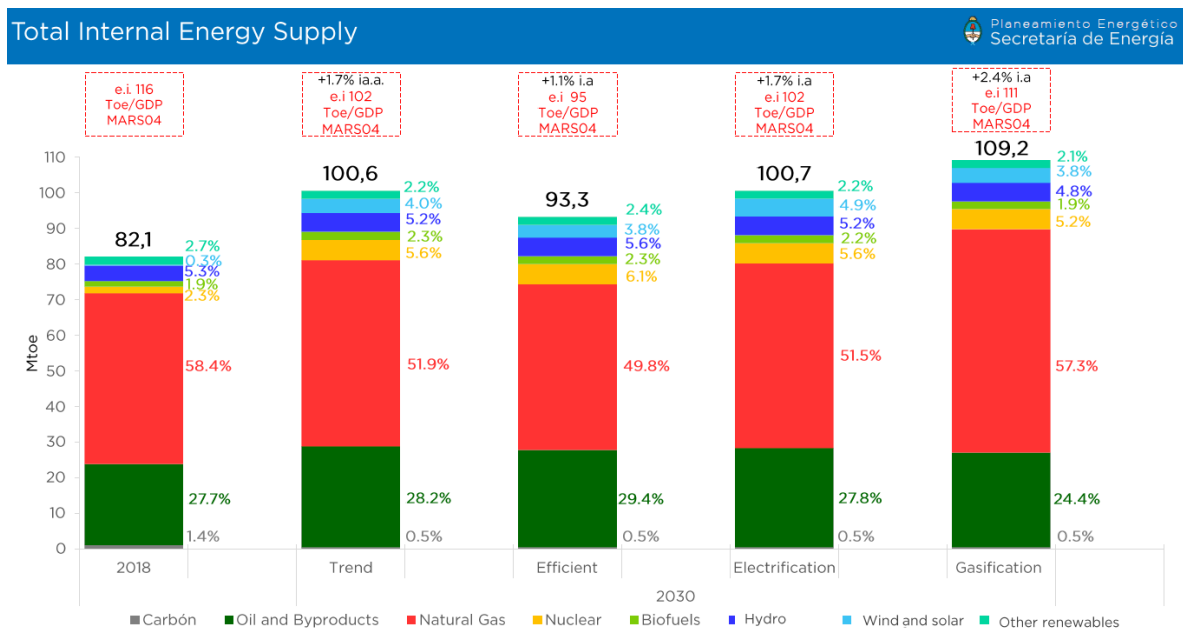


Ilustración 13: Matriz energética y sus proyecciones 2030
Fuente: Argentina Energy Scenarios 2030. Secretaría de Gobierno de Energía (2019)

Esto nos obliga a pensar como el país allanará el camino y establecerá un plan coordinado para satisfacer estas demandas a futuro. La alta disponibilidad del recurso no convencional, principalmente gas, en Vaca Muerta, condiciona a otras fuentes energéticas.

Sección 3. 1: Curvas de Aprendizaje en Vaca Muerta

En los últimos 10 años se avanzó con nuevas tecnologías, métodos y herramientas para perforar y producir los pozos no convencionales en el mundo, Argentina no quedó excluida de esta tendencia. Analizando la información base oficial que declaran las empresas a la Secretaría de Energía³, se pueden extraer algunas conclusiones que demuestran la evolución y mejora lograda.

En todos los casos, se grafican pozos HORIZONTALES, con objetivo NO CONVENCIONAL - VACA MUERTA, la variable PoP (fecha), hace referencia al MES/AÑO donde el pozo se pone en marcha inicialmente y entra en producción.

- **Cantidad de fracturas promedio por pozo:** en general, a medida que se logran mayores cantidades de etapas de fractura, se obtiene un pozo con mayor producción y vida útil (más caudal durante más tiempo). La tendencia busca desafiar el límite técnico-económico de los equipos actuales. La evolución puede observarse en la *Ilustración 14*.

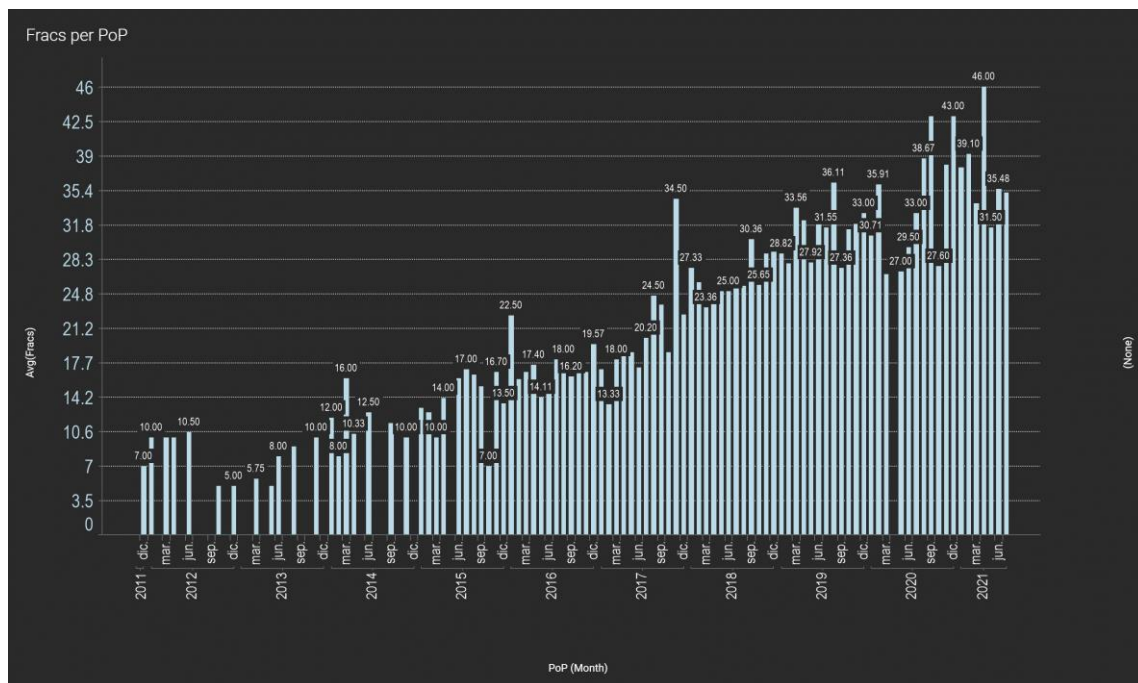


Ilustración 14: Evolución cantidad de fracturas promedio por pozo no convencional NQN
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación

³ Datos disponibles en <https://www.se.gob.ar/datosupstream/main.php>

- **Cantidad de arena (en libras) promedio por pozo:** en línea con lo anterior, a medida que se incrementa la cantidad de fracturas, el volumen de arena inyectado aumenta. Se relaciona con el volumen de reservas de hidrocarburos que posteriormente se van a lograr constatar y producir. Por otro lado, es uno de los problemas de logística que implica el método, para abastecer en tiempo y forma con la arena al pozo. La *Ilustración 15* muestra el resultado de este análisis.

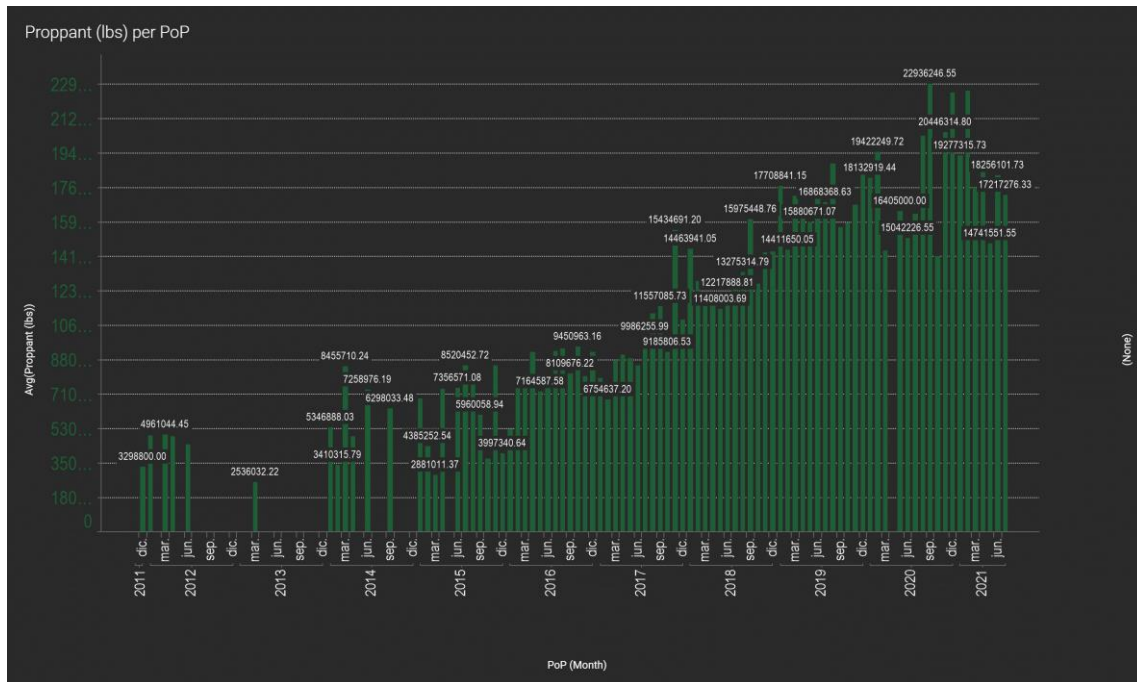


Ilustración 15: Evolución cantidad de arena promedio por pozo no convencional NQN
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación

- **Largo promedio de rama horizontal por pozo:** al alcanzar a la profundidad de la roca que contiene el hidrocarburo, la perforación se desvía en ángulo, pasando de ser vertical a horizontal y continúa con esa trayectoria, constatando más roca a una misma profundidad. Las limitaciones técnicas son debido a la capacidad de los equipos de perforación, la potencia hidráulica de las bombas para circular un circuito más largo, los riesgos que implican perder herramientas en una sección horizontal, la capacidad de limpieza post fractura con equipos especiales, etc. Desde el punto de vista económico, es más eficiente lograr un pozo lo más extenso posible en su tramo horizontal. En la actualidad la limitante es meramente técnica, para las mismas características de roca y calidad de reservorio, producirá más un pozo con una sección horizontal más larga. Los datos se presentan en la *Ilustración 16*.

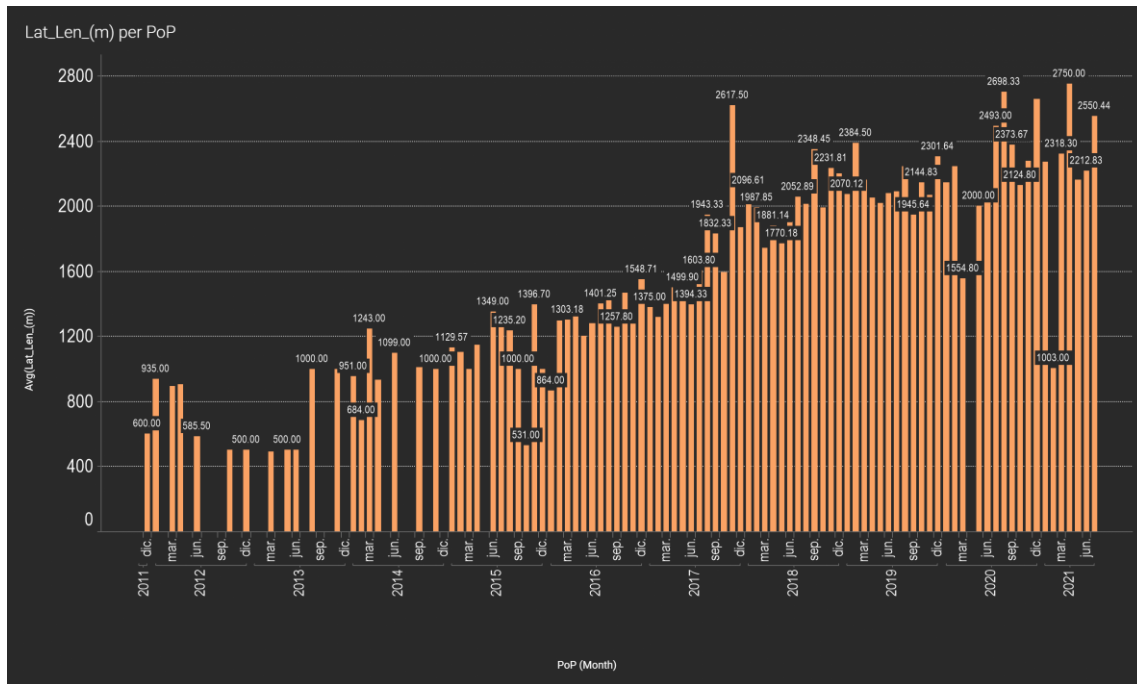


Ilustración 16: Evolución rama horizontal promedio por pozo no convencional NQN
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación

- **Producción de petróleo / gas acumulado promedio a los 90 días:** Si bien depende del objetivo del pozo y la calidad de la roca, a medida que se logran pozos más largos y con mejores fracturas, repercute en una mayor producción en tiempos tempranos. El gráfico presenta la acumulada de petróleo en los primeros 90 días desde el inicio de la producción. Se debe analizar en conjunto con la producción acumulada de gas, ya que a lo largo del tiempo los objetivos de producción no convencional de Vaca Muerta fueron alternándose (hoy en día se explora y produce en pos de recuperar petróleo, más que gas, entre otros motivos por pocos incentivos fiscales, bajos precios y falta de capacidad de transporte/gasoductos).

En el caso del gas, en muchas Operadoras no hay un sostenimiento de perforación y puesta en marcha de pozos nuevos, con objetivo gas. Con excepciones, los valores que se presentan corresponden a gas asociado, en pozos con objetivo petróleo que además presentaron algo de gas.

Las Ilustraciones 17 y 18 presentan este indicador para petróleo y gas respectivamente.

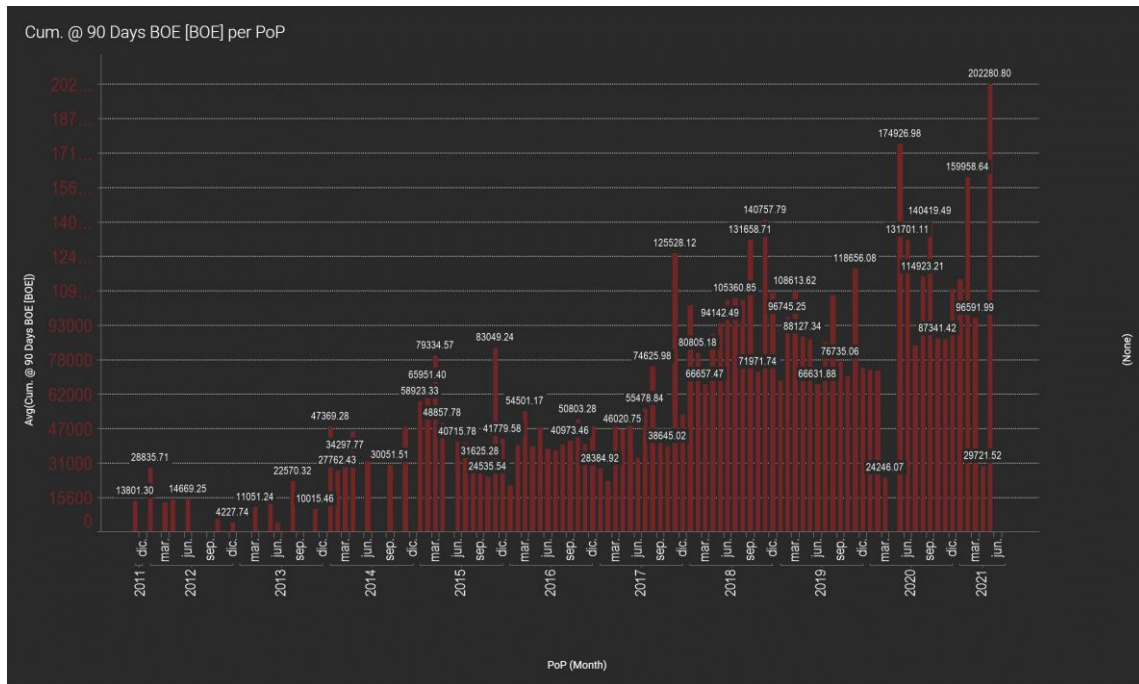


Ilustración 17: Evolución acumulada promedio a 90 días Oil por pozo no convencional NQN
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación

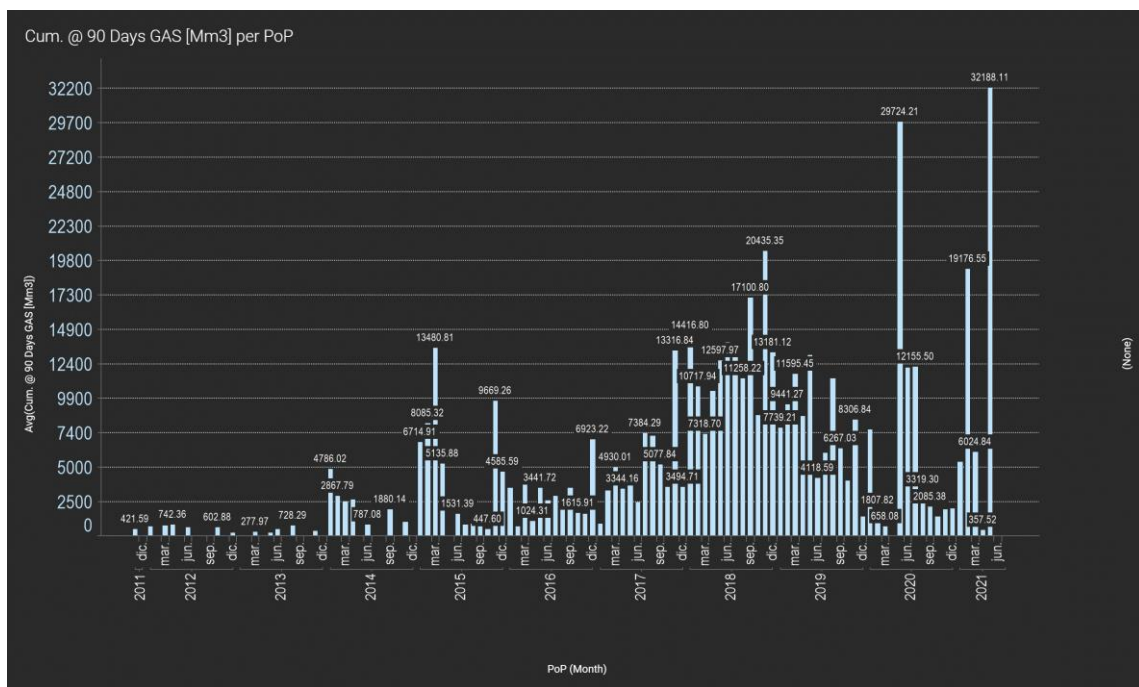


Ilustración 18: Evolución acumulada promedio a 90 días Gas por pozo no convencional NQN
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación

- **Cantidad de pozos perforados, completados y efectivamente puestos en marcha, con objetivo Vaca Muerta y geometría horizontal:** En la Ilustración 19 se presenta la evolución de este dato, y permite observar el efecto de la cuarentena y la posterior reactivación del nivel de actividad durante 2020/2021.

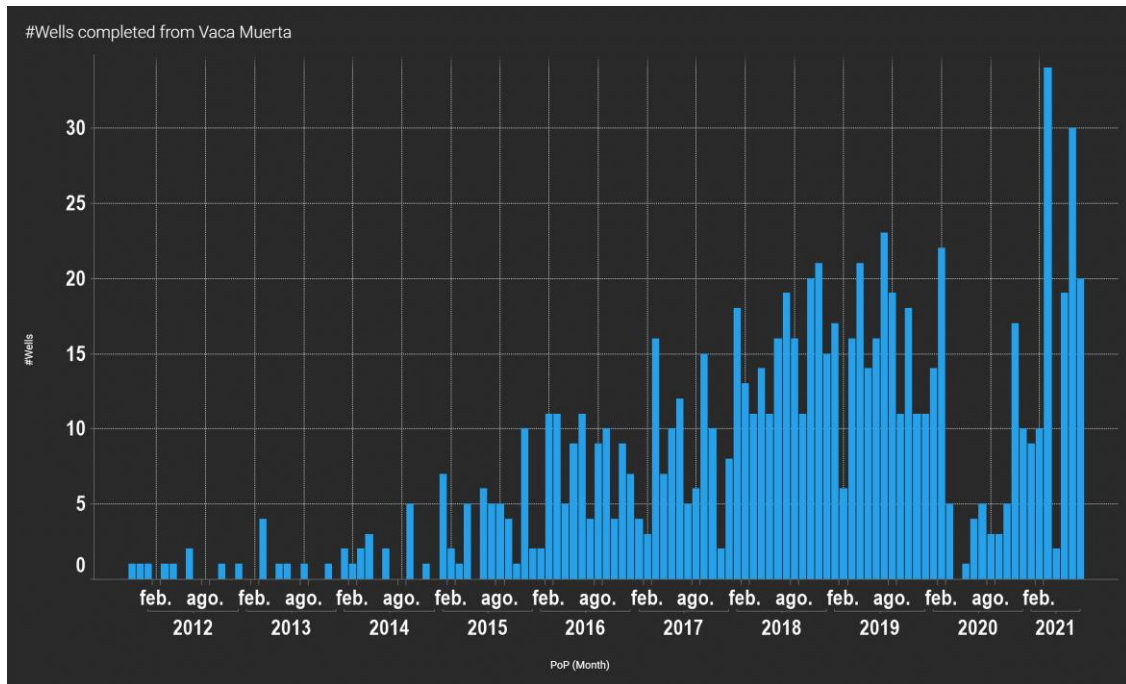


Ilustración 19: Evolución cantidad de pozos no convencional NQN
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación

- **Producción de petróleo en barriles/día:** como consecuencia del desarrollo de Vaca Muerta, la producción de petróleo que se recupera de este yacimiento muestra una tendencia creciente, como puede apreciarse en la *Ilustración 20*. Es importante mencionar que los pozos presentan su mayor producción al inicio y luego comienzan un proceso de declinación hasta caudales muy bajos, por lo cual la única forma (hasta el momento) de lograr mantener y aumentar la producción total del yacimiento es mediante la perforación de más y mejores pozos.

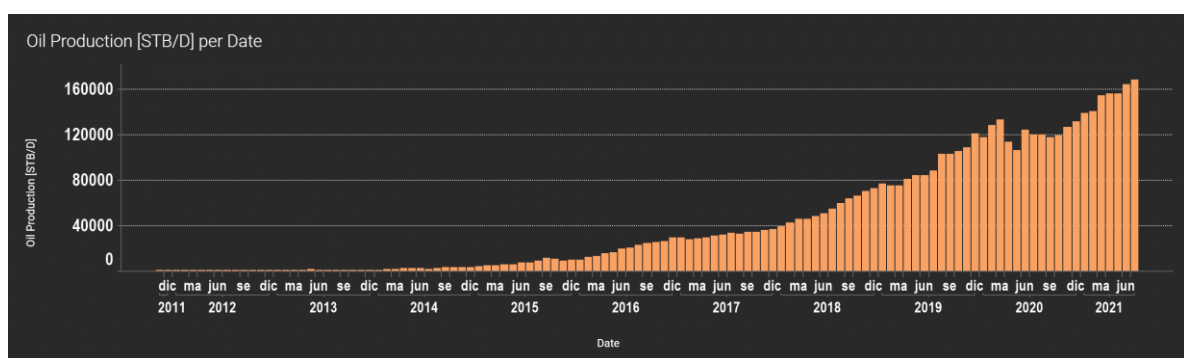


Ilustración 20: Evolución producción petróleo no convencional NQN
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación

- **Producción de gas en miles de m³/d:** equivalente al gráfico anterior, la *Ilustración 21* muestra la fase gaseosa que se produce de Vaca Muerta. Se observa el efecto de dejar de incorporar pozos de gas en 2019 (la producción total empieza a caer, sumado al efecto cuarentena 2020). La producción se

recupera y comienza a aumentar para mediados de 2021 (por cuestiones estacionales y demanda, se programan las completaciones de este tipo de pozos de gas para la época invernal).

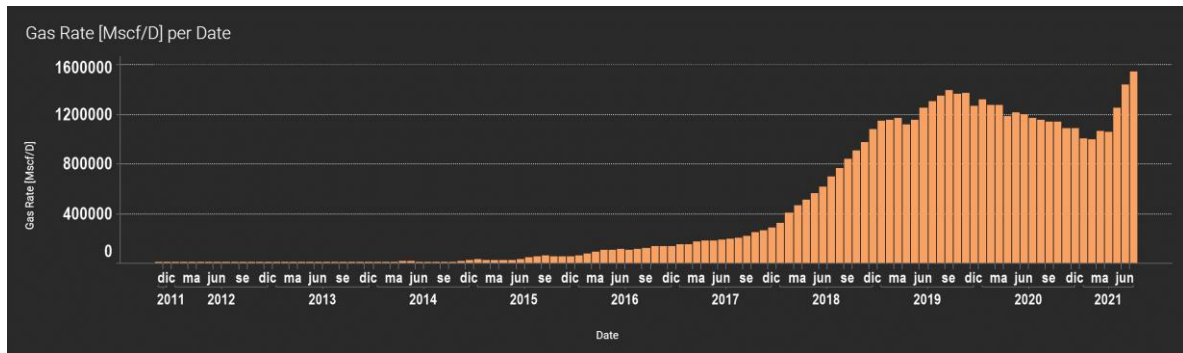


Ilustración 21: Evolución producción gas no convencional NQN
Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía de la Nación

CAPÍTULO 4: FERROCARRILES EN ARGENTINA

El origen de los ferrocarriles en Argentina data de mediados del siglo XIX, su historia describe un crecimiento, apogeo y posterior regresión hasta nuestros días. La vinculación de este medio de transporte con los grandes puertos deja en evidencia su importancia para el comercio agroexportador basado en la producción de la llanura pampeana, zona que llegó a poseer la mayor densidad de tendido férreo, con un esquema radial a la Ciudad de Buenos Aires. Los principales impulsores de este desarrollo fueron los británicos y franceses, sumados al Estado Nacional, que se enfocaba en ferrocarriles de fomento, cubriendo líneas que no resultaban rentables para las inversiones privadas.

Las tareas de construcción de la primera línea de ferrocarril en Argentina se inician en 1854 y en 1857 se realiza el primer viaje desde la Ciudad de Buenos Aires, hacia Floresta (hoy parte de CABA), por unos 10 km. Las ventajas del nuevo medio de transporte fueron claras, el trayecto se recorría en media hora, cuando antes los carruajes se demoraban unas 6 horas (Prieto, 2021).

Durante 1870 a 1914, se construyó la mayor parte de la red ferroviaria Argentina. En el interín, varias redes férreas construidas por el Estado fueron vendidas a privados, con el objetivo de pagar deuda. A la vez que las redes se extendían, los productores lograban acceso a vías de comunicación para transacciones comerciales, intensificando la cría de ganado entre otras actividades. Con ayuda del ferrocarril, el país se consolidó en su posición exportadora de cereales y carnes.

Argentina supo contar con una de las redes ferroviarias más grandes del mundo y la más extensa de Latinoamérica (más de 100.000 km de rieles). Se caracteriza por poseer 4 diferentes trochas y conexiones con Paraguay, Bolivia, Chile, Brasil y Uruguay.

Para 1946, varios países comenzaron con una tendencia de nacionalización, post fin de la Segunda Guerra Mundial. Argentina no fue ajena a este proceso y transformó unas 15 empresas privadas en 6 líneas (Mitre, Roca, San Martín, Urquiza, Sarmiento y

Belgrano), ofreciendo servicios de pasajeros (interurbano y región metropolitana) y cargas, dependientes de la Empresas Ferrocarriles del Estado Argentino, luego Ferrocarriles Argentinos. El Estado decidió modificar algunas trazas para vincular localidades que no estaban en el radar del interés de los constructores extranjeros.

En 1958 la expansión que supuso tener el tren en Argentina se detiene y comienza un proceso de regresión. Con el surgimiento de políticas en favor del desarrollo de la red caminera, se clausuraron y levantaron vías a lo largo de todo el país, en vez de complementar ambos sistemas entre sí. La nueva empresa estatal vio reducidas las posibilidades de integrar las redes existentes, debido a la variedad de trochas utilizadas. En línea con conflictos democráticos y políticos de las décadas del '70 y '80, la red de trenes sufrió una fuerte desinversión que impactó en el deterioro del material rodante y las vías. Los focos de atención pasaron a ser las grandes ciudades, que centralizaban una alta densidad poblacional y requerían transporte de corta distancia; la baja necesidad de transporte voluminoso de largas distancias no permitió al tren posicionarse como el medio de transporte óptimo.

Durante los comienzos de la década del 90, así como YPF fue privatizada, los trenes corrieron igual suerte. En 1992 el Estado se desprende del servicio y concede las líneas. Los servicios interurbanos de pasajeros fueron transferidos a los gobiernos provinciales, la mayoría de los cuales no continuaron los servicios. Este proceso impactó negativamente en pequeños pueblos que dependían del ferrocarril para abastecimiento y comunicación. En años subsiguientes, la falta de demanda llevó a que las empresas concesionarias de carga fueran dejando sin operación sectores de la red, a pesar de estar obligadas a dar cumplimiento a programas de inversión y mantenimiento. A diferencia de las concesiones de pasajeros, los contratos de servicios ferroviarios de carga no prevén subsidios por parte del Estado y los concesionarios están obligados al pago de un canon.

La importancia estratégica de contar con una sólida red férrea no fue vislumbrada por el Estado, lo que permitiría el traslado de grandes volúmenes de mercadería en largas distancias (como las que caracterizan a Argentina), alcanzando economías de escala. De esta forma, el flete no sería un componente tan crítico en los costos de los productos agrícolas, mineros o industriales.

En años recientes el Estado realizó anuncios en el ámbito ferroviario que nunca se concretaron, entre ellos un tren de alta velocidad entre las ciudades de Buenos Aires, Rosario y Córdoba. También entre Buenos Aires y Mar del Plata y Buenos Aires y Mendoza. En el área metropolitana el soterramiento de algunas líneas, así como su electrificación; en otras zonas del interior la rehabilitación de varios ramales. Se enmarca también en este grupo la puesta en valor del tren a Vaca Muerta.

Bajo el modelo actual, el Estado Nacional es dueño de toda la infraestructura de transporte y tiene la obligación de custodiar estos bienes.

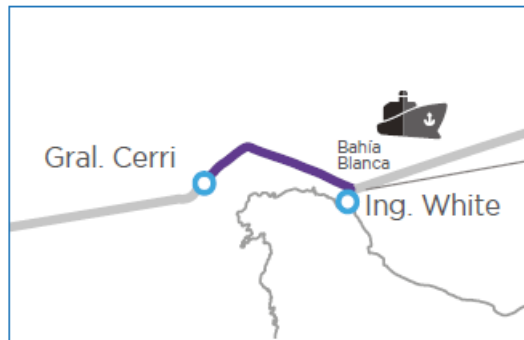
Subsección 4.1: Importancia del Ferrocarril a Vaca Muerta

El Estado Nacional presentó en 2018 un proyecto para recuperar y poner en valor 700 kilómetros de vías del ferrocarril Roca, conectando el puerto de Bahía Blanca en la provincia de Buenos Aires, con la localidad de Añelo en la provincia de Neuquén, cercano a las operaciones de Vaca Muerta (Ministerio de Transporte, 2018). El objetivo es permitir el transporte masivo de los insumos necesarios para la explotación de los recursos shale y atender demandas de las economías regionales, destinadas a la

comercialización frutícola principalmente. Las expectativas son que el yacimiento duplique su producción de crudo y de gas, aumentando el disponible para exportar, de esta forma el shale ayudaría a balancear la balanza comercial de Argentina.

La inversión, conocida como *Tren Norpatagónico*, busca apalancar las economías de escala necesarias para el desarrollo de proyectos no convencionales y reducir costos para viabilizar los planes de desarrollo de las empresas. La estimación de costos, realizada por el Estado, asciende a USD 500.000.000.

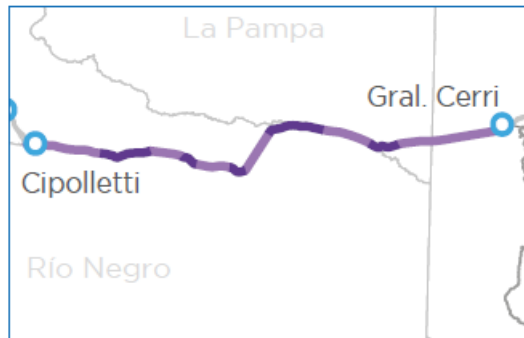
El análisis preliminar del proyecto implica una serie de obras, que se esquematizan en la *Ilustración 22*.



Desde el Puerto de Bahía Blanca hasta Gral. Cerri

Provincia: Buenos Aires
Renovación Vía: 24 km

— Renovación



Desde Gral. Cerri hasta Cipolletti

Provincias: Buenos Aires y Río Negro
Renovación y Mejoramiento de Vía: 529 km

— Renovación

— Mejoramiento



Desde Cipolletti hasta Contralmirante Cordero

Provincia: Neuquén
Renovación Vía: 29 km

— Renovación



Desde Contralmirante Cordero hasta Añelo

Provincias: Neuquén y Río Negro
Renovación Vía: 83 km

— Vía nueva

Ilustración 22: Obras Tren Norpatagónico

Fuente: Reactivación de los trenes de carga Línea Roca - Tren Norpatagónico. Ministerio de Transporte (2018)

El proyecto no prosperó durante el gobierno de Macri y fue reflatado por el gobierno de Fernández (Desconocido, 2021), anunciando nuevamente la promesa de llegada de inversiones extranjeras. En abril de 2021, se dio a conocer el plan de financiamiento y ejecución chino, a manos de una empresa del holding *Sinomach*. De acuerdo a lo informado por el Estado en ronda de prensa, el memorando con la empresa se

encuentra firmado y a la fecha están en marcha los estudios de ingeniería y plan de gestión ambiental.

A modo general, el tren como medio de transporte a granel de cargas, posee ciertas ventajas:

- **Costos competitivos:** la incidencia de la logística y los costos de flete son significativos para el desarrollo de actividades económicas que impliquen largos recorridos. El ferrocarril permite ahorros de entre 25 y 50% según la distancia y tipo de carga.
- **Escala:** un ferrocarril permite altas eficiencias, al poseer mayores capacidades de carga una sola locomotora puede trasladar el equivalente a más de 250 camiones convencionales.
- **Medioambiente:** las emisiones promedio por tn.km transportada son sensiblemente menores para un tren, posicionándolo como un transporte verde frente a la alternativa de un camión. Se suma a esto, la posibilidad de operar con locomotoras eléctricas, con menor huella de carbono.
- **Seguridad y tránsito:** la actividad ferroviaria como alternativa al transporte por ruta, permite descomprimir autopistas y caminos. Esto repercute en menos daño al pavimento, tránsito más fluido y mayor espacio disponible para vehículos particulares (se estima que el uso de un tren libera espacio para la circulación de 500 vehículos particulares).

A pesar de estos puntos, en Argentina el ferrocarril tiene una baja participación en el transporte de cargas, al compararlo con otros países y regiones. Esto no es ajeno a otros medios tales como avión y fluvial, la participación mayoritaria es automotora.

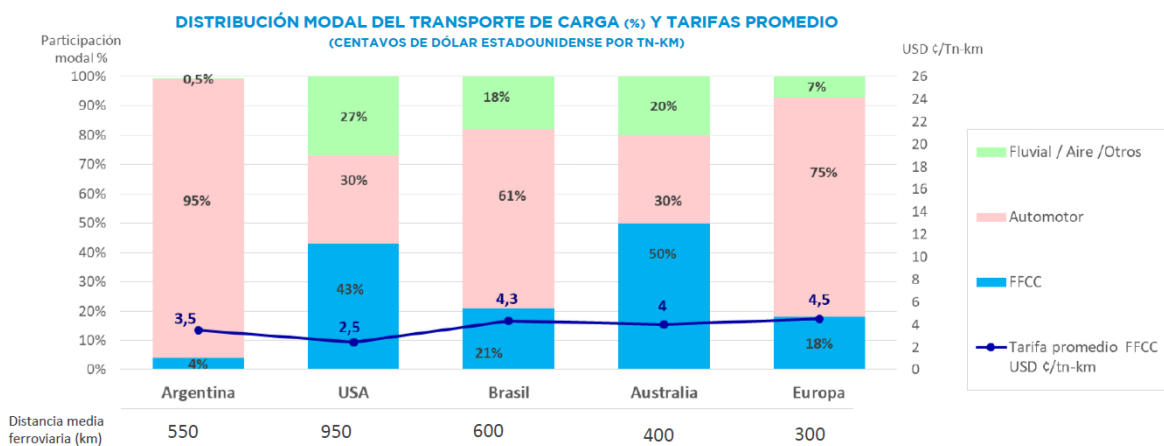


Ilustración 23: Distribución modal del transporte
Fuente: Situación Actual y Planes de Desarrollo a Futuro. Ministerio de Transporte (2016)

En la *Ilustración 23* se presenta una comparativa de la distribución modal del transporte de cargas para Argentina y distintos países. Se observa la participación principal y casi mayoritaria de la opción vial o automotor en nuestro país.

CAPÍTULO 5: SITUACIÓN ACTUAL DEL DESARROLLO DE VACA MUERTA

Si bien el plan de desarrollo de las áreas concesionadas en Vaca Muerta es materia de estrategia y análisis de cada Operadora y no es objetivo de esta tesis presentar el modelo de negocios, ni documentación confidencial privada de las empresas, existen ciertas similitudes entre las acciones que realizan los productores en una etapa temprana.

En un escenario de exploración y curva de aprendizaje en construcción (como el no convencional de Vaca Muerta), las inversiones se van erogando a medida que se tienen certidumbres o producciones confirmadas que justifiquen los desembolsos monetarios. De esta forma, las empresas definen diferir producción: una vez perforado y completado el pozo, y con potencial confirmado, las instalaciones de superficie necesarias para captar los hidrocarburos son construidas (a posteriori). Con esta estrategia, se evita el mayor costo hundido que se tendría en caso de que el pozo no cumpla las expectativas iniciales. Una vez que la zona tiene una cantidad crítica de pozo y los geólogos y reservoristas tienen un mayor entendimiento del subsuelo, se prepara la superficie para contar con suficiente capacidad de recepción de líquidos y gases para poner en marcha el pozo inmediatamente luego de completarlo.

Esta misma estrategia aplica para otras actividades, entre las que se pueden mencionar:

- **Compras de insumos y materiales:** llegar a definir los materiales para un “pozo tipo” es producto de una serie de pruebas en campo, que requiere testear desempeño y costos, antes de definir un estándar y pensar en compras programadas. En una etapa temprana, el abastecimiento para pozos exploratorios y de delineación se hacen “a medida”. En una etapa de desarrollo y perforación en masa, se puede establecer los materiales finales más adecuados para la zona (en función del know how de la Operadora) y negociar volumen y precio con los proveedores.
- **Redes de ductos:** en línea con las instalaciones de superficie, los ductos para transportar los líquidos y gases son necesarios para producir, pero requieren grandes inversiones, que como se mencionó previamente, en etapas tempranas no se realizan hasta tanto confirmar potencial y masa crítica de pozos que justifiquen la erogación. Es habitual para etapas tempranas suplir esta función con tanques en locación, para captar producción, y contar con un servicio de evacuación de líquidos mediante camiones cisterna, los cuales tienen la capacidad de vincular el pozo con cualquier descargadero, independientemente de la distancia o la falta de ductos. Esta solución es muy útil para dejar en marcha pozos en zonas remotas y sin instalaciones de producción, pero repercuten en un OPEX muy alto.

Estas actividades se dan en un marco de inestabilidad política y económica, bajo el cual las empresas actúan en forma cautelosa, pero a la vez continúan incorporando pozos a un bajo ritmo y construyendo su curva de aprendizaje. Una firme definición de un plan integral de desarrollo de Vaca Muerta, con garantías estatales y políticas de largo plazo, permitiría a las empresas pensar en una masificación y pasar al modo factoría, donde se podrían acceder a economías de escala. En el mientras tanto, las ineficiencias son propias de una estrategia conservadora y de corto plazo, que incluye un uso intensivo del transporte carretero, tanto para abastecimiento de insumos (por compras en baja

escala) como para evacuar producción (por falta de ductos e instalaciones). Esto atenta contra el break even de los proyectos y representa un alto costo mensual de mantenimiento y operación para aquellos que están en marcha.

INVESTIGACION EMPIRICA-DOCUMENTAL

CAPÍTULO 6: METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE COSTOS

Para el análisis del impacto del transporte férreo en los costos de los insumos petroleros, se planteó un pozo tipo y en base al mismo sus requerimientos de materiales.

El soporte de costos, normalizados en USD/Tn.km, de cada una de las alternativas de transporte, se realizó con planillas de cálculo elaboradas por el Ministerio de Transporte de la Nación, publicadas en el año 2019. Las mismas fueron actualizadas con los datos económicos a JUNIO/2021 de acuerdo a las fuentes recomendadas por el propio Ministerio.

- Modelo de Estimación de Costos de Transporte por Agua MECTA.
- Modelo de Costos Carreteros MCC.
- Modelo de Costos Ferroviarios COSFER.

A través de estos modelos, se acceden al cálculo de costos de movilidad de carga dentro del territorio argentino y bajo legislación argentina, permiten reflejar la sensibilidad del costo ante distintos escenarios de precios y consumos, entre otros. Se pueden descargar a través de <https://www.argentina.gob.ar/transporte/cargas-y-logistica/modelos-de-costos-de-transporte>

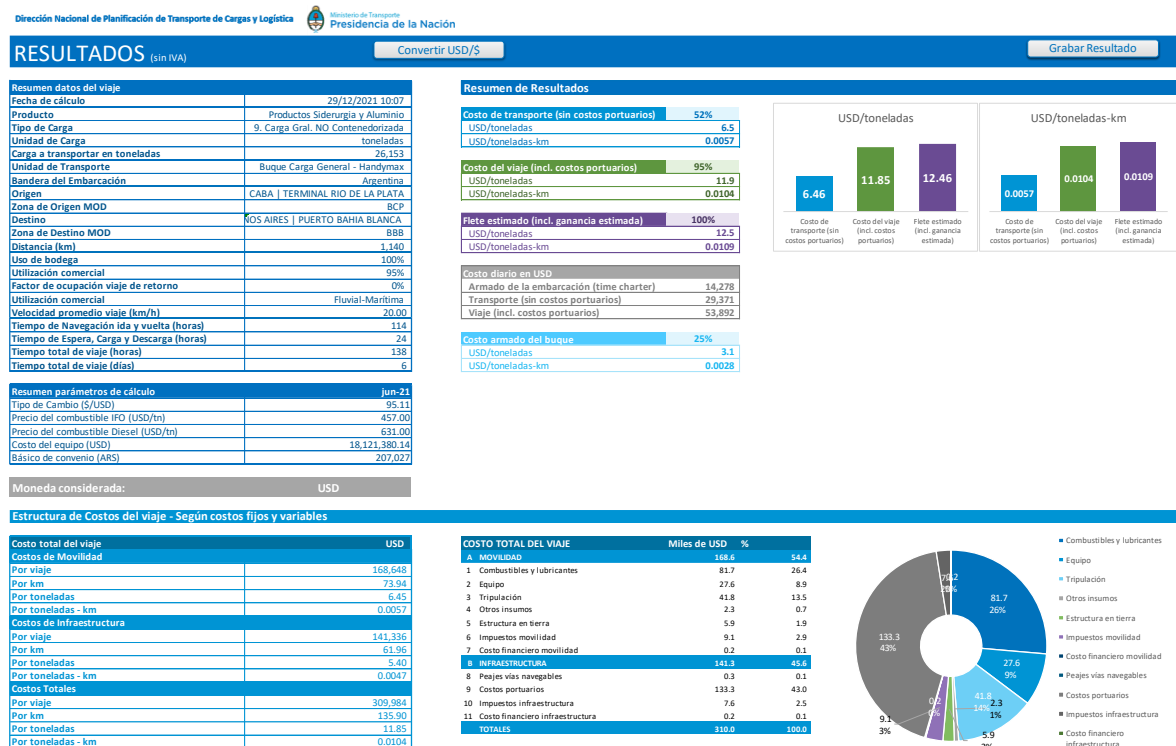


Ilustración 24: Modelo de Estimación de Costos de Transporte por Agua MECTA
Fuente: Ministerio de Transporte de la Nación

RESULTADOS (sin IVA)

Grabar Resultado

Análisis de resultado por fecha

Costos por ton-km (en pesos)	(ARS)
Costo de movilidad	5.45
Costo de infraestructura	0.47
Inversión	0.45
Mantenimiento	0.00
Costo total	5.92
% infraestructura sobre el total	8.0

Costos de Movilidad (en pesos)	(ARS)
Costo por tonelada kilómetro	5.45
Costo por vehículo kilómetro	79.47
Costo por viaje según distancia	190.718
Costo por viaje por tonelada	6.543

Costos de Infraestructura (en pesos)	(ARS)
Costo por vehículo kilómetro	13.76
Costo por tonelada kilómetro	0.472
Costo por viaje según distancia	16.507
Costo por viaje por tonelada	566.3

Resultados en dólares	(USD)
Costo de movilidad por ton-km	0.057
Costo de movilidad por km	0.836
Costo de infraestructura por ton-km	0.005
Costo de infraestructura por km	0.145

Resumen datos de entrada	
Producto	Carga general no refrigerada
Vehículo	Estándar 45T
Toneladas por vehículo	29
Distancia OD	3,200

Resumen parámetros de cálculo	
Tipo de Cambio	95.11
Precio del combustible en surtidor	90.0
Costo del equipo (ARS)	8.559.817
Costo del equipo (USD)	100.513
Básico de convenio (ARS)	15.104

Concepto	por km	por ton-km	%
1 Combustible	44.28	3.038	55.9
2 Lubricantes	0.69	0.048	0.9
3 Neumáticos	2.54	0.174	3.2
4 Sueldo mensual conducción	8.55	0.400	10.8
5 Costo del Equipo	5.83	0.587	7.4
6 Mantenimiento	1.84	0.194	2.3
7 Seguro del equipo	2.83	0.126	3.6
8 Gastos Generales	1.04	0.071	1.3
9 Resto de personal	0.69	0.047	0.9
10 Impuestos y tasas (Débitos y Créditos + IIBB + Patente)	2.89	0.199	3.7
11 Costos financieros	1.68	0.131	2.1
12 Peajes	6.37	0.44	8.0
Costos de Movilidad	79.238	5.45	100.0

Concepto	por km	por ton-km	%
A Costos del equipo en función del recorrido	47.51	3.26	60.0
1 Combustible	44.28	3.04	55.9
2 Lubricantes	0.69	0.05	0.9
3 Neumáticos	2.54	0.17	3.2
B Costos del equipo en función del tiempo	10.50	0.91	13.3
5 Costo del Equipo	5.83	0.59	7.4
6 Mantenimiento	1.84	0.19	2.3
7 Seguro del equipo	2.83	0.13	3.6
C Sueldo mensual conducción	8.55	0.40	10.8
D Resto del personal	0.69	0.05	0.9
E Indirectos	2.72	0.20	3.4
8 Gastos Generales	1.04	0.07	1.3
11 Costos financieros	1.68	0.13	2.1
F Impuestos y tasas al servicio de transporte	2.89	0.20	3.2
12 Peajes	6.37	0.44	8.0
Costos de Movilidad	79.24	5.45	92.0

Componentes Impositivos	por km	por ton-km	%
Combustibles (ICL no a cuenta + CO2)	3.37	0.232	4.3
Cargas Sociales (personal conducción y no conducción)	1.33	0.092	1.7
Impuestos al servicio de transporte (IIBB + DyC + Patentes)	2.89	0.199	3.7
Total Impuestos	7.59	0.52	9.58

Infraestructura	por km	por ton-km
Costos de Infraestructura	13.76	0.47
Inversión	13.01	0.45
Mantenimiento	0.74	0.03
Peajes	6.37	0.44

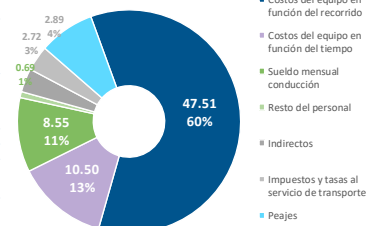
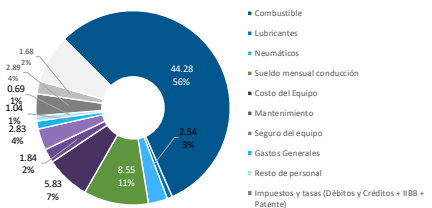


Ilustración 25: Modelo de Costos Carreteros MCC
Fuente: Ministerio de Transporte de la Nación

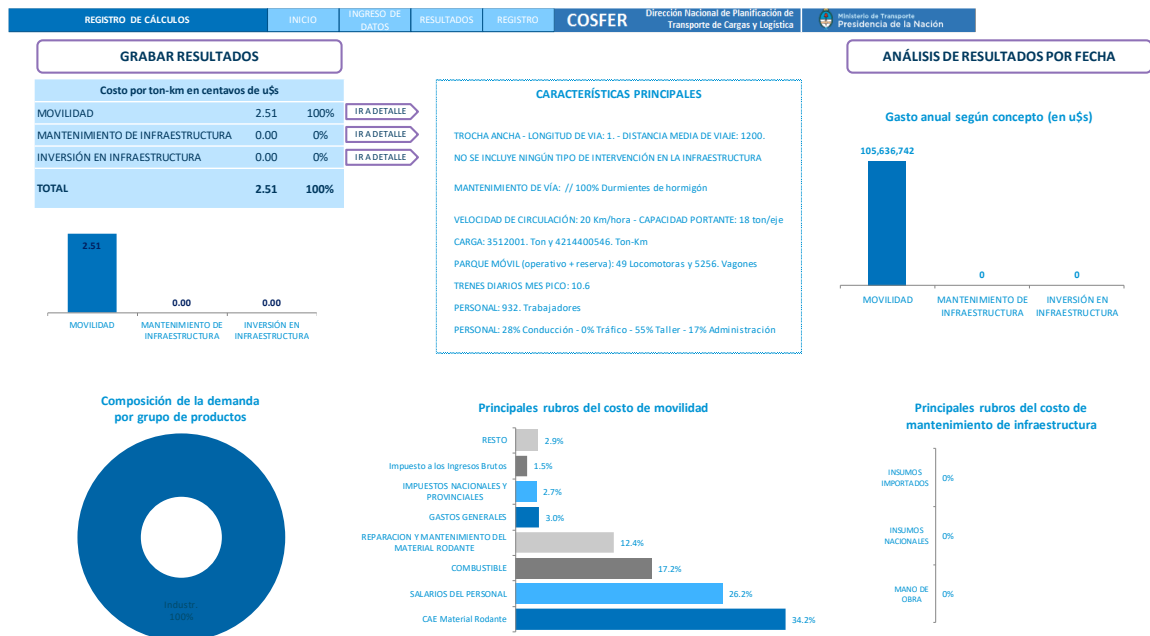


Ilustración 26: Modelo de Costos Ferroviarios COSFER
Fuente: Ministerio de Transporte de la Nación

Las Ilustraciones 24, 25 y 26 muestran capturas de las planillas de cálculo desarrolladas por el Ministerio de Transporte de la Nación, para transporte por agua, carretero y ferroviario respectivamente.

Subsección 6.1: Supuestos Transporte Carretero

A fines de cálculo y estandarización, si bien la reglamentación para el transporte de cargas por carretera en Argentina permite 49.5 Tn (siempre y cuando se incorpore suspensión neumática y una relación de 6 CV/Tn) y hasta 52.5 Tn (con los mismos requisitos, adicional a frenos ABS y acoplado con 3 ejes), se consideró que la carga útil transportada por un camión con remolque son 45 Tn (requisitos más flexibles para el tránsito) (FADEEAC, 2021).

En cuanto a los parámetros solicitados por MCC, se tomó viaje con vuelta vacía, carga general no refrigerada y escenario de precios definido por el usuario, a fin de actualizar valores como tipo de cambio, costo de combustible, sueldo básico del chofer y peajes entre otros. Los resultados indican un costo de transporte mediante camiones de **0.057 USD/Tn/km**.

Subsección 6.2: Supuestos Transporte Férreo

Respecto al transporte férreo, se consideró una trocha ancha, en zona central de Argentina, con topografía 80% llana y 20% ondulada, producto a transportar industrializado, una formación de 40 vagones y un retorno vacío.

Entre los parámetros que se actualizaron en COSFER, se encuentra el tipo de cambio, el precio del gasoil, el índice de precios internos al por mayor y salarios de conductores y peones. Cabe mencionar que la misma calculadora del Ministerio proporciona los links a las fuentes de datos para esta tarea. Los resultados indican un costo de transporte ferroviario de **0.0251 USD/Tn/km**.

Subsección 6.3: Supuestos Transporte Marítimo

Alternativamente, se buscó otra opción para acercar los insumos a la cabecera del Tren Norpatagónico, situada en Bahía Blanca y de esta forma buscar un costo más competitivo. Apalancándose en la disponibilidad de un puerto de aguas profundas⁴, se simuló los costos de un aprovisionamiento mediante este medio de transporte.

Se consideró dentro de MECTA el transporte de carga general no contenedorizada, un viaje tipo desde Terminal Río de la Plata a Puerto Bahía Blanca (el cual considera los respectivos costos portuarios y según tipo de embarcación apta para maniobrar en los mismos). Se actualizaron parámetros tales como tipo de cambio, índices propios de la industria (chapa naval, Baltic Index), salario de jefe de máquinas, combustibles y tarifas portuarias. Los links a los datos históricos fueron proporcionados por la misma calculadora del Ministerio. Los resultados indican un costo de transporte marítimo de **0.0109 USD/Tn/km**.

⁴ Bahía Blanca se convirtió hace 30 años, en el primer puerto de aguas profundas del país, con 45 pies de calado. Hoy es, por lejos, el más grande de la Argentina en esta categoría, ratificando en los hechos un proyecto que ya lleva más de medio siglo en el país. En 2013 se concretó un nuevo ensanche y profundización del canal principal de acceso, que tiene unos 100 kilómetros y aguas reparadas, logrando 45 pies en marea baja y 50 pies con marea alta. Esto permitió el desplazamiento de grandes buques todo el año y de manera independiente al estado de las mareas.

<https://www.argenports.com.ar/nota/mar-del-plata-quequen-y-bahia-blanca-se-anotan-en-la-carrera-por-ser-el-puerto-de-aguas-profundas-de-la-argentina>

Subsección 6.4: Supuestos Pozo Tipo

Si bien la formación Vaca Muerta se encuentra a distintas profundidades de acuerdo a la zona donde se perfora, consideramos para el desarrollo un pozo de 5500 m totales, 3000 m en sección vertical y 2500 m en sección horizontal, esquematizado en la *Ilustración 27*. Esto impactará en los requerimientos de casings necesarios para revestir el pozo y de tubings para producir el mismo. La estrategia de completación, en línea con los límites técnicos que se alcanzaron a la fecha, supone 40 fracturas a realizarse en el tramo horizontal, de 25 sacos/pie cada una, resultando en poco más de 6200 sacos/fractura. Este parámetro es uno de los más importantes, ya que determina la cantidad de arena necesaria: una de las mayores cargas a ser transportada durante la completación.

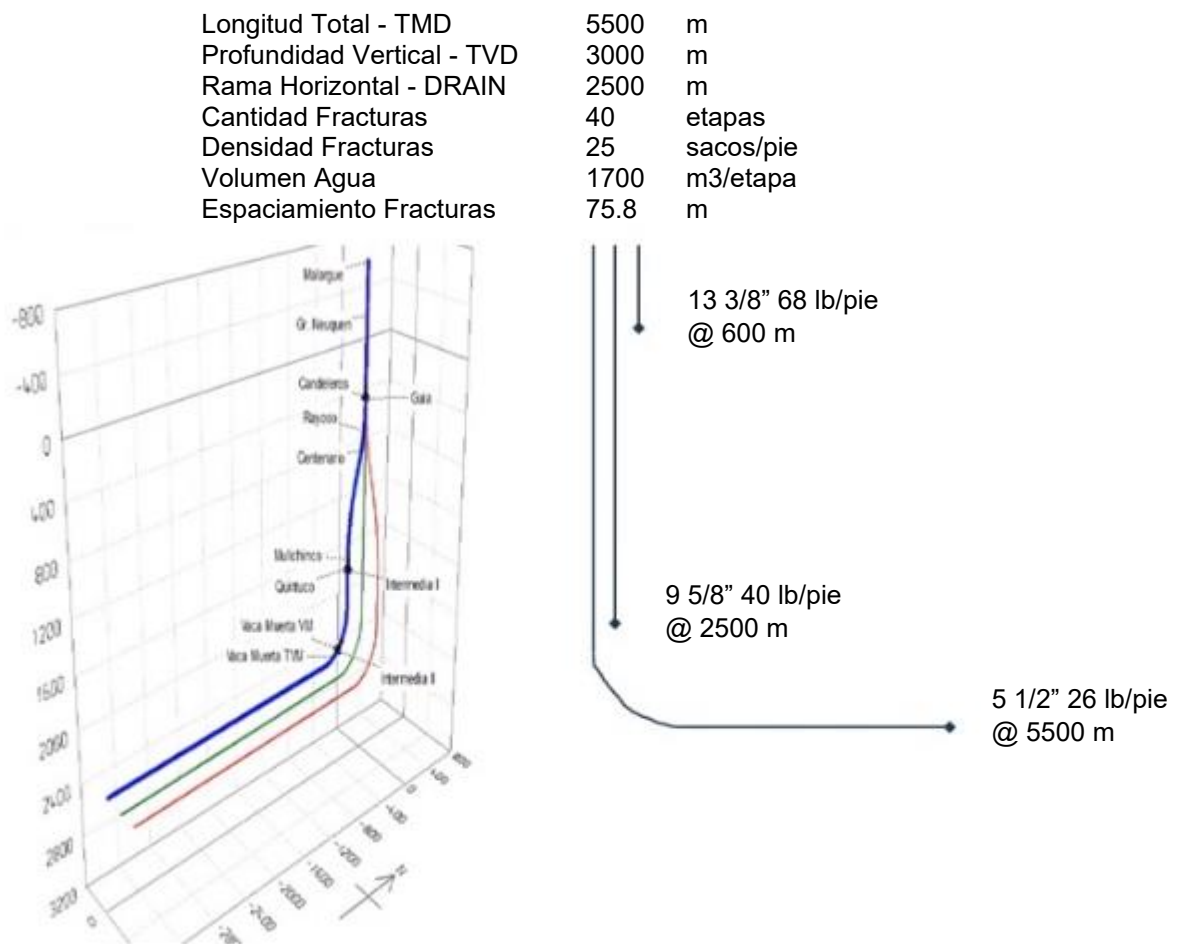


Ilustración 27: Esquema de pozo tipo
Fuente: Elaboración propia

Como en cualquier evaluación económica, es clave conocer el costo de cada etapa y cuáles son los principales componentes que traccionan los mismos. Considerando el desagregado de etapas necesarias para construir un pozo no convencional promedio en la Cuenca Neuquina, los mayores costos recaen sobre la perforación y la completación. El análisis particular de cada etapa permite conocer cuáles son optimizables, y a fines de este estudio, cuales se pueden disminuir *mediante una logística más económica*.

✓ **Perforación**

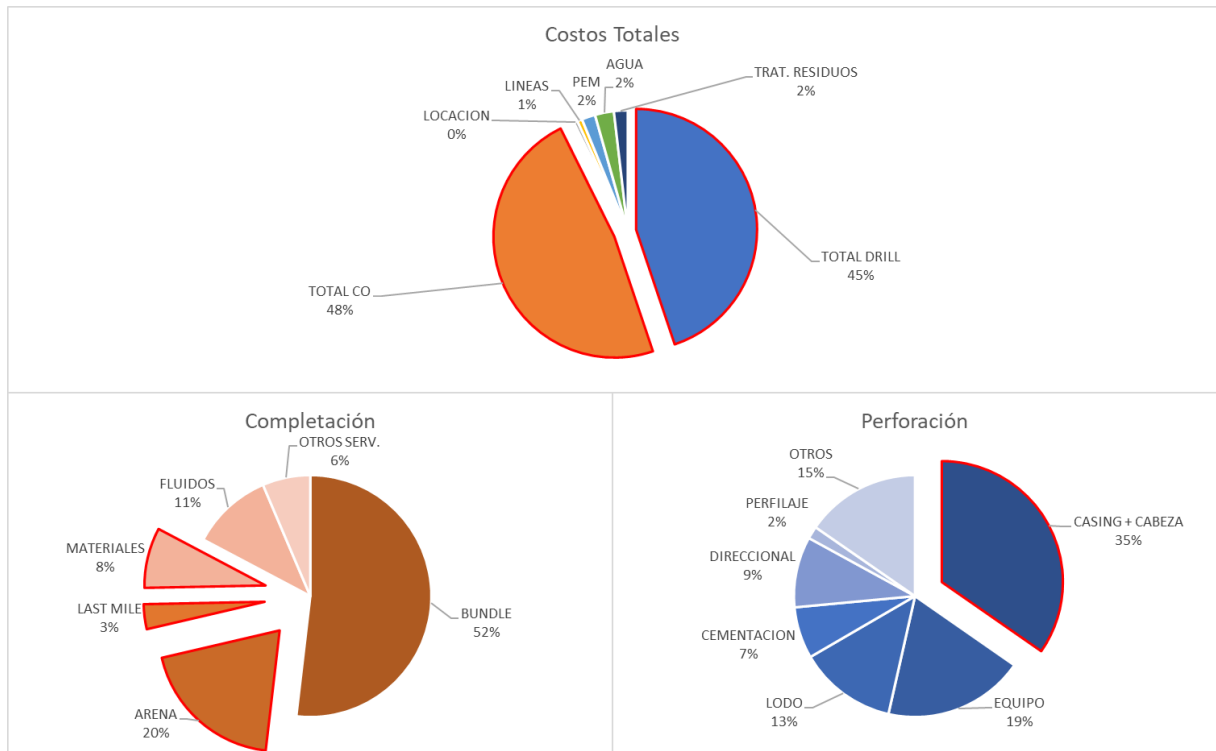
Elemento	Tipo	Optimizable por logística	Observaciones
Casing + Cabeza	Materiales	Si	Tubulares y válvulas de alto costo.
Equipo	Servicio	No	Servicio con tarifa horaria según actividad realizada.
Lodo	Servicio + Materiales	Según contrato	En general es un producto que se reutiliza entre pozos, el mayor costo está en el servicio asociado. Los materiales son menores.
Cementación	Servicio + Materiales	Según contrato	El mayor costo está en el servicio, aunque se puede pensar en un contrato diferencial donde la Operadora provea los materiales secos y se busque un menor costo.
Direccional	Servicio	No	Servicio utilizado para la construcción de la sección horizontal.
Perfilaje	Servicio	No	Servicio de adquisición de datos de pozo.
Otros	Servicio	No	Servicios varios de transporte, bombeo, limpieza, etc.

Tabla 3: Elementos Perforación

✓ **Completación**

Elemento	Tipo	Optimizable por logística	Observaciones
Bundle	Servicio	No	Corresponde al servicio de bombear de superficie, trailers y personal afectado a las operaciones de completación.
Arena	Materiales	Si	Material de bajo costo unitario y alto volumen, requiere logística a escala.
Last Mile	Servicio	Si	Logística dentro de yacimiento y desde almacén central.
Fluidos	Servicio + Materiales	Según contrato	En general es un producto que se reutiliza entre pozos, el mayor costo está en el servicio asociado. Los materiales son menores.
Materiales	Materiales	Si	Tubulares y válvulas de alto costo.
Otros servicios	Servicio	No	Servicios varios de transporte, bombeo, limpieza, etc.

Tabla 4: Elementos Completación



*Ilustración 28: Costos porcentuales para un pozo no convencional promedio en NQN
Fuente: Elaboración propia*

En la *Ilustración 28* se presentan las distribuciones porcentuales de los costos de perforación y completación para un pozo no convencional promedio, señalando para cada caso, aquellos que podrían ser reducidos al optimizar el transporte.

Del análisis anterior se desprendió el interés en evaluar, en primer lugar, los volúmenes y los tonelajes involucrados por pozo. Luego determinar, en función de la distancia recorrida, cual el costo neto del transporte vial actual. Finalmente, teniendo en cuenta que el costo de transporte se traslada al comprador, se planteó una situación mejorada de distintos escenarios logísticos, impactando sobre los costos totales de los insumos. De esta forma, se buscaron optimizar las inversiones necesarias para lograr el mismo pozo.

	OD pulg	LONG m	LONG ft	Peso unitario lb/ft	Peso total lb	Peso total Tn	Camiones de 45 Tn
CASING	13 3/8	600	1969	68	133858	61	2.0
	9 5/8	2500	8202	40	328084	149	4.0
	5 1/2	5500	18045	26	469160	213	5.0
						422	11

	OD pulg	LONG m	LONG ft	Peso unitario lb/ft	Peso total lb	Peso total Tn	Camiones de 45 Tn
TBG	2 7/8	2200	7218	6.5	46916	21	1

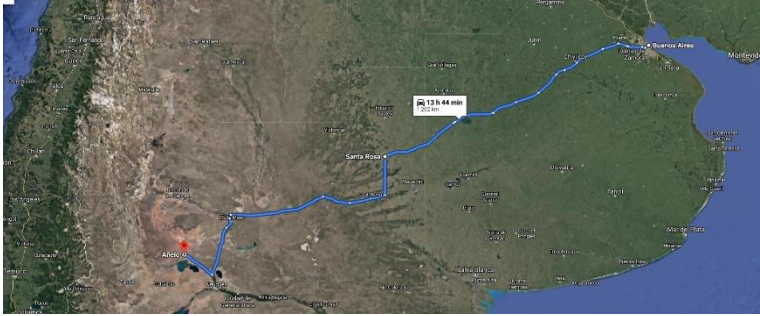
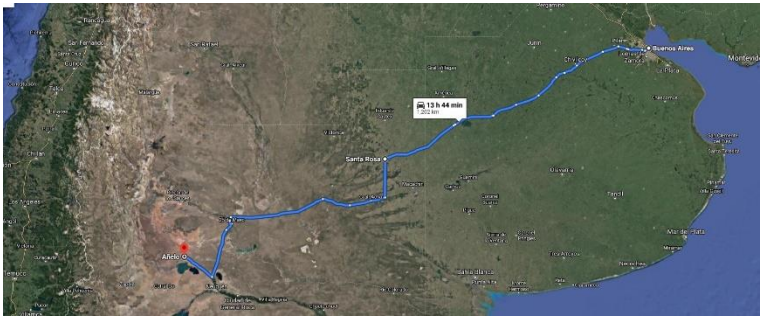
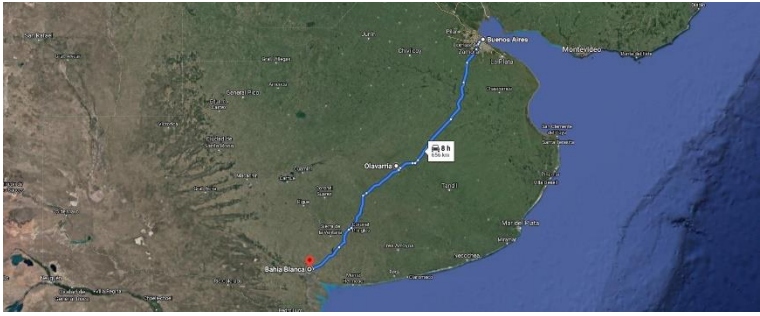
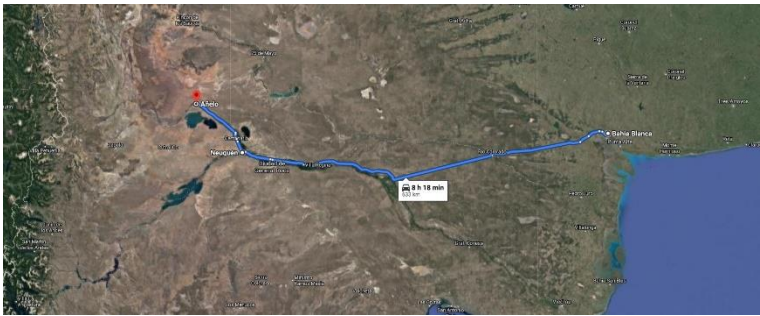
	Drain m	sks/ft	ft estim.	sks	lbs	Peso total Tn	Camiones de 45 Tn
ARENA	2500	25	8202	205052	20505249	9301	207
						Peso total Tn	Camiones de 45 Tn
MISCELANEOS						1	1

Tabla 5: Tonelajes por pozo tipo

CAPÍTULO 7: ALTERNATIVAS DE TRANSPORTE

En el aspecto logístico propiamente dicho, los componentes tubulares y válvulas provienen de acerías y los principales centros fabriles se ubican en la zona del AMBA. Se cuenta actualmente con cabeceras de trenes, puerto e interconexión vial hacia Vaca Muerta para estos insumos. Respecto a la arena, las canteras de Entre Rios, principal fuente de aprovisionamiento actual, poseen conexión vial y náutica con la Ciudad y el puerto de Buenos Aires. Para las canteras alternativas, en San Luis y Chubut, no sería lógico optar por una logística que implique un paso de los materiales por el AMBA. En el caso de Chubut, el puerto de Bahía Blanca y la conexión con el Tren Norpatagónico siguen siendo viables. Tanto el puerto de Buenos Aires como el de Bahía Blanca y su interconexión con una vía férrea son buenas alternativas para el caso de una eventual importación de insumos.

A fines del análisis de factibilidad, se consideraron las alternativas presentadas en la *Ilustración 29*, rutas y combinaciones, en cada caso se contabiliza el kilometraje total a recorrer, tomando como destino final un punto arbitrario en Neuquén, establecido en Añelo (localidad con bases operativas de muchas empresas de servicio y con cercanía a los principales yacimientos de la Cuenca Neuquina):

#	Alternativa	Ruta	Trayecto	Km	Km Totales
0 - ACTUAL	Camión	BA-NQN		1200	1200
1	Tren	BA-NQN		1200	1200
2	Camión + Tren	BA-BB		700	1350
		BB-NQN		650	

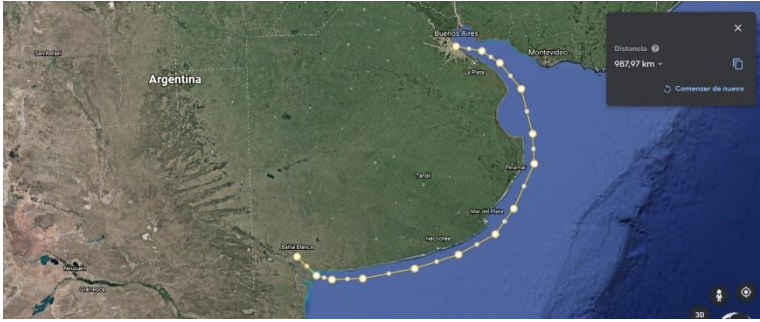
3	Barco + Tren	BA-BB		1000	1650
		BB-NQN		650	

Ilustración 29: Rutas y Alternativas de transporte

Fuente: Elaboración propia con datos de Reactivación de los trenes de carga Línea Roca - Tren Norpatagónico. Ministerio de Transporte (2018)

CAPÍTULO 8: COSTOS DE TRANSPORTE PARA CADA ALTERNATIVA

Establecidos los costos unitarios de cada alternativa, en USD/Tn/km, las distancias a recorrer para cada opción de ruta, en km, y los pesos de las cargas a transportar, en Tn, podemos estimar un costo total logístico en USD y plantear escenarios con costos mejorados:

- Escenario 0: Situación actual utilizando camiones.
- Escenario 1: Tren desde Buenos Aires a Vaca Muerta.
- Escenario 2: Camión desde Buenos Aires a Bahía Blanca. Tren desde Bahía Blanca hasta Vaca Muerta.
- Escenario 3: Barco desde Buenos Aires a Bahía Blanca. Tren desde Bahía Blanca hasta Vaca Muerta.

Con los pesos calculados en el capítulo 6:

	ID	OD pulg	Peso total Tn
CASING	CSG1	13 3/8	61
	CSG2	9 5/8	149
	CSG3	5 1/2	213
			422
	ID	OD pulg	Peso total Tn
TBG	TBG	2 7/8	21

	ID	Peso total Tn
ARENA	ARENA	9301

	ID	Peso total Tn
MISCELANEOS	MISC	1

Tabla 6: Tonelajes por pozo tipo

Se construyó la siguiente tabla de costos de transporte:

#	Ruta	Alternativa	USD							% Base
			CSG1	CSG2	CSG3	TBG	ARENA	MISC	TOTAL	
0	BA-NQN	Camión	4153	10179	14556	1456	636190	68	666602	100%
1	BA-NQN	Tren	1829	4482	6410	641	280147	30	293539	44%
		Ahorro	2324	5697	8146	815	356043	38	373063	56%
2	BA-BB	Camión	2423	5938	8491	849	371111	40	388851	
	BB-NQN	Tren	991	2428	3472	347	151746	16	159000	
		Total	3413	8366	11963	1196	522857	56	547851	82%
		Ahorro	740	1813	2593	259	113333	12	118751	18%
3	BA-BB	Barco	662	1622	2320	232	101381	11	106227	
	BB-NQN	Tren	991	2428	3472	347	151746	16	159000	
		Total	1652	4050	5792	579	253127	27	265228	40%
		Ahorro	2501	6129	8764	876	383062	41	401374	60%

Tabla 7: Costos y Ahorros de cada alternativa

Se observa que es factible la optimización de los costos, tomando como base la situación actual de transporte con camiones. Incluso la alternativa 3, que implica recorrer un 37.5% más de distancia es más económica que los camiones, superando la alternativa de sólo utilizar tren.

Se plantea analizar cómo impacta el costo de transporte en cada uno de los precios de compra de los insumos a los que acceden las Operadoras. A fin de no exponer los valores de los contratos de materiales, se expresan los resultados en porcentaje

respecto al real. Para este punto, se supone que la Operadora es capaz de negociar una mejora en el contrato de abastecimiento, que implique una reducción del costo total al mejorar la logística, manteniendo la ganancia a la que accede el proveedor. La propuesta se esquematiza en la *Ilustración 30*.

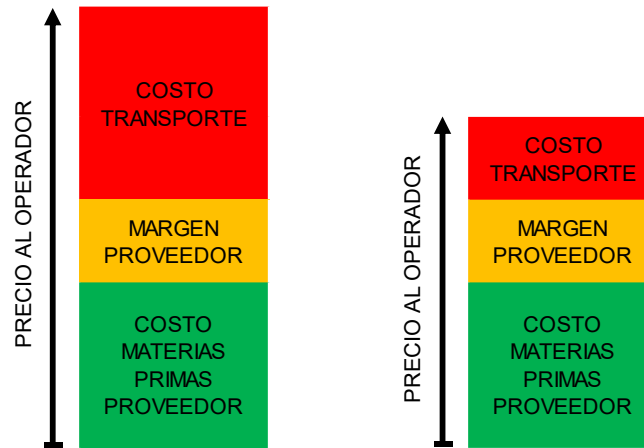


Ilustración 30: Esquema de precios
Fuente: Elaboración propia

De esta forma, las Operadoras pueden acceder a una mejora en costos y el proveedor no se ve perjudicado en sus márgenes.

Nuevos costos respecto al real	Escenario			
	0	1	2	3
CSG1	100%	98%	99%	98%
CSG2	100%	98%	99%	98%
CSG3	100%	99%	100%	99%
TBG	100%	98%	99%	98%
ARENA	100%	57%	86%	54%
MISCELANEOS	100%	100%	100%	100%
TOTAL	100%	83%	95%	82%

Tabla 8: Mejoras en costos de insumos

Se observa claramente que incluso la alternativa menos económica impacta fuertemente en una potencial reducción de costos para el caso de la arena. Esto es debido al bajo valor unitario del insumo, donde una reducción de costos en la componente logística se puede trasladar al precio de venta y se logra economía de escala por los altos volúmenes utilizados por pozo (se presentó en la subsección 6.4, que el costo de la arena representa un 20% del costo total de la completación).

Para el resto de los insumos, de mayor valor unitario, la mejora en los costos de logística no representa una mejora sustancial en el costo total, sin embargo, recordando lo

presentado en la subsección 6.4, los volúmenes y pesos son relativamente menores a los de arena, con lo cual se puede plantear utilizar la capacidad instalada en un tren arenero para trasladar los tubulares, apalancándose en que los costos marginales de transporte no se verán afectados.

Trasladándose al costo total por pozo promedio, los ahorros por logística representan:

Escenario			
0	1	2	3
0%	3.12%	0.99%	3.36%

Tabla 9: Mejoras en costo por pozo tipo

Estos resultados implican que el proyecto resulte atractivo para las empresas Operadoras, existiendo un potencial para reducir costos y explotar Vaca Muerta a un menor costo de desarrollo.

CAPÍTULO 9: INDICADORES DEL PROYECTO

Establecido el potencial del proyecto para generar ahorros en logística, se debe analizar el financiamiento de la obra y el retorno sobre la inversión esperado. El proyecto se presenta como una obra pública, que el Estado Nacional realiza para potenciar el desarrollo petrolero y entendiendo la necesidad de energía y generación de puestos de trabajo que demanda el país.

De acuerdo a la información pública suministrada por el Ministerio de Transporte, se prevé realizar un Contrato PPP^{xx}, donde una vez finalizada la obra, un fideicomiso cobrará peajes y regalías por el uso del servicio. Por otro lado, se hará cargo del mantenimiento, control de tráfico y otras inversiones que requieran las vías o las formaciones.

Se espera que los costos del proyecto sean tales que puedan ser cubiertos por los ingresos y que las tarifas a percibir resulten atractivas para las operadoras, y más económicas que el transporte actual. De todas formas, por tratarse de un proyecto con participación estatal, existe la posibilidad que el servicio cuente con algún grado de subsidio buscando incentivar el uso del ferrocarril.

A fin de analizar estos valores, se plantean 2 evaluaciones económicas:

- Para las Operadoras, teniendo en cuenta las inversiones requeridas para producir los volúmenes estimados en los próximos años.
- Para el Fideicomiso, teniendo en cuenta las inversiones requeridas para poner a punto las vías férreas y los ingresos a percibir en los próximos años.

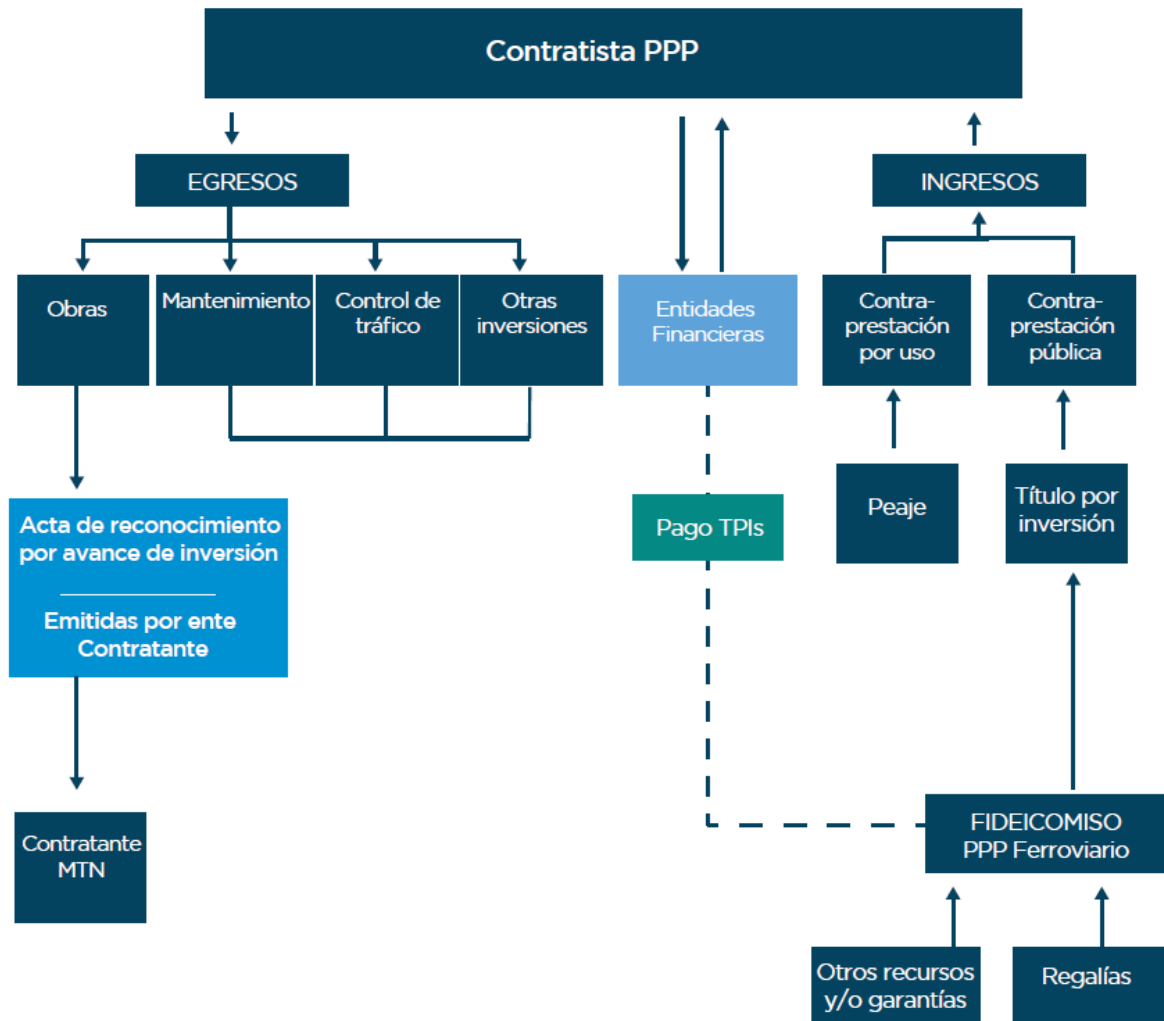


Ilustración 31: Mapa de Actores e Interacciones

Fuente: Reactivación de los trenes de carga Línea Roca - Tren Norpatagónico. Ministerio de Transporte (2018)

La *Ilustración 31* presenta un mapa de actores y tareas interrelacionadas para el modelo de negocio que surge de la aplicación de un fideicomiso para operar el Tren Norpatagónico.

Subsección 9.1: Indicadores Operadoras

Se plantea un flujo de caja para las Operadoras, teniendo en cuenta las disminuciones de costos en logística en cada caso, que impactan sobre el CAPEX de incorporación de pozos nuevos. Los escenarios de producción de petróleo y gas anuales se consideran constantes para todas las corridas y se basan en las proyecciones oficiales publicadas por el Estado. A fines de los análisis, se toma un precio del barril de 50 USD/bbl y de gas de 2 USD/MMBTU y los flujos se descuentan al 10%.

Alternativa 0 - Actual

Año	#Pozos Nuevos	Oil kbbbl/d	Gas MMm3/d	Ingresos MMUSD	Capex MMUSD	FCC MMUSD
2018	342	20	15	759	4089	-\$ 3,330
2019	649	120	37	3162	7760	-\$ 4,180
2020	774	230	55	5642	9255	-\$ 2,986

2021	865	350	67	8147	10343	-\$ 1,650
2022	985	485	80	10952	11778	-\$ 564
2023	1278	627	123	14673	15281	-\$ 378
2024	1499	765	180	18688	17924	\$ 431
2025	1522	855	225	21512	18199	\$ 1,700
2026	1432	915	250	23263	17122	\$ 2,865
2027	1333	975	257	24542	15939	\$ 3,649
2028	1292	1025	267	25717	15448	\$ 3,959
2029	1225	1065	270	26526	14647	\$ 4,163
2030	1210	1105	270	27256	14468	\$ 4,075
VAN						\$ 7,754
ROI						8.2%
TIR						16.3%

Tabla 10: Cash Flow para alternativa de camiones

Alternativa 1 - Tren

Año	#Pozos Nuevos	Oil kbbl/d	Gas MMm3/d	Ingresos MMUSD	Capex MMUSD	FCC MMUSD
2018	342	20	15	759	3962	-\$ 3,203
2019	649	120	37	3162	7518	-\$ 3,960
2020	774	230	55	5642	8966	-\$ 2,747
2021	865	350	67	8147	10020	-\$ 1,407
2022	985	485	80	10952	11410	-\$ 313
2023	1278	627	123	14673	14804	-\$ 82
2024	1499	765	180	18688	17364	\$ 747
2025	1522	855	225	21512	17631	\$ 1,992
2026	1432	915	250	23263	16588	\$ 3,114
2027	1333	975	257	24542	15441	\$ 3,860
2028	1292	1025	267	25717	14966	\$ 4,145
2029	1225	1065	270	26526	14190	\$ 4,324
2030	1210	1105	270	27256	14017	\$ 4,219
VAN						\$ 10,687
ROI						11.7%
TIR						18.9%

Tabla 11: Cash Flow para alternativa de tren

Alternativa 2 - Camión + Tren

Año	#Pozos Nuevos	Oil kbbl/d	Gas MMm3/d	Ingresos MMUSD	Capex MMUSD	FCC MMUSD
2018	342	20	15	759	4049	-\$ 3,290
2019	649	120	37	3162	7683	-\$ 4,110
2020	774	230	55	5642	9163	-\$ 2,910
2021	865	350	67	8147	10240	-\$ 1,573
2022	985	485	80	10952	11661	-\$ 484
2023	1278	627	123	14673	15129	-\$ 284
2024	1499	765	180	18688	17746	\$ 532
2025	1522	855	225	21512	18018	\$ 1,793
2026	1432	915	250	23263	16952	\$ 2,944
2027	1333	975	257	24542	15780	\$ 3,716
2028	1292	1025	267	25717	15295	\$ 4,018
2029	1225	1065	270	26526	14502	\$ 4,214
2030	1210	1105	270	27256	14324	\$ 4,121
VAN						\$ 8,688
ROI						9.3%
TIR						17.1%

Tabla 12: Cash Flow para alternativa de camiones + tren

Alternativa 3 - Barco + Tren

Año	#Pozos Nuevos	Oil kbbl/d	Gas MMm3/d	Ingresos MMUSD	Capex MMUSD	FCC MMUSD
2018	342	20	15	759	3952	-\$ 3,193
2019	649	120	37	3162	7500	-\$ 3,944
2020	774	230	55	5642	8944	-\$ 2,729
2021	865	350	67	8147	9996	-\$ 1,389
2022	985	485	80	10952	11382	-\$ 294
2023	1278	627	123	14673	14768	-\$ 59
2024	1499	765	180	18688	17322	\$ 771
2025	1522	855	225	21512	17588	\$ 2,014
2026	1432	915	250	23263	16548	\$ 3,133
2027	1333	975	257	24542	15404	\$ 3,876
2028	1292	1025	267	25717	14930	\$ 4,159
2029	1225	1065	270	26526	14156	\$ 4,336
2030	1210	1105	270	27256	13982	\$ 4,229
VAN						\$ 10,910
ROI						12.0%
TIR						19.1%

Tabla 13: Cash Flow para alternativa de barco + tren

Analizando los resultados de las corridas económicas que se presentan en la *Ilustración 32*, con la logística como única variable independiente, se evidencia que la alternativa actual de uso de camiones es la más ineficiente. De optar por un sistema de transporte diferente, masivo y más barato, el valor actual generado para las Operadoras tiene potencial de crecer un mínimo de 12%. Apalancándose en los menores costos marítimos y la disponibilidad de un puerto cercano, se puede optimizar aún más los costos y elegir

la alternativa de barco desde Buenos Aires a Bahía Blanca y tren desde Bahía Blanca hasta Añelo, esta opción genera el mayor valor, incrementándose un 41% respecto al caso base actual de camiones.

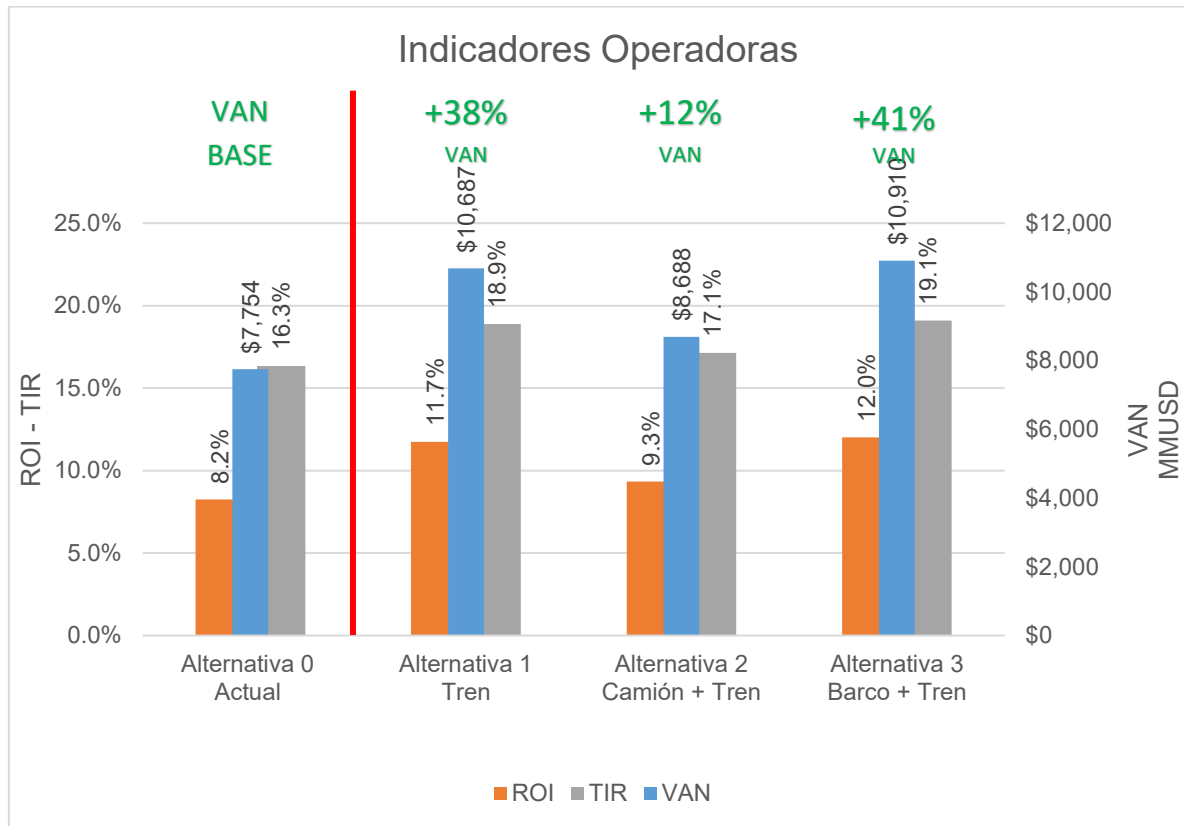


Ilustración 32: Principales indicadores Operadoras
Fuente: Elaboración propia

Existen varios factores que modificarán estos resultados preliminares, entre los más importantes podemos identificar los precios del petróleo y del gas, responsables de los flujos de ingresos para las operadoras. Se plantean las sensibilidades del VAN ante estos parámetros, las cuales pueden apreciarse en las *Ilustraciones 33 y 34*.

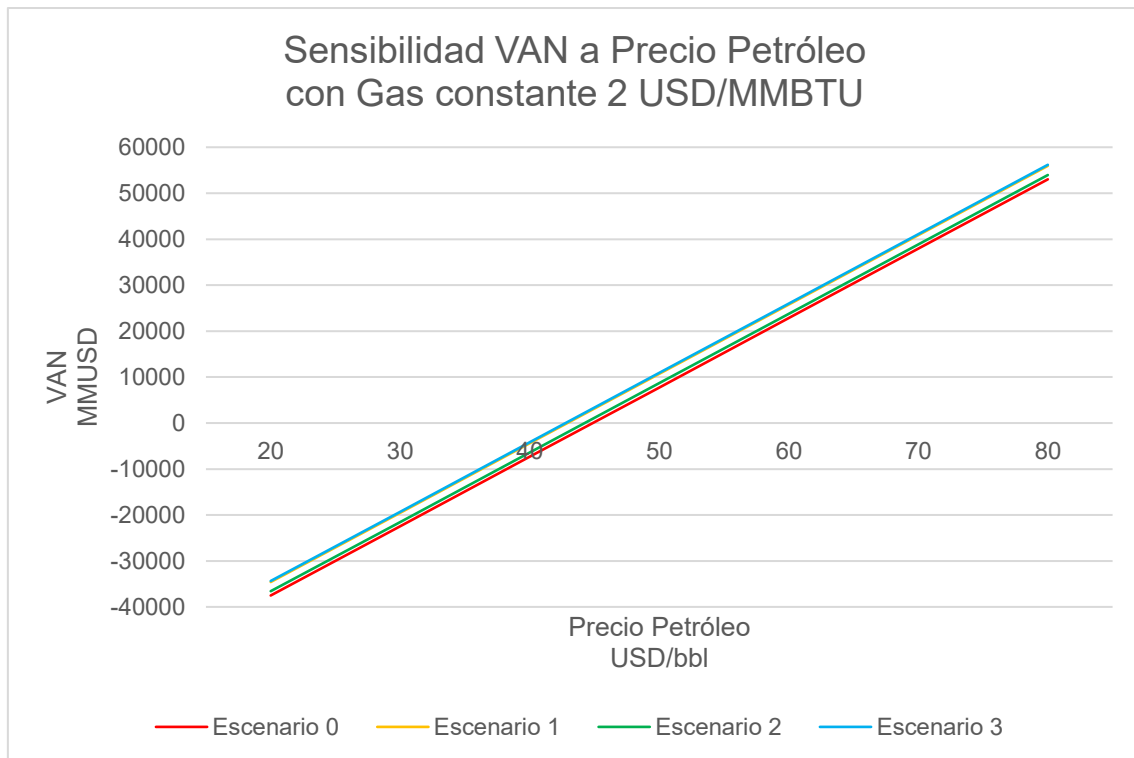


Ilustración 33: Sensibilidad VAN a precio petróleo
Fuente: Elaboración propia

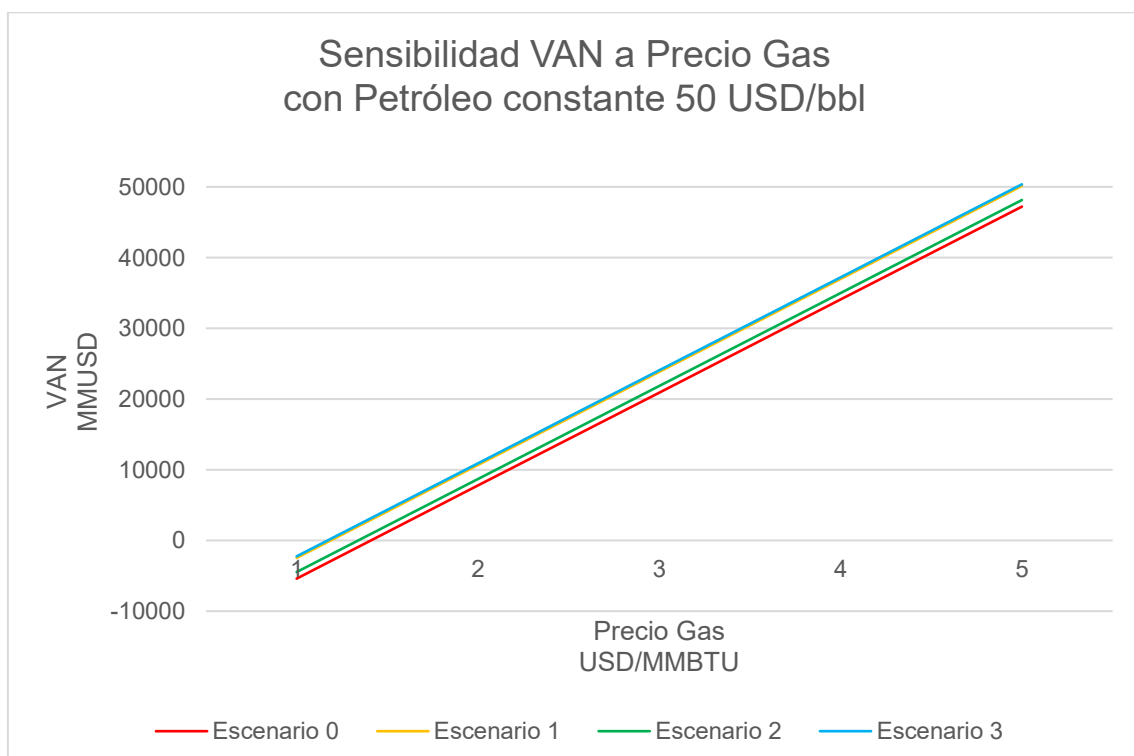


Ilustración 34: Sensibilidad VAN a precio gas
Fuente: Elaboración propia

Para todos los casos, por debajo de los **45 USD/bbl**, el proyecto de Vaca Muerta no resulta rentable para los costos involucrados (teniendo en cuenta un precio de gas de 2

USD/MMBTU constante). Esto implica que, en los escenarios simulados, se requiere contar con un cierto piso de precios de mercado que permitan la explotación de estos yacimientos. Evaluando el comportamiento para gas, con precio de petróleo fijo en 50 USD/bbl, los proyectos se vuelven antieconómicos por debajo de **1.5 USD/MMBTU**. Al ser la alternativa 3 la más eficiente, es la que tolera menores precios de venta antes de volverse inviable la explotación.

Subsección 9.2: Indicadores Fideicomiso

Para el caso del Fideicomiso prestador del servicio de transporte férreo, se tienen en cuenta las inversiones iniciales necesarias para concluir las obras (500 MMUSD), sumado a inversiones puntuales del 10% del CAPEX inicial, cada 3 años, en concepto de mantenimiento. Los ingresos se calculan en base al tránsito potencial que podrían demandar los insumos que requieren los pozos a perforar en Vaca Muerta en los próximos años, teniendo en cuenta un tonelaje promedio de 9746 Tn/pozo. Se toma una tarifa de mercado de 0.03 USD/tn/km por el uso del tren, en rango con el costo calculado a través de COSFER. Para todos los casos, los flujos son descontados al 10%.

Año	Inversión MMUSD	#Pozos Nuevos	Ingresos MMUSD	Cash Flow MMUSD	FCC MMUSD
2018	500	342	120	-\$ 380	-\$ 380
2019		649	228	\$ 228	\$ 207
2020		774	272	\$ 272	\$ 224
2021	50	865	303	\$ 253	\$ 190
2022		985	346	\$ 346	\$ 236
2023		1278	448	\$ 448	\$ 278
2024	50	1499	526	\$ 476	\$ 269
2025		1522	534	\$ 534	\$ 274
2026		1432	502	\$ 502	\$ 234
2027	50	1333	468	\$ 418	\$ 177
2028		1292	453	\$ 453	\$ 175
2029		1225	430	\$ 430	\$ 151
2030	50	1210	425	\$ 375	\$ 119
				VAN	\$ 2,155
				ROI	357.5%
				TIR	73.1%

Tabla 14: Cash Flow para Fideicomiso

Se observa que los indicadores del proyecto, desde el punto de vista del Fideicomiso, son muy atractivos, logrando multiplicar la inversión con un ROI superior al 350%, quedando solamente expuesto en el primer año. Esto debido al alto volumen de tránsito proyectado y bajo una tarifa de mercado.

El proyecto es altamente rentable y se podría plantear una reducción de tarifa, cercana a las calculadas para transporte marítimo (del orden de 0.01 USD/tn/km), donde la explotación del tren continúa siendo económico, tal como se observa en la sensibilidad de la *Ilustración 35*:

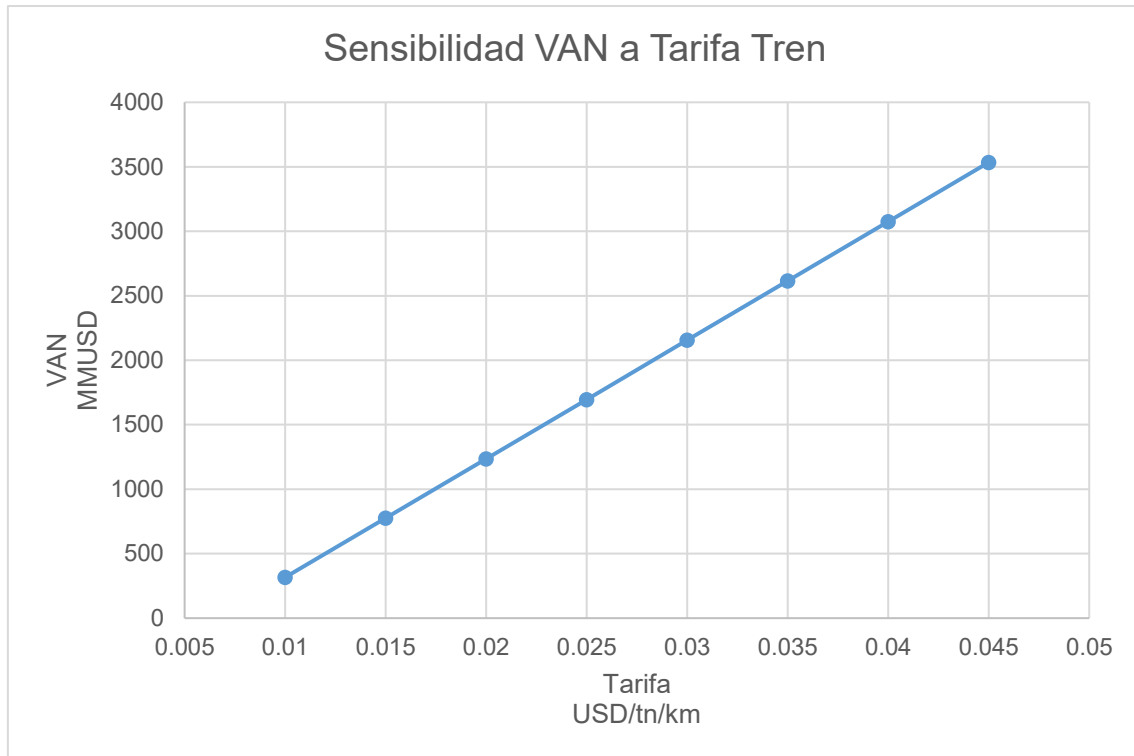


Ilustración 35: Sensibilidad VAN a tarifa
Fuente: Elaboración propia

El valor de tarifa final del Tren Norpatagónico, al tratarse de un Fideicomiso con participación pública, deberá ser validado por el Estado, como parte de una política de transporte integral. Esto debido a que las Operadoras estarán interesadas en utilizar un canal más económico que la alternativa actual, por lo cual el Fideicomiso puede capturar un mayor excedente del consumidor al cobrar una tarifa levemente menor que el costo carretero de un camión. Por el otro lado, puede incluso bajar las tarifas por debajo del costo marítimo y capturar todo el mercado del transporte (aun siendo rentable), lo cual impactaría negativamente sobre otros jugadores de la economía: como empresas navales, portuarias y servicios asociados. Lo esperable es que el Estado defina una tarifa tal que ofrezca un servicio eficiente, que cubra los costos de operación y que permita recuperar la inversión sin necesidad de subsidios y sin distorsionar los mercados. Del análisis anterior, se desprende que los costos involucrados permiten fijar una tarifa acorde para lograr estos objetivos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPÍTULO 10

Con los resultados objetivos de las corridas económicas y los indicadores de rentabilidad de las distintas alternativas de rutas y medios de transporte, se concluye que hay un claro potencial de generar beneficios, tanto para las Operadoras como para el Fideicomiso Férreo, al realizar el Proyecto del Tren Norpatagónico. La situación mejorada de contar con este medio de transporte masivo y de bajo costo puede ser aprovechada por las empresas productoras, las cuales podrán optimizar los costos logísticos, impactando sensiblemente sobre los costos finales por pozo. Esto repercutirá en un aumento de la rentabilidad para las Operadoras.

Desde el punto de vista del Fideicomiso, la prestación del servicio tiene una demanda potencial muy alta, en vistas de la cantidad de pozos proyectados a incorporar en los próximos años, que puede ser capturada mediante una política de precios competitivos. La corrida económica demuestra que el proyecto es sólido y con capacidad de generar ingresos que cubran las erogaciones iniciales y los mantenimientos necesarios.

Retomando las preguntas iniciales que sirvieron como disparadoras de esta tesis:

- El escenario proyectado, tanto de producción como de incorporación de pozos, justifica la necesidad de avanzar con el proyecto y contar con un tren que vincule a Vaca Muerta tanto con el puerto de Bahía Blanca, como con otras líneas férreas del sistema nacional. Eventualmente, esto permite contar con alternativas más rentables que el transporte carretero actual. Por otro lado, la proyección de la matriz energética del país, espera mantener alta la componente hidrocarburífera en los próximos años, principalmente gas. En una situación económica como la que está atravesando el país, el autoabastecimiento energético resulta una posibilidad de evitar girar dólares al exterior y con el potencial de Vaca Muerta, incluso buscar exportaciones que nivele la balanza comercial. Bajo todos los escenarios analizados, se concluye que contar con el tren genera un beneficio respecto a la situación actual.
- Se detectaron que existen tanto aspectos positivos como negativos, producto de la incorporación de un nuevo actor en el mercado del transporte de insumos petroleros. En la evaluación general, se valoran más los efectos positivos que generará en la economía regional y nacional la implementación del proyecto, que los negativos. Para minimizar estos, deberán diseñarse políticas o planes que mitiguen los potenciales conflictos sindicales que pudieran surgir con los camioneros, como principal punto negativo que ponga en peligro el proyecto.
- Las corridas económicas se plantearon desde el punto de vista general, contemplando la creación de valor a nivel economía nacional, evidenciando que las alternativas mejoradas de transporte generan mejores retornos. De los escenarios propuestos, incluso el más pesimista resulta de mayor VAN y más alta rentabilidad que la alternativa actual, volviendo altamente atractivo el proyecto. Por otro lado, desde el punto de vista del Fideicomiso prestador del servicio férreo, el proyecto se sustenta con la propia tarifa de uso del tren,

cubriendo las erogaciones y generando un excedente, por lo tanto, existe también generación de valor en este punto: el proyecto resulta atractivo para todos los involucrados. Si bien no se profundizó en la cuantificación del beneficio, el hecho de que el tren realice la vuelta vacío desde Vaca Muerta hacia Bahía Blanca (y otras interconexiones), genera la posibilidad de aprovechar la capacidad instalada para transportar productos agrícolas de la zona, a un costo también competitivo. Los productores pueden apalancarse de la capacidad instalada y aumentar también su rentabilidad.

Bibliografía

- Anadón, E. A. (2010). *Las cifras del petróleo y del gas*. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
- Belsito, N. A. (2012). *Inversiones chinas en el transporte ferroviario: la rehabilitación del FFCC Blegnano Cargas como eje logístico para el desarrollo y crecimiento del comercio interno y externo*. Buenos Aires: Universidad Torcuato Di Tella.
- Cena, J. C. (2012). *Ferrocarriles Argentinos. Destrucción, Recuperación*. Buenos Aires: La Nave de los Locos.
- Desconocido. (27 de Abril de 2021). *Evalúan el avance del proyecto de conexión ferroviaria bioceánica con intendentes, legisladores y empresarios de Neuquén*. Obtenido de Sitio Web Argentina:
<https://www.argentina.gob.ar/noticias/evaluan-el-avance-del-proyecto-de-conexion-ferroviaria-bioceanica-con-intendentes>
- FADEEAC. (08 de Junio de 2021). *¿Qué debe saber un Transportista?* Obtenido de
<https://www.fadeeac.org.ar/que-debe-saber-un-transportista/>
- Giuliani, Adriana Mariel et al. (2016). La explotación de Vaca Muerta y el impacto socio-económico en la Provincia de Neuquén. El caso de Añelo. Efectos de la reforma de la Ley Nacional de Hidrocarburos (2014). *Ciencias Administrativas*, 3-19.
- Goy, J. M. (2015). *Revalorización de la Marca YPF - Análisis de Caso: Gestión de la Marca Corporativa en el año 2012*. Buenos Aires: Universidad del Salvador.
- Haswell, M. R. (28 de Diciembre de 2021). *ResearchGate*. Obtenido de
https://www.researchgate.net/figure/This-illustrates-a-single-conventional-well-for-a-reservoir-left-and-the-unconventional_fig1_329801892
- IAPG. (2019). *La industria Argentina de los Hidrocarburos*. Buenos Aires: IAPG.
- Ministerio de Producción. (2018). *Panorama de Mercado de Rocas y Minerales Industriales - Arenas para Fracking*. Buenos Aires: Dirección de Gestión de Servicios y Prestaciones Complementarias de la Minería.
- Ministerio de Transporte. (2016). *Situación Actual y Planes de Desarrollo a Futuro*. Buenos Aires: Ministerio de Transporte.
- Ministerio de Transporte. (2018). *Reactivación de los trenes de carga Línea Roca - Tren Norpatagónico*. Buenos Aires: Ministerio de Transporte.
- Pohludka, L. A. (2016). *Estructuración y Funcionalidad de los Ferrocarriles Argentino: Una revisión histórico-económica del Modelo Neoconservador Globalizador (1976-2001)*. Córdoba: Universidad Nacional de Córdoba.
- Portal del Petróleo. (14 de Agosto de 2021). *Migración Secundaria del Petróleo*. Obtenido de <https://www.portaldelpetroleo.com/2020/09/migracion-secundaria-del-petroleo.html>
- Prieto, G. (21 de Junio de 2021). *El ascenso y ocaso de la red ferroviaria argentina*. Obtenido de Geografía Infinita: <https://www.geografiainfinita.com/2020/03/el-ascenso-y-ocaso-de-la-red-ferroviaria-argentina/>

- Romero et al. (2018). *Desarrollo de Vaca Muerta - Impacto económico agregado y sectorial*. Buenos Aires: Ministerio de Producción.
- Secretaría de Gobierno de Energía. (2019). *Argentina Energy Scenarios 2030*. Buenos Aires: Ministerio de Hacienda.
- Secretaría de Planeamiento Energético. (2018). *Argentina Energy Plan*. Buenos Aires: Secretaría de Gobierno de Energía.
- Sillitti, M. L. (2015). *Yacimientos no convencionales: ¿solucion para la crisis energética argentina?* Buenos Aires: Universidad Torcuato Di Tella.
- SPE. (2018). *Petroleum Resources Management System*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- U.S. Energy Information Administration. (2011). *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. Washington: U.S. Department of Energy.
- Valente, B. (2016). *Gas natural no convencional: una nueva oportunidad para Argentina*. Buenos Aires: Universidad Torcuato Di Tella.