



**Análisis del Negocio de Midstream en Argentina,
¿Una nueva oportunidad con el desarrollo No
Convencional?**

Ramiro Rodriguez

Tutor: Mariano Perez

Año, 2022

Resumen

Desde los orígenes del desarrollo No Convencional en Argentina, las distintas empresas operadoras, empresas de servicios y proveedores de la cadena han buscado como ejemplo como es el modelo de desarrollo del No Convencional en EEUU.

En este último, tuvo lugar el surgimiento y crecimiento de empresas enfocadas tratamiento y transporte de hidrocarburo

En la industria de Oil & Gas en Argentina se observa la necesidad de encontrar un modelo para el tratamiento y transporte de la producción ante los cambios que está generando los desarrollos No Convencionales y el crecimiento de estos.

Existe la sensación de que habría lugar para empresas focalizadas en estos servicios que pueda desarrollar facilidades que sean aprovechadas por grupos de empresa a nivel regional. Desde grandes plantas de tratamiento y ductos troncales a, en menor medida, ductos de transporte hasta EPF modulares que puedan atender demandas específicas de tratamiento y transporte.

La demora en la aparición de un modelo ha generado que distintas compañías, tanto operadoras como empresas del negocio del Midstream tradicional comiencen a desarrollar sus propias facilidades.

Esta tesis realiza una investigación con un enfoque cuantitativo, no experimental, de nivel exploratorio. Las fuentes para ésta son principalmente de campo. Se recolectó y compiló, desde los repositorios de información de la Secretaría de Energía Nacional y Provinciales, comunicados de prensa y otras fuentes secundarias, la capacidad actual de las facilidades de procesamiento y transporte de gas y petróleo (a cargo de las empresas de midstream tradicional y productoras), la logística de la cuenca neuquina, producción actual de gas y petróleo y planes de expansión a corto plazo de las instalaciones. Esta información se cruza con las estimaciones de ampliación de producción a futuro, de forma de determinar si hay necesidad de nueva infraestructura que apalanque el ingreso de nuevas empresas de Midstream.

Esto se complementó con el análisis de la legislación que regula actualmente el negocio y con los factores que impulsaron el crecimiento de las empresas de Midstream en EEUU durante el desarrollo de los yacimientos no convencionales.

Todo este análisis permitió determinar que actualmente no están dadas las condiciones para el ingreso de un nuevo modelo de Midstream en Argentina.

Palabras Clave: Midstream, Desarrollo No Convencional, Capacidad, Tratamiento, Transporte, Gas, Petróleo, MMSCMD, BBL/D

Índice

1. OBJETIVO GENERAL	10
2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	10
3. METODOLOGÍA	10
4. MIDSTREAM EN EEUU.....	11
4.1. Master Limited Partnerships (MLPs).....	11
4.2. Modelos de Midstream en EEUU	13
5. EMPRESAS DE MIDSTREAM EN CUENCA NEUQUINA	15
5.1. Transportadora del Gas del Sur (TGS).....	15
5.2. Transportadora del Gas del Norte (TGN)	19
5.3. Oldelval	20
5.4. OTASA	21
5.5. Compañía MEGA	23
5.6. ALEPH.....	24
5.7. YPF Midstream	25
5.8. Empresas proveedoras de Early Production Facilities	25
6. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO PARA EL MIDSTREAM EN ARGENTINA	27
6.1. Marco General.....	27
6.2. Propiedad de las Instalaciones de un “no concesionario de explotación” en un bloque de un concesionario.....	28
6.3. Análisis de Casos	30
7. CAPACIDAD DE PROCESAMIENTO EN CUENCA NEUQUINA.....	34
7.1. Procesamiento de Gas (en MMSCMD).....	35

7.2.	Procesamiento de Petroleo (en BBL/d).....	36
8.	CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN CUENCA NEUQUINA	38
8.1.	Transporte de Gas	38
8.2.	Transporte de Petróleo.....	41
9.	PRODUCCIÓN EN LA CUENCA NEUQUINA	44
10.	PRODUCCIÓN VS CAPACIDAD DE TRATAMIENTO	45
10.1.	Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas de la Cuenca Neuquina.....	45
10.2.	Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo de la Cuenca Neuquina	47
11.	PRODUCCIÓN VS CAPACIDAD DE TRANSPORTE	49
11.1.	Producción vs Capacidad de Transporte de Gas de la Cuenca Neuquina	49
12.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y CONCLUSIONES FINALES	51
12.1.	De la capacidad de Tratamiento	51
12.2.	De la capacidad de Transporte.....	51
12.3.	De las empresas tradicionales de Midstream de Argentina	51
12.4.	Del Marco Legal de Argentina	51
12.5.	Del Midstream de EEUU.....	53
13.	Conclusiones Finales.....	54
14.	REFERENCIAS.....	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figure 1 Cadena de Valor de la Industria del Gas y Petróleo	9
Figure 2 Comparación Alerian MLP Index y SPI WTI Index.....	12
Figure 3 Serie Histórica Aleria MLP Index.....	12
Figure 4 Riesgos y Retornos de Modelo de Minimun Volume Commitment	13
Figure 5 Riesgos y Retornos de Modelo de Acreage Dedication	14
Figure 6 Riesgos y Retornos de Modelo de Cost of Service	14
Figure 7 Infraestructura de TGS	16
Figure 8 Traza Gasoducto Vaca Muerta de TGS	17
Figure 9 Infraestructura de TGN.....	20
Figure 10 Infraestructura de Oldelval.....	21
Figure 11 Traza Oleducto Trasandino.....	22
Figure 12 Infraestructura de Compañía MEGA	24
Figure 13 Esquema Caso #1.....	30
Figure 14 Esquema Caso #2.....	31
Figure 15 Esquema Caso #3.....	31
Figure 16 Esquema Caso #4.....	33
Figure 17 Zonificación de la Cuenca para el tratamiento de gas.....	35
Figure 18 Zonificación de la Cuenca para el tratamiento de petróleo	36
Figure 19 Sistema de Transporte de Gas de Argentina	38
Figure 20 Sistema de Transporte de Gas en la Cuenca Neuquina.....	39
Figure 21 Proyecto Gasoducto Nestor Kichner y Transport.Ar	41
Figure 22 Sistema de transporte de petróleo de Argentina.....	41
Figure 23 Sistema de transporte de Petróleo en la Cuenca Neuquina	42
Figure 24 Producción de Petróleo proyectado para la Cuenca Neuquina	45
Figure 25 Producción de Gas proyectado para la Cuenca Neuquina	45
Figure 26 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas Zona 1 Suroeste de la cuenca	46

Figure 27 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas Zona 2 Oeste de la cuenca	46
Figure 28 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas Zona 3 Central de la cuenca	46
Figure 29 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas Zona 4 Sureste de la cuenca	47
Figure 30 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas Zona 5 Norte de la cuenca	47
Figure 31 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo Zona 1 Suroeste de la cuenca.....	48
Figure 32 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo Zona 2 Oeste de la cuenca	48
Figure 33 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo Zona 3 Central de la cuenca	48
Figure 34 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo Zona 4 Sureste de la cuenca.....	49
Figure 35 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo Zona 5 Norte de la cuenca	49
Figure 36 Producción vs Capacidad de Transporte de Gas de la Cuenca Neuquina	50
Figure 37 Transición de la normativa desde la construcción de un activo.....	52
Figure 38 Transición de la normativa desde la compra de un activo concesionado existente.	53

ÍNDICE DE TABLAS

Table 1 Capacidad Instalada e Instalaciones TGS	15
Table 2 Capacidad Instalada e Instalaciones TGN	19
Table 3 Capacidad de Gasoductos de la Cuenca Neuquina	39
Table 4 Capacidad de Oleoductos de Cuenca Neuquinas.....	43

GLOSARIO DE ACRÓNIMOS

TGS: Transportadora del Gas del Sur

TGN: Transportadora del Gas del Norte

NGL: Natural Gas Liquide (Líquidos del Gas Natural)

H₂S: Ácido Sulhídrico

YPF: Yacimiento Petrolíferos Fiscales

MLP: Master Limited Partnership

BYMA: Bolsa y Mercados Argentinos

CIESA: Compañía de Inversiones de Energía

NOC: No Convencional

OTASA: Oleoducto Trasandino S.A.

EPF: Early Production Facilitie (Facilidades Tempranas de Producción)

CPF: Central Process Facilitie (Facilidad Central de Procesamiento)

PTC: Planta de Tratamiento de Crudo

PTG: Planta de Tratamiento de Gas

MMSCMD: Millons Standard Cubic Meter Day (Unidad de Medida: Millones de metros cúbicos estándar por día)

BBL/D: Barriles por día (Unidad de medida)

GNEA: Gasoducto del Noreste Argentino

Introducción

La GPA Midstream Association (Asociación que nuclea a las principales empresas y actores de la cadena de valor del midstream en EEUU) define al Midstream como la fase intermedia entre los sectores Upstream y Downstream que incluye el procesamiento, almacenamiento y distribución de petróleo crudo, gas natural y otros subproductos derivados. El Midstream incluye toda la infraestructura necesaria para mover estos productos, como tuberías, camiones, ferrocarriles y barcos.

Las cadenas de suministro de la industria del petróleo y el gas comienzan con recursos en el suelo y termina con productos terminados para consumidores. Los pasos desde la producción inicial hasta el uso final se pueden dividir en tres componentes principales: upstream, midstream y downstream. Upstream refiere a la exploración y extracción de gas natural y petróleo crudo; midstream abarca todos los servicios de conexión, como procesamiento, transporte y almacenamiento, y el downstream implica la transformación de petróleo crudo en productos utilizables, así como la venta o distribución de productos elaborados a partir de petróleo crudo y gas natural. En algunos casos, estos se solapan, como puede verse en la siguiente representación:

El sector del Midstream tiene 5 componentes principales:

- Gathering: se entiende como a la red de ductos e instalaciones que permite el transporte el petróleo y gas desde los pozos hasta las facilidades de procesamiento y/o almacenaje. Un Gathering System incluye, aparte de los ductos, de manifolds, bombas, separadores, tratadores de emulsión, tanques, compresores, deshidratadores, válvulas, y equipamiento asociado. (definición del Schlumberger Oilfield Glossary)
- Procesamiento: en gas incluye instalaciones encargadas la separación y fraccionamiento de NGL y todos los procesos para poner al gas en especificación de comercialización (endulzamiento, remoción de H₂S, ajuste de punto de rocío)
- Almacenaje: todas las facilidades necesarias para el almacenar el Petróleo o Gas, previo a su despacho final.
- Transporte: consiste mediante ductos e instalaciones necesarias (plantas de bombeo, compresión, regulación) del transporte desde los puntos de tratamiento o almacenaje hasta su despacho (exportación, refinería, consumo)
- Comercialización: las compañías que operan en el mercado del Midstream en EEUU, a veces, son responsables de la comercialización final de los productos recolectados y procesados.

Como puede observarse en la figura 1 los límites entre Upstream, Midstream-y Downstream en el mercado de EEUU no son definidos, pudiendo empresas Upstream abarcar gran parte del negocio de Midstream.

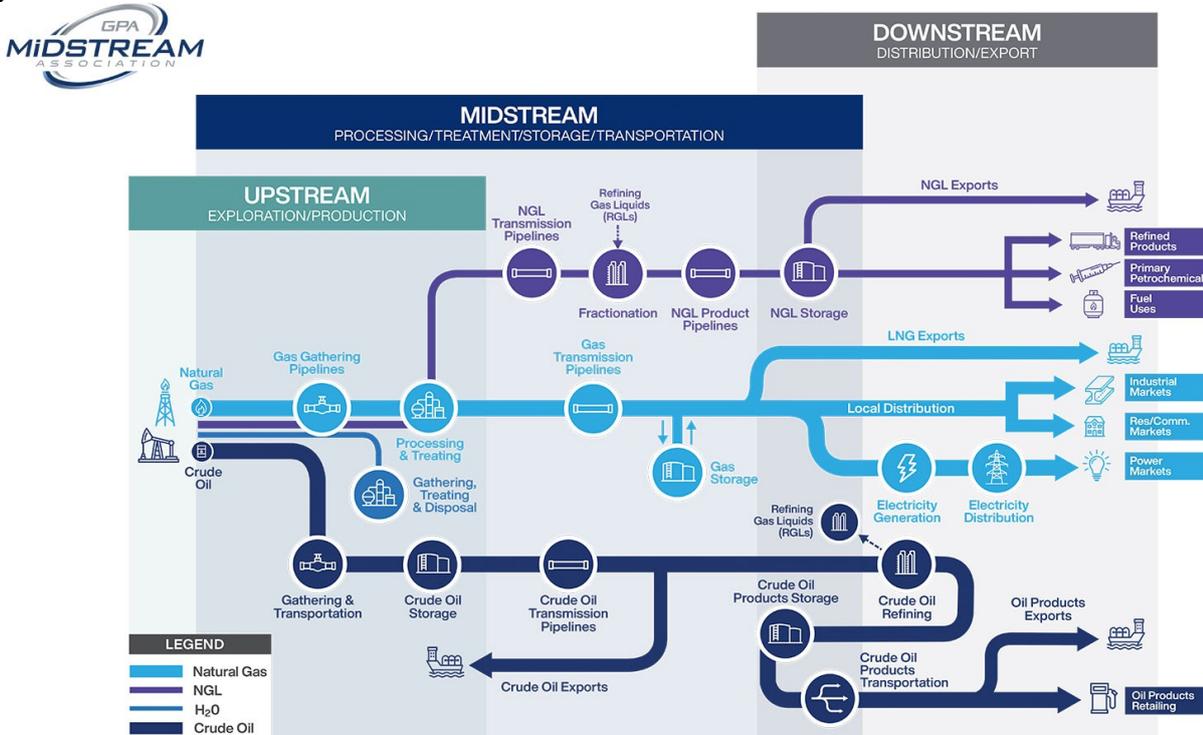


Figure 1 Cadena de Valor de la Industria del Gas y Petróleo
Fuente: GPA Midstream Association <https://gpamidstream.org/>

En Argentina históricamente, la división fue más marcada, dado que YPF tenía el monopolio en la explotación de hidrocarburos y el transporte de crudo (negocio del Upstream y Midstream), el negocio del transporte del Gas y comercialización del Gas era monopolio de Gas del Estado y el negocio del downstream era desarrollado por YPF, Shell y Esso (estas dos últimas primero con importación y comercialización y luego con la construcción de sus refinerías).

En 1974, con la sanción de la Ley de Hidrocarburos, se habilitó la explotación por empresas privadas de hidrocarburos, siendo aún YPF y Gas del Estado dueñas de los sistemas de transporte en la Argentina

Recién en la década del '90, con la privatización de YPF y Gas del Estado, fue que surgieron las primeras empresas de Midstream, encargadas de las concesiones de transporte de los sistemas de transporte de la Argentina, siendo las principales: Transportadora del Gas del Sur (TGS), Transportadora del Gas del Norte (TGN) y Oldelval.

Hasta el momento, en Argentina, los sectores de Gathering y gran parte de Procesamiento han sido desarrollados por las empresas del Upstream y el almacenaje por las empresas del Downstream.

Esta tesis analizará y tratará de determinar si hay lugar con el desarrollo del No Convencional y marco legal actual lugar para el desarrollo de nuevas empresas dedicadas al Midstream que puedan abarcar el Gathering, Procesamiento y/o Transporte.

1. Objetivo General

El objetivo general consiste analizar y entender si hay lugar en Argentina para un nuevo modelo de empresas de Midstream. con foco en el desarrollo de No Convencional en la Cuenca Neuquina

2. Objetivos Específicos

- 1.- Entender el modelo de empresas de servicio de Midstream que ha funcionado en EEUU.
- 2.- Entender como es el modelo actual servicios de Midstream en Argentina.
- 3.- Analizar el marco legal en Argentina para una empresa de Midstream.
- 4.- Releva la capacidad de procesamiento y transporte actual de la cuenca neuquina y determinar si hay y cuál es la necesidad de nueva infraestructura con la producción actual y futura estimada de la cuenca.
- 5.- Determinar si hay lugar para un nuevo modelo de empresas de Midstream.

3. Metodología

Esta tesis realiza una investigación con un enfoque cuantitativo, no experimental, de nivel exploratorio. Las fuentes para ésta son principalmente de campo, complementándose con fuentes documentales.

4. Midstream en EEUU

A diferencia de Argentina donde la producción de gas y petróleo se encuentra bajo pocas productoras (YPF, PAE, Shell, Total, Tecpetrol, etc), en EE. UU. la producción se encuentra más descentralizada, con mayor participación de productores chicos y medianos. Estas empresas, que no cuentan con el capital, financiación, escala o flujo de caja para afrontar inversiones en ductos o plantas de tratamiento, tercerizan estos servicios a empresas de Midstream.

En EE. UU. se crearon las MLPs (Master Limited Partnerships) para proyectos relacionados con recursos naturales, lo cual aceleró el desarrollo del Midstream, que ya existía, pero que creció exponencialmente con el desarrollo del No Convencional.

Las grandes empresas afrontaron los primeros riesgos en la construcción de ductos troncales y, vinculado a esos ductos, los desarrollos de los yacimientos fueron creciendo. Con este crecimiento, comenzaron los negocios de plantas de proceso y tratamiento y el conexionado de esas plantas a esos ductos troncales

El concepto general se basó en el desarrollo de plantas modulares, de fabricación rápida y que estuvieran “en estantería”. Este concepto ya era manejado anteriormente por las compañías que proveían equipos y plantas.

Ante la aceleración del mercado, se incrementó la estandarización de plantas, tanto de petróleo como de gas.

También surgieron casos donde se acordaba una parte de la tarifa por exposición a productos básicos: gas, derivados de petróleo, incluso petróleo crudo.

Todas estas estructuras fueron populares en los inicios del desarrollo no convencional, luego los MLP llevaron a eliminar el riesgo de los productos básicos y avanzar sobre una tarifa más fija, como si fuera un esquema de pago de servicios, ya que se habían amortizado la infraestructura.

4.1. Master Limited Partnerships (MLPs)

Los Midstream Master Limited Partnerships (MLP) se crearon como entidades con eficiencia fiscal para poseer y operar activos de infraestructura energética y distribuir la mayor parte de su cashflow a sus socios generales y limitados.

Los primeros MLP en la década de 1980 se administraron de manera conservadora, minimizando los gastos de capital para maximizar las distribuciones.

Las MLP se transformaron cerca del 2000 al agregar un componente de crecimiento a su propuesta de valor para los inversores, inicialmente de forma inorgánica a través de adquisiciones y luego de forma orgánica. Surgieron nuevas oportunidades ya que los desarrollos no convencionales de petróleo y gas necesitaban de nueva infraestructura.

Para ese momento, las MLP proporcionaron rendimientos excepcionales a sus titulares de unidades, con el índice Alerian MLP (indicador principal de las MLP de infraestructura energética, ponderado por capitalización, cuyos integrantes obtienen la mayor parte de su flujo de caja del sector del midstream) avanzando al doble de la tasa del índice S&P 500, como puede verse en la siguientes figuras 3 y 4.

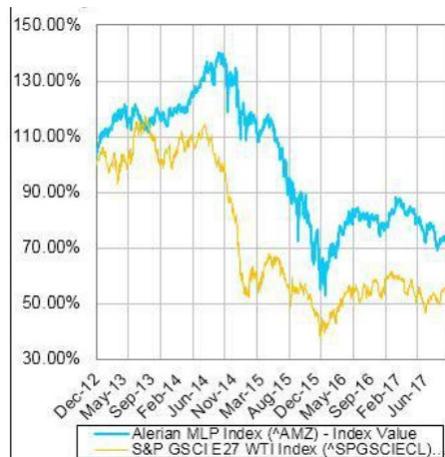


Figure 2 Comparación Alerian MLP Index y SPI WTI Index
Fuente: Alerian MLP Index <https://www.alerian.com/indexes/amz-index/>

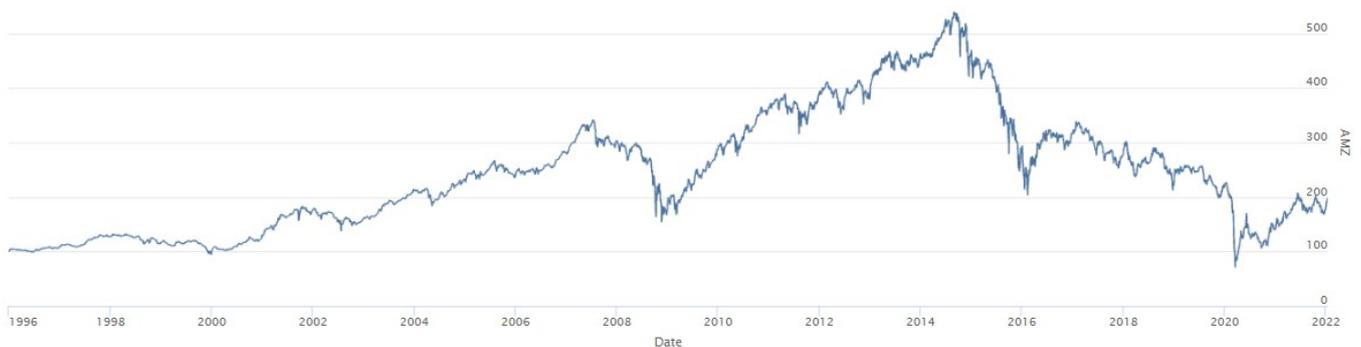


Figure 3 Serie Histórica Aleria MLP Index
Fuente: Alerian MLP Index <https://www.alerian.com/indexes/amz-index/>

A fines de 2014, los precios mundiales del petróleo se derrumbaron y poco después siguieron las valoraciones de las empresas de midstream, volviéndose el doble de riesgoso en el periodo 2014-16 que en el 2009-14.

Las tasas de crecimiento fueron más bajas y existía una incertidumbre sobre como los cambios los cambios en la política fiscal del momento podían afectar la ventaja fiscal que tenía históricamente los MLPs.

Para fines de 2016 el crecimiento de la producción en los yacimientos no convencionales de EEUU se estancó, con lo cual se limitó la demanda de nuevos proyectos de infraestructura. Además de menor oportunidades de inversión, las oportunidades de crecimiento son disputadas por empresas de midstream ya maduras y un conjunto de nuevas empresas cuyo negocio principal es el upstream o el downstream. Estas empresas incluyen la mayoría de las refinerías independientes y algunas empresas nacionales de exploración y producción. En el pasado, estas últimas habían sido fuente de inversiones para las MLPs, ya que se deshicieron de la infraestructura de midstream infrutilizada heredadas y tercerizaron los proyectos mayores de midstream. Ambos grupos de empresas tuvieron buenos rendimientos, pero las empresas integradas tienen la ventaja principal en la obtención de los nuevos proyectos para satisfacer sus necesidades.

Históricamente, las MLP han tenido una ventaja fiscal sustancial sobre las empresas de midstream tradicionales debido al tratamiento favorable de la depreciación y, como sociedad, a evitar la doble imposición en la que incurren otros tipos de sociedades. El nuevo plan fiscal del Partido Republicano reduciría la tasa del impuesto corporativo y reduciría el costo de la doble imposición, lo que reduce la ventaja de MLP.

Las perspectivas comerciales para el sector midstream se están asentando en un período en el que la confianza de los inversores se ha visto deteriorada por las expectativas fallidas de crecimiento, alta competitividad, que reduce los rendimientos, junto con la incertidumbre sobre si el MLP la ventaja fiscal se debilitará.

4.2. Modelos de Midstream en EEUU

A continuación, se detallan los tipos de contratos de midstream más utilizados:

4.2.1. Minimum Volume Commitment

- El Productor (Upstream) se compromete un volumen mínimo de entrega al firmar el contrato.
- La empresa de Midstream (Midstreamer) diseña, construye, es propietaria y opera el sistema de transporte y/o tratamiento.
- El Productor (Upstream) paga al Midstreamer un abono mensual fijo independientemente de si se utiliza la capacidad
- Los acuerdos cuentan con cláusulas TOP (Take or Pay) donde el midstreamer se ve obligado a tomar el producto, y DOP (Deliver or Pay), donde el Productor deberá pagar el servicio cumpla o no con la entrega del volumen mínimo.

Esto deriva en la siguiente tipificación de riesgo que concluyen en un nivel de retorno de una empresa de transporte (Figura 4.):

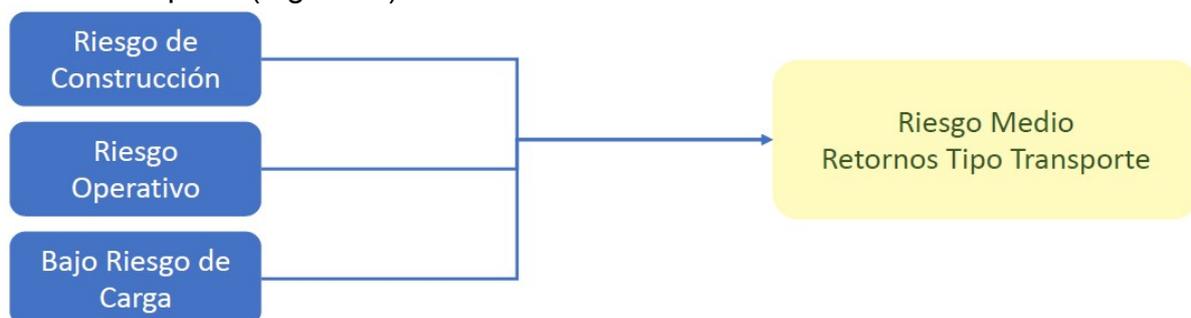


Figure 4 Riesgos y Retornos de Modelo de Minimun Volume Commitment

4.2.2. Acreage Dedication

- El Productor (Upstream) aceptará dedicar los volúmenes extraídos de superficies establecidas a un único Midstreamer.
- El Midstreamer diseña, construye, es propietaria y opera el sistema de transporte y/o tratamiento
- El Productor (Upstream) paga al Midstreamer una tarifa fija (US\$/BOE) basada en los volúmenes reales entregados al Midstreamer

- El Midstreamer tiene exclusividad para procesar y transportar toda la producción extraída de esa superficie.

Esto deriva en la siguiente tipificación de riesgo que concluyen en un nivel de retorno de una empresa de Upstream (Figura 5.):

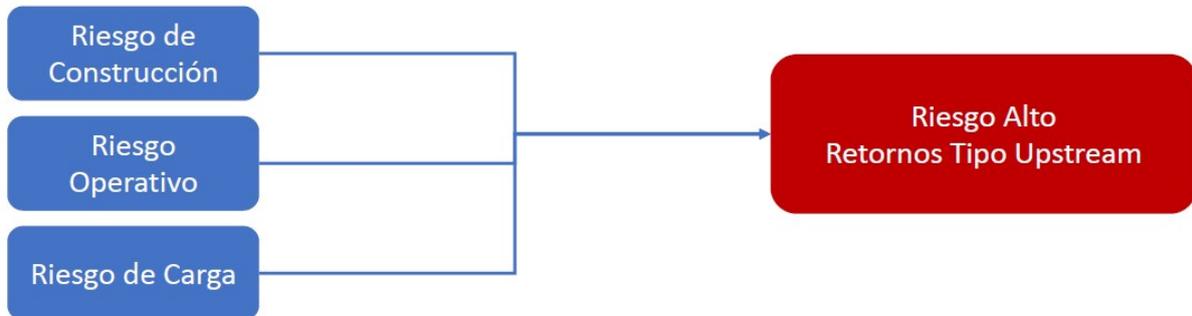


Figure 5 Riesgos y Retornos de Modelo de Acreage Dedication

4.2.3. Cost of Service

- El Productor (Upstream) acepta el compromiso de volumen mínimo inicial por períodos de tiempo preestablecidos
- El Midstreamer diseña, construye, es propietaria y opera el sistema de transporte y/o tratamiento
- El Productor (Upstream) pagará al Midstreamer un abono mensual fijo independientemente de si se utiliza la capacidad
- El compromiso de volumen mínimo y/o el abono mensual fijo se restablecerán periódicamente de acuerdo a fórmula preautada para proporcionar el retorno garantizado al Midstreamer

Esto deriva en la siguiente tipificación de riesgo que concluyen en un nivel de retorno de una empresa de Servicios Petroleros (Figura 6.):

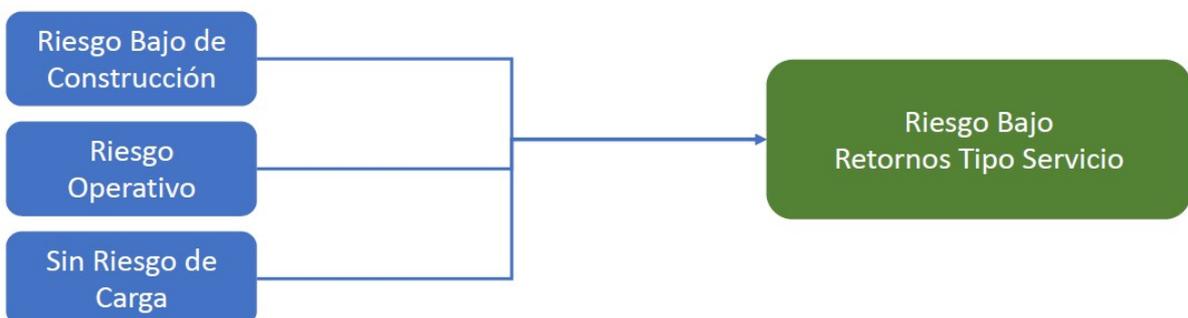


Figure 6 Riesgos y Retornos de Modelo de Cost of Service

5. Empresas de Midstream en Cuenca Neuquina

5.1. Transportadora del Gas del Sur (TGS)

5.1.1. Composición Accionaria

- 51% Compañía de Inversiones de Energía (CIESA), compuesta por Pampa Energía (50%), Grupo Inversor Petroquímica (27,1%), PTC LLC (22,9%).
- 49% cotiza en Bolsa (BYMA)

5.1.2. Capacidad Instalada e Instalaciones

En la siguiente Tabla 1 se resume las instalaciones actuales y capacidades, distribuidas geográficamente como se muestra en la Figura 7.

GASODUCTO (troncal)	Detalle	Longitud (km)	Diámetro (")	Capacidad de Inyección (MMSMCD)	Plantas Compresoras	Potencia Instalada (HP)
NEUBA II	Loma de La Lata (Neuquén) – Gral. Cerri (Buenos Aires)	591	36	31,11	3	77.700
OESTE-NEUBA I	Barrosa (Neuquén) – Gral. Cerri (Buenos Aires)	573,6	24	12,6	3	46.000
GENERAL SAN MARTÍN	San Sebastián (Tierra del Fuego) – Gral. Cerri (Buenos Aires)	1968,2 (+2.008,4 Paralelos)	30	41,05	20	457.900
CORDILLERANO	Plaza Huincul – Collón Curá (Neuquén)	243,90	8	1,74	3	7.500
PLAZA HUINCUL CONESA	Chelforó – Conesa (Río Negro)	219,60	8	1,12		
				Total Capacidad (MMSMCD)	87,62	

Table 1 Capacidad Instalada e Instalaciones TGS
 Fuente: TGS Website <https://www.tgs.com.ar/>



Figure 7 Infraestructura de TGS
Fuente: TGS Website <https://www.tgs.com.ar/>

- Planta de Acondicionamiento Tratayén

La planta de acondicionamiento (ajuste de punto de rocío y estabilización de condensados) adecúa la calidad del gas natural antes de su ingreso a los gasoductos troncales, con 5 MMm³/día de capacidad inicial y 600 m³/día de condensado, actualmente en expansión a 1400 m³/día. La planta será ampliada en el futuro mediante la instalación de módulos hasta 56 MMSMCD que acompañarán el ritmo de desarrollo de las reservas. La planta descarga en el Gasoducto Neuba II y Centro Oeste (TGN)

- Gasoductos de Recolección Vaca Muerta Norte

El tramo Norte del Gasoducto Vaca Muerta se extiende desde el Yacimiento Los Toldos I hasta la planta de Tratayén, con una longitud aproximada de 115 km y un diámetro de 36". Capacidad de transporte: 60 MMSCMD

Actualmente se encuentra en construcción la ampliación hasta el Yacimiento El Trapial (Operado por Chevron), el cual se encuentra en desarrollo de pozos de Gas NOC. Es un tramo de 32 km.

- Gasoductos de Recolección Vaca Muerta Sur

Se extiende desde un punto de vinculación con el Gasoducto El Mangrullo – Aguada de la Arena, hasta el punto de vinculación con el Tramo Norte a la altura del yacimiento Bandurria, como puede verse en la Figura 8 a continuación:

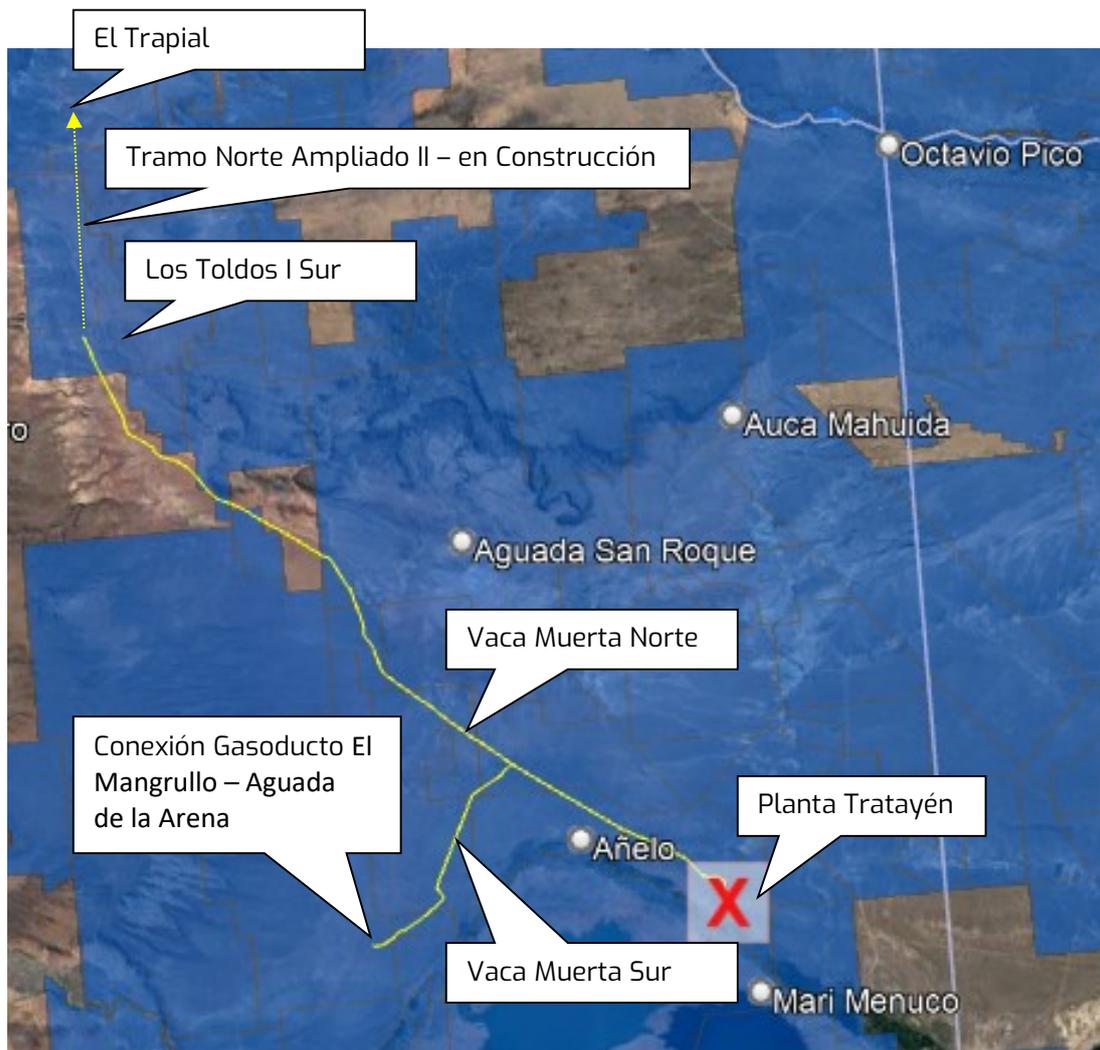


Figure 8 Traza Gasoducto Vaca Muerta de TGS

Fuente: Información Geográfica de Energía <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/informacion-geografica-energia>

5.1.3. Estado Actual y Planes

TGS, con la construcción de la Planta de Tratayén y gasoductos asociados se ha declarado como el “Primer Midstreamer de Vaca Muerta”. Esto se debe a dos motivos:

1) El gasoducto de 150 km y 60 MMSMCD de capacidad de transporte atraviesa 30 áreas productivas (muchas de ellas en el corazón de Vaca Muerta)

2) La planta de Tratayen se encuentra construida fuera de una Concesión de Explotación, lo cual es propiedad de TGS, sin vencimiento. TGS prevé ampliar la planta en módulos 6,8 MMSMCD a medida que sea la producción lo demande.

Sumado a esto TGS firmó un “Acuerdo de provisión de Servicios de Midstream” con Shell para la deshidratación, filtrado, regulación y medición de gas con una capacidad de hasta 1 millón de metros cúbicos por día, en el bloque Bajada de Añelo, acordando un plazo mínimo de dos años de estos servicios, descargando en gasoducto Vaca Muerta Norte.

La transmisión de datos operativos del volumen de gas que ingrese al sistema de Gasoductos Vaca Muerta de TGS se realizará a través de la red de fibra óptica que Telcosur, unidad de negocios de telecomunicaciones de TGS, instaló y que dispone de capacidad y capilaridad suficiente para brindar servicios de telecomunicaciones a toda la región.

- Planta de GNL

TGS definirá antes de fin de año el inicio de una planta modular de licuefacción junto con Excelerate Energy en Bahía Blanca . El proyecto contempla que el desarrollo sea escalable, pudiendo sumar hasta cuatro módulos para procesar en conjunto un máximo de 16 millones de metros cúbicos de gas natural por día.

Prevén iniciar con una capacidad de 4 millones de metros cúbicos, con un costo de desarrollo de entre 400 y 500 millones de dólares y un plazo de construcción de 24 meses.

La construcción del gasoducto Néstor Kirchner es la pieza clave para que la planta licuefactora de gas pueda funcionar

5.2. Transportadora del Gas del Norte (TGN)

5.2.1. Composición Accionaria

- 56% Gasinvest S.A (Tecpetrol 50% y 50% Compañía General de Combustibles)
- 24% SOUTHERN CONE ENERGY HOLDING COMPANY INC.
- 20% cotiza en Bolsa (BYMA)

5.2.2. Capacidad Instalada e Instalaciones

En la siguiente Tabla 2 se resume las instalaciones actuales y capacidades, distribuidas geográficamente como se muestra en la Figura 9.

GASODUCTO (troncal)	Detalle	Longitud (km)	Diámetro (")	Capacidad de Inyección (MMSMCD)	Plantas Compresoras	Potencia Instalada (HP)
NORTE	Campo Durán (Salta) – San Jerónimo (Santa Fe)	1.457,10	24	28,53	12	204.620
CENTRO OESTE	Loma de La Lata (Neuquén) – San Jerónimo (Santa Fe)	1.265,30	30 - 18	34,10	8	171.000
				Total Capacidad (MMSMCD)		62,63

Table 2 Capacidad Instalada e Instalaciones TGN
 Fuente: TGN Website <https://www.tgn.com.ar>

SISTEMA TGN Y GASODUCTOS VINCULADOS

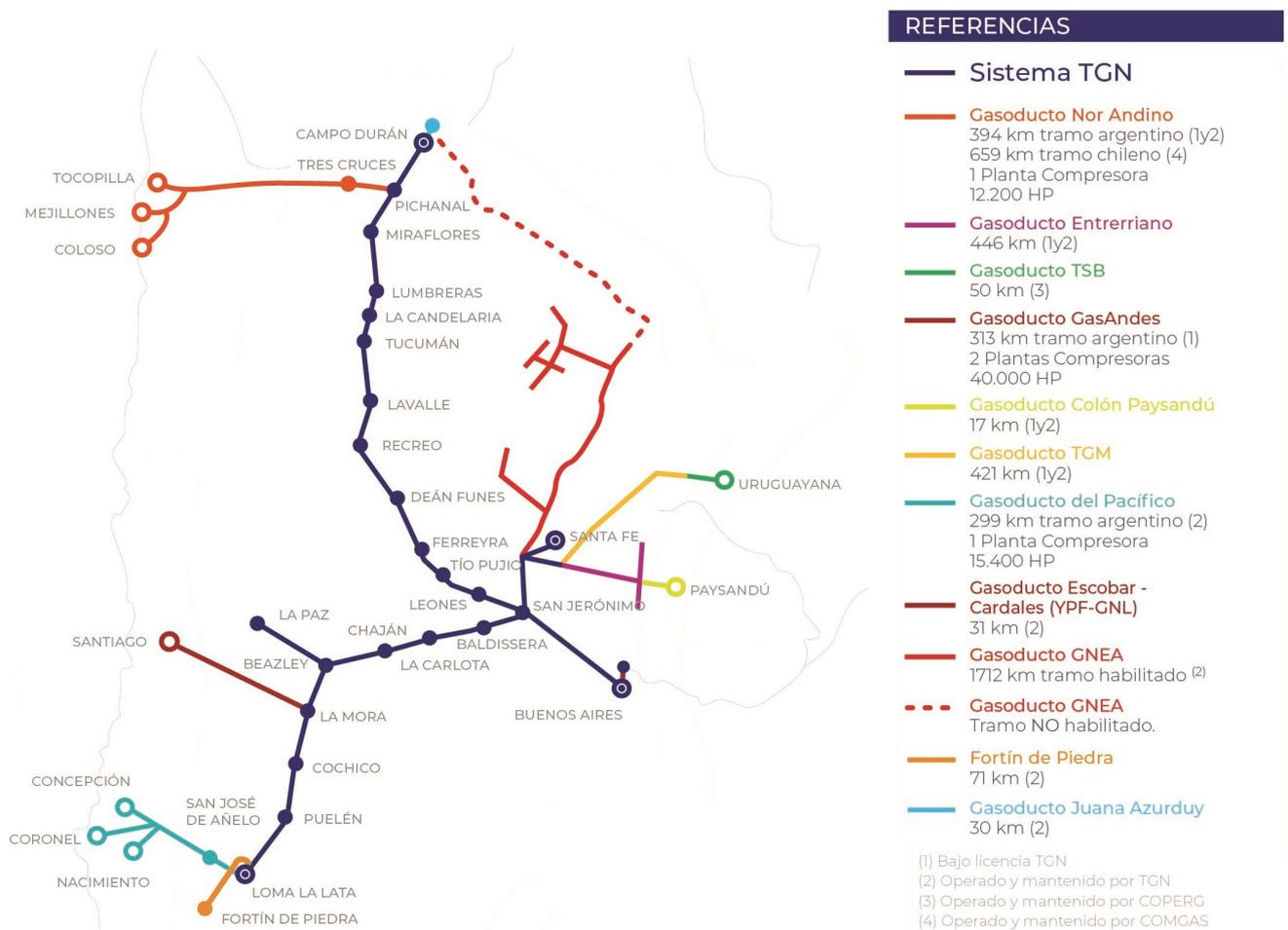


Figure 9 Infraestructura de TGN
Fuente: TGN Website <https://www.tgn.com.ar>

5.2.3. Estado Actual y Planes en la Cuenca Neuquina

TGN, más allá de la operación del Ducto de Fortín de piedra, no se encontraron proyectos específicos en el desarrollo de Vaca Muerta.

Aportará a la capacidad de despacho para los futuros desarrollos con la reversión del Gasoducto Norte

5.3. Oldelval

5.3.1. Composición Accionaria

- 37% YPF
- 21% ExxonMobil: 21%
- 14% Chevron el 14%
- 11,9% Pan American Energy (PAE)
- 11,9% Pluspetrol
- Tecpetrol: 2,1% cada una

- Pampa Energía: 2,1% cada una.

5.3.2. Capacidad Instalada e Instalaciones

El siguiente Figura 10, puede observarse la traza de los oleoductos y plantas de rebompeo de Oldeval:

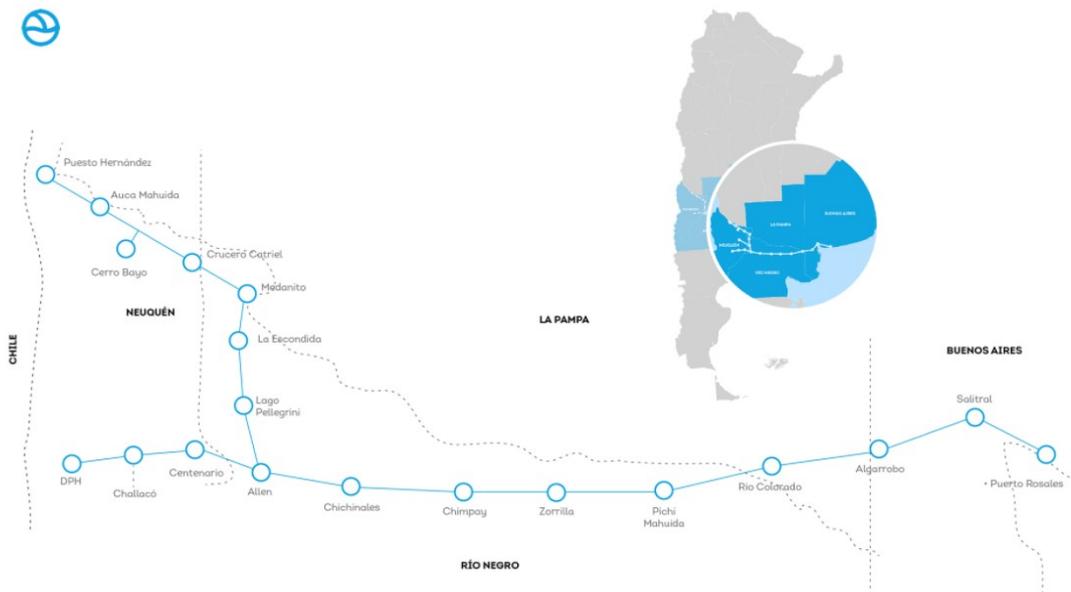


Figure 10 Infraestructura de Oldeval
Fuente: Oldeval Website <https://www.oldeval.com/>

Durante el 2020, el transporte de petróleo desde Allen a Puerto Rosales alcanzó los 26.817 m³ por día promedio y el realizado a las refinerías ubicadas en las provincias de Neuquén y Mendoza totalizó 1.702 m³ y 571 m³ por día promedio, respectivamente. El volumen total transportado fue de 29.090 m³ por día, equivalente a un volumen de 66,4 millones de bbl transportados en el 2020.

5.3.3. Estado Actual y Planes en la Cuenca Neuquina

Oldeval, en abril de 2022, concluyó los trabajos comprendidos en el “Plan Vivaldi” cuyo objetivo es el incremento del 25% en la capacidad de transporte del oleoducto, que pasó a 42.000 m³ diarios de crudo en el tramo Allen – Puerto Rosales mediante el reacondicionamiento de 4 estaciones de bombeo -Chichinales, Zorrilla, Río Colorado y Salitral- en el tramo Allen-Puerto Rosales.

Oldeval tiene un plan de ampliación de su sistema de transporte, el cual se estima una inversión de 600 MMUSD en 18 meses. En 2027 se vence la concesión de transporte, se estima que Oldeval renovará, pero por el momento no hay fecha estimada del proyecto.

5.4. OTASA

5.4.1. Composición Accionaria

- 36% YPF

- 27,75% Unocal (Chevron)
- 36,25% Enap

5.4.2. Capacidad Instalada e Instalaciones

OTASA surge en el año 1994 con el objetivo de unir Argentina con Chile a través de un oleoducto para unir los yacimientos del norte de Neuquén con la refinería de Bio Bio y el puerto de Concepción en Chile.

El sistema de transporte consta de una cañería 16" de 425 km de longitud que parte desde Puesto Hernandez a 700 m de altura, trepa hasta casi 2.000m de altura para cruzar la Cordillera de los Andes para descender luego hasta el mar.

El sistema cuenta con las plantas de bombeo de Puesto Hernandez, Pampa de Tril y La Primavera.

La capacidad de transporte estimada es de 100.000 barriles día.

Las instalaciones se encuentran fuera de servicio desde 2006, actualmente en proceso de mantenimiento para vuelta a en funcionamiento. La traza del oleoducto puede observarse en la siguiente figura 11:

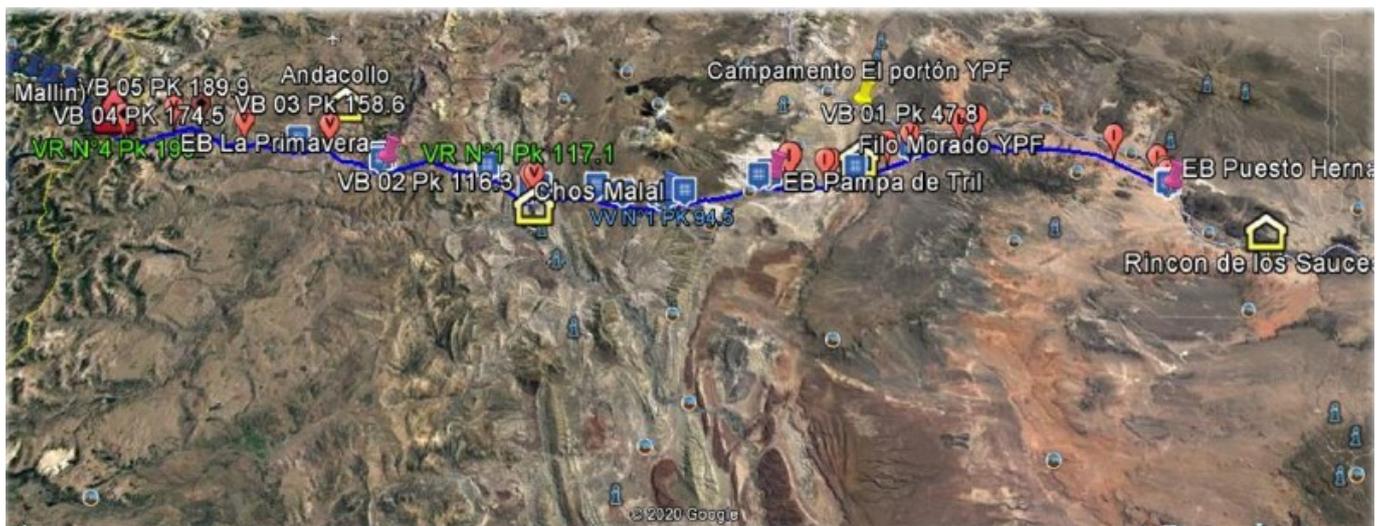


Figure 11 Traza Oleoducto Trasandino

Fuente: Oleoducto Trasandino Website <https://oleoductotrasandino.ar/>

5.4.3. Estado Actual y Planes en la Cuenca Neuquina

Actualmente las instalaciones se encuentran en proceso de mantenimiento correctivo de las estaciones de Bombeo y oleoducto con el objetivo de poner en marcha el sistema a mediados de 2023.

La línea necesita una capacidad mínima de 50.000 barriles por día para poder operar, un caudal que desde Oldelval, la línea troncal que lleva el crudo hacia Buenos Aires, se garantizaría al redireccionar parte del actual sistema hacía Puesto Hernandez

Desde YPF informan que esperan llegar en el 2023 al máximo de la capacidad del sistema con la conexión de un nuevo oleoducto que comenzará a construirse entre Puerto Hernández y Loma Campana.

5.5. Compañía MEGA

5.5.1. Composición Accionaria

- YPF (38%)
- Petrobras (34%)
- Dow (28%)

5.5.2. Capacidad Instalada e Instalaciones

- Planta Separadora Loma la Lata Neuquén

Se abastece por una corriente de gas natural de aproximadamente 40 millones de metros cúbicos estándar por día para alimentar el proceso en el que se retienen líquidos por el equivalente de aproximadamente 5 millones de metros cúbicos por día, retornando el "gas seco" o metano a YPF S.A. que lo inyecta en los sistemas troncales de transporte de gas natural (NEUBA II, CENTRO OESTE Y PACIFICO).

- Gasoducto Tratayén-Neuquén

Permite captar parte del gas proveniente del yacimiento Fortín de Piedra y de los futuros desarrollos asociados a la formación Vaca Muerta hasta la Planta Separadora Loma la Lata. Diámetro: 36". Long. 9,2 km, Capacidad: 35 MMSMCD (inicialmente se transportará 5 MMSMCD)

- Planta Fraccionadora Bahía Blanca

En la planta se fraccionan los líquidos, obteniéndose etano, propano, butano y gasolina natural. Además, presenta instalaciones especialmente construidas para el almacenamiento y despacho de propano, butano y gasolina natural.

Cuenta con la ventaja competitiva de tener un muelle ubicado sobre el canal de Acceso del Complejo Portuario de Bahía Blanca, único puerto de aguas profundas del país, que permite la exportación de productos en buques de gran porte.

- Poliducto (600 km)

Único ducto en Argentina que vincula Vaca Muerta con el puerto internacional de aguas profundas en Bahía Blanca.

Un caño de 12 pulgadas de diámetro que en su trayecto une ambas plantas, atravesando 4 provincias: Neuquén, Río Negro, La Pampa y Buenos Aires.

EN la siguiente figura 12 se observa el flujo del producto a través de las instalaciones de MEGA:

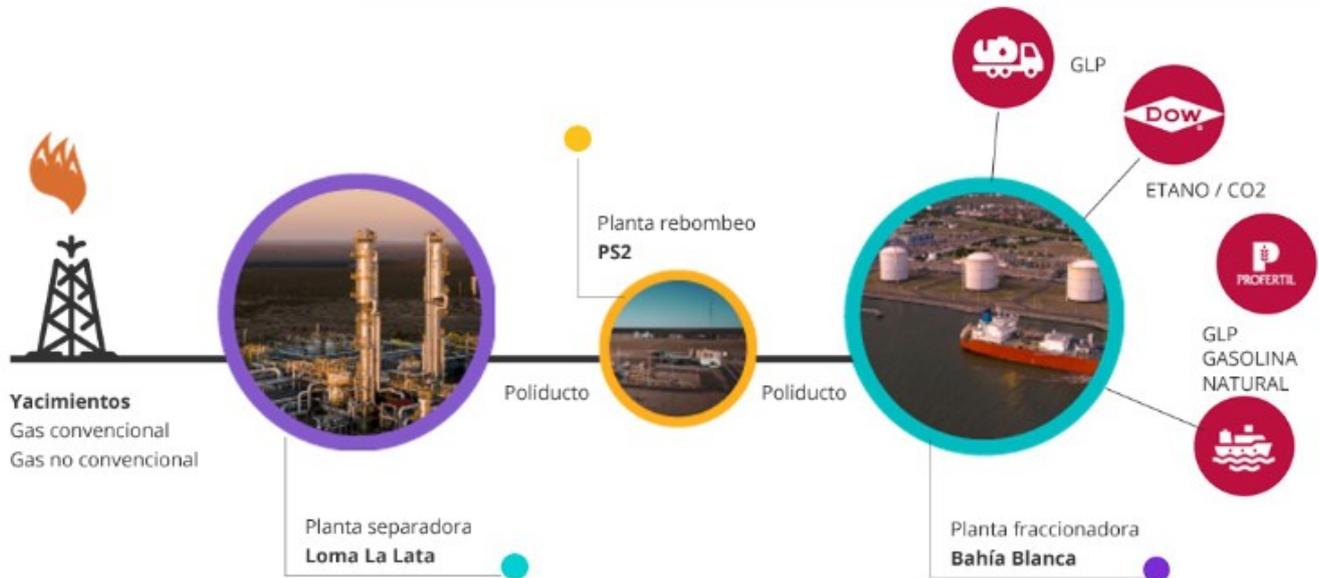


Figure 12 Infraestructura de Compañía MEGA
Fuente: Compañía MEGA Website <https://www.ciamega.com.ar/>

5.5.3. Estado Actual y Planes en la Cuenca Neuquina

Más allá de la construcción arriba mencionada del gasoducto Gasoducto Tratayén que permite conectar la producción de Fortín de Piedra con la Planta Separadora LLL, la inversión anunciada por MEGA es sólo de ampliación de la capacidad de la Planta de Fraccionamiento Bahía Blanca

5.6. ALEPH

Vista Oil & Gas se había asociado en 2019 con los fondos Riverstone Energy Limited y Southern Cross Group, para crear Aleph Midstream, una empresa midstream enfocada en el transporte, almacenamiento y comercio de hidrocarburos para la Cuenca Neuquina

Según los términos del acuerdo, Riverstone y Southern Cross iban a invertir 160 millones de dólares en Aleph Midstream a cambio de una participación de control de hasta 78,4 % y Vista aportaría la mayoría de sus activos intermedios ubicados en la Cuenca Neuquina, valorados en aproximadamente 45 millones de dólares, a la espera de tener una participación 21,6 % en el capital de la naciente compañía.

Al poco tiempo de creada, Vista llegó a un acuerdo con Riverstone y Southern Cross Group para adquirir su participación en Aleph, a un precio total de compra de US\$ 37.5 millones, la misma cantidad que habían aportado cuando ingresaron la sociedad. La salida de los fondos inversores se vinculó a la paralización de la industria petrolera en Vaca Muerta, tras las elecciones PASO de ese año. La incertidumbre puso en stand by los planes de las principales operadoras, y las obras de infraestructura de transporte de petróleo y gas.

Actualmente no hay planes de continuar el proyecto, haciéndose foco en el desarrollo de los yacimientos y activos de Vista en Neuquén

5.7. YPF Midstream

Con la intención de liderar las ampliaciones de infraestructura que se requieren para evacuar la mayor producción de hidrocarburos de Vaca Muerta, YPF creó dos nuevas áreas de Midstream, una para petróleo y otra para gas.

Según informado por Sergio Affronti (presidente Ejecutivo de YPF): *“Los equipos tienen la tarea crítica de identificar y ejecutar todos los planes necesarios para ampliar la capacidad de procesamiento y transporte”*

Entre los proyectos nombrados por Affronti para esta nueva área de Midstream son los proyectos de ampliación de Oldeval y puesta en funcionamiento de OTASA, donde YPF es accionista en ambas empresas.

5.8. Empresas proveedoras de Early Production Facilities

Las instalaciones de producción temprana (EPF) son instalaciones de proceso que permiten poner los pozos en producción más rápidamente y reconocer el flujo de caja lo más rápido posible, al tiempo que se siguen obteniendo datos sobre el flujo.

Se instala en una etapa temprana del desarrollo de un Yacimiento a los fines de procesar los primeros pozos (realizar una prueba piloto), para medir, testear los pozos y evaluar la rentabilidad de activo previo a la entrada en desarrollo “masivo” del mismo.

Las estrategias de las operadoras hasta ahora han sido 2.

- Construir su propia EPF. En este caso si el resultado del yacimiento no es muy bueno queda en operación con los pozos proyectados en la etapa piloto. Un ejemplo de esto es Rincón de la Ceniza, donde el resultado del yacimiento no ha sido lo esperado, quedando la EPF como única instalación. Por otro lado, si el yacimiento pasa a la etapa de producción, lo observado es que las compañías construyen cerca (algunas al lado) de la EPF su planta principal de procesamiento (CPF) y la EPF sigue operando, sumando capacidad de tratamiento. Ejemplos de CPFs+EPFs en funcionamiento:
 - Shell: EPF Sierras Blancas y CPF Sierras Blancas
 - YPF: EPF La Amarga chica y CPF La Amarga Chica
 - Tecpetrol: EPF Fortín de Piedra y CPF Fortín de Piedra.

El precio de construcción de una EPF puede ir de los 10 MMUSD a los 25 MMUSD dependiendo de la capacidad, con un plazo de construcción de 8 a 18 meses.

- Alquilar una EPF (Rental): en otros casos, ya sea por necesidad de tiempo, falta de capital, bajas perspectivas sobre el yacimiento u otras razones que nos justifiquen la construcción de una EPF por parte de la operadora, se suele optar por el alquiler de una EPF.

La modalidad de pago de estas suele conformarse de un precio por la movilización y montaje, precio por el servicio mensual y otro por la desmovilización.

Los plazos de estos contratos suelen ser de 2 a 3 años de servicio, además de 6 meses de instalación. Algunas operadoras suelen solicitar el servicio de operación y mantenimiento de la EPF junto con el servicio de instalación.

Actualmente hay una única empresa que ofrece EPF pre-diseñadas y listas para su montaje, Tetra Technologies. Estas plantas las importan completas de EEUU y las ofrecen en el mercado actual. La empresa tiene 7 plantas en funcionamiento en la Cuenca Neuquina (5 para YPF, 1 para Phoenix y 1 para Vista).

Luego existen empresas que tienen servicios de alquiler de equipos y Well Testing (Separadores de Prueba, calentadores, piletas de almacenamiento), que, llegado el caso, completan sus equipos con otros disponibles en el mercado y los adaptan para construir y ofrecer una EPF:

- Prodeng
- Rakiduum
- Expro
- Rakiduum
- Wheaterford
- Pecom

6. Análisis del Marco Regulatorio para el Midstream en Argentina

6.1. Marco General

Las normas principales existentes regulan la actividad de transporte (y procesamiento) de petróleo y gas son:

- Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos)
- Decreto PEN 44/91 (reglamentación del transporte de hidrocarburos)
- Decreto PEN 115/19; (modificación de la definición de Políducto e Hidrocarburo Líquido y determina que la extinción de la concesión de explotación del cedente, cualquiera fuera su causa, no afectará la vigencia de la concesión de transporte.)
- Res. 571/19 (exhibe la “apertura” a que participen de la actividad de transporte otros sujetos de la industria, sin que necesariamente deban ser concesionarios de explotación de hidrocarburos para hacerlo)
- Ley 24145 (modifica la política que llevaba el Estado Nacional, centralizando en YPF SE, la explotación de hidrocarburos y en Gas del Estado SE lo concerniente a transporte y distribución de gas para consumo en Argentina, pasando a otorgar mayor participación a empresas privadas en la explotación de hidrocarburos, transformando en concesiones de explotación)
- Ley 26197 (modifica el artículo 1 de ley 17319, pasando el dominio de los yacimientos de hidrocarburos a aquellas jurisdicciones provinciales o nacionales en donde se ubicaren los mismos. regidas por los Artículos 27 y siguientes de la Ley N° 17.319 y sus normas complementarias y reglamentarias)

Las normas actualmente regulan la actividad de transporte de crudo llevado a cabo por empresas concesionarias de explotación de hidrocarburos (operadoras) con bastante precisión; no obstante, dejan varias “lagunas” normativas respecto de la regulación de la actividad para aquellas empresas que, sin ser concesionarias de explotación de hidrocarburos, deseen construir y operar instalaciones fijas y permanentes para el procesamiento y transporte de tales productos

El marco regulatorio del Midstream, acorde a la legislación actual, se estructura sobre los siguientes principios:

1.- Todo concesionario de explotación de hidrocarburos tiene derecho a solicitar el otorgamiento de una concesión de transporte para transportar su producción más allá de los límites de su lote (o área de concesión). Esto tiene fundamento en la Ley de Hidrocarburos 17.319.

2.- La Ley de Hidrocarburos prevé que el transporte de hidrocarburos, si se produce dentro del lote de explotación, no obliga al concesionario de explotación a constituirse en concesionario de transporte.

3.- La concesión de transporte, en cambio, sí será obligatoria si el sistema de transporte superase los límites del lote de explotación.

Por “sistema de transporte” se entiende “ductos, incluidas sus derivaciones, extensiones, instalaciones de almacenamiento, bombas, equipos e instalaciones de carga y descarga y terminales marítimas de cualquier tipo y eventualmente fluviales, infraestructura de captación, de compresión acondicionamiento y tratamiento, medios de comunicación entre estaciones, oficinas y cualquier otro bien inmueble que se utilice para el transporte, así como todas las demás obras relacionadas con el mismo” (Decreto 44/91).

4.- La “contingencia” que presenta la existencia de una concesión de transporte radica en la mayor regulación que su tratamiento legal posee (frente al transporte “intra- lote” que no requiere concesión) y en el potencial impacto que sobre tales concesiones puede tener la regulación normativa en el futuro, aún considerando que el marco legal existente está lejos de ser completo.

5.- La regulación concesión de transporte tiene estos ejes esenciales:

- La concesión de transporte obliga al transportista a permitir el acceso a terceros que deseen transportar su producción a través de esa facilidad (“acceso abierto”).
- El concesionario de transporte debe dar en ciertos casos acceso a terceros a la tarifa que establezca la autoridad de aplicación (generalmente precios por debajo del mercado)
- El concesionario debe entregar el crudo o el gas natural en especificación técnica para ingresar en el sistema troncal, lo que presupone la existencia de instalaciones de tratamiento y acondicionamiento del fluido.
- En materia de ampliación de capacidad de transporte, no obstante, respecto de los terceros que contraten reserva de capacidad en firme, el concesionario de transporte puede pactar tarifa libremente. Pero esa capacidad reservada en firme debe ser efectivamente utilizada, ya que, en caso contrario, respecto de la capacidad no empleada o disponible, regirá la tarifa que establezca la autoridad de aplicación.
- Para el caso de concesión de transporte de oleoductos, la tarifa la establece el Gobierno Provincial (si el ducto no excede los límites de la Provincia) o Nacional (si el oleoducto saliera de la Provincia). En el caso de gasoductos, la tarifa para el transporte de gas natural es establecida por el ENARGAS.

6.-No es condición excluyente ser concesionario de explotación para que una compañía pueda construir y operar un sistema de transporte (si bien es lo más frecuente). Lo que sí debe poseer quien pretenda operar, es experiencia técnica acreditable, cumplimentar determinados requisitos frente a la autoridad (más complejos si se trata de una concesión de transporte que si no lo fuera), y establecer ciertas relaciones frente a otros terceros (petroleras; superficiarios).

6.2. Propiedad de las Instalaciones de un “no concesionario de explotación” en un bloque de un concesionario

En caso de ser Concesionario de Explotación, al momento de la finalización de la concesión, deberá reversar al estado el lote junto con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento, las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión

No hay restricción normativa para que un “no concesionario de explotación” sea el propietario de las instalaciones fijas y permanentes, aun cuando se trate de facilidades e instalaciones adheridas al suelo, que constituyen el conjunto funcional de transporte de hidrocarburos por ductos entre puntos determinados (ductos, incluidas sus derivaciones, extensiones, instalaciones de almacenamiento, bombas, equipos e instalaciones de carga y descarga y terminales marítimas de cualquier tipo y eventualmente fluviales, infraestructura de captación, de compresión acondicionamiento y tratamiento, medios de comunicación entre estaciones, oficinas y cualquier otro bien inmueble que se utilice para el transporte, así como todas las demás obras relacionadas con el mismo).

No obstante, especialmente en el caso de un “no concesionario de explotación de Hidrocarburos”, hay que atender algunos aspectos particulares:

- La relación entre el propietario de las instalaciones de transporte y el propietario del suelo.
- La relación entre el propietario de las instalaciones de transporte y el concesionario de explotación.
- La relación entre el propietario de las instalaciones de transporte y la autoridad de aplicación.

Relación con el propietario del inmueble

La propiedad del inmueble en el que se instalará el sistema de transporte refuerza la propiedad de la instalación y su independencia de la explotación de hidrocarburos en el área de concesión en manos de la petrolera. Si no fuera posible conseguir la propiedad del inmueble, se podría considerar otro derecho real (usufructo sobre una parte material del inmueble; o un derecho real de superficie). El derecho sobre la tierra no es excluyente, pero es muy importante en cuanto “ancla” la titularidad de las instalaciones de transporte (crítico si se está ante un transportista “no concesionario de explotación”) y contribuye a resaltar su “independencia legal” de las instalaciones de la petrolera (en de instalarse en un área de concesión de una petrolera)

Relación con el concesionario de explotación

Es aconsejable tener un acuerdo (puede ser desde un contrato de servicios hasta un arrendamiento de instalaciones). Se trata de una forma de colaboración que asegura que ambas actividades no interfieren entre sí, sino que se complementan.

Relación con la Autoridad de Aplicación (Nacional y Provincial)

Deberán obtenerse los permisos ambientales y de seguridad de las instalaciones.

En el caso de la Provincia del Neuquén, la Ley Provincial 1875 (T.O. 2267) establece que todo proyecto y obra que por su envergadura o características pueda alterar el medio ambiente deberá contar como requisito previo y necesario para su ejecución, con la Declaración de Impacto Ambiental y su correspondiente Plan de Gestión Ambiental aprobado por la Autoridad de Aplicación.

¿Reversión al Estado?

Las instalaciones cuyo dueño no es el concesionario de explotación sino un tercero, no deberían revertir al Estado concedente al final de la concesión de explotación, justamente porque no hay accesividad respecto de la concesión de explotación, aunque esto debería examinarse caso por caso.

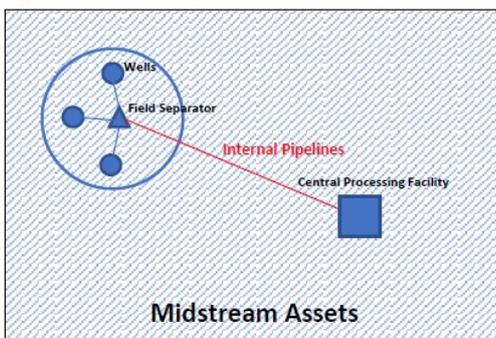
Excepcionalmente, respecto de la propiedad de una instalación de transporte otorgada a un “no concesionario de explotación de Hidrocarburos”, lo que podría existir si se dieran ciertos extremos (no habituales), sería una “expropiación”. No obstante, no se trataría de una situación normal (como sí lo es la reversión al Estado una vez concluidas ciertas concesiones de transporte), ya que requiere de una ley que la declare específicamente.

6.3. Análisis de Casos

6.3.1. Caso #1

Parte del supuesto de la construcción, operación y mantenimiento de un oleoducto/gasoducto (petróleo crudo o gas natural) utilizado para recoger la producción en el punto de carga y transportarla hasta la instalación terminal (el "Oleoducto Interno", o "Gasoducto Interno", según corresponda), dentro del bloque del concesionario de explotación de Hidrocarburos correspondiente. En el ejemplo, parto del supuesto que el transportista no es concesionario de explotación de Hidrocarburos.

Bloque del Operador #1



- La compañía proporciona soluciones y servicios de midstream dentro del bloque del Operador #1.
- Todos los activos y operaciones se encuentran dentro del bloque del Operador #1.

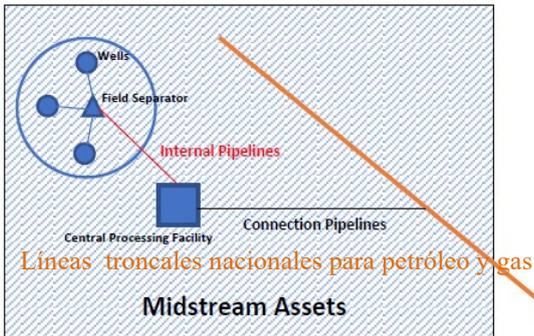
Figure 13 Esquema Caso #1

En este Caso aplica todo lo analizado en el apartado “Instalaciones para Propiedad de las Instalaciones de un “no concesionario de explotación”

6.3.2. Caso #2

Construcción, operación y mantenimiento de un oleoducto/gasoducto (petróleo crudo o gas) utilizado para transportar la producción desde la instalación central de procesamiento hasta un oleoducto o gasoducto troncal (el "Oleoducto de Conexión", o "Gasoducto de Conexión", según corresponda), siempre dentro del bloque del concesionario de explotación correspondiente.

Bloque del Operador #1



- La compañía proporciona soluciones y servicios de midstream dentro del bloque del Operador #1.
- Todos los activos y operaciones se encuentran dentro del bloque del Operador #1.
- Conexión a líneas troncales nacionales de petróleo y gas dentro del bloque del Operador #1

Figure 14 Esquema Caso #2

La compañía que construya la instalación de transporte podrá ser el titular de la instalación y cobrar al concesionario de explotación de hidrocarburo una tarifa libremente pactada en relación con el servicio.

Interconexión con la línea troncal

Es necesario obtener la aprobación de la compañía titular de la línea de conducción troncal. Para ello, existe la obligación de colocar los hidrocarburos (petróleo crudo o gas) en especificación previamente a su entrada a la línea de conducción troncal, según las normas técnicas aplicables al crudo o al gas natural.

6.3.3. Caso #3

Construcción, operación y mantenimiento de un oleoducto/gasoducto (petróleo crudo o gas) utilizado para transportar la producción desde la instalación central de procesamiento dentro del bloque del concesionario relevante hasta un oleoducto o gasoducto troncal fuera de dicho bloque.

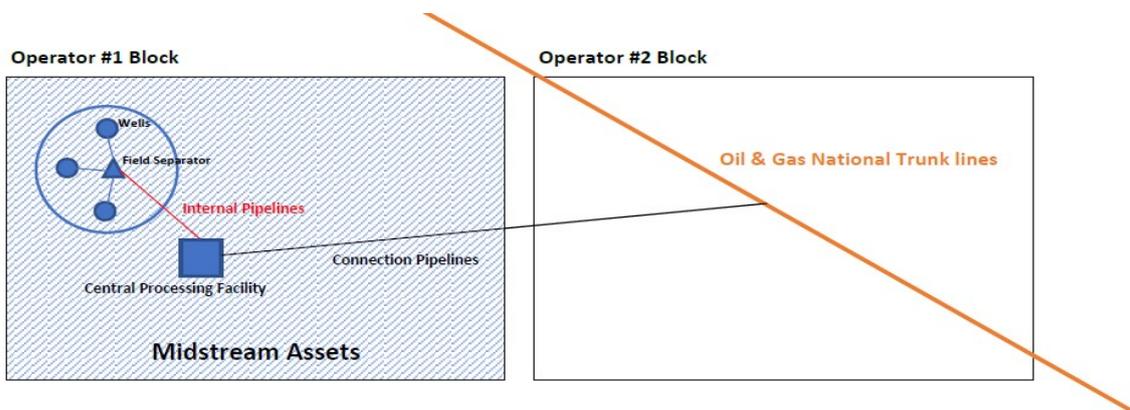


Figure 15 Esquema Caso #3

- La compañía proporciona soluciones y servicios de *midstream* dentro del bloque del Operador #1.
- La mayoría de los activos y operaciones se encuentran dentro del bloque del Operador #1.
- Conexión a líneas troncales nacionales de petróleo y gas dentro del bloque del Operador #2

Concesión de Transporte

1. La compañía deberá solicitar una concesión de transporte a la autoridad de aplicación.
2. La autoridad concedente de la concesión de transporte será la Provincia (en caso de que no rebase los límites provinciales) o el Gobierno Nacional (si cruza los límites de la provincia o se trata de un ducto de exportación).
3. La compañía podrá ser el titular de las instalaciones y cobrar una tarifa libremente pactada con los concesionarios mediante acuerdos "libremente negociados en cuanto a su modalidad de asignación, precios y volúmenes". Dicha tarifa no se encuentra regulada.
4. Sobre cualquier capacidad disponible, el concesionario deberá otorgar acceso a terceros a la tarifa que establezca la autoridad de aplicación.
5. Obligación de colocar los hidrocarburos (petróleo crudo o gas) en condiciones comerciales para su inyección en las líneas troncales de petróleo o gas.

6.3.4. Caso #4

Construcción, operación y mantenimiento de un oleoducto (petróleo crudo o gas) utilizado para transportar la producción desde una instalación central de procesamiento que procesa la producción desde varios bloques de diferentes concesionarios hasta un oleoducto o gasoducto troncal más allá de dichos bloques (el "Oleoducto de Conexión Compartida", o "Gasoducto de Conexión Compartida").

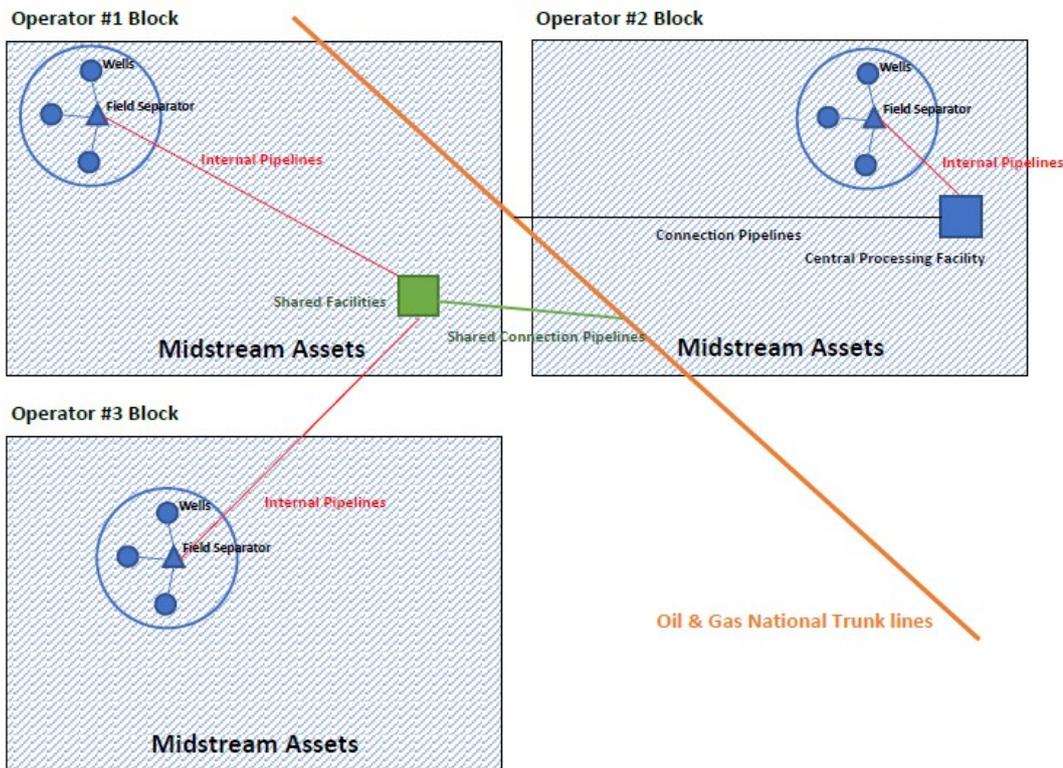


Figure 16 Esquema Caso #4

- La compañía proporciona soluciones y servicios de *midstream* en una región específica para múltiples operadores que poseen infraestructura en común.
- Conexión a líneas troncales nacionales de petróleo y gas en cada uno de los bloques.

Concesión de Transporte

La compañía podrá ser el titular del Ducto de Conexión Compartido y cobrar una tarifa libremente pactada con los concesionarios. Dicha tarifa no se encuentra regulada.

Sobre cualquier capacidad disponible del Ducto de Conexión Compartido, el concesionario de transporte deberá otorgar acceso a terceros a la tarifa que establezca la autoridad de aplicación, como se vió más arriba.

Al igual que en el Caso #2, en el Caso #4 existe una obligación de colocar los hidrocarburos (petróleo crudo o gas) en condiciones comerciales para su inyección en las líneas troncales de petróleo o gas.

7. Capacidad de Procesamiento en Cuenca Neuquina

Se relevaron, a partir de pliegos de licitación de construcción, ampliación, operación y mantenimiento, base de datos históricas de PECOM (Empresa de Servicios Petroleros), información disponible en la Secretaría de Energía y en las distintas webs de las operadoras las capacidades de las plantas principales de procesamiento de gas (CPF, Central Process Facilites) y crudo (PTC, Planta de Tratamiento de Crudo)

Por otro lado, con la información disponible en la Secretaría de Energía, se volcaron todas instalaciones, tanto plantas como ductos, en Google Earth.

Para este análisis se agrupó esta capacidad de procesamiento por zonas de la cuenca neuquina. El criterio de agrupación es por:

- Cercanía geográfica: muchas de las plantas tratan hidrocarburo de varios yacimientos aledaños
- Naturaleza geológica: tipo y características de hidrocarburo
- Logística de transporte: a que oleductos y gasoductos evacúan la producción
- Información disponible de capacidades de tratamiento.
- Grado de madurez de los yacimientos y desarrollos No convencionales.

7.1. Procesamiento de Gas (en MMSCMD)

En la siguiente figura 17 se muestra todas las plantas, pozos, oleoductos internos y troncales destinados a la producción de Gas de la cuenca:

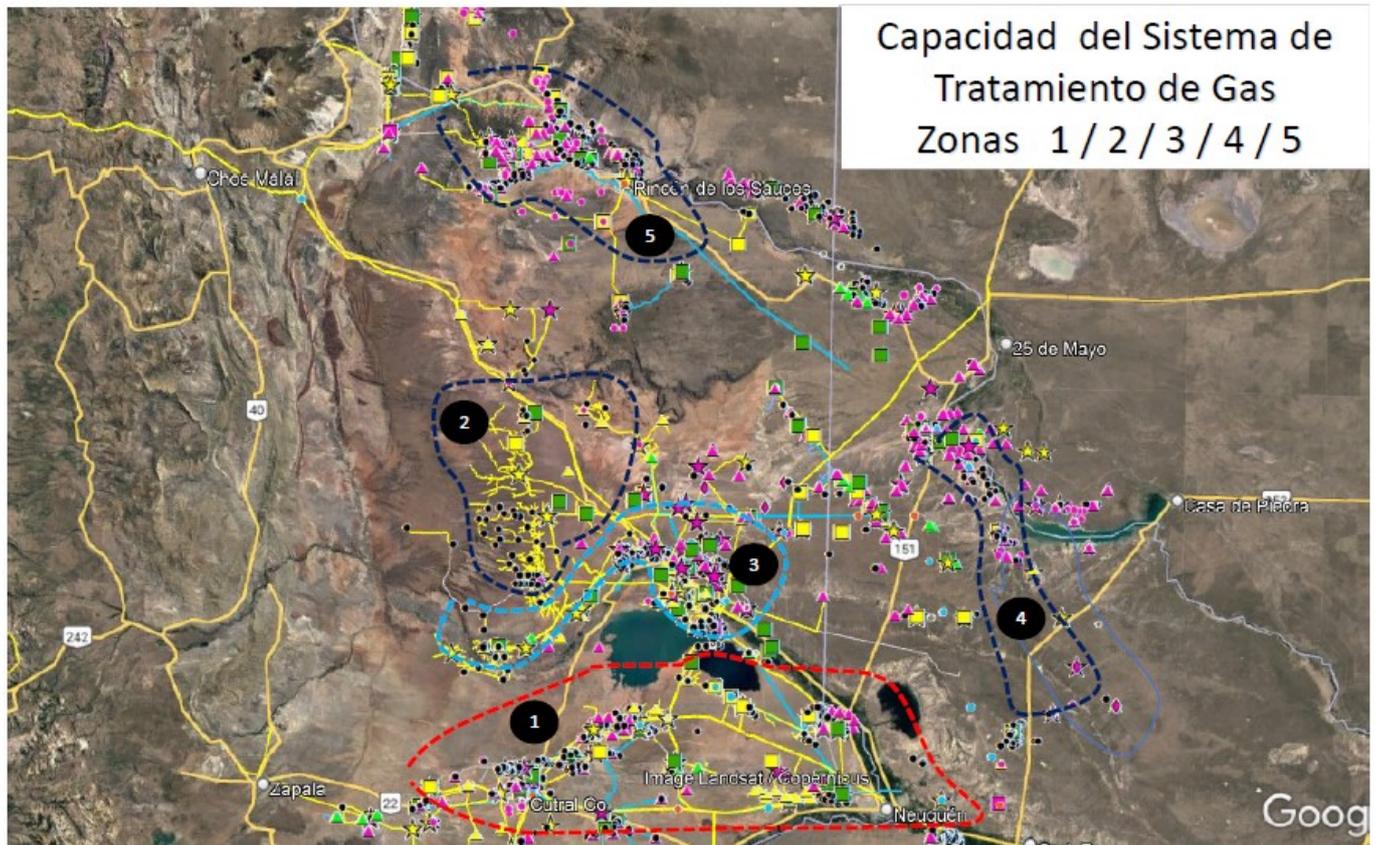


Figure 17 Zonificación de la Cuenca para el tratamiento de gas

- **Zona 1 Suroeste de la cuenca:** Plaza Huincul / Loma Negra / Barrosa/ Capex / Lindero Centenario / Rio Neuquén/ Fernández Oro / Producción Convencional.

Capacidad de procesamiento: 26,5 MMSMCD

- **Zona 2 Oeste de la cuenca:** Aguada Pichana / Aguada San Roque / Aguada La Arena Sierra Chata Rincón de las Cenizas Producción Convencional / No convencional

Capacidad de procesamiento: 33 MMSMCD

- **Zona 3 Central de la cuenca:** Rincón del Mangrullo / El Mangrullo / La Calera / Fortín De Piedra / LLL / Otros / Tratayén Producción Convencional / No convencional

Capacidad de procesamiento: 61,2 MMSMCD

- **Zona 4 Sureste de la cuenca:** PCR / Medanito / Entre Lomas / Jarilla / YPF / Otros Producción Convencional

Capacidad de procesamiento: 7 MMSMCD

- **Zona 5 Norte de la cuenca:** El Portón Producción Convencional / No convencional

Capacidad de procesamiento: 5 MMSMCD

7.2. Procesamiento de Petroleo (en BBL/d)

En la siguiente figura 18 se muestra todas las plantas, pozos, oleoductos internos y troncales destinados a la producción de Petroleo de la cuenca:

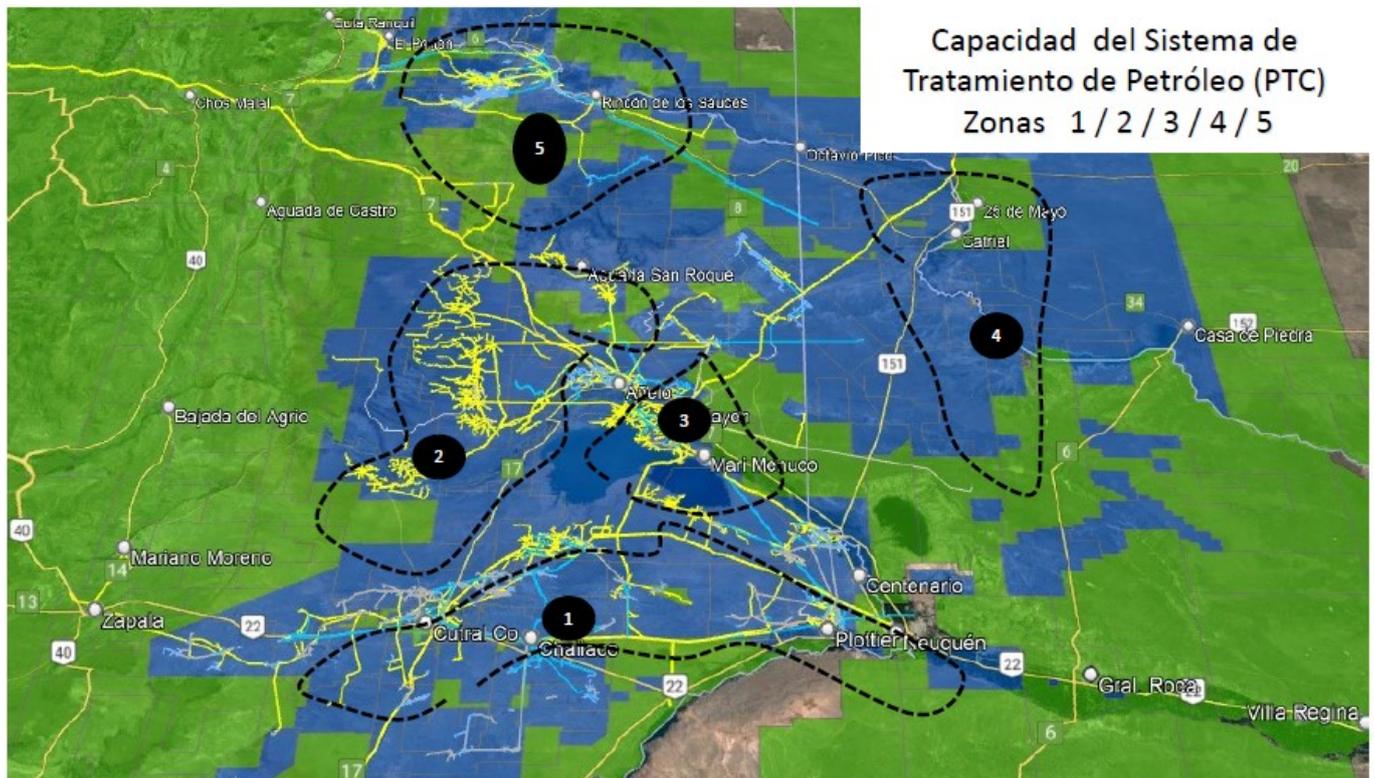


Figure 18 Zonificación de la Cuenca para el tratamiento de petróleo

- **Zona 1 Suroeste de la cuenca:** Plaza Huincul/Loma Negra/ Octógono/Cerro Banderas/Barrosa/ Capex / Lindero/ Centenario / Rio Neuquén Fernández Oro

Capacidad de procesamiento: 25.200 BBL/día

- **Zona 2 Oeste de la cuenca:** Mangrullo /Aguada Pichana/ Aguada San Roque / Aguada La Arena / Sierra Chata

Capacidad de procesamiento: 18.900 BBL/día

- **Zona 3 Central de la cuenca:** La Calera / Fortín de Piedra / Loma Campana / Sierras Blancas / Lindero/ Pluspetrol / Vista/ Pampa /Total / Capex / LLL Convencional

Capacidad de procesamiento: 220.100 BBL/día

- **Zona 4 Sureste de la cuenca:** Señal Picada / Catriel /25 de mayo / Jarilla / Santiagueño/ Entre Lomas / Medanito / Otros menores

Capacidad de procesamiento: 22.000 BBL/día

- **Zona 5 Norte de la cuenca:** El Portón / El Trapial / Chihuido / Puesto Hernández Yacimientos menores

Capacidad de procesamiento: 18.900 BBL/día

8. Capacidad de Transporte en Cuenca Neuquina

8.1. Transporte de Gas

8.1.1. Ubicación Geográfica

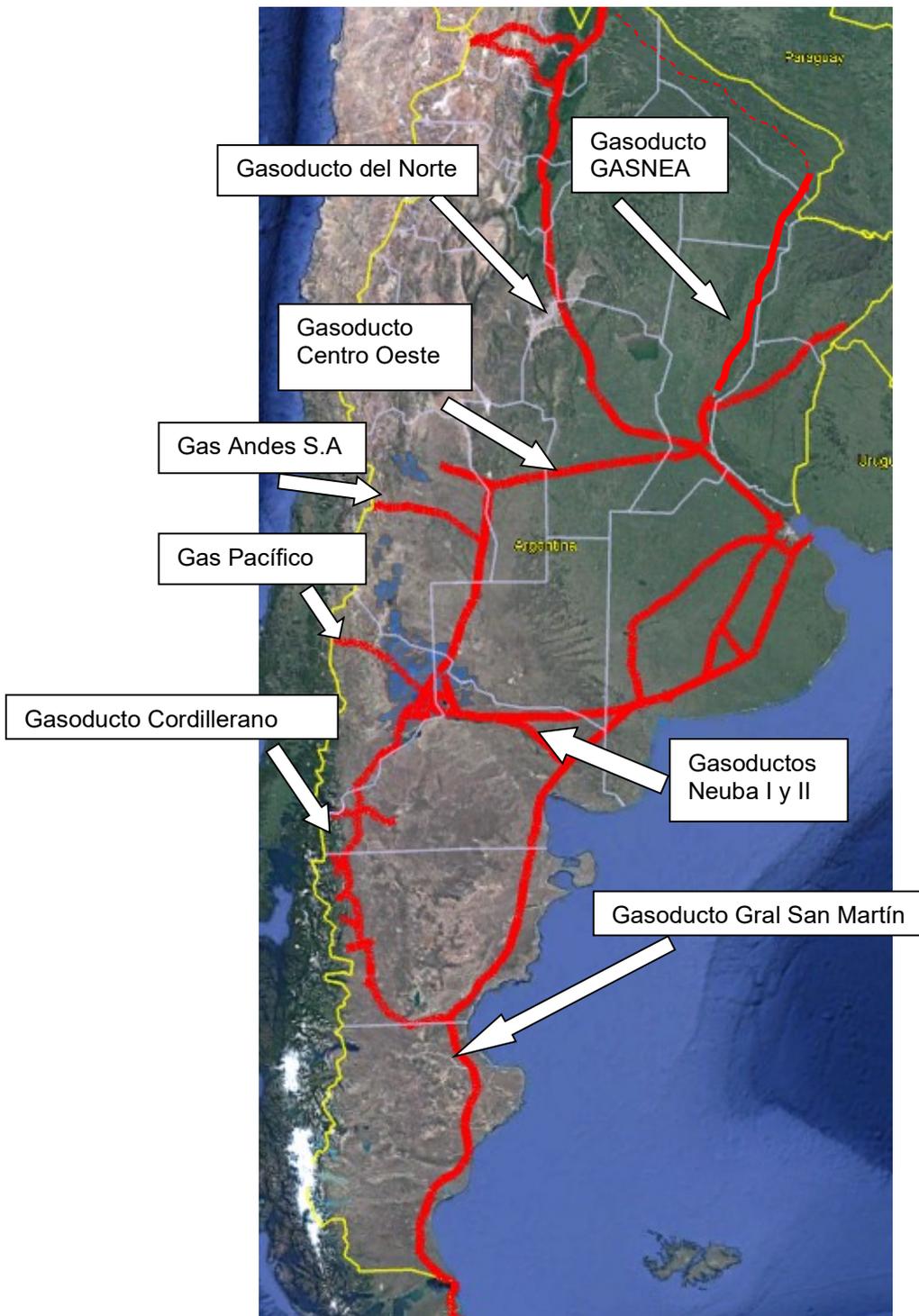


Figure 19 Sistema de Transporte de Gas de Argentina

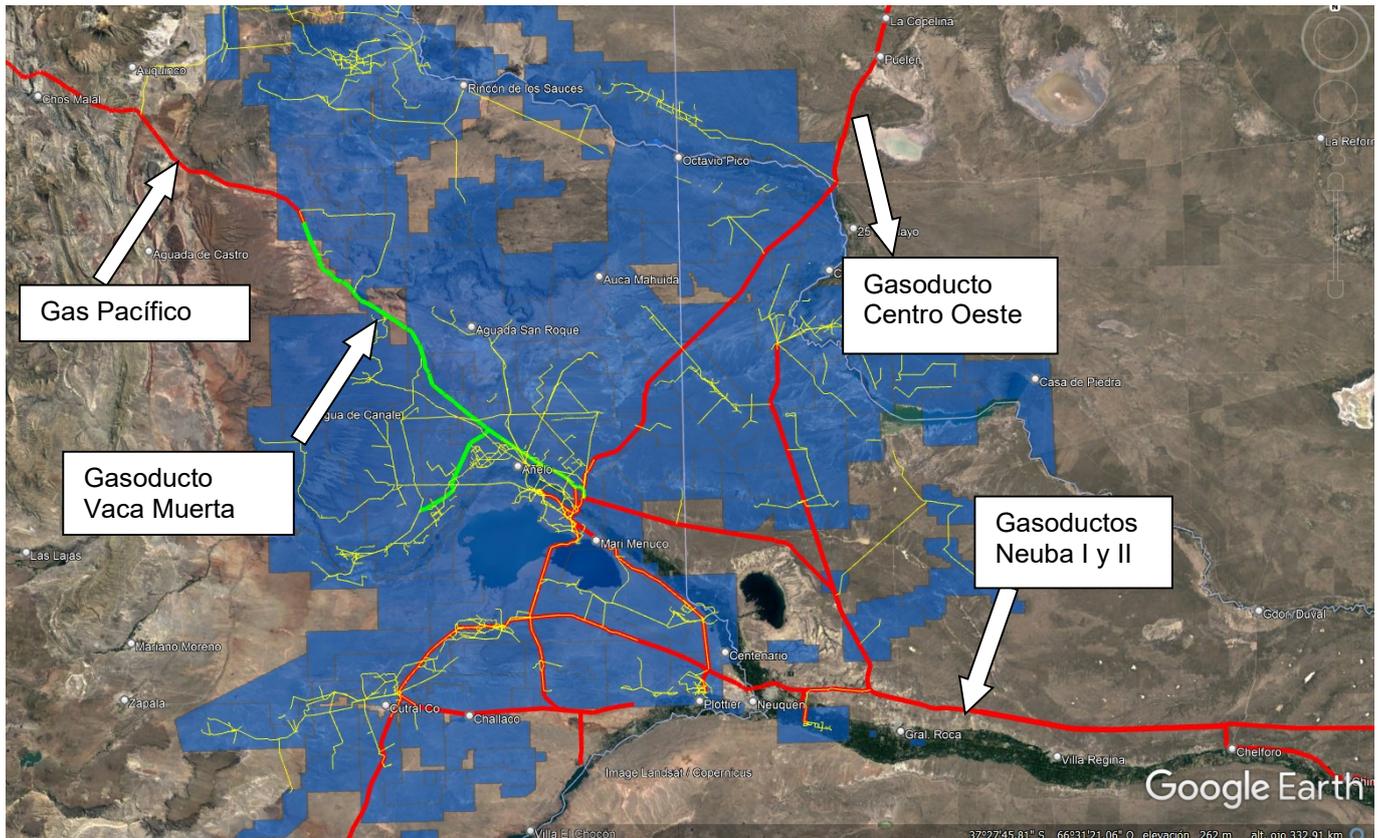


Figure 20 Sistema de Transporte de Gas en la Cuenca Neuquina

En color rojo, tanto en la figura 19, como la 20, se han marcado los ductos principales. En color amarillo son los ductos internos y de conexión. El ducto verde, si bien no se consideran como “troncal”, es de principal relevancia ya que conectan la producción de los yacimientos de gas de Vaca Muerta con los Gasoductos Centro Oeste, Neuba I y II

8.1.2. Capacidad de Gasoductos

LICENCIATARIA/OPERADORA	GASODUCTO	Detalle	Diámetro (")	Capacidad (MMSMCD)
SISTEMA DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.	GAS PACÍFICO	Loma de La Lata (Neuquén) – Bio Bio (Chile)	20 - 24'	12,5
	CENTRO OESTE	Loma de La Lata (Neuquén) – San Jerónimo (Santa Fe)	30 - 18	34,10
SISTEMA DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.	NEUBA II	Loma de La Lata (Neuquén) – Gral. Cerri (Buenos Aires)	36	31,11
	OESTE-NEUBA I	Barrosa (Neuquén) – Gral. Cerri (Buenos Aires)	24	12,6
	CORDILLERANO	Plaza Huinca – Collón Curá (Neuquén)	8	1,74
	Vaca Muerta	El Trapial (Neuquén) - Tratayén	36	60

Table 3 Capacidad de Gasoductos de la Cuenca Neuquina

8.1.3. Logística del Gas

Según puede observarse de las figuras 19 y 20 de gasoductos de la cuenca, los gasoductos principales convergen en la zona de Tratayén. De ahí se puede inyectar para despachar al norte del país mediante el Gasoducto Centro Oeste, para Chile mediante el gasoducto Gas Pacífico o al este y noreste del país mediante los gasoductos Neuba I y II.

Para poder llevar el gas de la zona 2 y 3 a Trateyen, ya TGS construyó el gasoducto Vaca Muerta.

8.1.4. Planes de Expansión

Actualmente sólo se encuentra en cartera la construcción de Gasoducto “Nestor Kirchner” y del Sistema de Gasoductos Transport.Ar Producción Nacional

La primera etapa del proyecto gasoducto Néstor Kirchner y del Sistema de Gasoductos Transport.Ar Producción Nacional incluye las obras de construcción entre Tratayen y Salliqueló, y entre Mercedes y Cardales, la ampliación del Gasoducto NEUBA II, la construcción de los tramos finales en AMBA Sur y Norte, la reversión del Gasoducto Norte en sus etapas I y II, y la ampliación del Gasoducto Centro Oeste. Al finalizarse esta etapa alcanzará un incremento en la capacidad de transporte de 24 MMSMCD. La fecha estimada de puesta en marcha para Junio/Julio 2023

La segunda etapa, en tanto, contempla la construcción del Gasoducto Nestor Kirchner entre Salliqueló y San Jerónimo, la terminación de la reversión del Gasoducto Norte, la ampliación de la capacidad de transporte del GNEA, la conexión GNEA a San Jerónimo y Loops, y aumento de Compresión en Aldea Brasileira. Esta segunda etapa del proyecto implicará un aumento de la capacidad total de transporte en 44 MMSMCD, lo cual permitirá además abastecer toda la demanda interna de gas. La fecha estimada de puesta en marcha para Junio/Julio 2024.

En la figura 21 se resume las obras, y montos de inversión para 2022 y 2023

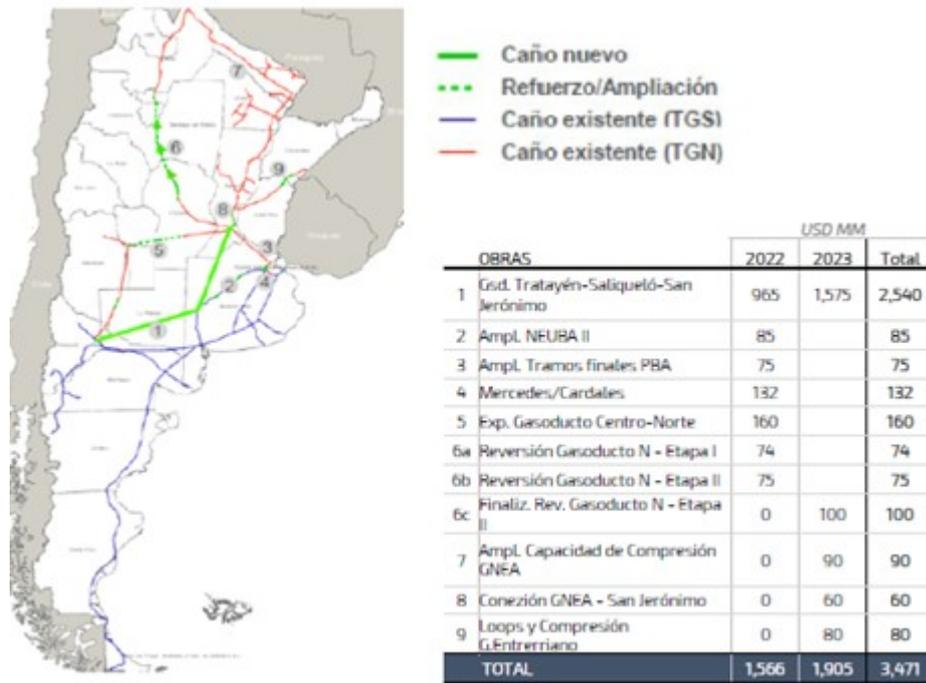


Figure 21 Proyecto Gasoducto Nestor Kichner y Transport.Ar

Fuente: Comunicado de Prensa Ministerio de Economía 14 de febrero de 2022 <https://www.argentina.gov.ar/>

8.2. Transporte de Petróleo

8.2.1. Ubicación Geográfica

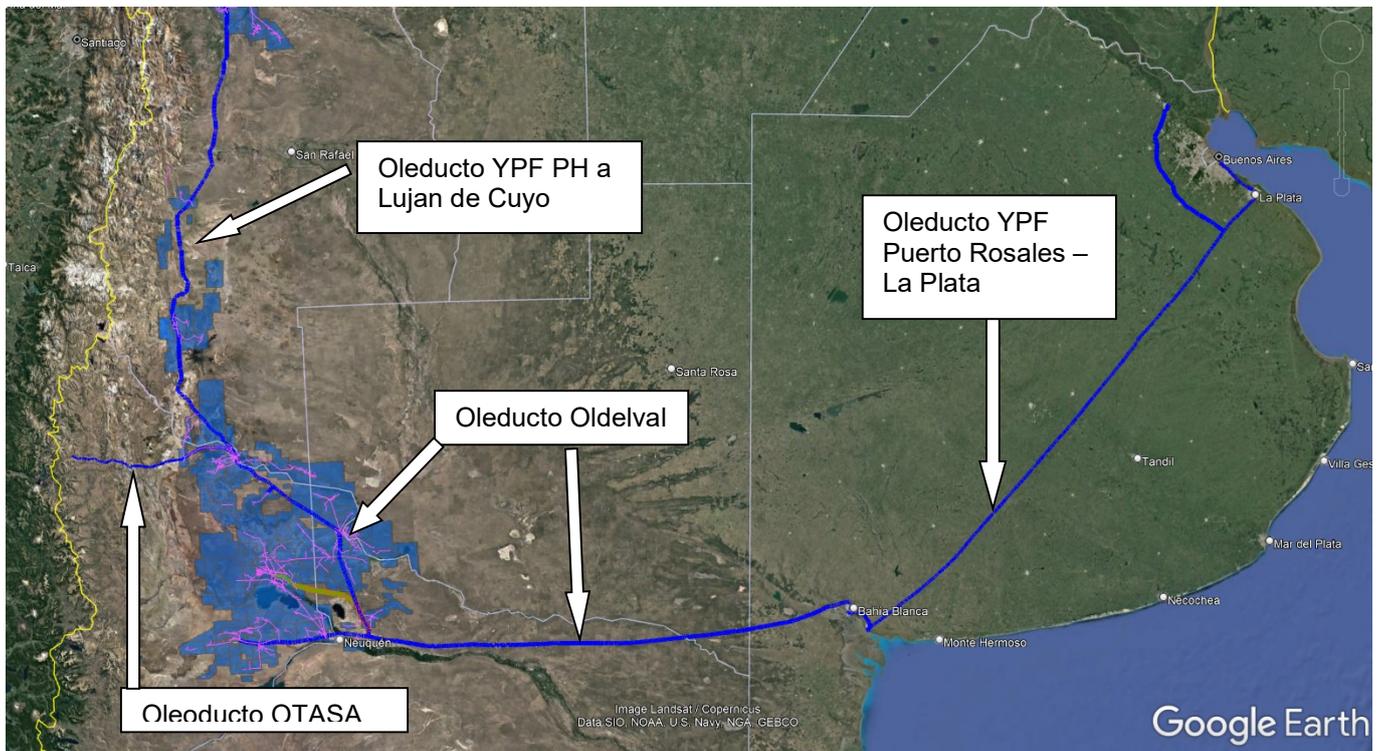


Figure 22 Sistema de transporte de petróleo de Argentina

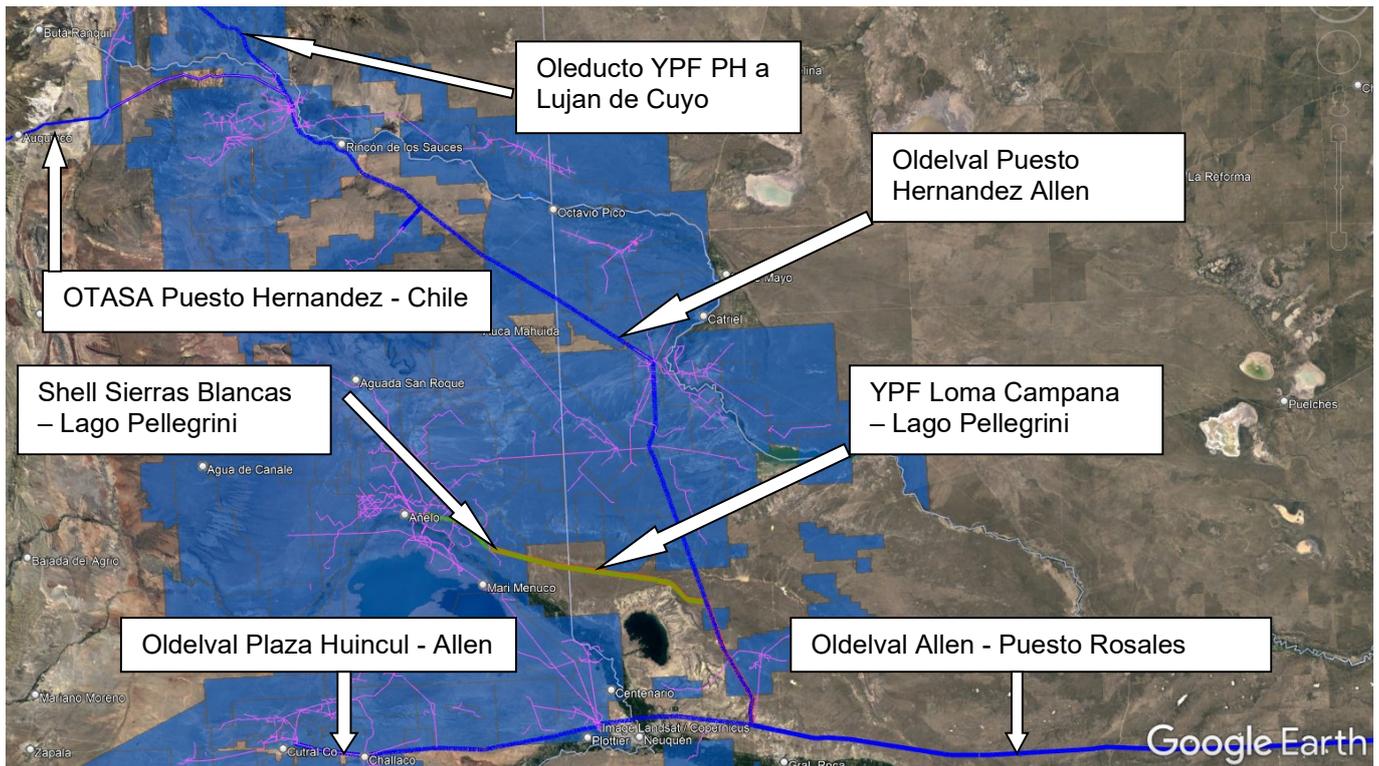


Figure 23 Sistema de transporte de Petróleo en la Cuenca Neuquina

Tanto en la figura 22, como en la 23, en color azul se han marcado los ductos principales. En color rosa son los ductos internos y de conexión. Los ductos marcados en verde y naranja, si bien no se consideran como “troncales”, son principal relevancia ya que conectan la producción de los yacimientos principales de YPF (Loma Campana) y Shell (Sierras Blancas) con el oleoducto de Oldelval.

8.2.2. Capacidad de Oleoductos

Licenciataria/Operadora	Detalle	Diametro (")	Capacidad (BBL/día)
Oldeval S.A	Puesto Hernandez - Medanito	14	140.000
Oldeval S.A	Medanito - Allen	16	180.000
Oldelval S.A	Plaza Huincol - Allen	10	26.500
Oldelval S.A	Allen - Puesto Rosales	14	265.000
YPF S.A (operado por Oldelval)	Loma Campana - Lago Pellegrini (Oleoducto Vaca Muerta)	18	160.000
SHELL S.A	Sierras Blancas - Lago Pellegrini	16	120.000
YPF S.A	Puesto Hernandez - Lujan de Cuyo	16	82.000
OTASA	Puesto Hernandez - Chile	16	100.000

Table 4 Capacidad de Oleoductos de Cuenca Neuquinas

8.2.3. Logística del Petróleo

En base al relevamiento de los ductos internos de yacimiento y su localización geográfica (ver figura 21 y 22) y acorde a las zonas agrupadas en el apartado de Procesamiento de Petróleo se observa que el transporte de petróleo es realizado principalmente por el sistema oleoductos de Oldeval, los cuales pasa por la zona 1, 4 y 5 y colecta la producción de la zona 2 y 3 mediante oleoductos internos ya existentes y los nuevos construidos por Shell y YPF.

Desde puesto Hernandez se puede derivar el petróleo de la zona 5 y el proveniente del Oleoducto de Oldelval hacia Lujan de Cuyo y, cuando esté en funcionamiento, hacia Chile a través del Oleoducto Trasandino.

8.2.4. Planes de Expansión

Se encuentra en cartera de las empresas:

- Ampliación Oleoducto Oldeval Allen-Puesto Rosales: Oldelval e YPF informaron a medios de prensa nacionales que están evaluando la ampliación del oleoducto, ya sea mediante nuevos loops o directamente un nuevo oleoducto, para llevar la capacidad de transporte al doble de a capacidad actual (500.000 bbl/día). No hay fecha de puesta en funcionamiento.
- Oleoducto Loma Campana-Puesto Hernandez: YPF planea la construcción de un oleoducto para poder exportar la producción con la puesta en servicio del oleoducto de OTASA.

9. Producción en la Cuenca Neuquina

Se relevaron los reportes de producción datos de Sistema de Consulta del Capítulo IV de la Secretaría de Energía, la cual posee datos de la producción por pozo histórica desde 2017.

La proyección de la producción fue aportada por el departamento de Planificación Estratégica de la empresa PECOM Servicios Energía S.A., cuyo modelo se basa en lo siguiente:

- Para la producción Convencional: se simula la declinación de los pozos utilizando modelos de declinación conocidas en la industria
- Para la producción No Convencional: dado que no se conocen los perfiles de declinación, al ser una explotación muy reciente, se toma como referencia los datos de pozos "Tipo" de los siguientes yacimientos:
 - Loma Campana
 - La Amarga Chica
 - Bajada del Palo Oeste
 - Fortín de Piedra
 - Aguada Pichana Este
 - El Orejano
 - Lindero Atravesado
 - Estación Fernandez Oro
 - El Mangrullo
 - Rincón del Mangrullo
 - Rio Neuquen

Se elabora una regresión en base a la declinación de relevada y se aplica dicho modelo de regresión al resto de los pozos de esos activos y se aplican al resto de los yacimientos según se cercanía a cada uno de los anteriores.

- Para la estimación de la producción futura se toman las siguientes premisas:
 - No se consideran nuevos pozos Convencionales. Ya que todo el flujo de inversión de las Operadoras está siendo dirigidas a los desarrollos No Convencionales
 - Como no se cuenta con la información precisa de los planes de producción de las compañías, se toma como supuesto que seguirán con el mismo ritmo de perforación actual. Este ritmo es de aproximadamente 200 pozos al año, que se logran con 26 rigs de perforación.
 - Se asignan estos nuevos pozos a los yacimientos actualmente en desarrollo de cada compañía acorde a la cantidad de rigs que tienen actualmente.
 - Se simula también la declinación de estos nuevos pozos con la metodología desarrollada en el punto anterior.

En las figuras 24 y 24 se muestra la proyección de producción arrojada por el modelo para petróleo y gas respectivamente:

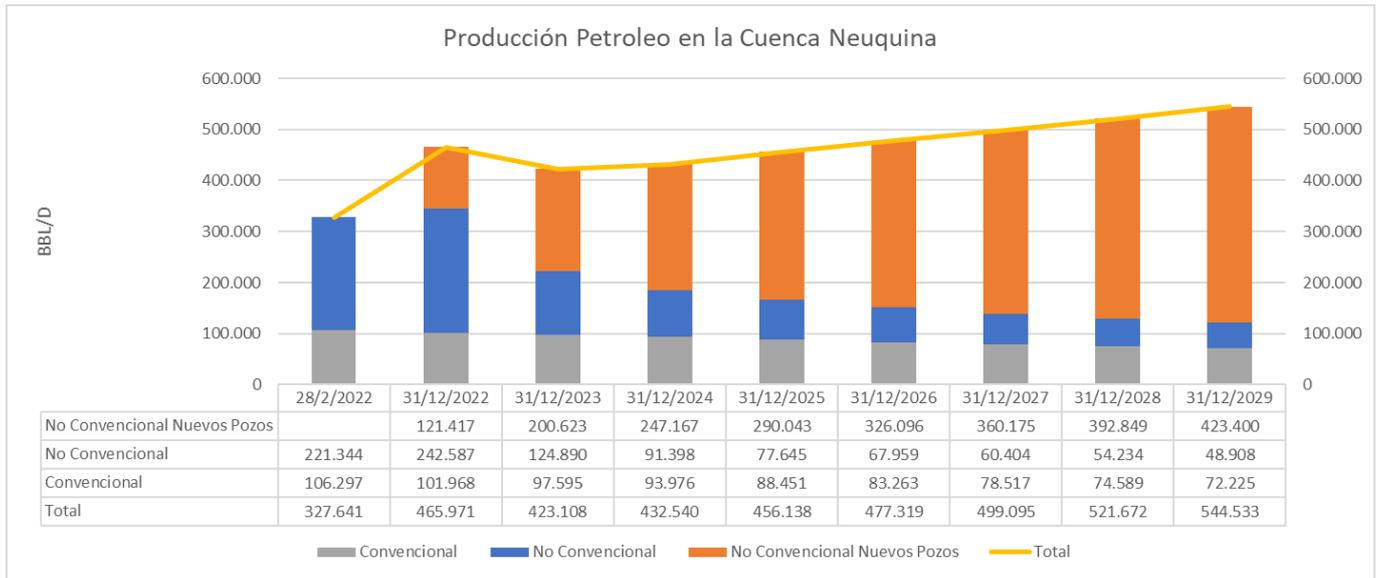


Figure 24 Producción de Petróleo proyectado para la Cuenca Neuquina

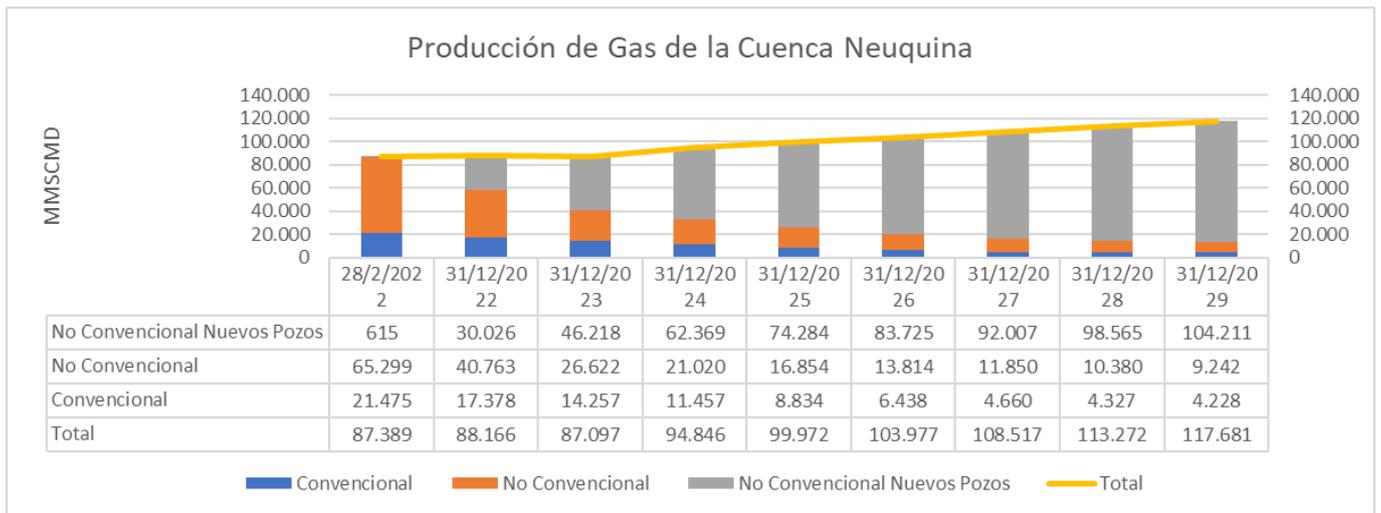


Figure 25 Producción de Gas proyectado para la Cuenca Neuquina

10. Producción vs Capacidad de Tratamiento

10.1. Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas de la Cuenca Neuquina

En las siguientes tablas 26, 27, 28, 29 y 30 se vuelcan los resultados del cruce de la producción estimada con la capacidad actual de tratamiento de Gas para la cuenta Neuquina

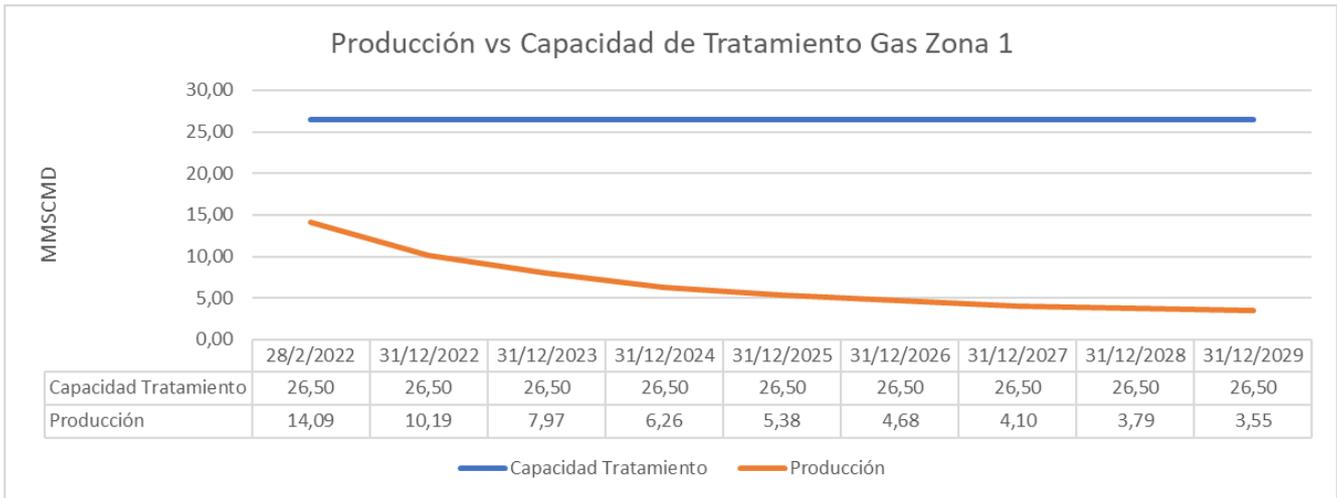


Figure 26 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas Zona 1 Suroeste de la cuenca

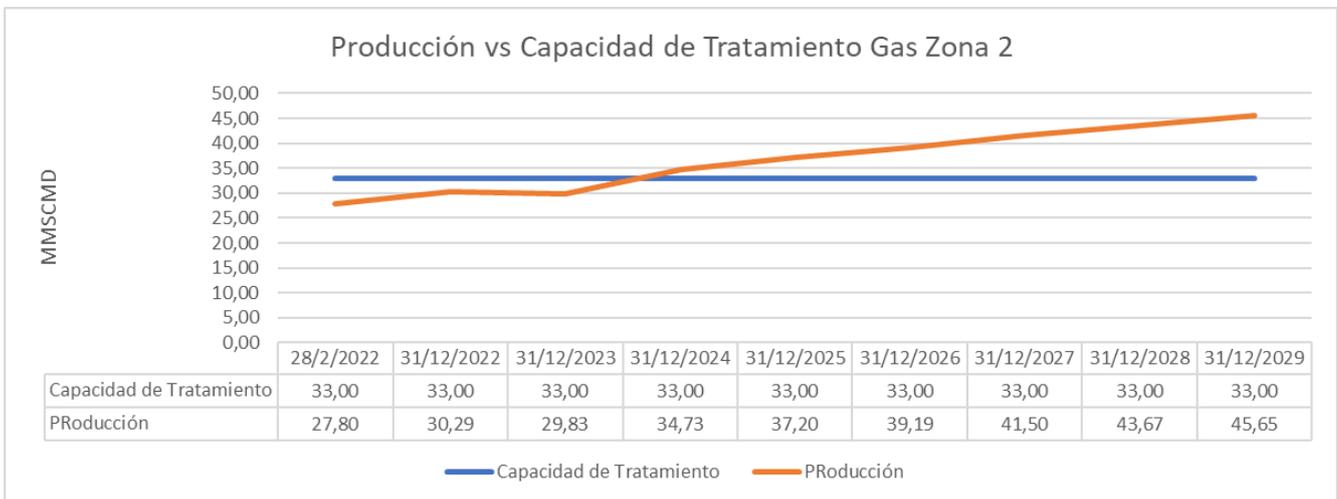


Figure 27 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas Zona 2 Oeste de la cuenca

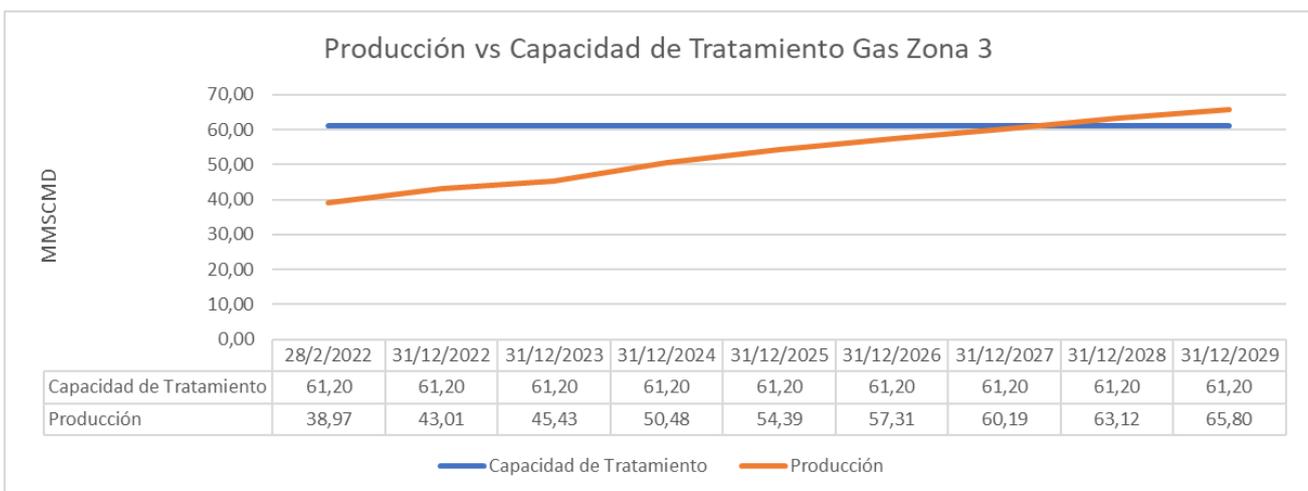


Figure 28 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas Zona 3 Central de la cuenca

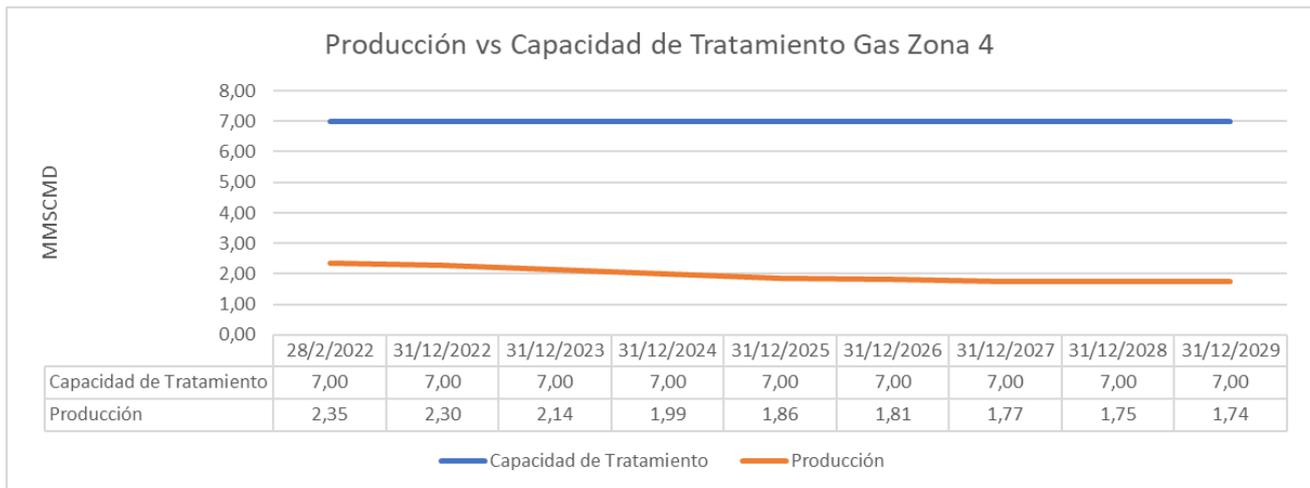


Figure 29 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas Zona 4 Sureste de la cuenca

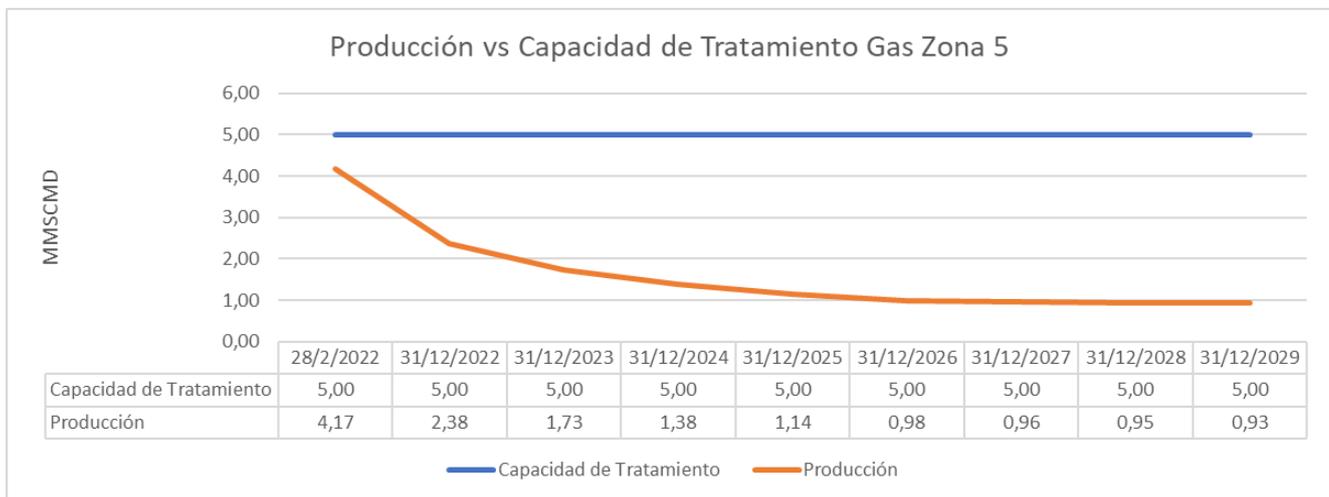


Figure 30 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Gas Zona 5 Norte de la cuenca

10.2. Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo de la Cuenca Neuquina

En las siguientes tablas 31, 32, 33, 34 y 35 se vuelcan los resultados del cruce de la producción estimada con la capacidad actual de tratamiento de Petróleo para la cuenta Neuquina

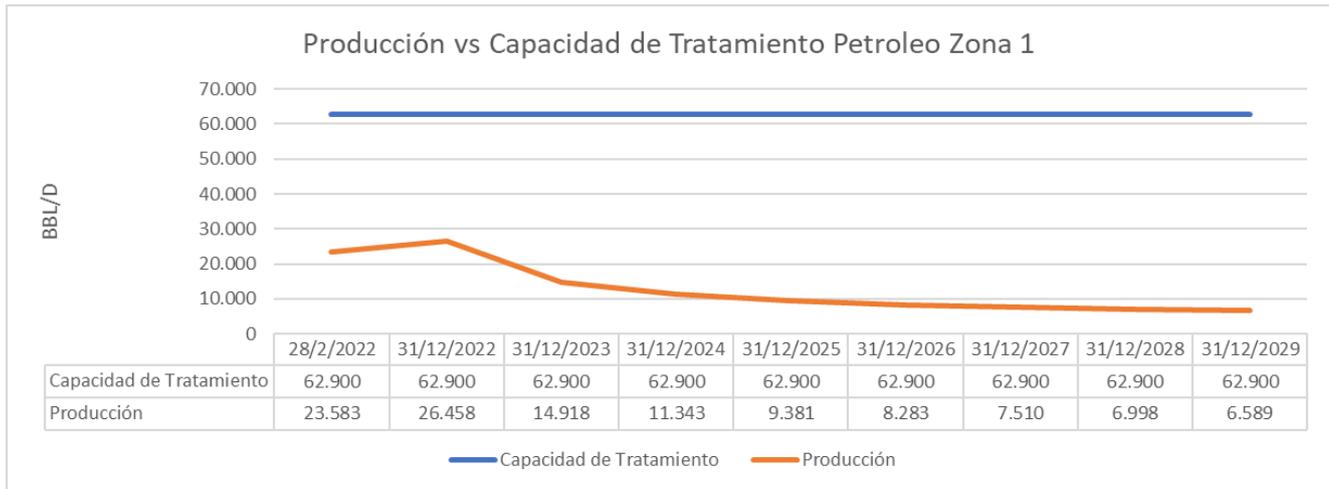


Figure 31 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo Zona 1 Suroeste de la cuenca

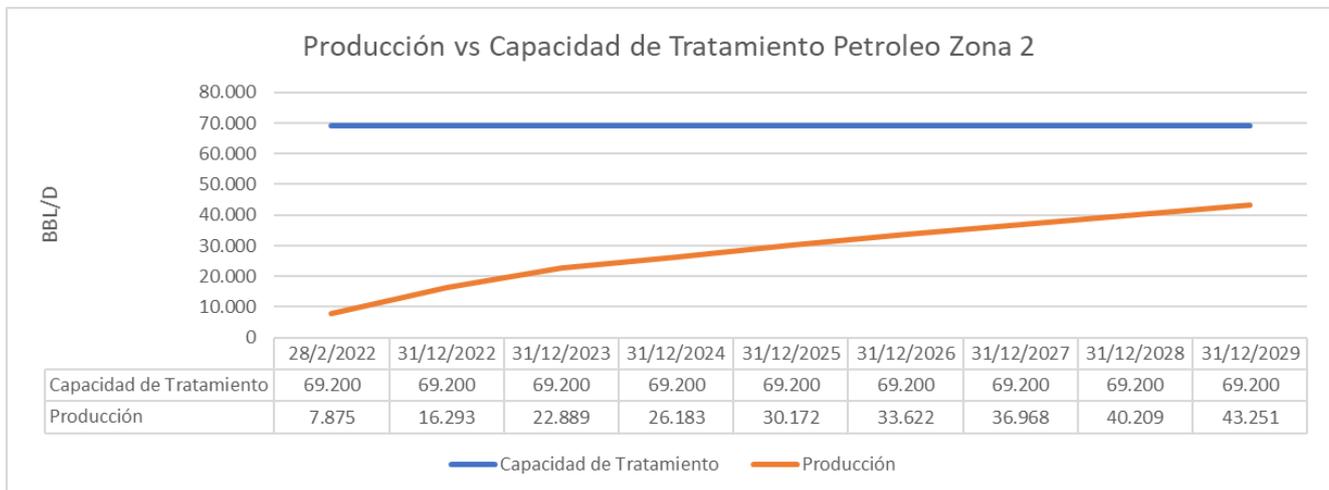


Figure 32 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo Zona 2 Oeste de la cuenca

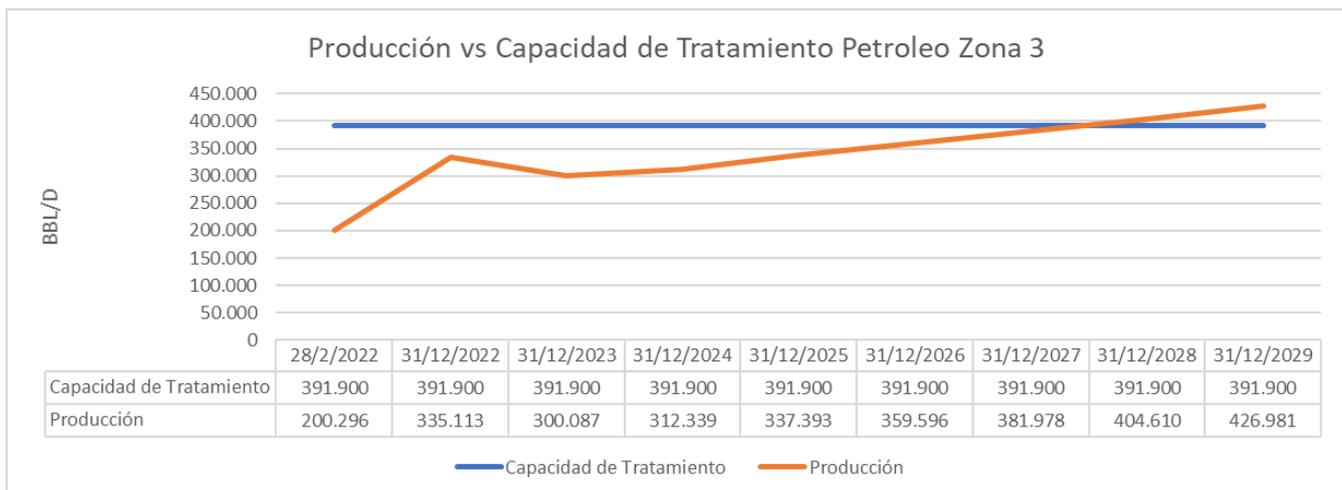


Figure 33 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo Zona 3 Central de la cuenca

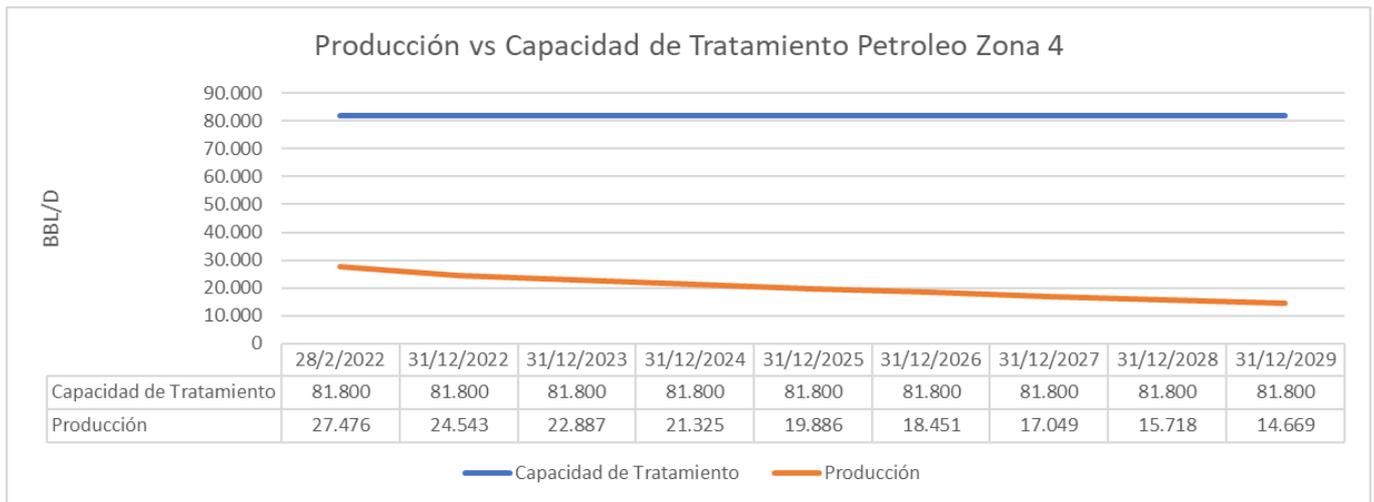


Figure 34 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo Zona 4 Sureste de la cuenca

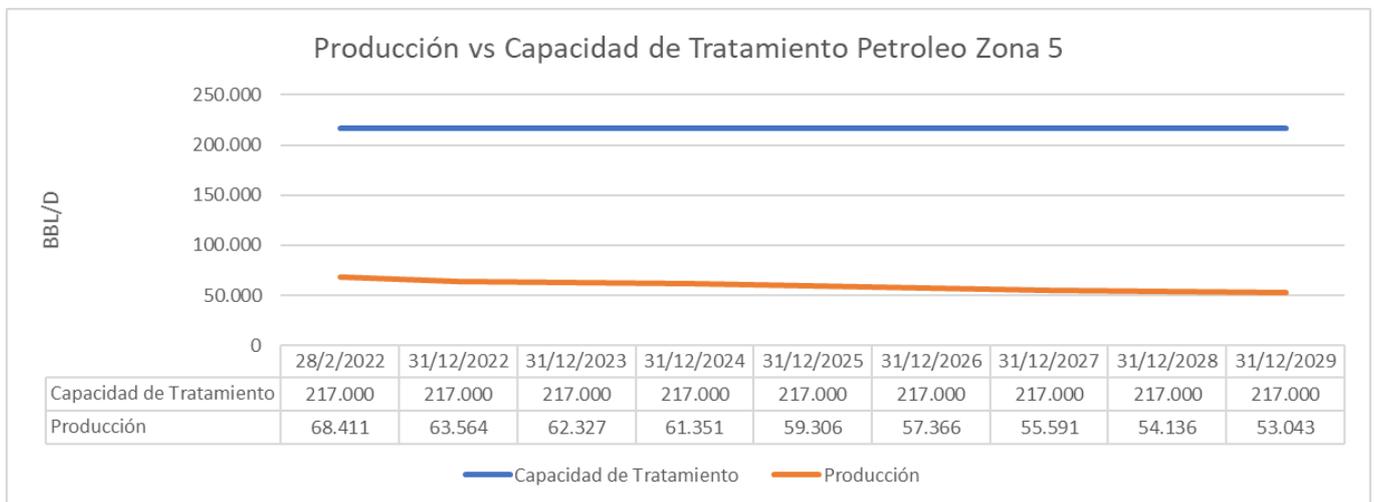


Figure 35 Producción vs Capacidad de Tratamiento de Petróleo Zona 5 Norte de la cuenca

11. Producción vs Capacidad de Transporte

11.1. Producción vs Capacidad de Transporte de Gas de la Cuenca Neuquina

Dado lo analizado en el apartado de Logística, todos los ductos convergen a una zona y que puede derivarse producción a donde haya capacidad de transporte, por lo tanto, se puede analizar la capacidad sumando las capacidades individuales los gasoductos troncales como se ve en la figura 36

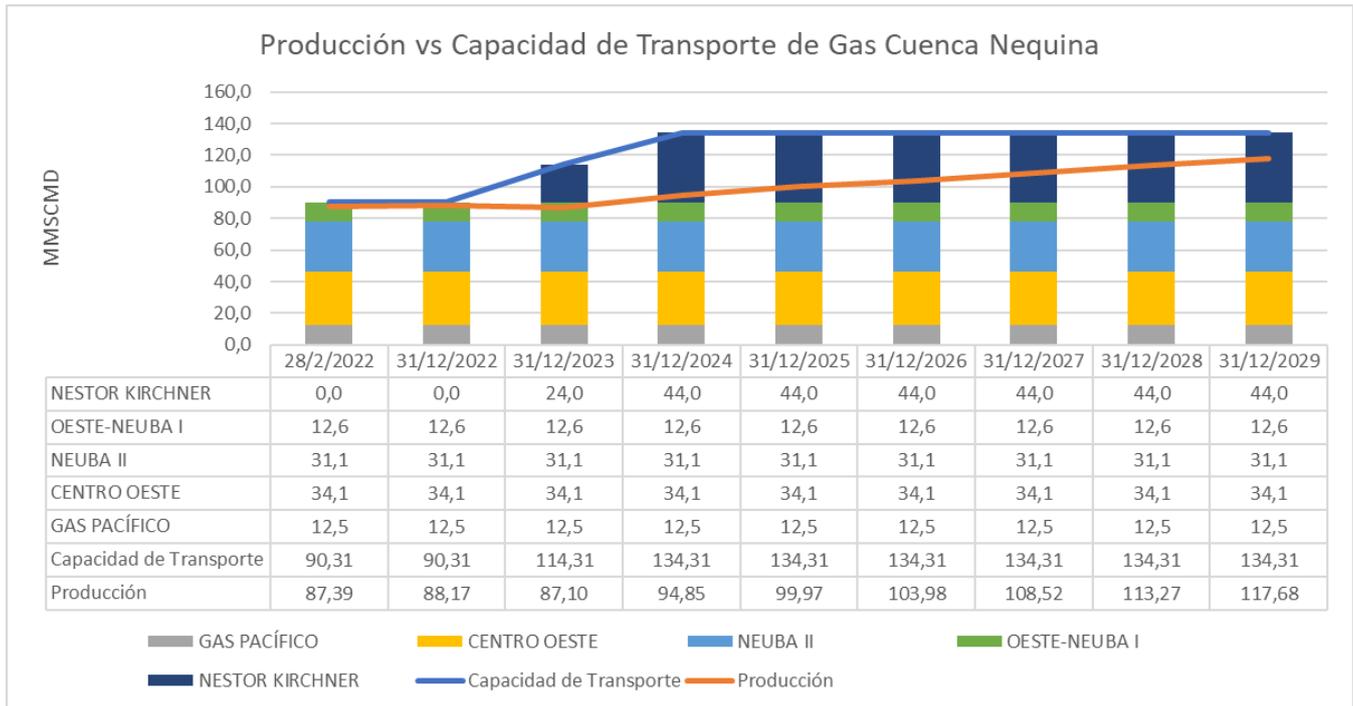


Figure 36 Producción vs Capacidad de Transporte de Gas de la Cuenca Neuquina

11.2. Producción vs Capacidad de Transporte de Petróleo de la Cuenca Neuquina

Por lo analizado en el apartado de Logística, el sistema principal de transporte se puede totalizar como la suma de:

- Oleoductos de Oldelval para evacuar la producción hacia bahía Blanca
- Oleoducto de YPF de Puesto Hernandez a Lujan de Cuyo
- Oleoducto Trasandino (considerando el oleoducto Loma Campana – Puesto Hernandez, que permitirá transportar el petróleo de las zonas 2 y 3 a Puesto Hernandez)

Quedando el cruce de la capacidad de transporte y la producción como se muestra en la figura 33:

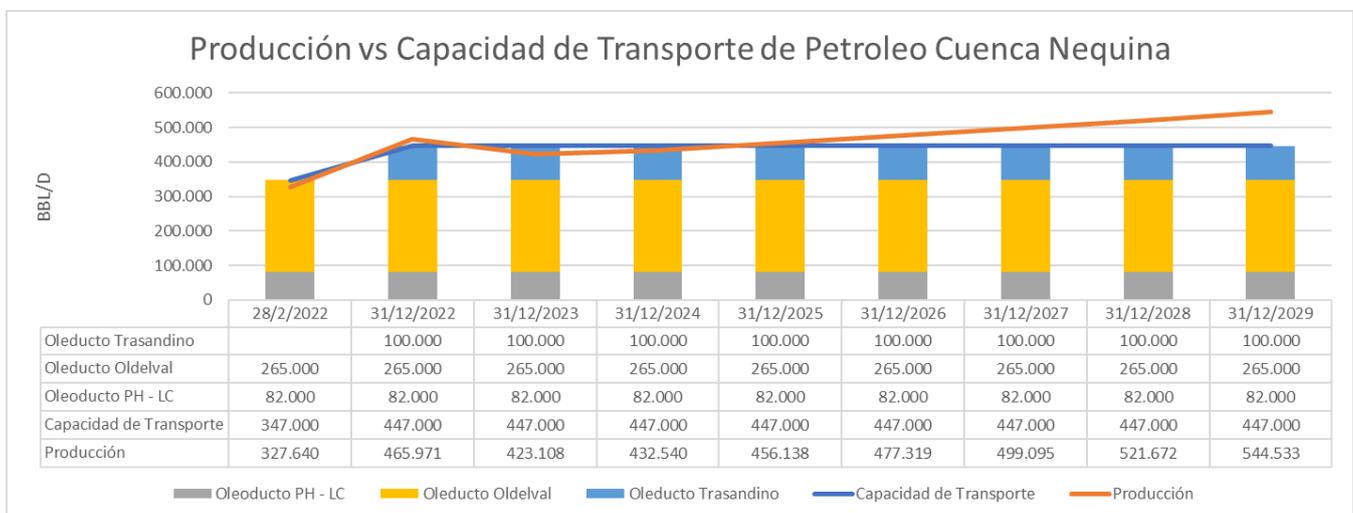


Figura 33. Producción vs Capacidad de Transporte de Gas de la Cuenca Neuquina

12. Análisis de los Resultados y Conclusiones Finales

12.1. De la capacidad de Tratamiento

Como puede observarse, existe una gran capacidad instalada sin utilizarse en las zonas 1, 4 y 5, tanto para gas como para petróleo. Esto se debe a que hoy en día hay muy pocos desarrollos de No convencional y a que corresponden a zonas de yacimientos maduros que han declinado con el paso de los años. Esto genera que haya una gran capacidad ociosa disponible en caso de desarrollarse no convencional en dichas zonas.

En las zonas 2 y 3, donde están los yacimientos No convencionales que están en producción, en el caso del petróleo, hay capacidad de tratamiento disponible hasta 2027. Para gas, se observa una necesidad de nuevas plantas para la zona 2 para 2024 y para 2027 en caso de la zona 3. Sin embargo, estas últimas demandas pueden suplirse con las ampliaciones de la Planta de Tratayén que tiene anunciado TGS.

12.2. De la capacidad de Transporte

Del análisis puede observarse que, en el caso de gas, estaría cubierta la capacidad de transporte con la construcción del gasoducto Nestor Kirchner, aun cuando este proyecto ser retrase un año. Para el caso del Petróleo, recién habría una necesidad para 2025. Esta última necesidad quedaría cubierta con el proyecto anunciado de la ampliación de Oleoducto de Oldelval.

12.3. De las empresas tradicionales de Midstream de Argentina

Como punto importante a destacar, todas las empresas de Midstream listadas tienen en común que sus accionistas principales son sus clientes, es decir que no existen empresas de Midstream de capital propio hoy en Argentina.

Como empresas dueñas y/o controlantes de la empresa de Midstream, las operadoras tienen la ventaja de:

- Asegurarse la disponibilidad de la capacidad de transporte para su producción por sobre otras operadoras.
- Impulsar los proyectos de infraestructura que acompañen sus planes de desarrollo.
- Establecer una tarifa competitiva de transporte para su producción.

Estas empresas tradicionales de Midstream son principalmente de transporte, salvo MEGA y el caso reciente de la construcción de la planta de tratamiento de Tratayén por parte de TGS.

Esto puede deberse a que históricamente, y por restricción de la normativa, las operadoras han construido sus propias plantas de procesamiento dentro de los yacimientos, siendo activos de los mismos. Sólo TGS reciente ha construido su planta fuera de un yacimiento (la planta de MEGA está bajo la concesión de explotación de Loma la Lata), acompañado del Gasoducto Vaca Muerta.

12.4. Del Marco Legal de Argentina

El primer derivado del análisis es que no existe una legislación específica de Midstream. Como se ha ya nombrado, hay sólo una normativa emitida recientemente (Dec. 115/19; Res. 571/19)

que permitiría la entrada a nuevas empresas de transporte sin necesidad de que posean una concesión de explotación.

No obstante lo anterior, estamos en una instancia de transición en lo relativo a la regulación del Midstream, que presenta vacíos legales que podrían ser cubiertos en el futuro por normativa nacional y/o provincial.

Es esperable que exista mayor regulación en materia técnica, ambiental y de seguridad, así como también en lo referente a esquemas tarifarios.

La empresa que quiera desarrollar Midstream debería primero dar pasos firmes en los servicios y luego ser promotor en el desarrollo de normativa específica con las autoridades de aplicación.

Este sentido podría plantearse 2 caminos para la transición al Midstream:

- El primero de ellos, para un lote concesionado, sería la construcción del activo mediante un contrato de servicio, para luego obtener la propiedad del terreno y con ello, negociar con la autoridad de aplicación la propiedad del activo.

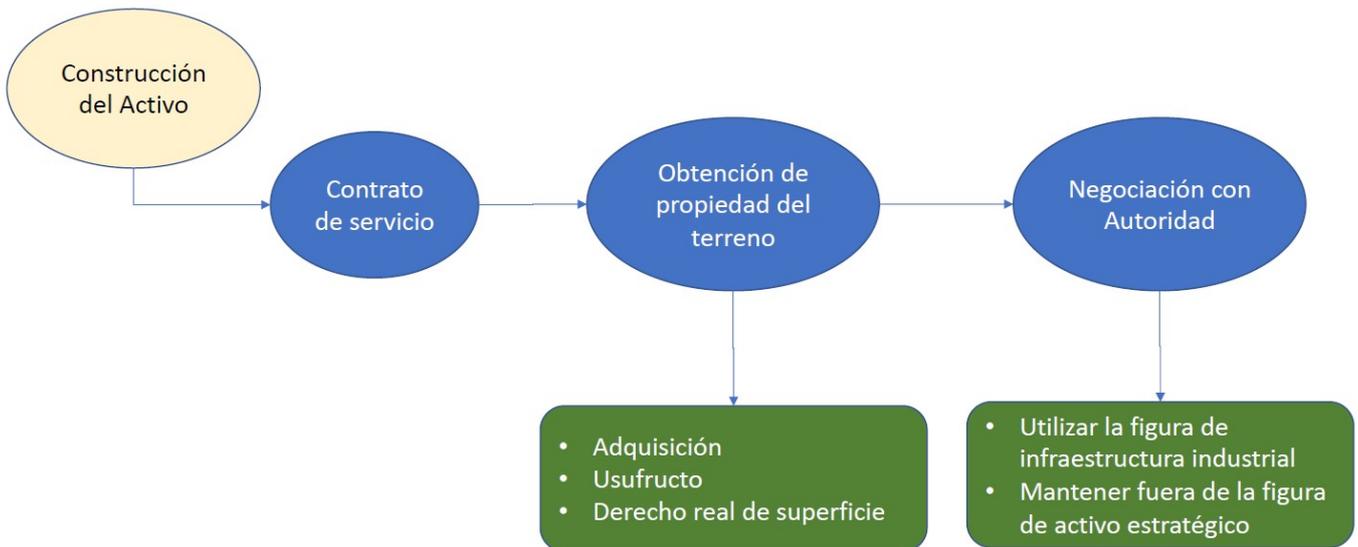


Figure 37 Transición de la normativa desde la construcción de un activo

- El otro camino, es la compra de un activo concesionado existente con vencimiento de la concesión próxima, realizar un contrato de servicio de midstream y en paralelo negociar con la autoridad de aplicación y obtener la propiedad del terreno.

Este camino debería apalancarse en los beneficios que puede obtener la provincia:

- No hacer la reversión de los activos de la concesión, los cuales pueden quedar deteriorados por falta de mantenimiento
- Reactivación de campos cercanos

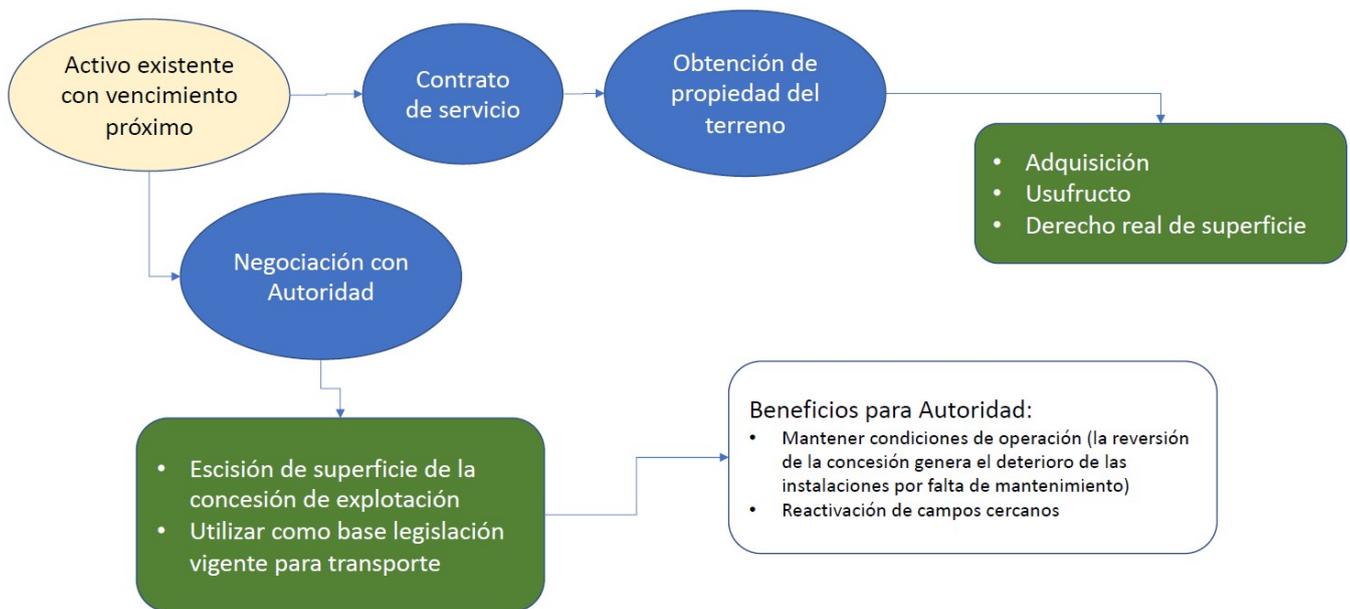


Figure 38 Transición de la normativa desde la compra de un activo concesionado existente.

12.5. Del Midstream de EEUU

Se relevaron los siguientes factores que impulsaron el crecimiento del Midstream en EEUU:

- 1.- Negocio Midstream pre-existente al desarrollo del No Convencional.
- 2.- Marco regulatorio específico para el Midstream
- 3.- Gran cantidad de empresas productoras chicas y medianas.
- 4.- Necesidad de infraestructura por el desarrollo del No Convencional
- 5.- Esquema de incentivo financieros (MLPs) que propiciaron el ingreso de capital al sector
- 6.- Precios altos del Petróleo.

13. Conclusiones Finales

Si se busca los factores que impulsaron el crecimiento del Midstream en EEUU en la Argentina, llegamos a la conclusión de que:

- 1.- El negocio de Midstream en Argentina, si bien existe, está en manos de pocas empresas, cuyas controlantes son empresas Productoras de hidrocarburo.
- 2.- No hay un marco regulatorio específico aún para el Midstream y debe impulsarse dicho cambio a riesgo de la compañía de Midstream.
- 3.- La explotación del Petróleo está concentrado en pocos jugadores. El 80% de la producción del petróleo está concentrado en YPF, PAE, Pluspetrol y Vista.
- 4.- Como se analizó en los apartados anteriores, al ritmo de aumento de producción actual, las necesidades de procesamiento y transporte están cubiertas con la infraestructura actual y los planes ya anunciados y en proceso de las empresas de Midstream actuales.
- 5.- Al día de fecha no hay un esquema de incentivos, impositivos o de estructuración del capital, para proyectos de Midstream, siendo, además, que existen limitaciones al flujo del capital y cepo cambiario.
- 6.- Hoy el precio del petróleo se encuentra en zona de máximos, pero se entiende que gran parte es debido a la Guerra Rusia-Ukrania y que es de carácter circunstancial.

Por todos estos motivos, y respondiendo al objetivo planteado en esta Tesis, no se visualiza, en el contexto actual, lugar para el ingreso de nuevos modelos y empresas de Midstream en la cuenca Neuquina

14. Referencias

- [1].GPA Midstream Association <https://gpamidstream.org/>
- [2] The Schlumberger Oilfield Glossary <https://glossary.oilfield.slb.com/es/>
- [3] Back To The Basics: Evolution Of The Midstream Sector – Forbes
<https://www.forbes.com/sites/uhenergy/2018/01/22/back-to-the-basics-evolution-of-the-midstream-sector/?sh=72cf36207169>
- [4] TGS Website <https://www.tgs.com.ar/>
- [5] TGN Website <https://www.tgn.com.ar>
- [6] Oldelval Website <https://www.oldelval.com/>
- [7] Oleoducto Trasandino Website <https://oleoductotrasandino.ar/>
- [8] Compañía MEGA Website <https://www.ciamega.com.ar/>
- [9] Información Geográfica de Energía
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/informacion-geografica-energia>
- [10] Informe Anual de Balance y Gestión 202 - ENERGAS – 2020
<https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/informes-anuales-de-balance-y-gestion/informes-anuales-de-balance-y-gestion.php>
- [11] Producción de petróleo y gas por pozo (Capítulo IV) <https://datos.gob.ar/dataset/energia-produccion-petroleo-gas-por-pozo-capitulo-iv>
- [12] Modelo de Regresión de Declinación de Pozos – PECOM SERVICIOS ENERGÍA S.A
- [13] Ley 17.319
- [14] Decreto PEN 44/91
- [15] Decreto PEN 115/19
- [16] Res. 571/19
- [17] Ley 24145
- [18] Ley 26197
- [19] Comunicado de Prensa TGS – 20-12-19 <https://www.tgs.com.ar/Prensa/Detalle?aid=1524>
- [20] Comunicado de Prensa TGS Acuerdo con Shell en Vaca Muerta 04-08-2020
<https://www.tgs.com.ar/Prensa/Detalle?aid=3959>
- [21] La reconversión de TGS en el primer midstreamer de la Argentina – Econojournal – 06 de agosto de 2019. <https://econojournal.com.ar/2019/08/la-reconversion-de-tgs-en-el-primer-midstreamer-de-la-argentina/>
- [22] <https://mase.lmneuquen.com/oldelval/oldelval-amplio-su-capacidad-transporte-petroleo-vaca-muerta-n905892>
- [23] OLDELVAL amplió su capacidad de transporte a 42.000 metros cúbicos de petróleo por día – Oldelval Website – Mayo 2022 <https://www.oldelval.com/oldelval-comienza-a-aplicar-su-nuevo-reglamento-interno-de-transporte-2/>
- [24] <https://www.rionegro.com.ar/el-petroleo-de-vaca-muerta-comenzaria-a-exportarse-a-chile-en-noviembre-2094963/>
- [25] Alerian MLP Index <https://www.alerian.com/indexes/amz-index/>