

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA
ESCUELA DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Adquisición de Catriel Oeste por Oilstone S.A.

AUTORES:

GARZON DUARTE, DIEGO (54141)
TOBIAS CORDOVA, BAUTISTA (54243)
TERRACINI, INÉS (54352)
TORRANDEL, MARÍA SOL (54035)
VAQUER MELO, MARGARITA (54034)

TUTOR: COHGLAN, MARCOS

TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO INDUSTRIAL.

BUENOS AIRES
AÑO 2017

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	4
ESTUDIO DEL MERCADO	5
DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO.....	6
CICLO DE VIDA.....	7
ANÁLISIS DE LOS MERCADOS.....	8
Análisis del mercado Proveedor	8
Análisis del mercado Consumidor.....	9
Análisis del mercado Competidor.....	11
Análisis de mercado de Productos Sustitutos	12
Análisis del mercado Distribuidor	16
CANALES Y ESTRATEGIAS DE DISTRIBUCIÓN	17
5 Fuerzas de Porter	28
ANÁLISIS HISTÓRICO DE LA OFERTA	29
ANÁLISIS HISTÓRICO DE LA DEMANDA	32
PROYECCIÓN DE LA OFERTA	36
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	39
DETERMINACIÓN DEL PRECIO	43
PROYECCIÓN DEL PRECIO.....	46
Proyección del precio del crudo Brent.....	46
Proyección del precio del Gas Natural.....	48
SEGMENTACIÓN DE MERCADO	50
PARTICIPACIÓN DEL MERCADO OBJETIVO.....	54
PROYECCIÓN DE VENTA.....	55
ESTRATEGIA COMERCIAL	56
FODA	57
ESTUDIO DE INGENIERÍA.....	58
PROCESOS Y TECNOLOGÍAS DISPONIBLES	59
Datos generales de enero 2017 para Catriel Oeste.....	61
Equipos para la explotación del petróleo y gas.....	61
Instalaciones para la producción.....	65
DEFINICIÓN DEL BIEN	68
ESTUDIO DE INGENIERÍA.....	69
Proceso de fabricación	69
Diagrama de proceso	70
Ritmo de trabajo.....	73
Producción por unidad de tiempo	73
Balance de línea	73

Capacidad real y teórica de las máquinas	75
Determinación de la cantidad de máquinas operativas. Grado de aprovechamiento.....	76
Determinación de la cantidad de operarios	77
Etapas de instalación de líneas.....	78
Programa de evolución del proyecto	79
Cronograma de ejecución	82
LOCALIZACIÓN	84
LAYOUT.....	88
Distribución de instalaciones	95
Distribución de red de cañerías.....	96
Distribución eléctrica	96
MARCO LEGAL	98
MEDIO AMBIENTE	100
Estudio de impacto ambiental.....	100
Desarrollo sostenible.....	101
ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO.....	104
INVERSIONES.....	104
Bienes de uso	104
Bono.....	105
Rubros Asimilables.....	105
IVA sobre inversiones	105
SISTEMA DE COSTEO	105
CENTROS DE COSTOS	106
Producción	106
Administración y comercial.....	107
Finanzas	107
VARIABILIDAD DE LOS COSTOS.....	107
Costo de ventas - Costos variables	108
Costo de ventas - Costos Fijos.....	108
Gastos de comercialización y administración.....	109
GASTOS DIRECTOS E INDIRECTOS.....	110
BASES DE PRORRATEO.....	110
AMORTIZACIONES.....	110
ASPECTOS IMPOSITIVOS.....	111
Impuestos Nacionales	111
Impuestos Provinciales	111
GASTOS DE COMUNICACIÓN.....	111
ACTIVO DE TRABAJO.....	111

FINANCIACIÓN DE LAS INVERSIONES	111
CUADRO DE RESULTADOS	112
CRÉDITO FISCAL IVA	113
VALOR RESIDUAL.....	113
FLUJO DE FONDOS.....	113
Cuadro de Fuentes y Usos	113
Flujo de Fondos del Proyecto	114
Flujo de fondos del Inversor	116
BALANCE PROFORMA	116
TASA DE DESCUENTO.....	116
Costo del capital.....	116
CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO	117
Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR):.....	117
Período de Repago	117
RENTABILIDAD DEL CAPITAL PROPIO (TOR).....	117
Efecto palanca.....	117
CONCLUSIÓN DEL ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO	117
ESTUDIO DE RIESGOS	118
IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES DE RIESGO RELEVANTES.....	118
IDENTIFICACIÓN DE LAS FUNCIONES DE DISTRIBUCIÓN	119
Precio del petróleo	120
Inflación Argentina	120
Tipo de Cambio	122
Índice de Pulling	122
Cantidad de Químicos a utilizar.....	123
Costos de Conexión y Transporte	126
Costo de Workovers por pozo.....	127
Costo de Perforación.....	127
Producción de Nuevos Pozos.....	129
SIMULACIÓN DE MONTECARLO	130
Tornado Chart	130
Incidencia de cada variable sobre el VAN.....	132
Precio del petróleo	132
Índice de Pulling	133
Producción de nuevos pozos.....	133
Incidencia del conjunto de variables sobre el VAN	134
COBERTURA DE LOS ESCENARIOS	135
Incidencia del conjunto de variables mitigadas sobre el VAN.....	136

CONCLUSIÓN	138
ANEXO	139
MEDIO AMBIENTE.....	161
BILIOGRAFÍA.....	165

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto de inversión evalúa la adquisición de la concesión de Catriel Oeste por parte de la empresa Oilstone S.A en un horizonte de 10 años. Oilstone S.A. es una empresa petrolera dedicada a la adquisición y operación de yacimientos maduros en Argentina desde el año 2010. Catriel Oeste es un campo maduro perteneciente a la cuenca neuquina ubicado en la provincia de Río Negro.

El objetivo principal de este proyecto es determinar si la adquisición de Catriel Oeste contribuirá de forma positiva a la empresa. Para ello se comenzó con un análisis de mercado a partir del cual se determinó la proyección del precio del petróleo y se conocieron las características de los agentes que rodean a la empresa tales como proveedores, competidores, compradores y distribuidores. En segundo lugar, se realizó un estudio de ingeniería en el que se estudiaron los procesos a realizar para la obtención de petróleo, se determinó el estado del yacimiento y las obras para el acondicionamiento y la explotación del mismo. Se prosiguió con el estudio económico financiero del proyecto a partir del cual se determinó que el bono a ofrecer a la provincia de Río Negro es de 7.152.000 US\$ con un Valor Actual Neto de 18.000.000 US\$.

ESTUDIO DEL MERCADO

El proyecto de inversión a analizar es la compra de la concesión de Catriel Oeste por la empresa Oilstone Energía S.A. Oilstone Energía S.A. es una empresa que se dedica a la operación y adquisición de campos maduros en Argentina. Actualmente opera en Cerro Bandera bajo un Contrato de Servicio de Operación a Riesgo firmada por YPF y en Dorsal bajo un Contrato de Unión Transitoria con la Provincia de Neuquén.

Catriel Oeste es un área marginal de petróleo que se ubica al norte de la provincia de Río Negro. Actualmente cuenta con pozos que extraen petróleo y los mismos cuentan con una cantidad de gas asociada que es de muy pequeña porción y no alcanza para su comercialización.

El objetivo principal del estudio de mercado es determinar el precio, la cantidad, la característica de los productos (petróleo y gas) y la estrategia comercial.

Se comenzó describiendo los productos, sus cualidades y ciclos de vida. Se analizaron los distintos servicios necesarios para el mantenimiento del área y los proveedores disponibles para dichos mantenimientos, se mencionaron los diferentes canales de distribución, en que clientes hacer foco y por qué. Se realizó un análisis de las 5 fuerzas de Porter, y cómo está posicionada Oilstone hoy en día.

Luego se realizó un análisis histórico de la demanda y la oferta del petróleo y gas y a continuación una proyección a futuro de las mismas. Finalmente se proyectó el precio de ambos productos y cómo van a evolucionar a lo largo del tiempo. Con estos datos se realizó la proyección de ventas teniendo en cuenta la proyección de la capacidad productiva del área.

Se finalizó el estudio de mercado estableciendo una estrategia comercial y haciendo un análisis FODA de la empresa.

DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

El crudo y el gas natural se forman cuando grandes cantidades de microorganismos acuáticos mueren y son enterrados entre los sedimentos del fondo de estuarios y pantanos, en un ambiente muy pobre en oxígeno. Cuando estos sedimentos son cubiertos por otros que van formando estratos rocosos que los recubren, aumenta la presión y la temperatura y, en un proceso poco conocido, se forman el petróleo y el gas natural. Este último se forma en mayor cantidad cuando las temperaturas de formación son más altas.

El petróleo y el gas, al ser menos densos que la roca, tienden a ascender hasta quedar atrapados debajo de rocas impermeables, formando grandes depósitos. La mayor parte de estos combustibles se encuentran en rocas de unos 200 millones de años de antigüedad como máximo.

La composición de los crudos es muy variable dependiendo del lugar en el que se han formado. No solo se distinguen unos crudos de otros por sus diferentes proporciones en las distintas fracciones de hidrocarburos, sino también porque tienen distintas proporciones de azufre, nitrógeno y de las pequeñas cantidades de diversos metales, que tienen mucha importancia desde el punto de vista de la contaminación.

El gas natural está formado por un pequeño grupo de hidrocarburos: fundamentalmente metano con una pequeña cantidad de propano y butano. El propano y el butano se separan del metano y se usan como combustible para cocinar y calentar, distribuidos en bombonas. El metano se usa como combustible tanto en viviendas como en industrias y como materia prima para obtener diferentes compuestos en la industria química orgánica. El metano se distribuye normalmente por conducciones de gas a presión (gasoductos).

En la refinería se separan los componentes con el fin de generar productos, combustibles y materias primas. El petróleo y el gas se pueden transformar en GLP (propano y butano para el hogar), nafta, querosene, gasoil, fueloil y asfalto. También se separan otros productos de los que se obtienen plásticos, fertilizantes, pinturas, pesticidas, medicinas y fibras sintéticas.

En la cuenca Catriel Oeste se extrae crudo Medanita. Este crudo tiene aproximadamente 30 grados API¹ y 0,48 % de Azufre.

El Anexo 1 consiste en un cuadro donde se puede ver de manera simplificada, las cadenas del petróleo y del gas natural que serán de utilidad para comprender los siguientes títulos del trabajo.

Uno de los problemas más estudiados en la actualidad es el que surge de la inmensa cantidad de CO₂ que estamos emitiendo a la atmósfera al quemar los combustibles fósiles. Dicho gas tiene un importante efecto invernadero y se podría estar provocando un calentamiento global de todo el planeta con cambios en el clima que podrían ser catastróficos.

Otro impacto negativo asociado a la quema de petróleo y gas natural es la lluvia ácida, en este caso no tanto por la producción de óxidos de azufre, como en el caso del carbón, sino sobre todo por la producción de óxidos de nitrógeno.

Los daños derivados de la producción y el transporte se producen sobre todo por los vertidos de petróleo, accidentales o no, y por el trabajo en las refinerías.

¹ La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Índices superiores a 10 implican que son más livianos que el agua y, por lo tanto, flotarían en ésta. La gravedad API se mide con un instrumento denominado hidrómetro. Según la escala API, cuanto más alto el índice, menos la densidad del crudo. La mayoría de los crudos se encuentran entre los 27 y 40 grados API; crudos con valores inferiores a 27 grados API se consideran pesados y aquellos por sobre los 40 grados API, livianos.

CICLO DE VIDA

Desde la antigüedad el petróleo aparecía de forma natural en ciertas regiones terrestres como son los países de Oriente Medio. Hace 6000 años en Asiria y en Babilonia se usaba para pegar ladrillos y piedras, en medicina y en el calafateo de embarcaciones; en Egipto, para engrasar pieles; las culturas precolombinas de México exactamente en Talpa de allende pintaron esculturas con él; y los chinos ya lo utilizaban como combustible.

La primera destilación de petróleo se atribuye al sabio árabe de origen persa Al-Razi en el siglo IX, inventor del alambique, con el cual obtenía queroseno y otros destilados, para usos médicos y militares. Los árabes a través del Califato de Córdoba, actual España, difundieron estas técnicas por toda Europa.

Durante la Edad Media continuó usándose únicamente con fines curativos.

En el siglo XVIII y gracias a los trabajos de G. A. Hirn, empiezan a perfeccionarse los métodos de refinado, obteniéndose productos derivados que se utilizarán principalmente para el engrasado de máquinas.

En el siglo XIX se logran obtener aceites fluidos que empezaran pronto a usarse para el alumbrado. En 1846 el canadiense A. Gesnerse obtuvo queroseno, lo que incrementó la importancia del petróleo aplicado al alumbrado. En 1859 Edwin Drake perforó el primer pozo de petróleo en Pensilvania.

La aparición de los motores de combustión interna abrió nuevas e importantes perspectivas en la utilización del petróleo, sobre todo en uno de los productos derivados, la gasolina, que hasta entonces había sido desechada por completo al no encontrarle ninguna aplicación práctica.

Hoy en día el petróleo se encuentra en su etapa de madurez y a pesar de que las energías alternativas están tomando terreno, el petróleo se va a seguir usando por mucho más tiempo ya que no hay ninguna alternativa que sea tan económicamente viable como para competir contra el uso de hidrocarburos.

En cuanto al gas, en el siglo XIX comenzó a extraerse y canalizarse hacia las ciudades estadounidenses como combustible para iluminación. Cuando llegó la electricidad, comenzó a emplearse en calefacción, agua caliente sanitaria y en la industria metalúrgica. Conforme mejoró la tecnología de soldadura tras la Segunda Guerra Mundial fue aumentando la profundidad de las extracciones y la capacidad de transporte hacia los consumidores.

Al igual que el petróleo hoy en día está en su etapa de madurez y se va a seguir utilizando por mucho tiempo.

ANÁLISIS DE LOS MERCADOS

Análisis del mercado Proveedor

Actual propietario de la concesión

El principal proveedor para el proyecto de adquisición de la nueva área petrolera es la provincia de Río Negro. La provincia propone la extensión de la Concesión Catriel Oeste por 10 años, con opcional de 10 años adicionales.

Según la Ley N°17.319, conocida como Ley de Hidrocarburos: *“Artículo 1°— Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.”*

En el caso de que el yacimiento se encuentre on-shore, el patrimonio pertenece a la provincia, de lo contrario al Estado nacional. Catriel Oeste se encuentra en la provincia de Río Negro por lo que su concesión depende de la misma. Debido a que los yacimientos de hidrocarburos pertenecen al Estado, para su operación y mantenimiento, se debe realizar una licitación pública donde se convocan a los interesados en el área. Cada uno presenta una propuesta económica y técnica que debe cumplir con las condiciones establecidas por la Provincia de Río Negro. La Ley n°4818 establece las bases y condiciones para la renegociación de concesiones hidrocarburíferas. Las mismas son:

Se le adjudicará la concesión a la empresa que ofrezca las mejores condiciones. En este caso se tiene un único proveedor donde ganar o no la concesión radica en el mejor plan de inversión que realicen las empresas.

Los otros insumos y recursos humanos a tener en cuenta son los requeridos para mantener en operación los pozos y la planta de tratamiento de petróleo, donde se separa el petróleo del agua inyectada.

Insumos de operación: Agua y gas

Por su parte, el agua requerida para la inyección se obtiene de la recirculación del agua recuperada, y el agua de reposición se obtiene de pozos de extracción de agua de napas subterráneas. Al agua que se produce hay que hacerle un tratamiento mínimo para sacar los elementos que se incrustan para que no tapen los pozos inyectoros en el proceso de secundaria. El gas es obtenido del caudal que se extrae para vender.

Proveedores de servicios

Las empresas proveedoras de servicios petroleros se agrupan en distintas entidades tales como GAPP (Grupo Argentino de Proveedores Petroleros), CAPIPE (Cámara Argentina Proveedores de la Industria Petro-Energética), CEOPE (Cámara de empresas de Operaciones Petroleras Especiales), Capespe (Cámara Patagónica de servicios petroleros), entre otros. Este puede ser un indicio de que el mercado de proveedores se encuentra atomizado. Al ser muchas empresas pequeñas, se deben agrupar para tener mayor influencia en el mercado.

Su misión primera es lograr una mayor consideración hacia los proveedores de bienes y servicios, entendidos como eje fundamental de la cadena de valor. Éstos, como complemento de las operadoras, empresas petroleras e industrias destinadas a la ingeniería y construcción.

Con la propuesta y el impulso conjunto del GAPP con otras entidades empresarias, se realizó un relevamiento nacional de proveedores de bienes y servicios para la industria petrolera, que fue financiado y dirigido por la Secretaría de Industria de la Nación y realizado por la Universidad Nacional de General Sarmiento, que estudió un núcleo de proveedores para el sector compuesto por más de 700 empresas.

Los proveedores que se necesitan para la explotación son:

- Servicio de Generación Eléctrica

Las cigüeñas y las bombas utilizadas para la inyección de agua (y para el bombeo de agua de napas) son alimentadas con energía que puede llegar a provenir de generadores propios o tercerizados o de la misma red de electricidad que abastece la compañía EDERSA.

- Servicio de Provisión de Químicos

El agua utilizada para la inyección proviene de reservorios de mar, la misma contiene altas cantidades de sales, minerales e incrustaciones de carbono. Si no se trata este agua químicamente, se pueden tapar los punzados (agujeros por donde ingresa el agua) e inyectores. También se utilizan químicos como desemulsionantes para separar bien las fases de agua y petróleo.

Las principales empresas proveedoras de estos químicos son Bolland, GE Oil and Gas y Nalco. El proveedor actual de la empresa es Bolland y también podría proveer al yacimiento de Catriel Oeste.

- Servicio de mantenimiento

En el mercado existen diversas empresas proveedoras de servicios de mantenimiento de las instalaciones en los yacimientos de petróleo y gas. Entre ellas se encuentran Petrogas, ENSI, Pecom Energía y Master Group, entre otros. Estas empresas son proveedoras de mano de obra de mantenimiento y nacieron debido a que las empresas no querían lidiar con sindicatos. No tiene mucho sentido tercerizar el mantenimiento porque es algo que se requiere de manera constante todo el año y a pesar de que el mantenimiento se terceriza, las operadoras siguen siendo las responsables de resolver los problemas con los sindicatos.

En los yacimientos actualmente explotados por Oilstone, el mantenimiento es tercerizado casi en un 100% a la empresa Master Group. Los operarios realizan un control de los equipos y pueden realizar reparaciones provisionales.

El mantenimiento preventivo es realizado por empresas independientes que invierten entre un 20 o 30% en tecnología y entre ellas se encuentran Weatherford, Halyburton, Baker y General Electric.

En el caso de Catriel Oeste, la nueva área a adquirir, se pueden extender los contratos de los proveedores utilizados actualmente o realizar una nueva licitación para los distintos tipos de mantenimiento y provisión de repuestos de equipos.

Análisis del mercado Consumidor

Los principales países consumidores de petróleo en el mundo son Estados Unidos, China, Japón, India, Rusia, Arabia Saudita, Brasil, Alemania y Corea del Sur. La mayoría de ellos se encuentra dentro de los 10 países del mundo con más población. Si bien un mayor número de personas conduce a un mayor consumo de energía, no es sólo el número de habitantes lo que genera un gran consumo, sino también el grado de industrialización que tiene cada país. El crecimiento económico es el principal motor de la demanda energética.

El mercado consumidor tanto del petróleo como del gas se dividen en dos grandes grupos. Por un lado, están las diferentes industrias que los utilizan como energía para sus procesos productivos y también al crudo como materia prima y por el otro lado se encuentran los consumidores residenciales. Éstos utilizan el crudo como petróleo principalmente para el transporte y el gas para calefaccionar y cocinar.

Los residenciales acceden al petróleo y al gas a través de otras empresas que son las encargadas de hacerles los tratamientos necesarios para adaptarlos a los usos cotidianos. En cambio, las industrias pueden comprarlos a estas mismas empresas o directamente a quienes extraen los recursos naturales. El gas es distribuido a lo largo de la Argentina por dos gasoductos

principales: el Juana Azurduy y el Transmagallánico. Éstos atraviesan toda la Argentina uniendo las provincias de Tierra del Fuego con la de Salta. Las compañías que se encargan de extraer el gas pueden introducirlo en estos ductos y quienes les compran lo toman de los mismos. Mientras que con el crudo la logística es diferente. Hay empresas que se dedican a la compra de crudo y son ellas las que se encargan de refinarlo y separar sus componentes para los distintos usos.

En Argentina existen gran cantidad de refinerías, según el Ministerio de Energía se dividen en primarias (procesan actualmente petróleo crudo) y secundarias (procesan cortes de petróleo que compran a otras refinerías). Solamente haremos foco en las primarias ya que son nuestros consumidores directos.

En la tabla 1 se puede observar la cantidad (en m³ y ton) de crudo procesado por cada refinería primaria y el lugar de procedencia, es decir, la cuenca de la cual se extrajo o si es importado.

PETRÓLEO PROCESADO AÑO 2015											
REFINERÍA	EMPRESA	CIUDAD	PROVINCIA	UNIDAD	CRUDO IMPORTADO	CUENCA					TOTAL
						AUSTRAL	CUYANA	GOLFO SAN JORGE	NEUQUINA	NOROESTE	
Campana	AXION ENERGY (EX ESSO)	Campana	Buenos Aires	Cantidad m3	100.341,00	194.763,00		3.364.444,00	417.938,00		4.077.486,00
				Cantidad Tn	89.878,00	174.356,00		3.012.309,00	373.973,00		3.650.516,00
Campo Durán	REFINERIA DEL NORTE S.A.(REFINOR)	Campo Durán	Salta	Cantidad m3	70.392,96					368.598,72	438.991,68
				Cantidad Tn	53.746,45					275.869,11	329.615,56
Dock Sud	SHELL C.A.P.S.A.	Avellaneda	Buenos Aires	Cantidad m3	157.178,00	408.541,00		2.269.060,00	1.279.262,00		4.114.041,00
				Cantidad Tn	134.587,00	299.439,00		2.049.603,00	1.086.093,00		3.569.722,00
Dock Sud-DAPSA	DESTILERÍA ARGENTINA DE PETROLEO S.A.	Avellaneda	Buenos Aires	Cantidad m3					24.989,00		24.989,00
				Cantidad Tn					21.029,00		21.029,00
	REFI PAMPA S.A.*	Avellaneda	Buenos Aires	Cantidad m3					26.122,76		26.122,76
				Cantidad Tn					21.828,09		21.828,09
Elidábe	PETROBRAS ARGENTINA S.A.	Bahía Blanca	Buenos Aires	Cantidad m3	117.810,91	67.268,22		221.243,10	995.181,36		1.401.503,59
				Cantidad Tn	100.541,26	57.274,40		188.540,80	847.761,28		1.194.117,73
FOX-NEUQUEN	FOX PETROL S.A.	Confluencia	Neuquén	Cantidad m3					97,75		97,75
				Cantidad Tn					75,27		75,27
GRAL. RODRIGUEZ - EDDP	ENERGIA DERIVADOS DEL PETROLEO S.A.	General Rodríguez	Buenos Aires	Cantidad m3						5.448,59	5.448,59
				Cantidad Tn						4.219,12	4.219,12
Gral.Rodríguez - GRASTA	GRASTA PETROL	General Rodríguez	Buenos Aires	Cantidad m3				392,29	7.825,29	890,08	9.107,65
				Cantidad Tn				326,13	6.964,51	716,68	8.007,32
Gral.Rodríguez-Estandarte	ADMINISTRACIÓN DEL INTERIOR	General Rodríguez	Buenos Aires	Cantidad m3					380,09	6.514,33	6.895,02
	Cantidad Tn							297,12	5.178,87	5.475,99	
	HIDROCARBUROS DE ARGENTINA S.A.			Cantidad m3						2.827,95	2.827,95
				Cantidad Tn						2.361,33	2.361,33
La Plata	YPF S.A.	La Plata	Buenos Aires	Cantidad m3	176.318,00	53.151,00		4.818.192,00	2.889.325,00		7.936.986,00
				Cantidad Tn	157.103,00	46.785,00		4.313.472,00	2.458.189,00		6.975.549,00
Luján de Cuyo	YPF S.A.	Luján de Cuyo	Mendoza	Cantidad m3			1.345.257,00		3.964.057,00		5.309.314,00
				Cantidad Tn			1.186.772,00		3.491.032,00		4.677.804,00
Luján de Cuyo (Polipet.)	POLIPETROL S.A.	Luján de Cuyo	Mendoza	Cantidad m3			9.342,94	1.764,00	18.630,49	10.521,81	40.259,24
				Cantidad Tn			8.037,51	1.518,00	15.589,51	8.542,24	33.687,26
Pet.Argentina-Neuquen	REFINADORA NEUQUINA S.A. (RENESA)**	Plaza Huincul	Neuquén	Cantidad m3							No hay datos
				Cantidad Tn							No hay datos
	PETROLERA ARGENTINA S.A.	Plaza Huincul	Neuquén	Cantidad m3					14.881,74		14.881,74
				Cantidad Tn					10.920,10		10.920,10
Planta Pilar - Verasur	VERASUR S.A.	Pilar	Buenos Aires	Cantidad m3			7.761,00			947,30	8.708,30
				Cantidad Tn			6.189,93			754,05	6.943,98
Planta RAMALLO	PETROLERA DEGAB S.A.	Ramallo	Buenos Aires	Cantidad m3			5.319,36		17.381,48		22.700,84
				Cantidad Tn			4.627,85		15.121,88		19.749,73
Plaza Huincul	YPF S.A.	Plaza Huincul	Neuquén	Cantidad m3				1.249.573,00			1.249.573,00
				Cantidad Tn				992.741,00			992.741,00
Plaza Huincul-NAO	NEW AMERICAN OIL	Confluencia	Neuquén	Cantidad m3					101.404,67		101.404,67
				Cantidad Tn					83.988,02		83.988,02
San Lorenzo - OIL	OIL COMBUSTIBLES S.A.	San Lorenzo	Santa Fe	Cantidad m3	140.323,02	463.702,71		103.376,95	469.095,30		1.176.497,97
				Cantidad Tn	114.586,91	377.684,12		85.547,37	386.472,21		964.290,60
TOTAL				Cantidad m3	762.363,90	1.187.425,92	1.354.599,94	10.778.472,34	11.471.843,80	413.130,85	25.967.836,75
				Cantidad Tn	650.442,62	955.538,52	1.194.809,51	9.651.316,29	9.807.770,90	312.763,29	22.572.641,11

* Los datos de crudo de Refi Pampa S.A. se refieren al crudo comprado por la empresa en el 2015 a empresas del sector

** No hay datos de RENESA porque paralizó su producción en junio de 2015.

* Los datos de crudo de Refi Pampa S.A. se refieren al crudo comprado por la empresa en el 2015 a empresas del sector

** No hay datos de RENESA porque paralizó su producción en junio de 2015.

Tabla 1: Fuente: del Canto, J., Zago, R.. Diagnóstico de la logística del petróleo y sus derivados en Argentina. Recuperado en Junio del 2016,

Actualmente todo lo extraído en Cerro Bandera se lo venden a YPF ya que están obligados por contrato a hacerlo. Lo extraído en Dorsal también se lo venden a YPF debido a la conveniencia de precios. Debido a esto, no se tiene contacto directo con las refinerías.

En el caso de la adquisición de la nueva área eso ya no sucederían más y se debería hacer un estudio de las refinerías a las cual les podríamos vender nuestros productos.

Las refinerías más chicas ofrecen precios y necesidades de crudo mayores, por lo que serían una buena elección como consumidor. Aunque hay que hacer un intenso estudio de su estado financiero para asegurar de que paguen.

A pesar de que no todas las refinerías tratan con todos los crudos, en general todas las refinerías que se encuentran en Neuquén (como Plaza Huincul, NAO o Pet. Argentina-Neuquén) tratan petróleo de la cuenca neuquina. De esta manera se mezclan Medanos de distintos grados API

(pero todos con API mayores a 30, por ejemplo) y se crea un blend que será refinado en conjunto.

Análisis del mercado Competidor

Como el petróleo y el gas son productos homogéneos (commodities) y son pocas las empresas que los comercializan, se puede decir que es un oligopolio perfecto. Son 59 empresas las que explotan petróleo en el país con el 70% de la producción concentrada en 3 empresas: YPF, Pan American Energy y Pluspetrol (Ver Anexo 2). Actualmente (14 de mayo de 2017), el precio del crudo en Argentina es el del “Barril Criollo”, el cual surge de un acuerdo entre el Gobierno y las petroleras. Este precio es superior al internacional con el objetivo de mantener la rentabilidad del sector y promover la inversión. Se puede ver aquí la influencia que tienen las grandes petroleras del país a la hora de fijar los precios.

La producción de Oilstone representa un 0,33% de la producción y se encuentra en el puesto 21 ordenado por participación en el mercado. Lo que extrae la empresa se vende a YPF para su refinación y posterior comercialización. YPF compra crudo a pequeños productores donde el precio de compra se determina por la calidad del yacimiento. No hay competencia ya que por ser commodities, todo lo que se produce de petróleo y gas se vende a las refinerías. La diferenciación entre las empresas se encuentra en el costo de producción y calidad del yacimiento. No existe una correlación positiva entre el market share y el retorno sobre inversión.

En el gráfico 1 se observa la participación en el mercado de cada empresa Argentina.

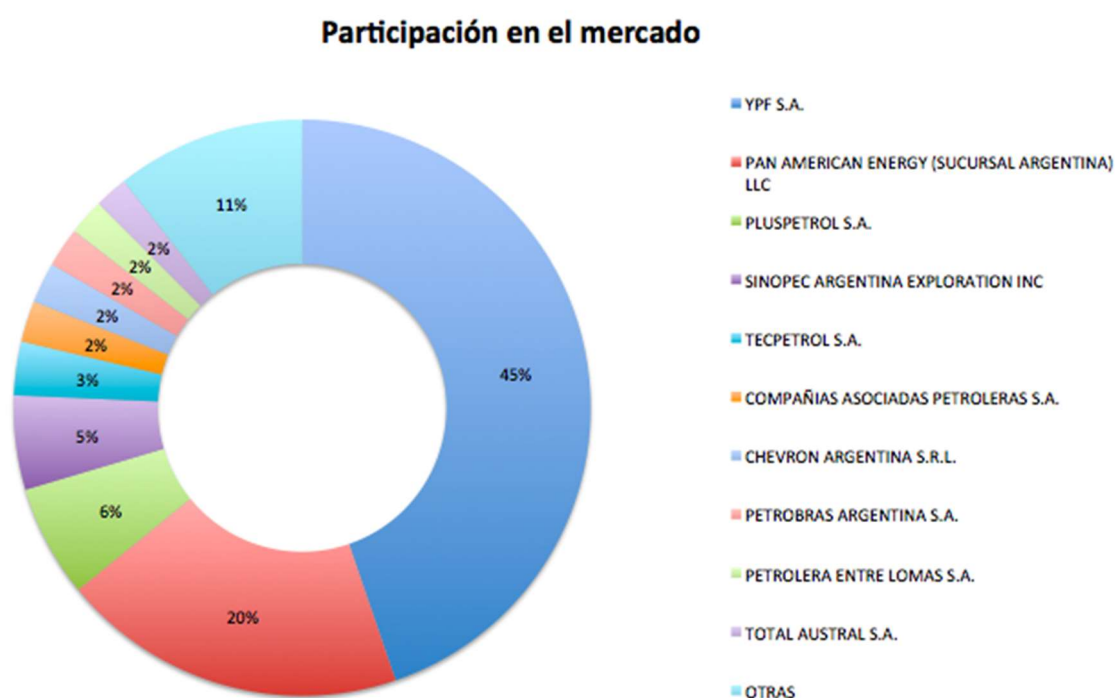


Gráfico 1. Fuente: realizado por autores utilizando datos del Anexo 2.

En el caso de este proyecto en particular, consideraremos como competencia a aquellas empresas que estén interesadas en adquirir la concesión de Catriel Oeste. Estas son: Petroleros Sudamericanos, Central International Corporation, Oilstone, OLS (ex Fox), Sima y Medanito. Analizando la producción de cada una de ellas en Argentina en el último año, se puede observar que presentan una producción similar a la de Oilstone o incluso menor. En general, son empresas dedicadas a la explotación de yacimientos maduros. Los yacimientos maduros son aquellos donde la producción se encuentra en declive y se requiere de tecnología extra para su

extracción. Las empresas de gran tamaño como YPF o Pan American Energy, no suelen estar interesadas en la compra de estos yacimientos porque tienen otros niveles de productividad. Para obtener la concesión, se debe superar las condiciones que presentan las otras empresas en la licitación.

Análisis de mercado de Productos Sustitutos

Actualmente, el petróleo satisface el 40% del consumo mundial de energía primaria, seguido por el carbón y el gas natural. Las participaciones son de 27% y 23%, respectivamente, por lo que más del 60% del consumo mundial de energía primaria se satisface con hidrocarburos (petróleo y gas) y alrededor del 90% con combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón).

Las energías limpias, las renovables y los biocombustibles ganan cada día más terreno. Se puede ver que en un país con gran desarrollo como Alemania, el uso de energías renovables presenta una tendencia creciente y representa al 29% de sus fuentes de generación de energía. Como ocurre en Alemania, los demás países desarrollados y en vías de desarrollo están incorporando fuentes de energía renovable siguiendo la tendencia.

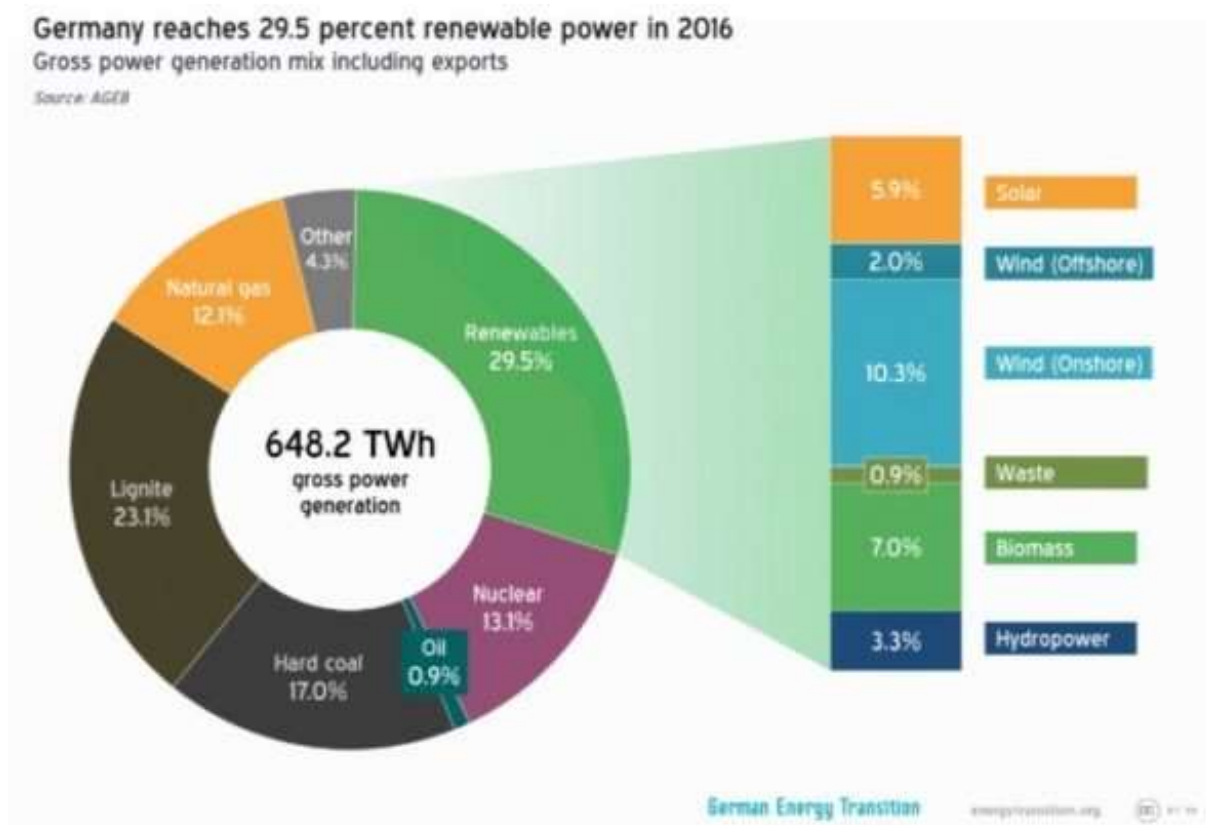


Gráfico 2: Fuente: extraída del artículo "Renewable energy production stagnates in Germany in 2016" publicado en *REneweconomy* por Craig Morris el 17 de enero del 2017.

El mundo tiene una amplia gama de energías por desarrollar y los técnicos en el tema recuerdan que todas parten de la energía primaria: el Sol. Así las cosas, en diferentes países se trabaja en el desarrollo de energía: de alcoholes, biomasas, de hidrógeno, solar, geotérmica, eólica y nuclear, entre otros.

Pero según los expertos, mientras el petróleo sea tan barato, es poco probable que otra tecnología logre desplazar. Y sustentan su afirmación en que si bien el precio actual es elevado, no lo es tanto cuando se compara el precio de una botella de agua contra el precio de una botella de petróleo. Aclaran los expertos que una cosa es el valor del petróleo y otra muy distinta la forma como cada país decide cobrar los derivados como la gasolina a sus nacionales.

Hidrógeno

En el frente de los combustibles, el hidrógeno ha ganado mucho terreno. Los grandes problemas para que se le usara eran sus altos costos de desarrollo, el tamaño de las baterías y lo complejo de instalar estaciones abastecedoras del combustible. En varios países ya solucionaron el problema del tamaño de las baterías y su ubicación, Washington y Tokio ya cuentan con estaciones del combustible y la Agencia Internacional de Energía decidió apoyar el desarrollo del hidrógeno como combustible para lo cual destinó 1.200 millones de dólares, una parte de los cuales va directamente a las ensambladoras de carros para que los desarrollen. La industria automotriz durante muchos años renuente al tema ya muestra resultados: una flota de camionetas Ford funciona con batería de hidrógeno.

Etanol

El etanol es un compuesto químico obtenido a partir de la fermentación de los azúcares que puede utilizarse como combustible, solo, o bien mezclado en cantidades variadas con gasolina, y su uso se ha extendido principalmente para reemplazar el consumo de derivados del petróleo. El etanol (Alcohol Eílico) puede producirse de dos formas. La mayor parte de la producción mundial se obtiene del procesamiento de materia de origen renovable (caña de azúcar y/o derivados como melaza; sorgo dulce; sorgo rojo; remolacha; etc); en particular, ciertas plantas con azúcares. El etanol así producido se conoce como bio-etanol. Por otra parte, también puede obtenerse etanol mediante la modificación química del etileno, por hidratación.

En 2006 la producción mundial total de etanol en todos sus grados fue de 51,06 mil millones de litros (13,49 mil millones de galones internacionales). Los dos principales productores mundiales son Estados Unidos y Brasil, que juntos producen el 70% del total de etanol, seguidos por China, India y Francia.¹¹ Incentivos del mercado han provocado el desarrollo de crecientes industrias en países como Tailandia, Filipinas, Guatemala, Colombia y República Dominicana.¹² En Europa, tanto Alemania como España han incrementado considerablemente su producción de etanol.

A diferencia del petróleo, extraído de unos yacimientos no existentes en todas las regiones, casi cualquier país con suficiente terreno en su territorio (y siempre y cuando esté dispuesto a importar la comida del exterior), puede producir etanol para su uso como combustible.

El etanol es pues una alternativa interesante, que puede incluso ayudar a mitigar las tensiones internacionales derivadas de la dependencia y adicción de algunos países por el petróleo, si bien esto dependerá del balance energético o TRE, y no tanto del económico.

Energía Solar

La energía solar es la producida por la luz –energía fotovoltaica- o el calor del sol –termosolar- para la generación de electricidad o la producción de calor. Inagotable y renovable, se obtiene por medio de paneles y espejos.

Las células solares fotovoltaicas convierten la luz del sol directamente en electricidad por el llamado efecto fotoeléctrico, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando una corriente eléctrica. Por otro lado, los colectores solares térmicos usan paneles o espejos para absorber y concentrar el calor solar, transferirlo a un fluido y conducirlo por tuberías para su aprovechamiento en edificios e instalaciones o también para la producción de electricidad (solar termoeléctrica).

En 2017, el mercado solar mundial experimentará una contracción, algo que no ha sucedido en 16 o más años. Según GTM Research, las instalaciones fotovoltaicas mundiales se contraerán un 7% en 2017 pero esto es sólo un fenómeno coyuntural.

Impulsado por la caída de precios de los sistemas, nuevos métodos de contratación como las licitaciones y las subastas y los mercados emergentes como la India y los países de América Latina, GTM Research pronostica una tasa de crecimiento promedio acumulado del 8% en los próximos cinco años, lo que se traducirá en un mercado de 109 gigavatios para el año 2021. El

pronóstico coincide con un estudio de la EIA que indica que crecerá en un 8,3% por año siendo la energía renovable con mayor crecimiento.

Wind and hydropower each account for one third of the increase in renewable generation; solar is fastest-growing (8.3%/year)

world net electricity generation from renewable energy by source
trillion kilowatthours

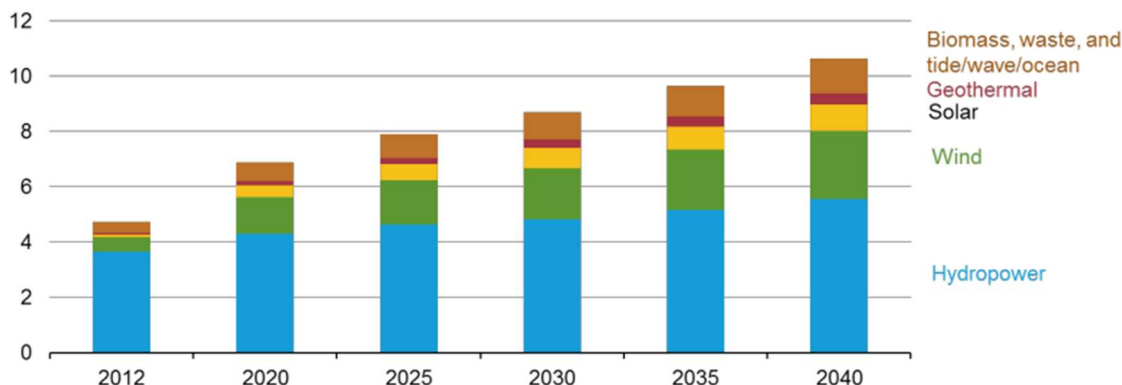


Gráfico 3: Fuente: EIA, International Energy Outlook 2016

Biomasa

La biomasa consiste en utilizar la materia orgánica como fuente energética. Esta materia orgánica, es heterogénea. Pueden ser desde desechos de agricultura (huesos de aceituna, cáscaras de frutos secos, restos de poda de vid...) a restos de madera, como pellets o serrín.

Se trata de un tipo de producción de energía más barata, renovable y con menos emisiones por su forma de combustión. Además, ayuda a mantener limpios los bosques por lo que ayuda en la prevención de incendios.

Según un informe reciente de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la biomasa podría jugar un papel clave para doblar la producción de las energías renovables en los próximos años. La demanda mundial de biomasa como fuente de energía podría llegar a 30 millones de GWh en 2030, una cantidad equivalente al 20% del suministro energético primario total y al 60% por ciento del consumo energético renovable.

Energía Eólica

La energía eólica es una fuente de energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, “molinos de viento” de tamaño variable que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica que se transforma luego en eléctrica.

El crecimiento de la energía eólica no se dio únicamente en el mercado europeo que se encuentra establecido hace tiempo sino en nuevos mercados tales como América Latina, Asia y África. En América se instalaron 14,5GW en 2015 representando el 23% de la capacidad global y sobrepasando a Europa. Los países que más instalaron energía eólica en la región fueron Estados Unidos y Brasil. En Argentina existe la ley N° 25.019 de “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar” donde se impulsa la inversión de esta forma de energía.

Energía Nuclear

La energía nuclear es aquella que se genera mediante un proceso en el que se desintegran los átomos de un material denominado uranio. La energía liberada del uranio produce calor con el que se hierve el agua de las vasijas de los reactores. Entonces, se genera vapor de agua que mueve unas turbinas y, tras su paso por un alternador, se obtiene la energía eléctrica. No es una fuente de energía renovable.

Las decisiones de inversión mundiales sobre nuevas plantas de energía nuclear se han mantenido un orden de magnitud por debajo de las inversiones en renovables. Según el informe “The World Nuclear Industry. Status Report 2015”, en el 2014 el crecimiento anual de generación global de energía por parte de la solar fue por encima del 38%, más del 10% en el caso de la eólica y el 2.2% de la nuclear. El informe muestra la disminución del rol de la nuclear: durante 1997 y 2014, la eólica ha producido 242 TWh(teravatio por hora) y la solar 98 TWh, mientras que la generación por energía nuclear disminuyó a 47 TWh. Resumiendo, los datos no apoyan las hipótesis que la producción de energía nuclear pueda expandirse de forma más rápida, o casi tan rápido como, las energías renovables, cuyas unidades y factores de baja capacidad son más que compensados por sus plazos de entrega cortos, fabricación e instalación fácil y producción en masa fácilmente escalable.

En conclusión, las energías renovables presentan un mayor crecimiento que las no renovables, sin embargo, según la proyección de la EIA, el petróleo y el gas van a seguir siendo las principales fuentes de energía.

Renewables grow fastest, coal use plateaus, natural gas surpasses coal by 2030, and oil maintains its leading share

world energy consumption
quadrillion Btu

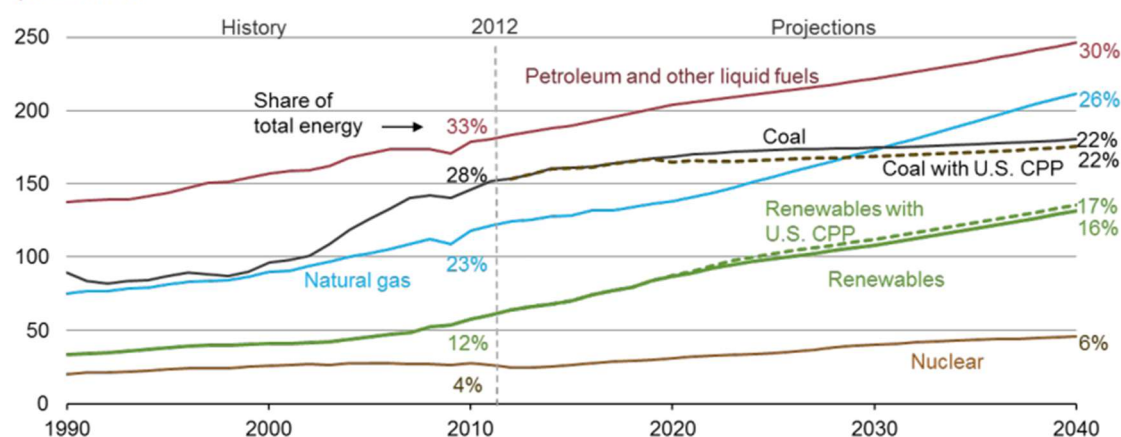


Gráfico 4: Fuente: EIA, International Energy Outlook 2016 and EIA, Analysis of the Impacts of the Clean Power Plan (May 2015)

Análisis del mercado Distribuidor

El sistema de transporte de petróleo y sus derivados opera diferenciadamente a través de redes de oleoductos o poliductos y por medio de buques.

La red de ductos está dispuesta fundamentalmente en la zona centro y norte del país. Ésta transporta la producción de las cuencas Norte, Cuyana y Neuquina. En cambio, la producción de las cuencas del Golfo San Jorge y Austral, es enviada a través de ductos hasta las plantas de almacenaje de las terminales marítimas para luego ser transportadas por buques.

A su vez, el sistema de transporte de gas en la Argentina, está dividido en dos grandes regiones. La región norte, administrada por la empresa licenciataria Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN) y la región sur, que está administrada por la otra empresa licenciataria, Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS). Como se mencionó previamente en la Argentina hay dos gasoductos principales: el Juana Azurduy y el Transmagallánico. Éstos atraviesan toda la Argentina uniendo las provincias de Tierra del Fuego con la de Salta.

En la tabla 2 se puede observar las distribuidoras que existen en Argentina y los usuarios totales por distribución (miles)

Usuarios totales por Distribuidora (Miles)										
Distribuidora	1993	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015 % s/total	Variación 1993-2015	
									Usuarios	%
Metrogas	1760,00	2209,90	2247,10	2278,20	2307,80	2333,00	2356,00	28%	596,00	33,90
Gas natural BAN	943,80	1438,70	1468,80	1498,60	1533,20	1564,20	1591,50	19%	647,80	68,60
Litoral gas	302,20	610,40	634,20	654,60	669,20	684,50	700,10	8%	397,90	131,70
Camuzzi gas pampeana	676,10	1187,70	1221,00	1252,10	1278,80	1303,00	1326,70	16%	650,60	96,20
Camuzzi gas del Sur	306,40	564,70	583,30	602,40	618,50	633,30	648,70	8%	342,40	111,80
Distribuidora de gas del centro	298,40	607,70	630,30	654,30	675,20	691,20	702,30	8%	403,90	135,40
Distribuidora de gas Cuyana	250,50	496,30	515,60	533,60	545,60	556,80	568,80	7%	318,30	127,10
Gasnor	202,60	420,20	440,10	457,70	474,20	492,20	508,40	6%	305,80	150,90
Gas NEA	-	68,90	75,50	81,00	87,50	92,80	97,60	1%	97,60	n.a.
Total	4739,90	7604,50	7815,90	8012,50	8190,00	8351,00	8500,10	100%	3760,30	79,30
Usuarios al mes de Diciembre de cada año										
La licencia a Gas NEA S.A. fue otorgada mediante Decreto N 558/97										

Tabla 2

La capacidad de transporte total del sistema, en el año 2015, fue de 43.570 millones de m³ diarios, con un máximo de 134,4 MM m³/día registrado en el mes de agosto. El comportamiento estacional de la demanda influye en la asignación al sector residencial que se encuentra priorizada por el Ente Nacional Regulador del Gas y, en este sentido, la distribución mensual del gas entregado a distribuidoras y transportistas, muestra cómo durante los meses invernales cerca del 70% del gas se destina a consumidores residenciales en detrimento del destinado al sector productivo.

Cuando se vende un área marginal, con la misma se transfiere una concesión de transporte, donde la empresa se hace cargo del transporte interno de su yacimiento y de respetar las medidas que se encuentran en la Ley de Hidrocarburos. Con respecto al transporte entre el yacimiento y la refinería, se pueden realizar concesiones donde la empresa se hace cargo del total de su transporte o colgarse a redes de otras empresas pagando cierta cantidad de dinero dependiendo de la cantidad a transportar.

A continuación, se describirá con más detalle el sistema de distribución de petróleo y gas en Argentina.

CANALES Y ESTRATEGIAS DE DISTRIBUCIÓN

Los hidrocarburos comienzan a transportarse desde la superficie del pozo en los campos de extracción, hasta su destino final de consumo, recorriendo un itinerario de rutas y redes que conforman un sistema de transporte y distribución.

El transporte de petróleo tiene dos momentos netamente definidos: el primero es el traslado de la materia prima, petróleo crudo, desde los yacimientos hasta la refinería donde finalmente será procesado para obtener los productos derivados; el siguiente momento es el de la distribución propiamente dicha, cuando los subproductos y productos derivados llegan hasta los centros de consumo. En este caso, los productos analizados son los combustibles.

En la Imagen 1 se puede observar cómo se conforma el transporte de petróleo crudo y de sus productos derivados en Argentina

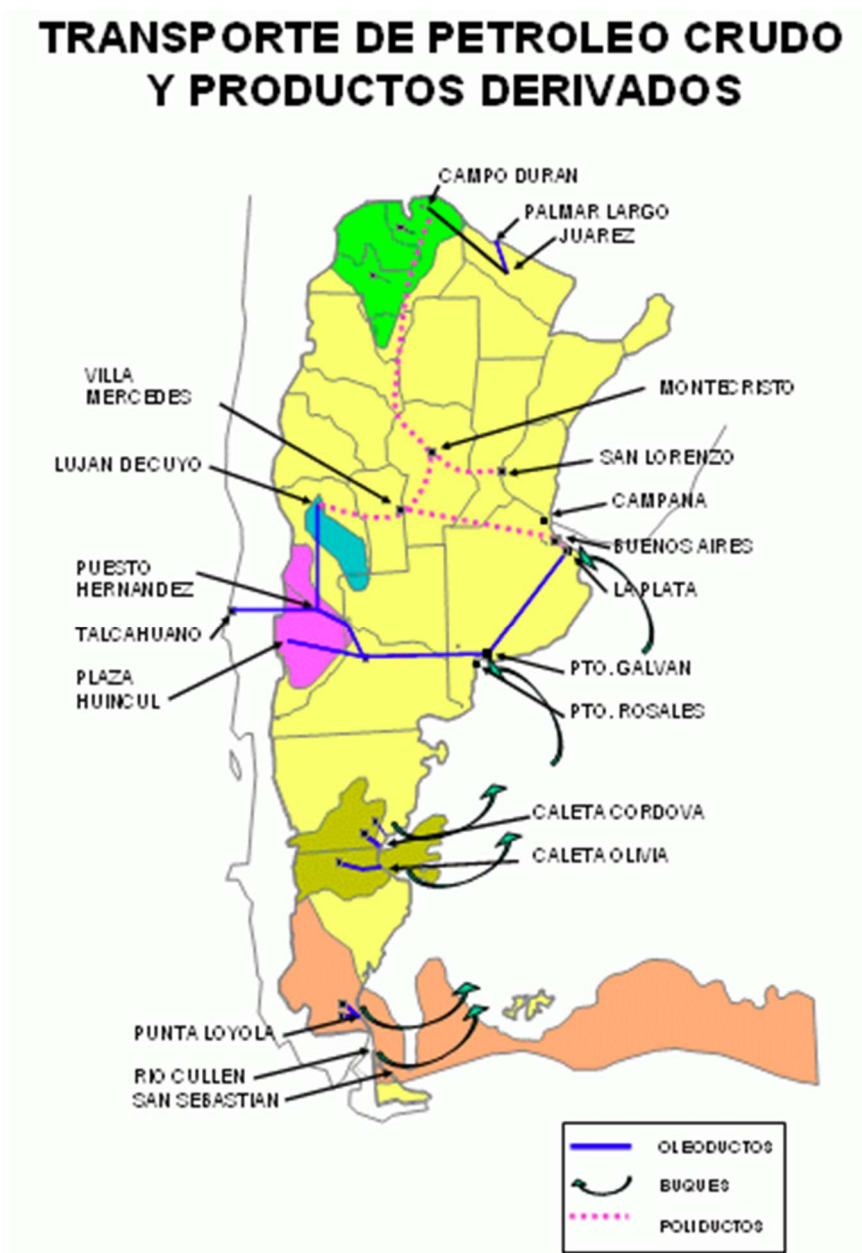


Imagen 1. Fuente: del Canto, J., Zago, R. Diagnóstico de la logística del petróleo y sus derivados en Argentina. Recuperado en Junio del 2016

- Traslado de materia prima desde yacimiento hasta las refinerías:

El petróleo crudo se extrae desde las cuencas, donde es almacenado en terminales de despacho, para luego ser distribuido hacia las refinerías. La distribución puede hacerse directamente desde la cuenca a la refinería o desde la cuenca a las terminales de despacho del puerto y luego a la refinería.

En el siguiente esquema se puede ver estas relaciones, indicando los modos de transporte utilizados.

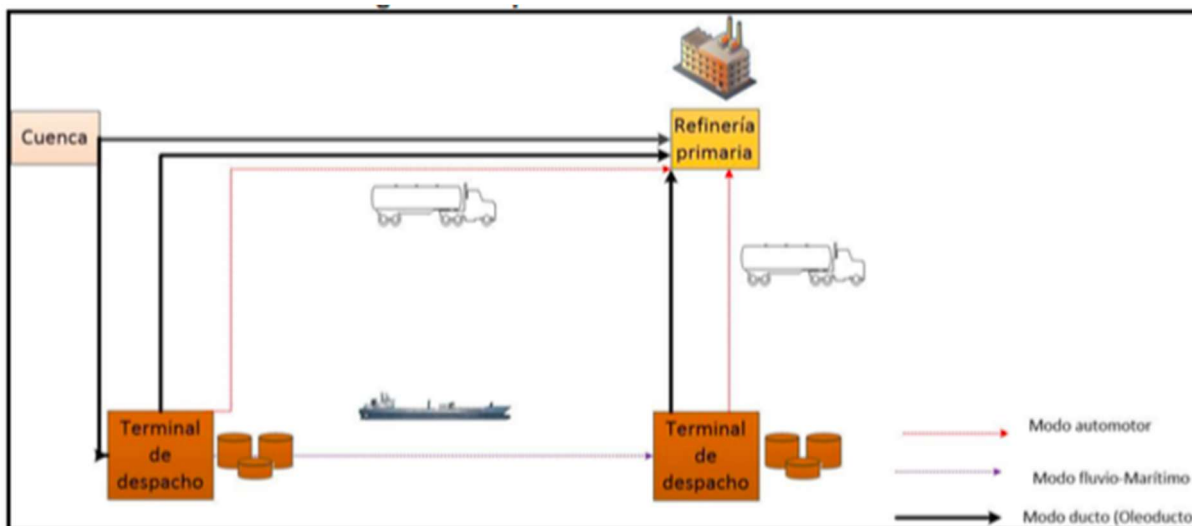


Imagen 2. Fuente: del Canto, J., Zago, R. Diagnóstico de la logística del petróleo y sus derivados en Argentina. Recuperado en Junio del 2016

1) Cuenca-Refinería

A continuación se detallan los modos utilizados en Argentina para el transporte de petróleo crudo desde las terminales de despacho en las cuencas hasta las refinerías.

1.1) Oleoducto

Desde los tanques de almacenaje en los yacimientos, el petróleo crudo es transportado por ramales internos hasta líneas troncales de oleoductos donde se lo bombea hacia terminales oceánicas o refinerías. El bombeado puede ser tanto intermitentemente o constantemente según la producción del área.

Como por lo general el petróleo se encuentra a grandes distancias de los centros de consumo, los oleoductos integran una parte importante de los recursos financieros que deben destinar para las inversiones de capital. Muchos oleoductos se entierran por debajo del nivel del suelo, y todos demandan procesos especiales para protegerlos de la corrosión. La tubería de acero es el elemento de mayor costo de un oleoducto, y puede representar entre un 35 y un 45 por ciento de la inversión total.

En la tabla 3 se observa el detalle de los oleoductos dispuestos en Argentina:

OLEODUCTOS DE ARGENTINA					
Desde	Hasta	Empresa	Capacidad (m3/d)	Longitud (Km)	Diametro (pulgadas)
Palmar Largo	Juarez	Pluspetrol	4.000	60,0	6
				30,0	8
La Ventana	Barrancas		7.500	20,6	12
Barrancas	Agrelo		15.500	12,0	16
Agrelo	Destilería Lujan de Cuyo		9.000	13,0	16
Tupungato	Agrelo	YPF	2.680	18,5	6
Puesto hernandez	Aguas de carrizo				
Aguas de carrizo	Cerro Divisadero	YPF	10.100	525,0	16
Cerro Divisadero	Malargüe				
Malargüe	Lujan de Cuyo				
Puesto hernandez	Concepción	Oleoducto Transandino SA	17.000	424,0	16
Puesto hernandez	Planta Medaniito	Odelval	22.100	129,6	14
Señal Picada	Catriel Oeste	YPF		18,0	8/6
Catriel Oeste	Planta Medaniito		3.120	31,0	
Bajo del Pinche	Planta Medaniito	YPF		33,0	6/ 5/4
25 de Mayo	Planta Medaniito	Petroquímica C. Rivadavia		7,5	10/8
Medaniito	Planta Medaniito Odelval	Petroquímica C. Rivadavia		12,6	3
Loma Las Yeguas	Loma La Lata	TOTAL	1.800	24,0	62
Aguada Pichana	Loma La Lata	TOTAL	1.200		30
Entre Lomas	La Escondida de Odelval	Petrolera Perez Companc	1.800	9,8	8
El medaniito	Allen	Odeval	28.800	110,0	14/16
Loma La Lata	Lindero Atravezado	YPF	5.280	60,0	6
Lindero Atravezado	Centenario				
Río neuquen	Centenario	Río Alto		19,0	8
Plaza Huincul	Allen	Odelval	4.200	135,1	10 3/4
Challacó	Allen	Odelval	2.600	112,0	14
Plaza Huincul	Callacó	YPF	10.000	22,0	10
Estancia Vieja	Allen	Chevron		42,0	8
Allen	Puerto Rosales	Odeval	35.600	513,1	14
Puerto Rosales	Puerto Galván	Oiltanking		42,0	12
Puerto Rosales	La Plata	YPF	42.300	585,0	32
Jepenner (Brandsen)	Detilería Campana	Ebytem	15.840	168,0	22
La Plata	Dock Sud	YPF	10.000	51,0	
Anticlinal Grande	Caleta Cordova	Pan American	8.000	140,0	12/14
Pampa Castillo	El Trébol	Río Alto	1.500	15,4	10 3/4
Los Perales-Las Mesetas	Las Heras			30,0	
Las Heras	Pico Truncado	YPF	1.400	71,0	10/ 12
Pico Truncado	Caleta Oliva			89,0	14/ 18"
Estancia La Maggie	Punta Loyola	Río Alto		160,0	6
Camp. Boleadoras Field	Punta Loyola	Río Alto	5300/ 4200	183,0	10/ 8
María Inés	Punta Loyola	Río Alto	3.300	156,6	8
El Cóndor	Punta Loyola	Río Alto	1.200	71,5	6
TOTAL			265.820	4.144,3	-

Fuente: IAPG - El abecé del Petróleo y el Gas - Año 2014 y empresas transportistas

Tabla 3: Fuente: del Canto, J., Zago, R. Diagnóstico de la logística del petróleo y sus derivados en Argentina. Recuperado en Junio del 2016

1.2) Camión cisterna

El transporte de petróleo crudo por camión se realiza para tramos cortos y con poco volumen de materia prima. Aunque se han encontrado casos de refinerías que no procesan crudo propio, por lo cual el transporte del mismo lo realizan por camión, lo que incrementa sustancialmente sus costos logísticos.

En la mayoría de los casos, este tipo de transporte se utiliza como modo de contacto entre las refinerías y las terminales portuarias para luego enviar las cargas por buques tanque.

Debido a que se trata de una sustancia peligrosa, los camiones deben cumplir con una cierta regulación para el transporte de mercancías peligrosas por carretera.² El vehículo debe contar entre otras cosas, con la revisión técnica de la cisterna y el calibrado con la capacidad volumétrica de cada cisterna.

² Decreto 779/95 transporte de mercancías peligrosas. Anexo a los Artículos 29 inciso e) y 56 inciso h). Anexo S reglamento general para el transporte de mercancías peligrosas por carretera.

2) Cuenca – Puerto – Refinería

En el caso de las cuencas Austral y del Golfo San Jorge, que se encuentran alejadas de los polos de refinación, el transporte de crudo se realiza a través de buques tanque. El petróleo extraído de las cuencas, es almacenado en las correspondientes terminales marítimas de los diferentes puertos para luego ser cargado a un buque, que será descargado y almacenado en otra terminal marítima del puerto de destino, y recién desde allí será enviado a las diversas refinerías por los modos nombrados anteriormente.

2.1) Buque petrolero

Los petroleros de crudo, como se mencionó anteriormente, se utilizan para transportar petróleo desde los campos de extracción hasta las refinerías y normalmente hacen los viajes de retorno de vacío.

Cuando el petróleo crudo ha sido transportado por un oleoducto a una terminal portuaria puede ser transferido a bordo de un buque tanque para ser llevado a las refinerías donde será procesado o bien exportado como tal. Comparados con los buques de pasajeros pueden parecer pequeños porque cuando navegan cargados sólo una mínima parte de ellos aparece por encima de la línea de flotación; pero los buques-tanques más grandes pueden movilizar más de medio millón de toneladas. Algunos petroleros de gran porte encuentran dificultades para atracar en puertos comunes que carecen del calado adecuado o no disponen de muelles especiales. En esos casos se transfiere el petróleo a boyas fondeadas a distancia conveniente de la costa, donde la profundidad es la adecuada.

Los buques petroleros son los navíos con mayor capacidad de carga; llevan las máquinas propulsoras ubicadas en la popa, para evitar que el árbol de la hélice atravesase los tanques de petróleo y, como medida de protección contra el riesgo de incendios, también hacia la popa se ubican el puente de mando y los alojamientos de la tripulación.

Los cargamentos de un petrolero se dividen en:

- Pesados o sucios: crudos, asfalto, fuel-oil.
- Ligeros o limpios: gasolinas, gasoil, keroseno, etc.

En la imagen 2 se muestra un esquema simplificado de la alimentación de crudos a las refinerías de YPF: Refinería Luján de Cuyo (RLC), Refinería La Plata (RLP) y Refinería Plaza Huincul (RPH) mediante oleoductos y buques petroleros.



Imagen 3: Fuente: del Canto, J., Zago, R. Diagnóstico de la logística del petróleo y sus derivados en Argentina. Recuperado en Junio del 2016

- Transporte de combustibles

El segundo momento en el transporte de petróleo es el de la distribución propiamente dicha, cuando los subproductos y productos derivados llegan hasta los centros de consumo.

En este caso, se analiza solamente el transporte de los combustibles líquidos ya que estos representan la mayor participación respecto a los productos refinados del petróleo (93,5% según datos de la Dirección Nacional de Programación Regional perteneciente al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas en el año 2008).

Dentro de los combustibles líquidos se consideran los siguientes:

- ✓ Naftas
- ✓ Gasoil
- ✓ Kerosene
- ✓ Aerokerosene
- ✓ Aeronaftas
- ✓ Fuel Oil

A continuación, se hará un diagnóstico del estado actual de la logística de los combustibles líquidos según las relaciones entre los diversos actores que forman parte de la cadena de abastecimiento de los mismos, analizando a su vez los modos de transporte utilizados.

Los modos analizados son el fluvio-marítimo, el automotor y el ferroviario. No se considera el modo aéreo debido a que es considerado como transporte “de salvataje”, utilizado para responder a fallas de planificación o a necesidades de abastecimiento urgente.

En la siguiente imagen se indican los actores, sus relaciones y los modos de transporte que atienden a las mismas.

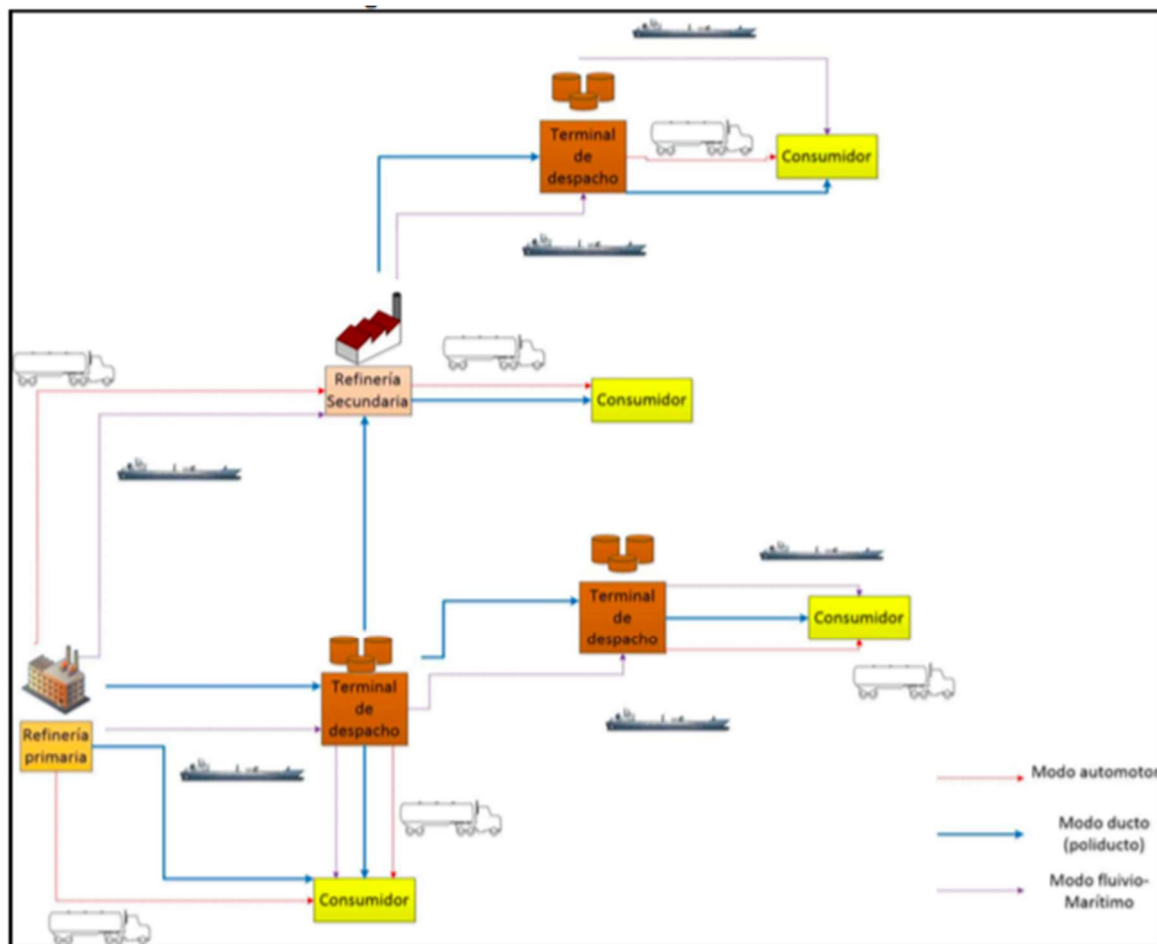


Imagen 4: Fuente: del Canto, J., Zago, R. Diagnóstico de la logística del petróleo y sus derivados en Argentina. Recuperado en Junio del 2016

1) Refinería primaria - Terminal de despacho de combustibles

Es necesario para el análisis, aclarar que en toda refinería existe una terminal de despacho perteneciente a la misma con el fin de almacenar los productos a medida que se van produciendo. Estas terminales de despacho “incorporadas” a la refinería se abastecen mediante poliductos² desde la refinería aledaña.

Debido a esto se engloba al conjunto como Refinería primaria, pero para el transporte, se tiene en cuenta que los productos salen desde la terminal de despacho integrada hacia otra terminal de despacho aislada.

A continuación, se detallan los distintos modos utilizados en este caso.

1.1) Ductos

En este punto de la cadena los ductos cobran el nombre de “Poliductos”, por los que circulan varios subproductos obtenidos de la refinación del petróleo.

El modo de operación de los mismos es el siguiente: se envían productos sucesivos sin la incorporación de separadores mecánicos, lo que conlleva a una contaminación inicial en el primer tramo del producto a transportar.

Este modo se utiliza para el abastecimiento de grandes volúmenes de productos hacia las plantas de almacenamiento y despacho (Terminales de despacho de combustibles), en donde se acopian los distintos tipos de combustibles en los tanques correspondientes para luego poder abastecer a una determinada zona de consumo mediante otros medios de transporte.

1.2) Fluvio-Marítimo

Por otro lado, existen refinerías emplazadas cerca de rutas marítimas o fluviales que permiten que la distribución de los combustibles, sea por medio de estas vías navegables, hacia las distintas terminales de despacho de combustibles marítimas que se encuentran distribuidas a lo largo de la Argentina.

2) Refinería primaria – Consumidores

2.1) Ducto

Este modo lo utilizan los grandes consumidores.

Las centrales térmicas de ciclo combinado que se encuentran en la cercanía de una refinería de petróleo se alimentan de gasoil o fueloil de manera directa desde las mismas mediante poliductos.

Empresas dedicadas a la industria Petroquímica que se encuentran cerca de refinerías utilizan éste modo de transporte para abastecerse de nafta Virgen. Esto sucede por ejemplo con la termoeléctrica Ensenada de Barragán y Refinería La Plata (propiedad de YPF) donde existe una playa de tanques de almacenamiento de gasoil que permite el funcionamiento autónomo de la central por un periodo de 15 días.

En La Plata (Ensenada) también se alimenta por ducto la petroquímica perteneciente a YPF desde la refinería que posee la empresa en la región.

3) Refinería primaria –Refinería secundaria

La información que a continuación se expone, se basa en los datos de compras y ventas disponibles en la página del Ministerio de Energía y Minería.

Los productos que compran las refinerías secundarias a las primarias son cortes de nafta (Nafta Virgen, grado 1 y grado 2) y fueloil.

No se encontraron datos acerca de los modos de transporte entre los actores mencionados, pero se supone, en base al estudio realizado, que los modos de transporte empleados son los detallados a continuación.

3.1) Automotor

Con el fin de cubrir una demanda de combustibles que supere la capacidad de producción, las refinerías comercializan entre ellas combustibles para solventar esa diferencia. Como esta situación se da solo en el caso de un desabastecimiento, el transporte se realiza por el modo automotor, ya que permite mayor flexibilidad.

3.2) Fluvio- Marítimo

Existen refinerías secundarias emplazadas cerca de puertos que permiten el transporte por éste modo. Es el caso de ENARSA, por ejemplo, que puede abastecerse de cortes de nafta y fuel oil mediante el puerto de Campana.

4) Refinería Primaria - Refinería Primaria

La relación entre las refinerías primarias (procesadoras de crudo) es similar a la de las refinerías primarias y las secundarias con la diferencia que entre éstas también se comercializa crudo.

4.1) Automotor

En este caso, además de comercializar cortes de naftas y fueloil para abastecer momentos en que la demanda supera la capacidad de procesamiento, existen refinerías primarias que

mediante este modo transportan Petróleo Crudo entre ellas como es el caso entre Refi Pampa S.A. y RENASA (Refinadora Neuquina S.A.).

4.2) Fluvio Marítimo

En ésta relación el modo Fluvio-marítimo cumple la misma función que la relación Refinería primaria-Refinería secundaria.

5) Refinería Secundaria - Terminal de Despacho

Si bien no se encontraron datos se supone que la relación se satisface de la misma manera que la relación Refinería Primaria - Terminal de despacho.

6) Refinería Secundaria –Consumidores

No se encontraron datos específicos, pero se supone que la relación se satisface de la misma manera que la relación Refinería Primaria - Consumidores.

7) Terminal de despacho - Consumidor

7.1) Automotor

Los consumidores que utilizan este modo son:

Estaciones de servicio, que se abastecen de Naftas y Gasoil de grado uno y dos.

Centrales térmicas de ciclo combinado que para que sus turbinas de vapor funcionen requieren gasoil o nafta.

Aeropuertos en los que existen emplazadas aeroplantas donde se almacena aeronafta y aerokerosene.

En esta relación predomina la distribución de los combustibles por medio de camiones cisterna, que son cargados en las terminales de despacho mediante islas de carga. En estas, la carga puede realizarse de dos maneras dependiendo de las características técnicas tanto del camión o de las islas de carga.

7.2) Ductos

Para esta relación se consideran solo los grandes consumidores:

En los aeropuertos encontramos las aeroplantas (playa de tanques con combustible de aviación) en las cuales se almacena Aerokerosene y aeronaftas.

Centrales térmicas, las cuales se abastecen de fuel oil y/o Gasoil.

Puertos, que son abastecidos con Fuel Oil y Gasoil.

Existe actualmente un JP-Ducto que se encarga de transportar combustible para aviones desde la terminal de despacho que tiene YPF en la Matanza hasta el Aeropuerto de Ezeiza.

Para abastecer a las centrales térmicas, existen también poliductos. Por ejemplo la terminal de despacho de DAPSA, en Dock Sud, abastece con gasoil a la central térmica de ciclo combinado de dicha localidad mediante este modo 11.

Por otro lado, se piensa que pueden existir ductos que transporten Fuel Oil hasta centrales térmicas de ciclo combinado que utilicen este tipo de combustible en las calderas.

Otro consumidor que emplea este modo son los puertos, que se considera que se alimentan de combustible de la misma manera que se abastecen las terminales de despacho portuarias.

En el caso de abastecimiento de las petroquímicas, no se encontró información al respecto, pero se supone que pueden abastecerse de Nafta Virgen directamente desde una terminal de despacho cercana.

7.3) Fluvio-Marítimo

En el marco del Modo fluvio-Marítimo, los consumidores a los que se hace referencia son:

Puertos, que consumen Gasoil y Fuel Oil para abastecer de combustible los barcos o buques.

Centrales térmicas ubicadas cerca de las vías navegables, que consumen Gasoil y Fuel Oil¹².

Se supone que el abastecimiento de Gasoil y Fuel oil de los puertos con fin de utilización en las embarcaciones se realiza de la misma manera que lo hacen las terminales portuarias de despacho de combustibles.

8) Terminal de Despacho - Terminal de despacho

Debido a la gran extensión del territorio nacional, en muchos casos es necesario abastecer una terminal de despacho desde otra. Existen terminales de despacho que se encuentran en una ubicación que permite su aprovisionamiento desde la refinería en forma directa (ya sea mediante poliducto o vía marítima) y éstas, a su vez, alimentan a terminales de despacho cercanas.

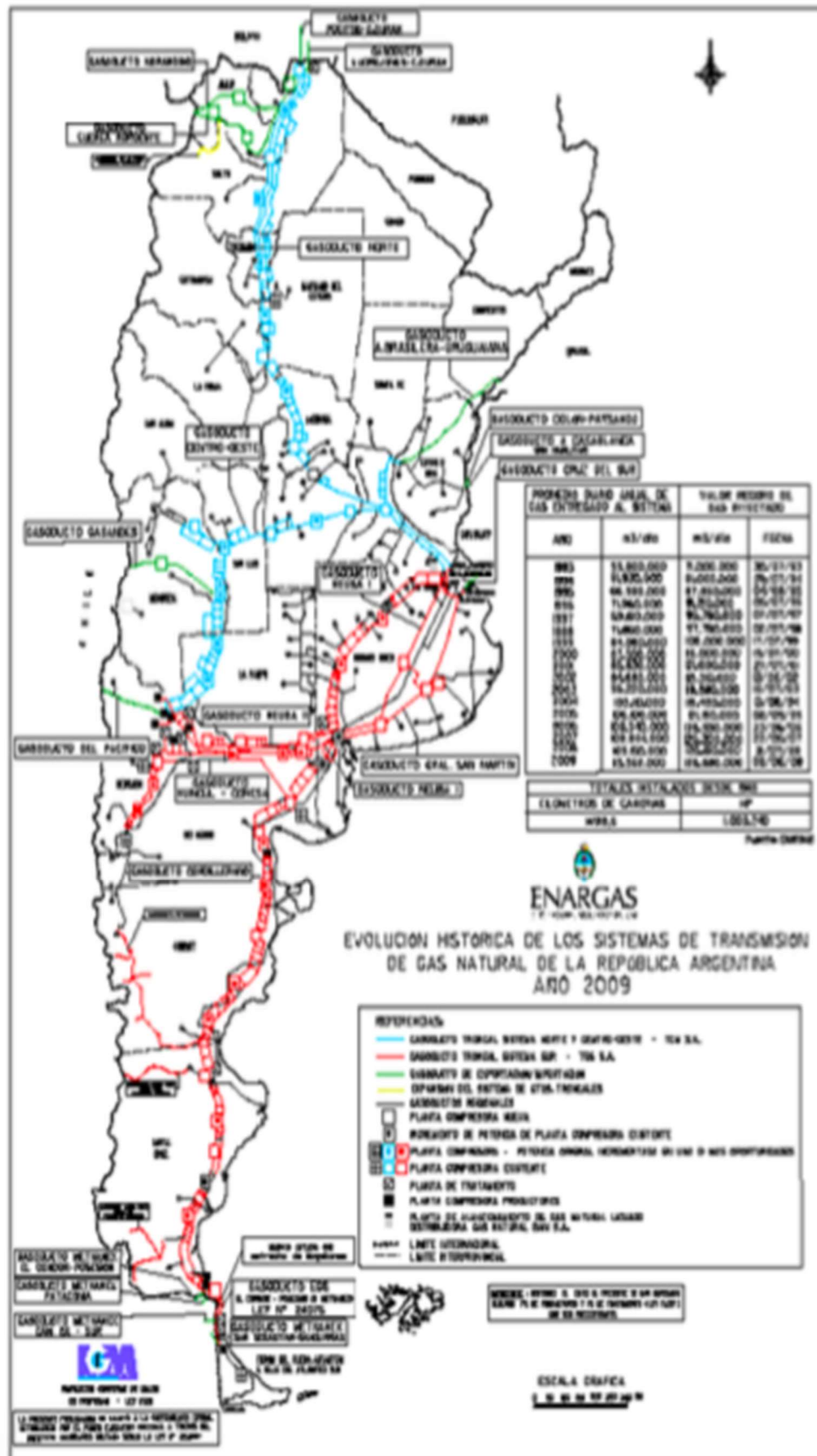
8.1) Ducto

La terminal de Villa Mercedes de YPF, por ejemplo, abastece a las terminales pertenecientes a la misma empresa, ubicadas en Junín y Montecristo. Esta última es también utilizada por la empresa Refinor¹³.

Por otro lado, existen terminales de despacho que no pertenecen a empresas refinadoras y que solo participan de la cadena como distribuidoras. Las mismas, se alimentan desde terminales de despacho con conexión directa a refinerías. Este caso, por ejemplo, se da en el polo industrial de Dock Sud, donde terminales como la de Decosur es alimentada desde las otras plantas de despacho contiguas en el área.

En cuanto al gas, el mismo se distribuye a lo largo del país por gasoductos. Cada cuenca cuenta con su propia planta de tratamiento de gas para dejarla en determinadas especificaciones para poder introducirlos a la red. El gas debe tener 9300 calorías para poder ser introducida al gasoducto.

En la imagen 3 puede observarse el estado actual de la red de Gasoducto en Argentina.



Imágen 5: Fuente: Risuelo, F. Análisis de la infraestructura de gas natural en la República Argentina. Julio 2010.

A continuación, se desarrollará con mayor nivel de detalle las características principales, de las dos empresas que tienen a su cargo el transporte de la mayor cantidad de gas natural en la Argentina.

Transportadora de Gas del Norte

Transportadora de Gas del Norte S.A. es la empresa dedicada al transporte de gas natural por gasoductos de alta presión en el centro y norte de la Argentina.

En su calidad de prestadora de un servicio público nacional, TGN se encuentra sujeta a una significativa regulación estatal basada en la Ley del Gas N° 24.076, que es ejercida por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

El sistema de transporte de gas natural propio está compuesto por dos gasoductos troncales. El Gasoducto Norte que nace en Campo Durán, provincia de Salta y llega a la Planta Compresora San Jerónimo (provincia de Santa Fe). A lo largo de su traza se ubican nueve plantas compresoras, una de las cuales es compartida con el otro gasoducto.

Posee una capacidad de inyección de 23,4 millones de metros cúbicos diarios y una longitud total de 3.568 km, incluyendo los tramos que alimentan el Gran Buenos Aires. El Gasoducto Centro Oeste comienza en el yacimiento de Loma la Lata, provincia del Neuquén y llega a la planta compresora San Jerónimo. A lo largo de su traza se encuentran ocho plantas compresoras. Posee una inyección de 34,0 millones de metros cúbicos diarios y 2.148 km de gasoductos.

Otra rama del sistema de transporte nace en la Planta de San Jerónimo y recorre 188 km hasta la ciudad de Santa Fe, cruza el Río Paraná y termina en la localidad de Aldea Brasileira, Entre Ríos.

En total, TGN opera una red propia de 5.716 km de gasoducto, 333.580 HP y 17 plantas compresoras.

Desde el inicio de sus operaciones en 1992, TGN expandió su capacidad de transporte en más de un 141%. Esta política requirió inversiones por un importe aproximado de US\$ 1.300 millones, destinadas principalmente a la instalación de 1.553 km de nuevos gasoductos, la construcción de 5 nuevas plantas compresoras y la instalación de 9 equipos turbocompresores en plantas existentes, los que adicionaron 176.000 HP de potencia instalada.

Hoy, ocho de las licenciatarias encargadas de la distribución del gas natural, son clientes de TGN, a las que deben sumarse numerosas industrias y centrales térmicas del mercado doméstico.

A su vez, la compañía participó activamente en el desarrollo de los mercados de exportación, viabilizando el incremento de las exportaciones de gas mediante la ampliación de su sistema de transporte. En la actualidad TGN cuenta con clientes en Chile, Brasil y Uruguay.

En 1997, TGN incorporó una nueva unidad de negocios basada en la operación y mantenimiento de gasoductos de propiedad de terceros.

Actualmente TGN y sociedades relacionadas (Comgas Andina S.A. y Coperg) operan y mantienen, o brindan asistencia técnica, a más de 2.610 km de gasoductos de terceros en Argentina, Chile, Brasil y Uruguay.

Transportadora de Gas del Sur

La empresa TGS transporta el 60% del gas consumido en la Argentina. Este servicio se encuentra regulado por la Ley No 24.076, desde la privatización de Gas del Estado, en diciembre de 1992.

El sistema de transporte conecta las cuencas de gas Neuquina, San Jorge y Austral, al sur y oeste del país, con el Gran Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los principales puntos de consumo del sur argentino. Los 8.627 km de extensión de los gasoductos hacen de TGS la mayor transportista de gas de América Latina.

Desde que comenzó a operar, TGS incrementó su capacidad de transporte en 33.04 MM3/d.

5 Fuerzas de Porter

La situación de la competencia en un sector industrial depende, según el esquema de Porter, de cinco fuerzas competitivas básicas. Estas cinco fuerzas competitivas, -nuevos ingresantes, amenaza de sustitución, poder negociador de los compradores, poder negociador de los proveedores y la rivalidad entre los actuales competidores- reflejan el hecho de que la competencia en un sector industrial va más allá de los simples competidores. Los clientes, proveedores, sustitutos y competidores potenciales son todos “competidores” para las empresas en un sector industrial y pueden ser de mayor o menor importancia dependiendo de las circunstancias particulares. Para Oilstone, estas cinco fuerzas son las siguientes:

- Poder negociador de los Compradores.

El precio del petróleo y gas están estipulado por el mercado y a grandes rasgos es el mismo para todas las empresas que lo quieran comercializar. Por el momento, las dos operaciones de Oilstone, Cerro Bandera y Dorsal, tienen acuerdos distintos. En el caso de Cerro Bandera, se firmó un contrato de subconcesión con YPF, quien es el propietario de la concesión actual de la provincia de Neuquén. Este contrato incluye un acuerdo de precios que indica que YPF es el único comprador del petróleo y el gas extraídos del yacimiento a precios definidos, mayores que los precios internacionales.

En el caso de Dorsal, la explotación se realiza mediante una unión transitoria con GyP, la empresa explotadora de la provincia de Neuquén, pero no existe un acuerdo de precios. Oilstone puede vender el petróleo y el gas extraídos a quien prefiera y al precio internacional.

Para Catriel Oeste, la adquisición de la concesión se haría mediante la licitación provincial y, en caso de ganar, los productos extraídos se venderán al precio establecido para el crudo tipo Medanita en Argentina. Al ser un commodity, los compradores no tienen la posibilidad de negociar el precio porque es establecido por el mercado.

- Poder negociador de los Proveedores.

La Provincia de Río Negro nos propone un contrato para poder adquirir el área.

En cuanto al mantenimiento y los repuestos, Oilstone no tiene un área encargada de mantenimiento para sus operaciones, por lo que depende de empresas independientes para hacerlo. Tiene la ventaja de que puede optar por negociar un contrato con los proveedores actuales para la nueva área de explotación o también puede realizar una licitación para contratar un nuevo proveedor.

- Amenaza de nuevos competidores entrantes.

No existen regulaciones legales que dificulten la entrada de nuevos competidores. Lo que ocurre es que es un negocio que requiere de una gran inversión inicial y de conocimientos previos que restringen mucho el ingreso de nuevos competidores en el área.

- Amenaza de productos sustitutos.

En la actualidad se vienen desarrollando investigaciones sobre nuevas formas de energía alternas al petróleo y gas, debido a que los mismos son un recurso no renovable y que genera gran contaminación. Los productos sustitutos por el momento no representan una gran amenaza pero con el tiempo puede que lo sean.

- Rivalidad entre los competidores.

Los productos extraídos, excepto en situaciones excepcionales, siempre que se extraiga se vende. La rivalidad entre los competidores está en la diferenciación por costo de extracción y al proceso de refinamiento o a la calidad del yacimiento.

ANÁLISIS HISTÓRICO DE LA OFERTA

La producción mundial de petróleo en los últimos años presentó una tendencia creciente. La oferta fue aumentando continuamente debido al descubrimiento de nuevos yacimientos, la perforación de nuevos pozos y la aplicación de nuevas tecnologías. Un ejemplo de las nuevas tecnologías es el fracking que se utiliza para la extracción del Shale Oil³. Este incremento en la producción fue impulsado por grandes inversiones.

La Organización Mundial de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) es una organización económica internacional que fue fundada por países productores de petróleo y gas. Surge en 1960 como una iniciativa de Arabia Saudí, Iran, Iraq, Kuwait y Venezuela para organizarse, tomar mayor control del mercado y coordinar políticas con el objetivo de conducir a los países productores de petróleo a obtener una tasa razonable de retorno de las inversiones y asegurar el suministro continuo y estable de crudo para los países consumidores. Desde ese entonces, la OPEP determina cuotas de producción y precios objetivos para sus miembros⁴ que producen el 40% del crudo mundial y 14% del gas natural y poseen el 81% de las reservas probadas de petróleo.

Las decisiones que toma la OPEP influyen en gran medida en la oferta mundial generando variaciones en el precio del crudo.

En la década del 70 hubo dos crisis del petróleo que terminaron con un gran incremento en los precios del petróleo. En el año 1973, en el contexto de la Guerra del Yom Kippur, la OPEP detuvo la producción del crudo y estableció un embargo al crudo árabe exportado hacia Estados Unidos y los Países Bajos. El precio se duplicó y se produjeron cortes de suministros. La crisis derivó a una recesión global en el siguiente año. En el 79, la revolución iraní llevó a la segunda crisis en la década. La revolución iraní y el comienzo de la guerra Irán-Iraq, hicieron que los precios del petróleo llegaran a su máximo a comienzos de la década del 80. Las crisis de la década del 70 provocaron una reducción en la actividad económica de los países industrializados y un ahorro energético. Como consecuencia, se produjo una disminución en la demanda y por lo tanto una caída significativa del precio⁵. La década del 80 finalizó con un leve aumento del precio pero que no llegó a ser como al principio de la década. En el 1982 nacen los contratos de futuros sobre el petróleo WTI en la bolsa de Nueva York y a final de la década los futuros del Brent. En los 90 la Guerra de Medio Oriente y otros conflictos generan una gran volatilidad en los precios.

En el Gráfico 5 se puede ver cómo fue evolucionando la oferta del petróleo a nivel mundial a partir del 2003:

³ El shale o roca de esquisto es una formación sedimentaria que contiene gas y petróleo. Se caracteriza por no tener la suficiente permeabilidad para que el petróleo y el gas puedan ser extraídos con los métodos convencionales, lo cual hace necesario la aplicación de nuevas tecnologías. Las mismas consisten en inyectar agua a alta presión conjuntamente con la aplicación de agentes de sostén (arenas especiales), lo que permite que los hidrocarburos atrapados en la formación fluyan hacia la superficie.

⁴ Los actuales miembros de la OPEP son: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Qatar, Ecuador, Emiratos Árabes, Gabón, Indonesia, Iraq, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Venezuela.

⁵ En 1986 el precio mundial del petróleo cayó de 27 dólares a menos de 10 dólares.

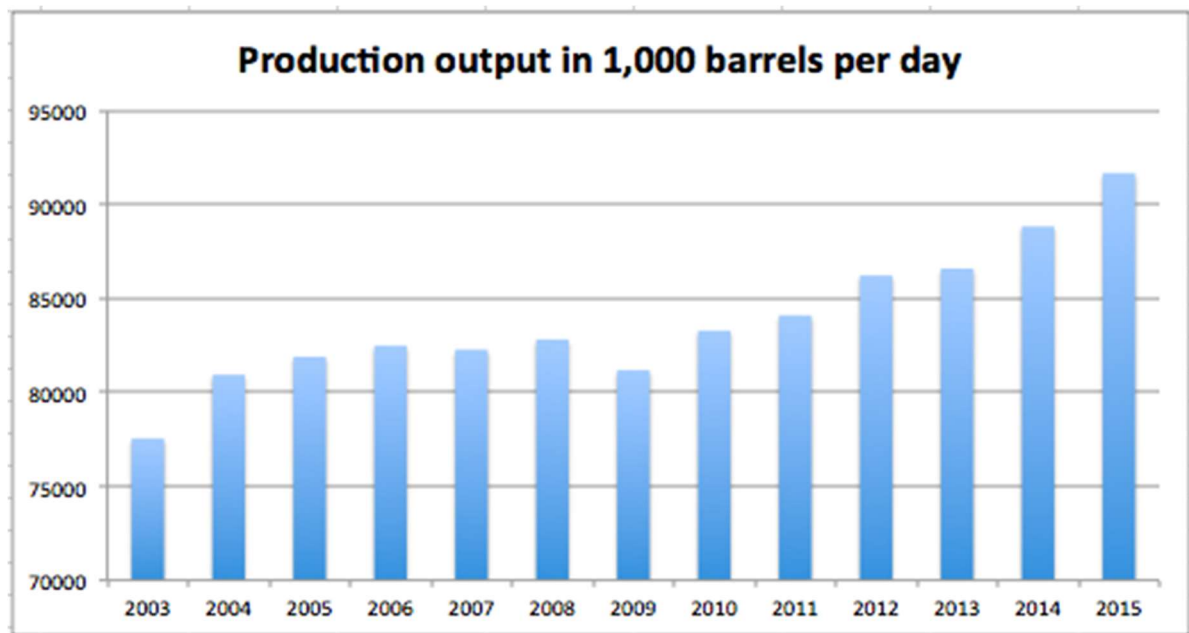


Gráfico 5: Fuente: Oil and gasoline prices dossier publicado por el Statista. Base de datos que nos brinda la Biblioteca del ITBA.

Se observa que en el año 2009 la oferta del petróleo pasó de 82,818 a 81,182 miles de barriles por día, interrumpiendo el aumento continuo que venía manteniendo en los años precedentes. Esto se debió a que a fines del año 2008 el precio del barril de petróleo disminuyó abruptamente, provocando que las compañías dedicadas a la extracción del mismo enlentecan la explotación, a la espera de un repunte en el precio. La caída del precio se debe a que se produjeron mejoras sustanciales en la tecnología de fracking y Estados Unidos comienza a hacer uso de estas logrando duplicar su producción y generando una sobreoferta mundial. Los bajos precios a fines del 2008 hicieron que en el 2009 se extrajera menos petróleo. Con los precios tan bajos, el fracking ya dejó de ser rentable y se estabilizó la oferta mundial.

En el gráfico 6 se observa que la oferta de gas en los últimos años fue creciendo de manera sostenida con una baja en la producción en el 2009 al igual que en el petróleo:

World

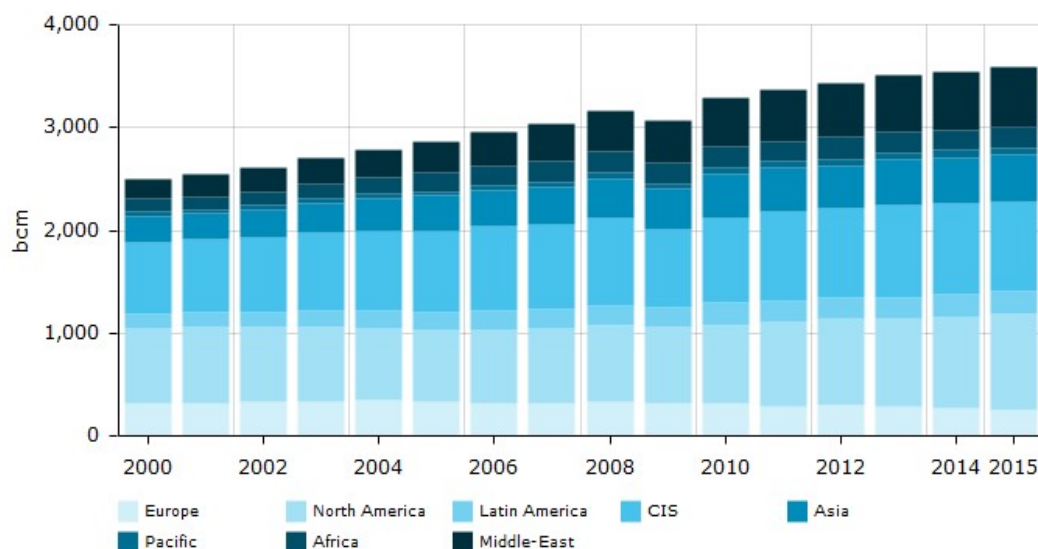


Gráfico 6: Producción mundial de gas en bcn(millones de metros cúbicos por año) - Fuente: Enerdata, Global Energy Statistical Yearbook 2016

A continuación, se realizó el análisis histórico de la producción del petróleo y del gas en la Argentina. Se elaboró el Gráfico 7 con los datos del Ministerio de Minería y Energía desde el 2000 al 2016.

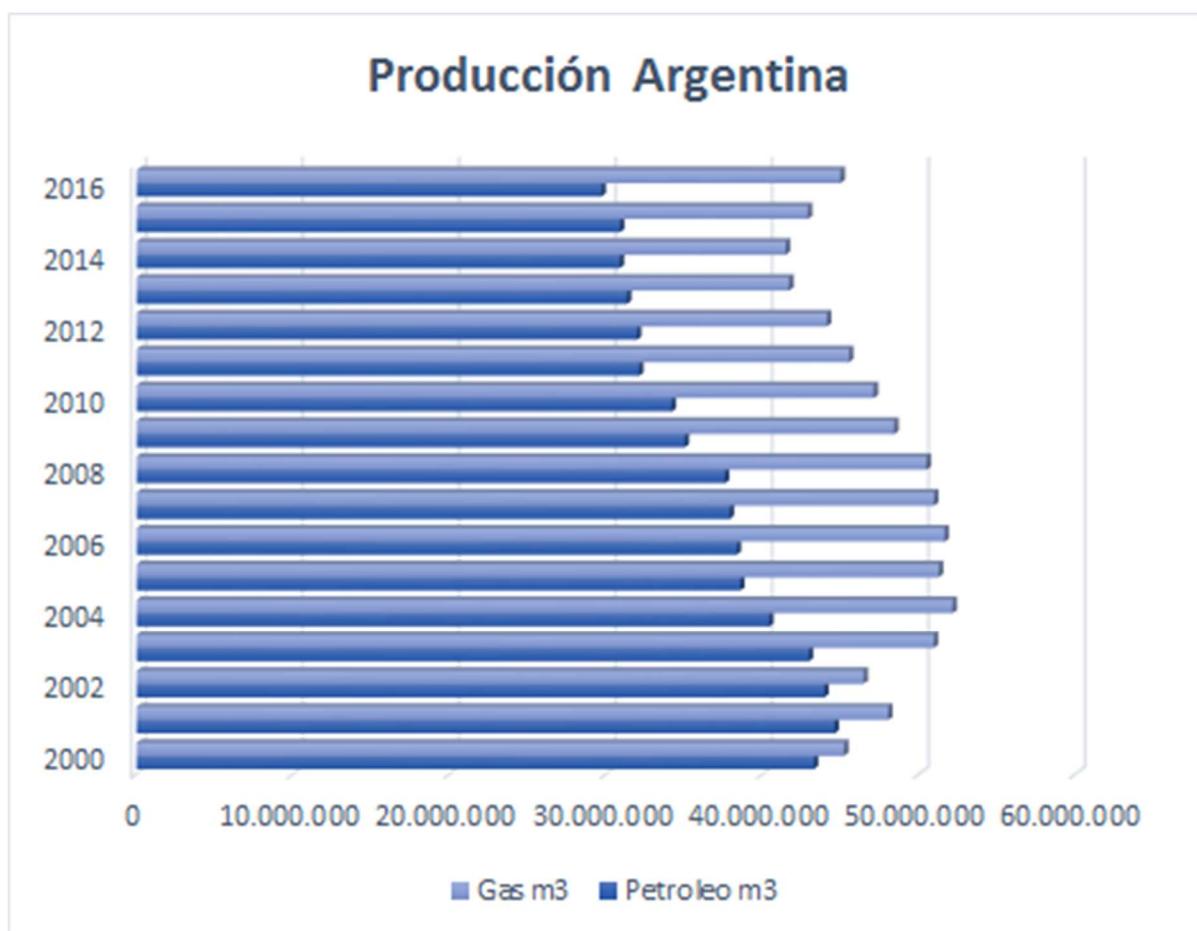


Gráfico 7: Fuente: Elaboración por autores con datos del Ministerio de Minería y Energía

Como ya se explicó reiteradas veces, todo lo que se produce de petróleo y de gas se consume. Por ende, al hablar entonces de producción en Argentina, se hablaría también de oferta en Argentina.

La baja en producción fue consecuencia de la falta de inversión en exploración y desarrollo. Ésto fue resultado de que en ese año el gobierno de la Nación decidió la expropiación de de la petrolera YPF que se encontraba en manos de la compañía española Repsol.

La disminución de la producción fue crítica en la cuenca neuquina, que tiene yacimientos en declinación tales como Chihuido Sierra Grande, El Trapeal y Puesto Hernandez con un promedio de caída en la producción de un 2,8% por año.

En el Anexo 3 se puede observar la Producción Argentina por Cuenca.

ANÁLISIS HISTÓRICO DE LA DEMANDA

En el Gráfico 8 se observa el consumo de petróleo crudo desde 1998 hasta 2015. En 1990 se obtenía del petróleo el 38,6% de la energía comercial del mundo, aunque unos años antes, en 1974 llegó a representar el 47,4%, antes de la crisis planteada por la OPEP. Ese mismo año la proporción de energía comercial suministrada por el gas natural fue de un 21,6% y desde la crisis del petróleo de 1973 ha ido aumentando ligeramente la proporción en la que se consume.

Global oil consumption from 1998 to 2015 (in 1,000 barrels per day)

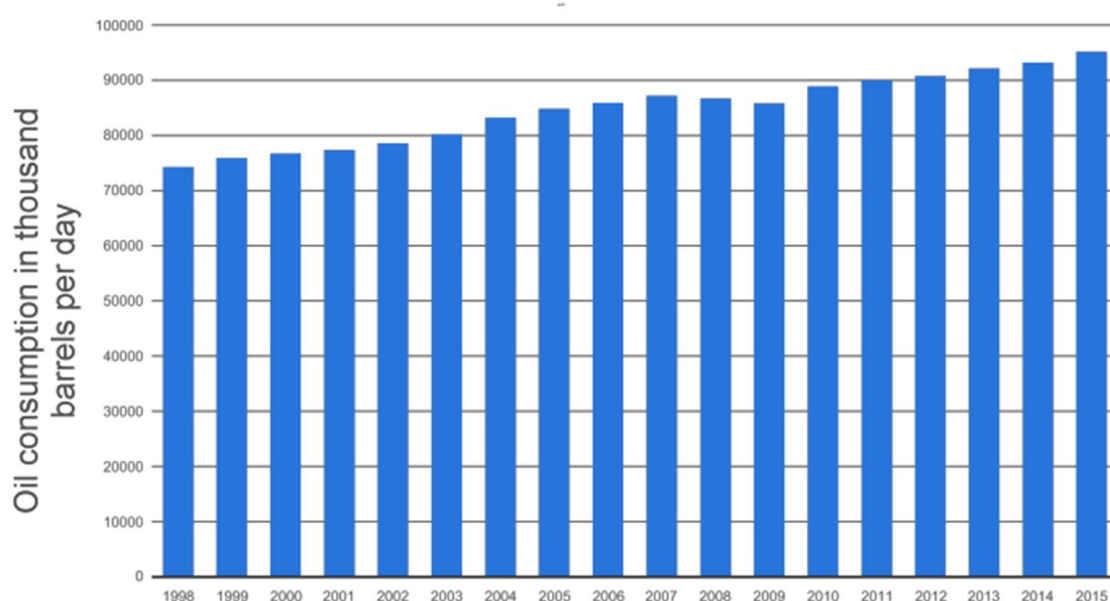


Gráfico 8: Fuente: Oil and gasoline prices dossier publicado por el Statista. Base de datos que nos brinda la Biblioteca del ITBA.

A continuación, se puede ver el consumo mundial de crudo y gas:

World

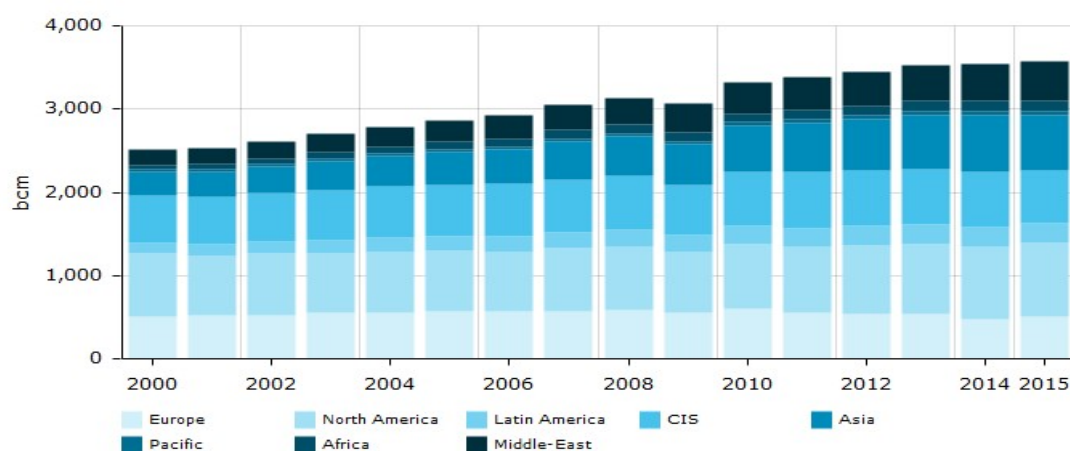


Gráfico 9: Producción mundial de gas en bcm (millones de metros cúbicos por año) - Fuente: Enerdata, Global Energy Statistical Yearbook 2016

La demanda de petróleo presentó una tendencia creciente con una leve caída en el 2009 ocasionada por una contracción de la economía mundial, como ya se explicó en el inciso anterior. Al compararse la demanda de petróleo con el PBI mundial, se observa a grandes rasgos que las curvas presentan un comportamiento similar. El crecimiento del PBI y el consumo de energía están estrechamente vinculados. El aumento en el ingreso de las personas genera un aumento en la demanda de productos y servicios que resulta en una mayor actividad industrial. El aumento de la actividad industrial genera una mayor demanda de energía lo que repercute finalmente en la demanda de petróleo y gas.



Gráfico 10: Variación del PBI a pesos constantes USD 2010. Fuente: Banco Mundial

Para el estudio de la demanda en Argentina, se realizó el siguiente gráfico:

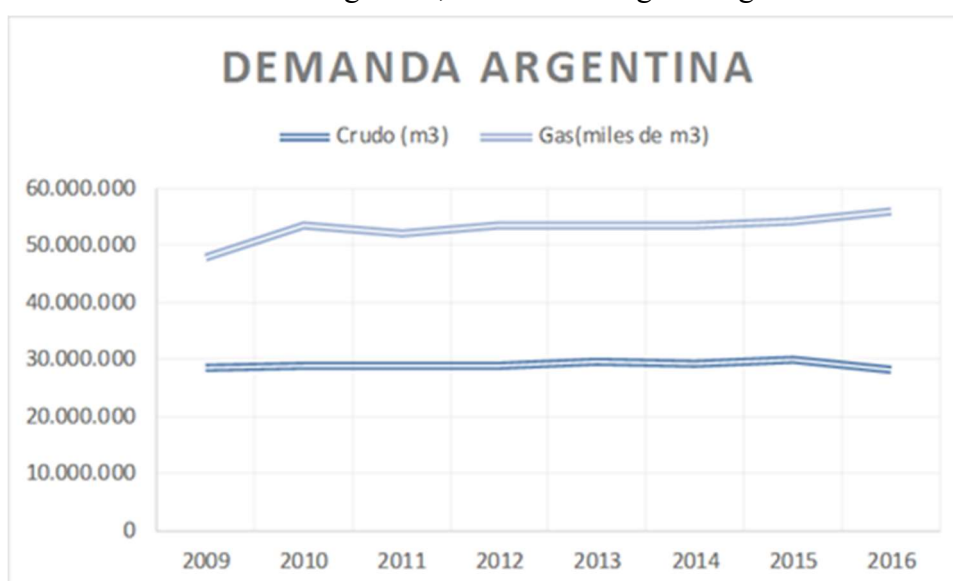


Gráfico 11: Elaborado a partir de datos obtenidos del Ministerio de Energía y Minería de Argentina y de IAPG.

La demanda se mantuvo estable en los últimos 8 años tanto para el petróleo crudo como para el gas natural. Sin embargo, se debe analizar cómo se suple la demanda. En los siguientes gráficos

se puede ver cómo se suple en su mayoría por la producción total argentina y, en menor medida por importaciones.

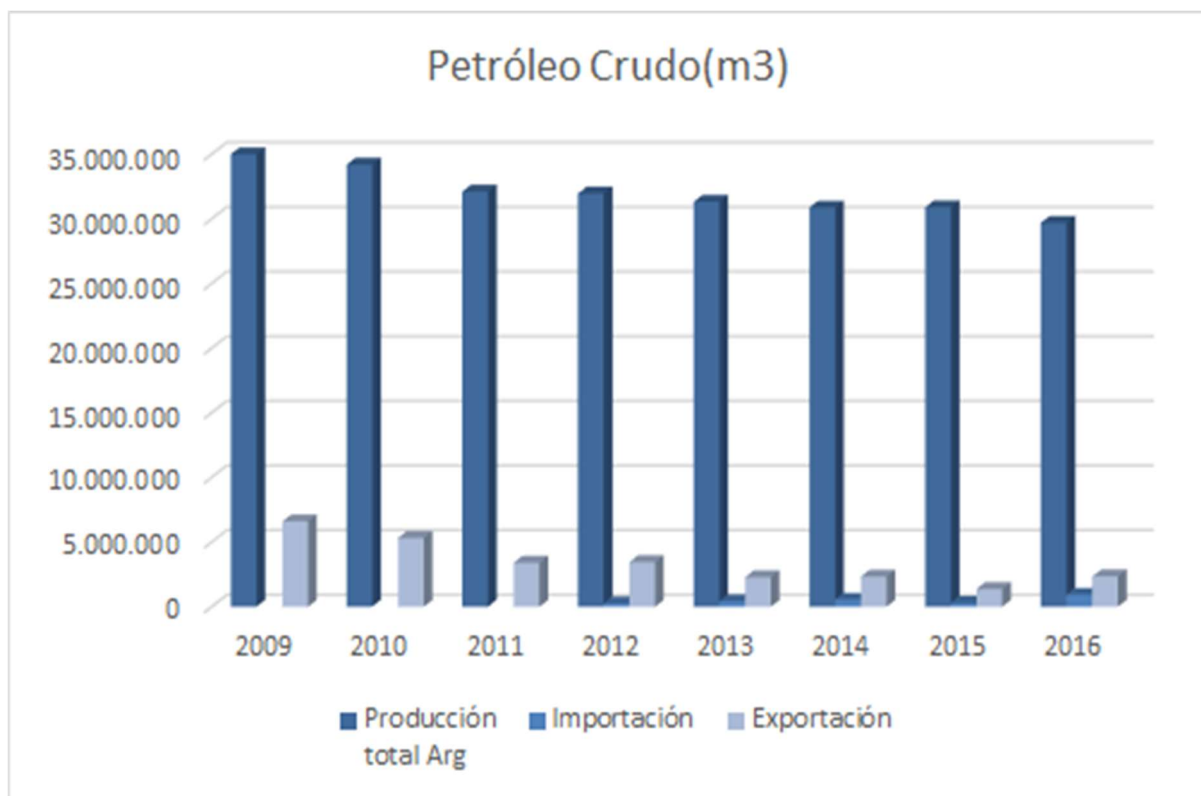


Gráfico 12: Realizado por autores a partir de los datos del Ministerio de Energía y Minería. Ver Anexo 4

En cuanto al petróleo las importaciones fueron aumentando en los últimos años representando entre el 0% y el 3,25% de la oferta mientras que las exportaciones disminuyeron. El país comenzó a importar en el 2012 luego de 20 años de autoabastecimiento. Las refinerías locales se encontraban con capacidad ociosa y para poder abastecer la demanda local, Argentina importó en el 2012 crudo liviano para su refinación local. Se decide importar crudo liviano en lugar de derivados para generar valor nacional a través de la refinación, lograr el abastecimiento de naftas, gasoil y fueloil y generar saldo exportable de otros subproductos en los que el país se autoabastece.

Para la importación del crudo, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas estableció el “*Procedimiento para la importación de Petróleo Crudo Liviano*” con vigencia desde julio de 2012 hasta enero de 2015. El procedimiento establece que las empresas que deben ser consideradas para importar son aquellas que cuenten con disponibilidad internacional y con calidad similar al crudo de tipo “Medanito”. Los volúmenes de importación son determinados por la comisión y asignados a cada empresa.

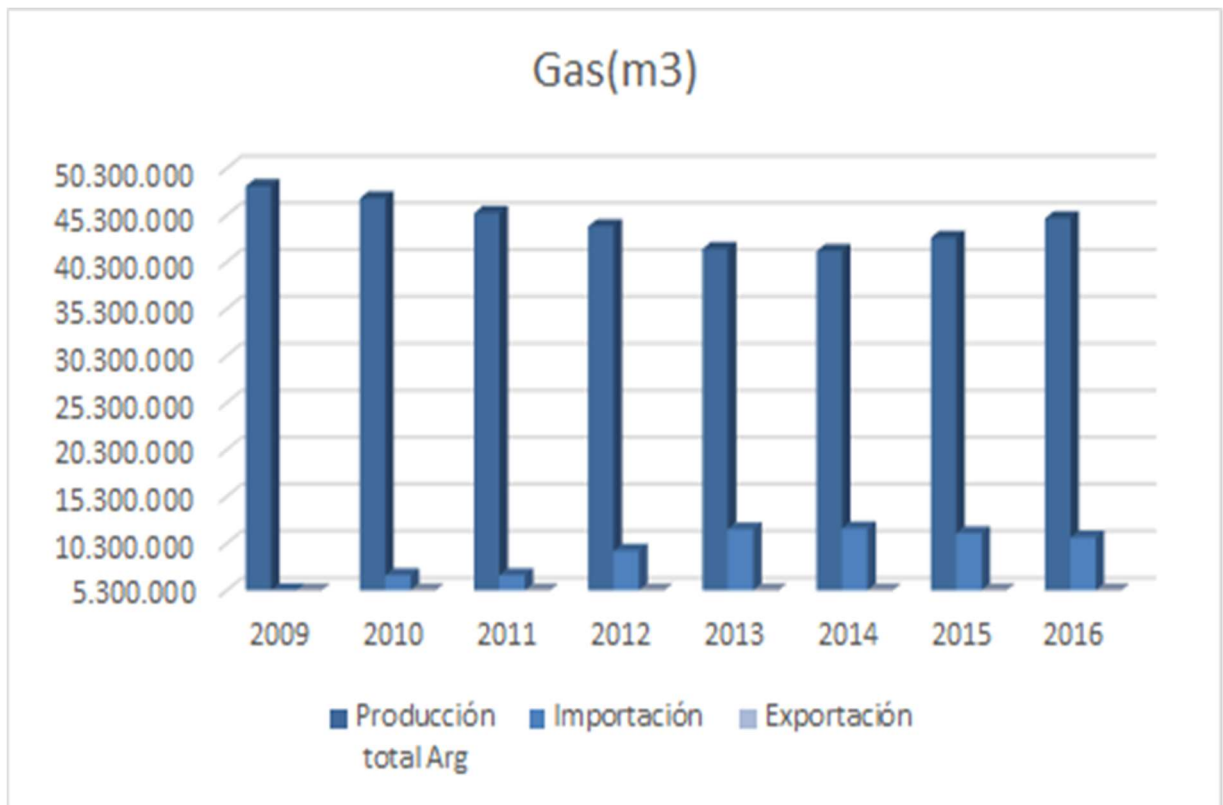


Gráfico 13: Realizado por autores a partir de los datos del Ministerio de Energía y Minería. Ver Anexo 4

En el caso del gas, el quiebre se da en el 2011 donde el país deja de exportar y comienza a importar gas y energía eléctrica en mayor medida de otros países de la región como Bolivia, Uruguay, Paraguay y Brasil y otros extra regionales como Qatar o Trinidad y Tobago. La disminución productiva en los últimos años se debe principalmente a precios no rentables y a la incertidumbre por el futuro, lo que retrotrajo las inversiones. Además, la demanda de gas aumentó debido a un subsidio en las tarifas que generó que el precio sea muy bajo, se presente un déficit energético y la necesidad de importar.

Desde el 2000 al 2013, el consumo de gas per cápita aumentó un 35% según un estudio elaborado por la consultora KPMG, lo que representaba en ese momento un 16% más de la media de consumo de los países de ingresos medios.

PROYECCIÓN DE LA OFERTA

Se estima que la oferta mundial de petróleo tendrá una tendencia creciente en los próximos 10 años debido a la aplicación de nuevas tecnologías y a la explotación de yacimientos no convencionales. De la misma forma se estima que se comportará la oferta mundial de gas.

El Ministerio de Energía y Minería de Argentina publicó en Abril del 2017 un estudio denominado “Escenarios Energéticos 2025”, donde se realizó la proyección de la oferta y de la demanda del crudo y del gas en Argentina. El estudio se realizó teniendo en cuenta el contexto internacional:

- Crecimiento de la demanda pero con menor intensidad energética. Impacto de la creación del auto eléctrico y otras tecnologías.
- Acuerdo de París sobre cambio climático: forzará cambios en las políticas energéticas.
- Competitividad de las fuentes de energía renovables.
- Incertidumbre en los mercados de petróleo y gas natural.
- El crecimiento económico continúa siendo el principal motor de la demanda energética. La población crece de 7.1 billones a casi 8 billones de habitantes.

Se realizaron las proyecciones bajo las siguientes hipótesis:

- Variación anual del PBI de 2,9%



Gráfico 14: Fuente: “Escenarios Energéticos 2025” publicado por el Ministerio de Energía y Minería en Abril del 2017

- Población estimada en 2025: 47,5MM
- Parque automotor 2025: 305 automóviles cada 1000 habitantes
- Escenarios de precios publicados por la EIA
- Penetración del gas natural al 2025: 68% de los hogares
- Ahorro en eficiencia energética
 - Energía eléctrica: 15%
 - Gas Natural: 2,3%
 - Transporte-gasoil: 10,6%

Se realizaron las proyecciones de la oferta planteando dos escenarios posibles. Por un lado se estima la proyección analizando un escenario base, en el que las inversiones se van a mantener constantes sin mayores cambios y por el otro se estudia la proyección de la oferta teniendo en

cuenta un escenario con una inversión destinada a la extracción de crudo no convencional.⁶ Ambas proyecciones se pueden observar a continuación:

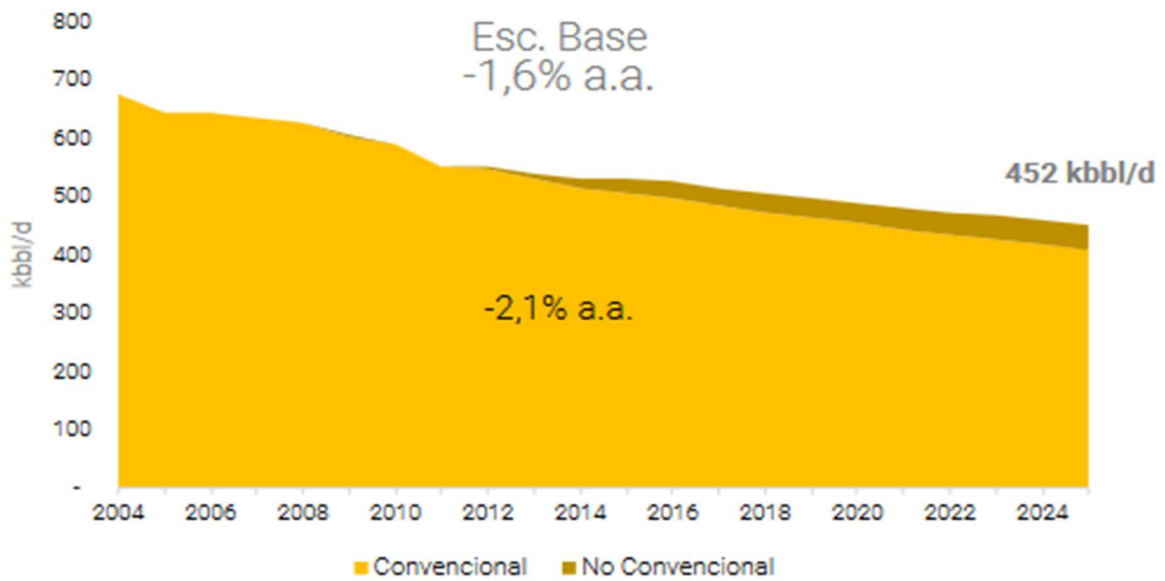


Gráfico 15: Fuente: "Escenarios Energéticos 2025" publicado por el Ministerio de Energía y Minería en Abril del 2017

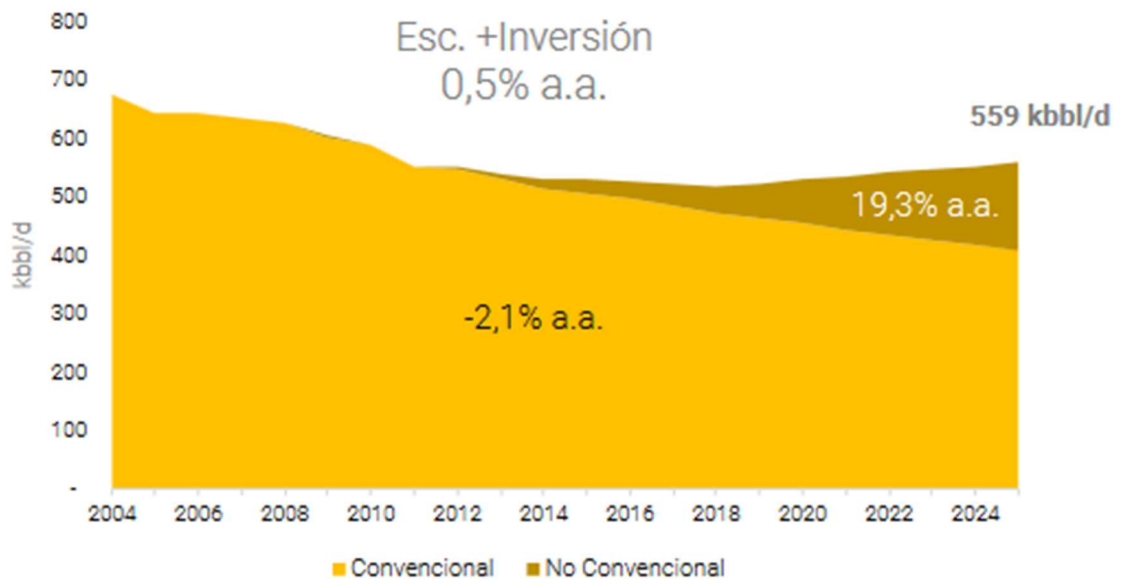


Gráfico 16: Fuente: "Escenarios Energéticos 2025" publicado por el Ministerio de Energía y Minería en Abril del 2017

⁶ La extracción de crudo no convencional difiere de la convencional ya que requiere del bombeo de fluido a alta presión generando vías en la roca de micrones de espesor que funcionan como canales hidráulicos. Luego, el hidrocarburo comienza a fluir, por los canales microscópicos que quedaron abiertos, hacia la superficie por acción de la fuerza que le ejerce la misma presión natural.

En el primer escenario se estima una oferta de crudo decreciente llegando a ser 452 kbbl/d⁷ en el año 2025. En el gráfico 16 se analiza el escenario considerando la inversión mencionada en el párrafo anterior. Se espera que dicha inversión aumente la oferta del crudo en 107 kbbl/d.

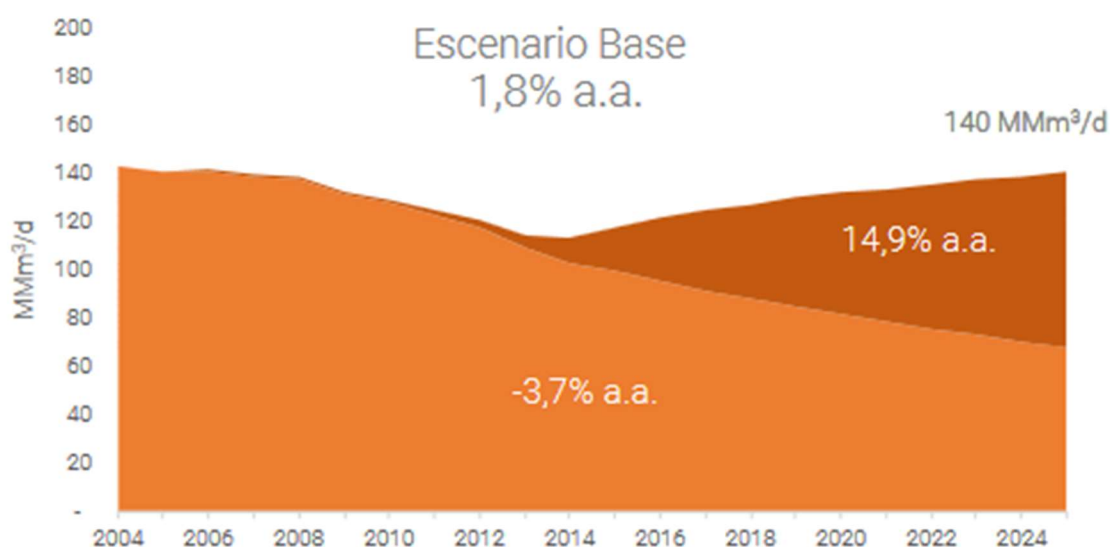


Gráfico 17: Fuente: "Escenarios Energéticos 2025" publicado por el Ministerio de Energía y Minería en Abril del 2017

En cuanto a la proyección de la oferta del gas natural se puede hacer el mismo análisis que para el crudo obteniéndose los siguientes gráficos:

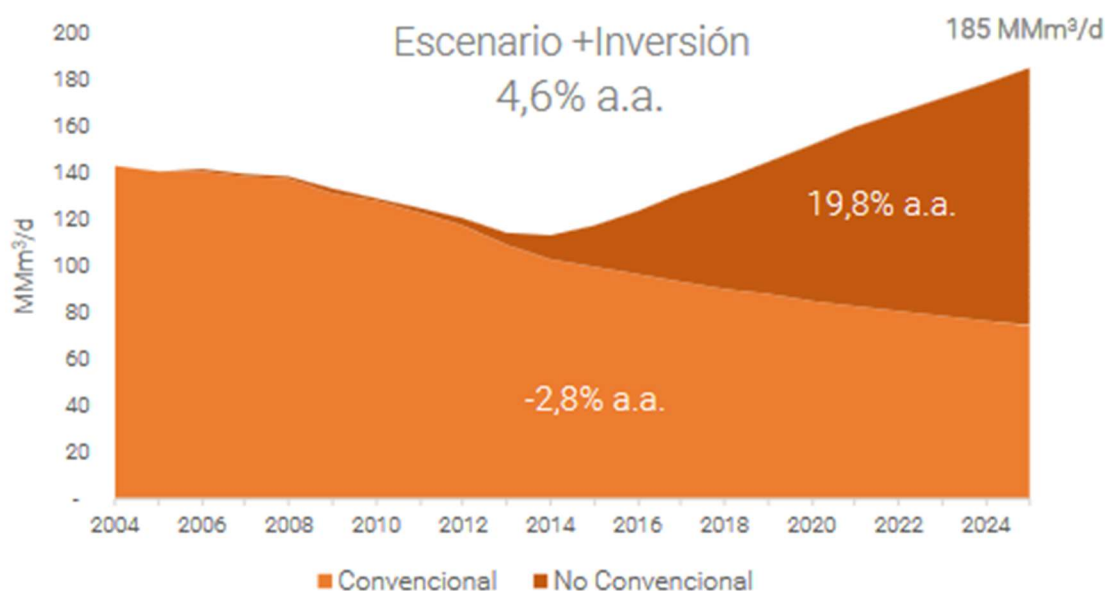


Gráfico 18: Fuente: "Escenarios Energéticos 2025" publicado por el Ministerio de Energía y Minería en Abril del 2017

En ambos escenarios la oferta de gas natural en la Argentina va a incrementar en los próximos años pero la tasa a la que aumenta si se invierte en la extracción de gas no convencional será mayor llegando a ser de 185 MMm³/d para el 2026.

⁷ kbbl/d: (unidad de medición) miles de barriles por día.

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

A continuación, se proyectará la demanda de petróleo en Argentina. Se proyecta que la demanda de los derivados del petróleo en Argentina siga la siguiente curva:⁸

Como se puede observar en el gráfico, a diferencia de la proyección de la oferta, la demanda de crudo en la Argentina es creciente estimándose que para el año 2025 alcance los 30 MM de m³.⁹

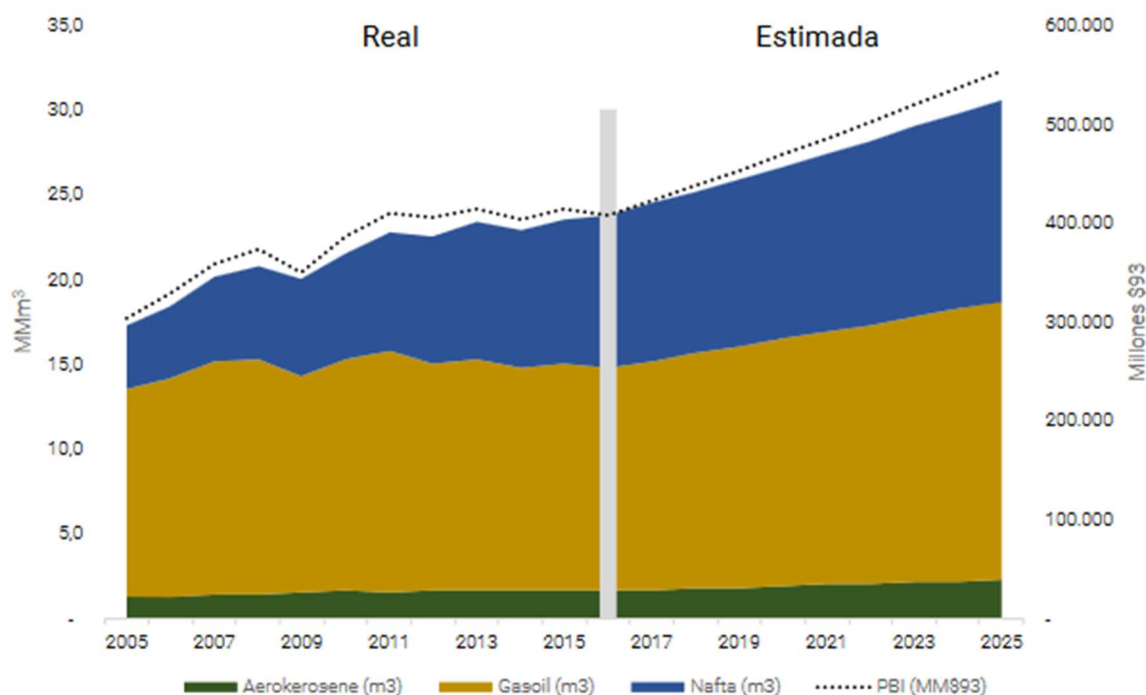


Gráfico 19: Fuente: "Escenarios Energéticos 2025" publicado por el Ministerio de Energía y Minería en Abril del 2017

Haciendo un análisis de las proyecciones de demanda y de oferta del crudo en la Argentina, se puede concluir que en el año 2025 la demanda superará a la oferta por 65 kbbl/d en el escenario base. En el caso de que se realicen inversiones en la extracción de crudo no convencional, la oferta podría superar a la demanda local por 42 kbbl/d que podrían ser exportados.

A continuación, se muestra la tabla 4 de valores de demanda de gas natural a nivel mundial hasta 2040, proyectados por la EIA, y el gráfico correspondiente:

⁸ El consumo de nafta y gasoil incluye el corte de biocombustibles

⁹ 1m³ es equivalente a 6,29 barriles de crudo

Table A6. World natural gas consumption by region, Reference case, 2011–40
(trillion cubic feet)

	History		Projections					Average annual percent change, 2012-40
Region	2011	2012	2020	2025	2030	2035	2040	
OECD								
OECD Americas	30.8	31.8	32.8	34.3	36.5	38.2	40.1	0.8
United States ^a	24.5	25.5	26.1	26.9	28.1	28.8	29.7	0.5
Canada	3.7	3.7	3.9	4.2	4.7	5.2	5.6	1.5
Mexico and Chile	2.6	2.6	2.8	3.2	3.6	4.2	4.8	2.2
OECD Europe	18.6	17.8	19.2	20.6	22.3	23.7	25.3	1.3
OECD Asia	7.6	7.9	8.9	9.8	10.4	11.3	12.2	1.6
Japan	4.5	4.7	5.1	5.6	5.7	5.9	6.0	0.9
South Korea	1.6	1.8	2.1	2.2	2.4	2.7	3.0	1.9
Australia and New Zealand	1.4	1.5	1.7	2.0	2.3	2.7	3.2	2.9
Total OECD	56.9	57.5	60.9	64.7	69.2	73.2	77.6	1.1
Non-OECD								
Non-OECD Europe and Eurasia	22.8	23.0	22.5	23.9	25.0	26.0	26.0	0.4
Russia	15.3	15.7	15.3	15.8	16.2	16.5	16.0	0.1
Other	7.5	7.3	7.2	8.1	8.9	9.5	10.0	1.1
Non-OECD Asia	14.6	15.1	20.8	27.2	34.0	42.5	50.8	4.4
China	4.6	5.1	9.1	13.5	17.6	22.7	27.5	6.2
India	2.3	2.1	2.3	2.9	3.8	4.9	6.0	3.9
Other	7.7	7.9	9.4	10.8	12.7	14.9	17.2	2.8
Middle East	13.9	14.7	17.7	20.5	23.5	26.1	28.9	2.5
Africa	3.9	4.5	5.5	6.2	7.7	9.4	11.1	3.3
Non-OECD Americas	5.0	5.1	5.8	6.5	7.2	8.0	8.9	2.0
Brazil	0.9	1.1	1.4	1.5	1.7	1.9	2.2	2.6
Other	4.1	4.0	4.4	5.0	5.5	6.2	6.8	1.9
Total Non-OECD	60.3	62.3	72.3	84.4	97.5	112.0	125.7	2.5
Total World	117.1	119.8	133.2	149.1	166.6	185.2	203.3	1.9

Tabla 4: Fuente: EIA

En el siguiente gráfico se observa la proyección de la demanda Mundial de Gas Natural.

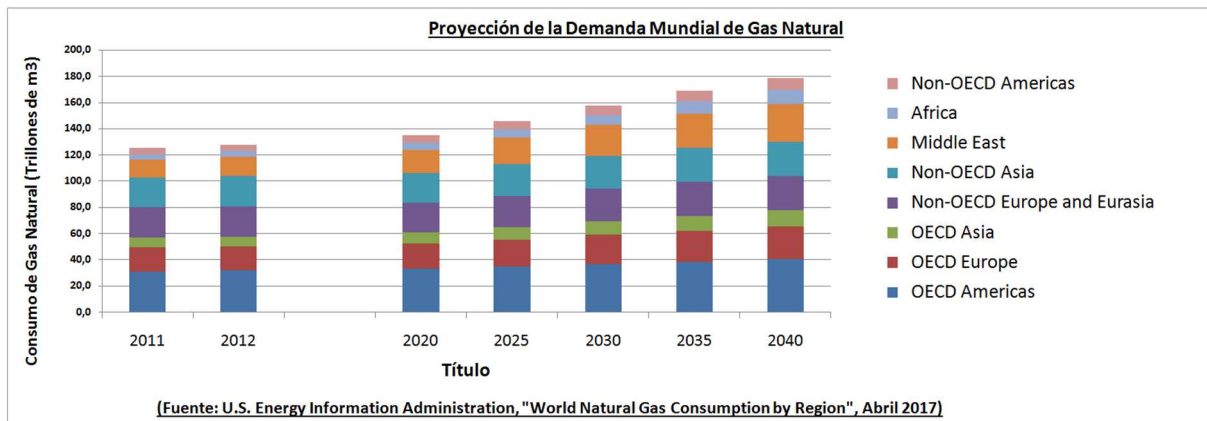


Gráfico 20: Fuente: EIA

Como bien se puede observar en el gráfico, se estima un aumento de la demanda de gas anual promedio del 1,9% a nivel mundial.

Con respecto a la proyección de la demanda en Argentina, considerando el mismo informe del Ministerio de Energía y Minería que se analizó en la proyección de la oferta se estimó la

proyección del consumo final de energía para los próximos años, hasta el 2025. Dicha proyección se comporta de la siguiente manera:

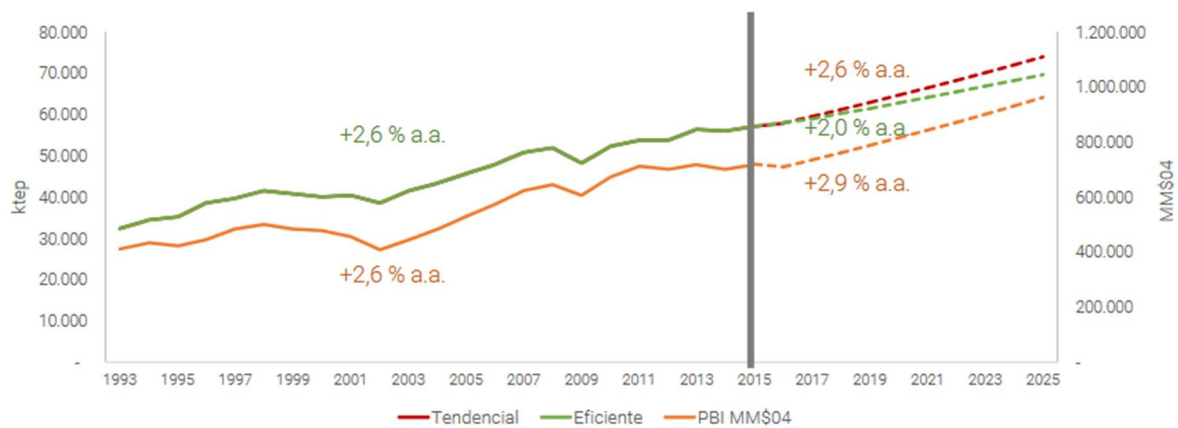


Gráfico 21: Fuente: “Escenarios Energéticos 2025” publicado por el Ministerio de Energía y Minería en Abril del 2017

Como bien se puede observar, el consumo de energía en nuestro país tiene una gran correlación con el PBI, es decir, que el crecimiento económico es el principal motor de la demanda energética.¹⁰

En el caso del gas, se estima la siguiente demanda para los años venideros:¹¹

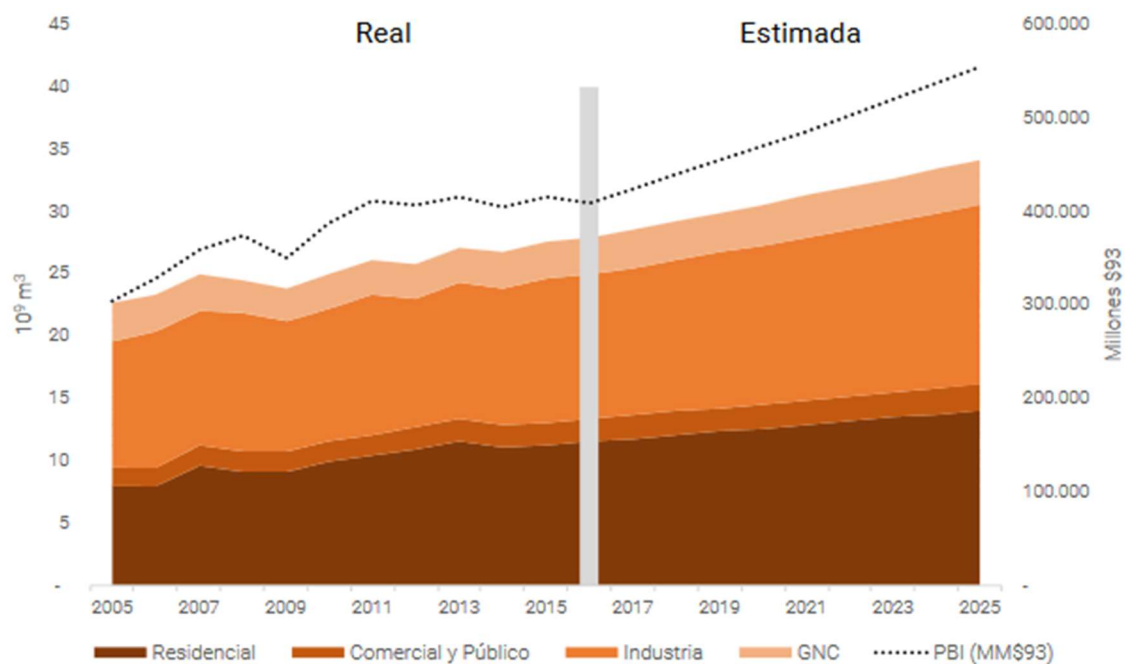


Gráfico 22: Fuente: “Escenarios Energéticos 2025” publicado por el Ministerio de Energía y Minería en Abril del 2017

¹⁰ Ktep: (unidad) kilo toneladas equivalentes de petróleo
MM\$04: es una medida del PBI en base del año 2004

¹¹ La demanda de gas natural no incluye RTP CERRI ni el consumo en las centrales eléctricas.

Al igual que para el crudo, se observa que se proyecta que la demanda incremente de manera constante en todas las áreas en las que se lo utiliza, sin contar las centrales eléctricas. Se estima que el crecimiento del PBI sea más acelerado que el de la demanda del gas natural.

Por otro lado, las proyecciones del gas indican que en el año 2025, la oferta de gas superará a la demanda en los dos escenarios planteados. En el escenario con inversión la diferencia será de 95MMm³/d y en el escenario sin inversión de 50MMm³/d.

DETERMINACIÓN DEL PRECIO

El precio del petróleo a lo largo de los años tuvo la siguiente variación:

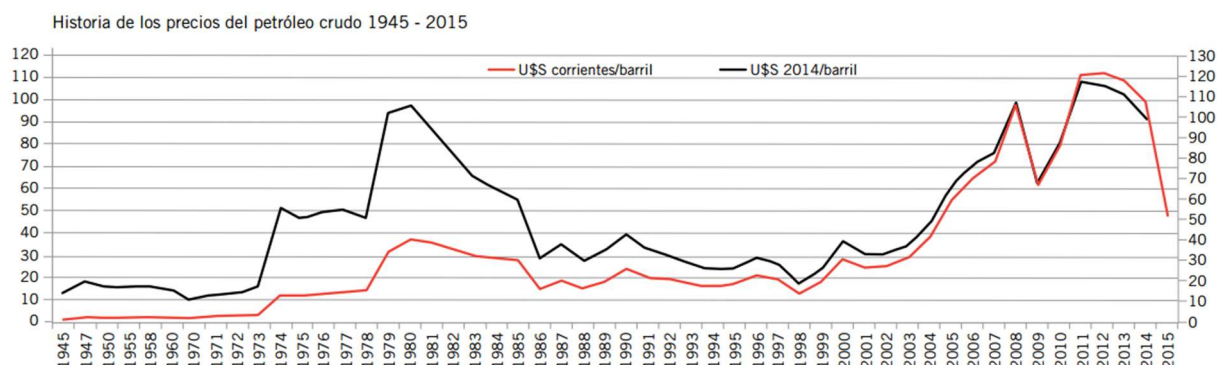


Gráfico 23: Fuente: Petrotecnia, Junio del 2016

Desde la década de 1970 hasta mediados de 1980 los precios del petróleo fueron controlados por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC: *Organization of the Petroleum Exporting Countries*). Una vez terminado este período, la OPEC dejó de fijar los precios, permitiendo así que el precio sea fijado por las fluctuaciones del mercado internacional del petróleo.

A pesar de que la OPEC ya no controla el precio del barril de petróleo, el grupo controla indirectamente, con la restricción y el incremento de los niveles de producción para evitar fluctuaciones bruscas en el precio de un barril de petróleo.

Los precios del petróleo pueden variar debido a una serie de factores, incluidos los fenómenos climáticos, como huracanes, en áreas de producción de petróleo pesado, como el Golfo de México. Los precios del crudo también pueden fluctuar debido a la guerra o inestabilidad política en los países productores de petróleo. Los compradores de petróleo para entrega física rara vez pagan el precio que aparece en el índice WTI o el índice de crudo Brent.

Los socios de la OPEP, más otros once grandes productores, acordaron a finales de 2016 retirar casi 1,8 millones de barriles diarios del mercado a partir de enero con el fin de impulsar al alza los precios.

De esta forma, el petróleo alcanzó su valor más alto en un año y medio, desde los USD 56,93 que operó el barril de Texas el 2 de julio de 2015. En los últimos 12 meses el crudo acumuló un incremento de 80,8 por ciento.

Actualmente, en la Argentina tiene vigencia lo que se denomina el "barril criollo", cuyo precio se establece por acuerdo entre el Gobierno y las petroleras en un nivel superior al del mercado internacional, para hacer más rentable la extracción y refino en territorio nacional y promover las inversiones. En diciembre de 2016 se había fijado en USD 55 para la variedad "Medanito" de la cuenca neuquina, mientras que al crudo "Escalante" producido en Chubut se le reconocían USD 47 por barril.

Se espera que una vez que el precio local se equipare con el internacional se libere y no sea necesario un precio sostén, salvo que baje nuevamente. Si llega a ser necesario dicho precio sostén se estima que se van a dejar los precios mencionados en el párrafo anterior.

Ya que la oferta del petróleo en Argentina disminuirá a lo largo de los años, se seguirá necesitando de la importación del mismo. Por ende, el precio del petróleo no será exactamente

el del Brent, si no que se deberá tener en cuenta un import parity de 2 dólares para poder competir con el importado.

Si analizamos la determinación del precio que tuvo el gas a lo largo de los años podemos encontrar que en la historia Argentina se reconocen tres grandes: a) la previa a la privatización de Gas del Estado y creación del marco regulatorio (Ley 24076 de 1992); b) la correspondiente al período 1993-2001 en la que prácticamente los precios evolucionan según lo pautado en la normativa dictada entre 1992 y 1995 y c) la etapa que comienza en enero de 2002 y continúa hasta el presente, signada por los problemas del abandono de la convertibilidad del peso argentino en paridad 1 a 1 con el dólar estadounidense y la crisis de la industria del gas desde 2004 a la fecha.

Los precios de gas en boca de pozo fueron libres desde 1994, tanto para el mercado interno como para la exportación. Entre 1993 y 2002 el ENARGAS¹² publicaba dos veces al año los precios de gas en boca de pozo como precios de referencia para las tres principales cuencas argentinas (Noroeste, Neuquina y Austral).

La fórmula de ajuste de precios resultaba de un promedio ponderado por partes iguales entre el precio del crudo WTI en el mercado internacional y el del Gas Oil.

Una de las mayores dificultades surgidas tras las modificaciones “ad hoc” del marco regulatorio de gas desde 2004 a la fecha ha sido la ausencia de referencias estables y comprensibles de los valores a los que efectivamente ha sido transado el gas en el mercado interno y externo.

El gas es todavía el principal insumo de la matriz energética Argentina. Durante 2016, la extracción de gas natural aumentó 4,7% aproximadamente 2.000 millones de metros cúbicos, y llegó a su máximo nivel en cinco años. El volumen total de producción de gas del año pasado fue de 44.987 millones de metros cúbicos, datos del Ministerio de Energía y Minería.

Hasta 2016, en Argentina, el gas natural fue usado irresponsablemente ya que, al estar subsidiado por el gobierno, se derrochaba, especialmente en el uso residencial. Esto genera un aumento en la demanda que no podrá ser satisfecho con la producción actual. Es por eso que el gobierno está implementando un “sendero de precios” mediante el retiro gradual de los subsidios para lograr que el precio tienda a los 7,50 dólares/MMBTU. Dicho número surge del promedio ponderado entre el precio internacional y el precio local. De esta manera se ataca el exceso de demanda ya que el consumo se hace más eficiente (se evitará el derroche) y además aumentarán los incentivos para la inversión por parte de los productores de manera de aumentar la capacidad de oferta.

¹² ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas

El gráfico siguiente muestra cómo fue evolucionando el precio del gas para la cuenca neuquina en el tiempo. Este el precio del gas en boca de pozo para la adquisición del yacimiento.



Gráfico 24: Construido con los datos históricos obtenidos del Ministerio. El precio está en pesos argentinos por miles de metros cúbicos de gas.

PROYECCIÓN DEL PRECIO

Proyección del precio del crudo Brent

Para obtener una proyección de precios se evaluaron dos alternativas. La primera fue realizar una regresión a la media del precio histórico del Brent, y la segunda fue buscar una proyección hecha por expertos, como la US Energy Information Administration (EIA).

Mean Reversion/ Reversión a la media

La premisa del estudio de reversión a la media es que el precio del crudo tenderá con los años a su media histórica. Se utilizaron los precios mensuales históricos del crudo Brent en dólares nominales desde el año 1960 hasta el 2016 y se obtuvo la siguiente proyección hasta el año 2038:

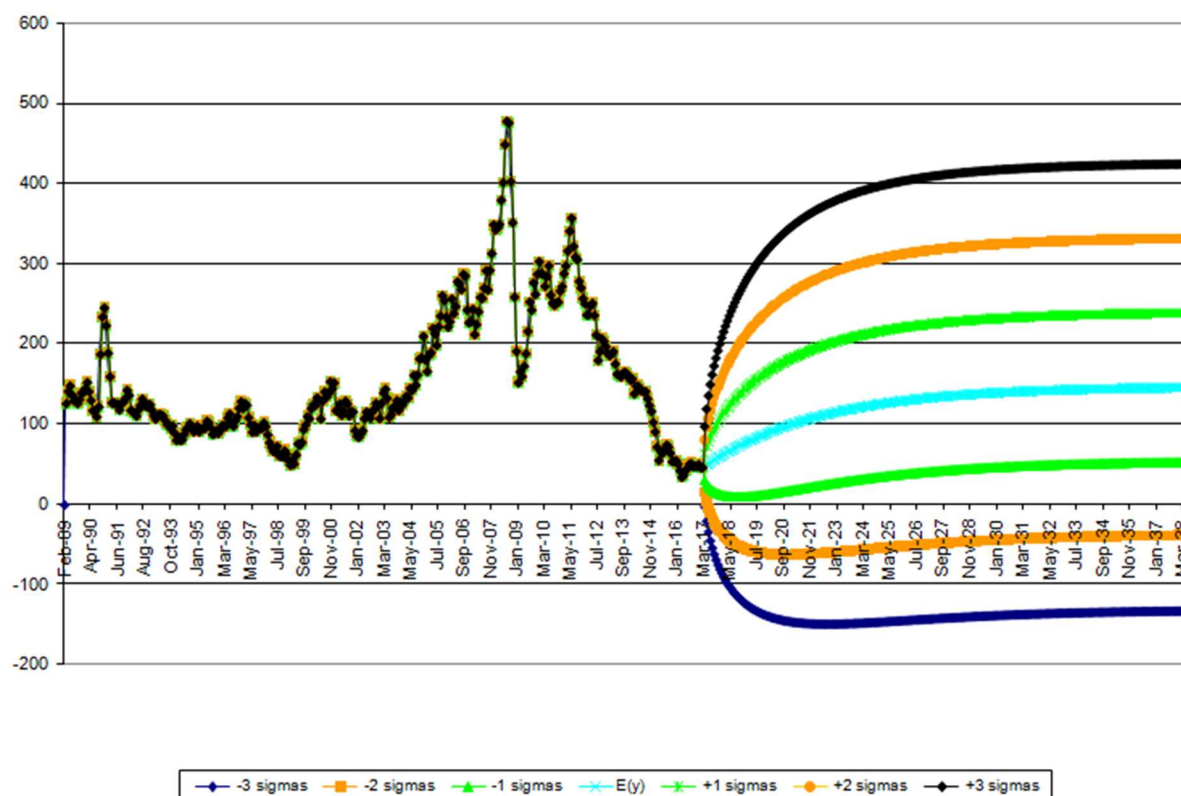


Gráfico 25: realizado por autores. Ver Anexo 5

Se observa que el precio tenderá a la media histórica de 148,14 dólares por tonelada, con un desvío estándar de aproximadamente 77,87 dólares (ambos datos en dólares de 2016). En el anexo se encuentran los datos utilizados para el estudio.

Proyecciones hechas por la Energy Information Administration

Como segunda alternativa, se evaluó la proyección hecha por la EIA en su reporte “International Energy Outlook” del año 2016 y se muestra a continuación:

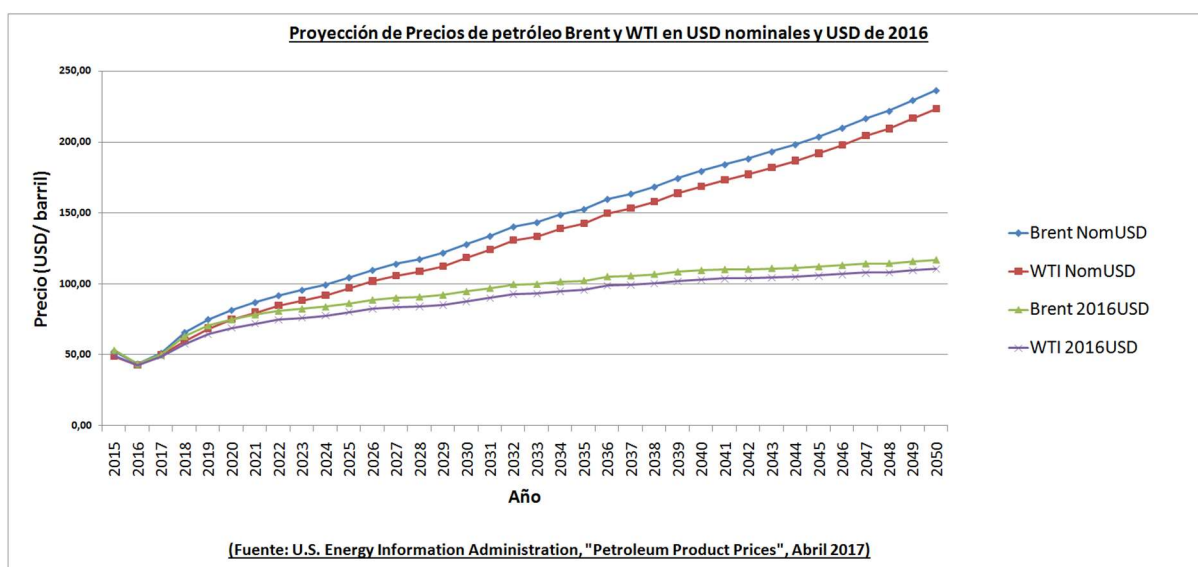


Gráfico 26: realizado en base a los datos expresados en la table del Anexo 6

Se puede observar que el precio en dólares nominales tiene un aumento anual promedio de aproximadamente 4,60%. Una vez que pasamos los valores a dólares de 2016, el aumento anual promedio baja a aproximadamente 2,40%. Cabe aclarar que los valores anuales mostrados son valores intermedios entre los de las proyecciones optimista y pesimista, las cuales estiman aumentos anuales promedio de aproximadamente 7,5% y 1,5%. Específicamente para el Brent los valores son 7,69% y 1,58%, según el reporte "International Energy Outlook 2016", figura 2-1: "North Sea Brent crude oil spot prices in three cases, 1990-2040 (2013 dollars per barrel)".

Selección de la proyección a utilizar

Seleccionamos a la proyección de la EIA como proyección definitiva a utilizar para el precio Brent ya que la variabilidad de los valores arrojados por la Mean Reversion es demasiado grande: el estudio arrojó una tendencia del precio a la media histórica de 148,14 dólares por barril, con un desvío estándar de 77,87 dólares, lo que nos da un coeficiente de variación de 52,56%, el cual consideramos demasiado grande.

Por otro lado, habiendo tantos hitos históricos que provocaron gran variación no aleatoria en el precio, es difícil asegurar que el precio tenderá con el tiempo a la media histórica, lo cual constituye el principio básico del estudio de Mean Reversion.

Proyección del precio Brent con import parity

Habiendo seleccionado la proyección a utilizar procedemos a mostrar la proyección del precio al cual se venderá el crudo extraído, el cual está establecido como el precio del crudo Brent más el Import Parity de dos dólares por barril. La proyección obtenida se muestra a continuación:

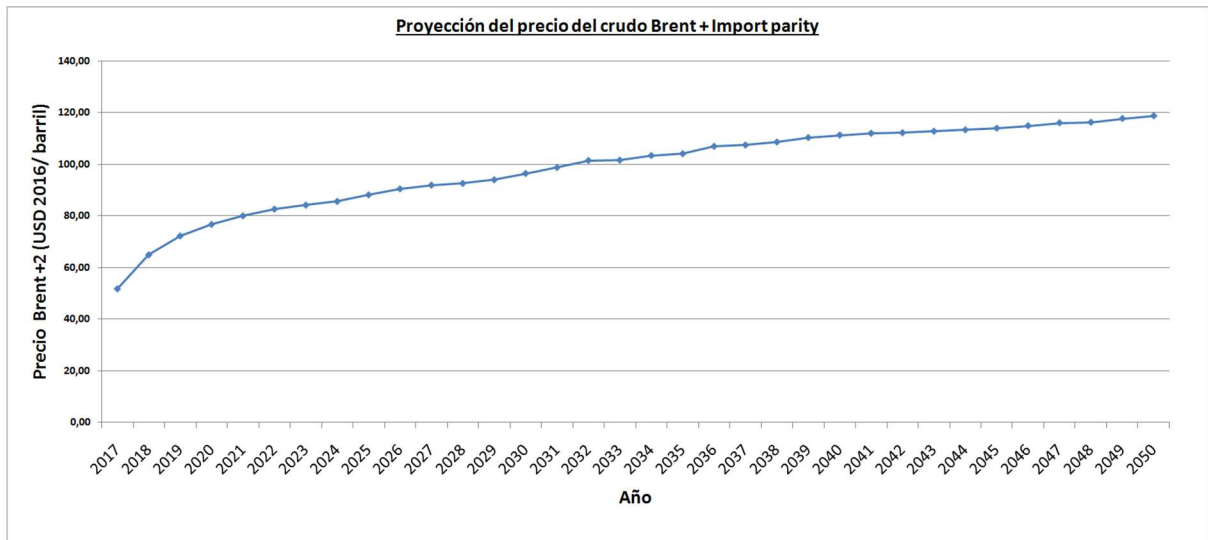


Gráfico 27: realizado por los autores

Proyección del precio del Gas Natural

A diferencia del petróleo, el gas natural no se comporta como un commodity en cuanto al precio, ya que el transporte de gas entre países está muy restringido estructuralmente y no permite una fijación de precios internacionales. Además, su precio está regulado por el gobierno mediante subsidios a las distribuidoras.

Por la falta de gas en la matriz energética el gobierno de turno quiere establecer un sendero de precios a los que va evolucionar el precio del gas. El concepto es ir aumentando el precio siguiendo una línea hasta que se parezca a los internacionales.

Se realizó una regresión a la media igualmente pero no tuvo sentido ya que como se mencionó anteriormente, el precio del gas está regulado por el gobierno y no se puede proyectar.

Por eso a la hora de elegir qué precios vamos a usar para este proyecto, decidimos usar el sendero de precios que fijó el gobierno. Este sendero de precios se publicó en el Ministerio de Minería y Energía de la Nación.

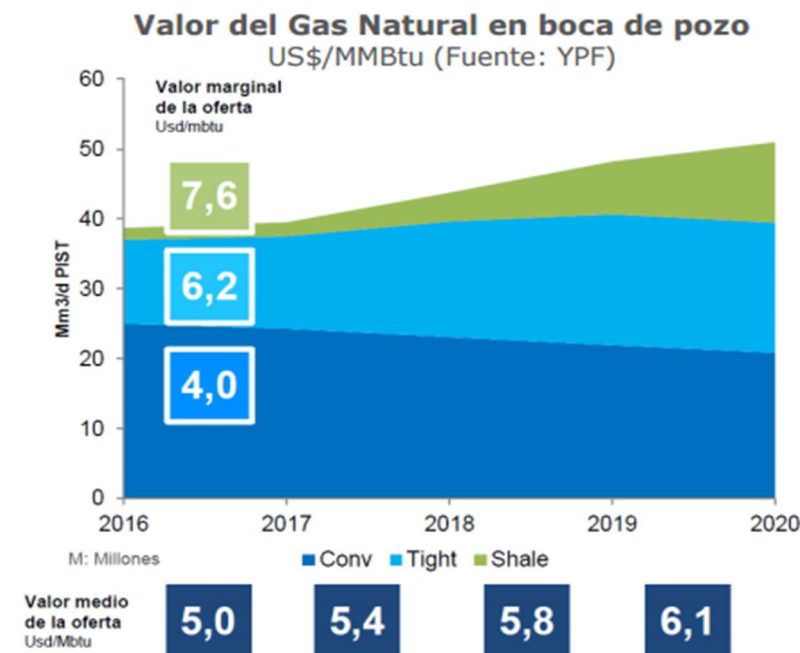


Gráfico 28: Fuente: YPF

Por la falta de información de cómo va evolucionar el precio al estar tan regulado por el gobierno, decidimos usar el precio que toma Oilstone para su proyección del precio del gas.

La empresa trabaja usando el valor medio de la oferta y supone que va a haber un aumento del precio en un 3% anual después del 2020. Oilstone asume que el precio va estar entre los 6 y 7 dólares por millón de btu en Argentina por los próximos 15 años, esto lo asume sabiendo que el principal sustituto del gas es el gasoil que está a 18 dólares por millón de btu. También teniendo en cuenta que hay una demanda de gas insatisfecha que no se conoce y que hoy en día aproximadamente un tercio de la demanda se cubre con gas importado.

Esto nos da una idea de que el gas se va seguir usando porque es más económico que el gasoil y que todavía hay una demanda insatisfecha. Podemos suponer entonces, que el precio va a aumentar un 3 % hasta llegar a un precio estable.

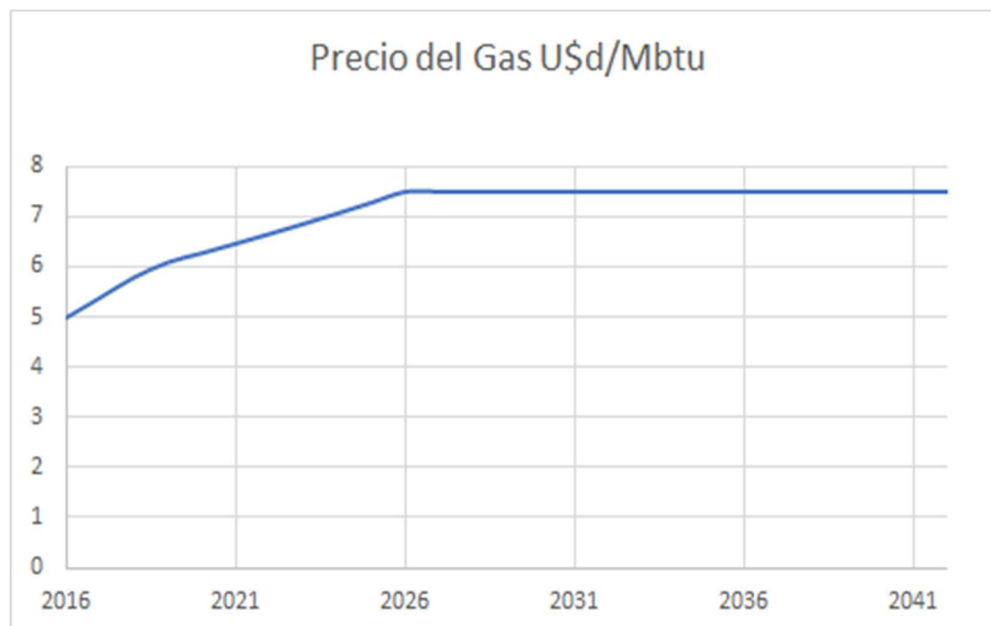


Gráfico 29: realizado por autores

Como se puede apreciar en el gráfico se supone que un precio del gas estable es los 7.50 dólares por millón de btu según las condiciones tomadas para hacer la proyección.

SEGMENTACIÓN DE MERCADO

El petróleo es un commodity. Al hablar de commodity generalmente se hace énfasis en productos genéricos, básicos y sin apenas diferenciación entre sus variedades. En Marketing se define como todo bien que tiene valor o utilidad, y un muy bajo nivel de diferenciación o especialización.

Los posibles clientes van a ser refinerías regionales, para eso el petróleo tiene que cumplir con diferentes especificaciones según la refinería. Es necesario saber qué condiciones tiene el petróleo extraído. Tiene que ver con características de la cantidad de grados API, porcentaje de agua, porcentaje de azufre.

El petróleo extraído es de 30 grados API, tiene una producción diaria de 100 m³/día (Aproximadamente 629 barriles por día).

El petróleo crudo se clasifica según su densidad y sus grados APIs de la siguiente forma:

Aceite crudo	Densidad (g/cm ³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0-0.92	10.0-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Superligero	<0.83	<39

Según la composición de hidrocarburos se clasifica en:

- Parafínicos: composición de hidrocarburos del 75% y poco contenido de azufre. Tiene consistencia ligera y fluida. Se utiliza para la producción de pinturas y gasolinas.
- Asfáltico: tiene alto contenido viscoso, se utiliza para producir asfalto.
- Nafténico/Aromático: compuesto en un 45% por hidrocarburos. Fabricación de aceites lubricantes.
- De base mixta: es una combinación de los anteriores.

Según su composición de azufre:

- Dulce: utilizado para la producción de gasolina. Contiene menos del 0,5% de azufre, es de gran calidad.
- Agrio: tiene un poco más del 1% de azufre. Es utilizado en productos destilados. Resulta más caro que el petróleo dulce.
- Medio: se encuentra entre el 0,5-1% de azufre.

Existen dos tipos de petróleo que se toman como referencia para los distintos mercados, estos son el Brent y el WTI. El Brent es un tipo de petróleo que se extrae del mar del norte y se usa como referencia para los distintos mercados. Es un petróleo liviano, contiene aproximadamente un 0,39% de azufre siendo considerado petróleo dulce (no tanto como el WTI). Es ideal para la producción de gasolina. Es de los más pobres con respecto a su poder calorífico. El WTI es un tipo de crudo producido en Texas y en el sur de Oklahoma que sirve de referencia para fijar el precio de otras corrientes de crudo, es más barato que el Brent.

En Argentina, se utilizaba el WTI como petróleo de referencia, pero en la actualidad se utiliza el Brent. Un crudo de referencia debe cumplir con varios requisitos: tener buena liquidez, lo que significa que importantes cantidades de su producción deben ser garantizadas para que lleguen al mercado de tal modo que no exista escasez; la comercialización de la producción no debe estar concentrada con el objeto de evitar la manipulación de los precios; la calidad del crudo implica características físico-químicas estables; la logística desde la zona de producción a la refinación debe ser accesible, segura y contar con la infraestructura que permita un rápido acceso y lo menos costosa posible. La necesidad de tomar distancia del WTI es debido a que su volatilidad en los precios perjudica a los crudos que cotizan sobre la base del WTI, como los crudos argentinos. Estos desfasajes le generaron grandes pérdidas a toda la industria y contradicen en cierta forma el texto de la ley de emergencia económica que establece la

“intangibilidad” de las regalías petroleras. Es por esto que desde enero 2015 se toma al Brent como valor de referencia.

El mercado del gas se puede segmentar según su destino de consumo, el precio del gas varía para cada segmento. A continuación, se indican los destinos de consumo con el porcentaje¹³ que representan del consumo final y ordenados de menor a mayor precio:

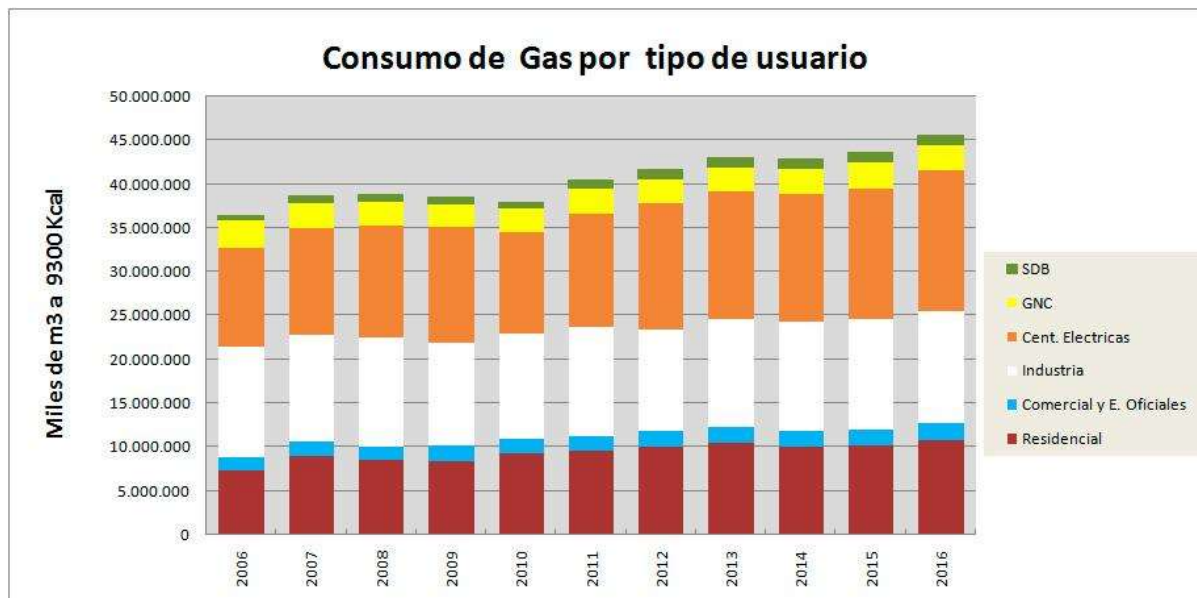
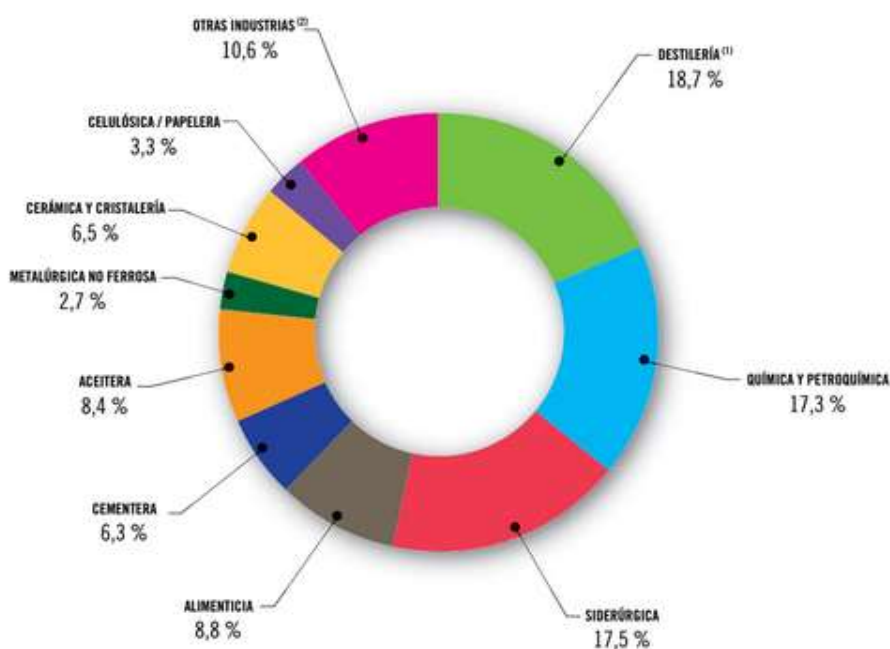


Gráfico 30: Fuente: ENARGAS

- Residencial: representó el 23,5% del consumo en Argentina. Gas destinado a uso residencial. Distribuido principalmente por Metrogas, Camuzzi Gas y Gas Natural Ban.
- Comercial: representa el 3,1% del consumo en el país. Son pequeñas y medianas empresas que utilizan el gas para usos no domésticos.
- Industrial: representa el 25,8% del consumo. Dentro de esta categoría se encuentran los grandes usuarios que se subdividen en las siguientes ramas: Destilerías, Química y petroquímica, Siderúrgica, Alimenticia, Cementera, Aceitera, Metalúrgica no ferrosa, Cerámica y cristalería, celulósica y otras pequeñas industrias.

¹³ Los porcentajes expresados corresponden a valores del 2015. Si bien no se encuentran actualizados al 2017, se utilizan para dar una idea de cómo participa cada segmento en el consumo total.

Gráfico IV-2.h / Industria Manufacturera: grandes usuarios. Consumo de gas por rama de actividad – Año 2015



(1) Incluye gas de proceso. No incluye consumo de industrias en boca de pozo (off system).

(2) Incluye tabaco, extracción de petróleo y gas, transporte por tuberías e industria militar, entre otras.

Gráfico 31: Fuente: ENARGAS

- Industrial - RTP Cerri (Reposición Térmica de Planta para el Complejo Cerri): Es el gas de procesos. Se incluye en el gráfico anterior dentro de las destilerías. Representa el 3,2% del consumo total.
- Centrales Eléctricas: representa el 31,7% del consumo. En boca de pozo: representa el 2,6% del consumo.
- GNC: Utilizado como combustible vehicular, representa el 6,8% del consumo.
- Subdistribuidoras y entes oficiales: representa el 3,4% del consumo.

El mercado del gas se puede segmentar a su vez por su modalidad de comercialización. A continuación, se puede ver la evolución del gas entregado según modalidad de comercialización.

Gas entregado según modalidad de comercialización (MM m3/día de 9300 Kcal.)							
Modalidad de comercialización	1993	2010	2011	2012	2013	2014	2015
A-Reventa gas usuarios distribuidoras	54,812	32,764	34,328	35,972	37,535	36,338	36,822
B-By pass comercial	0,914	50,917	54,997	52,571	50,909	48,732	49,770
C-By pass físico	0,865	14,483	15,442	18,445	22,686	24,516	25,906
D-Planta general Cerri	3,211	3,927	3,655	3,808	3,893	4,080	3,816
E-Boca de pozo	0,000	1,491	2,085	3,042	2,552	3,456	3,058
Subtotal sist. Dist. (A+B)	55,726	83,681	89,325	88,543	88,444	85,070	86,592
Subtotal by pass (C+D)	4,076	18,410	19,097	22,253	26,579	28,596	29,722
Total país (A+B+C+D+E)	59,802	103,582	110,507	113,838	117,575	117,122	119,372

El esquema regulatorio original contemplaba la posibilidad de que un gran usuario ejerciera su derecho de adquirir gas directamente a un productor o comercializador. Esta modalidad de compra de gas fue modificada a partir del dictado de la Resolución SE N° 752/05 y normas complementarias, mediante las que se estableció la obligatoriedad de adquirir el gas en forma directa a productores o comercializadores para determinados segmentos de usuarios de grandes consumos, a saber: Grandes Usuarios (industrias, centrales eléctricas), Pequeñas Industrias y Estaciones de GNC. De este modo, dichos usuarios adquieren el gas en forma directa a los productores o comercializadores, y el servicio de transporte y distribución de la distribuidora

zonal, o bien contratan el transporte con una transportadora y el servicio de distribución con la distribuidora zonal, modalidad de comercialización denominada by-pass comercial.

Los grandes usuarios pueden optar, de acuerdo con lo previsto en el Marco Regulatorio de la Industria del Gas, por desvincularse de la distribuidora construyendo sus propios ductos, modalidad de contratación que se denomina by-pass físico con conexión directa al sistema de transporte.

PARTICIPACIÓN DEL MERCADO OBJETIVO

Según las estadísticas del IAPG de la producción de petróleo y gas natural del 2016, existen 59 empresas que operan hoy en Argentina.

Oilstone extrajo 98.066 m³ de petróleo y 208.168 Mm³ de gas natural sobre un total de 29.707.591 m³ de petróleo y 44.987.757 Mm³ de gas natural extraídos en el país.

- Exportación Petróleo: 2.353.377 m³
- Importación Petróleo: 920.474 m³
- Exportación gas: 27.875,6 Mm³
- Importación gas: 10.871.324,1 Mm³

Según estos datos se puede calcular la participación de Oilstone del mercado objetivo como la producción (tanto de petróleo y gas) de Oilstone sobre el total de producción en Argentina, menos exportaciones, más importaciones totales.

- Participación del mercado objetivo para el petróleo: $98.066\text{m}^3/28.274.688\text{m}^3=0,0034$.
- Participación del mercado objetivo para el gas: $208.168 \text{ Mm}^3/55.831.205,5 \text{ Mm}^3=0,0037$.

En la industria del petróleo la participación del mercado no influye mucho sobre el retorno de inversión (ROI). Es decir, una empresa productora de petróleo y/o gas va vender más mientras más produzca. Es decir que todo lo que se produzca se vende.

A modo de observación Oilstone es una empresa que explota áreas marginales entonces sería más adecuado evaluarla haciendo referencias a otras que trabajen igual o empresas que tengan un ritmo de producción similar. Estas serían empresas que producen entre hasta 0.5% de la producción total de petróleo de la Argentina. Estas podrían llegar competir por la licitación del área.

De todas formas, no habría que descartar que empresas con más producción puedan entrar en la licitación. Aunque es muy poco probable que ocurra.

A partir de un estudio realizado por la empresa Oilstone, pudimos obtener datos de producción de petróleo en Catriel Oeste para los próximos años. Se calcula a continuación el incremento que generará el proyecto en la participación del mercado objetivo para el año 2025, utilizando la proyección de la oferta en Argentina de ese mismo año.

- Incremento en la participación del mercado objetivo:

$$56.615\text{m}^3/26.229.630\text{m}^3=0,0022\%$$

PROYECCIÓN DE VENTA

Para calcular la proyección de ventas del proyecto a implementar se utilizaron datos anteriormente calculados.

Se multiplicó la proyección del precio elegido (EIA) + 2 uds de import parity por la proyección de la producción en Catriel Oeste.

La proyección de la producción fué provista por Oilstone, donde se realizó en el 2014 un estudio de cómo iba a avanzar la producción (en base a las reservas) en el yacimiento. Para corroborar que la proyección esté bien calculada, se observó la producción desde el 2014 hasta el 2016 y coincidió con muy poco error con lo pronosticado por Oilstone. De esta manera pudimos utilizar los datos desde el 2017 hasta el 2042.¹⁴

En el Anexo 7 se pueden observar la tabla y los cálculos que se realizaron para representar el gráfico que se observa a continuación, donde la línea color celeste representa las ventas (en Musd) y la línea naranja representa la producción diaria promedio (en m3/d).

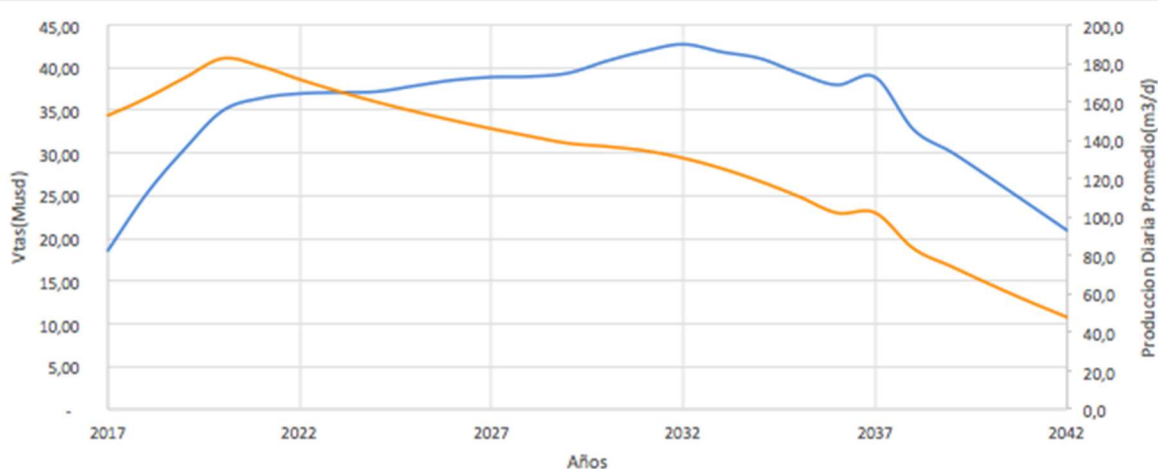


Gráfico 32: realizado por autores utilizando los datos expuestos en el Anexo 6.

Haciendo un análisis del gráfico se puede observar que las ventas van a aumentar en los primeros años aunque luego se producirá una meseta y finalmente disminuirán.

También se puede observar que hay una fuerte relación entre la producción (las reservas) que tiene Catriel Oeste con las ventas. Ambas curvas se comportan de manera bastante parecida, y esto tiene sentido ya que al final, cuando Catriel Oeste comience a quedarse sin reservas (disminuya Q), disminuirán las ventas (el precio no será suficientemente alto como para que las ventas aumenten).

¹⁴ Los estudios de las reservas y de cómo será la producción en un yacimiento son muy difíciles de realizar, solamente expertos pueden realizarlas. Por ende no se consiguió un estudio más reciente.

ESTRATEGIA COMERCIAL

La estrategia comercial que vamos a seguir en este proyecto de inversión es concentrarnos en la venta de crudo a las refinerías locales cerca del yacimiento. La idea es focalizarnos en refinerías pequeñas ya que ellas tienden a pagar un poco más porque necesitan tener un caudal de crudo suficiente para solventar sus gastos. Igualmente hay que tener en cuenta su condición financiera, los plazos de pago de las mismas y el tipo de petróleo que reciben. Nuestro plan es focalizarnos en las refinerías de Fox Petrol S.A.¹⁵ y Petrolera Argentina S.A.¹⁶. Ambas son refinerías situadas en la Provincia de Neuquén que se instalaron en la Argentina en la década del 2000. Esto las hace lo suficientemente chicas como para competir con las grandes refinadoras, pero al mismo tiempo tienen una trayectoria suficiente como para conocer su situación financiera y su lealtad.

Hoy en día Oilstone se dedica a la producción de dos grupos de áreas en las cercanías de Cutral-Co. Una llamada Cerro Bandera que produce mayormente petróleo, donde la empresa tiene un contrato con YPF para explotar el área, en este contrato se fija exclusividad de venta hacia YPF. La otra llamada Dorsal, es un conjunto de áreas donde se produce mayormente gas, donde hay una unión transitoria de empresas con Gas y Petróleo del Neuquén para producir, donde oilstone decide dónde venderlo. Actualmente se lo vende a YPF junto con el crudo extraído de Cerro Bandera, pero si se adquiere la concesión de Catriel Oeste la estrategia es vender este crudo junto con el del nuevo área marginal a una petroquímica más cercana y conveniente.

¹⁵ Fox Petrol S.A.:compañía de origen y capitales neuquinos que utiliza como materia prima esencial y procesando en origen los hidrocarburos líquidos de la extensa cuenca Patagónica. Con una capacidad proyectada de 12000 m³ mes, Fox Petrol produce naftas y gasoil de diversas calidades

¹⁶ Petrolera Argentina S.A. aportará el 7% de la demanda total de naftas de la República Argentina. Encaró recientemente un enérgico proceso de inversión para ampliar la oferta de productos. Construyó una planta nueva de naftas terminadas capaz de producir 325.0000 m³ por año.

- *Fortalezas*
 - El negocio de la empresa es comprar la concesión de campos maduros de Reservorios Convencionales en Argentina actualmente operados por otras compañías que, por focalización y/o exposición, decidan transferir la operación y/o propiedad de los mismos. Tiene el know-how necesario para la tarea.
 - Proyecto similar a Cerro Bandera, la empresa ya hizo esto y aumentó en un 96% la producción de petróleo y en un 450% la de gas en 5 años.
 - Oilstone tiene un bajo costo corporativo.
 - Experiencia de Oilstone en Áreas Maduras, cuentan con una vasta experiencia y reconocimiento en el mercado.
 - Oilstone está en el ranking de las 20 mejores empresas explotadoras.
- *Oportunidades*
 - Hay diversas áreas de campos maduros en el país.
 - Desde hace más de 10 años que hay Yacimientos Maduros en Argentina esperando una renovación de la visión petrolera.
 - Hoy existe un déficit energético importante que compromete las metas de crecimiento de Argentina como país.
 - La productividad y eficiencia sobre los yacimientos maduros requiere de los SKILLS adecuados para que sea sostenible en el tiempo.
 - La concesión en Catriel Oeste está en manos de la provincia.
- *Debilidades*
 - Gran ocurrencia de pullings.
 - Tienen sólo un área comprada, Cerro Bandera.
 - Son una empresa chica, tiene mucha dificultad para acceder a capital.
 - La productividad promedio por pozo en Argentina es muy baja (Oil: 23 Bbl/d y Gas 33 K m3/d).
- *Amenazas*
 - Cuentan con competidores que son más grandes y tienen mayor cantidad de recursos a la hora de hacer propuestas de compra.
 - En la última década, las políticas económicas y energéticas no han logrado incentivar la inversión en forma efectiva.

Áreas de Avance

Es una empresa con experiencia en el áreas marginales en un escenario donde en la Argentina se encuentran una gran cantidad de estas áreas.

Además, la baja producción en la Argentina hace más necesario que se incremente la producción por el déficit energético que le da lugar a empresas como Oilstone a poder usar su experiencia en campo marginales para poder aumentar su vida útil.

Áreas de Defensa

Oilstone es una compañía chica dentro del mercado, con menor capacidad de acceso a capital que el resto de los competidores, esto los deja muy vulnerables frente a la competencia que son empresas más grandes con mayor acceso al capital.

ESTUDIO DE INGENIERÍA

En la siguiente sección se realizó el estudio de los aspectos técnicos del proyecto. Se relevó el área y la tecnología disponible y se determinaron las necesidades de maquinaria y equipos para realizar el proyecto. El objetivo del estudio de ingeniería es proveer la información técnica necesaria para la evaluación económica-financiera del proyecto.

PROCESOS Y TECNOLOGÍAS DISPONIBLES

Existen tres fases para el procedimiento de recobro del crudo: primaria, secundaria y terciaria o mejorada. La fase primaria es producto del flujo natural del yacimiento, cuando la presión en éste es la necesaria para empujar los fluidos que allí se encuentren. La fase secundaria se emplea cuando la primera etapa termina o cuando el yacimiento no produce naturalmente. En esta fase, se utiliza la inyección de agua o gas para llevar el crudo hasta los pozos de producción. Por último, tenemos la fase terciaria o mejorada, por lo general viene luego de la segunda etapa, se inyectan químicos, energía térmica o gases miscibles para extraer el crudo.

Debido a la variedad de los métodos de recuperación existentes, se hace una evaluación del yacimiento para saber cuál es el método más adecuado de recobro. Por lo general se examinan las propiedades de los fluidos, continuidad de la formación, mecánica de las rocas, tecnología de perforación, opciones de terminación de pozos, simulación de la producción e instalaciones de superficie. Se debe tener en cuenta que las fases no llevan un orden estricto, ya que se podrían utilizar dependiendo de las necesidades existentes en el pozo, es decir, que podríamos pasar de una fase primaria a una terciaria, si se considera más favorable para la producción del yacimiento.

Catriel Oeste es un área marginal descubierta en 1959 que ya transitó la fase primaria y actualmente no tiene una presión natural suficiente para la extracción de petróleo por lo que a partir del 1974 se utiliza recuperación secundaria. Para la recuperación secundaria se puede inyectar agua o gas dependiendo de las condiciones del área. Catriel Oeste tiene las condiciones para utilizar el agua extraído de napas como fluido de inyección, donde el petróleo es llevado hacia los pozos de producción por acción de la presión ejercida por el agua. Para la inyección se utiliza el agua salada extraída de napas dado que se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca la cual debe presentar ciertas características:

- No debe ser corrosivo
- Los componentes minerales como BaSO_4 , SrSO_4 , $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, CaCO_3 , MgCO_3 , FeS y Fe_2S_3 ocasionan la formación de conchas por lo que se debe tratar de eliminar del agua este tipo de minerales.
- Debe eliminarse los sólidos o líquidos en gran volumen que producen la obstrucción de los pozos de inyección.
- Muchos de los minerales arcillosos que se encuentran en el yacimiento al unirse con el agua, producen el aumento del volumen de los mismos, por eso el agua inyectada no debe reaccionar con estos.
- El agua preparada para la inyección debe presentar características similares al agua encontrada en el yacimiento para que sean compatibles y pueda funcionar el método.

Hoy en día el método de inyección de agua es el más utilizado de los métodos de recuperación secundaria, cubriendo así más de la mitad de la producción de los pozos a nivel mundial, se utiliza este mecanismo que produce recuperaciones adicionales de petróleo del orden del 5 al 20% del petróleo original in situ.

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo continuo donde las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Habitualmente, estos cambios se acompañan con otros en las relaciones de flujo, en las presiones y en las viscosidades de las fases. La inyección de agua presenta cuatro etapas: condiciones iniciales (antes de comenzar el proyecto), comienzo de la entrada de agua en la formación productora, irrupción de agua en los pozos productores y, luego de la ruptura, producción de petróleo y agua. En la figura a continuación se observa un esquema del desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo.

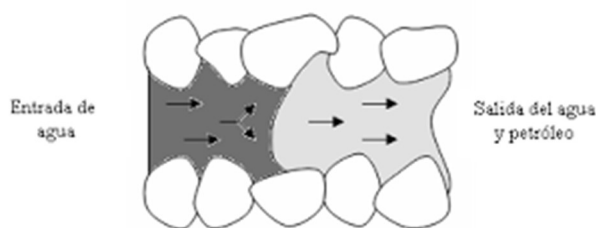


Imagen 7: Fuente: el portal La Comunidad Petrolera

La recuperación secundaria con inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas dependiendo de la posición de los pozos productores e inyectores: inyección periférica/ externa o inyección en arreglos o dispersa.

La inyección periférica se basa en inyectar agua fuera del lugar donde se ubica el crudo, en la periferia del yacimiento. Este método es conocido como inyección tradicional en donde el agua se inyecta en el acuífero que se encuentra junto al contacto agua-petróleo. Al estar los pozos inyectores ubicados en los flancos del reservorio, y los pozos productores en la zona central, los primeros suelen estar estructuralmente más bajos que los segundos. Las principales ventajas de este tipo de esquema son:

- la menor cantidad de pozos inyectores necesarios
- la posibilidad de utilizar como tales a pozos que originalmente fueron perforados en la zona de agua durante la delimitación de la acumulación
- las fuerzas gravitacionales ayudan a retener al agua lejos de los pozos productores.

Como contrapartida, si no existe buena continuidad, las eficiencias volumétricas serán bajas, y la reacción de los pozos más alejados de la línea de inyección, escasa y lenta.

Por otro lado, la inyección en arreglos se encarga de inyectar agua en el lugar donde se encuentra el crudo. Los pozos inyectores y productores se alternan utilizando arreglos geométricos que suelen repetirse dentro de la zona a inundar. Como consecuencia de los gradientes de potencial que se generan con la inyección, el agua desplaza el petróleo hacia los pozos productores. Para obtener un barrido uniforme del yacimiento, los pozos inyectores se distribuyen lo más parejo posible entre los pozos productores. Esto se lleva a cabo convirtiendo inyectores a pozos existentes o perforando pozos inyectores inter-espaciados. Las principales ventajas son:

- elevadas eficiencias areales de barrido y, por ende, factores de recuperación más elevadas,
- posibilidad de controlar mejor el avance del frente de agua
- disminución del efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación y rápido incremento en presiones de todas las zonas bajo inyección

Como principales desventajas, se puede mencionar que, en general, se requiere mayor cantidad de pozos inyectores, lo que obliga a dedicar mayor tiempo al control y seguimiento de la inyección.

Actualmente Catriel Oeste presenta una inyección de agua en arreglos o dispersa, es decir que los pozos inyectores y productores se alternan, con una disposición de pozos como se explicó anteriormente.

Datos generales de enero 2017 para Catriel Oeste

Producción			
Petróleo:	3.303,430 [m3]		
Gas:	349,970 [Miles de m3]		
Agua:	128.632,020 [m3]		
Sistema de Inyección			
Agua:	152.733,360 [m3]		
Gas:	0,000 [Miles de m3]		
CO ₂ :	0,000 [Miles de m3]		
Otros:	0,000 [m3]		
Sistema de Extracción			
Bombeo Hidráulico:	0	Bombeo Mecánico:	61
Cavidad Progresiva:	40	Electrosumergible:	0
Gas Lift:	0	Jet Pump:	0
Otros tipos de extracción:	0	Pistoneo (Swabbing):	0
Plunger Lift:	0	Sin sistema de extracción:	140
Surgencia natural:	0		
Estado de Pozo			
A abandonar:	6	Abandonado:	15
Abandono Temporario:	0	En espera de reparación:	0
En estudio:	60	En inyección efectiva:	41
En reparación:	0	En reserva de Gas:	2
En reserva para recup. sec. /asist.:	10	Extracción efectiva:	75
Mantenimiento de presión:	0	Otra situación activo:	0
Otra situación inactivo:	0	Parado alta relac. Agua/Pet.:	0
Parado alta relac. Gas/Pet.:	0	Parado transitoriamente:	32
Tipo de Pozo			
Acuífero:	2	Gasífero:	0
Inyección de Agua:	70	Inyección de Gas:	0
Otro tipo:	0	Petrolífero:	169
Sumidero:	0		

Tabla 7: Fuente: Ministerio de Energía y Minería

Los datos provistos en la Tabla 7 serán utilizados a lo largo de todo el estudio de ingeniería.

Equipos para la explotación del petróleo y gas

Cuando no existe una presión suficiente para que el petróleo suba de manera natural hasta la superficie se recurre a un sistema de extracción artificial. Estos sistemas aportan energía adicional para enviar los líquidos desde el fondo del pozo hasta la batería de producción. Actualmente, existe una gran variedad de sistemas para cumplir esta función, dependiendo su uso de los caudales y presiones necesarios para obtener el resultado esperado, de la energía disponible para lograr la potencia necesaria (electricidad, gas, combustibles) y de algunas otras consideraciones para ciertos equipos muy ingeniosas en ciertas aplicaciones. Otros elementos que considerar para la selección del equipamiento es la ubicación de los pozos (si están en tierra o sobre el mar, en áreas aisladas o remotas, etc). También debe considerarse el posible ambiente corrosivo de los fluidos de producción, el costo de energía, el costo de reparación de los equipos, la flexibilidad para los cambios de régimen o caudal, el impacto ambiental y, en especial, la cercanía de zonas pobladas.

Los sistemas de extracción más conocidos para operación costa adentro son las siguientes:

- **Bombeo mecánico alternativo:** es uno de los más utilizados por su amplio rango de aplicación, tanto para pozos cortos como para pozos de hasta unos 4000 mts y caudales de 1 a 350 m3/día. Se compone de una bomba de profundidad en la parte inferior del tubing, una sarta de varillas de bombeo que transmite el movimiento alternativo al pistón de la bomba y, finalmente, del AIB (aparato individual de bombeo) o balancín llamado cigüeña con un motor que puede ser eléctrico o a explosión.
- **Elevación con gas:** teniendo gas a alta presión, en el yacimiento se puede utilizar parte de este gas para inyectarlo en el espacio anular entre el tubing y la cañería de entubación del pozo (casing). Esta operación permite introducir gas en el tubing, a distintas profundidades, de forma de ir reduciendo la presión hidrostática del líquido y poder elevarlo a la superficie. La instalación es semejante a la de un pozo surgente con el

agregado de válvulas en el tubing que permite la inyección del gas a distintas profundidades. Requiere también una línea para llevar gas hasta el pozo y captar y separar el gas producido conjuntamente con los líquidos.

- Bombeo electrosumergible: este sistema se utiliza en pozos de muy altos caudales, por ejemplo, en áreas con recuperación secundaria, donde las presiones y caudales son prácticamente constantes. El sistema también se utiliza en pozos muy desviados ya que no hay movimiento de ningún elemento mecánico salvo la bomba centrífuga y el motor, que se colocan en el extremo inferior del tubing con un cableado eléctrico que alimenta al motor. Por razones técnicas, para grandes volúmenes, el casing del pozo debe anticiparse con un diámetro mayor a los valores normales, ya que el motor de la bomba requiere una importante capacidad de refrigeración, y el diámetro es importante para grandes potencias y consecuentes altos caudales. En un sistema que requiere una fuente importante de energía eléctrica. En el proceso de producción, conforme el fluido entra en el pozo, debe pasar primero por el motor. Este flujo de fluido ayuda en el enfriamiento del motor ingresa luego de la admisión en la bomba. Cada etapa (combinación impulsor/difusor) suma una determinada cantidad de presión al fluido, para llegar a la superficie y alcanzar el separador o la línea de conducción.
- Bombeo de cavidades progresivas (PCP): es un sistema especialmente utilizado en fluidos de alta viscosidad y con sólidos en suspensión. Se utiliza hasta los 2000 metros de profundidad y es muy versátil en los caudales que puede manejar, variando simplemente la velocidad de rotación. El fluido es elevado por un elemento rotativo tipo tornillo helicoidal que empuja hacia arriba todo lo que penetra en la cavidad que existe entre dicho tornillo y un estator que consiste en un elastómero vulcanizado, ubicado en el extremo del tubing de producción. El rotor es impulsado desde la superficie por un sistema de varillas, que gira accionado por un motor en la cabeza del pozo.
- Bombeo hidráulico: consiste en una bomba en el fondo del pozo accionada por un fluido que se inyecta al pozo (fluido motriz). De esta manera la bomba reenvía a la superficie al fluido de formación junto con el fluido motriz. En ciertas ocasiones, la bomba puede ser reemplazada por un jet que transforma la presión del fluido motriz en una depresión que aspira los fluidos del pozo para enviarlos a superficie. Tiene un amplio rango de caudal y profundidades y es de fácil manejo, puede recuperarse la bomba por inversión del sentido del flujo.

A continuación, se hará una evaluación sobre el equipamiento instalado en Catriel Oeste.

Existen numerosos factores que afectan la selección de una metodología de extracción u otra. A continuación, se presentan, de forma resumida, las consideradas más relevantes para tomar en cuenta (Ref.: *The Technology of Artificial Lift Methods*, Kermit Brown y otros, 1980):

Consideraciones respecto del reservorio

IPR	Las curvas "IPR" (<i>Inflow Performance Relationship</i>) se construyen evaluando los caudales de producción a diferentes presiones de fluencia en fondo y definen el potencial de producción de un pozo. Es clave conocerlo antes de evaluar el método de extracción artificial.
Producción total de líquido	Anticipar el caudal total de líquido es fundamental. Por lo general, el bombeo de desplazamiento positivo (bombeo mecánico, bombeo PCP y bombeo hidráulico a pistón) se limita a caudales que están por debajo de 5000 bdlpd (barriles de líquido por día).
Corte de agua	Cortes elevados de agua, por lo general, requieren métodos de extracción que pueden mover grandes volúmenes de fluido.
Relación gas - líquido	Es fundamental saber la cantidad de gas asociado ya que, a mayor porcentaje de gas, menor eficiencia en la extracción.
Viscosidad del petróleo	Viscosidades muy bajas (menores a 10 cp) no interfieren en la selección de ningún método de extracción. Pero fluidos muy viscosos pueden causar inconvenientes, sobre todo si se trata de bombeo mecánico.
Mecanismo de empuje en el reservorio	Reservorios que no están asistidos: en la etapa tardía de la producción seguramente van a requerir de bombeo para producir bajos volúmenes de fluido. También podrán requerir de agua inyectada. Reservorios que están asistidos por empuje de agua: se debe esperar un elevado corte de agua para los sistemas de elevación. Reservorios que están asistidos por casquete de gas: el aumento de la relación gas-líquido puede afectar la eficiencia de elevación.
Otras características del reservorio	Producción de arena, parafina, o productos de corrosión pueden causar taponamiento o abrasión en los mecanismos de producción. Agentes como H_2S , CO_2 , agua salada, etc. pueden causar corrosión. Altas temperaturas de reservorio pueden afectar a los equipos de fondo de pozo.

Consideración respecto del pozo

Profundidad del pozo	La profundidad del pozo tiene relación directa con la cantidad de energía (en superficie) que se necesita para mover los fluidos desde el reservorio a la superficie, y puede poner límites, por ejemplo, a las varillas de bombeo y otros equipos.
Tipo de terminación en el pozo	El tipo de terminación afecta la producción del pozo, y por ende, el sistema de extracción.
Dimensiones de tubing y Casing	Si se tiene un <i>Casing</i> de diámetro pequeño, limita el tamaño del <i>tubing</i> de producción y limita también algunas opciones. <i>Tubing</i> de diámetro pequeño limitará los caudales de producción, y tubos de gran diámetro puede permitir ahogo del pozo por el exceso de líquido.
Trayectoria del pozo	Pozos que tengan una excesiva desviación pueden limitar el uso de bombeo mecánico o bombeo PCP.

Instalaciones de superficie

Caudales	Los caudales están regulados por las presiones en boca de pozo y contrapresiones en los equipos de superficie (es decir, separadores, líneas de flujo, etc.).
Diámetro y longitud de la línea de conducción	La longitud de las líneas de conducción y el diámetro en boca de pozo determina los requerimientos de presión y afecta el rendimiento general del sistema de producción.
Contaminantes	Incrustaciones, parafina, etc., incrementan la contrapresión del sistema.
Fuentes de energía	La disponibilidad de electricidad o gas natural regula el tipo de levantamiento artificial seleccionado. Otras fuentes, como diésel o querosén, también pueden ser consideradas.
Ubicación del campo	En los campos costa afuera, la disponibilidad de espacio en la plataforma y la trayectoria de los pozos, por lo general direccionales, son las principales consideraciones y limitantes en la selección. En los yacimientos en tierra, factores tales como los límites de ruido, las preocupaciones ambientales, el acceso a la superficie y el espacio en las locaciones también deben ser considerados.
Entorno climático	Afecta el funcionamiento de los equipos en superficie.

Formas de operar el yacimiento

Proyecto de recuperación a largo plazo	El sistema de extracción debe considerar que el reservorio cambia a lo largo del tiempo.
Proyectos de recuperación asistida o mantenimiento de presión	Estos procesos van a cambiar las propiedades del fluido y posiblemente requieran cambios en los sistemas de levantamiento artificial.
Automatización del campo	Si el equipo de control de la superficie será de propulsión eléctrica, un sistema de levantamiento artificial accionado eléctricamente debe ser considerado.
Disponibilidad de personal de operación y servicios de apoyo	Algunos sistemas de levantamiento artificial son de bajo mantenimiento, mientras que otros requieren un seguimiento regular y monitoreo continuo. Las necesidades de servicios (equipos de <i>workover</i> , unidades de <i>wireline</i> , etc.) son clave. La familiaridad del personal de campo con el equipo también deben tenerse en cuenta (entrenamiento).

Tabla 8: Fuente: *The Technology of Artificial Lift Methods*, Kermit Brown y otros, 1980

Los parámetros arriba explicados se resumen en la siguiente tabla:

Parámetros de operación	Bombas de desplazamiento positivo			Bombas de desplazamiento dinámico		Levantamiento por gas [Gas Lift]
	Bombeo mecánico	PCP	Bombeo hidráulico [Pistón]	ESP	Bombeo hidráulico [Jet]	
Prof. típica de operación (TVD)	100' a 11.000'	2.000' a 4500'	7.500' a 10.000'	5.000' a 10.000'		5.000' a 10.000'
Prof. máxima de operación (TVD)	16.000'	6.000'	17.000'	15.000'	15.000'	15.000'
Caudal típico de operación (BFPD)	5 a 1500	5 a 2.200	50 a 500	100 a 30.000	300 a 4.000	100 a 10.000
Caudal máximo de operación (BFPD)	6.000	4.500	4.000	40.000	>15.000	30.000
Temp. máxima de operación	550 °F [288 °C]	250 °F [120 °C]	500 °F [260 °C]	400 °F [205 °C]	500 °F [260 °C]	400 °F [205 °C]
Manejo de ambiente corrosivo	Bueno a excelente	Pasable	Bueno	Bueno	Excelente	Bueno a excelente
Manejo de gas	Pasable	Bueno	Pasable	Pasable	Bueno	Excelente
Manejo de sólidos	Pasable	Excelente	Pobre	Pasable	Bueno	Bueno
Gravedad del fluido	> 8 ° API	< 35 ° API	> 8 ° API	> 10 ° API	> 8 ° API	> 15 ° API
Servicio a pozo	Workover o pulling	Workover o pulling	Wireline	Workover o pulling	Wireline	Wireline o workover
Aplicación costa afuera	N/A	Buena	Buena	Excelente	Excelente	Excelente
Eficiencia [%]	45 - 60	40 - 70	45 - 55	35 - 60	10 - 30	10 - 30

Tabla 9: Fuente: *The Technology of Artificial Lift Methods*, Kermit Brown y otros, 1980

En el Anexo 8 se puede observar una tabla que indica, para cada uno de los 101 pozos de Catriel Oeste, la marca, modelo, potencia nominal y velocidad nominal de su equipo de bombeo. Ahí se puede observar que 61 pozos utilizan bombeo mecánico o “cigüeña” y 40 pozos utilizan bombas de cavidades progresivas (PCP).

En base a las proyecciones de producción diaria para los próximos 10 años se realizó el cálculo del caudal medio a extraer (agua más crudo) por cada bomba. Si bien el caudal difiere entre los distintos pozos, este cálculo es útil para evaluar el requerimiento del sistema. Éste se muestra a continuación:

Año	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Extracción petróleo proyectada (m3/ día)	152,60	161,90	172,50	182,60	178,40	171,60	165,50	159,90	154,90	150,30	146,00
Extracción petróleo proyectada (barriles/día)	953,75	1011,88	1078,13	1141,25	1115,00	1072,50	1034,38	999,38	968,13	939,38	912,50
% Crudo (sobre crudo + agua)	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%
Caudal extraído Total (m3/día)	6.936,36	7.359,09	7.840,91	8.300,00	8.109,09	7.800,00	7.522,73	7.268,18	7.040,91	6.831,82	6.636,36
Caudal extraído Total (barriles/día)	43.352,27	45.994,32	49.005,68	51.875,00	50.681,82	48.750,00	47.017,05	45.426,14	44.005,68	42.698,86	41.477,27
Caudal medio por bomba (m3/día)	68,68	72,86	77,63	82,18	80,29	77,23	74,48	71,96	69,71	67,64	65,71
Caudal medio por bomba (barriles/día)	429,23	455,39	485,20	513,61	501,80	482,67	465,52	449,76	435,70	422,76	410,67

Tabla 10: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

Utilizando las declaraciones juradas de producción pozo por pozo para Catriel Oeste, obtenidas en el registro del Ministerio de Energía y Minería (MinEM), se calculó el caudal máximo a extraer de crudo más agua para cada pozo en el período, y posteriormente la potencia requerida en HP de cada bomba. Este cálculo está incluido en la tabla del anexo 8. Allí se puede observar que la potencia requerida en todos los casos es menor que la potencia instalada.

Se concluye que el equipamiento de bombeo para pozos de extracción es apto para la producción a realizar durante los próximos 10 años, en primer lugar, por el requerimiento de potencia desarrollado previamente, y en segundo lugar porque ambas tecnologías (PCP y bombeo mecánico) son aptas para realizar pullings y workovers, que suponen la extracción de tuberías del pozo para su restauración. Estos conceptos serán desarrollados posteriormente junto con una ampliación de las condiciones de operación de Catriel Oeste.

Instalaciones para la producción

Desde el pozo hasta el gasoducto o el oleoducto de transporte de los productos se encuentran habitualmente las siguientes instalaciones:

- Red de cañerías de conducción: llevan la producción de los pozos hacia satélites colectores de campo, que pueden diferenciar la producción a nivel de pozo para su ensayo individual, o llevar toda, en conjunto, hacia una batería.
- Batería colectora: recibe la producción total de fluidos de los pozos conectados de las cercanías. En sus instalaciones se realiza una separación del gas y líquido, una posterior separación de agua libre, la medición de los distintos caudales, a nivel general o particular de cada pozo, y el almacenamiento de los líquidos en tanques para su bombeo a las plantas de tratamiento de crudo y agua. El gas se envía directamente del separador a un gasoducto de captación para llevarlo hacia la planta de tratamiento o a los compresores, si resulta necesario.
- Planta de tratamiento del crudo: recibe la producción de todas las baterías para proceder a su acondicionamiento para la venta. Ello exige eliminar el agua residual y las sales llevando su contenido a valores por debajo del límite permitido. Aquí se utilizan productos químicos, calentadores, tratadores termoeléctricos, para romper emulsiones de petróleo y agua. Adicionalmente, se cuenta con distintas bombas dosificadores de químicos, hornos para calentamiento, tanques de reposo, tanques de almacenaje para el despacho y bombas para la entrega al oleoducto. La producción se puede medir con tanques calibrados que determinan los niveles antes y después del bombeo o, para caudales importantes, con unidades automáticas de medición volumétrica con distintos tipos de caudalímetros. Se mide continuamente la densidad que define la calidad y el precio del petróleo.
- Planta de tratamiento del gas: se prepara el gas para su ingreso al gasoducto. En ella se reduce la humedad naturalmente contenida en los gases y se controla otros contenidos no deseados, como CO₂ y SH₂, para contar con las instalaciones necesarias para aumentar la presión hasta el valor requerido.
- Planta de tratamiento de agua: se acondiciona el agua producida para su reinyección, ya sea para recuperación secundaria o simplemente, acorde a su salinidad, para su eliminación en un pozo que la envía a niveles adecuados del subsuelo, de este modo se evita contaminar las capas de agua dulce.

Catriel Oeste cuenta con las siguientes instalaciones.

- Oleoductos:

A continuación, se observa una tabla con las dimensiones y longitudes de los oleoductos.

BAT.	Diametro	Longitud (mts)	Material	OBSERVACIONES
1	4"	150	ERFV	
2	4"	720	ERFV	
3	4"	740	ERFV	
4	4"	1350	ERFV	
5	4"	2100	ERFV	
6	4"	1300	ERFV	Oleoducto telescópico. Inicia c/4" y Se amplía a 6". Los tramos en 4" (5/800 y 500 psi).
6	6"	1600	ERFV	
7	4"	4650	ERFV	

Tabla 11: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

La unión de oleoductos es la siguiente:

BAT.	Diametro	Longitud	Material	OBSERVACIONES
1 & 4	6"	450	ERFV	
2 & 3	6"	1700	ERFV	

Tabla 12: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

- Ramales de inyección:

A continuación, se observa una tabla con las dimensiones y longitudes de los ramales de inyección.

Ramal				OBSERVACIONES
	ERFV 6"	ERFV 4"	ERFV 3"	
A	2040 metros	2500 metros	550 metros	Ramal telescópico. Inicia c/6" y Se reduce a 4 y 3". Serie 1000 y 800 Psi
B	1900 metros	1400 metros	254 metros	Ramal telescópico. Inicia c/6" y Se reduce a 4 y 3". Serie 1000 Psi
C		1400 metros	1560 metros	Ramal telescópico. Inicia c/4" y Se reduce a 3". Serie 1000 Psi
D		830 metros		Serie 1000 Psi.
E		536 metros	2100 metros	Ramal telescópico. Inicia c/4" y Se reduce a 3". Serie 1000 Psi
F		1270 metros		Serie 1000 Psi.

Tabla 13: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

- Líneas de conducción:

En el Anexo 9 se observan las líneas de conducción entre los pozos y cada una de las baterías.

El cuadro a continuación resume la cantidad de pozos de la cual la batería recibe su producción.

BAT.	Cantidad de POZOS
1	9
2	15
3	13
4	15
5	18
6	18
7	13

Tabla 14: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

- Baterías:

En el Anexo 10 se observa una tabla con el detalle de cada una de las baterías, el equipamiento que tiene cada una, y la cantidad y características de este equipamiento.

- Planta de tratamiento de crudo (PTC):

La PTC cuenta con 4 tanques con las siguientes capacidades:

			TANQUES				
Ubicación	N°	Estado Actual	Ubicación Física	MARCA/Modelo	N°serie	Capacidad m3	Volumen Operativo
PTS	TK- 04	E/s	Reproceso receptor de agua de la PTS	Acero		80	70
PTC	TK-01	E/s	Almacenaje/Petroleo de ptc	Acero		1000	840
PTC	TK-03	E/s	Almacenaje/Petroleo de ptc	Acero		500	410
PTS	TK3	E/s	Almacenaje de slop	Acero		160	100

Tabla 15: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

La tabla a continuación muestra los equipos y sus características que se encuentran dentro de la planta de tratamiento de crudo. En el balance de línea se realizará un estudio que indicará si la capacidad de cada equipo es suficiente para abastecer la producción para el proyecto.

Equipos Generales						
Ubicación	Estado Actual	EQUIPO UBICACIÓN FÍSICA	MARCA/Modelo	N°serie	Capacidad m3	Capacidad Operativo
PTC	E/s	Tratador electro-químico n° 1 /tratamiento	PETRECO/Chemelectric	---	90	1500m/d
PTC	E/s	Tratador electro-químico n° 2 /tratamiento	PETRECO/Chemelectric	---	90	1500m/d
PTS	F/s	Calentador n° 1 /tratamiento			20	500 m 3/d
PTS	E/s	Calentador n° 2 /tratamiento			20	500 m 3/d
PTC	F/S	Calentador n° 3 /tratamiento			20	500 m 3/d
PTC	E/s	Unidad lact/entrega de petroleo a ventas	Invalco			60 m3/h
PTC	E/s	Unidad lact/entrega de petroleo a ventas	Invalco			60 m3/h
PTC	E/s	Separador de agua libre n° 1	Goenella		90 m3	4500 m3/d
PTC	E/s	Separador de agua libre n° 2	Goenella		90 m3	4500 m3/d
PTC	E/s	Separador de gas /choque niebla				

Tabla 16: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone



Imagen 8: Fuente: fotografía provista por Oilstone

- PIAS:

La planta cuenta con tanques con la siguiente capacidad:

TANQUES							
Ubicación	N°		Ubicación Física	MARCA/Modelo	N°serie	Capacidad m3	Volumen Operativo
PIAS	TK-020	E/s	Cortador PTC.	Acero		1000	680
PIAS	SK-01	E/s	Skimer de vortex/playa de PIAS	Acero		1000	900
PIAS	SK-02	E/s	Skimer de bafles/playa de PIAS	Acero		1000	900
PIAS	SK-004	E/s	Recupero deemulsiones/playa PIAS	Acero		80	70
PIAS	TK-05	E/s	Planta polimero/almacenaje agua dulce	PRFV /torisferico		120	120
PIAS	TK-10	F/S	Planta polimero	PRFV /torisferico		25	20
PIAS	TK-07	E/s	Planta polimero/almacenaje agua dulce	PRFV /torisferico		40	30
PIAS	TK-003	E/s	Pulmon de agua de inyeccion	Acero		500	480

Tabla 17: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

La tabla a continuación muestra los equipos y sus características que se encuentran dentro de la PIAS. Como se ha comentado, en el balance de línea se realizará un estudio que indicará si la capacidad de cada equipo es suficiente para abastecer la producción para el proyecto.

Equipos Generales						
Ubicación	Estado Actual	EQUIPO UBICACIÓN FISICA	MARCA/Modelo	N°serie	Capacidad m3	Capacidad Operativo
PIAS	E/S	WEMCO/Tratamiento de agua	BAKER HUGES		35 m3	9000 m3/d
PIAS	F/S	Torre desgasificadora/tratamiento de agua		M-35.000-50	15 m3	5000 m3/d
PIAS	E/s	Compresor de aire	Quincy		-----	15 Kg/cm2
PIAS	E/s	Compresor de aire	Imaco		-----	16 Kg/cm2
PIAS	E/s	Motor Wawkesha	LG7042 u			700 HP
PIAS	E/s	Motor Wawkesha	LG7042 u			700 HP
PIAS	E/r	Motor Wawkesha	LG7042 u			700 HP
PIAS	E/s	Incrementador de RPM	PHILDELFA			3.456 Rel
PIAS	E/s	Incrementador de RPM	PHILDELFA			3.456 Rel
PIAS	E/s	Incrementador de RPM	PHILDELFA			3.456 Rel

Tabla 18: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

Hasta aquí se han relevado las tecnologías disponibles en Catriel Oeste. Más adelante, en el Estudio de Ingeniería, se analizará la capacidad de cada bomba y se verá la incidencia que tienen estas tecnologías en el proceso.

DEFINICIÓN DEL BIEN

Como bien se describió en la entrega de mercado, el bien que se va a comercializar es el petróleo. El mismo se obtiene de la explotación secundaria de Catriel Oeste. En el proceso de explotación, junto con el crudo también se obtiene gas natural y agua.

El petróleo es un líquido natural oleaginoso que está formado por una mezcla de hidrocarburos. Se obtiene de lechos geológicos, ya sean continentales o marítimos. La cuenca Catriel Oeste es un lecho geológico continental de que se extrae crudo Medanita. Este crudo tiene aproximadamente 30 grados api y 0,48 % de Azufre. De la mezcla que se extrae sólo el 2,2% es petróleo. Como ya se mencionó anteriormente, este yacimiento tiene las condiciones para utilizar el agua extraído de napas como fluido de inyección, donde el petróleo es llevado hacia los pozos de producción por acción de la presión ejercida por el agua. Para la inyección se utiliza el agua salada dado que se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca. En el yacimiento Catriel Oeste se extraen actualmente 152,6m³ de crudo por día y para esto se tienen 101 pozos extractores y 70 pozos inyectoras. Esta cantidad de pozos inyectoras es suficiente para tener una inyección de agua en arreglos. Esto permite tener factores de recuperación más elevados, con la posibilidad de controlar mejor el avance del frente de agua. Al mismo tiempo, disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación mientras que incrementa la presión en todas las zonas que se encuentran bajo inyección. Esta distribución requiere de una gran cantidad de bombas inyectoras, y es por eso que es preciso controlar y tener un seguimiento de cada una de las bombas diario. Es por este motivo que es necesario contar con 8 recorredores encargados de controlar el estado de cada uno de los 101 pozos al menos una vez por día.

Durante el proceso de generación de los hidrocarburos, las rocas que contenían materia orgánica fueron sometidas a condiciones de presión y temperatura debido al soterramiento. Muchas de estas formaciones rocosas provienen de ambientes marinos, por lo que sus poros se encontraron llenos de agua de diversa salinidad. Por lo tanto, los reservorios de hidrocarburos se encuentran en general en convivencia con rocas impregnadas en agua y, en algunos casos, debido a los grandes volúmenes de la misma, ofician de fuente de energía para desplazar el petróleo, como bien ocurre en Catriel Oeste. En este área, el 97,72% de la mezcla que extraen las bombas de las napas subterráneas es agua.

El manejar agua de producción implica las siguientes actividades:

- Producción
- Tratamiento, distribución e inyección de agua
- Distribución de agua en el subsuelo
- Cuidado de la integridad de los pozos inyectoras, así como instalaciones de superficie.

En lo que respecta a la producción, el agua es colectada en baterías de producción ya que la misma viene mezclada con el petróleo y el gas disuelto desde los pozos. El agua es separada en estas instalaciones y derivada a plantas de tratamiento e inyección.

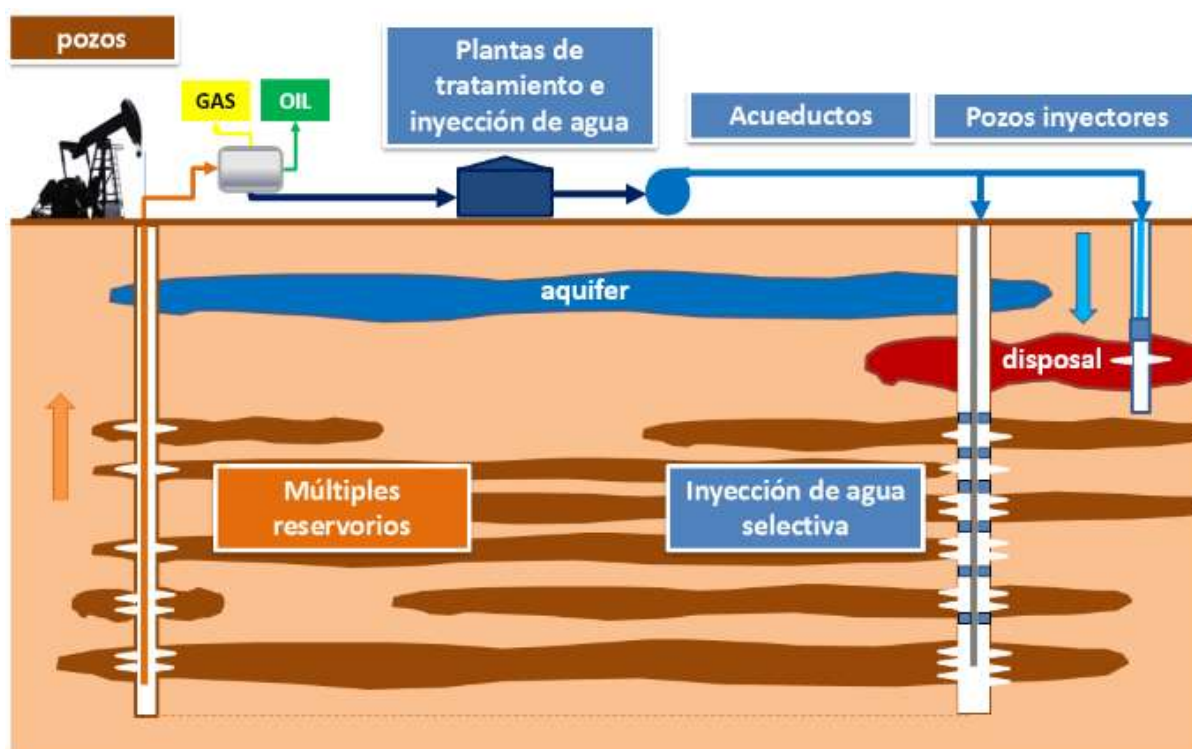


Imagen 9: Fuente: Oil Production Consulting, Ing. Marcelo Hirschfeldt, 2015

Una vez en las plantas de tratamiento, el agua es acondicionada (eliminación de hidrocarburos, sólidos, inhibición de corrosión e incrustaciones) y distribuida a través de bombas a los pozos inyectoros de agua.

El gas obtenido en Catriel Oeste es despreciable ya que la cantidad que se encuentra en el área es muy pequeña y no alcanza ni siquiera para cubrir las necesidades eléctricas del mismo yacimiento.

ESTUDIO DE INGENIERÍA

Proceso de fabricación

Como se mencionó en el título anterior, Catriel Oeste es un área marginal que actualmente no tiene una presión natural suficiente para la extracción de petróleo por lo que se utiliza una recuperación secundaria. Para eso utiliza el agua como fluido de inyección, donde el petróleo es llevado hacia los pozos de producción por acción de la presión ejercida por el agua. Los pozos de inyección de agua son pozos independientes de los de producción.

La bomba extractora bombea el crudo en conjunto con el agua hacia la superficie y lo transporta hacia las baterías por medio de líneas de conducción que recolectan el fluido y lo separan del gas. La Batería 1 recibe la producción total del fluido de 9 pozos conectados de las cercanías, la Batería 2 recibe de 15 pozos, la Batería 3 de 13 pozos, la Batería 4 de 15 pozos, la Batería 5 de 18 pozos, la Batería 6 de 18 pozos y la Batería 7 de 13 pozos. En el balance de línea se especificará el flujo de cada batería.

El fluido de todas las baterías desemboca en la planta de tratamiento de crudo (PTC) que consta de procesos intermedios para proceder al acondicionamiento del crudo para la venta. De la mezcla petróleo-agua, solo un 2,2% es petróleo que será destinado a la venta. Ello exige

eliminar el agua residual y las sales llevando su contenido a valores por debajo del límite permitido. Inicialmente pasa por separadores de agua que eliminan el 93,7% del agua que se encuentra junto al crudo. Lo restante pasa por un calentador que genera un salto térmico de 25 grados centígrados a 35 grados centígrados y dos tratadores que reducen la viscosidad de la fase continua, incrementan la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo y separan el agua restante para que a los tanques de almacenamiento llegue crudo seco.

De manera paralela, toda el agua que es separada del petróleo ingresa a la planta de tratamiento de agua PIAS donde se la acondiciona y se la lleva a las condiciones necesarias para ser reinyectada. Dentro de este proceso hay purgas que se reponen extrayendo agua de napas. El agua reinyectada genera presión para que el crudo y el agua (con la ayuda de la bomba) vuelvan a salir hacia la superficie y el proceso se repita.

Diagrama de proceso

A continuación, se muestra el flujograma completo del proceso productivo.

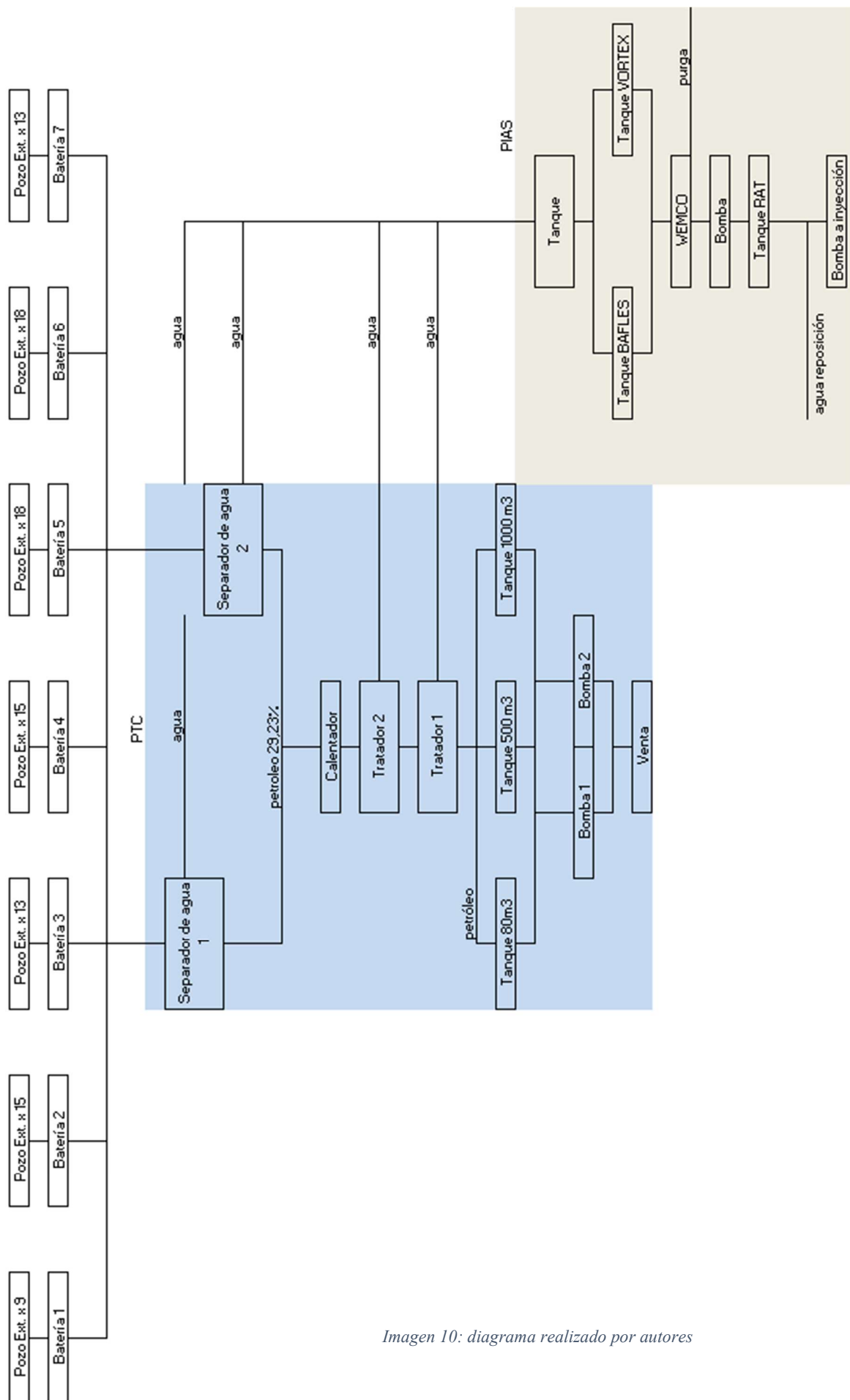


Imagen 10: diagrama realizado por autores

Planes de venta y producción

En el caso de nuestro negocio de explotación petrolera, los planes de venta y producción coinciden, ya que el crudo producido es continuamente distribuido al cliente a través de los ductos directamente de la planta de tratamiento de crudo. No se mantienen niveles de inventario.

La proyección de la producción fue provista por Oilstone, donde se realizó en el 2014 un estudio de cómo iba a avanzar la producción (en base a las reservas) en el yacimiento. Para corroborar que la proyección esté bien calculada, se observó la producción desde el 2014 hasta el 2016 y coincidió con un error del 2% con lo pronosticado por Oilstone. De esta manera pudimos utilizar los datos desde el 2017 hasta el 2042.

En la siguiente tabla se observan los datos y los cálculos que se realizaron para representar el gráfico que se observa a continuación, donde la línea color celeste representa las ventas (en millones de dólares) y la línea naranja representa la producción diaria promedio (en m3/d).

Año	Produccion promedio diaria (m3)	Produccion anual (m3)	Produccion anual (Mbbl)	Proyección precio EIA	Import parity	Vtas (MUSD)
2017	152,6	55.787,48	350.892,90	50,99	2	18,59
2018	161,9	59.162,27	372.119,66	65,67	2	25,18
2019	172,5	63.036,57	396.488,29	74,85	2	30,47
2020	182,6	66.731,16	419.726,61	81,35	2	34,98
2021	178,4	65.208,25	410.147,74	86,82	2	36,43
2022	171,6	62.722,85	394.515,04	91,68	2	36,96
2023	165,5	60.484,16	380.434,11	95,49	2	37,09
2024	159,9	58.443,45	367.598,44	99,16	2	37,19
2025	154,9	56.615,95	356.103,80	104,34	2	37,87
2026	150,3	54.925,51	345.471,26	109,54	2	38,53
2027	146,0	53.353,86	335.585,88	113,88	2	38,89
2028	142,1	51.922,32	326.581,75	117,29	2	38,96
2029	138,4	50.583,69	318.162,04	121,72	2	39,36
2030	136,7	49.974,52	314.330,46	127,70	2	40,77
2031	134,5	49.172,31	309.284,70	133,62	2	41,95
2032	130,7	47.760,64	300.405,57	140,24	2	42,73
2033	125,3	45.792,81	288.028,27	143,23	2	41,83
2034	118,6	43.341,31	272.608,77	148,65	2	41,07
2035	110,8	40.493,40	254.695,98	152,48	2	39,35
2036	102,2	37.346,00	234.899,42	159,67	2	37,98
2037	102,2	37.346,00	234.899,42	163,45	2	38,86
2038	83,6	30.556,01	192.191,59	168,35	2	32,74
2039	74,2	27.107,48	170.501,01	174,34	2	30,07
2040	64,9	23.738,83	149.312,83	179,35	2	27,08
2041	56,1	20.521,40	129.075,80	184,07	2	24,02
2042	47,9	17.511,86	110.146,36	188,16	2	20,94

Tabla 19: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

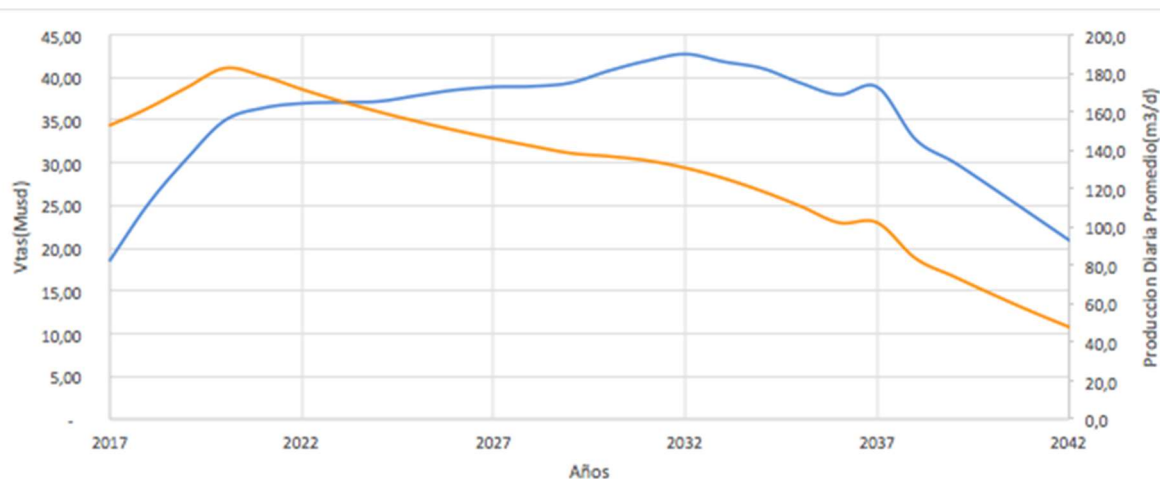


Gráfico 33: realizado por autores

Haciendo un análisis del gráfico se puede observar que se estima que las ventas van a aumentar en los primeros años, aunque luego se producirá una meseta y finalmente disminuirán. Esta tendencia no será regida por el mercado sino por el ritmo de producción de los pozos.

Ritmo de trabajo

Las bombas que se encuentran en los pozos de producción están en funcionamiento constante extrayendo la mezcla de crudo y agua de las napas subterráneas. De manera paralela las plantas de tratamiento de crudo y agua funcionan con flujo continuo y lo envían hacia la refinería por medio de oleoductos. Este proceso funciona las 24 hs del día, los 7 días de la semana. Se requerirá que haya personal operando en todo momento.

Producción por unidad de tiempo

Como se mencionó previamente, la producción está marcada por la capacidad de extracción de cada pozo. A continuación, se muestran las cantidades a producir para los próximos 10 años en metros cúbicos y barriles día.

Año	m3/ día	BBL/ día
2017	152,60	953,75
2018	161,90	1.011,88
2019	172,50	1.078,13
2020	182,60	1.141,25
2021	178,40	1.115,00
2022	171,60	1.072,50
2023	165,50	1.034,38
2024	159,90	999,38
2025	154,90	968,13
2026	150,30	939,38
2027	146,00	912,50

Tabla 20: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

Balance de línea

Se elaboró un flujograma indicando entradas y salidas para cada proceso. Estas cantidades fueron calculadas para satisfacer la producción diaria del año de mayor producción en los próximos 10 años, al igual que todos los análisis subsiguientes. Todos los datos del gráfico están en metros cúbicos por día.

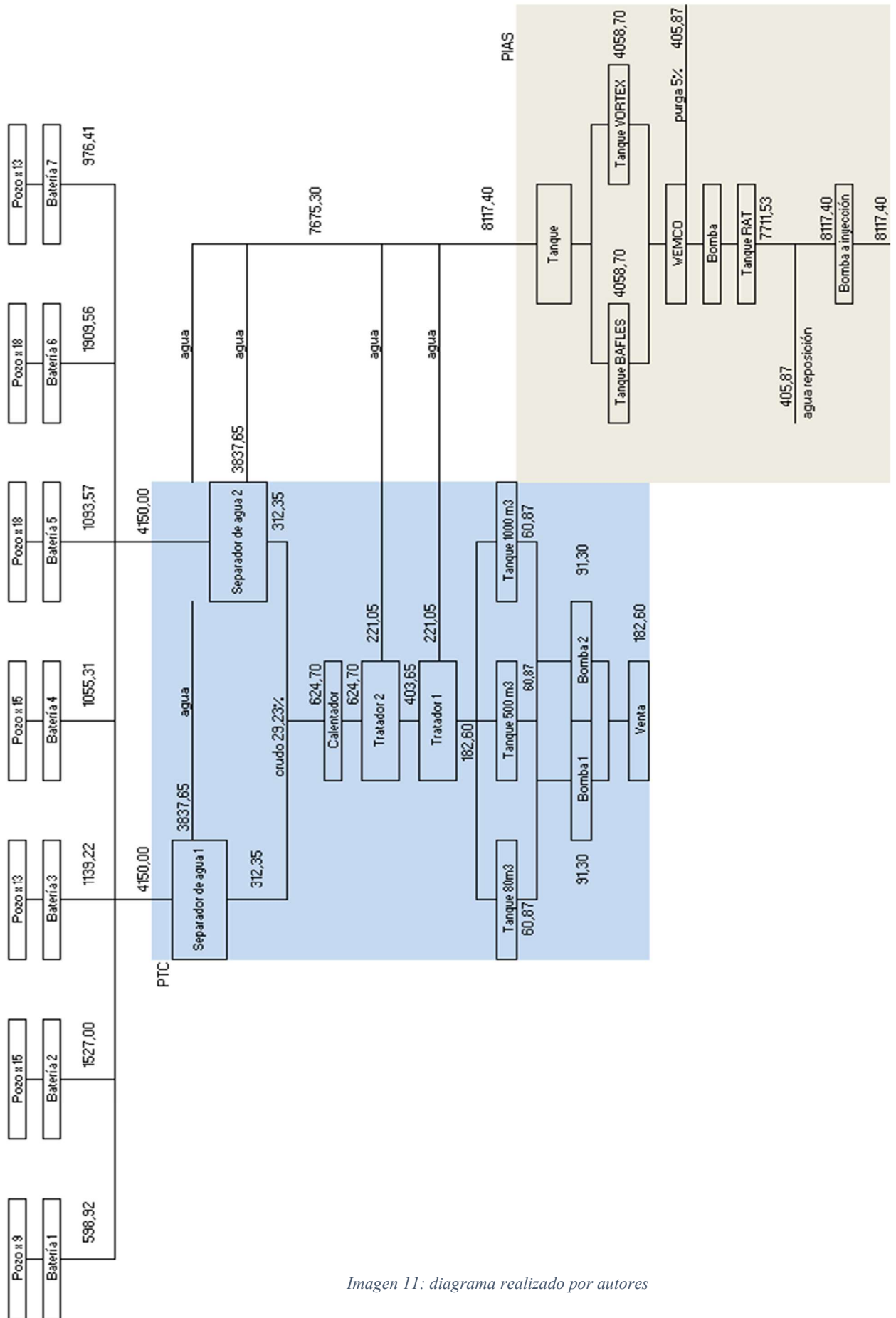


Imagen 11: diagrama realizado por autores

Se muestra también el balance de línea en forma de tabla, resumiendo el gráfico anterior.

Equipo	Entrada (m3/día)	Entrada reposición (m3/día)	Merma (m3/día)	Salida (m3/día)	Salida secundaria (m3/día)
Baterías	8.300,00	-	-	8.300,00	-
Separador de agua	8.300,00	-	-	624,70	7.675,30
Calentador	624,70	-	-	624,70	-
Tratador 2	624,70	-	-	403,65	221,05
Tratador 1	403,65	-	-	182,60	221,05
Bomba a venta	182,60	-	-	182,60	-
Tanque BAFLES - Tanque VORTEX	8.117,40	-	-	8.117,40	-
WEMCO - Tanque Recepción Agua Tratada	8.117,40	-	405,87	7.711,53	-
Bomba distribución a pozos de Inyección	7.711,53	405,87	-	8.117,40	-

Tabla 21: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

Se observa que el único proceso que contiene purgas es la WEMCO, las mismas se deben a la decantación de sedimentos, es decir purgas de fondo con contenido que no deben presentarse en el agua de inyección. El agua que se extrae en las purgas es reemplazada (en la misma cantidad) por napas subterráneas para conseguir el volumen necesario para extraer la producción de petróleo diaria deseada.

Los procesos que contienen el separador de agua y los tratadores tienen una salida secundaria ya que los mismos separan el petróleo del agua y destinan el agua a la PIAS. Los procesos son necesarios ya que la venta es exclusiva para crudo seco.

El resto de los procesos no presentan merma ya que todo el flujo que ingresa es igual al que sale.

Capacidad real y teórica de las máquinas

A continuación, se observan las capacidades teóricas y reales de cada uno de los equipos que intervienen en el nuestro proceso de fabricación.

Equipo	Capacidad Teórica unitaria (m3/día)	Rendimiento	Capacidad Real unitaria (m3/día)	Cantidad	Capacidad Total (m3/día)
Sistema de extracción	120,00	80%	96,00	101	9.696,00
Baterías	1.500,00	80%	1.200,00	7	8.400,00
Separador de agua	5.500,00	80%	4.400,00	2	8.800,00
Calentador	1.000,00	80%	800,00	1	800,00
Tratador 2	1.500,00	80%	1.200,00	1	1.200,00
Tratador 1	1.500,00	80%	1.200,00	1	1.200,00
Bomba a venta	250,00	80%	200,00	2	400,00
Tanque BAFLES	7.000,00	80%	5.600,00	1	5.600,00
Tanque VORTEX	8.000,00	80%	6.400,00	1	6.400,00
Bomba distribución a pozos de Inyección	11.300,00	80%	9.040,00	1	9.040,00

Tabla 22: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

Determinación de la cantidad de máquinas operativas. Grado de aprovechamiento

Equipo	Capacidad requerida (m3/día)	Capacidad Teórica unitaria (m3/día)	Rendimiento	Capacidad Real unitaria (m3/día)	Cantidad	Capacidad Total (m3/día)	Grado aprovechamiento	Cuello de Botella
Sistema de extracción	8.300,00	120,00	80%	96,00	101	9.696,00	85,60%	
Baterías	8.300,00	1.500,00	80%	1.200,00	7	8.400,00	98,81%	x
Separador de agua	8.300,00	5.500,00	80%	4.400,00	2	8.800,00	94,32%	
Calentador	624,70	1.000,00	80%	800,00	1	800,00	78,09%	
Tratador 2	624,70	1.500,00	80%	1.200,00	1	1.200,00	52,06%	
Tratador 1	403,65	1.500,00	80%	1.200,00	1	1.200,00	33,64%	
Bomba a venta	182,60	250,00	80%	200,00	2	400,00	45,65%	
Tanque BAFLES	4.058,70	7.000,00	80%	5.600,00	1	5.600,00	72,48%	
Tanque VORTEX	4.058,70	8.000,00	80%	6.400,00	1	6.400,00	63,42%	
Bomba distribución a pozos de Inyección	8.117,40	11.300,00	80%	9.040,00	1	9.040,00	89,79%	

Tabla 23: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

Se realizó el cálculo de los grados de aprovechamiento de la maquinaria. Para este cálculo sólo se tiene en cuenta el equipamiento actualmente instalado.

Como se observa en la tabla, el equipo cuello de botella son las baterías con un grado de aprovechamiento de 98,81%.

Por lo que se observa, el grado de aprovechamiento de las máquinas es menor al 100% en todos los casos, teniendo en cuenta únicamente la capacidad actualmente instalada. Por lo tanto, no se deberán realizar inversiones en compra de maquinaria nueva.

Se puede observar que hay muchos equipos que están notablemente sobredimensionados. Esto puede deberse a que la maquinaria actual fue instalada en tiempos de mayor producción.

Se calculó el aprovechamiento medio y su desvío:

Grado de aprovechamiento	
Media	71,39%
Desvío std	22%
Coef. Variación	0,30936476

Tabla 24: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

El coeficiente de variación entre los grados de aprovechamiento es de casi 31%, lo que nos indica que la línea de producción puede considerarse desequilibrada.

Utilizando la tabla de capacidades y teniendo en cuenta el gran desvío del grado de aprovechamiento, se evaluará la posibilidad de vender parte de la maquinaria instalada.

El tratador 1 y 2 realizan la misma función y se encuentran en paralelo, la suma de sus grados de aprovechamiento es menor al 100% por lo que se podría vender un tratador y aumentar el grado de aprovechamiento a 85,6% de la que quede instalada.

Las bombas que mueven el crudo seco tienen un grado de aprovechamiento de 45%, lo que nos da la oportunidad de derivar todo el flujo a una de ellas aumentando su grado de aprovechamiento a 90% y dejando la otra de repuesto. La razón por la cual no la venderemos es que es crucial para nuestro proceso y si se rompe la que tenemos simplemente se desviará el flujo hacia la bomba de repuesto para poder seguir con la venta.

Determinación de la cantidad de operarios

Para trabajar en Catriel Oeste, es preciso determinar una estructura organizativa. Los trabajadores necesarios para cubrir todos los puestos de la organización formal se pueden dividir en trabajadores propios (trabajadores contratados full time dependientes de la empresa Oilstone) y trabajadores tercerizados. Los últimos son mano de obra muy especializada que no se requiere de sus servicios todo el tiempo, como por ejemplo el personal especializado en el servicio de pulling, químicos, superficiarios, entre otros. A continuación, se va a describir la forma en que se debe estructurar el trabajo en el yacimiento.

El sector de producción estará compuesto por dos ingenieros en petróleo que se encarguen de analizar la producción y aumentar la productividad de los procesos.

El sector de compras será el encargado de realizar la compra de insumos como tubing, casing, motores, caños de oleoductos. Este equipo se encarga de coordinar las entregas para lograr que los insumos se encuentren en yacimiento cuando se los necesite. En este sector también se precisará de dos personas para realizar el trabajo, no necesariamente deben ser ingenieros.

El área de reservorios se encargará del estudio de reservas de petróleo, del estudio geológico del suelo y de analizar cómo se puede hacer para aumentar el porcentaje de extracción de crudo lo más eficientemente. Dado que la extensión del yacimiento es de 45,5 km² para formar este equipo se requiere de un geólogo y un ingeniero que deciden en qué pozo se va a inyectar agua y posibles locaciones para nuevos pozos.

El sector de seguridad e higiene y relaciones públicas se encarga del cumplimiento de las normas de seguridad dentro de yacimiento y de administrar la relación del yacimiento con los propietarios de las tierras del yacimiento. Es importante que se cumplan las normas de seguridad para evitar que se produzcan accidentes que puedan afectar al trabajador, al medio ambiente o a la producción. Además, los propietarios de las tierras deben ser recompensados. Las políticas de compensaciones deben ser las adecuadas para evitar conflictos como cierre de carreteras o caminos. Es preciso contar con un Ingeniero en Seguridad e Higiene encargado de estas tareas en el yacimiento.

El resto de los 15 trabajadores propios del yacimiento serán los ocho recorredores necesarios para revisar diariamente el estado tanto de los pozos inyectoros como de los productores que suman un total de 171 pozos. Como ya se mencionó anteriormente, el yacimiento tiene una superficie de 45,5km² que repartido en la cantidad de recorredores da una superficie de 5,67 km² por persona. Cada recorredor tiene la capacidad de visitar 6 km² por día es por eso que 8 recorredores es suficiente para cubrir todo el yacimiento. La cantidad de pozos visitada diariamente no se reparten de manera equitativa ya que depende de la zona que le toque recorrer a cada empleado. Hay zonas donde los pozos se encuentran más concentrados y otras donde están más dispersos. Esta distribución depende de cómo se encuentra concentrado el crudo en las rocas subterráneas.

La mano de obra necesaria para el sector de operación y mantenimiento se va a tercerizar. Los especialistas que se necesitan para realizar las operaciones de este área son mecánicos y electricistas que se encarguen del mantenimiento de equipos, motores, redes e instalaciones eléctricas. Además de realizar reparaciones, se espera que lleven un registro de todas las actividades de lo que se están realizando en todo el yacimiento. Las empresas proveedoras de servicios petroleros se agrupan en distintas entidades tales como GAPP (Grupo Argentino de

Proveedores Petroleros), CAPIPE (Cámara Argentina Proveedores de la Industria Petro-Energética), CEOPE (Cámara de empresas de Operaciones Petroleras Especiales), Capespe (Cámara Patagónica de servicios petroleros), entre otros. La cantidad de empleados necesarios para realizar estas tareas las determinan las empresas que brindan los servicios. Oilstone sólo hace el pedido y especifica cuáles son las tareas que precisa que se realicen en el yacimiento.

En el mercado existen diversas empresas proveedoras de servicios de mantenimiento de las instalaciones en los yacimientos de petróleo y gas. Entre ellas se encuentran Petrogas, ENSI, Pecom Energia y Master Group, entre otros. Estas empresas son proveedoras de mano de obra de mantenimiento y nacieron debido a que las empresas no querían lidiar con sindicatos. No tiene mucho sentido tercerizar el mantenimiento porque es algo que se requiere de manera constante todo el año y a pesar de que el mantenimiento se terceriza, las operadoras siguen siendo las responsables de resolver los problemas con los sindicatos.

En los yacimientos actualmente explotados por Oilstone, el mantenimiento es tercerizado casi en un 100% a la empresa Master Group. Los operarios realizan un control de los equipos y pueden realizar reparaciones provisionales.

El mantenimiento preventivo es realizado por empresas independientes que invierten entre un 20 o 30% en tecnología y entre ellas se encuentran Weatherford, Halyburton, Baker y General Electric.

En el caso de Catriel Oeste se pueden extender los contratos de los proveedores utilizados actualmente o realizar una nueva licitación para los distintos tipos de mantenimiento y provisión de repuestos de equipos.

Las actividades de pulling, la compra de químicos para el tratamiento de agua y los superficarios se tercerizarán ya que no son actividades core para nuestro negocio y para los servicios de este tipo existen empresas especializadas.

Para el servicio de provisión de químicos que se utiliza para tratar químicamente el agua utilizada para la inyección proviene de reservorios de mar que contiene altas cantidades de sales, minerales e incrustaciones de carbono. Si no se trata esta agua químicamente, se pueden tapar los punzados (agujeros por donde ingresa el agua) e inyectores. También se utilizan químicos como des-emulsionantes para separar bien las fases de agua y petróleo. Las principales empresas proveedoras de estos químicos son Bolland, GE Oil and Gas y Nalco. El proveedor actual de la empresa es el Bolland y también podría proveer al yacimiento de Catriel Oeste.

Etapas de instalación de líneas

El sistema de ductos y líneas que conectan los pozos con las bombas y las bombas con el área de tratamiento de flujo producido está todo instalado. Los ductos que conectan el crudo a transportar con la refinería también están instalados.

Como se demostró anteriormente, no hay necesidad de instalar nuevos equipos ya que están sobredimensionados, si no que se venderá uno de los tratadores en el primer año desde que se adquiriera la concesión.

Ya que los equipos en las plantas de tratamiento están sobredimensionados, se buscará aumentar la producción a través de perforación de nuevos pozos y workover en pozos existentes. En el

título a continuación se describirán las ubicaciones para los nuevos pozos y las cantidades de workovers a realizar en el área.

Programa de evolución del proyecto

En los últimos años de concesión que tuvo Central International Corporation¹⁷ se realizó la perforación de tres nuevos pozos en el yacimiento siguiendo un proyecto de perforación. Dos de las perforaciones se realizaron en la zona NorEste del yacimiento y el tercero en la zona SudOeste. Los dos primeros son el pozo 2003 y el 2004 y el tercero es el pozo 2009. Estas perforaciones formaron parte de dos proyectos de perforación para aumentar la productividad del yacimiento. Si los resultados de estos primeros pozos eran positivos y las características petrofísicas se mantenían constantes, el plan consistiría en continuar con el desarrollo del área. Estos planes se pueden ver en los siguientes mapas estructurales.

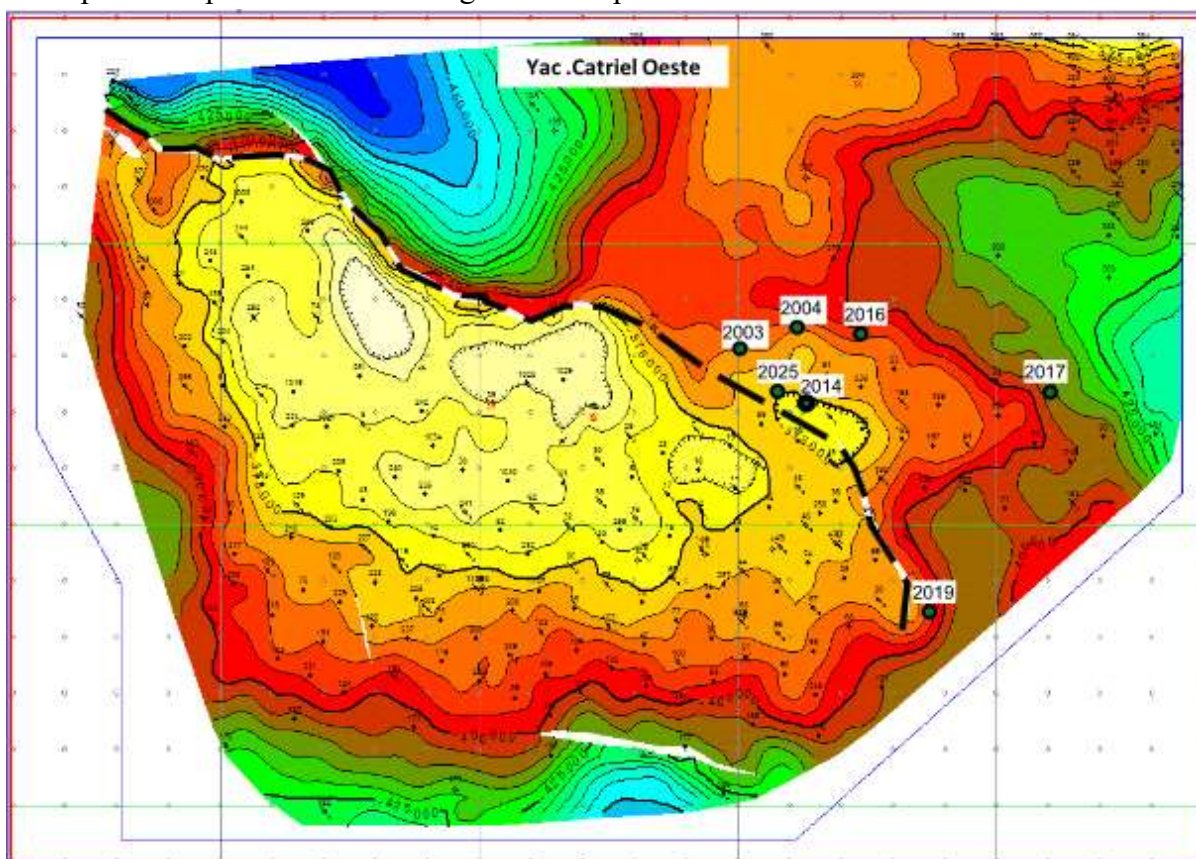


Imagen 12: mapa estructural. Ubicación regional del área y propuestas de perforación en la zona NorEste

¹⁷ Empresa que tuvo la concesión de Catriel Oeste hasta fines del año 2016.

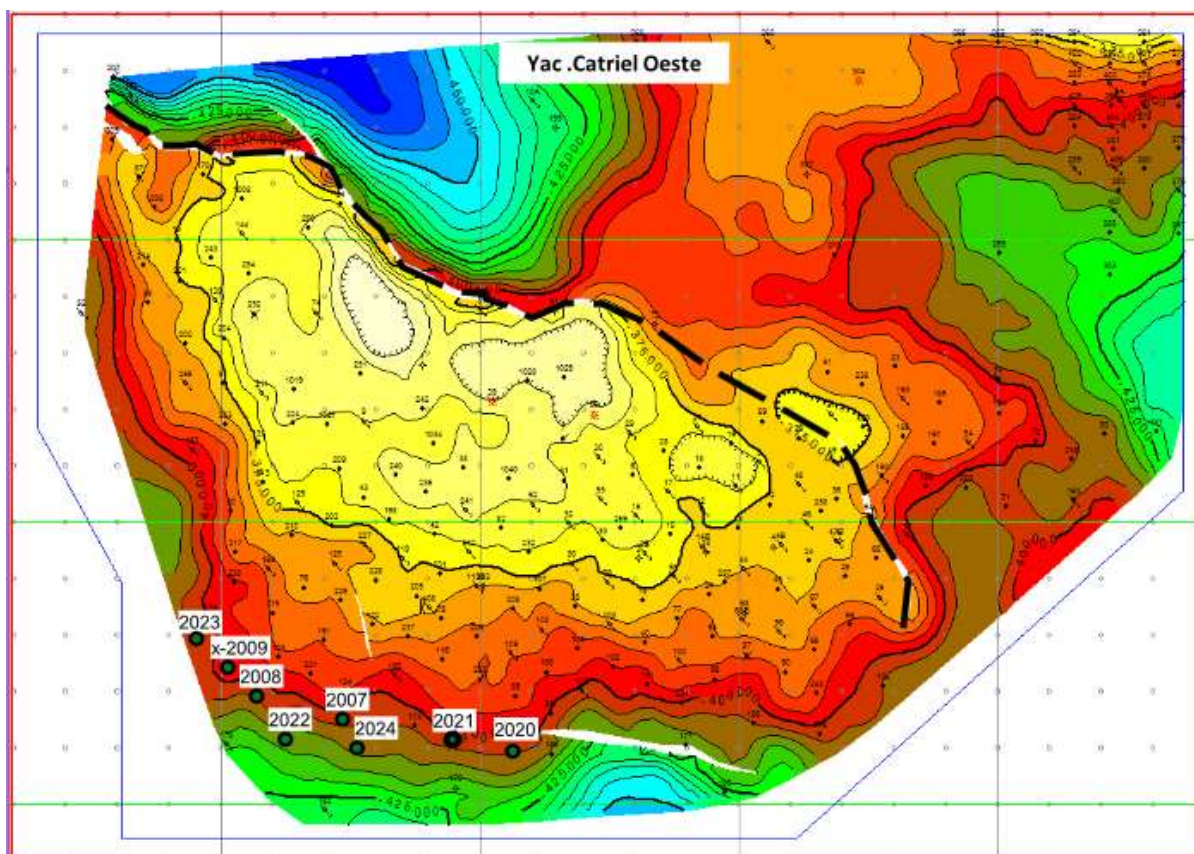


Imagen 13: mapa estructural. Ubicación regional del área y propuestas de perforación en la zona SudOeste

Las características petrofísicas del yacimiento son las siguientes¹⁸:

- Porosidad: 25/18 %
- Permeabilidad: 300/50 md
- Sw: 30/50 %
- Hu: 18/5 m

La producción que se obtuvo en cada uno de estos pozos es de 8m³/día de caudal de crudo en el pozo 2004, de 5m³/día en el pozo 2003 y de sólo 0,67 m³/día en el pozo 2009. Como se puede observar, la productividad de los primeros dos pozos es mucho mayor que la del pozo 2009.

Teniendo todo esto en consideración, el plan del programa de perforación va a ser el siguiente: en el año 2018 se va a realizar la perforación del pozo 2025, en el año siguiente se va a perforar el 2014 y en el próximo el 2016. Se eligió realizar la perforación de estos pozos en particular porque el 2004 que está estructuralmente más bajo tiene una buena producción y tanto el 2014 y el 2025 están más altos en la formación entonces hay una alta probabilidad de que tengan una producción diaria mayor.

Una vez pasados estos tres años se va a realizar un nuevo estudio comparando la producción de los pozos hoy con la que se va a estar teniendo en el momento. Si la producción sigue constante se estima seguir perforando la zona. De no ser así, se va a realizar un nuevo estudio geológico para planificar un nuevo proyecto de perforación.

¹⁸ Cada una de estas características se encuentran explicadas a continuación, en el título “Localización”

Workover

Un workover es una reparación que se le realiza a los pozos, que consiste en sacar toda la instalación de tubing, varillas de bombeo, y luego realizar distintas tareas. Estas pueden ser desde realizar trabajos de fracking para mejorar la permeabilidad de roca, perforar, punzar nuevos sectores, limpiar casing. Se realiza cuando se presentan caídas abruptas en la producción de un pozo. Estos procedimientos lo que buscan no es reactivar la producción que el pozo tenía sino aumentar la producción actual en 3 m³/d e 4 m³/d. Estas reparaciones son más económicas que perforar pozos nuevos, por lo tanto, se espera menor resultado de las misma. Igualmente puede ocurrir que haciendo un workover se reactive la producción a una cantidad similar de m³/día previo a la caída abrupta dependiendo del trabajo y de las características del pozo (Edad, punzado, características del fluido).

Entonces, paralelamente a las inversiones que se realizarán en la perforación de nuevos pozos para aumentar la producción del área, se deberán realizar workovers de aquellos pozos que cuentan con una producción que haya descendido abruptamente en los últimos años. Para realizar el análisis de qué pozos se necesita realizar workover analizamos su producción histórica y su porcentaje de la producción total previo a la caída.

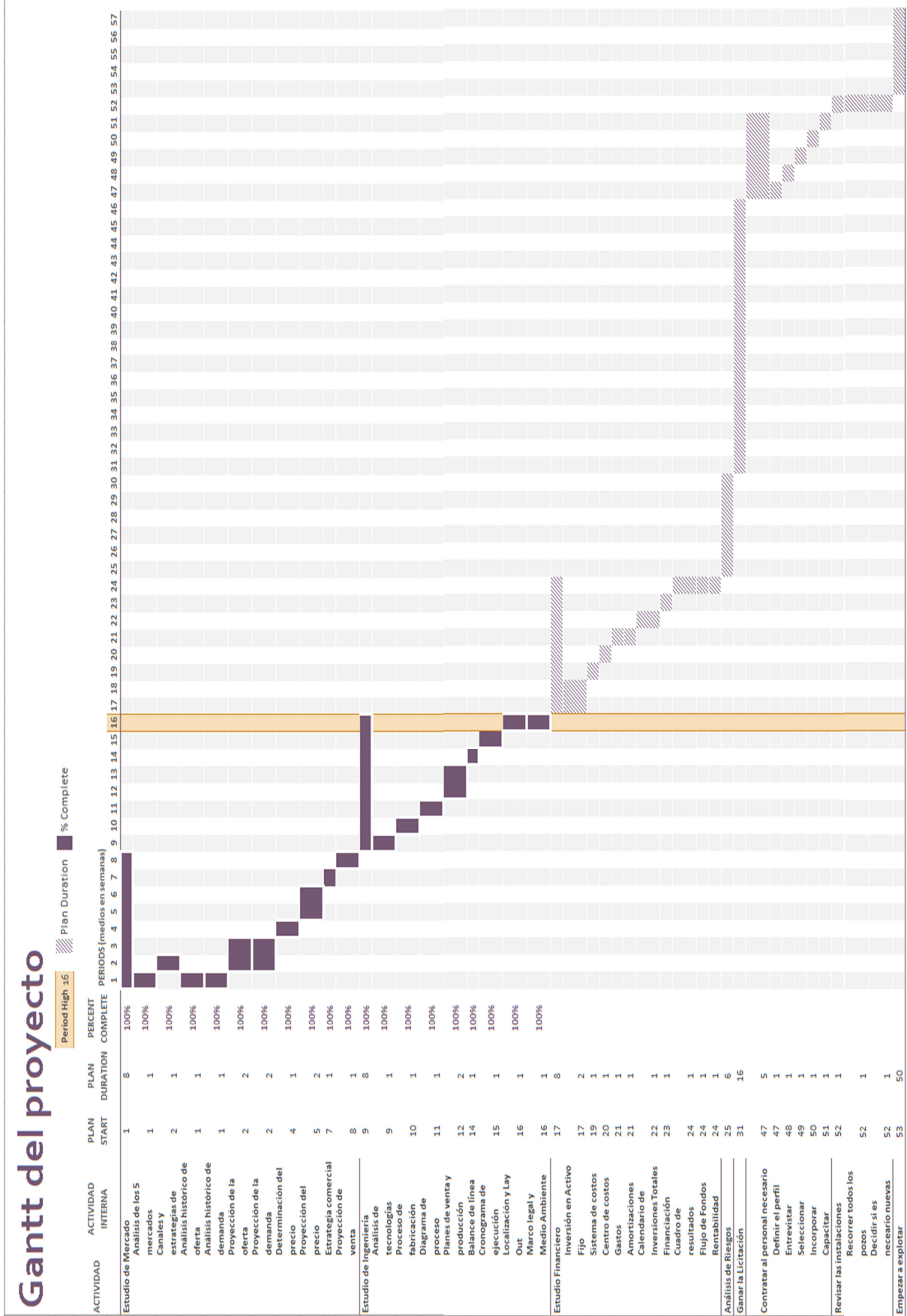
En un principio los pozos a los cuales se les plantea realizar un workover son los que se muestran en la siguiente tabla.

Pozo	RCO 0038	RCO 0124	RCO 1008	RCO 0012	RCO 0191	RCO 0221	RCO 0224	RCO 0231
1/1/2007	23,24	31,90	42,32	55,45	87,54	236,40	128,97	58,15
1/1/2008	17,24	28,73	38,30	58,60	90,85	236,25	128,90	84,56
1/1/2009	16,88	0,03	38,81	52,02	84,85	0,23	133,25	60,61
1/1/2010	26,27	29,92	28,84	50,22	82,43	205,59	145,65	55,43
1/1/2011	22,08	36,43	26,73	55,64	62,36	189,31	227,18	31,65
1/1/2012	29,42	29,35	28,45	62,46	98,13	165,48	143,64	-
1/1/2013	-	41,95	31,46	35,78	56,01	141,82	118,53	40,15
1/1/2014	18,73	19,10	32,46	28,58	49,83	96,91	10,34	34,20
1/1/2015	18,94	19,05	19,77	27,98	39,07	57,57	63,75	29,83
1/1/2016	12,40	18,22	23,01	21,64	40,02	52,59	4,36	31,36
1/1/2017	6,44	10,76	11,22	15,06	22,29	18,81	42,19	18,95
2017/media	36,96%	44,59%	38,41%	35,75%	34,37%	14,77%	40,47%	46,86%

Tabla 24: producción mensual en m³ de pozos que serán sometidos al Workover

Para elegir los pozos se comparó la producción mensual del último año con la media de los 10 años anteriores. Los pozos donde la media era menor al 50%, estos eran los que necesitaban ser reparados.

Cronograma de ejecución



En el Gantt que se observa en la página anterior se puede ver el cronograma de ejecución de todo el análisis del proyecto de inversión hasta el momento de empezar a explotar el yacimiento. Primero se encuentra el estudio de Mercado, luego el de Ingeniería, lo sigue el estudio Económico financiero y por último el de riesgo. La duración de estas cuatro primeras etapas es de un año y lo sigue el proceso para ganar la licitación. Una vez que la empresa Oilstone tiene el derecho de explotar el yacimiento tiene que contratar al personal que va a trabajar en el mismo. Esta actividad se subdivide en cuatro etapas:

1. Se define el perfil de las personas requeridas
2. Se hacen las entrevistas
3. Se selecciona a quienes cumplan con los requisitos de la empresa
4. Se los incorpora
5. Se realiza la capacitación correspondiente.

Una vez formado el equipo se revisa el yacimiento para asegurarse de que todas las instalaciones se encuentran en el estado en que se pensaba en el estudio de Ingeniería. Hay que ver que nada haya cambiado en ese tiempo que separa estas actividades.

Por último, se comienza a explotar el yacimiento y se arranca la producción de crudo.

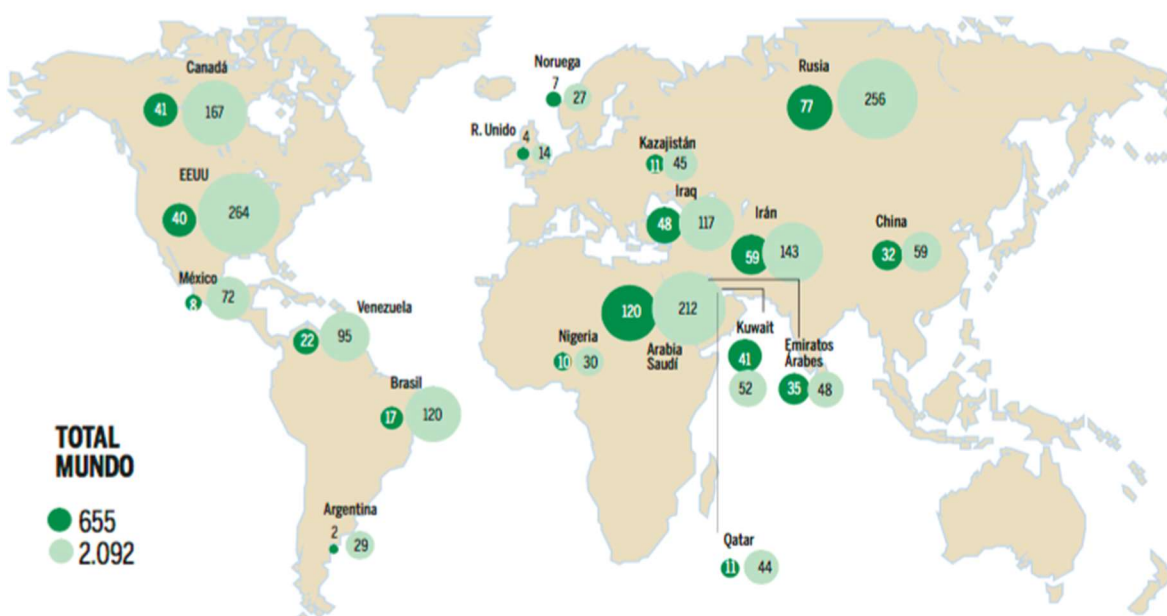
LOCALIZACIÓN

Como se mencionó previamente en la entrega de mercado específicamente en el análisis de la oferta mundial, la producción de petróleo a nivel mundial proviene en un 40% de los países pertenecientes a la OPEP, es decir, Venezuela, Irak, Qatar, Arabia Saudí, Angola, Emiratos Árabes Unidos, Nigeria, Argelia e Irán. En el siguiente mapa se pueden observar las reservas de petróleo probadas y por descubrir en el año 2015:

RESERVAS DE PETRÓLEO

En miles de millones de barriles.

● Reservas probadas ● Reservas estimadas y por descubrir



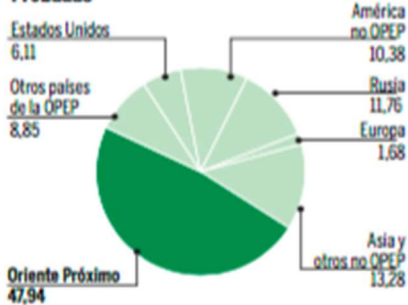
TOTAL MUNDO

● 655
● 2.092

> Reservas

En % sobre el total mundial.

Probadas



Probadas y por descubrir

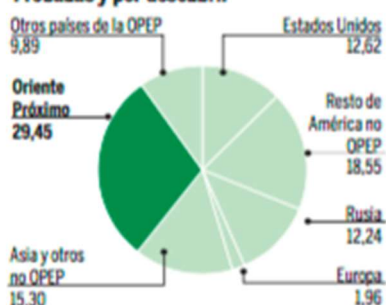


Imagen 14: Fuente:

Las principales reservas de petróleo pertenecen a Rusia, Arabia Saudí, Estados Unidos, Canadá, Irán e Irak.

El territorio argentino posee el 1,1% de las reservas del mundo y se estima que aún quedan por descubrir el 93% de las reservas totales. El petróleo se extrae de las cuencas: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral. En el siguiente mapa se puede ver la localización de cada una de estas cuencas con sus principales operadores:



Imagen 15: Fuente: iProfesional.com

En la siguiente tabla de elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Energía y Minería, se puede observar la producción por cuenca en el año 2016 y su porcentaje sobre la producción total.

Cuenca	Producción 2016 (m ³)	% del total
Noroeste	408.501	1,37
Cuyana	1.581.676	5,32
Neuquina	12.062.177	40,6
Golfo San Jorge	14.496.505	48,79
Austral	1.158.768	3,9
Resto (Cañadón Asfalto, Del Colorado, Los Bolsones, Nirihuau, Malvinas, Noreste, Mercedes)	0	0
Total	29.707.626	100

Tabla 25: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

Se puede observar que las cuencas más importantes de las que provienen el 90% de la producción son las de Golfo San Jorge y Neuquina. La cuenca Golfo San Jorge tiene 59 concesiones que son operadas por 22 empresas mientras que la Neuquina tiene 140 concesiones operadas por 41 empresas. Es decir que la producción de la cuenca Neuquina se encuentra doblemente atomizada en relación a la del Golfo San Jorge.

La concesión Catriel Oeste forma parte de la formación Quintuco de la Cuenca Neuquina. Se encuentra en la provincia de Río Negro, aproximadamente 160 km al norte de la ciudad capital de Neuquén, y a 35 km al oeste de la ciudad rionegrina de Catriel. Al estar ubicada en la provincia de Río Negro, la explotación del yacimiento se encontrará enmarcada bajo la Ley Provincial de Río Negro.

La empresa Oilstone actualmente se encuentra operando las concesiones de Cerro Bandera, Cutral Co Sur, Collon Curá, Loma Negra Ni, Neuquén del Medio, Portezuelo Minas, Puesto Cortaderas y Bajo Baguales. Estos yacimientos se encuentran en la Provincia de Neuquén, próximos a la ciudad de Cutral Co. En esta ciudad, se encuentran las oficinas con los geólogos que trabajan en las áreas aledañas que también se harían cargo del yacimiento de Catriel Oeste. Cutral Co se encuentra a unos 260km de distancia del yacimiento de Catriel Oeste.

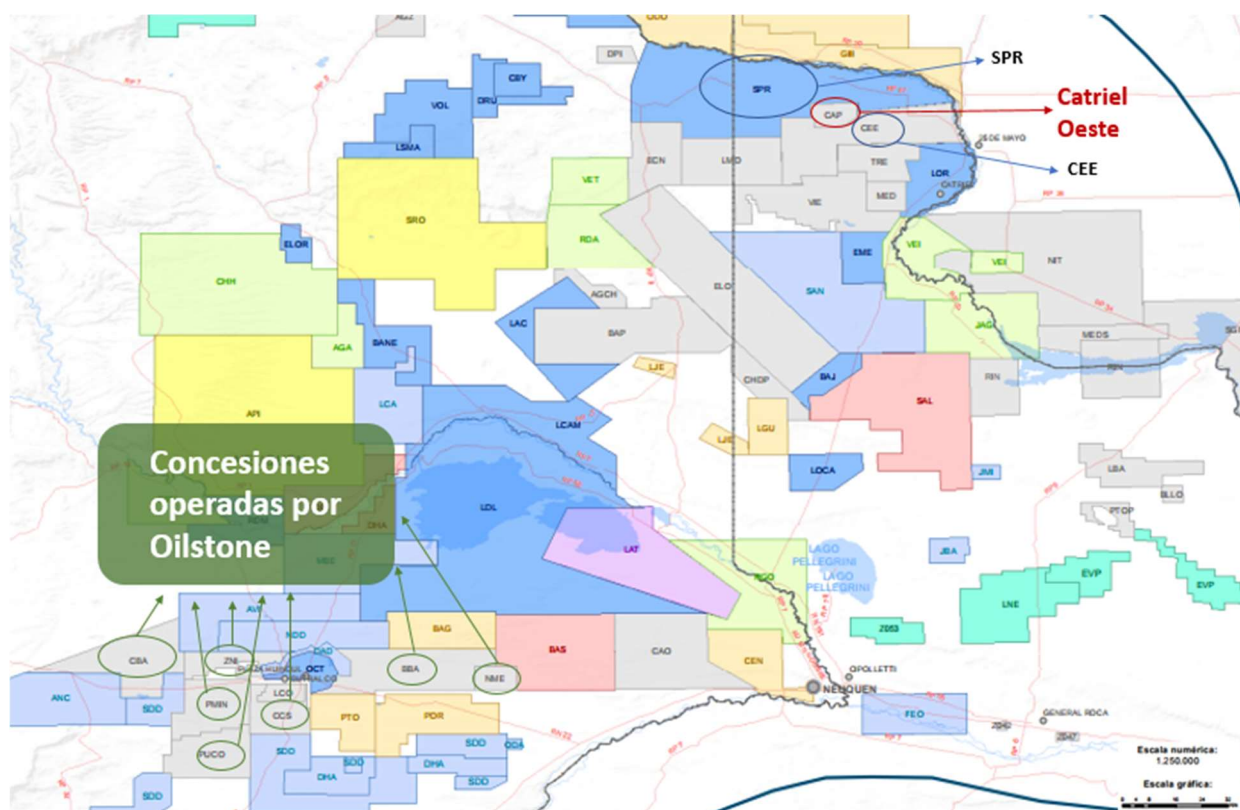


Imagen 16: Fuente: mapa elaborado por el Ministerio de Energía y Minería con intervención de autores.

El área de Catriel Oeste limita con las concesiones de Señal Picada-Punta Barda (SPR en el mapa mostrado anteriormente) y Centro Este(CEE). El área de Señal Picada actualmente es explotada por Repsol YPF y Centro Este por Petroleros Sudamericanos. A continuación, se puede observar una tabla de elaboración propia a partir de información obtenida por el Ministerio de Energía y Minería y el Gobierno de Río Negro con la superficie y producción del último año en Catriel Oeste y sus concesiones vecinas. Además, se realizó la relación producción-superficie para evaluar la densidad de producción por unidad de área.

Concesión	Superficie(km ²)	Producción de Petróleo 2016(m ³)	Densidad de producción (m ³ /km ²)
Catriel Oeste(CAP)	45	41.612	924,71
Señal Piada-Punta Barda(SPR)	462,66	399.829	864,49
Centro Este(CEE)	340	80.531	236,85

Tabla 26: Fuente: tabla realizada por autores con datos provistos por Oilstone

Se puede ver que, si bien las áreas vecinas presentan una mayor extensión y producción total, la producción promedio por unidad de área es mayor para Catriel Oeste.

El área de Catriel Oeste es atravesada por la ruta provincial 6, lo que es conveniente para el traslado de insumos y personal. Los caminos en el área se encuentran marcados y tienen el ancho suficiente para el paso de los camiones, sin embargo son de ripio, lo que obliga a los autos y camiones a transitar a una velocidad menor. El área se encuentra a 35km de la ciudad de Catriel y a 45km de la ciudad de 25 de mayo (La Pampa).

El yacimiento fue descubierto en el año 1959 y 6 años más tarde se inició la explotación del área. En 1974 comenzó la recuperación secundaria. La concesión, que estaba en manos de Central International Corporation, se extinguió a fines del 2016 y actualmente se encuentra en manos del Estado. Se espera que se lance la nueva licitación del área. Ya que no es una prórroga, se tiene como beneficio que se evita el pago de un bono a la provincia.

A continuación, se describirán y se analizarán las propiedades geológicas del área.

El mapa litológico que se puede encontrar en el Anexo 11.1 representa la caracterización de las rocas superficiales. En el área de Catriel Oeste, las rocas superficiales son de depósitos y la edad de la cuenca es neógena (ver Anexo 11.2).

Los parámetros básicos para el análisis de un reservorio son la porosidad (ϕ), permeabilidad (k) y saturación del agua (S_w). La porosidad del suelo indica el porcentaje de espacios huecos que hay en determinado volumen y varía entre 0-35%. La permeabilidad indica la capacidad que tiene la roca de dejar pasar fluidos a través de ella sometida a un gradiente de presión específico. La saturación del agua indica la fracción de espacio poral que contiene agua. A mayor porosidad y permeabilidad, el flujo de petróleo a través de las rocas será mayor.

El área de Catriel Oeste presenta los siguientes parámetros:

- $\phi = 18-25\%$
- $k = 300/50\text{md.}$
- $S_w = 30-50\%$

La porosidad y la permeabilidad se encuentran dentro de los parámetros normales lo que facilita el flujo a través de las rocas. Sin embargo, la saturación del agua indica que hay una gran cantidad de agua en los poros. Esto último concuerda con el alto porcentaje de agua obtenido de la extracción del petróleo en la zona.

LAYOUT

Tanto la planta de tratamiento como las oficinas, depósitos y talleres se encuentran concentrados en un sector de trabajo. En esta sección primero se mostrarán los planos de los sectores y luego se hará una descripción cualitativa del estado de las edificaciones.

En la siguiente imagen satelital se puede observar cómo están distribuidas las oficinas y depósitos en Catriel Oeste.



Imagen 17: Fuente: GoogleMaps con intervención de autores a partir de datos provistos por Oilstone



Imagen 18: Plano del sector de oficinas, depósitos, unidad LACT y tratamiento elaborado por autores

Oficinas Centrales

En las oficinas centrales se encuentran el sector de producción, el sector de compras de equipamiento e insumos, el equipo de reservorio, el sector de seguridad e higiene y el de

relaciones públicas. En este edificio también se puede observar un comedor, cocina, baños y un almacén de elementos de seguridad

A continuación, se muestra dos layouts de las oficinas centrales, el primero se puede visualizar qué se encuentra en los alrededores, y en el otro se ve la composición de la oficina en si.

El edificio central tiene una dimensión de 10mx36m, dando un total de 360 mts cuadrados.

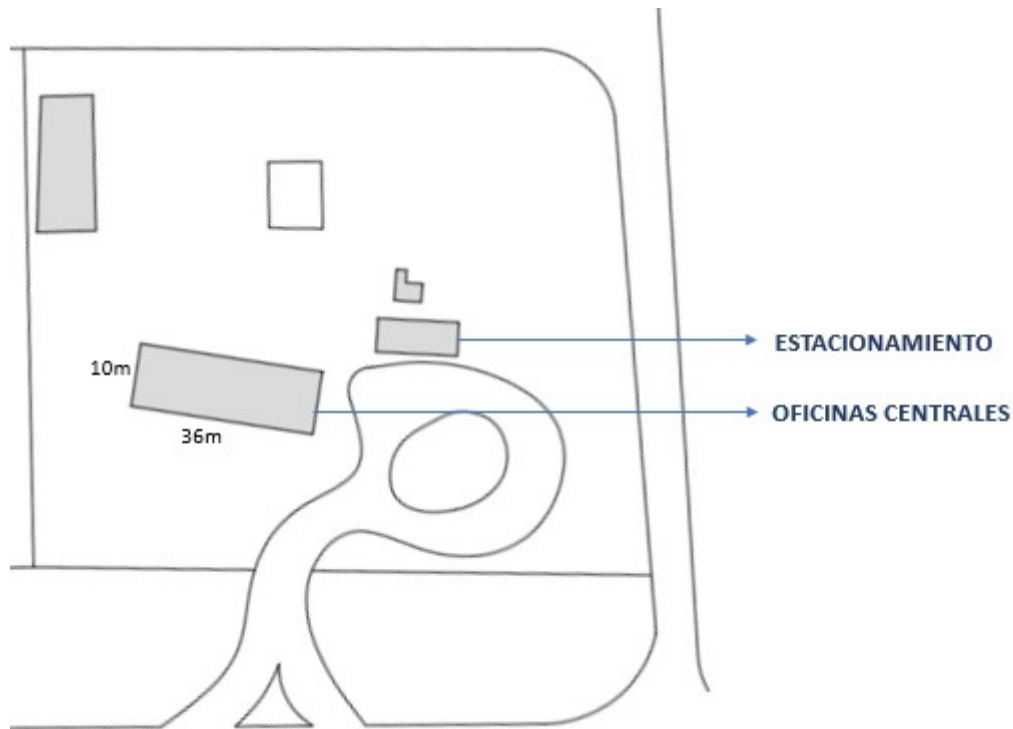


Imagen 19: Plano del sector de oficinas centrales elaborado por autores. Zoom in de la imagen 18.

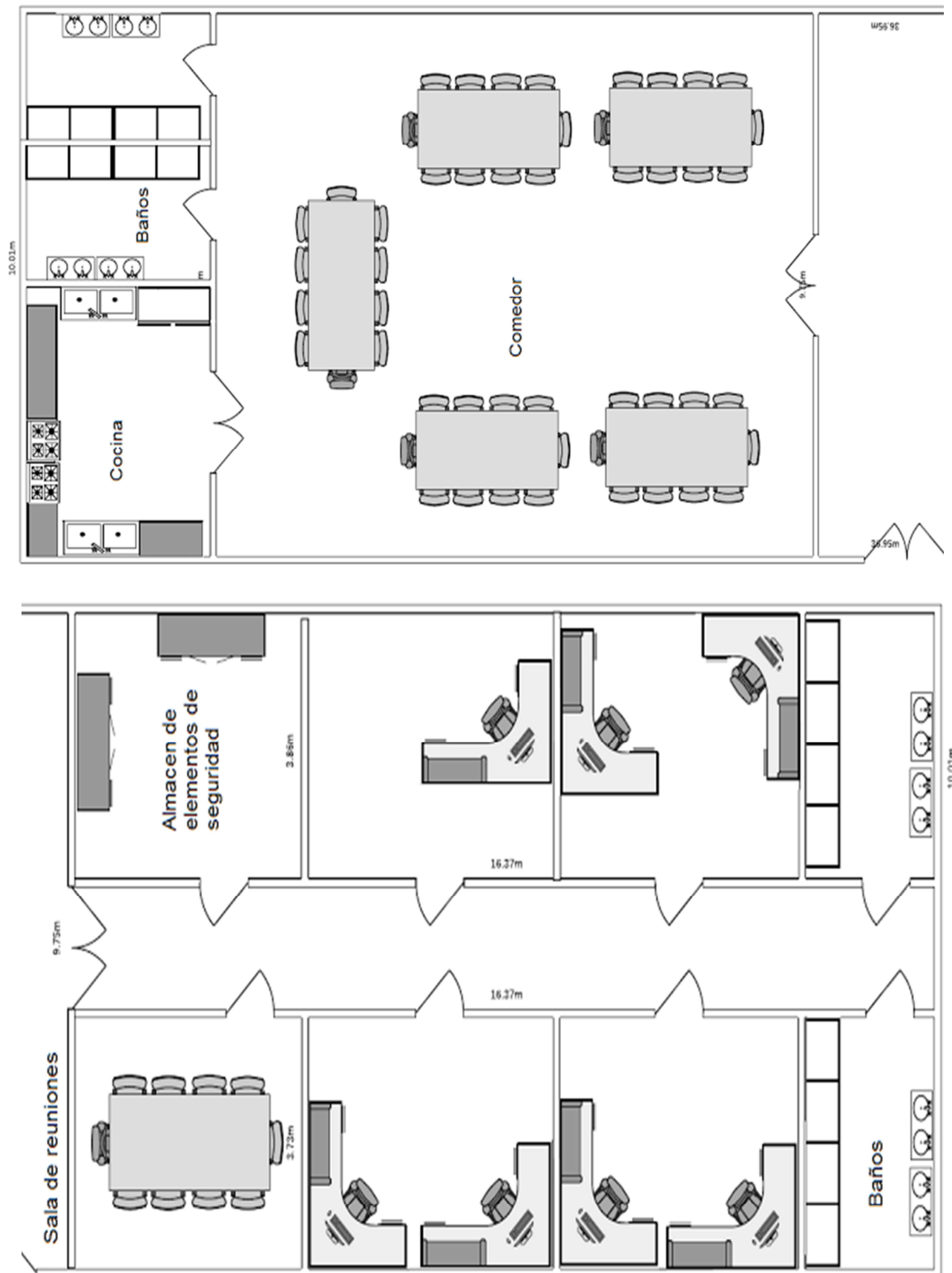


Imagen 20: Plano interior de las oficinas centrales elaborado por autores a partir de información provista por Oilstone.
Aclaración: El plano ha sido cortado para ser visualizado mejor.

Sector de Mantenimiento

En las oficinas de mantenimiento se encuentran los mecánicos y electricistas que se encargan del mantenimiento de equipos, motores, redes, instalaciones eléctricas. En este espacio se puede realizar reparaciones, pero también se lleva a cabo un registro de todas las actividades de lo que se está realizando en todo el yacimiento. Igual que las oficinas centrales, en las oficinas de mantenimiento se hizo un detalle de cada una de las partes.

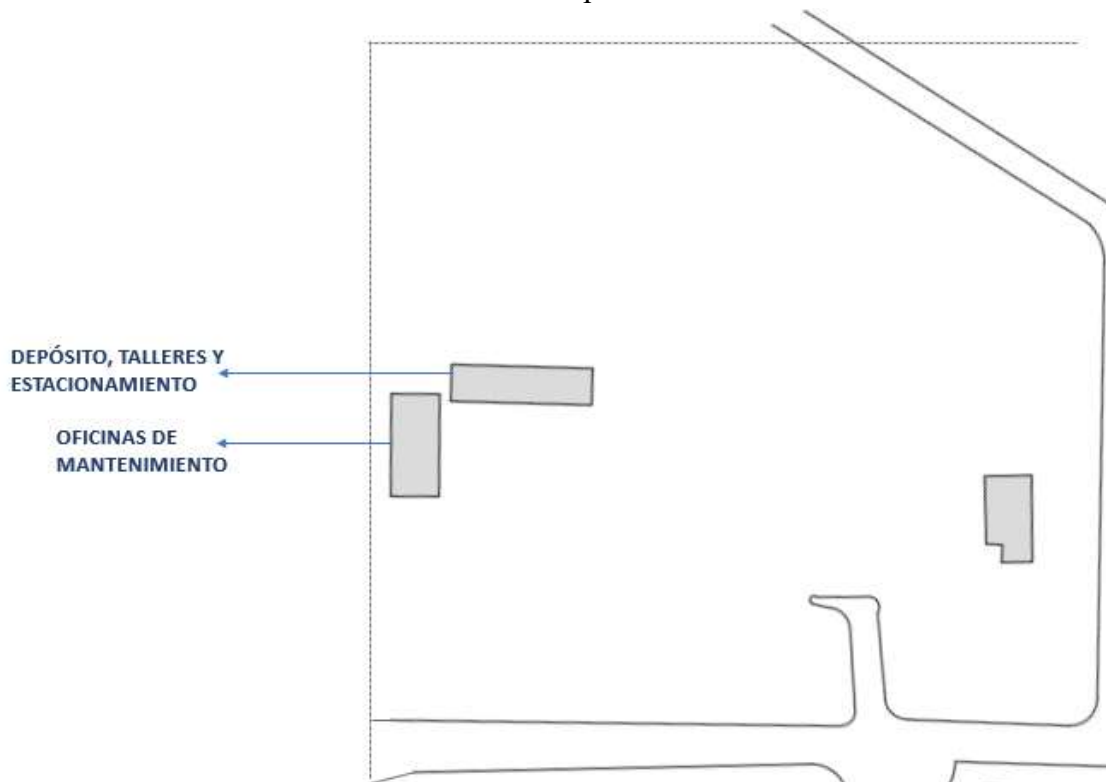


Imagen 21: Plano del sector de mantenimiento elaborado por autores. Zoom in de la imagen 18.

En la imagen siguiente, se puede observar el plano interior del depósito del sector de mantenimiento. Este tiene un tamaño de 10mx36m dando un total 360 mts cuadrados. Además, cuenta con un estacionamiento para vehículos y un taller.

Si bien las oficinas han sido construidas hace más de 15 años, se encuentran en buenas condiciones para ser usadas.

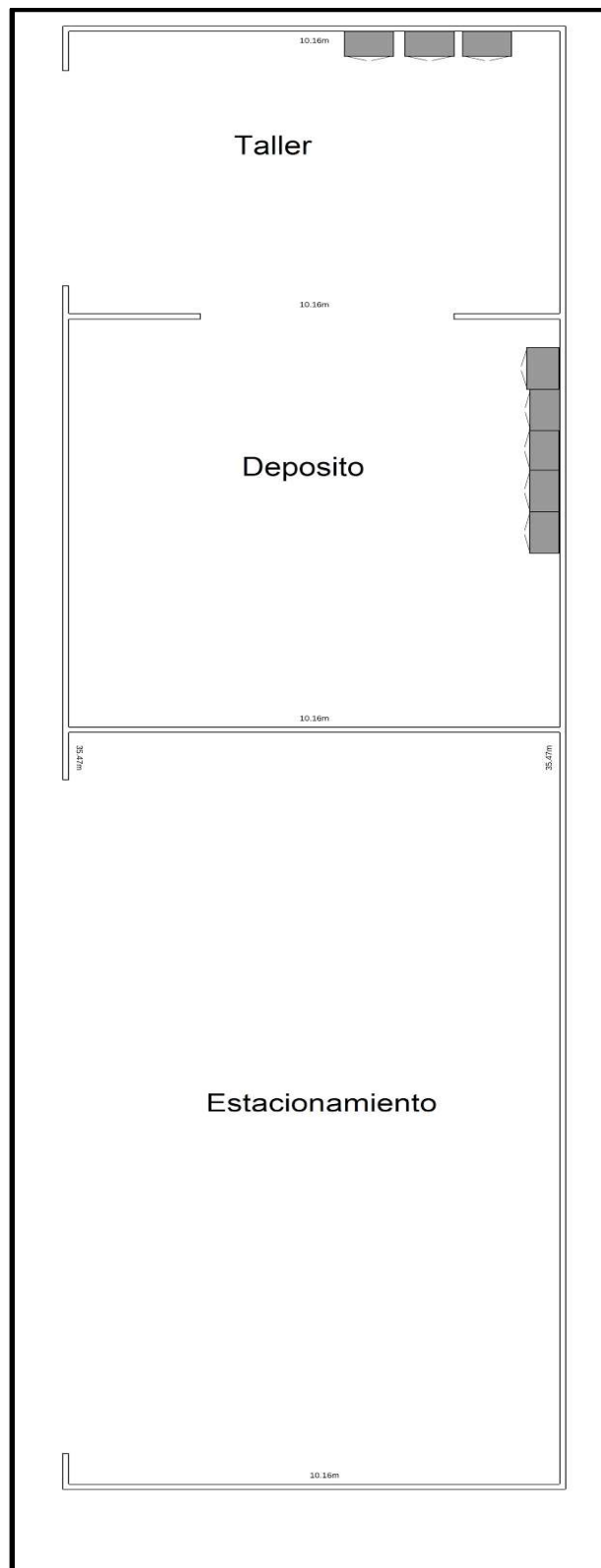


Imagen 22: Plano interior del depósito y taller del sector de mantenimiento elaborado por autores.

A continuación, se muestra el plano interior de las oficinas de mantenimiento. Este edificio tiene una dimensión 12mx19m, dando un total de 228 metros cuadrados. Aquí se encuentra también un comedor y baños para los trabajadores contratados para realizar las tareas de mantenimiento. También se visualiza otro taller también usado.

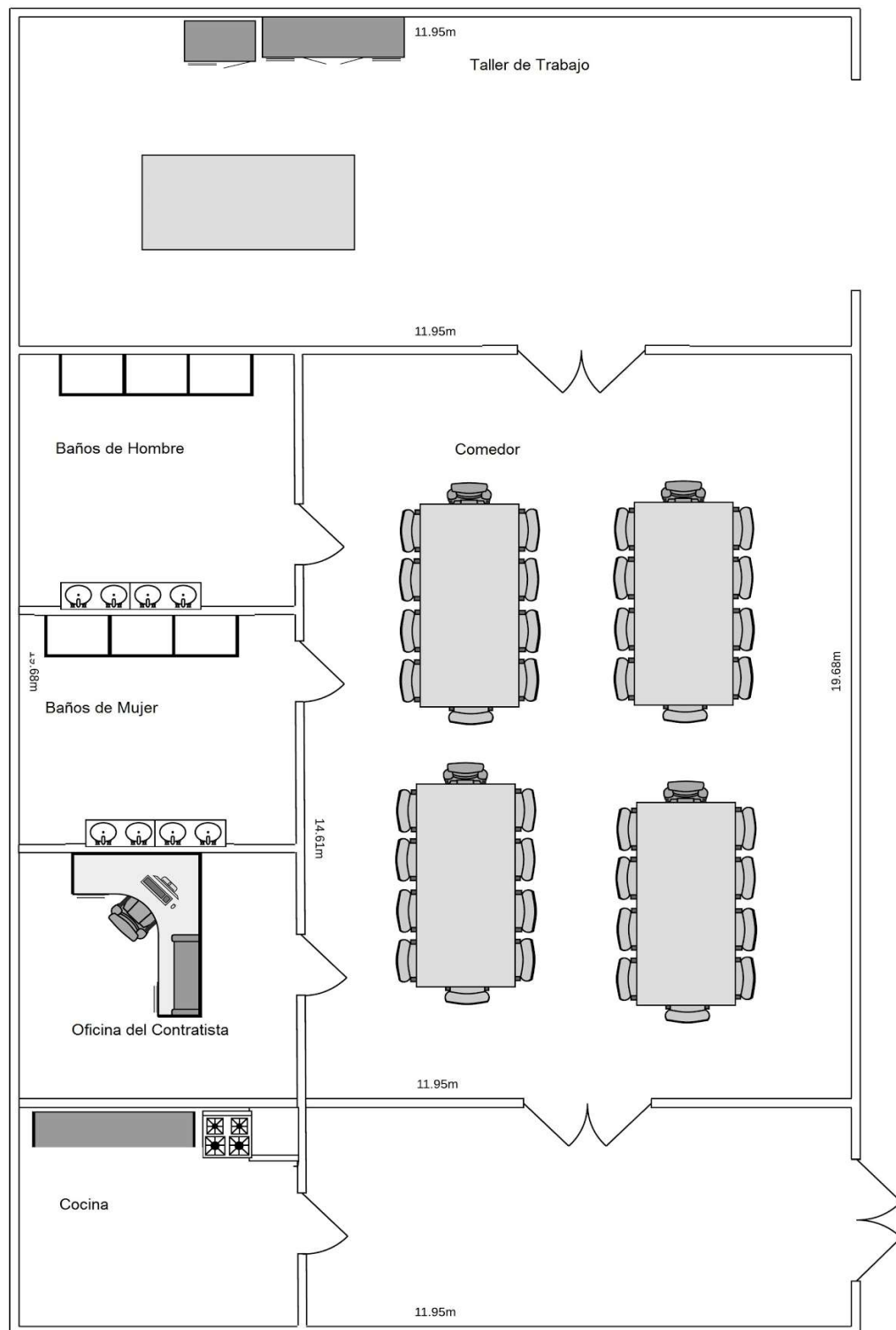


Imagen 23: Plano interior de las oficinas de mantenimiento elaborado por autores

Depósito de maquinaria y equipamiento

Entre las oficinas centrales y las de mantenimiento se encuentra el depósito de maquinaria y equipamiento. El mismo tiene un área extensa ya que allí se guardan todos los equipos que se encuentran fuera de servicio o los que no requieren de su utilización permanente. Se debería relevar todo el material que se encuentra en el depósito y hacer una limpieza ya que se han ido acumulando con los años muchos objetos que se podrían desechar.

Tratamiento del Crudo

En la planta de tratamiento de crudo se encuentran las piletas en la que desembocan el fluido de las baterías. En este sector se trata el crudo y el agua que ingresan separándolos con los procesos ya descritos anteriormente.

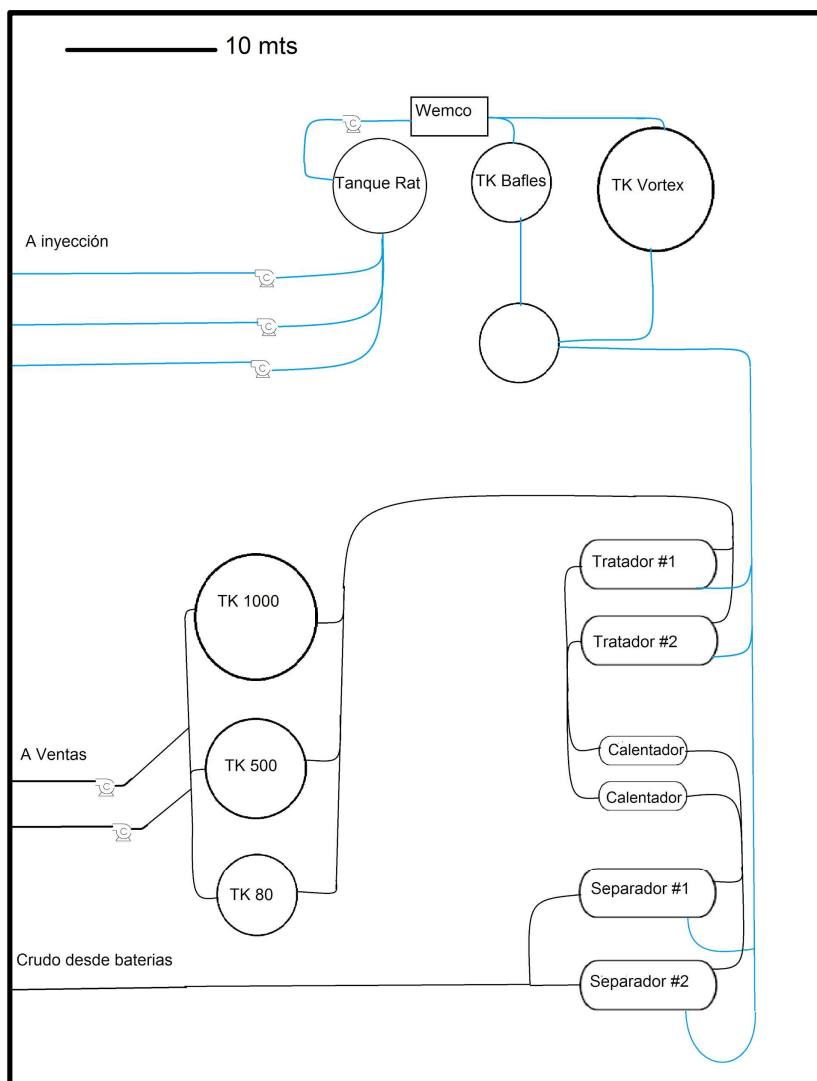


Imagen 24: Plano de la planta de tratamiento elaborado por autores

En el sector de Unidad Lact se realiza la transferencia física del crudo a la red de cañerías de distribución.

Hasta aquí se han mostrado todas las instalaciones en el área de trabajo de Catriel Oeste. En cuanto a la descripción cualitativa del estado en el que se encuentran las oficinas y depósitos, se puede decir que a pesar de que las construcciones fueron realizadas hace más de 15 años, se encuentran en buen estado y no requieren de modificaciones considerables. A partir de comentarios recibidos por parte de Oilstone, se conoce que los muebles dentro de las oficinas demandan un recambio. Además, se planea pintar las oficinas y calefaccionarlas para las épocas de frío ya que la calefacción actual es precaria. Por otro lado, se planea realizar una limpieza en los depósitos y se provisionará dinero para realizar arreglos imprevistos.

Distribución de instalaciones

En esta imagen del Anexo 12 se observa la localización de las distintas instalaciones que se encuentran en Catriel Oeste. Existen 7 baterías que se distribuyen a lo largo del yacimiento

según la cercanía de los distintos pozos. También se encuentra una planta de tratamiento de crudo y uno de agua.

Distribución de red de cañerías



Imagen 25: Plano red de cañerías elaborado por el Ministerio de Energía y Minería

En la imagen precedente se puede observar cómo está distribuida red de cañerías dentro del terreno de la concesión de Catriel Oeste. Aquí se ven en verde los distintos oleoductos que van de los pozos a las baterías y de las baterías a la planta de tratamiento de crudo. También se ven líneas en azul que sería los acueductos que transportan el agua desde la planta de tratamiento de crudo hacia los distintos pozos

Distribución eléctrica

El EPRE fue creado por Ley 2986 como un organismo autárquico provincial, eminentemente técnico que regula y controla el servicio público de electricidad en el territorio rionegrino, prestado por las Distribuidoras EdERSA, CEB y CEARC. El ente se constituye el 16 de abril de 1997 mediante Decreto Provincial N° 298, estableciéndose que ejercerá las funciones que le fijan las leyes N° 2902 y N° 2986.

Como consecuencia de la privatización del servicio público de distribución de electricidad, generación aislada y transporte de energía eléctrica de jurisdicción provincial, el Estado Provincial pone en funcionamiento el organismo de control y regulación, cumpliendo con la obligación ineludible de proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.

El EPRE para el desarrollo de sus funciones y facultades previstas en su ley de creación, cuenta con una estructura eficiente y eficaz, con personal altamente profesionalizado con alta carga laboral, con una planta de recursos humanos estrictamente dimensionada y adecuada para el cumplimiento de sus fines regulatorios.

En virtud de las actividades previstas en el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial el EPRE, desarrolla las funciones de:

- Garantizar y controlar el cumplimiento por parte, de las empresas prestadoras del servicio de electricidad, la Ley 2902, contrato de concesión y la normativa sancionada por el EPRE
- Informar, proteger y defender adecuadamente los derechos de los usuarios, dentro del marco legal establecido en las leyes provinciales, régimen de suministro y contrato de concesión.
- Aprobar y controlar las tarifas a aplicar por las distribuidoras EdERSA, CEB y CEARC.
- Contestar y resolver reclamos, supervisando la respuesta dada por la Distribuidora al reclamo del usuario y la solución que implementará o directamente dictaminando a través de Resoluciones obligatorias para las partes en caso de conflicto o divergencia.
- Velar por la protección de la propiedad, medio ambiente, y la seguridad pública
- Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse los generadores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normas de procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros y de calidad de los servicios prestados, entre otros.
- Asesorar al Poder Ejecutivo Provincial, en materia de su competencia.
- Controlar la aplicación y administración de los fondos de FoProST (Fondo Provincial de Subsidios Tarifarios)

Las funciones expuestas precedentemente son abarcativas y enunciativas, por lo que no excluyen a otras que el EPRE realiza, como Ente Regulador de la Electricidad.

El EPRE está facultado, en virtud del Marco Regulatorio, a aplicar multas a las Distribuidoras EdERSA, CEB y CEARC. En todos los casos, los montos de las Multas aplicadas a las Distribuidoras son cobrados mediante un crédito en la factura de los usuarios del Servicio Eléctrico Provincial que han sido perjudicados por el accionar de las mismas. Cuando no es posible individualizar en forma precisa a los usuarios afectados, el monto de las multas se distribuye entre la totalidad de los usuarios, en función de un descuento en el Cuadro Tarifario de la Distribuidora que ha sido sancionada.

El EPRE tiene como principal recurso para su funcionamiento la tasa de fiscalización y control que deben abonar anualmente y por adelantado los generadores, transportistas y distribuidores de energía eléctrica.

La cantidad de usuarios comprendidos en el marco regulatorio es de aproximadamente 237 mil. Catriel Oeste está unida a la red a través de la Distribuidora EdERSA quien suministra al yacimiento de la energía eléctrica que necesita para operar.

El Set principal recibe tensión de 33kv. Por dos líneas distintas: Línea 3 de S.E.4.E.M (Subestación de transporte troncal El Medanita) Línea CAS 2 de S.E.4.S.P. (Subestación de transporte troncal Señal Picada), este último es el alimentador fijo, ya que por la otra alternativa la empresa YPF posee alta carga asociada.

El Set principal cuenta con un Interruptor EMA en pequeño volumen de aceite, que alimenta las barras de 33kv.

En barras de 33Kv se encuentran conectados 2 interruptores C30 EMA en aceite, los cuales alimentan 2 Transformadores de 8 MW. Estos transformadores dan la denominación a los campos TPR 2 y TPR 3.

Actualmente se opera con un solo campo en servicio, ya que posee una carga de 2.500 KVA, lo que significa factor de utilización del 30 % de dicho campo, disponiendo por lo tanto de una reserva caliente del 70 % y el 100 % del segundo campo como reserva fría.

Del secundario de dichos transformadores se entrega 13,2kv a barras de alimentadores. De barras de 13,2 kv salen 4 alimentadores, los cuales están compuestos en la salida por reconectores Nu-lec - Schneider Electric Series U.

La distribución de energía a los equipos se realiza por medio de cinco líneas que parten de cuatro re-conectores con sistema de re-cierre programable y con una capacidad de 630 A cada uno.

El sistema de distribución es radial, pero existen dos alternativas de anillado entre tres de las cinco líneas, que otorgan flexibilidad de maniobras al 70 % de la carga.

El tipo constructivo de las líneas eléctricas es rural, con postes y crucetas de madera. El estado de las mismas es bueno, ya que durante 1997 se realizó una obra de reconversión de tensión que abarcó el cambio de la totalidad de los aisladores. Por el mismo motivo, el 80 % de los transformadores de 13,2/0,38 kV son nuevos o con bobinado de alta nuevo, habiendo recibido un mantenimiento total.

La línea 1 es de 4000 m de longitud, y tiene conductor de Al-Al 95 mm², lo que le otorga una capacidad de transporte de 7900 KVA, con una caída de tensión del 5 %. La carga actual es de 29 A.

La línea 2 es de 5500 m de longitud, y tiene conductor de Al-Al 95 mm², lo que le otorga una capacidad de transporte de 5800 KVA, con una caída de tensión del 5 %. La carga actual es de 35 A.

La línea 3 es de 7500 m de longitud, y tiene conductor de Al-Al 50 mm², lo que le otorga una capacidad de transporte de 2800 KVA, con una caída de tensión del 5 %. La carga actual es de 9 A.

La línea 4a es de 4000 m de longitud, y tiene conductor de Al-Al 50 mm², lo le otorga una capacidad de transporte de 5200 KVA, con una caída de tensión del 5 %. La carga actual es de 25 A.

La línea 4b es de aproximadamente 3000 m de longitud, y tiene conductor de Al-Al 50 mm², lo le otorga una capacidad de transporte de 6800 KVA, con una caída de tensión del 5 %. La carga actual es de 11 A.

La capacidad de transporte de las líneas eléctricas se calculó suponiendo toda la carga concentrada en el extremo de las mismas, situación teórica a los fines del cálculo.

En realidad, la carga se distribuye a lo largo de toda la extensión las líneas, por lo que le permite transmitir mayor potencia si fuera necesario.

No existe ningún transformador con PCB en servicio.

En el Anexo 13 se puede observar el detalle de las subestaciones transformadoras en la red de distribución interna y un croquis detallado de la distribución eléctrica.

MARCO LEGAL

En esta sección del proyecto se verán y analizarán los aspectos legales de renovación de la concesión de Catriel Oeste que contemplarán tanto a las leyes, decretos y resoluciones provinciales como nacionales. La importancia de conocer el marco legal radica en que el mismo tiene incidencia directa en las actividades que se realizan y el no cumplimiento de las leyes podría significar una pérdida de capital. En el Anexo 14 de este documento se encuentra las leyes que serán mencionadas a continuación.

- Ley nacional de hidrocarburos (Ley N° 17.319)

En esta ley se fijan los aspectos básicos de la explotación de hidrocarburos en Argentina. Se especifica que el petróleo pertenece al patrimonio del Estado Nacional. Las actividades relativas serán reguladas por el Poder Ejecutivo, pero estarán desarrolladas por empresas estatales, privadas o mixtas. En esta ley se incluyen temas como el reconocimiento superficial, permisos de exploración, concesiones de explotación, concesiones de transporte, adjudicaciones, tributos y otros.

Se pone especial atención en los aspectos de esta ley que se relacionan en las concesiones de explotación, correspondiente a los artículos N°27 al N°38. En esta sección se determina que las concesiones de explotación se dan por 25 años, con posibilidad de prórroga de 10 años más. Además, el concesionario está obligado a hacer las inversiones necesarias para poder explotar el yacimiento de manera económicamente viable, asegurando el desarrollo de las reservas de la manera apropiada.

La ley también hace referencia, en sus artículos del 56 al 65, a los aspectos tributarios de las explotaciones hidrocarburíferas. Se determina que el precio de comercialización del petróleo será definido por el mercado interno según la oferta y la demanda. Esta sección además obliga a la empresa a pagar los tributos provinciales y municipales, según como se establezca en la provincia, las regalías de petróleo y el gas que se pagan mensualmente. No se las especifica ya que hubo modificaciones de esta ley en el año 2014 (Ley N°27.007). Además, se debe pagar 20.000 pesos argentinos por km² de explotación anualmente por adelantado.

También se establecen las pautas para el cumplimiento de las medidas de seguridad y medioambientales.

Por último, establece que cuando expira la concesión, cae en manos del estado. Este es el caso de Catriel Oeste dado que se va a volver abrir una nueva licitación para el yacimiento.

- Modificaciones a la Ley Nacional de Hidrocarburos (Ley N°27.007)

Los aspectos más relevantes de la modificación son los relacionados con la parte tributaria de los proyectos de prórrogas de concesiones. Para pedir una prórroga se debe pagar un bono equivalente al 2% de las reservas probadas al final de período de vigencia con el precio medio de los dos años anteriores al pedido de prórroga. Las regalías son de 12% por ciento del volumen de petróleo o gas extraído en boca de pozo. Este valor puede ser reducido al 5% dependiendo de la productividad del área. Cuando se pide una prórroga de concesión aumenta este porcentaje en un 3% más en la primera prórroga, y hasta 18 % más como máximo para las siguientes prórrogas.

Por otro lado, se aclara un compromiso de inversión de 2.5% de la inversión inicial en responsabilidad social empresarial. En esta ley se promueve las inversiones superiores a los 250.000.000 dólares americanos en los yacimientos con shale-oil y/o shale-gas, al subsidiar parte de la explotación. Este no es el caso de Catriel Oeste, ya que al ser un área marginal la inversión aceptable es sustancialmente menor rondando los 40.000.000 dólares americanos.

- Ley Nacional N° 26.197

En esta ley se establece que el Poder Ejecutivo encargado de administrar los yacimientos on-shore es el provincial de Río Negro. Es decir que la provincia de Río Negro es el ente regulador del proyecto estudiado y el encargado de otorgar la prórroga de la concesión. Es decir, los bonos y las regalías van a ser pagados a dicha autoridad.

- Ley Provincial de Río Negro N° 4818

Esta ley emitida por el Gobierno provincial informa cómo debe ser la renegociación de contratos de concesiones. Primero habla de consideraciones generales que tiene que tener la empresa concesionada, preocupaciones medioambientales como el compromiso que se debe tratar de preservar el ambiente y se deben remediar alteraciones al mismo.

La mano de obra a la cual se debe de dar prioridad es a personas y empresas radicadas en Río Negro.

Las inversiones de explotación deberán respetar la relación existente entre el monto específico previsto al efecto y el nivel de reservas hasta el fin de la vida útil de los yacimientos, considerando las particularidades técnicas, geológicas y económicas de cada área.

También habrá pagos mensuales donde se deberán contraer obligaciones de pagar mensualmente a la provincia un "Aporte Complementario", junto con "Adicional por Renta Extraordinaria", el que será calculado exclusivamente en relación al precio de venta obtenido por el hidrocarburo extraído. Estos se abonarán en forma anual, serían las regalías incluidas en la ley nacional de hidrocarburos.

En esta ley se ratifica el tema de la extinción de una concesión donde se hace un llamado a licitación a donde se pueden presentar todas aquellas empresas que cumplan con las bases y condiciones aclaradas en art 35 de la ley nacional de hidrocarburos. Es decir que se comprometan a cumplir las obligaciones propuestas por el poder ejecutivo, inversiones, y pago de regalías.

MEDIO AMBIENTE¹⁹

Estudio de impacto ambiental

Los potenciales impactos ambientales de las intervenciones humanas destinadas al desarrollo de petróleo y gas en tierra cubren todos los aspectos relacionados que son: la búsqueda, exploración, desarrollo y producción. Estas actividades afectan en forma directa al suelo, agua, aire, y a la fauna y la flora. El proyecto de inversión que implica la adquisición de la concesión de Catriel Oeste involucra sólo la parte de la extracción del crudo y su separación con el agua. Es por eso que a continuación se analizará únicamente el impacto ambiental que genera dicha actividad.

La extracción del petróleo genera impactos de contaminación debido a la erosión de los suelos que se dan en el proceso, una de ellas son las emisiones atmosféricas que constituyen las causas más significativas de los impactos ambientales negativos de los suelos. Las más importantes son las partículas, hidrocarburos, monóxido de carbono, óxidos de azufre y de nitrógeno estos también pueden generar debilitamiento en la capa de ozono, envenenamiento de especies nativas en ecosistemas y lluvias ácidas.

Las zonas ocupadas por pozos, baterías, playas de maniobra, piletas de purga, ductos y red caminera comprometen una gran superficie del terreno que resulta degradada. Esto se debe al desmalezado y alisado del terreno y al desplazamiento y operación de equipos pesados. Por otro lado, los derrames de petróleo y los desechos producen una alteración del sustrato original en que se implantan las especies vegetales dejando suelos inutilizables durante años.

En el caso de las aguas subterráneas²⁰, el mayor deterioro se manifiesta en un aumento de la salinidad, por contaminación de las napas con el agua de producción de petróleo de alto contenido salino.

¹⁹ La empresa Oilstone define al medio ambiente como el entorno en el cual la empresa opera, incluidos el aire, el agua, el suelo, los recursos naturales, la flora, la fauna, los seres humanos y sus interrelaciones.

²⁰ Aguas subterráneas: aquéllas que se encuentran bajo la superficie terrestre en formaciones geológicas denominadas acuíferos, de naturaleza libre, semilibre, confinada o semiconfinada y, cuyo alumbramiento puede producirse en forma natural o a través de obras de captación.

Debido al gran impacto que tiene la extracción de crudo en el medio ambiente, hay normas y leyes en materia ambiental encargadas de controlar a quienes tengan la concesión para la explotación de las áreas petroleras. En el año 2010 se sancionó la ley provincial de Río Negro N° 4571 en donde se especifica que las obligaciones de las concesionarias están sujetas a las normas expresadas en su capítulo VI y en el Anexo 15 de este documento, así como a las normas que dicte la autoridad competente en el futuro. Estas medidas son las necesarias para la prevención de la contaminación, tanto de carácter operativo como accidental, así como también para el abandono de instalaciones y uso racional de los recursos.

La base de todas las normas es el Artículo 41 de la Constitución Nacional que sostiene que todos los habitantes deben gozar “del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo.”

Como en la extracción del crudo el elemento del medio ambiente que se ve más afectado es el agua se tiene especial cuidado en su manipuleo. “Para aprovechar el agua pública y demás bienes integrantes del dominio hídrico, se requiere concesión, autorización administrativa o permiso administrativo”.

“Para exploración y perforación de aguas subterráneas previa presentación del plan de obras a realizar y su aprobación por la autoridad de aplicación y sin perjuicio de que la perforación deba ser realizada por personas físicas o jurídicas inscriptas en el Registro respectivo. Este permiso debe obtenerse indispensablemente, previo al otorgamiento de autorización de uso de aguas subterráneas”.

El código de Aguas para la Provincia de Río Negro constituye un cuerpo único ordenado que involucra la tutela y administración de las aguas públicas y su uso por los particulares.

En cuanto a los pasivos ambientales²¹ la concesionaria debe remediar los impactos ambientales de acuerdo a los planes de remediación y al cronograma de cumplimiento a convenir con la autoridad de aplicación de la presente Convocatoria.

La autoridad de aplicación vigilará el cumplimiento por parte de la concesionaria de las normas jurídicas anteriormente descritas que sirven de encuadre a la protección del medio ambiente, conforme las facultades que le otorga el Artículo 36, concordante con el Artículo 75 de la Ley Nacional N° 17319. En el Anexo 16 de este documento se encuentran detalladas estas normas.

Desarrollo sostenible

Para cumplir con todos los ítems recién mencionados, Oilstone S.A. tiene un determinado protocolo que aplica en cada región donde realiza la explotación de petróleo. Para determinar el Sistema de Gestión Integrado (SGI) que va a seguir la empresa en los diversos yacimientos se basa en el cumplimiento de las exigencias de la Norma ISO 14001 (Sistema de Gestión Ambiental), OHSAS 18001 (Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional). El

²¹ Pasivo ambiental: es el conjunto de los daños ambientales, en términos de contaminación del agua, del suelo, del aire, del deterioro de los recursos naturales y de los ecosistemas, producidos por cualquier tipo de actividad pública o privada, durante su funcionamiento ordinario o por hechos imprevistos a lo largo de su historia, que constituyan un riesgo permanente y/o potencial para la salud de la población, el ecosistema circundante y la propiedad, y que haya sido abandonado por el responsable.

alcance del SGI abarca a todas las actividades relacionadas con la explotación, exploración, procesamiento y transporte de gas e hidrocarburos líquidos.

La norma ISO 14001 (ver Anexo 17) es la norma internacional de sistemas de gestión ambiental (SGA), que ayuda a identificar, priorizar y gestionar los riesgos ambientales, como parte de las habituales. Exige a la empresa crear un plan de manejo ambiental que incluya: objetivos y metas ambientales, políticas y procedimientos para lograr esas metas, responsabilidades definidas, actividades de capacitación del personal, documentación y un sistema para controlar cualquier cambio y avance realizado. La norma ISO 14001 describe el proceso que debe seguir la empresa y le exige respetar las leyes ambientales nacionales.

Esta norma se basa en el enfoque Planificar, Hacer, Verificar y Actuar (PHVA). Este modelo promueve un proceso iterativo para conseguir la mejora continua. Se debe aplicar en el SGA completo y en cada uno de los elementos individuales. El modelo consta de los siguientes pasos:

1. Establecer los objetivos ambientales y los procesos necesarios para conseguir resultados de acuerdo con la política ambiental de la empresa.
2. Poner en práctica esos procesos.
3. Establecer procesos de seguimiento y medir la política ambiental.
4. Establecer decisiones para mejorar de forma continua.

La dirección de la organización debe mostrar su liderazgo y compromiso respecto del SGA. Debe comunicar al resto de la organización los requisitos que establece el SGA y debe asegurar que se cuentan con los recursos necesarios para llevarlo a cabo. Al mismo tiempo debe promover la mejora continua.

La dirección debe establecer, implementar y mantener una política ambiental que sea apropiada para el propósito y el contexto de la empresa, proporcione un marco para establecer los objetivos ambientales e incluya el compromiso necesario para cumplir con todas las obligaciones. La política ambiental debe mantenerse como información documentada, ser comunicada dentro de la empresa y estar en disposición de las partes interesadas. La gerencia de la organización tiene que asegurarse de que las responsabilidades y las autoridades son asignadas y comunicadas dentro de la organización.

Dentro del alcance definido por el Sistema de Gestión Ambiental la empresa debe:

- Determinar los aspectos ambientales
- Controlar las actividades, servicios o productos que puedan influir
- Conocer los impactos ambientales asociados
- Tener en cuenta el ciclo de vida

La norma OHSAS 18001 (ver Anexo 18) (*Occupational Health and Safety Assessment Series*) se refiere a una serie de especificaciones sobre la salud y seguridad en el trabajo, materializadas por British Standards Institution. Al igual que la norma ISO 14001 está basada en la metodología PHVA. La organización debe establecer, documentar, implementar, mantener y mejorar continuamente un Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional (S&SO) de acuerdo con los requisitos de esta norma OHSAS y determinar cómo cumplirá estos requisitos.

La gerencia debe definir y autorizar la política S&SO de la organización y asegurar que dentro del alcance definido del Sistema de Gestión S&SO, ésta:

- a) Es apropiada a la naturaleza y escala de los riesgos S&SO de la organización;

- b) Incluye un compromiso a la prevención de lesión y enfermedad, y mejoramiento continuo en la gestión y el desempeño S&SO;
- c) Incluye un compromiso para cumplir los requisitos legales aplicables y con otros requisitos que la organización suscriba relacionados con sus peligros S&SO;
- d) Proporciona un marco de referencia para establecer y revisar los objetivos S&SO;
- e) Es documentada, implementada y mantenida;
- f) Es comunicada a todas las personas que trabajan bajo el control de la organización con la intención de ponerlos al tanto de sus obligaciones S&SO individuales;
- g) Está disponible a las partes interesadas; y
- h) Es revisada periódicamente para asegurar que permanece pertinente y apropiada para la organización.

La organización debe establecer, implementar y mantener un procedimiento para la continua identificación de peligros, evaluación de riesgo, y determinación de los controles necesarios. El procedimiento debe tener en cuenta actividades rutinarias y no rutinarias y también a todas las personas que tengan acceso al sitio de trabajo.

El Ministerio de energía exige a la empresa que debe “Efectuar la verificación permanente de las pautas contempladas en el Programa de Gestión Ambiental respecto de la operación de la instalación y de su mantenimiento, a fin de garantizar una eficiente y segura vida útil de la obra, así como una mínima incidencia de la mismas sobre las condiciones ambientales y la calidad de vida de la población.

Mantener un sistema de evaluación periódica (estimación o medición, según corresponda) de los parámetros tomados como referencia para el control ambiental.”

En lo referente a los requisitos nacionales y provinciales, la empresa Oilstone se acordó con el Estudio Bec especializado en legislación ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional; la prestación del Servicio de información permanente al respecto. El servicio consiste en la información online de cada modificación de un requisito nacional o provincial aplicable a la empresa.

El sector de Seguridad, Salud y Ambiente consulta esta información en forma mensual y actualiza la Matriz de Identificación de Requisitos Legales, en función de la información recibida.

En lo referente a requisitos a nivel municipal, el Representante de la dirección contacta al municipio cada seis meses para informarse de eventuales modificaciones a los requisitos vigentes, generando un informe de visita en cada caso.

En lo referente a otros requisitos a los que la empresa voluntariamente adhiera, el Representante del sector recibe la información correspondiente y es responsable de mantenerla actualizada. Ante la implementación de procesos nuevos o la modificación de procesos existentes, y ante cambios de relevancia en la infraestructura o equipamiento, el responsable del sector respectivo consulta la eventual existencia de requisitos legales.

ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO

En la siguiente entrega se realizará el estudio de costos que tendrá el proyecto en sus 10 años de vida. Cada uno de los costos tiene un impacto sobre la rentabilidad del proyecto. Para hacer este análisis se estudiarán las inversiones teniendo en cuenta sus amortizaciones y el método de financiamiento, los costos y gastos del proyecto. Con esta información se realizará el cuadro de resultados, el balance y los distintos flujos de fondo, tanto para el proyecto como para el inversor.

El objetivo de este análisis es determinar el Valor Actual Neto del proyecto con la Tasa Interna de Retorno esperada.

INVERSIONES

Para realizar el proyecto es necesario invertir en activo fijo, es decir, las inversiones que se deben realizar para adquirir los bienes que se destinan en forma directa o indirecta a realizar la extracción del crudo y obtener el producto que la empresa va a comercializar para tener sus ingresos. Estas inversiones son todos los desembolsos necesarios para que la empresa pueda comenzar con las tareas de producción en el año 1 del proyecto y los que se requieren a lo largo del desarrollo del mismo para ampliar o mejorar la producción.

Bienes de uso

Los bienes tangibles que se deprecian a través del tiempo en los que es preciso invertir son los que se detallan a continuación:

- Oficinas

Como se mencionó en el capítulo de Ingeniería, las oficinas y depósitos se encuentran en buen estado y no requieren de modificaciones considerables. De todos modos, los muebles dentro de las oficinas demandan un recambio. Además, se pintarán las oficinas y se pondrá un nuevo sistema de calefacción dentro de las mismas. Por otro lado, se planea realizar una limpieza en los depósitos y se provisionará dinero para realizar arreglos imprevistos. Se realizará pre-operativamente una inversión para refaccionar y equipar las instalaciones, con un costo total de 10.057 US\$. La estructura se muestra a continuación (en miles de US\$):

Aire Acond. Oficinas+Instalación	0,683
Calefacción	3,01
Escritorios+Sillas	3,47
Pintura	2,894
Inversión total en Oficinas	10,057

- Workover

El primer año se realizará el workover de 8 de los pozos ya existentes en Catriel Oeste. El objetivo de esta inversión es aumentar la capacidad productiva de los pozos para que la cantidad de m³ de crudo extraídos aumente. Se realizará un workover por mes comenzando en el mes de enero y finalizando en el mes de agosto del 2018. El costo de cada uno de estos workovers es de 300.000 US\$, esto significa que la inversión total que se debe realizar en el año 2018 por workover es de 2.400.000 US\$.

- Nuevas perforaciones

Los primeros tres años del proyecto se van a perforar un nuevo pozo por año para aumentar los m³ de crudo extraídos por día. El costo de cada perforación es de 1.406.000 US\$ y tiene la siguiente estructura (en miles de US\$):

Cementación	63
Tubería de revestimiento	140
Fluidos de Perforación	90
Costo Equipo	140
Equipo de perforación y herramientas	673
Transporte	300
Inversión total por Perforación	1406

- Imprevistos

Para asegurarnos de cubrir todas las inversiones de bienes de uso necesarias para el proyecto se agrega un 2% de la suma total de las inversiones en bienes de uso para imprevistos.

Bono

El bono a pagar a la Provincia de Río Negro: se debe pagar previo al inicio de las actividades, un monto mínimo del 2% de las reservas probadas de la concesión con un precio igual al promedio de los últimos dos años (aproximadamente 300 US\$). Actualmente se estima que las reservas probadas son de 942.000 metros cúbicos de crudo, lo que nos da una suma total de 5.652.000 US\$. Esta inversión se amortiza mensualmente de acuerdo a la producción de cada mes.

Rubros Asimilables

Al ser un proyecto en el que se quiere obtener una licitación para explotar un área previamente explotada no se va a tener gastos de inversión en rubros asimilables. El área ya cuenta con todo lo necesario para la instalación y puesta en marcha de la producción.

IVA sobre inversiones

El IVA sobre inversiones informa sobre el impuesto aplicado al total de las inversiones en activo fijo, en este caso, es el 21% de las inversiones en bienes de uso.

A continuación, se muestra el calendario de inversiones del primer año del proyecto (2018). Sólo quedan afuera las dos perforaciones restantes que se realizarán en diciembre de 2019 y 2020 pero que se pueden observar en la planilla de cálculo

	0	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	2018 Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Inv. Workover	-	300,00	-	300,00	-	300,00	-	300,00	-	300,00	-	-	-
Inv. Perforación	-	1.406,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.406,00
Inv. Oficinas	-	9,37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inv. Bono	-	5.652,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inv. Imprevistos	-	245,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA Inversiones	-	1.535,72	-	63,00	-	63,00	-	63,00	-	63,00	-	-	295,26

SISTEMA DE COSTEO

La producción de petróleo es continua y la demanda es promovida por lo que el centro de costos operará por procesos. Dado que estamos evaluando un proyecto de inversión, realizaremos la determinación de los costos en base al método de costeo predeterminado. El método de costeo predeterminado da lugar al sistema de costeo estándar, que estaremos utilizando en nuestro proyecto. Los costos y sus proyecciones se determinarán a valores constantes, contado sin incluir IVA y valores normales a través del tiempo. El análisis de la concesión de Catriel Oeste, se realiza para Oilstone que al ser una empresa que ya se encuentra en marcha, el estudio de los costos se realizará en forma marginal.

El método de costeo por absorción se diferencia del método de costeo directo por la forma en que se trata a los Gastos Generales de Fabricación Fijos. En el costeo por absorción se valorizan los stocks al costo de fabricación prorrateando los costos de materia prima, mano de obra directa

y Gastos Generales de Fabricación. Por otro lado, el costeo directo no incluye a los Gastos Fijos de Fabricación en el prorrateo. A largo plazo ambos métodos dan el mismo costo total pero en el costeo por absorción, los GGF Fijos se absorben en la producción y se cargan contra las utilidades cuando la producción es vendida. En decisiones de largo alcance es necesario conocer el costo total (variable + fijo), ya que para que una decisión resulte rentable los futuros ingresos deben superar los desembolsos variables y fijos resultantes. Dicho esto, cabe concluir que se utilizará el costeo por absorción.

CENTROS DE COSTOS

Con el objetivo del delimitar las responsabilidades dentro del proyecto y facilitar el análisis de los gastos, se estructuraran los gastos en cuatro centros de costos: Producción, Administración, Comercialización y Finanzas. A continuación se detallarán los gastos que corresponde a cada centro:

Producción

Se contemplarán los gastos que estén directamente relacionados con la extracción del petróleo. La extracción incluye los costos de bombeo, mantenimiento, tratamiento y pulling.

La electricidad necesaria para bombear el fluido hacia la superficie se consume en función a los m³ de petróleo producido.

Los gastos de operación y mantenimiento incluyen el costo de 45 personas que se van a dividir en cuadrillas de 4 o 5 personas que se van a desplazar en todo el yacimiento mediante el uso de camionetas. Este costo también incluye el alquiler de equipos especiales como retroexcavadora, equipos de mantenimiento y camiones con hidroagua. Se ha estimado el costo de tercerizar la O&M a partir de la información provista por Oilstone de sus costos en Cerro Bandera.

Los pullings son pequeñas reparaciones de pozos, que se realizan de manera sistemática en los pozos. Se estima que el índice de pulling es de 1 por año. Es decir, que se interviene el 100% de los pozos de producción cada año y se realizan a lo largo del año según la necesidad de cada pozo. Se estima que el costo promedio de pulling es de US\$ 65 mil por pozo.

El costo de la mano de obra directa y otros gastos generales de fabricación pertenecen a este sector. Dentro de la mano de obra directa se tiene a los recorredores que recorren los campos supervisando los pozos productivos.

Los gastos generales de fabricación incluyen costo de mano de obra indirecta, amortizaciones, materiales, energía adquirida y combustible, tasas e impuestos, seguros e imprevistos.

A continuación se observa el resumen del detalle de dichos gastos:

Costos de Producción(MUS\$)											
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Costo MOD	- 374,18	- 383,69	- 392,63	- 401,70	- 410,73	- 420,26	- 428,67	- 437,24	- 445,99	- 454,91	
Costo Recorredores	- 374,18	- 383,69	- 392,63	- 401,70	- 410,73	- 420,26	- 428,67	- 437,24	- 445,99	- 454,91	
Gastos Generales de Fabricación	- 20.453,52	- 22.310,53	- 24.024,27	- 24.732,22	- 25.206,15	- 25.862,68	- 26.129,49	- 26.448,59	- 26.803,60	- 27.648,39	
Amortizaciones	- 290,60	- 532,92	- 661,80	- 661,80	- 661,80	- 661,80	- 661,80	- 661,80	- 661,80	- 1.161,88	
Costo Energía	- 1.821,47	- 2.069,82	- 2.322,58	- 2.346,49	- 2.324,14	- 2.302,03	- 2.281,33	- 2.257,47	- 2.242,37	- 2.283,51	
Costo Químicos	- 2.510,48	- 2.598,38	- 2.682,32	- 2.762,17	- 2.850,11	- 3.178,34	- 3.145,89	- 3.113,30	- 3.092,88	- 2.892,84	
Costo Inhibidor de corrosión	- 778,25	- 805,50	- 831,52	- 856,27	- 883,53	- 985,28	- 975,22	- 965,12	- 958,79	- 896,78	
Costo Inhibidor de Incrustaciones	- 451,89	- 467,71	- 482,82	- 497,19	- 513,02	- 572,10	- 566,26	- 560,39	- 556,72	- 520,71	
Costo Bactericida	- 753,14	- 779,51	- 804,70	- 828,65	- 855,03	- 953,50	- 943,77	- 933,99	- 927,86	- 867,85	
Costo Secuestrante de Sulfhídrico	- 50,21	- 51,97	- 53,65	- 55,24	- 57,00	- 63,57	- 62,92	- 62,27	- 61,86	- 57,86	
Costo Desemulsionante	- 326,36	- 337,79	- 348,70	- 359,08	- 370,51	- 413,18	- 408,97	- 404,73	- 402,07	- 376,07	
Costo Dispersante de Parafinas/Asfaltenos	- 100,42	- 103,94	- 107,29	- 110,49	- 114,00	- 127,13	- 125,84	- 124,53	- 123,72	- 115,71	
Costo Tratamiento Gas	- 50,21	- 51,97	- 53,65	- 55,24	- 57,00	- 63,57	- 62,92	- 62,27	- 61,86	- 57,86	
Costo O&M	- 2.530,12	- 2.598,38	- 2.695,35	- 2.770,98	- 2.834,08	- 2.898,93	- 2.961,11	- 3.020,33	- 3.080,74	- 3.142,35	
Alquiler equipos de extracción	- 1.973,49	- 2.032,96	- 2.102,37	- 2.161,36	- 2.210,58	- 2.261,16	- 2.309,66	- 2.355,86	- 2.402,97	- 2.451,03	
Costo Pulling	- 6.818,86	- 6.956,39	- 7.125,08	- 7.290,31	- 7.456,32	- 7.626,95	- 7.790,53	- 7.946,34	- 8.105,27	- 8.267,37	
Costo Conexión y transporte	- 436,65	- 496,19	- 556,78	- 562,52	- 557,16	- 551,86	- 546,89	- 541,18	- 537,55	- 547,42	
Costo MOI	- 502,19	- 514,94	- 526,94	- 539,12	- 551,25	- 564,03	- 575,32	- 586,82	- 598,56	- 610,53	
Geólogo	- 141,81	- 145,42	- 148,80	- 152,24	- 155,67	- 159,28	- 162,46	- 165,71	- 169,03	- 172,41	
Ing. Petróleo	- 253,60	- 260,04	- 266,10	- 272,24	- 278,37	- 284,83	- 290,52	- 296,34	- 302,26	- 308,31	
Ing. Seguridad e Higiene	- 106,78	- 109,49	- 112,04	- 114,63	- 117,21	- 119,93	- 122,33	- 124,77	- 127,27	- 129,81	
Impuestos	- 385,13	- 489,38	- 582,49	- 614,04	- 627,46	- 633,48	- 637,60	- 649,39	- 662,01	- 685,07	
Ingresos Brutos	- 385,13	- 489,38	- 582,49	- 614,04	- 627,46	- 633,48	- 637,60	- 649,39	- 662,01	- 685,07	
Seguros	- 103,50	- 106,13	- 108,60	- 111,11	- 113,61	- 116,24	- 118,57	- 120,94	- 123,36	- 125,83	
Seguro de Control de pozo	- 103,50	- 106,13	- 108,60	- 111,11	- 113,61	- 116,24	- 118,57	- 120,94	- 123,36	- 125,83	
Otros	- 3.081,03	- 3.915,04	- 4.659,95	- 4.912,32	- 5.019,66	- 5.067,85	- 5.100,80	- 5.195,16	- 5.296,08	- 5.480,56	
Regalías	- 3.081,03	- 3.915,04	- 4.659,95	- 4.912,32	- 5.019,66	- 5.067,85	- 5.100,80	- 5.195,16	- 5.296,08	- 5.480,56	
Total	- 20.827,71	- 22.694,22	- 24.416,90	- 25.133,92	- 25.616,89	- 26.282,94	- 26.558,16	- 26.885,83	- 27.249,59	- 28.103,30	

Administración y comercial

Los costos de administración son los recursos necesarios para las operaciones y manejos dentro de la empresa. Son gastos administrativos: sueldos del personal administrativo, gastos de oficina y papelería, gastos de gestión, de mantenimiento de las oficinas, gastos de representación y movilidad, viajes y estadías, tasas e impuestos, amortizaciones

Los gastos de comercialización del proyecto incluyen al personal encargado de realizar las compras del material necesario para realizar las operaciones, al transporte del producto terminado, amortizaciones, tasas e impuestos, seguros, entre otros.

Costos Administrativos y Comerciales(MUS\$)											
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Personal Administrativo	- 208,94	- 213,20	- 218,36	- 223,42	- 228,51	- 233,74	- 238,74	- 243,52	- 248,39	- 253,35	
Seguro de responsabilidad Civil	- 103,50	- 106,13	- 108,60	- 111,11	- 113,61	- 116,24	- 118,57	- 120,94	- 123,36	- 125,83	
Amortizaciones	- 0,94	- 0,94	- 0,94	- 0,94	- 0,94	- 0,94	- 0,94	- 0,94	- 0,94	- 0,94	
Total	- 313,38	- 320,26	- 327,90	- 335,47	- 343,05	- 350,92	- 358,25	- 365,39	- 372,68	- 380,12	

Finanzas

El centro de costos de finanzas es el responsable de los intereses y gastos bancarios de los préstamos. A continuación se puede observar los costos financieros por año:

Costos Financieros(MUS\$)											
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Intereses	- 255,91	- 238,15	- 218,73	- 197,48	- 174,25	- 148,83	- 121,02	- 90,61	- 57,35	- 20,97	
Total	- 255,91	- 238,15	- 218,73	- 197,48	- 174,25	- 148,83	- 121,02	- 90,61	- 57,35	- 20,97	

Más adelante se desarrollará sobre la forma de financiación y el cálculo de los intereses.

VARIABILIDAD DE LOS COSTOS

Los costos del proyecto se pueden clasificar según su variabilidad. El objetivo de esta clasificación es determinar el punto de equilibrio. Al analizar los costos variables del proyecto se puede ver cuál es la contribución de una unidad adicional al programa de producción.

El fin principal de este estudio es encontrar el punto de equilibrio, es decir, la producción óptima sin modificar la estructura de la empresa. En nuestro caso, los costos tienen muy poca variabilidad y la producción óptima es la mayor cantidad de crudo que se pueda obtener del área explotada. Esta producción va a depender principalmente de las reservas que haya en las

capas subterráneas, del mantenimiento que se le haga a los pozos y de las inversiones que se hagan en perforar nuevos pozos de extracción.

Costo de ventas - Costos variables

A continuación, se desarrolla la variación de los conceptos que entran en la categoría de costo de ventas.

Materia prima: En la extracción de petróleo no hay materia prima requerida ya que el crudo es una materia prima por sí mismo y se extrae de la naturaleza como ya se explicó en el capítulo de mercado.

Energía Eléctrica: La energía insumida en la explotación es un gasto variable en función de la producción, ya que depende de la potencia consumida por las bombas, la cual varía según el caudal.

Costo Energía/MW	73
MW/m3	0,0004
Costo Energía/m3	0,0292

Químicos: Para la extracción se requiere del agua de recirculación (extracción de agua de napas y tratamiento). Para tratar el agua de recirculación, el petróleo y el gas extraídos se requieren de los siguientes químicos:

- Inhibidor de corrosión
- Inhibidor de Incrustaciones
- Bactericida
- Secuestrante de Sulfhídrico
- Desemulsionante
- Dispersante de Parafinas/Asfaltenos
- Costo de tratamiento de Gas

Se requieren distintas cantidades según el químico por metro cúbico de petróleo extraído especificadas en la siguiente tabla:

Costos de tratamiento	MUS\$/L	L/m ³	MUS\$/m ³
Costo Inhibidor de corrosión	0,00338	3,668639	0,0124
Costo Inhibidor de Incrustaciones	0,004	1,8	0,0072
Costo Bactericida	0,00299	4,013378	0,012
Costo Secuestrante de Sulfhídrico	0,00176	0,454545	0,0008
Costo Desemulsionante	0,006	0,866667	0,0052
Costo Dispersante de Parafinas/Asfaltenos	0,00575	0,278261	0,0016
Costo Tratamiento Gas	0,0045	0,177778	0,0008
Costo total Químicos			0,04

Costo de ventas - Costos Fijos

Los siguientes costos entran en la categoría de costo de ventas pero no varían en función de la producción:

Mano de obra directa: En el yacimiento se necesitan 8 recorredores que se les paga a cada uno 1.000 US\$/mes. Según el Convenio Colectivo de Trabajo 644/12 de Petroleros Privados²², al sueldo básico es necesario sumarle un adicional por ser un trabajo en una zona desfavorable, por las horas de viaje y por yacimiento. Al proyecto, al gasto de la mano de obra es necesario sumarle las cargas sociales que son un 24% del total del sueldo que recibe el trabajador, es decir de la suma del sueldo básico más el adicional correspondiente.

²² Ver Bibliografía

Cada uno de los recorredores cuenta con una camioneta a su disposición para poder abarcar todo el territorio asignado. Éste es otro gasto que suma 752 US\$ al mes por empleado que incluye el alquiler del rodado y la compra de la nafta.

Su costo no varía durante el proyecto ya que no cambia significativamente la cantidad de pozos a lo largo del proyecto. Su costo incluye al sueldo incluyendo cargas sociales, alquiler de rodados y combustible.

MOD	MUS\$	Cantidad
Sueldo Básico Recorredor Categoría J	1,00	8
Adicional 1	1,20	
Cargas Sociales(24%)	0,53	
Adicional Rodados y gastos	0,75	
Total a pagar	3,48	

O&M: El costo de Operación y Mantenimiento consiste en cuadrillas tercerizadas llave en mano. Se ocupan del mantenimiento de los pozos y las instalaciones de tratamiento. Su magnitud está asociada a la cantidad de pozos. El costo mensual es de 2.000US\$ por pozo.

Alquiler de equipos de bombeo: Varía únicamente con la cantidad de pozos en producción. El costo de alquiler cada bomba es de 1.560 US\$ por mes.

Conexión y transporte: Es el costo que se paga por utilizar los ductos. Su costo es de 7 US\$ por metro cúbico a transportar.

Pulling: Es el costo en el que se incurre para restaurar los pozos. Implica retirar el tubing para limpiarlo y volver a colocarlo. Cada año se interviene el 100% de los pozos con un costo de 65.000 US\$ por pozo.

Otros costos - Costos variables

Regalías: Se paga el 12% de las ventas a la provincia de Río Negro.

Gastos de comercialización y administración

Mano de obra indirecta: Corresponde al costo de emplear dos Ingenieros en Petróleo, un Ingeniero de Seguridad e Higiene y un Geólogo, todos necesarios para la operación. Su costo es fijo mensual con la siguiente estructura, en miles de US\$:

MOI	
Sueldo Geólogo Senior	8,50
Cargas Sociales(24%)	2,04
Total a pagar	10,54
Sueldo Ing Petróleo	7,60
Cargas Sociales(24%)	1,82
Total a pagar	9,42
Sueldo Ing. Seguridad e Higiene	6,40
Cargas Sociales(24%)	1,54
Total a pagar	7,94
Costo total MOI	37,32

Seguros: Oilstone trabaja contratando dos seguros que se pagan mensualmente. Un seguro de responsabilidad civil contra cualquier daño emergente en la empresa, que tiene un valor de 100.000 US\$/año.

El otro seguro se denomina de control de pozo, que esté asegura cualquier daño que se pueda generar frente accidentes en la perforación o en la explotación. Por ejemplo una subida de presiones en la boca de pozo que generarían que se rompa la cañería, el petróleo sería expulsado

y contaminaría. En este caso el seguro se haría cargo de los daño ambientales o cómo remediar esa pérdida y a la instalación también. Este seguro tiene un costo de 100.000 US\$/año también.

Impuestos: Los impuestos variables son el impuesto a las ganancias (35% sobre el EBT) y el impuesto a los ingresos brutos (1,5% sobre las ventas).

GASTOS DIRECTOS E INDIRECTOS

Los gastos directos son aquellos que inciden y se ven reflejados en el producto final. Los gastos de operación, pulling, gasto del tratamiento del agua de circulación y gasto de energía son gastos directos.

Los gastos indirectos son los administrativos que incluyen los gastos de seguros y de mano de obra indirecta y también las regalías que se le pagan a la provincia por las ventas realizadas en el mes.

BASES DE PRORRATEO

En este proyecto de inversión se utilizaron dos bases de prorrateo diferentes dependiendo de los costos. Por un lado, hay costos que se prorratean según la cantidad de metros cúbicos (m³) de crudo extraídos, y al mismo tiempo hay otros costos que se prorratean según la cantidad de pozos extractores de petróleo. A medida que se fueron describiendo los costos anteriormente se aclaró este ítem.

Al haber un sólo producto final todos los gastos que tiene la empresa se dividen en el mismo.

AMORTIZACIONES

Las amortizaciones de las inversiones hechas para realizar las nuevas perforaciones y reparaciones de los pozos ya existentes (Workovers) se amortizan linealmente a diez años sin valor residual. De la misma manera de amortizan las inversiones hechas en los edificios se amortizan a diez años, sin valor residual. Se decidió amortizar de esta manera ya que la empresa Oilstone utiliza esta metodología para todas sus inversiones en el resto de los yacimientos que trabaja.

Por otra parte, el bono provincial que es el 2% de las reservas probadas se lo consideró como inversión y se amortiza según la producción de mes a mes de petróleo.

A continuación, se puede observar un extracto de la hoja de cálculo donde se observa cómo se amortizan estas inversiones en los primeros meses del proyecto.

[illegible]

ASPECTOS IMPOSITIVOS

Impuestos Nacionales

El impuesto nacional en este proyecto es el impuesto a las ganancias de que serían del 35% de las utilidades operativas.

Impuestos Provinciales

El impuesto provincial que se debe abonar por los ingresos es un impuesto a los ingresos brutos que representa el 1.5% por ciento de las utilidades operativas.

Además, para este proyecto se pagan como concepto de regalías el 12% de la producción de petróleo al precio actual de mercado.

GASTOS DE COMUNICACIÓN

En este trabajo no se incurrirá en gastos de comunicación y marketing ya que, dada la naturaleza del producto que se va a vender, no se requiere de publicidad ni campañas de comunicación porque todo lo que se produce se vende. El producto no tiene diferenciación.

ACTIVO DE TRABAJO

El activo de trabajo está conformado por aquellos activos que se necesitan para la operación de la empresa en cada ejercicio. Los requerimientos de los mismos son función del plan desarrollado para el proyecto y se fijan según su grado de aprovechamiento.

El activo de trabajo de una empresa se conforma por tres partes, es la suma de los bienes de cambio, los créditos por ventas y la disponibilidad mínima en caja y bancos.

Al ser este un proyecto en el que el producto a vender es el crudo y que no se tiene stock del mismo, nuestro activo de trabajo no contará con bienes de cambio. Como ya se explicó en las secciones de Mercado e Ingeniería, el crudo se extrae de las napas junto con el agua, se realiza la separación de los dos recursos e inmediatamente después, se inyecta el crudo en las cañerías de transporte para que lo reciban los de la refinería.

En cuanto a los créditos por ventas, se fijan con los clientes a un plazo de financiación de 30 días desde que se envía el crudo hasta que se recibe el precio de lo vendido.

Por otra parte, las disponibilidades mínimas en caja y bancos están destinadas a gastos de tesorería. Éstas son las disponibilidades iniciales del ejercicio más el saldo propio del ejercicio que es la resta de Origen menos Aplicaciones.

El detalle del activo de trabajo se puede ver más adelante en el título “BALANCE PREFORMA”.

FINANCIACIÓN DE LAS INVERSIONES

Las inversiones que requiere el proyecto son financiadas en un 70% con aporte de capital y el restante 30% con deuda bancaria. Esta última tiene una tasa nominal anual (TNA) de 9% y un plazo de 10 años. Se decidió trabajar con estos porcentajes para el financiamiento ya que la empresa Oilstone a la hora de adquirir un nuevo yacimiento sigue siempre la misma metodología. La TNA con la que se calculó la deuda bancaria es la que existe hoy en el mercado para el monto y el plazo que se requiere que es de 10 años para poder amortizarlo a lo largo de todo el proyecto.

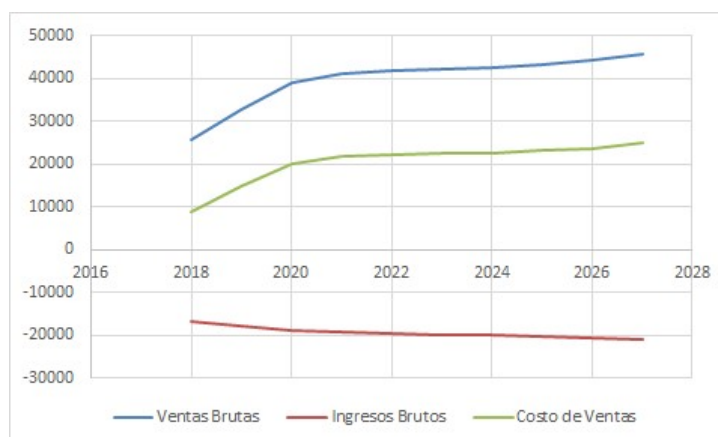
Costos Financieros(MUS\$)										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Intereses	- 255,91	- 238,15	- 218,73	- 197,48	- 174,25	- 148,83	- 121,02	- 90,61	- 57,35	- 20,97
Total	- 255,91	- 238,15	- 218,73	- 197,48	- 174,25	- 148,83	- 121,02	- 90,61	- 57,35	- 20,97

CUADRO DE RESULTADOS

A continuación se muestra el cuadro de resultados anual del proyecto:

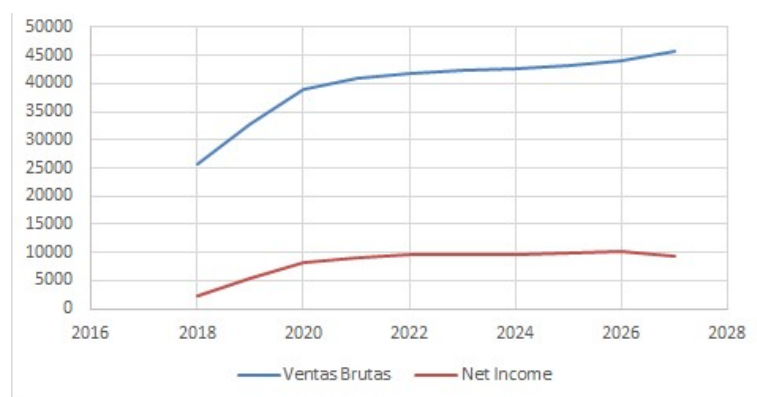
n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Miles de US\$										
Ventas Brutas	25.675,3	32.625,3	38.832,9	40.936,0	41.830,5	42.232,1	42.506,6	43.293,0	44.134,0	45.671,3
Costo de ventas	-17.331,9	-18.375,3	-19.476,6	-19.891,5	-20.146,1	-20.402,3	-20.647,5	-20.878,2	-21.138,1	-21.561,1
Personal	-871,1	-888,8	-910,3	-931,4	-952,6	-974,4	-995,3	-1.015,2	-1.035,5	-1.056,2
Electricidad	-1.821,5	-2.069,8	-2.322,6	-2.346,5	-2.324,1	-2.302,0	-2.281,3	-2.257,5	-2.242,4	-2.283,5
Químicos	-2.495,2	-2.835,4	-3.181,6	-3.214,4	-3.183,7	-3.153,5	-3.125,1	-3.092,4	-3.071,7	-3.128,1
O&M	-2.530,1	-2.606,4	-2.695,4	-2.771,0	-2.834,1	-2.898,9	-2.961,1	-3.020,3	-3.080,7	-3.142,4
Alquiler equipos de extr	-1.973,5	-2.033,0	-2.102,4	-2.161,4	-2.210,6	-2.261,2	-2.309,7	-2.355,9	-2.403,0	-2.451,0
Pulling	-6.818,9	-6.956,4	-7.125,1	-7.290,3	-7.456,3	-7.626,9	-7.790,5	-7.946,3	-8.105,3	-8.267,4
Conexión y transporte	-436,7	-496,2	-556,8	-562,5	-557,2	-551,9	-546,9	-541,2	-537,6	-547,4
Impuestos 0,02	-385,1	-489,4	-582,5	-614,0	-627,5	-633,5	-637,6	-649,4	-662,0	-685,1
Ingresos Brutos	8.343,3	14.250,0	19.356,3	21.044,5	21.684,4	21.829,8	21.859,1	22.414,8	22.995,9	24.110,3
Costos comerciales y admi	-414,6	-423,0	-433,3	-443,3	-453,4	-463,8	-473,7	-483,2	-492,9	-502,7
Personal	-208,9	-213,2	-218,4	-223,4	-228,5	-233,7	-238,7	-243,5	-248,4	-253,4
Seguros	-205,7	-209,8	-214,9	-219,9	-224,9	-230,1	-235,0	-239,7	-244,5	-249,4
Otros costos	-3.081,0	-3.915,0	-4.659,9	-4.912,3	-5.019,7	-5.067,9	-5.100,8	-5.195,2	-5.296,1	-5.480,6
Regalías 0,12	-3.081,0	-3.915,0	-4.659,9	-4.912,3	-5.019,7	-5.067,9	-5.100,8	-5.195,2	-5.296,1	-5.480,6
EBITDA	4.847,6	9.912,0	14.263,1	15.688,9	16.211,3	16.298,1	16.284,6	16.736,4	17.206,9	18.127,0
Amortizaciones	-679,9	-963,6	-1.131,3	-1.125,8	-1.112,0	-1.098,5	-1.086,2	-1.074,3	-1.064,2	-3.189,1
EBIT	4.167,7	8.948,3	13.131,8	14.563,1	15.099,4	15.199,6	15.198,4	15.662,1	16.142,7	14.937,9
Intereses	-254,2	-236,6	-217,3	-196,2	-173,1	-147,8	-120,2	-90,0	-57,0	-20,8
EBT	3.913,5	8.711,8	12.914,5	14.366,9	14.926,3	15.051,8	15.078,1	15.572,1	16.085,8	14.917,1
Impuestos a l 0,35	-1.369,7	-3.049,1	-4.520,1	-5.028,4	-5.224,2	-5.268,1	-5.277,3	-5.450,2	-5.630,0	-5.221,0
Net Income	2.543,8	5.662,7	8.394,4	9.338,5	9.702,1	9.783,7	9.800,8	10.121,9	10.455,7	9.696,1

Del extracto de la planilla de cálculos se puede observar que las ventas brutas tienen un aumento variable a lo largo de los años. Los primeros años el aumento de las ventas es mayor, y esto se debe a que en el primer año se realizarán los 8 workovers y la perforación de un nuevo pozo y los siguientes dos años se perforarán los restantes. A partir del año 2021 el aumento de las ventas disminuye de una manera considerable. Al ser, la mayoría de los costos de ventas dependientes de la cantidad de m³ vendidos o de la cantidad de pozos extractores, la curva de ingresos brutos tiene una distribución muy similar a la de ventas. Esta evolución se puede observar en el siguiente gráfico, donde las ordenadas están en Miles de US\$:



Los costos comerciales y administrativos son costos fijos que varían a lo largo de los años únicamente porque se ajustan a la inflación. En cambio, las regalías dependen completamente de la cantidad de m³ de crudo vendidas, siendo el 12% de las mismas.

Una vez obtenido el EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization) se le restan las amortizaciones, los intereses y los impuestos a las ganancias. En el siguiente gráfico se puede observar la curva de las Ventas Brutas y la de Net Income.



Si bien en los primeros años ambas curvas son crecientes, al final del período la curva del Net Income decrece mientras que la de Ventas Brutas continúa creciendo. Esta diferencia se debe a que, al amortizar todas las inversiones de manera lineal y a 10 años, en el último se acumulan todas las amortizaciones de las inversiones que se realizaron luego del período cero y que quedan por amortizar. A pesar de esto, el Net Income es positivo desde que arranca el proyecto en el año 2018 hasta que se termina la concesión en el 2027.

CRÉDITO FISCAL IVA

En nuestro proyecto se genera crédito fiscal IVA por las inversiones hechas en el activo fijo. Este crédito luego nos beneficia para comprar insumos como los químicos, o en el pago de seguros, entre otros. Es detalle de este crédito se puede ver en el título “FLUJO DE FONDOS”

Como bien se puede ver en las imágenes, el proyecto tiene solo crédito fiscal del periodo 0 hasta febrero del 2019 y los montos están en miles de dólares.

VALOR RESIDUAL

El valor residual de un proyecto es el que se considera que tiene el mismo al final del período analizado. Ya que el proyecto en estudio trata acerca de la obtención de una concesión para explotar Catriel Oeste durante un tiempo definido de 10 años, no se realizan cálculos de perpetuidad ni de liquidación de la empresa.

FLUJO DE FONDOS

Cuadro de Fuentes y Usos

n	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL
Año	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Miles de US\$												
Aportes de Capital	6.788,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6.788,2
Ventas	0,0	25.675,3	32.625,3	38.832,9	40.936,0	41.830,5	42.232,1	42.506,6	43.293,0	44.134,0	45.671,3	397.737,1
Préstamos	2.909,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.909,2
Recupero del Crédito Fiscal IVA	0,0	1.084,2	582,9	21,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.688,4
Total Origen	9.697,4	26.759,4	33.208,2	38.854,3	40.936,0	41.830,5	42.232,1	42.506,6	43.293,0	44.134,0	45.671,3	409.122,9
Inversión en Activo Fijo	7.313,0	3.806,0	1.406,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12.525,0
Inversión en Activo de Trabajo	0,0	655,1	520,6	323,6	73,8	46,8	9,4	4,4	52,3	46,0	15,1	1.747,2
Costo Total por Ventas	0,0	17.331,9	18.375,3	19.476,6	19.891,5	20.146,1	20.402,3	20.647,5	20.878,2	21.138,1	21.561,1	199.848,6
Otros costos	0,0	3.495,7	4.338,1	5.093,2	5.355,7	5.473,1	5.531,7	5.574,5	5.678,4	5.789,0	5.983,3	52.312,6
Incremento crédito fiscal IVA	1.535,7	131,4	21,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.688,4
Cancelación de Impuestos	0,0	1.369,7	3.049,1	4.520,1	5.028,4	5.224,2	5.268,1	5.277,3	5.450,2	5.630,0	5.221,0	46.038,2
Cancelación de Deuda Bancaria	0,0	188,0	205,7	225,0	246,1	269,2	294,4	322,0	352,2	385,3	421,4	2.909,2
Pago de Intereses	0,0	254,2	236,6	217,3	196,2	173,1	147,8	120,2	90,0	57,0	20,8	1.513,1
Total Aplicación	8.848,7	27.232,1	28.152,6	29.855,8	30.791,6	31.332,5	31.653,7	31.946,0	32.501,4	33.045,4	33.222,7	318.582,4
Origen - Aplicación	848,7	-472,6	5.055,6	8.998,5	10.144,4	10.498,0	10.578,4	10.560,6	10.791,6	11.088,7	12.448,6	90.540,5
Saldo Propio del Ejercicio	848,7	-472,6	5.055,6	8.998,5	10.144,4	10.498,0	10.578,4	10.560,6	10.791,6	11.088,7	12.448,6	90.540,5
Saldo Acumulado	848,7	5.451,2	44.005,3	121.037,7	238.369,8	362.662,4	489.345,2	616.178,9	743.995,6	875.443,0	1.014.824,3	4.512.162,1

Flujo de Fondos del Proyecto

El Flujo de Fondos del Proyecto permite medir la rentabilidad del proyecto sin tener en cuenta el tipo de financiamiento que se va a elegir, es decir, nos permite saber cuánto mide la inversión total. A continuación, se puede observar el flujo de fondos anual del proyecto

Año
Miles de US\$

2027

2026

2025

2024

2023

2022

2021

2020

2019

2018

Flujo de Fondos del Proyecto

Resultado Después de Impuestos	2,542,66	5,661,62	8,393,47	9,337,64	9,701,33	9,783,03	9,800,26	10,121,46	10,455,49	9,696,00
Amortizaciones	-	679,94	1,131,32	1,125,79	1,111,95	1,098,50	1,086,24	1,074,32	1,064,20	3,189,08
Δ Activo de Trabajo	655,14	520,57	323,64	73,78	46,84	9,41	4,38	52,33	46,00	15,11
Δ Créditos por Ventas	2,294,86	624,96	395,77	96,88	70,97	35,77	26,68	76,95	71,61	41,69
Δ Deudas Comerciales	1,514,34	101,21	69,14	20,06	21,09	23,16	19,48	21,75	22,68	23,59
Δ Remuneraciones y Cargas Sociales	125,38	3,18	3,00	3,04	3,03	3,19	2,82	2,87	2,93	2,99
Net Cash Provided by Operating Activities	2,567,46	6,104,68	9,201,15	10,389,66	10,766,44	10,872,12	10,882,12	11,143,45	11,473,68	12,869,96

Inversión en Activo Fijo

Inversión en Activo Fijo	7,312,98	3,806,00	1,406,00	-	-	-	-	-	-	-
FCF Proyecto sin IVA	-	7,312,98	4,698,68	10,389,66	10,766,44	10,872,12	10,882,12	11,143,45	11,473,68	12,869,96

Actividades de Financiación

Aporte de Capital	6,833,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variación de Deudas Bancarias	2,928,81	189,30	207,06	247,73	270,97	296,38	324,19	354,60	387,86	424,25
Intereses	-	255,91	238,15	197,48	174,25	148,83	121,02	90,61	57,35	20,97
Fondos generados por actividades Financieras	9,762,69	189,30	207,06	247,73	270,97	296,38	324,19	354,60	387,86	424,25
Otros Ingresos (Vta BU y terreno)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fondos Generados en el año (con financiación)	2,449,71	1,427,84	4,491,62	10,141,93	10,495,48	10,575,74	10,557,93	10,788,85	11,085,82	12,445,72
---	----------	----------	----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Flujo de Fondos sin IVA con financiación

Δ IVA de Inversiones en Activo Fijo	-	1,535,72	799,26	-	-	-	-	-	-	-
21% IVA cobrado en Ventas	-	5,391,80	8,154,91	8,596,57	8,784,41	8,868,74	8,926,39	9,091,53	9,268,15	9,590,98
IVA pagado en Costo de lo Vendido	-	-	3,858,81	4,177,21	4,230,68	4,284,48	4,335,97	4,384,42	4,439,01	4,527,82
Diferencia IVA	-	1,535,72	952,83	4,419,36	4,553,73	4,584,26	4,590,42	4,707,11	4,829,14	5,063,16
Recupero del crédito fiscal (hasta recupero final)	-	1,084,19	582,89	-	-	-	-	-	-	-
Crédito Fiscal	-	1,535,72	12,215,83	508,77	-	-	-	-	-	-
Incremento Crédito Fiscal	-	1,535,72	131,35	21,36	-	-	-	-	-	-
Pago a la DGI	-	-	2,135,72	4,419,36	4,553,73	4,584,26	4,590,42	4,707,11	4,829,14	5,063,16
Flujo de fondos IVA	-	1,535,72	952,83	4,419,36	4,553,73	4,584,26	4,590,42	4,707,11	4,829,14	5,063,16

FCF Proyecto con IVA sin financiación

Flujo de Fondos Acumulado con IVA sin finan	-	8,848,70	109,719,18	130,959,95	258,343,74	388,409,89	518,946,46	650,815,54	786,697,70	930,931,95
---	---	----------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

Flujo de fondos del Inversor

Este flujo de fondos, a diferencia del anterior, considera que parte del proyecto es financiado por terceros, como ser préstamos bancarios. De esta manera, se explica que el capital propio invertido en el proyecto será menor. En este caso se podrá analizar la rentabilidad del capital propio que depende del proyecto en sí, y del monto y del costo de la financiación que se pueda obtener.

A continuación, se muestra una imagen del Flujo de Fondos del Inversor.

Flujo de Fondos del Inversor											
n Año	-	1 2018	2 2019	3 2020	4 2021	5 2022	6 2023	7 2024	8 2025	9 2026	10 2027
Miles de US\$											
Egresos											
Aportes de capital	6.833,88										
Ingresos											
Saldo fuentes y usos	913,99	475,01	5.053,15	8.996,03	10.141,93	10.495,48	10.575,74	10.557,93	10.788,85	11.085,82	12.445,72
FLUJO DE FONDOS (Ingresos - Egresos)	5.919,89	475,01	5.053,15	8.996,03	10.141,93	10.495,48	10.575,74	10.557,93	10.788,85	11.085,82	12.445,72
Kcapital +1		1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26

BALANCE PROFORMA

n Año	0 2017	1 2018	2 2019	3 2020	5 2022	6 2023	7 2024	8 2025	9 2026	10 2027
Miles de US\$	Diciembre	Diciembre	Diciembre	Diciembre	Diciembre	Diciembre	Diciembre	Diciembre	Diciembre	Diciembre
Activo										
Activo Corriente										
Caja y Bancos	848,7	376,1	5.431,6	14.430,1	35.072,6	45.651,0	56.211,6	67.003,2	78.091,9	90.540,5
Cuentas a Cobrar		2.294,9	2.919,8	3.315,6	3.483,4	3.519,2	3.545,9	3.622,8	3.694,5	3.736,1
IVA Credito Fiscal	1.535,7	582,9	21,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Otros Activos Corrientes		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Activo Corriente	2.384,4	3.253,8	8.372,8	17.745,7	38.556,1	49.170,2	59.757,5	70.626,1	81.786,3	94.276,7
Activo No Corriente										
Inversiones	7.313,0	11.119,0	12.525,0	12.525,0	12.525,0	12.525,0	12.525,0	12.525,0	12.525,0	12.525,0
Amort Acumulada		-679,9	-1.643,6	-2.774,9	-5.012,6	-6.111,1	-7.197,4	-8.271,7	-9.335,9	-12.525,0
Total Activo No Corriente	7.313,0	10.439,0	10.881,4	9.750,1	7.512,3	6.413,8	5.327,6	4.253,3	3.189,1	0,0
Total Activo	9.697,4	13.692,8	19.254,2	27.495,8	46.068,4	55.584,0	65.085,1	74.879,3	84.975,4	94.276,7
Pasivo										
Pasivo Corriente										
Cuentas a Pagar		1.514,3	1.615,6	1.684,7	1.725,8	1.749,0	1.768,5	1.790,2	1.812,9	1.836,5
Remuneraciones y cargas sociales		125,4	128,6	131,6	137,6	140,8	143,6	146,5	149,4	152,4
Deudas Bancarias Corrientes	188,0	205,7	225,0	246,1	294,4	322,0	352,2	385,3	421,4	0,0
Total Pasivo Corriente	188,0	1.845,4	1.969,1	2.062,3	2.157,9	2.211,8	2.264,3	2.322,0	2.383,8	1.988,9
Pasivo No Corriente										
Deudas Bancarias	2.721,2	2.515,5	2.290,5	2.044,5	1.480,9	1.158,9	806,7	421,4	0,0	0,0
Total Pasivo No Corriente	2.721,2	2.515,5	2.290,5	2.044,5	1.480,9	1.158,9	806,7	421,4	0,0	0,0
Total Pasivo	2.909,2	4.360,9	4.259,6	4.106,8	3.638,8	3.370,7	3.071,0	2.743,4	2.383,8	1.988,9
Patrimonio Neto										
Aportes de capital acumulados	6.788,2	6.788,2	6.788,2	6.788,2	6.788,2	6.788,2	6.788,2	6.788,2	6.788,2	6.788,2
Utilidad ejercicio		244,9	519,2	700,0	772,1	779,0	783,2	814,7	842,7	-528,4
Utilidades ejercicios anteriores		2.298,9	7.687,2	15.900,8	34.869,3	44.646,1	54.442,7	64.533,0	74.960,8	86.028,0
Total Patrimonio Neto	6.788,2	9.331,9	14.994,6	23.389,0	42.429,6	52.213,3	62.014,1	72.135,9	82.591,7	92.287,8
Total Pasivo + Patrimonio Neto	9.697,4	13.692,8	19.254,2	27.495,8	46.068,4	55.584,0	65.085,1	74.879,3	84.975,4	94.276,7

TASA DE DESCUENTO

Costo del capital

El costo de capital (WACC) se calculó considerando los siguientes parámetros:

La tasa libre de riesgo (Rf) es del 2.25% anual que fue tomado como referencia los bonos de tesoro de EEUU. El rendimiento de mercado fue del 9,98% que sería lo que espera el mercado que rinda este tipo de proyectos, este porcentaje fue calculado como la diferencia entre Rm y Rf. El beta sin apalancamiento fue extraído de las tablas brindadas por la cátedra de proyecto final de la universidad ITBA. El riesgo país (Rp) fue extraído del EMBI+ por J.P Morgan.

La tasa de la deuda es del 9% que, como se mencionó previamente, es la tasa que se encuentra actualmente en el mercado bancario de los préstamos.

CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR):

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Período	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
1+WACC	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Valor Actual	-8.848,70	-283,91	3.947,92	5.408,15	4.855,89	3.968,87	3.146,88	2.465,04	1.969,66	1.581,11
VAN (en MU\$S)	19.586,38									
TIR	3%									

El VAN (Valor Nominal Anual) fue calculado descontando los flujos de caja proyectados al costo de capital anteriormente calculado. La tasa interna de retorno calculada es del 2,54% mensual. Se observa que el VAN del proyecto fue del orden de los 20 millones que es lo esperado para este tipo de proyectos en la industria de la extracción de crudo. La tasa interna de retorno es del 35% anual.

Con el objetivo de comparar este proyecto con otros de aspectos similares, se calculó el múltiplo VAN/reservas probadas. Éste cálculo dio como resultado 3,31 US\$/barril. Si se toman datos de otros proyectos se observa que en general este resultado da entre 5 y 20 US\$/barril. Según un estudio realizado por Scotiabank Source: UHS Herold, Bloomberg, Scotia Waterous el valor promedio de este múltiplo en Argentina es de 10 US\$/barril. Esto quiere decir, que el VAN ofrecido por el proyecto es menor que el esperado y que el dinero ofrecido por barril es bajo.

Período de Repago

La inversión se paga a los 30 meses de iniciado el proyecto. En junio de 2020 el flujo de fondos acumulado ya es positivo.

RENTABILIDAD DEL CAPITAL PROPIO (TOR)

Efecto palanca

TOR	5,3%
Leverage	2,10

La TOR, índice que mide la rentabilidad del capital propio, nos indica que el proyecto tiene un alto índice de recuperación del capital propio, del orden del 5.3% mensual. Esto significa que la empresa podrá recuperar el capital aportado en menos de un año. Esto es muy positivo para Oilstone.

CONCLUSIÓN DEL ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO

Para concluir es importante destacar que el Valor Actual Nominal del Proyecto es de 19.586 M US\$ siendo la Tasa Interna de Retorno del 35% anual. Al tratarse de un proyecto de licitación la empresa Oilstone está dispuesta a sacrificar su TIR para ganar dicha licitación hasta un mínimo de 25%. De esta manera el bono a pagar a la provincial aumentaría en 1,5 millones de US\$, por lo que el VAN disminuiría a 18.000 M US\$.

ESTUDIO DE RIESGOS

Los riesgos de llevar a cabo un proyecto de inversión aparecen debido a que la evolución de las variables reales puede ser distinta a la proyectada en los estudios de Prefactibilidad y Factibilidad.

Los riesgos se pueden clasificar en sistemáticos y no sistemáticos. Los riesgos sistemáticos son aquellos que afectan a todos los proyectos por igual y no se pueden reducir mediante la diversificación de la inversión. En cambio, los no sistemáticos son los propios del proyecto y se pueden reducir mediante la diversificación.

Para analizar la influencia de los riesgos sobre la concesión de Catriel Oeste, se realizará un análisis de sensibilidad utilizando el Crystal Ball como herramienta. Se realizará un análisis de las variables que afectan al VAN, se analizarán sus distribuciones para luego plantear diferentes posibles escenarios. Frente a cada uno de los escenarios se tomarán las decisiones correctas para cubrir y mitigar estos riesgos en caso de que sus resultados sean negativos para el proyecto y maximizarlos en caso de que aumenten el VAN esperado.

IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES DE RIESGO RELEVANTES

A través de un análisis de sensibilidad se identificarán las variables que pueden afectar positiva o negativamente al proyecto en estudio. El análisis de sensibilidad permitirá determinar el cambio porcentual del VAN por cada unidad de incremento o decremento de las variables en análisis y determinar así la relevancia de cada una de ellas. Para realizar el análisis primero se identificará la distribución de probabilidad asociada a cada variable para luego introducirla en el simulador de Crystal Ball.

Se han seleccionado para su análisis a las variables mencionadas a continuación por su influencia en el valor del VAN:

- Precio del petróleo: el precio del producto o servicio a vender es una variable que afecta a todo tipo de proyecto. En este caso en particular tiene una gran influencia en el VAN y como es un commodity, su valor depende exclusivamente del mercado. Como ya se mencionó en capítulos anteriores, el valor del crudo que se extrae de catriel Oeste es de BRENT+2.
- Inflación en Argentina: es una variable que ha sufrido grandes variaciones en el tiempo y depende en gran parte de las políticas macroeconómicas llevadas a cabo. Es preciso tener en cuenta el efecto de esta variable porque tiene influencia en los costos a pagar en pesos argentinos como la mano de obra, el personal, los químicos y los seguros.
- Tipo de Cambio: en el proyecto se ha estimado que el tipo de cambio (\$ARG/US\$) depende directamente de la inflación utilizando la siguiente fórmula:

$$T.C._{añoX} = T.C._{año2016} * \frac{I.A._{ARG}_{añoX}}{I.A._{USA}_{añoX}}$$

Donde T.C es el tipo de cambio e I.A es la inflación acumulada del año en estudio. A pesar de utilizar esta fórmula, se debe tener en cuenta que en la realidad no siempre el tipo de cambio varía en forma lineal con la inflación ya puede haber tanto atraso como adelanto cambiario. En los últimos años de la historia argentina predominó el atraso cambiario en la economía. Es por eso que se evaluará cómo las variaciones que puede sufrir esta variable afecta al VAN del proyecto.

- Índice de Pulling: el pulling es el trabajo de mantenimiento que se le deben realizar a los pozos extractores de crudo cuando se observa una disminución significativa en su extracción. Este índice representa la cantidad de pozos a los que se les realiza pulling sobre el total de pozos. Se estima que se realiza un pulling a cada pozo por año. Sin embargo, el índice puede variar ya que puede pasar que un pozo no presente disminución en su producción en dicho año por lo que no será necesario realizarle el pulling, como también puede ocurrir que haya un pozo que presenta una baja en su producción más de una vez en el año por lo que se le tendrá que realizar más de un pulling.
- Cantidad de químicos a utilizar: depende de las características del agua, que son variables, ya que a medida que pasa el tiempo el agua puede adquirir más sales en la recirculación constante de la misma. Al ser estas características variables, hacen que varíe la cantidad de químicos a pesar de ser la misma cantidad de agua extraída. Los químicos se dividen según lo que se necesite acondicionar en el agua según: medidor de corrosión, medidor de incrustaciones, bactericida, secuestrante de sulfhídrico, desemulsionante, dispersante de parafinas/asfaltenos y tratamiento gas.
- Costos de Conexión y transporte: se debe tener en cuenta el costo del transporte del crudo desde el yacimiento hasta la refinería ya que existe el riesgo de que algún caño sufra daños o irregularidades que pueden generar un costo mayor. Estas actividades harán que el costo estimado de conexión y transporte varíe respecto a lo calculado.
- Costo de perforación: existe la posibilidad de que al estar perforando se generen imprevistos que hagan aumentar el costo de perforación o que se trabaje de manera óptima y sean un poco menores a los pronosticados. Los costos de perforación incluyen a los costos de tubería de revestimiento, fluidos de perforación, costo de equipo, equipo de perforación y herramientas.
- Costo de workovers por pozo: al igual que en el costo de perforación de un nuevo pozo, al realizar el workover de un pozo ya existente pueden haber imprevistos que afecten al costo estimado para la operación y también puede ocurrir al revés, que se destinen menos fondos de los estimados a tal acción.
- Producción de nuevos pozos: la producción que genere un pozo nuevo puede diferir de la pronosticada. Puede ocurrir que se extraiga más crudo(aunque con poca probabilidad) y puede ocurrir que no se extraiga nada de crudo, a pesar de contar con un estudio geológico. Hasta que no se realiza la perforación de las capas subterráneas no se puede saber con certeza cuántos m³ de crudo se van a extraer por día.

Estas son las variables que, a priori, se cree que pueden ser relevantes sobre el retorno del proyecto. Se han descartado como variables a analizar la producción y demanda ya que las cantidades calculadas son sobre reservas probadas y al ser el petróleo un commodity todo lo producido se venderá.

IDENTIFICACIÓN DE LAS FUNCIONES DE DISTRIBUCIÓN

A cada una de las variables de riesgo relevantes le corresponde una función de distribución diferente. A continuación, se explicará cada una de las distribuciones que se obtuvieron analizando los datos históricos de las variables y otras consideraciones.

Precio del petróleo

Para realizar la simulación, se fijó el precio del primer año y se estableció que todos los años siguientes van a seguir una relación lineal determinada por el precio del primer período y el precio del último (año 2027). Se determinó una relación lineal siguiendo la estimación de la EIA que se ha utilizado para determinar los precios futuros del crudo, además los precios suelen seguir una tendencia, ya sea creciente o decreciente, y de esta manera se puede crear un modelo que se asemeje a la realidad. Dado que el precio del primer período es fijo ya que es conocido, la variación va a depender de la variación del precio del último período.

Se utilizaron los datos históricos del precio del petróleo²³ entre 1989 y 2016 para determinar la distribución de probabilidad que más se ajusta. Se observó que los precios del BRENT siguen una distribución lognormal y, por ende, la variación de los precios también. El precio del último año será el producto entre el precio estimado en ese año por la proyección del EIA y el índice de variación. El índice de variación sigue distribución lognormal que comienza en 0,22, con media 0,9 y desvío estándar 0,69.

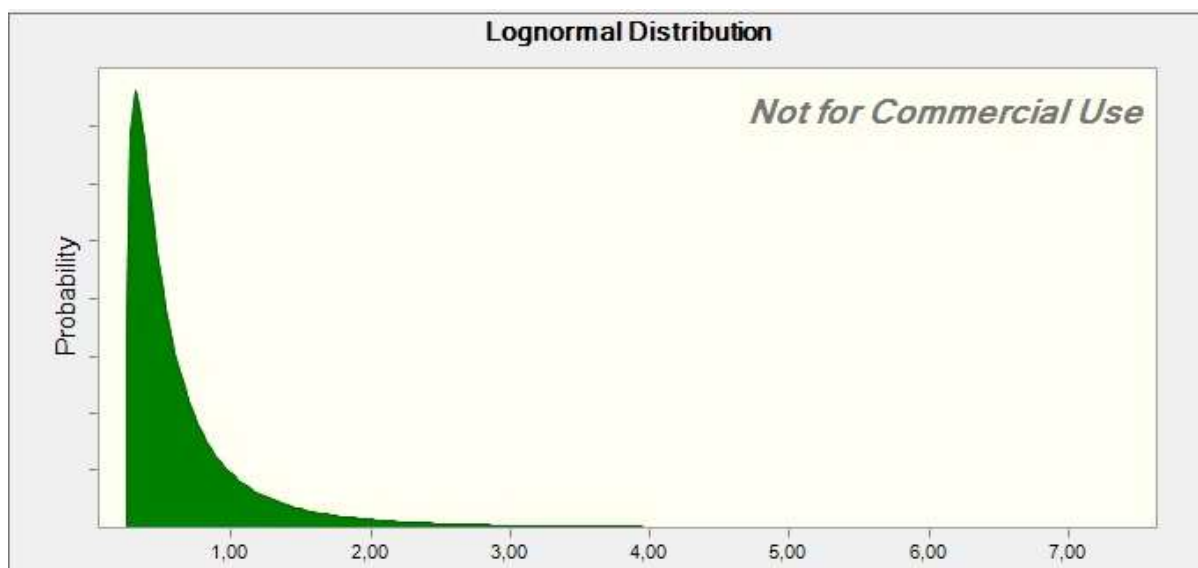


Gráfico 34: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

El índice se calculó como la diferencia entre dos años consecutivos sobre el año base de la serie histórica. Por ejemplo, si se tiene el precio del año 1989 y del 1990, el porcentaje se calcula como sigue:

$$\frac{P_{1989} - P_{1990}}{P_{1989}}$$

Inflación Argentina

Para la estimación de la variabilidad de la inflación se fijó el primer valor y se hizo variar el valor del año 2027 según una distribución triangular determinada por los datos históricos de la inflación argentina²⁴:

²³ Fuente: <https://www.cincodias.elpais.com>

²⁴ Datos obtenidos de la fuente: <http://www.inflacionverdadera.com/argentina/>

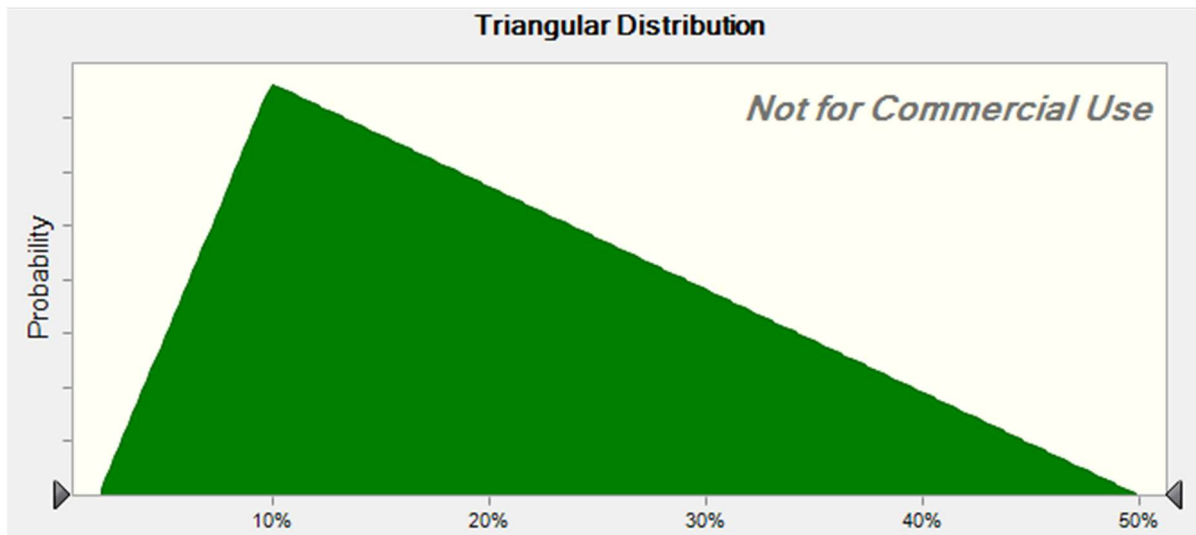


Gráfico 35: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Para lograr que la variable de la inflación se comporte de la manera más parecida a lo que ocurre realmente en el país, se hicieron variar los valores intermedios guardando relación entre un año y el subsiguiente. Por ende se logra que los años estén relacionados el uno con el otro a partir de un ratio que resulta igual para todos los años. Lo que se logra al utilizar esto es que la inflación se comporte de manera $1 - e^{-x}$ comenzando en el valor ya conocido actual de la inflación y el pronosticado para el año 2027 con cierta variabilidad. Esta variación se realizó utilizando la siguiente función:

$$I_{\text{año}X} = I_{2018} - (I_{2018} - I_{2027}) * e^{-(\text{ratio} * \Delta \text{años})}$$

Donde $I_{\text{año}X}$ es la inflación en el año que se está analizando y $\Delta \text{años}$ es la cantidad de años que separan al año en estudio del 2018. El ratio sigue una distribución normal como la que se puede ver a continuación.

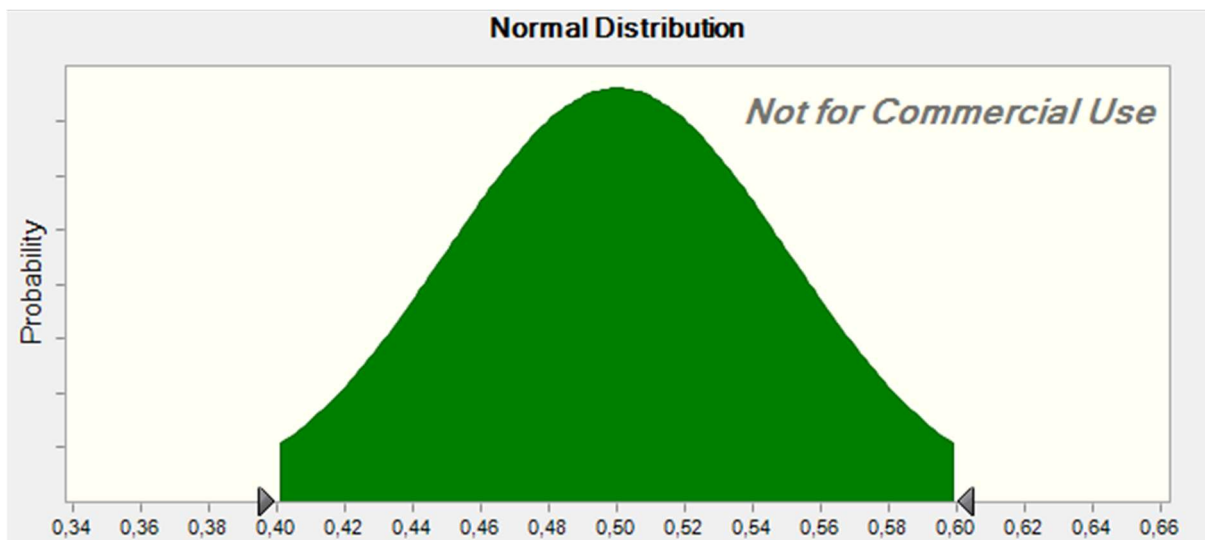


Gráfico 36: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

La variable inflación argentina, guarda una fuerte correlación con todos los costos a pagar en pesos argentinos. Estos costos son: los salarios de los empleados, el costo de la energía eléctrica, de los químicos, el costo de operación y mantenimiento, el alquiler de los equipos de extracción, el costo de conexión y transporte y los diferentes seguros. La relación entre los costos y la inflación se representa con la siguiente ecuación:

$$\text{Costo}_{\text{año } N+1} = \text{Costo}_{\text{año } N} * \text{inflación}$$

A su vez, como ya se mencionó anteriormente, la inflación guarda la siguiente relación con el tipo de cambio de la moneda argentina y el dólar.

$$T.C._{\text{año } X} = T.C._{\text{año } 2016} * \frac{I.A.ARG_{\text{año } X}}{I.A.USA_{\text{año } X}}$$

Tipo de Cambio

Al existir la posibilidad de un atraso o adelanto cambiario, el tipo de cambio no varía exactamente igual a la inflación. Por ende se agregó un índice donde se logra que cada uno de los datos tenga su propio comportamiento, pero guardando una relación entre un año y el siguiente ya que sigue cierta tendencia. El índice vale 1 cuando se guarda una relación exacta con la inflación y puede variar de manera triangular con moda 0,9, máximo 1,05 y mínimo 0,75. Según el Centro del Estudios de la Nueva Economía de la Universidad de Belgrano, se ha registrado en los últimos años un atraso cambiario del 23%. En la historia del país ha predominado el atraso cambiario, con más probabilidad de ocurrencia, y poca probabilidad de que haya un adelanto cambiario. Se estima que en los próximos diez años el déficit fiscal del país disminuya generando así que el atraso cambiario sea cada vez menor.

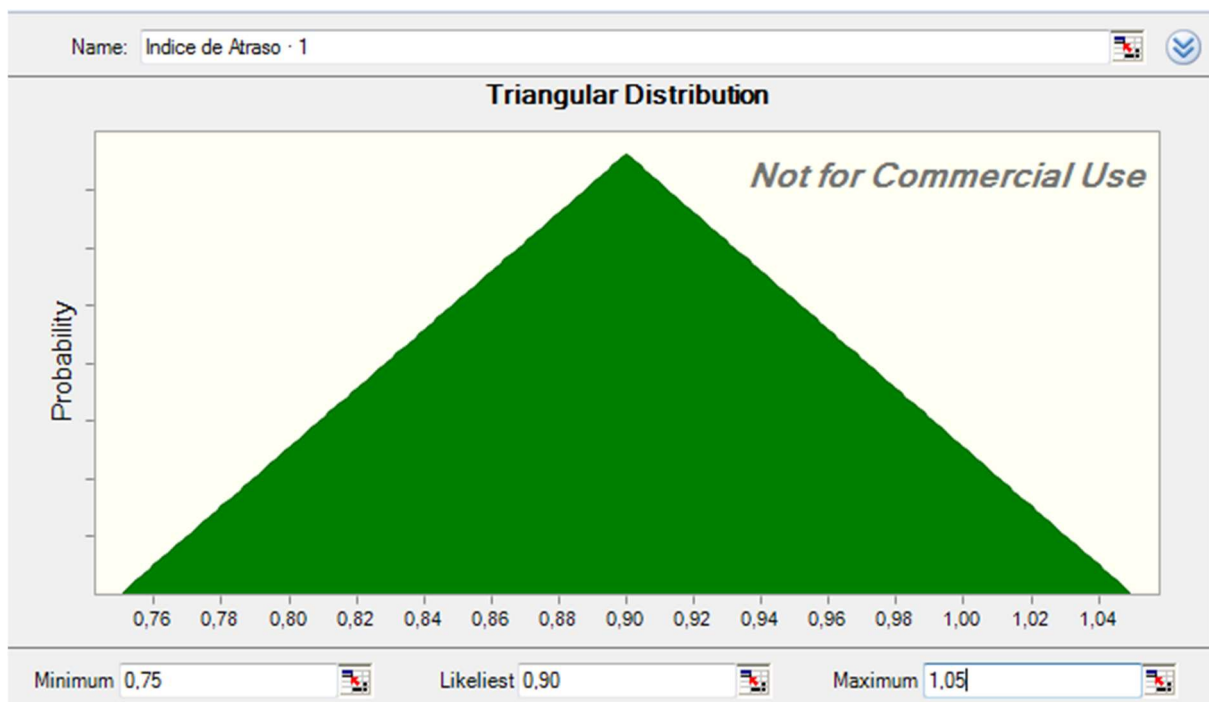


Gráfico 37: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Índice de Pulling

Para la cantidad de pullings que se realizan por año a cada uno de los pozos existe un índice. En nuestra proyección estimamos que este índice es uno ya que según la información que recolectamos de yacimientos parecidos, se le realiza, en promedio, un pulling por año a cada pozo. Existe el riesgo de que varíe y que pueda ser tanto mayor como también menor al proyectado. Ésto depende de la naturaleza de cada pozo y no hay nada que podamos hacer para prevenir dicho riesgo.

Es por eso que a esta variable se le asignó una distribución uniforme ya que puede variar entre 0,95 y 1,05 con la misma probabilidad de ocurrencia. Esta distribución se puede ver en el siguiente gráfico.

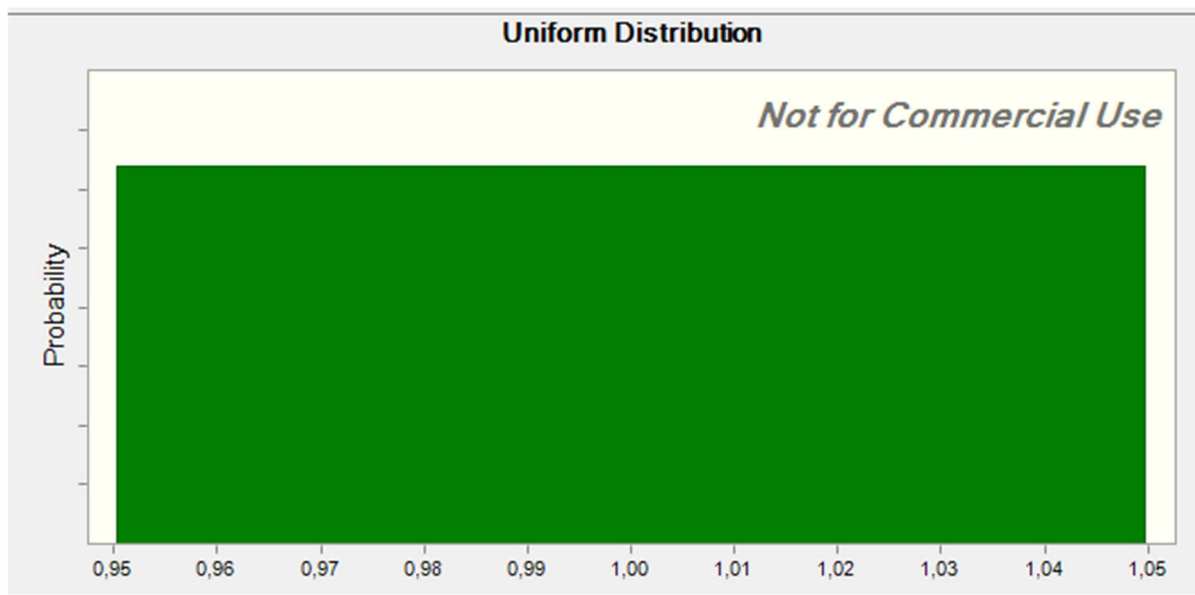


Gráfico 38: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Cantidad de Químicos a utilizar

Como ya se explicó en el título anterior, la cantidad de químicos a utilizar depende de la cantidad de agua que se emplea en la inyección de los pozos y de las propiedades de la misma. Estos químicos que se utilizan en el yacimiento se miden en litros de producto sobre m^3 de crudo extraído. La cantidad que se debe utilizar de cada uno varía dependiendo de la calidad del agua que se extrae junto con el crudo, es decir, de las propiedades que tiene el agua al salir de la bomba. Los químicos que se utilizan en esta parte del proceso son: inhibidor de corrosión, inhibidor de corrosiones, bactericida, secuestrante de sulfhídrico, desemulsionante, dispersante de parafinas/asfaltenos, y tratamiento de gas. La cantidad de litros que se precisa de cada uno sigue una distribución uniforme que varían entre un mínimo y un máximo dependiendo de cada uno. A continuación, se muestran los gráficos en donde se pueden ver las características de las distribuciones.

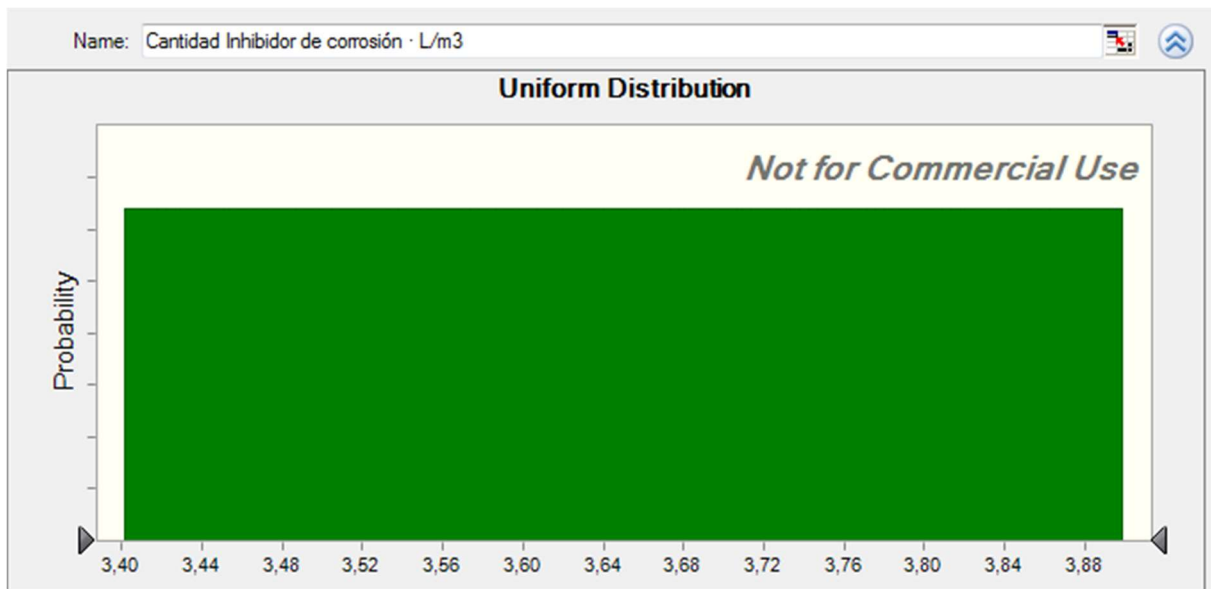


Gráfico 39: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

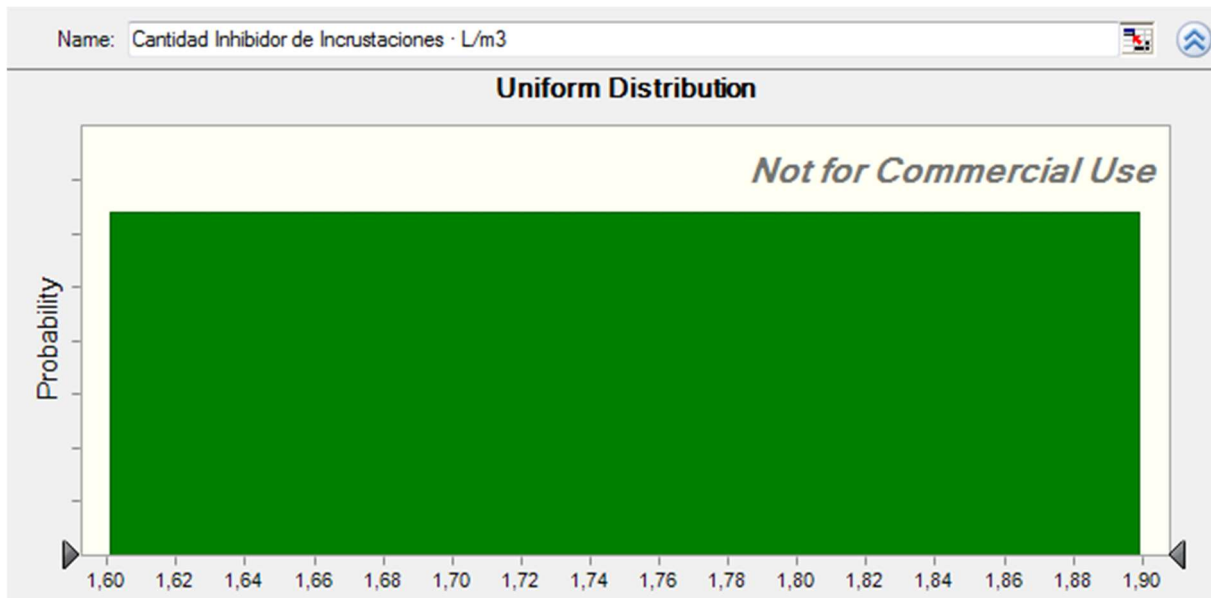


Gráfico 40: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

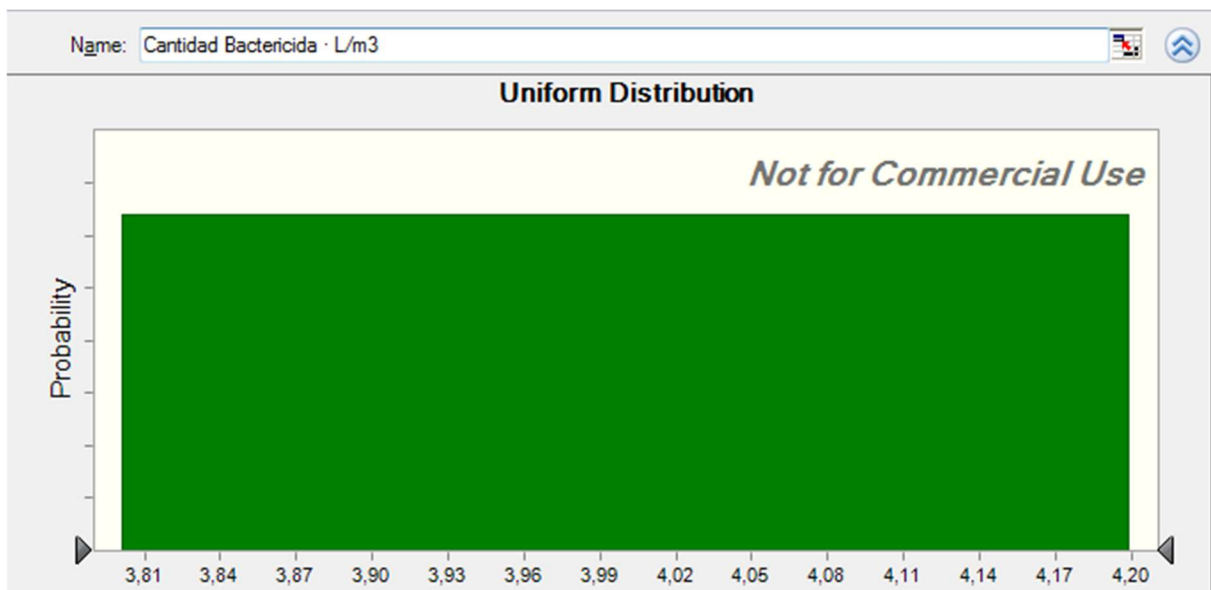


Gráfico 41: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

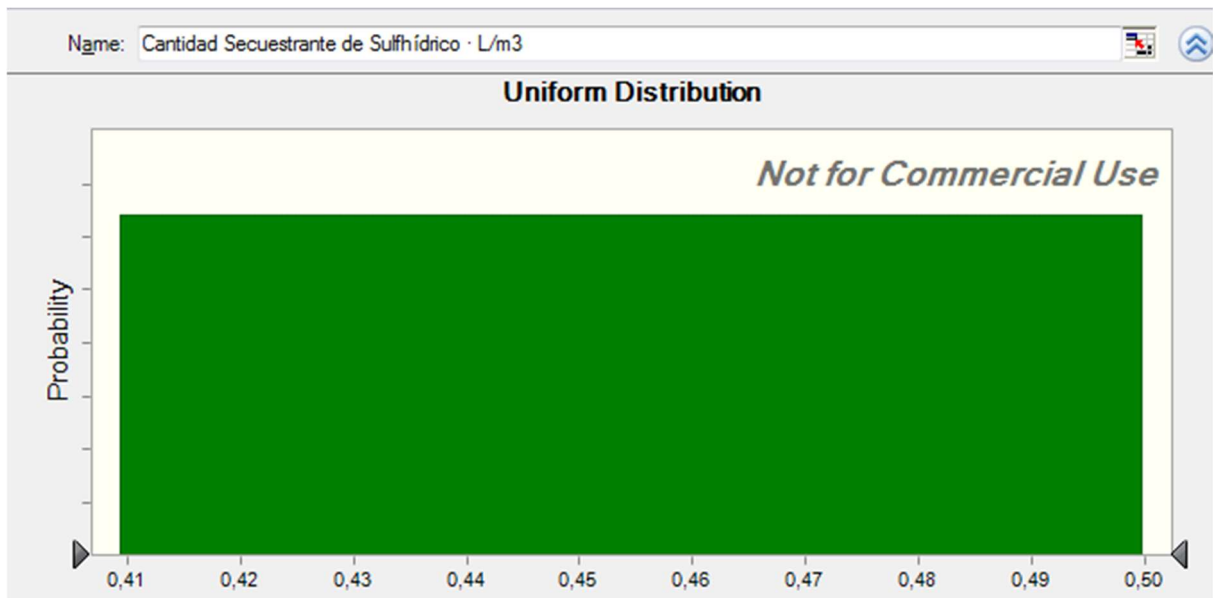


Gráfico 42: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

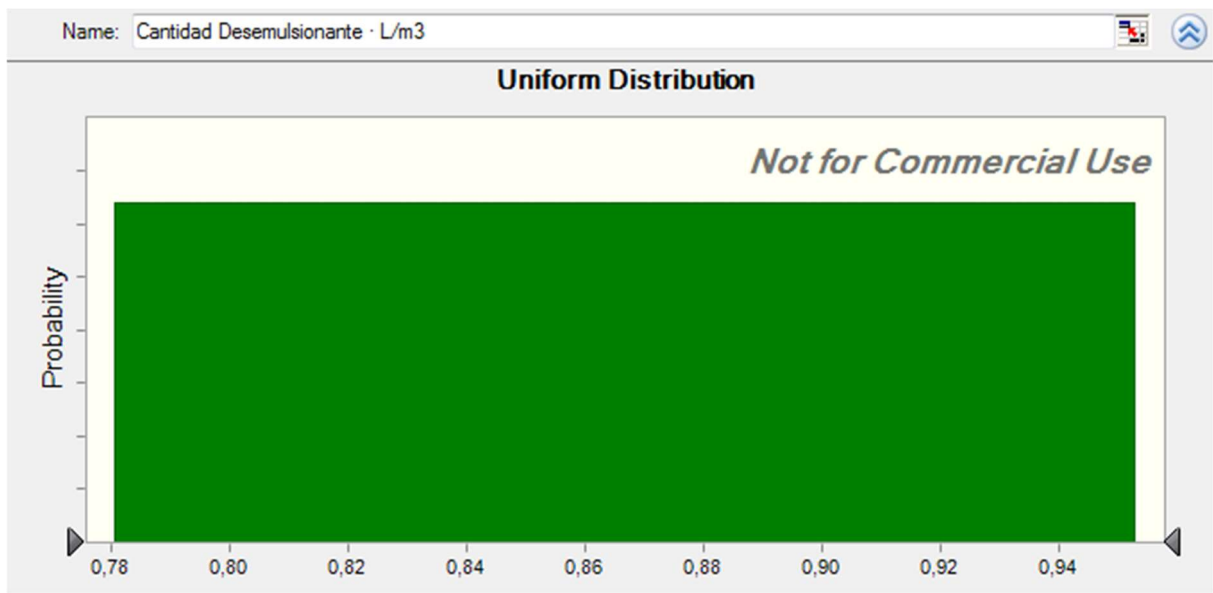


Gráfico 43: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

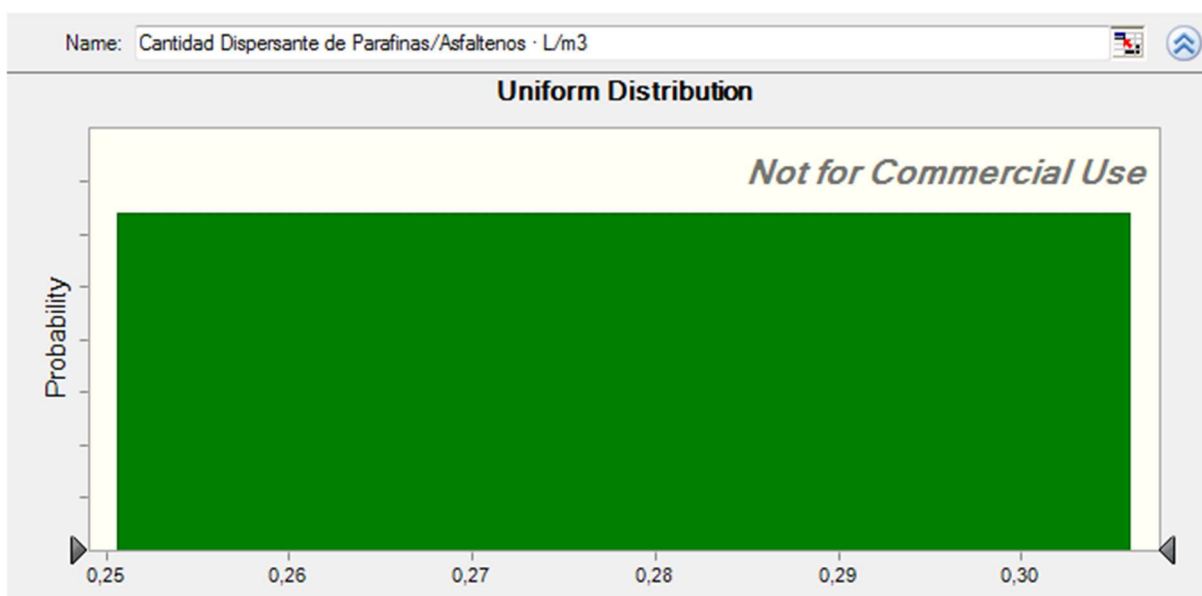


Gráfico 44: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

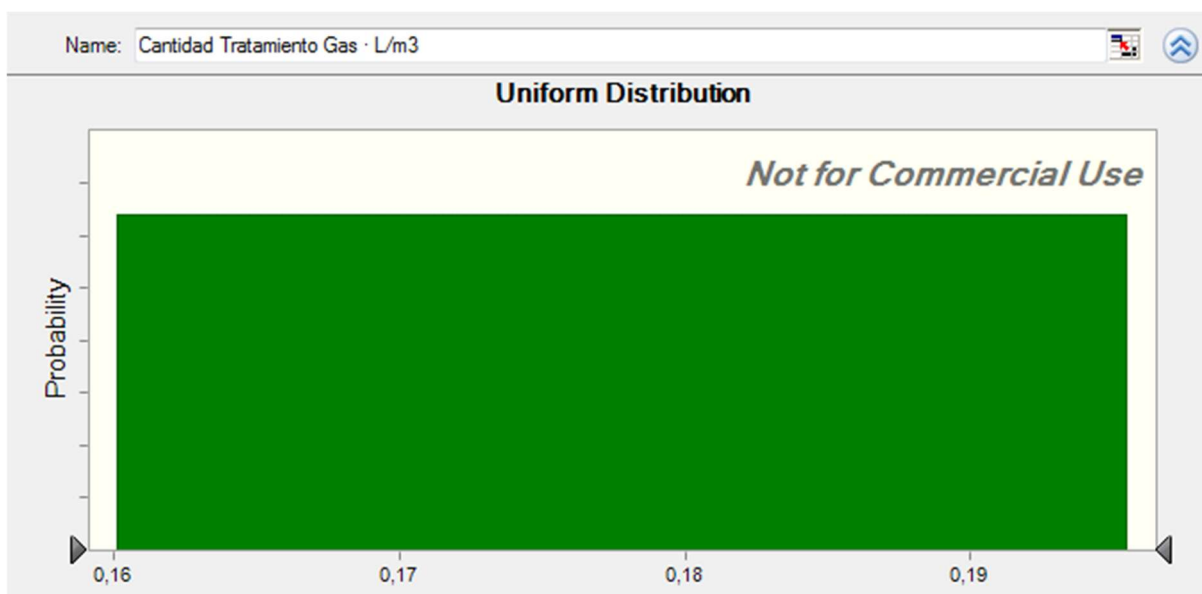


Gráfico 45: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Costos de Conexión y Transporte

Los costos de conexión y transporte, además de depender de la inflación como todos los demás costos, tienen una distribución aleatoria uniforme que depende de los imprevistos que pueden ocurrir en el trayecto de conexión. Ya sea porque se debe reparar una cañería dañada o porque es preciso revisar el estado de las mismas. Para hacer variar los costos de conexión y transporte adecuadamente, se utilizó una distribución uniforme ya que no se conocían datos históricos de los costos de transporte desde el yacimiento hasta la refinería. Esta distribución uniforme tiene un valor mínimo de $0,07\$/m^3$ transportado y un máximo de $0,15\$/m^3$.

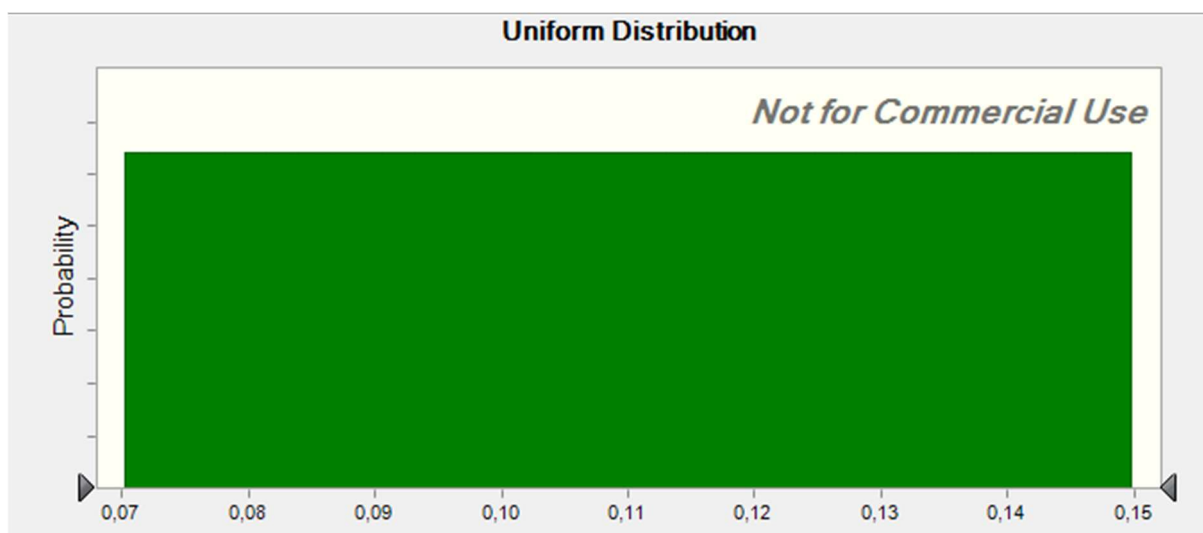


Gráfico 46: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Costo de Workovers por pozo

Cuando se realizó el análisis de ingeniería se determinó que al principio de la concesión se le realizarán 8 workovers a pozos ya existentes para aumentar su productividad. Este trabajo tiene un costo estimado que puede variar dependiendo del área en el que se encuentra el pozo y el momento en el que se realice. Al no contar con datos históricos se le asignó una distribución uniforme como la que se muestra a continuación. Las unidades en las que se muestran los datos del gráfico están en US\$/pozo.

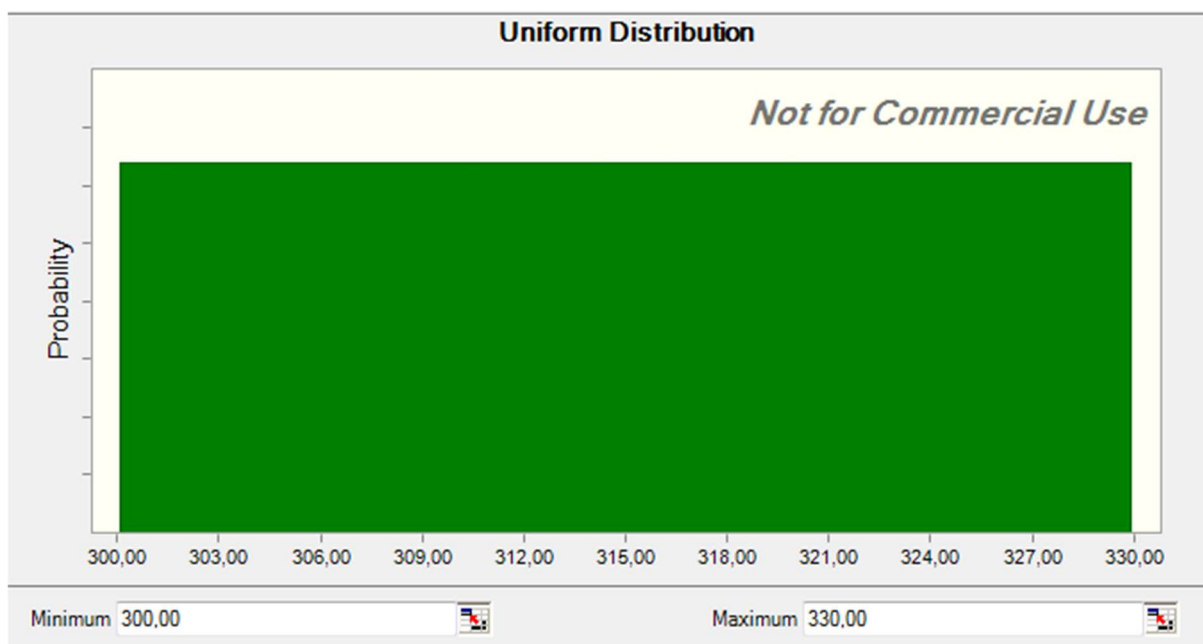


Gráfico 47: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Costo de Perforación

Como se explicó en el título anterior puede haber cierta variabilidad en el costo pronosticado de perforación ya que se pueden generar imprevistos tales como rotura de caños o el número de fracturas necesarias para llegar a la profundidad deseada. Se utiliza una distribución uniforme entre el valor pronosticado +/-10%. Esta distribución se le aplicó a cada una de las variables que son tenidas en cuenta a la hora de perforar un nuevo pozo. Este análisis se puede observar en los siguientes gráficos en US\$/perforación.

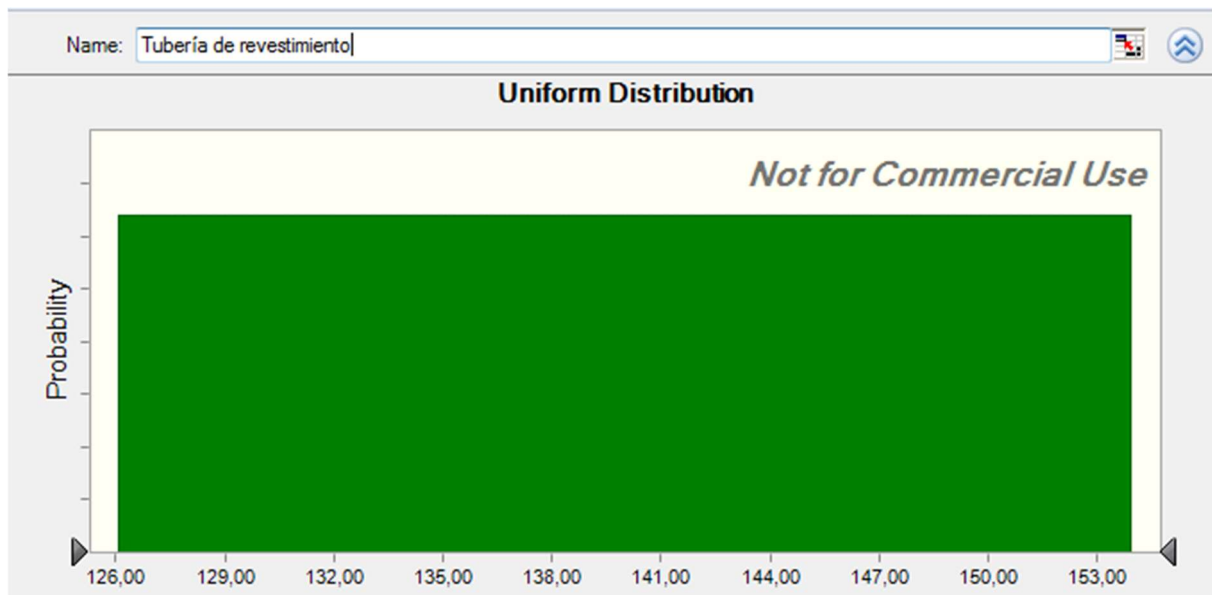


Gráfico 48: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

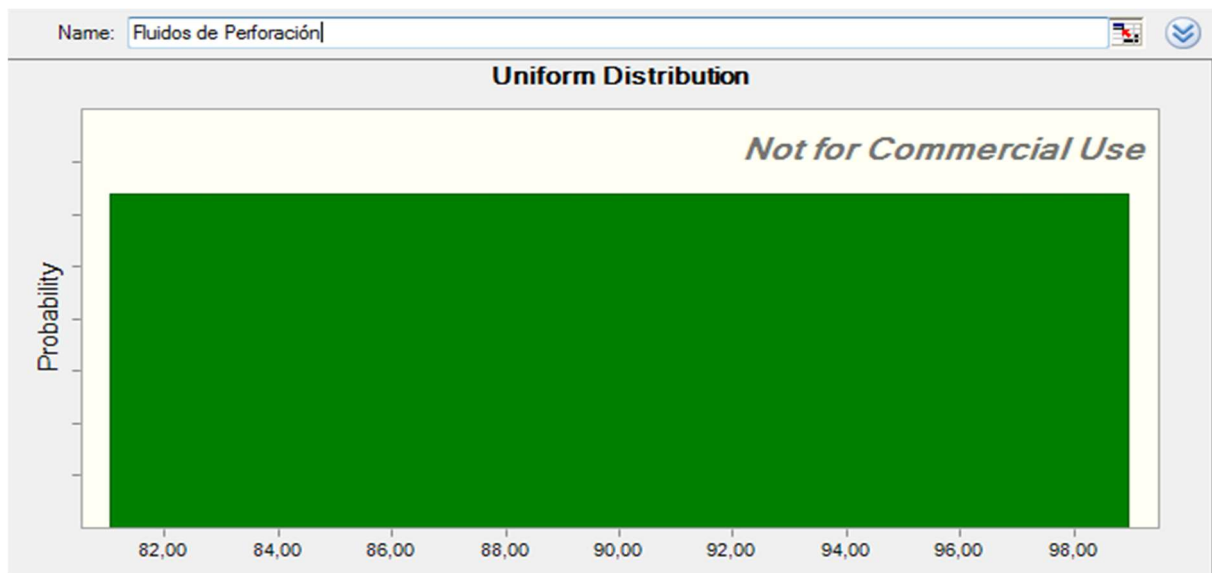


Gráfico 49: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

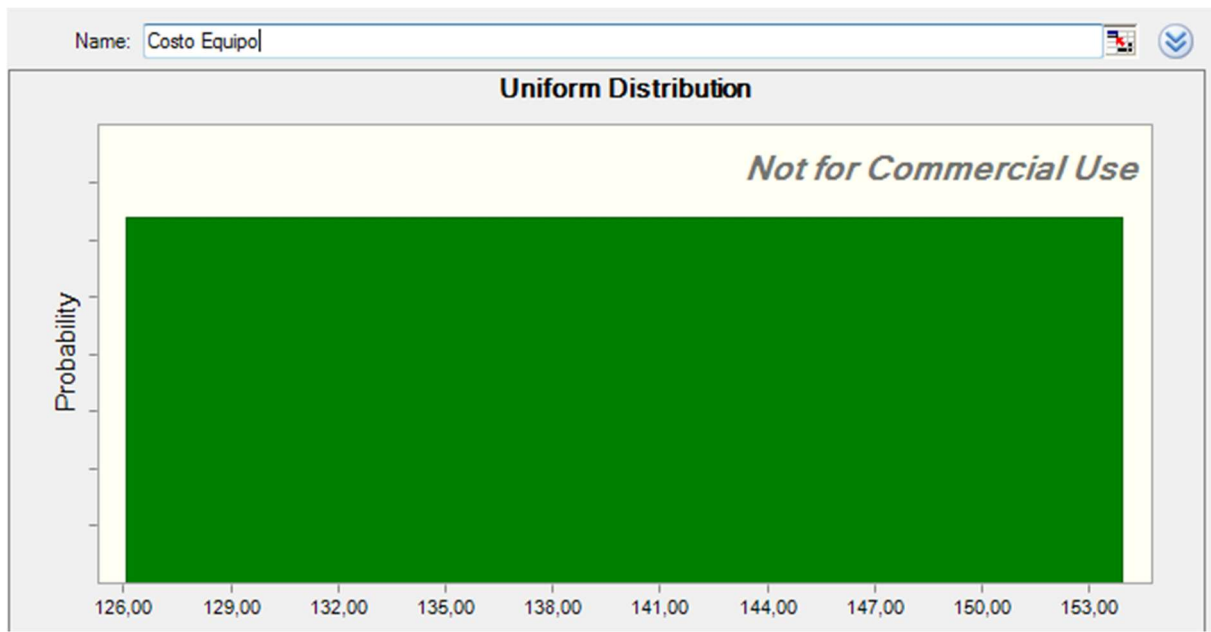


Gráfico 50: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

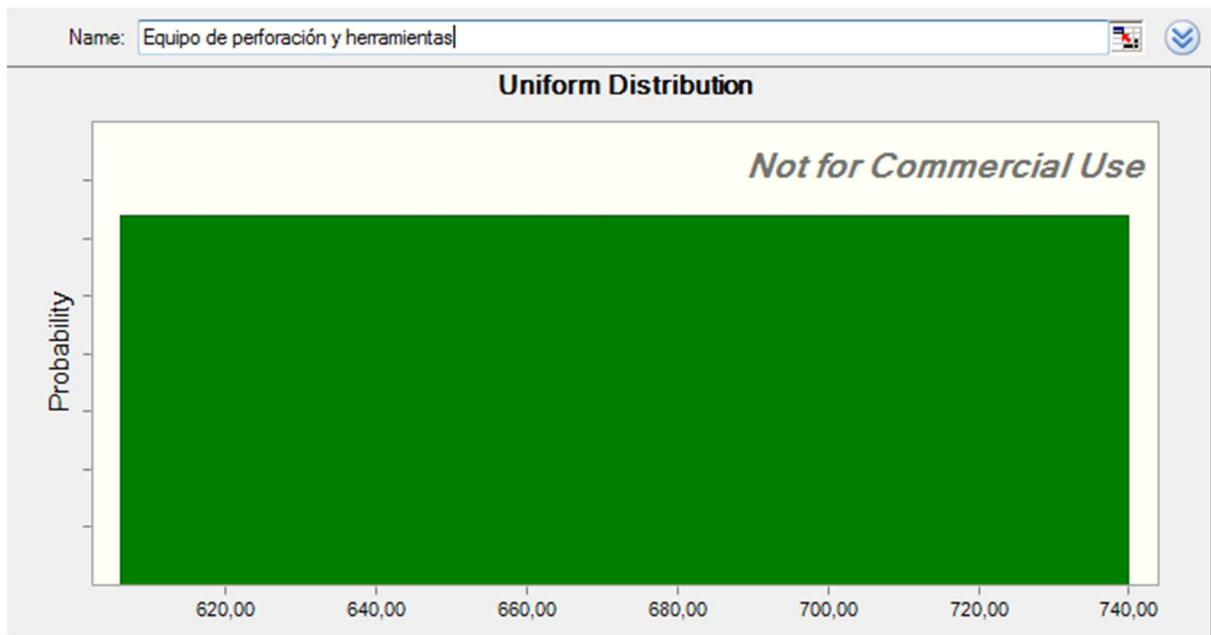


Gráfico 51: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Producción de Nuevos Pozos

La producción estimada luego de la perforación de los nuevos pozos es una variable que tiene impacto tanto en las ventas como en el rendimiento de las inversiones. Al ser una variable que no cuenta con datos históricos y dadas sus características se le asigna una distribución triangular con moda 0,8, mínima 0 y máxima 1,2.

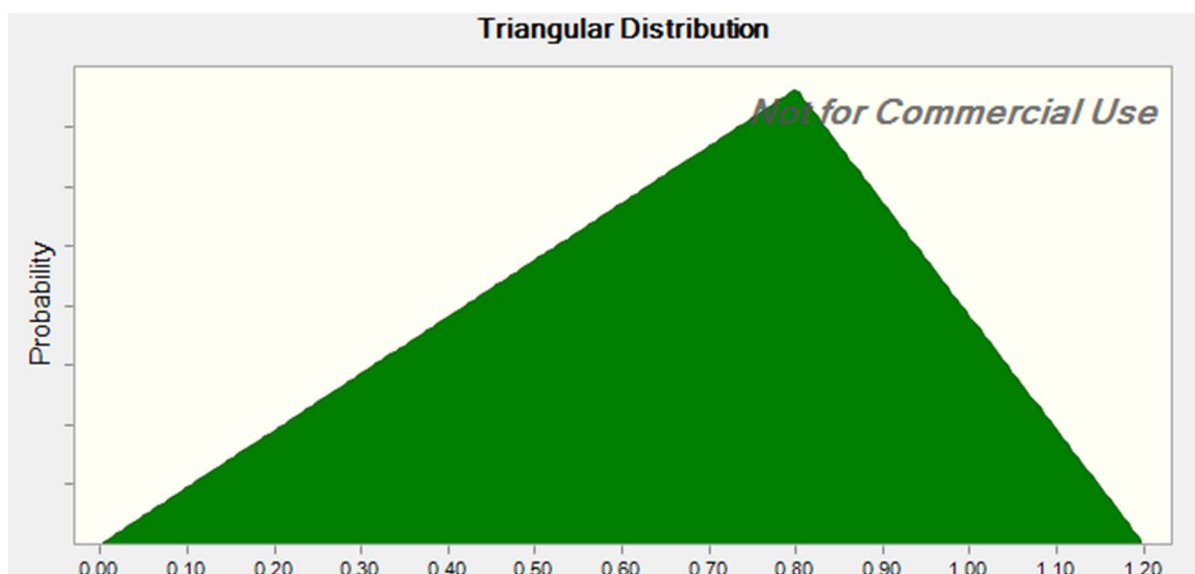


Gráfico 52: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Se deciden estos parámetros adoptando una posición pesimista en la que en el mejor de los casos la producción real luego de la perforación de un nuevo pozo será un 20% superior a la estimada y en el peor de los casos, el pozo no será capaz de producir petróleo. La producción de cada pozo nuevo tiene un valor en su primer período de explotación y se estima que irá decayendo a lo largo del tiempo en un 1% mensual. Es por esto, que al hacer variar la producción del primer período en función de la triangular mencionada anteriormente, el resto también lo hará. Además se agregó una correlación entre la producción de los tres pozos, ya que al encontrarse en la misma zona, es de esperar que la producción sea parecida para los tres.

SIMULACIÓN DE MONTECARLO

Tornado Chart

Para realizar en análisis de sensibilidad del proyecto se decidió utilizar un diagrama tipo tornado, la misma es una herramienta muy útil que sirve para ponderar las incertidumbres remanentes del proyecto y permite visualizar los riesgos implicados. Una vez analizadas las distribuciones de las variables se analizó su influencia sobre el VAN.

En la siguiente figura se puede observar el peso de cada uno de las variables sobre el VAN, siendo la más influyente el índice del precio del petróleo, seguido por el índice de pulling y la producción de los pozos nuevos a perforar.

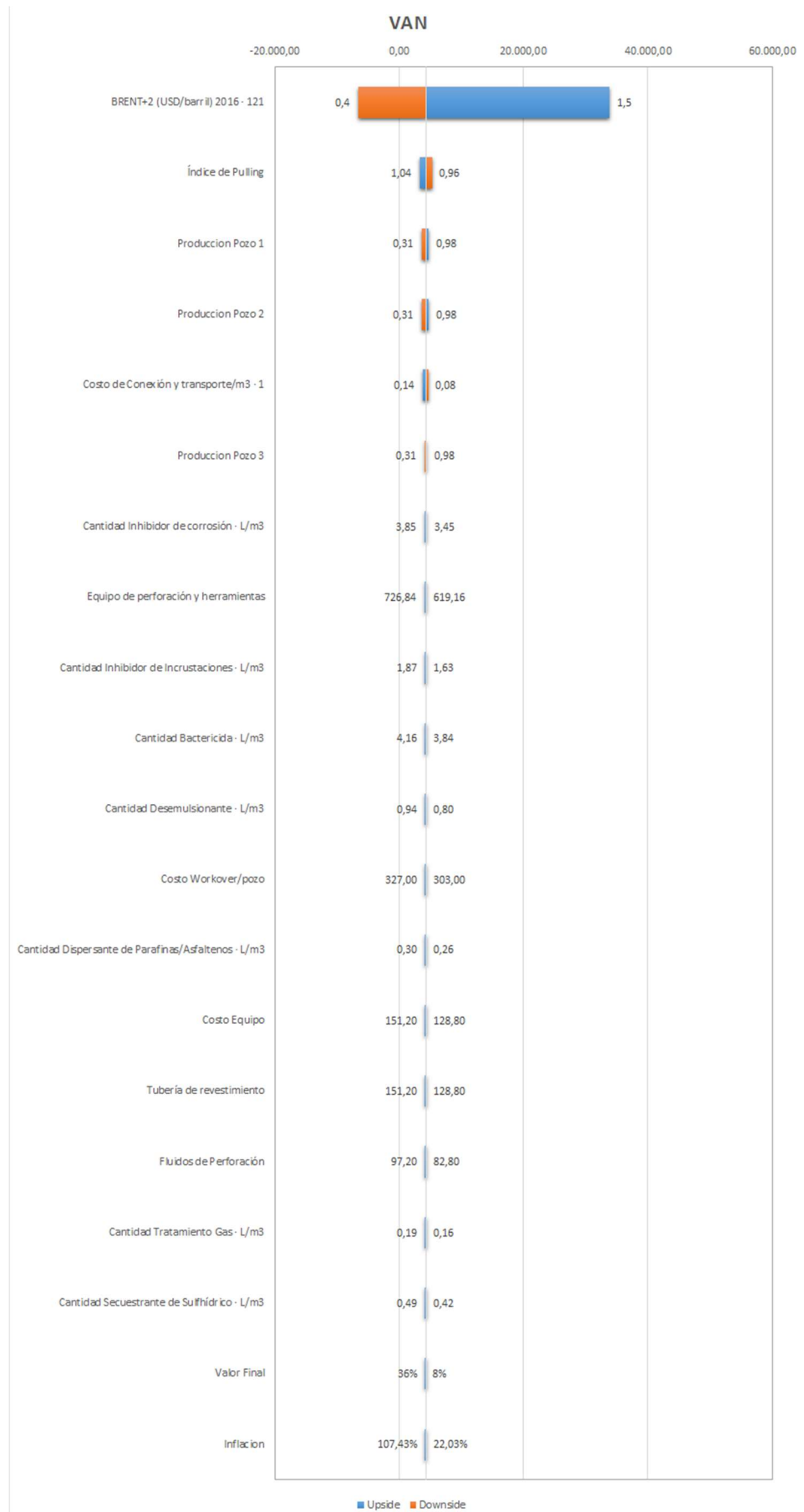


Tabla 27: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

El tornado chart afirma que la variable precio del crudo es la que tiene mayor influencia en el VAN del proyecto. Ésto se debe a que el precio de petróleo multiplicado por la cantidad producida es el principal ingreso con el cual se genera el net income del proyecto. Además, el precio tiene gran variabilidad lo que significa que puede hacer variar en gran medida el VAN. Tal es así que puede llegar a hacer que el VAN del proyecto de valores negativos. Es debido a esta gran incidencia que es preciso analizar qué medida es la más conveniente para mitigar este riesgo.

Tanto el índice de pulling como la producción en m³ de los nuevos pozos perforados también tienen influencia en el VAN del proyecto pero en una medida mucho menor que el precio. Al variar el índice de pulling varía la cantidad de dinero que se debe asignar a esta tarea. Al ser el costo proyectado para esta tarea de 65 MUS\$/pozo productivo es un gran gasto que afecta el proyecto todos los meses. Es por eso que también es de esperar que tenga una influencia significativa en el VAN.

La cantidad de m³ extraídos en los nuevos pozos perforados también tiene una influencia en el VAN ya que se estima que los tres pozos tengan una producción alta la cual eleva la cantidad de m³ extraídos totales (el período en el que la suma de la producción de los tres pozos es mayor, ocurre en el mes de julio del 2020 y es de 577 m³ de crudo que representa menos del 10% de la producción total). Además es una variable que tiene un gran riesgo ya que existe la probabilidad de que la cantidad obtenida sea menor del estimado, incluso puede ocurrir que no se obtenga nada de crudo en el área perforada. Al mismo tiempo, la perforación de cada uno de los pozos trae aparejada una inversión de 1.000 MUS\$ que también tienen un impacto importante en el VAN del proyecto.

Incidencia de cada variable sobre el VAN

A continuación, se analizaron cada una de las variables más significativas por separado para analizar su incidencia sobre en VAN. Para la misma se realizaron 10.000 corridas variando cada variable por separado, dejando el resto fijas. De esta manera se logró un análisis individual del impacto que tiene cada una de estas variables en el VAN del proyecto.

Precio del petróleo

Al correr diferentes escenarios variando el precio del petróleo se observa que el VAN se comporta con una curva con distribución lognormal con las características del siguiente gráfico. La media es de 11.500,13 MUS\$ con un desvío estándar de 35.986,49 MUS\$.

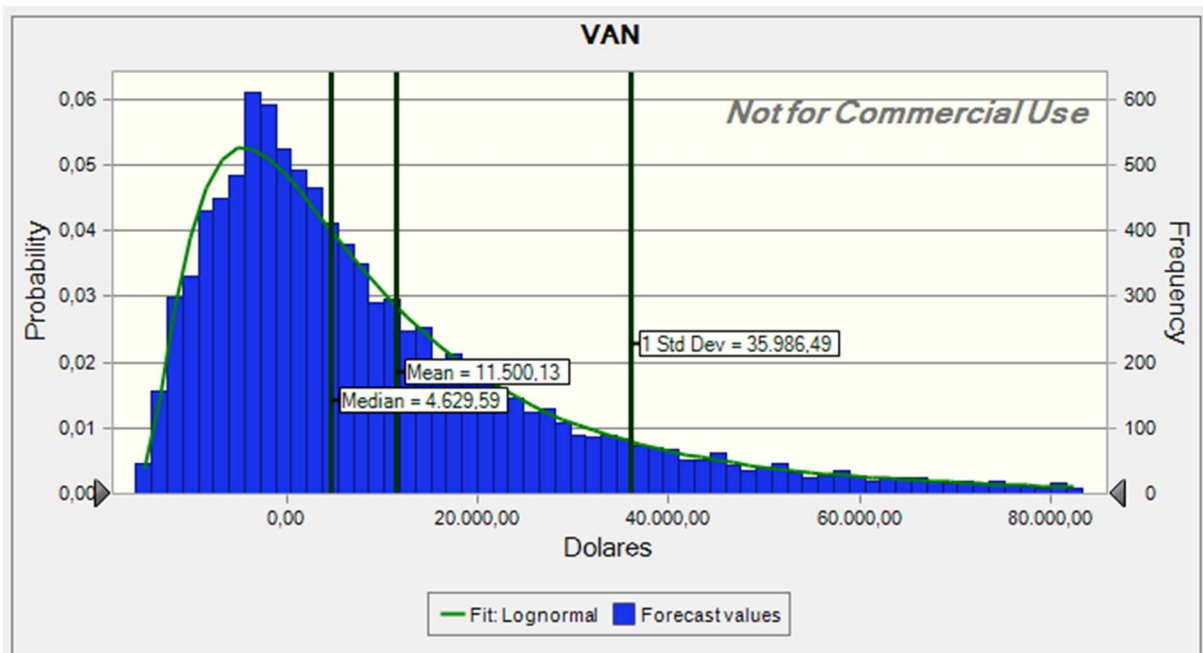


Gráfico 53: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Índice de Pulling

Se puede observar que al variar el índice de pulling el VAN se comporta de manera uniforme al igual que el índice con una media de 15.768,85 MUS\$ y desvío de 16.469,76 MUS\$.

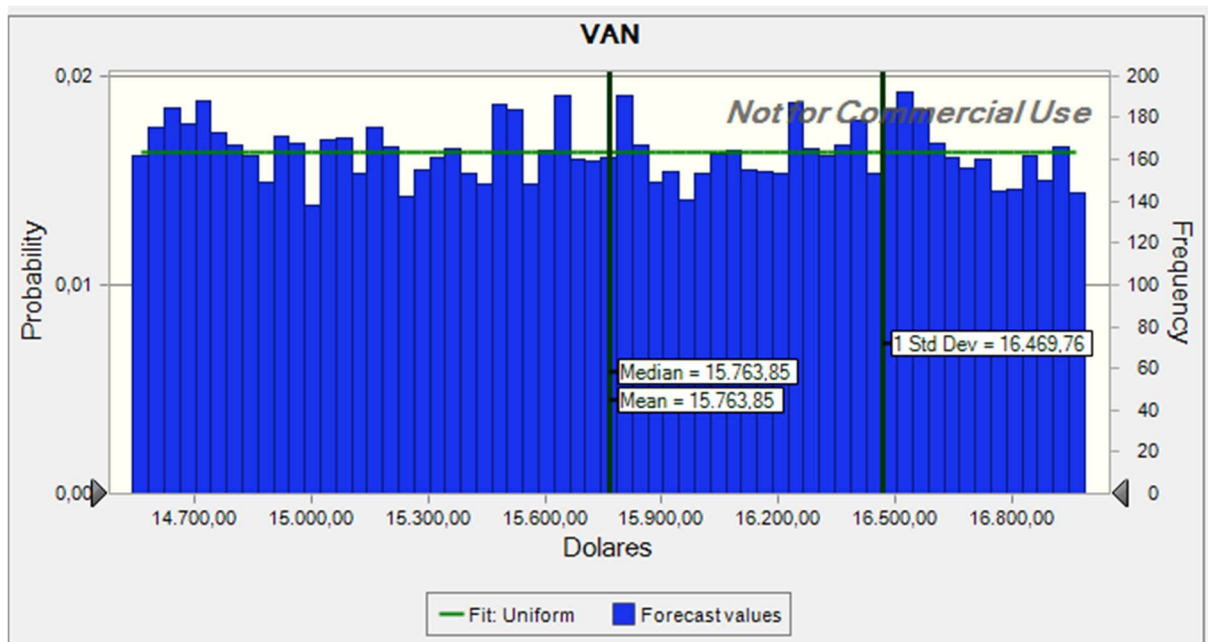


Gráfico 54: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Producción de nuevos pozos

Al hacer variar solamente la producción de los nuevos pozos se puede observar que el VAN sigue una distribución normal con media de 14.200,19 MUS\$ y desvío de 14.918,94 MUS\$ donde la probabilidad de que el VAN sea negativo es muy pequeño, esto se debe a que la producción de estos pozos no es tan significativa como la producción total.

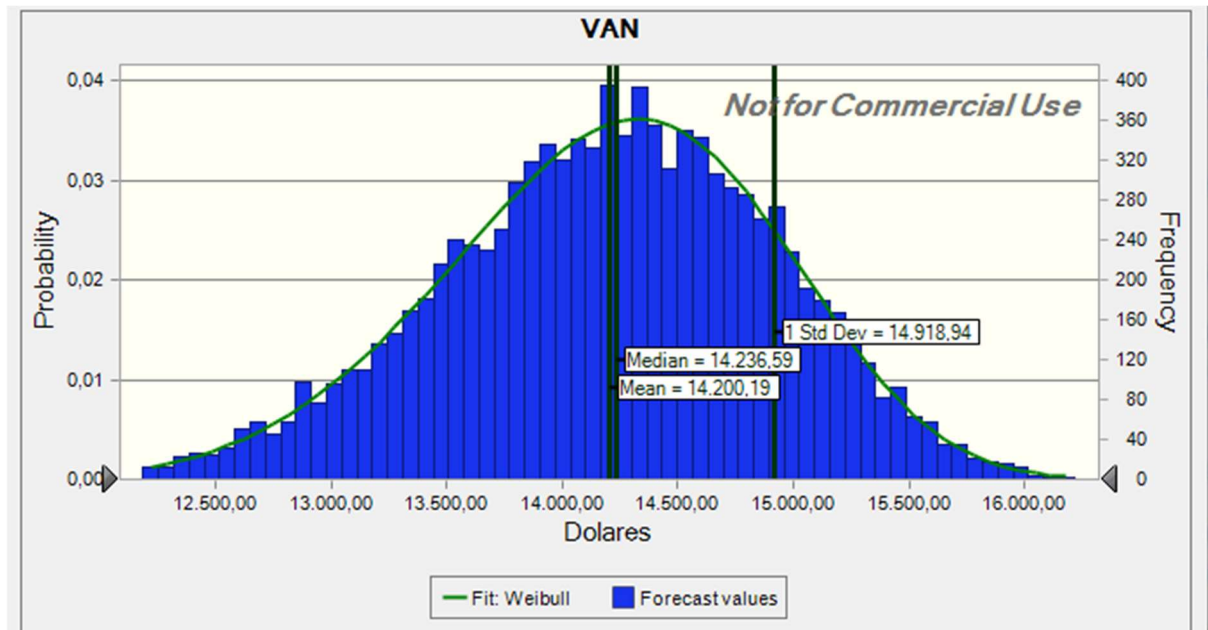


Gráfico 55: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Incidencia del conjunto de variables sobre el VAN

Finalmente, se realizó una corrida de 10.000 escenarios haciendo variar todas las variables a la vez. Como se puede observar en el gráfico, el VAN toma un valor medio de 9.900,88 MUS\$ con un desvío de 28.721,05 MUS\$, con una campana aproximada a una lognormal. Esto es de esperar ya que la variable más incidente en el VAN es el índice del precio del petróleo que también sigue dicha distribución.

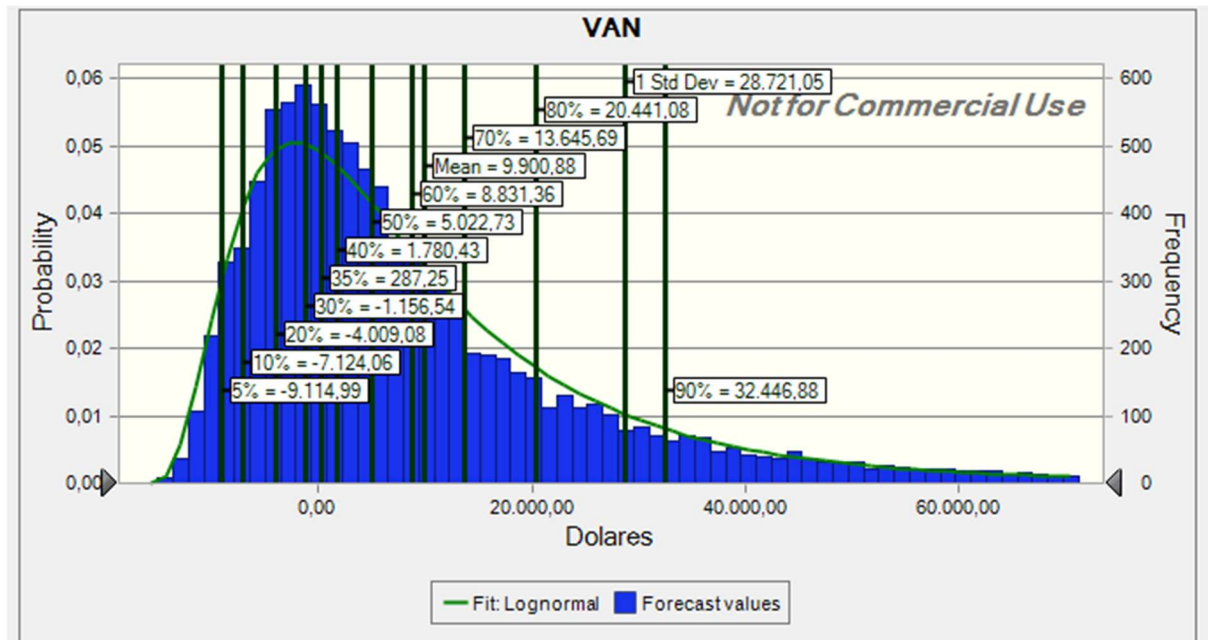


Gráfico 56: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

Según se puede observar en el gráfico anterior, existen un alto rango de posibilidades de que el VAN sea negativo, por lo que se deberá hacer un análisis para mitigar riesgos y cubrirse ante tales escenarios, buscando disminuir la probabilidad de que el VAN resulte desfavorable.

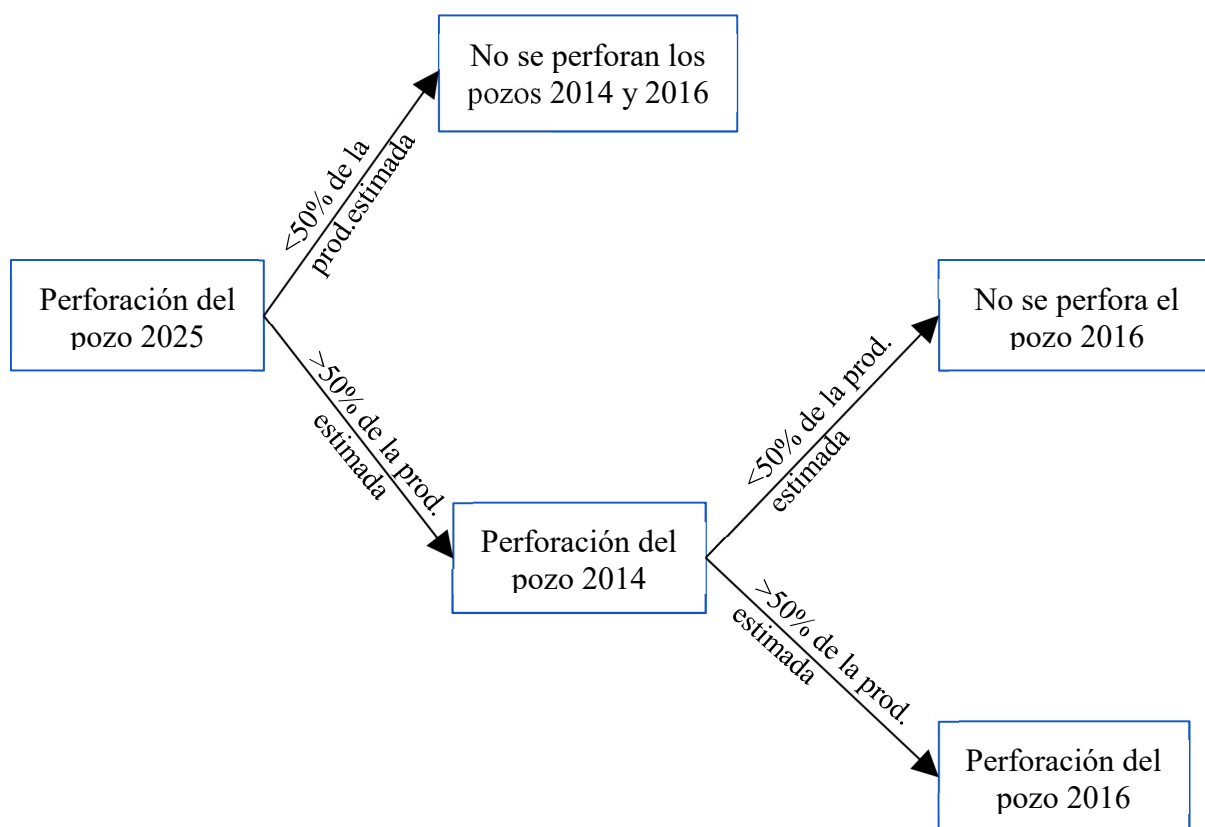
COBERTURA DE LOS ESCENARIOS

Para reducir la probabilidad de que el VAN sea negativo, se decide mitigar los riesgos de aquellas variables que más inciden en el VAN. El índice de pulling y la inflación son variables que no se pueden mitigar ya que no hay manera de controlarlas, por lo que se decide mitigar el precio del petróleo con una opción de venta y la perforación de nuevos pozos (por ende la inversión de los mismos) con una opción real.

Se busca cobertura ante una caída en los precios con la compra de opciones a venta (put). Se decide comprar opciones de venta en lugar de Futuros debido a que las proyecciones tomadas para el análisis financiero, realizadas por la EIA, son mayores que las expectativas del mercado y al mitigar el riesgo del precio con Futuros no se logró ver una mejora notable. Las opciones de venta se comprarán tomando como referencia el precio del futuro²⁵ que se encuentran disponibles hasta el 2024 y para los años siguientes se ha hecho una estimación siguiendo la tendencia que presentan los futuros.. Al comprar opciones de venta, se tiene la opción de decidir si ejercer la opción o no cuando se vence el plazo. En el caso de que el precio del Brent caiga por debajo del precio del futuro, se ejerce la opción de venta al precio, en caso contrario, se vende al precio del mercado. La cotización de la prima depende de la volatilidad del activo, del plazo de la opción y del precio al que se desea vender en el futuro, entre otras variables. Se utilizó el simulador de BNP PARIBAS para identificar los valores que puede tomar la prima para la compra de opciones a un plazo de un año. Se decide no comprar opciones a largo plazo porque el costo es significativamente mayor y para estimar con mayor precisión el precio del BRENT. En concordancia con lo visto en el simulador, se le asigna a la prima una distribución uniforme entre 0,55 y 0,8.

Otra variable que se decidió mitigar fué la perforación de pozos nuevos. En la entrega de ingeniería se realizó un estudio donde se decidió que se iban a perforar los nuevos pozos en aquella región donde más posibilidad de extraer petróleo había. Igualmente, como ya se explicó, no existe una certeza de que se extraiga petróleo de estos nuevos pozos, por lo que se decidió utilizar una opción real para cubrirse ante dicha variable. La lógica de la misma sigue el siguiente árbol de decisión que expresa que si luego de la perforación del primer pozo no se obtiene una producción mayor al 50% de lo pronosticado, se decide no perforar los siguientes pozos, ahorrando así inversiones futuras. En caso de que se logre más del 50% de la producción pronosticada, se decide perforar el segundo pozo y en base a la producción del mismo, se decidirá si perforar el tercero o no. A continuación, se observa el árbol de decisión correspondiente a este análisis. Donde, como se mencionó en el capítulo de ingeniería, el pozo 2025 es el que se quiere perforar en el año 2018, el pozo 2014 en el año 2019 y el pozo 2016 en el año 2020.

²⁵ Fuente: <https://es.investing.com/commodities/brent-oil-contracts>



2mágen 26: árbol de decisión realizado por autores

Incidencia del conjunto de variables mitigadas sobre el VAN

Para analizar la incidencia de la mitigación de los riesgos nombrados anteriormente, se volvió a realizar una corrida con 10.000 escenario con el objetivo de observar si se logró disminuir la variabilidad del posible valor del VAN.

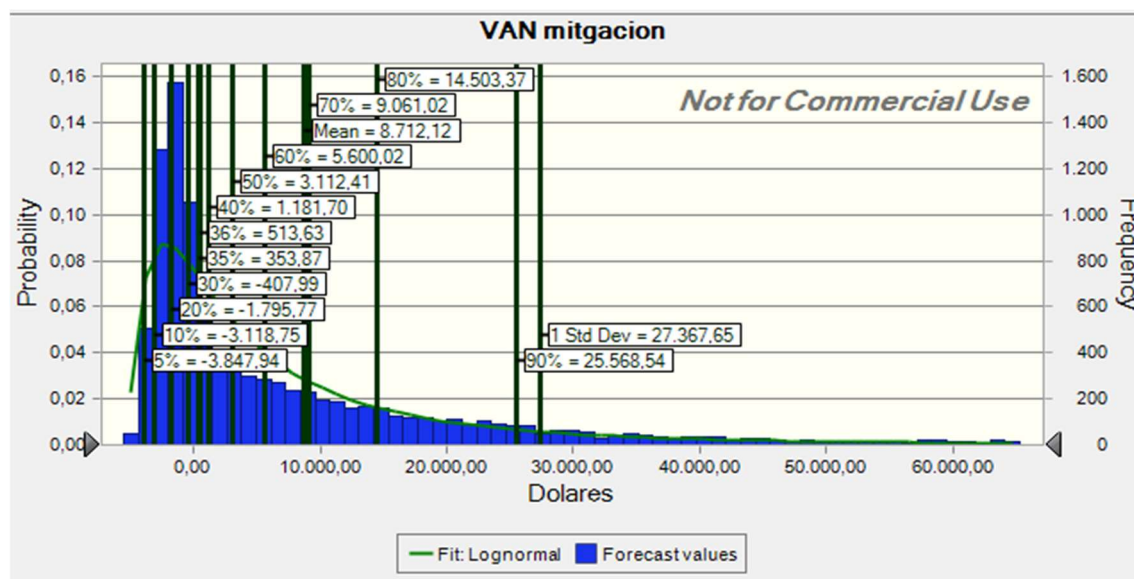


Gráfico 57: realizado por autores con la herramienta Crystal Ball

En el gráfico anterior se observa la forma que sigue la distribución del VAN teniendo en cuenta las variables ya mitigadas.

La mitigación tiene un costo que se ve reflejado en la media. La media obtenida de la simulación sin mitigar fue de 9.900,88 MUS\$ frente a una media con mitigación de 8.712,12 MUS\$.

Sin embargo, al comparar la curtosis de ambas curvas, la curtosis del VAN mitigado es mayor e igual a 81,04 mientras que la del VAN sin mitigar es de 23,15. Una mayor curtosis implica una mayor concentración de datos cercanos a la media en una distribución y a su vez una forma más apuntada. Es importante resaltar que la probabilidad de que el VAN sea -9.000 MUS\$ es ahora nula mientras que antes de mitigar los riesgos era del 5%. De esta manera se puede corroborar que la variabilidad del valor del VAN disminuye. Sin embargo, la probabilidad de tener un VAN negativo sigue estando entre 0,3 y 0,35 por lo que el riesgo sigue siendo alto.

CONCLUSIÓN

Al realizar el análisis de riesgos, y viendo cómo varía el valor del VAN según los diferentes inputs se pudieron sacar las siguientes conclusiones:

En primer lugar, el retorno del proyecto está determinado mayoritariamente según el precio del crudo, y en menor medida, por el índice de pulling y la producción obtenida de los tres nuevos pozos.

La variabilidad del precio se mitiga a través de la compra de puts que permite acotar su valor inferiormente eliminando aquellos escenarios en los cuales el valor del precio era menor al valor del futuro.

Por otro lado, se incluye la opción de detener la campaña de perforación en caso de perforar un pozo y que su producción real sea menor al 50% de la pronosticada.

En el caso del índice del pulling, el mismo no se puede mitigar ya que depende de la naturaleza de cada pozo.

La mitigación de ambas variables permite reducir la variabilidad del VAN. Sin embargo, la probabilidad de que éste sea negativo no se ve reducida de forma significativa, a pesar de verse acotado su valor mínimo.

El objetivo del análisis del proyecto de inversión es determinar si Oilstone S.A. debe invertir o no en el mismo. Considerando los riesgos asociados y que Oilstone S.A. es una empresa de pequeña envergadura, se recomienda que no se lleve a cabo el proyecto de adquisición del área Catriel Oeste.

Anexo 1

Las cadenas del petróleo y el gas natural constan de 4 etapas, en las cuales se explora y extrae el hidrocarburo, se transporta y luego se refina y distribuye

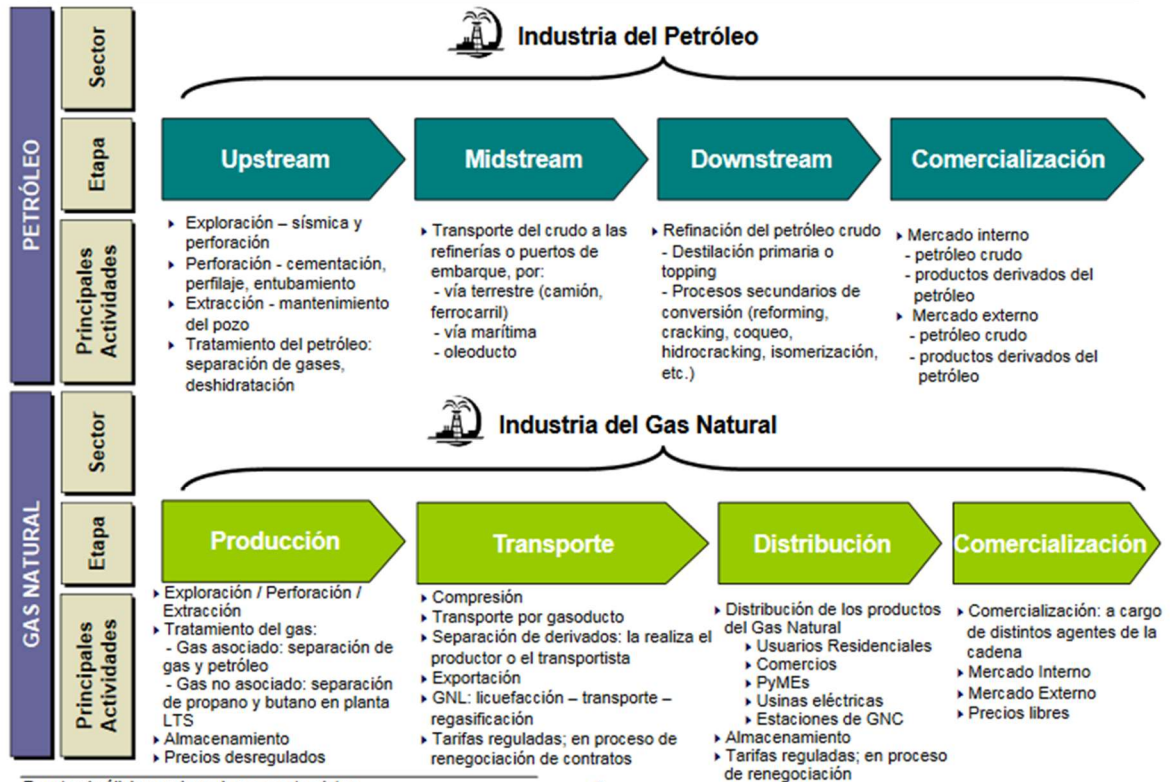


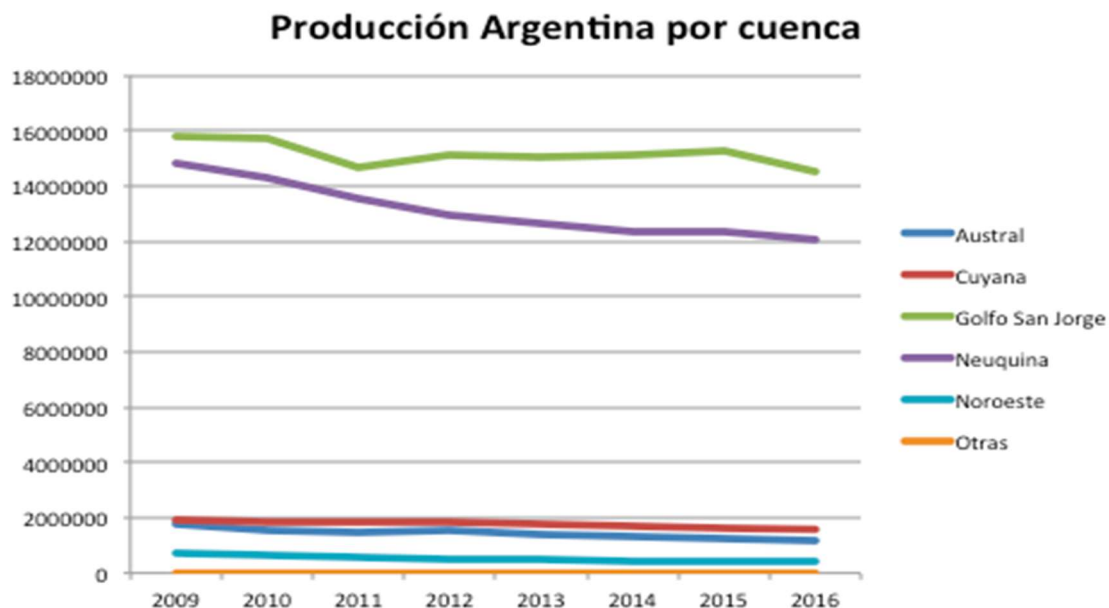
Imagen 6: Fuente: Funcex

Anexo 2

Operador	Petróleo (m3)	Gas Natural (Mm3)	%	Acumulado
YPF S.A.	13293831,2	14048896,0	44,75%	44,7489%
PAN AMERICAN ENERGY (SUCURSAL ARGENTINA)	5756309,7	5761969,0	19,38%	64,1255%
PLUSPETROL S.A.	1865843,9	1152394,1	6,28%	70,4062%
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION INC	1570659,0	800582,6	5,29%	75,6933%
TECPETROL S.A.	894739,5	1295017,0	3,01%	78,7051%
COMPAÑÍAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.	685711,4	40398,6	2,31%	81,0133%
CHEVRON ARGENTINA S.R.L.	675619,0	222099,1	2,27%	83,2875%
PETROBRAS ARGENTINA S.A.	662485,7	2559643,8	2,23%	85,5175%
PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.	600369,2	505000,1	2,02%	87,5385%
TOTAL AUSTRAL S.A.	550560,8	12187781,0	1,85%	89,3917%
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	478532,5	796226,8	1,61%	91,0025%
PETROQUIMICA COM. RIVADAVIA S.A.	432025,8	290129,3	1,45%	92,4568%
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.	303769,8	986992,4	1,02%	93,4793%
YSUR ENERGÍA ARGENTINA S.R.L.	253194,4	977219,8	0,85%	94,3316%
PETROLERA EL TREBOL	234104,3	4530,9	0,79%	95,1196%
ROCH S.A.	149742,7	563308,8	0,50%	95,6237%
CHAÑARES ENERGIA S.A.	134726,2	5748,5	0,45%	96,0772%
PETROLERA LF COMPANY S.R.L	125639,3	714222,6	0,42%	96,5001%
MEDANITO S.A.	101472,9	117386,8	0,34%	96,8417%
OILSTONE ENERGÍA S.A.	98065,9	208167,6	0,33%	97,1718%
PETROLEOS SUDAMERICANOS S.A.	88425,0	7435,3	0,30%	97,4695%
APACHE ENERGIA ARGENTINA S.R.L	73219,9	296737,0	0,25%	97,7159%
CENTRAL INTERNATIONAL CORPORATION	59818,6	8385,7	0,20%	97,9173%
MADALENA ENERGY ARGENTINA SRL	57280,4	5745,2	0,19%	98,1101%
HIGH LUCK GROUP LTD. - SUCURSAL ARGENTINA	52952,5	25358,3	0,18%	98,2883%
AMERICAS PETROGAS ARGENTINA S.A	51427,6	10170,4	0,17%	98,4615%
PLUSPETROL ENERGY S.A.	49432,8	654589,3	0,17%	98,6279%
CAPEX S.A.	43931,4	527138,3	0,15%	98,7757%
MADALENA PETROLEUM (AMERICAS) LTD. (SUCURSAL ARGENTINA)	42633,1	35932,6	0,14%	98,9192%
SAN JORGE PETROLEUM S.A.	35942,6	9925,0	0,12%	99,0402%
YSUR PETROLERA ARGENTINA S.A.	35795,2	27282,6	0,12%	99,1607%
PETROLERA PAMPA S.A.	35094,3	17108,5	0,12%	99,2789%
COLHUE HUAPE S.A.	32300,5	3792,1	0,11%	99,3876%
O & G DEVELOPMENTS LTD S.A.	31955,5	3094,2	0,11%	99,4952%
PRESIDENT PETROLEUM S.A.	19894,1	2518,2	0,07%	99,5621%
APACHE PETROLERA ARGENTINA S.A.	16657,6	12445,7	0,06%	99,6182%
PETROLERA CERRO NEGRO S.A.	15215,5	16305,9	0,05%	99,6694%
QUINTANA E&P ARGENTINA	15022,7	813,8	0,05%	99,7200%
PETRO AP S.A.	13325,7	3852,2	0,04%	99,7648%
INGENIERIA ALPA S.A.	11825,0	1087,8	0,04%	99,8046%
DAPETROL S.A	11390,0	0,0	0,04%	99,8430%
APCO OIL AND GAS INTERNATIONAL INC (SUCURSAL ARGENTINA)	10417,1	2828,2	0,04%	99,8780%
WINTERSHALL ENERGIA S.A.	8362,6	1916,2	0,03%	99,9062%
GRECOIL Y CIA. SRL	7774,9	2291,6	0,03%	99,9324%
PETROMINERA CHUBUT S.E.	6087,8	1885,8	0,02%	99,9529%
CRI HOLDING INC SUCURSAL ARGENTINA	4095,9	6,5	0,01%	99,9666%
UNITEC ENERGY S.A	1872,7	1413,0	0,01%	99,9729%
GAS Y PETROLEO DEL NEUQUEN S.A.	1757,8	48591,5	0,01%	99,9789%
PETROLERA DEL COMAHUE S.A.	1635,8	0,0	0,01%	99,9844%
MADALENA AUSTRAL S.A.	1469,8	1301,4	0,00%	99,9893%
INTERENERGY ARGENTINA S.A.	971,0	0,8	0,00%	99,9926%
INGENIERIA SIMA S.A.	638,4	0,0	0,00%	99,9947%
ENERGIAL S.A.	623,0	0,0	0,00%	99,9968%
GEOPARK ARGENTINA LIMITED (SUC. ARG)	282,1	254,9	0,00%	99,9978%
ARPETROL ARGENTINA S.A	261,4	16913,4	0,00%	99,9987%
PETROLERA PATAGONIA S.R.L.	136,5	0,0	0,00%	99,9991%
ANTRIM ARGENTINA S.A	125,7	-	0,00%	99,9995%
ARGENTA ENERGIA S.A.	90,0	6,9	0,00%	99,9998%
PETROFARO S.A.	45,3	2914,1	0,00%	100,0000%
TOTAL	29707590,7	44987757,1		

Tabla 5: realizada por autores con los datos del IAPG

Anexo 3



	Austral	Cuyana	Golfo San Jorge	Neuquina	Noroeste	Otras
2009	1761585	1914795	15801572	14817779	736303	0
2010	1580506	1882904	15756992	14322198	656539	0
2011	1465629	1871769	14673673	13551302	553504	0
2012	1558703	1816417	15140031	12919488	533962	0
2013	1432031	1753229	15030971	12644782	471924	0
2014	1324425	1701693	15112612	12311413	430883	0
2015	1246288	1614280	15249917	12343131	444003	0
2016	1158768	1581676	14496505	12062177	408501	0

Otras Cuencas: Cañadon asfalto, Del Colorado, Los Bolsones, Niriuhau, Malvinas, Fuera de Cuenca, General Levalle, Las Salinas, Noreste, Mercedes.

Anexo 4

OIL (m3)								
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Producción total Arg	35.032.035	34.199.238	32.115.877	31.968.601	31.332.936	30.881.026	30.897.618	29.707.626
Importación				247.866,0	421.240,2	548.011,0	292.365,3	920.474,0
Exportación	6608447	5326257	3408090	3456855	2283526	2326446	1373250	2353377
Catriel Oeste	73.146	69.724	62.829	57.919	51.108	51.906	49.575	41.612
Oilstone			33.705	68.118	75.385	70.750	86.638	98.066
GAS(miles m3)								
Producción total Arg	48.419.249	47.107.584	45.527.554	44.123.694	41.708.289	41.484.025	42.905.533	44.987.754
Importación	267526	6.909.785,0	6.909.758,0	9.506.127,0	11.809.293,0	11.899.989,0	11.388.077,0	10.937.826,0
Exportación	884.383,0	465.690,0	200.176,0	106.886,0	87.337,0	63.328,0	88.642,0	60.745,0
Catriel Oeste	7.435	6.667	5.440	5.146	4.993	4.714	4.775	4.387
Oilstone			25.560	40.734	50.702	56.055	94.554	208.168
Demanda	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Crudo (m3)	28.423.588	28.872.981	28.707.787	28.759.612	29.470.650	29.102.591	29.816.733	28.274.723
Gas(miles de m3)	47.802.392	53.551.679	52.237.136	53.522.935	53.430.245	53.320.686	54.204.968	55.864.835

Tabla 6: realizada por autores con los datos del IAPG

Anexo 5

		-3 sigmas	-2 sigmas	-1 sigmas	E(y)	+1 sigmas	+2 sigmas	+3 sigmas	
	Var	Brent Inflation adjusted price 2016 (usd/bbl)							
Jan-17	-	46,44	46,44	46,44	46,44	46,44	46,44	46,44	-
Feb-17	276,59	-1,81	14,82	31,45	48,08	64,71	81,35	97,98	1,00
Mar-17	544,32	-20,29	3,04	26,37	49,70	73,03	96,36	119,69	2,00
Apr-17	803,47	-33,75	-5,40	22,94	51,29	79,64	107,98	136,33	3,00
May-17	1.054,31	-44,56	-12,09	20,38	52,85	85,32	117,79	150,26	4,00
Jun-17	1.297,12	-53,65	-17,64	18,38	54,39	90,41	126,42	162,44	5,00
Jul-17	1.532,14	-61,52	-22,38	16,77	55,91	95,05	134,19	173,34	6,00
Aug-17	1.759,63	-68,45	-26,50	15,45	57,40	99,35	141,29	183,24	7,00
Sep-17	1.979,84	-74,62	-30,13	14,37	58,86	103,36	147,85	192,35	8,00
Oct-17	2.192,98	-80,18	-33,35	13,48	60,31	107,14	153,96	200,79	9,00
Nov-17	2.399,30	-85,22	-36,24	12,74	61,72	110,71	159,69	208,67	10,00
Dec-17	2.599,00	-89,82	-38,84	12,14	63,12	114,10	165,08	216,06	11,00
Jan-18	2.792,30	-94,03	-41,19	11,65	64,49	117,34	170,18	223,02	12,00
Feb-18	2.979,41	-97,91	-43,32	11,26	65,85	120,43	175,01	229,60	13,00
Mar-18	3.160,52	-101,48	-45,26	10,96	67,18	123,39	179,61	235,83	14,00
Apr-18	3.335,83	-104,79	-47,03	10,73	68,48	126,24	184,00	241,75	15,00
May-18	3.505,52	-107,85	-48,65	10,56	69,77	128,98	188,18	247,39	16,00
Jun-18	3.669,77	-110,70	-50,12	10,46	71,04	131,61	192,19	252,77	17,00
Jul-18	3.828,76	-113,35	-51,47	10,40	72,28	134,16	196,04	257,91	18,00
Aug-18	3.982,66	-115,82	-52,71	10,40	73,51	136,62	199,72	262,83	19,00
Sep-18	4.131,62	-118,12	-53,84	10,43	74,71	138,99	203,27	267,55	20,00
Oct-18	4.275,81	-120,27	-54,88	10,51	75,90	141,29	206,68	272,07	21,00
Nov-18	4.415,37	-122,28	-55,83	10,62	77,07	143,51	209,96	276,41	22,00
Dec-18	4.550,47	-124,16	-56,70	10,76	78,21	145,67	213,13	280,59	23,00
Jan-19	4.681,23	-125,91	-57,50	10,92	79,34	147,76	216,18	284,60	24,00
Feb-19	4.807,81	-127,56	-58,22	11,12	80,46	149,79	219,13	288,47	25,00
Mar-19	4.930,33	-129,10	-58,88	11,33	81,55	151,76	221,98	292,20	26,00
Apr-19	5.048,92	-130,54	-59,49	11,57	82,62	153,68	224,74	295,79	27,00
May-19	5.163,71	-131,89	-60,04	11,82	83,68	155,54	227,40	299,26	28,00
Jun-19	5.274,82	-133,16	-60,53	12,10	84,72	157,35	229,98	302,61	29,00
Jul-19	5.382,37	-134,35	-60,98	12,38	85,75	159,11	232,48	305,84	30,00
Aug-19	5.486,48	-135,46	-61,39	12,69	86,76	160,83	234,90	308,97	31,00
Sep-19	5.587,25	-136,50	-61,75	13,00	87,75	162,50	237,24	311,99	32,00
Oct-19	5.684,79	-137,47	-62,07	13,33	88,72	164,12	239,52	314,92	33,00
Nov-19	5.779,20	-138,38	-62,36	13,66	89,68	165,70	241,73	317,75	34,00
Dec-19	5.870,59	-139,23	-62,61	14,01	90,63	167,25	243,87	320,49	35,00
Jan-20	5.959,05	-140,03	-62,83	14,36	91,56	168,75	245,95	323,14	36,00
Feb-20	6.044,68	-140,77	-63,02	14,72	92,47	170,22	247,97	325,71	37,00
Mar-20	6.127,56	-141,47	-63,19	15,09	93,37	171,65	249,93	328,21	38,00
Apr-20	6.207,78	-142,11	-63,32	15,47	94,26	173,04	251,83	330,62	39,00
May-20	6.285,44	-142,72	-63,44	15,85	95,13	174,41	253,69	332,97	40,00
Jun-20	6.360,60	-143,28	-63,52	16,23	95,98	175,74	255,49	335,24	41,00
Jul-20	6.433,36	-143,80	-63,59	16,62	96,82	177,03	257,24	337,45	42,00

		-3 sigmas	-2 sigmas	-1 sigmas	E(y)	+1 sigmas	+2 sigmas	+3 sigmas	
	Var	Brent Inflation adjusted price 2016 (usd/bbl)							
Jul-20	6.433,36	-143,80	-63,59	16,62	96,82	177,03	257,24	337,45	42,00
Aug-20	6.503,78	-144,28	-63,64	17,01	97,65	178,30	258,95	339,59	43,00
Sep-20	6.571,95	-144,73	-63,67	17,40	98,47	179,54	260,60	341,67	44,00
Oct-20	6.637,93	-145,15	-63,68	17,80	99,27	180,75	262,22	343,69	45,00
Nov-20	6.701,80	-145,53	-63,67	18,20	100,06	181,93	263,79	345,66	46,00
Dec-20	6.763,62	-145,89	-63,64	18,60	100,84	183,08	265,32	347,56	47,00
Jan-21	6.823,47	-146,21	-63,61	19,00	101,60	184,21	266,81	349,42	48,00
Feb-21	6.881,39	-146,51	-63,55	19,40	102,35	185,31	268,26	351,22	49,00
Mar-21	6.937,46	-146,78	-63,49	19,80	103,09	186,39	269,68	352,97	50,00
Apr-21	6.991,73	-147,03	-63,41	20,21	103,82	187,44	271,05	354,67	51,00
May-21	7.044,26	-147,25	-63,32	20,61	104,54	188,47	272,40	356,33	52,00
Jun-21	7.095,11	-147,46	-63,22	21,01	105,24	189,47	273,71	357,94	53,00
Jul-21	7.144,32	-147,64	-63,11	21,41	105,94	190,46	274,98	359,51	54,00
Aug-21	7.191,96	-147,80	-62,99	21,81	106,62	191,42	276,23	361,03	55,00
Sep-21	7.238,08	-147,94	-62,87	22,21	107,29	192,36	277,44	362,52	56,00
Oct-21	7.282,72	-148,07	-62,73	22,61	107,95	193,29	278,63	363,96	57,00
Nov-21	7.325,92	-148,18	-62,59	23,01	108,60	194,19	279,78	365,37	58,00
Dec-21	7.367,74	-148,27	-62,44	23,40	109,24	195,07	280,91	366,74	59,00
Jan-22	7.408,22	-148,35	-62,28	23,79	109,86	195,94	282,01	368,08	60,00
Feb-22	7.447,41	-148,41	-62,11	24,18	110,48	196,78	283,08	369,38	61,00
Mar-22	7.485,34	-148,46	-61,94	24,57	111,09	197,61	284,13	370,64	62,00
Apr-22	7.522,05	-148,50	-61,77	24,96	111,69	198,42	285,15	371,88	63,00
May-22	7.557,58	-148,52	-61,59	25,34	112,28	199,21	286,15	373,08	64,00
Jun-22	7.591,98	-148,54	-61,41	25,73	112,86	199,99	287,12	374,25	65,00
Jul-22	7.625,28	-148,54	-61,22	26,11	113,43	200,75	288,07	375,40	66,00
Aug-22	7.657,50	-148,53	-61,03	26,48	113,99	201,50	289,00	376,51	67,00
Sep-22	7.688,70	-148,52	-60,83	26,86	114,54	202,23	289,91	377,60	68,00
Oct-22	7.718,90	-148,49	-60,63	27,23	115,08	202,94	290,80	378,66	69,00
Nov-22	7.748,12	-148,45	-60,43	27,59	115,62	203,64	291,66	379,69	70,00
Dec-22	7.776,41	-148,41	-60,23	27,96	116,14	204,33	292,51	380,69	71,00
Jan-23	7.803,80	-148,36	-60,02	28,32	116,66	205,00	293,34	381,68	72,00
Feb-23	7.830,31	-148,30	-59,81	28,68	117,17	205,66	294,15	382,64	73,00
Mar-23	7.855,96	-148,23	-59,60	29,03	117,67	206,30	294,94	383,57	74,00
Apr-23	7.880,80	-148,16	-59,39	29,39	118,16	206,93	295,71	384,48	75,00
May-23	7.904,84	-148,08	-59,17	29,74	118,65	207,55	296,46	385,37	76,00
Jun-23	7.928,11	-148,00	-58,96	30,08	119,12	208,16	297,20	386,24	77,00
Jul-23	7.950,63	-147,91	-58,74	30,42	119,59	208,76	297,92	387,09	78,00
Aug-23	7.972,43	-147,81	-58,52	30,76	120,05	209,34	298,63	387,92	79,00
Sep-23	7.993,53	-147,71	-58,31	31,10	120,51	209,91	299,32	388,73	80,00
Oct-23	8.013,96	-147,61	-58,09	31,43	120,95	210,47	299,99	389,51	81,00
Nov-23	8.033,73	-147,50	-57,87	31,76	121,39	211,02	300,65	390,28	82,00
Dec-23	8.052,87	-147,39	-57,65	32,09	121,82	211,56	301,30	391,04	83,00
Jan-24	8.071,40	-147,27	-57,43	32,41	122,25	212,09	301,93	391,77	84,00

		-3 sigmas	-2 sigmas	-1 sigmas	E(y)	+1 sigmas	+2 sigmas	+3 sigmas	
	Var	Brent Inflation adjusted price 2016 (usd/bbl)							
Feb-24	8.089,33	-147,15	-57,21	32,73	122,67	212,61	302,55	392,49	85,00
Mar-24	8.106,68	-147,03	-57,00	33,04	123,08	213,12	303,15	393,19	86,00
Apr-24	8.123,49	-146,91	-56,78	33,35	123,48	213,61	303,74	393,87	87,00
May-24	8.139,75	-146,78	-56,56	33,66	123,88	214,10	304,32	394,54	88,00
Jun-24	8.155,49	-146,65	-56,34	33,97	124,27	214,58	304,89	395,20	89,00
Jul-24	8.170,72	-146,52	-56,12	34,27	124,66	215,05	305,44	395,84	90,00
Aug-24	8.185,47	-146,38	-55,91	34,57	125,04	215,51	305,99	396,46	91,00
Sep-24	8.199,75	-146,25	-55,69	34,86	125,41	215,96	306,52	397,07	92,00
Oct-24	8.213,57	-146,11	-55,48	35,15	125,78	216,41	307,04	397,67	93,00
Nov-24	8.226,94	-145,97	-55,26	35,44	126,14	216,84	307,55	398,25	94,00
Dec-24	8.239,89	-145,83	-55,05	35,72	126,50	217,27	308,04	398,82	95,00
Jan-25	8.252,42	-145,68	-54,84	36,00	126,85	217,69	308,53	399,37	96,00
Feb-25	8.264,55	-145,54	-54,63	36,28	127,19	218,10	309,01	399,92	97,00
Mar-25	8.276,29	-145,39	-54,42	36,55	127,53	218,50	309,48	400,45	98,00
Apr-25	8.287,66	-145,25	-54,21	36,82	127,86	218,90	309,93	400,97	99,00
May-25	8.298,66	-145,10	-54,00	37,09	128,19	219,29	310,38	401,48	100,00
Jun-25	8.309,31	-144,95	-53,80	37,36	128,51	219,67	310,82	401,98	101,00
Jul-25	8.319,61	-144,81	-53,60	37,62	128,83	220,04	311,25	402,46	102,00
Aug-25	8.329,59	-144,66	-53,39	37,87	129,14	220,41	311,67	402,94	103,00
Sep-25	8.339,25	-144,51	-53,19	38,13	129,45	220,77	312,09	403,41	104,00
Oct-25	8.348,60	-144,36	-52,99	38,38	129,75	221,12	312,49	403,86	105,00
Nov-25	8.357,64	-144,21	-52,79	38,63	130,05	221,47	312,89	404,31	106,00
Dec-25	8.366,40	-144,06	-52,60	38,87	130,34	221,81	313,28	404,74	107,00
Jan-26	8.374,88	-143,92	-52,40	39,11	130,63	222,14	313,66	405,17	108,00
Feb-26	8.383,08	-143,77	-52,21	39,35	130,91	222,47	314,03	405,59	109,00
Mar-26	8.391,03	-143,62	-52,02	39,59	131,19	222,79	314,39	406,00	110,00
Apr-26	8.398,72	-143,47	-51,83	39,82	131,46	223,11	314,75	406,40	111,00
May-26	8.406,16	-143,32	-51,64	40,05	131,73	223,42	315,10	406,79	112,00
Jun-26	8.413,36	-143,18	-51,45	40,27	132,00	223,72	315,45	407,17	113,00
Jul-26	8.420,33	-143,03	-51,27	40,50	132,26	224,02	315,78	407,54	114,00
Aug-26	8.427,08	-142,88	-51,08	40,72	132,51	224,31	316,11	407,91	115,00
Sep-26	8.433,62	-142,74	-50,90	40,93	132,77	224,60	316,44	408,27	116,00
Oct-26	8.439,94	-142,59	-50,72	41,15	133,02	224,88	316,75	408,62	117,00
Nov-26	8.446,06	-142,45	-50,55	41,36	133,26	225,16	317,06	408,97	118,00
Dec-26	8.451,98	-142,30	-50,37	41,57	133,50	225,43	317,37	409,30	119,00
Jan-27	8.457,72	-142,16	-50,20	41,77	133,74	225,70	317,67	409,63	120,00
Feb-27	8.463,27	-142,02	-50,02	41,97	133,97	225,97	317,96	409,96	121,00
Mar-27	8.468,64	-141,88	-49,85	42,17	134,20	226,22	318,25	410,27	122,00
Apr-27	8.473,84	-141,74	-49,68	42,37	134,42	226,48	318,53	410,58	123,00
May-27	8.478,88	-141,60	-49,52	42,56	134,65	226,73	318,81	410,89	124,00
Jun-27	8.483,75	-141,46	-49,35	42,76	134,86	226,97	319,08	411,19	125,00
Jul-27	8.488,47	-141,32	-49,19	42,94	135,08	227,21	319,34	411,48	126,00
Aug-27	8.493,03	-141,18	-49,03	43,13	135,29	227,45	319,60	411,76	127,00

		-3 sigmas	-2 sigmas	-1 sigmas	E(y)	+1 sigmas	+2 sigmas	+3 sigmas	
	Var	Brent Inflation adjusted price 2016 (usd/bbl)							
Aug-27	8.493,03	-141,18	-49,03	43,13	135,29	227,45	319,60	411,76	127,00
Sep-27	8.497,45	-141,05	-48,87	43,31	135,50	227,68	319,86	412,04	128,00
Oct-27	8.501,73	-140,91	-48,71	43,50	135,70	227,91	320,11	412,32	129,00
Nov-27	8.505,87	-140,78	-48,55	43,67	135,90	228,13	320,36	412,58	130,00
Dec-27	8.509,88	-140,65	-48,40	43,85	136,10	228,35	320,60	412,85	131,00
Jan-28	8.513,76	-140,52	-48,25	44,02	136,29	228,56	320,83	413,10	132,00
Feb-28	8.517,51	-140,39	-48,10	44,20	136,49	228,78	321,07	413,36	133,00
Mar-28	8.521,15	-140,26	-47,95	44,36	136,67	228,98	321,29	413,60	134,00
Apr-28	8.524,67	-140,13	-47,80	44,53	136,86	229,19	321,52	413,85	135,00
May-28	8.528,07	-140,00	-47,65	44,69	137,04	229,39	321,74	414,08	136,00
Jun-28	8.531,37	-139,88	-47,51	44,86	137,22	229,59	321,95	414,32	137,00
Jul-28	8.534,56	-139,75	-47,37	45,01	137,40	229,78	322,16	414,55	138,00
Aug-28	8.537,65	-139,63	-47,23	45,17	137,57	229,97	322,37	414,77	139,00
Sep-28	8.540,64	-139,50	-47,09	45,33	137,74	230,16	322,57	414,99	140,00
Oct-28	8.543,53	-139,38	-46,95	45,48	137,91	230,34	322,77	415,20	141,00
Nov-28	8.546,33	-139,26	-46,82	45,63	138,08	230,52	322,97	415,41	142,00
Dec-28	8.549,04	-139,15	-46,68	45,78	138,24	230,70	323,16	415,62	143,00
Jan-29	8.551,67	-139,03	-46,55	45,92	138,40	230,87	323,35	415,82	144,00
Feb-29	8.554,21	-138,91	-46,42	46,07	138,56	231,04	323,53	416,02	145,00
Mar-29	8.556,67	-138,80	-46,29	46,21	138,71	231,21	323,71	416,22	146,00
Apr-29	8.559,05	-138,68	-46,17	46,35	138,86	231,38	323,89	416,41	147,00
May-29	8.561,35	-138,57	-46,04	46,48	139,01	231,54	324,07	416,60	148,00
Jun-29	8.563,58	-138,46	-45,92	46,62	139,16	231,70	324,24	416,78	149,00
Jul-29	8.565,74	-138,35	-45,80	46,75	139,31	231,86	324,41	416,96	150,00
Aug-29	8.567,83	-138,24	-45,68	46,89	139,45	232,01	324,57	417,14	151,00
Sep-29	8.569,85	-138,13	-45,56	47,01	139,59	232,16	324,74	417,31	152,00
Oct-29	8.571,81	-138,03	-45,44	47,14	139,73	232,31	324,89	417,48	153,00
Nov-29	8.573,70	-137,92	-45,33	47,27	139,86	232,46	325,05	417,65	154,00
Dec-29	8.575,54	-137,82	-45,21	47,39	140,00	232,60	325,20	417,81	155,00
Jan-30	8.577,31	-137,71	-45,10	47,51	140,13	232,74	325,36	417,97	156,00
Feb-30	8.579,03	-137,61	-44,99	47,63	140,26	232,88	325,50	418,13	157,00
Mar-30	8.580,70	-137,51	-44,88	47,75	140,38	233,02	325,65	418,28	158,00
Apr-30	8.582,31	-137,41	-44,77	47,87	140,51	233,15	325,79	418,43	159,00
May-30	8.583,86	-137,31	-44,66	47,98	140,63	233,28	325,93	418,58	160,00
Jun-30	8.585,37	-137,22	-44,56	48,10	140,75	233,41	326,07	418,73	161,00
Jul-30	8.586,83	-137,12	-44,46	48,21	140,87	233,54	326,20	418,87	162,00
Aug-30	8.588,25	-137,03	-44,35	48,32	140,99	233,66	326,34	419,01	163,00
Sep-30	8.589,61	-136,93	-44,25	48,43	141,11	233,79	326,47	419,15	164,00
Oct-30	8.590,94	-136,84	-44,15	48,53	141,22	233,91	326,60	419,28	165,00
Nov-30	8.592,22	-136,75	-44,06	48,64	141,33	234,03	326,72	419,42	166,00
Dec-30	8.593,46	-136,66	-43,96	48,74	141,44	234,14	326,84	419,55	167,00
Jan-31	8.594,66	-136,57	-43,86	48,84	141,55	234,26	326,97	419,67	168,00
Feb-31	8.595,82	-136,48	-43,77	48,94	141,66	234,37	327,08	419,80	169,00

		-3 sigmas	-2 sigmas	-1 sigmas	E(y)	+1 sigmas	+2 sigmas	+3 sigmas	
	Var	Brent Inflation adjusted price 2016 (usd/bbl)							
Feb-31	8.595,82	-136,48	-43,77	48,94	141,66	234,37	327,08	419,80	169,00
Mar-31	8.596,95	-136,40	-43,68	49,04	141,76	234,48	327,20	419,92	170,00
Apr-31	8.598,04	-136,31	-43,59	49,14	141,87	234,59	327,32	420,04	171,00
May-31	8.599,09	-136,23	-43,50	49,24	141,97	234,70	327,43	420,16	172,00
Jun-31	8.600,11	-136,14	-43,41	49,33	142,07	234,80	327,54	420,28	173,00
Jul-31	8.601,10	-136,06	-43,32	49,42	142,16	234,91	327,65	420,39	174,00
Aug-31	8.602,06	-135,98	-43,23	49,51	142,26	235,01	327,76	420,50	175,00
Sep-31	8.602,98	-135,90	-43,15	49,60	142,36	235,11	327,86	420,61	176,00
Oct-31	8.603,88	-135,82	-43,06	49,69	142,45	235,21	327,96	420,72	177,00
Nov-31	8.604,75	-135,74	-42,98	49,78	142,54	235,30	328,07	420,83	178,00
Dec-31	8.605,59	-135,67	-42,90	49,87	142,63	235,40	328,17	420,93	179,00
Jan-32	8.606,40	-135,59	-42,82	49,95	142,72	235,49	328,26	421,03	180,00
Feb-32	8.607,18	-135,52	-42,74	50,03	142,81	235,58	328,36	421,13	181,00
Mar-32	8.607,95	-135,44	-42,66	50,12	142,90	235,67	328,45	421,23	182,00
Apr-32	8.608,68	-135,37	-42,59	50,20	142,98	235,76	328,55	421,33	183,00
May-32	8.609,40	-135,30	-42,51	50,28	143,06	235,85	328,64	421,42	184,00
Jun-32	8.610,09	-135,23	-42,44	50,36	143,15	235,94	328,73	421,52	185,00
Jul-32	8.610,75	-135,16	-42,36	50,43	143,23	236,02	328,81	421,61	186,00
Aug-32	8.611,40	-135,09	-42,29	50,51	143,31	236,10	328,90	421,70	187,00
Sep-32	8.612,03	-135,02	-42,22	50,58	143,38	236,19	328,99	421,79	188,00
Oct-32	8.612,63	-134,95	-42,15	50,66	143,46	236,27	329,07	421,87	189,00
Nov-32	8.613,22	-134,89	-42,08	50,73	143,54	236,34	329,15	421,96	190,00
Dec-32	8.613,79	-134,82	-42,01	50,80	143,61	236,42	329,23	422,04	191,00
Jan-33	8.614,34	-134,76	-41,94	50,87	143,68	236,50	329,31	422,12	192,00
Feb-33	8.614,87	-134,69	-41,88	50,94	143,76	236,57	329,39	422,21	193,00
Mar-33	8.615,38	-134,63	-41,81	51,01	143,83	236,65	329,47	422,28	194,00
Apr-33	8.615,88	-134,57	-41,75	51,08	143,90	236,72	329,54	422,36	195,00
May-33	8.616,36	-134,51	-41,68	51,14	143,97	236,79	329,61	422,44	196,00
Jun-33	8.616,83	-134,45	-41,62	51,21	144,03	236,86	329,69	422,51	197,00
Jul-33	8.617,28	-134,39	-41,56	51,27	144,10	236,93	329,76	422,59	198,00
Aug-33	8.617,72	-134,33	-41,50	51,33	144,16	237,00	329,83	422,66	199,00
Sep-33	8.618,14	-134,27	-41,44	51,40	144,23	237,06	329,90	422,73	200,00
Oct-33	8.618,55	-134,22	-41,38	51,46	144,29	237,13	329,96	422,80	201,00
Nov-33	8.618,95	-134,16	-41,32	51,52	144,35	237,19	330,03	422,87	202,00
Dec-33	8.619,34	-134,11	-41,26	51,58	144,42	237,26	330,10	422,94	203,00
Jan-34	8.619,71	-134,05	-41,21	51,63	144,48	237,32	330,16	423,00	204,00
Feb-34	8.620,07	-134,00	-41,15	51,69	144,54	237,38	330,22	423,07	205,00
Mar-34	8.620,42	-133,94	-41,10	51,75	144,59	237,44	330,29	423,13	206,00
Apr-34	8.620,75	-133,89	-41,05	51,80	144,65	237,50	330,35	423,19	207,00
May-34	8.621,08	-133,84	-40,99	51,86	144,71	237,56	330,41	423,26	208,00
Jun-34	8.621,39	-133,79	-40,94	51,91	144,76	237,61	330,47	423,32	209,00
Jul-34	8.621,70	-133,74	-40,89	51,96	144,82	237,67	330,52	423,38	210,00
Aug-34	8.622,00	-133,69	-40,84	52,02	144,87	237,73	330,58	423,44	211,00

		-3 sigmas	-2 sigmas	-1 sigmas	E(y)	+1 sigmas	+2 sigmas	+3 sigmas	
	Var	Brent Inflation adjusted price 2016 (usd/bbl)							
Aug-34	8.622,00	-133,69	-40,84	52,02	144,87	237,73	330,58	423,44	211,00
Sep-34	8.622,28	-133,64	-40,79	52,07	144,92	237,78	330,64	423,49	212,00
Oct-34	8.622,56	-133,60	-40,74	52,12	144,98	237,83	330,69	423,55	213,00
Nov-34	8.622,83	-133,55	-40,69	52,17	145,03	237,89	330,75	423,60	214,00
Dec-34	8.623,09	-133,50	-40,64	52,22	145,08	237,94	330,80	423,66	215,00
Jan-35	8.623,34	-133,46	-40,60	52,27	145,13	237,99	330,85	423,71	216,00
Feb-35	8.623,58	-133,41	-40,55	52,31	145,18	238,04	330,90	423,77	217,00
Mar-35	8.623,82	-133,37	-40,51	52,36	145,22	238,09	330,95	423,82	218,00
Apr-35	8.624,05	-133,33	-40,46	52,41	145,27	238,14	331,00	423,87	219,00
May-35	8.624,27	-133,28	-40,42	52,45	145,32	238,18	331,05	423,92	220,00
Jun-35	8.624,48	-133,24	-40,37	52,50	145,36	238,23	331,10	423,97	221,00
Jul-35	8.624,69	-133,20	-40,33	52,54	145,41	238,28	331,15	424,02	222,00
Aug-35	8.624,89	-133,16	-40,29	52,58	145,45	238,32	331,19	424,06	223,00
Sep-35	8.625,08	-133,12	-40,25	52,62	145,50	238,37	331,24	424,11	224,00
Oct-35	8.625,27	-133,08	-40,21	52,67	145,54	238,41	331,28	424,16	225,00
Nov-35	8.625,45	-133,04	-40,17	52,71	145,58	238,45	331,33	424,20	226,00
Dec-35	8.625,63	-133,00	-40,13	52,75	145,62	238,50	331,37	424,24	227,00
Jan-36	8.625,80	-132,96	-40,09	52,79	145,66	238,54	331,41	424,29	228,00
Feb-36	8.625,96	-132,93	-40,05	52,83	145,70	238,58	331,46	424,33	229,00
Mar-36	8.626,12	-132,89	-40,01	52,87	145,74	238,62	331,50	424,37	230,00
Apr-36	8.626,28	-132,85	-39,97	52,90	145,78	238,66	331,54	424,41	231,00
May-36	8.626,43	-132,82	-39,94	52,94	145,82	238,70	331,58	424,46	232,00
Jun-36	8.626,57	-132,78	-39,90	52,98	145,86	238,74	331,62	424,49	233,00
Jul-36	8.626,71	-132,75	-39,87	53,01	145,89	238,77	331,65	424,53	234,00
Aug-36	8.626,85	-132,71	-39,83	53,05	145,93	238,81	331,69	424,57	235,00
Sep-36	8.626,98	-132,68	-39,80	53,08	145,97	238,85	331,73	424,61	236,00
Oct-36	8.627,10	-132,65	-39,76	53,12	146,00	238,88	331,77	424,65	237,00
Nov-36	8.627,23	-132,61	-39,73	53,15	146,04	238,92	331,80	424,68	238,00
Dec-36	8.627,35	-132,58	-39,70	53,19	146,07	238,95	331,84	424,72	239,00
Jan-37	8.627,46	-132,55	-39,66	53,22	146,10	238,99	331,87	424,76	240,00
Feb-37	8.627,57	-132,52	-39,63	53,25	146,14	239,02	331,91	424,79	241,00
Mar-37	8.627,68	-132,49	-39,60	53,28	146,17	239,05	331,94	424,82	242,00
Apr-37	8.627,78	-132,46	-39,57	53,31	146,20	239,09	331,97	424,86	243,00
May-37	8.627,89	-132,43	-39,54	53,35	146,23	239,12	332,00	424,89	244,00
Jun-37	8.627,98	-132,40	-39,51	53,38	146,26	239,15	332,04	424,92	245,00
Jul-37	8.628,08	-132,37	-39,48	53,41	146,29	239,18	332,07	424,96	246,00
Aug-37	8.628,17	-132,34	-39,45	53,44	146,32	239,21	332,10	424,99	247,00
Sep-37	8.628,26	-132,31	-39,42	53,46	146,35	239,24	332,13	425,02	248,00
Oct-37	8.628,34	-132,28	-39,40	53,49	146,38	239,27	332,16	425,05	249,00
Nov-37	8.628,43	-132,26	-39,37	53,52	146,41	239,30	332,19	425,08	250,00
Dec-37	8.628,51	-132,23	-39,34	53,55	146,44	239,33	332,22	425,11	251,00
Jan-38	8.628,59	-132,20	-39,31	53,58	146,47	239,36	332,25	425,14	252,00
Feb-38	8.628,66	-132,18	-39,29	53,60	146,49	239,38	332,27	425,16	253,00
		-3 sigmas	-2 sigmas	-1 sigmas	E(y)	+1 sigmas	+2 sigmas	+3 sigmas	
	Var	Brent Inflation adjusted price 2016 (usd/bbl)							
Feb-38	8.628,66	-132,18	-39,29	53,60	146,49	239,38	332,27	425,16	253,00
Mar-38	8.628,73	-132,15	-39,26	53,63	146,52	239,41	332,30	425,19	254,00
Apr-38	8.628,80	-132,13	-39,24	53,65	146,55	239,44	332,33	425,22	255,00
May-38	8.628,87	-132,10	-39,21	53,68	146,57	239,46	332,36	425,25	256,00
Jun-38	8.628,94	-132,08	-39,19	53,70	146,60	239,49	332,38	425,27	257,00
Jul-38	8.629,00	-132,06	-39,16	53,73	146,62	239,51	332,41	425,30	258,00

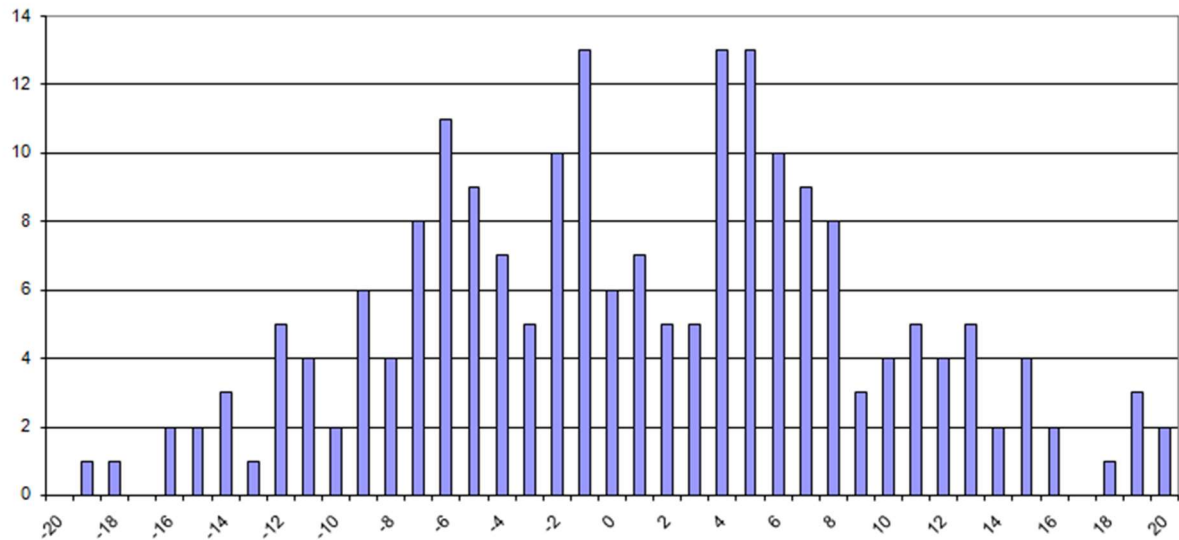
Datos Históricos de Inflación usada (EEUU)

YEAR	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1980	7,16%	1,41%	1,52%	1,12%	0,99%	1,10%	0,00%	0,73%	0,84%	0,95%	0,83%	0,94%
1981	5,58%	1,03%	0,68%	0,68%	0,79%	0,89%	1,10%	0,76%	0,98%	0,21%	0,32%	0,32%
1982	3,74%	0,32%	-0,11%	0,42%	0,95%	1,25%	0,52%	0,21%	0,20%	0,31%	-0,20%	-0,41%
1983	1,35%	0,10%	0,00%	0,72%	0,61%	0,30%	0,40%	0,30%	0,50%	0,30%	0,20%	0,10%
1984	2,31%	0,49%	0,20%	0,49%	0,29%	0,29%	0,39%	0,38%	0,48%	0,29%	0,00%	0,00%
1985	1,54%	0,47%	0,38%	0,47%	0,37%	0,28%	0,19%	0,19%	0,28%	0,37%	0,28%	0,28%
1986	1,86%	-0,27%	-0,46%	-0,18%	0,28%	0,55%	0,00%	0,18%	0,46%	0,09%	0,09%	0,09%
1987	1,46%	0,36%	0,45%	0,54%	0,35%	0,35%	0,26%	0,53%	0,52%	0,26%	0,09%	0,00%
1988	1,85%	0,26%	0,43%	0,52%	0,34%	0,43%	0,42%	0,42%	0,67%	0,33%	0,08%	0,17%
1989	2,37%	0,41%	0,58%	0,65%	0,57%	0,24%	0,24%	0,16%	0,32%	0,48%	0,24%	0,16%
1990	2,74%	0,47%	0,55%	0,16%	0,23%	0,54%	0,38%	0,92%	0,84%	0,60%	0,22%	0,00%
1991	2,98%	0,15%	0,15%	0,15%	0,30%	0,29%	0,15%	0,29%	0,44%	0,15%	0,29%	0,07%
1992	1,40%	0,36%	0,51%	0,14%	0,14%	0,36%	0,21%	0,28%	0,28%	0,35%	0,14%	-0,07%
1993	1,64%	0,35%	0,35%	0,28%	0,14%	0,14%	0,00%	0,28%	0,21%	0,41%	0,07%	0,00%
1994	1,18%	0,34%	0,34%	0,14%	0,07%	0,34%	0,27%	0,40%	0,27%	0,07%	0,13%	0,00%
1995	1,42%	0,40%	0,33%	0,33%	0,20%	0,20%	0,00%	0,26%	0,20%	0,33%	-0,07%	-0,07%
1996	1,31%	0,32%	0,52%	0,39%	0,19%	0,06%	0,19%	0,19%	0,32%	0,32%	0,19%	0,00%
1997	1,43%	0,31%	0,25%	0,12%	-0,06%	0,12%	0,12%	0,19%	0,25%	0,25%	-0,06%	-0,12%
1998	0,67%	0,19%	0,19%	0,18%	0,18%	0,12%	0,12%	0,12%	0,12%	0,24%	0,00%	-0,06%
1999	0,79%	0,12%	0,30%	0,73%	0,00%	0,00%	0,30%	0,24%	0,48%	0,18%	0,06%	0,00%
2000	1,34%	0,59%	0,82%	0,06%	0,12%	0,52%	0,23%	0,00%	0,52%	0,17%	0,06%	-0,06%
2001	1,68%	0,40%	0,23%	0,40%	0,45%	0,17%	-0,28%	0,00%	0,45%	-0,34%	-0,17%	-0,39%
2002	0,02%	0,40%	0,56%	0,56%	0,00%	0,06%	0,11%	0,33%	0,17%	0,17%	0,00%	-0,22%
2003	1,01%	0,77%	0,60%	-0,22%	-0,16%	0,11%	0,11%	0,38%	0,33%	-0,11%	-0,27%	-0,11%
2004	0,67%	0,54%	0,64%	0,32%	0,59%	0,32%	-0,16%	0,05%	0,21%	0,53%	0,05%	-0,37%
2005	0,96%	0,58%	0,78%	0,67%	-0,10%	0,05%	0,46%	0,51%	1,22%	0,20%	-0,80%	-0,40%
2006	1,54%	0,20%	0,55%	0,85%	0,50%	0,20%	0,30%	0,20%	-0,49%	-0,54%	-0,15%	0,15%
2007	0,40%	0,54%	0,91%	0,65%	0,61%	0,19%	-0,03%	-0,18%	0,28%	0,21%	0,59%	-0,07%
2008	1,80%	0,29%	0,87%	0,61%	0,84%	1,01%	0,53%	-0,40%	-0,14%	-1,01%	-1,92%	-1,03%
2009	0,03%	0,24%	-0,38%	-0,74%	1,28%	-1,43%	-2,10%	-1,48%	-1,29%	-0,18%	1,84%	2,72%
2010	2,63%	2,14%	2,31%	2,24%	2,02%	1,05%	1,24%	1,15%	1,14%	1,17%	1,14%	1,50%
2011	1,63%	2,11%	2,68%	3,16%	3,57%	3,56%	3,63%	3,77%	3,87%	3,53%	3,39%	2,96%
2012	2,93%	2,87%	2,65%	2,30%	1,70%	1,66%	1,41%	1,69%	1,99%	2,16%	1,76%	1,74%
2013	1,59%	1,98%	1,47%	1,06%	1,36%	1,75%	1,96%	1,52%	1,18%	0,96%	1,24%	1,50%
2014	1,58%	1,13%	1,51%	1,95%	2,13%	2,07%	1,99%	1,70%	1,66%	1,66%	1,32%	0,76%
2015	-0,09%	-0,03%	-0,07%	-0,20%	-0,04%	0,12%	0,17%	0,20%	-0,04%	0,17%	0,50%	0,73%
2016	1,37%	1,02%	0,85%	1,13%	1,02%	1,01%	0,84%	1,06%	1,46%	1,64%	1,69%	2,07%

Datos Históricos del precio Brent del petróleo

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1989	17	16,65	18,7	19,75	18,35	17,5	17,75	17,1	17,8	19	19,15	19,85
1990	20,95	19,9	18,45	16,75	16,7	15,7	17,55	27,05	34,1	36,05	33	28
1991	23,65	19,4	19,45	19,25	19,3	18,2	19,45	19,75	20,5	22,2	21,25	18,4
1992	18,15	18,1	17,6	18,95	19,9	21,15	20,25	19,75	20,25	20,3	19,2	18,15
1993	17,4	18,45	18,75	18,65	18,5	17,65	16,8	16,7	16	16,6	15,15	13,6
1994	14,25	13,8	13,95	15,15	16,2	16,75	17,6	16,8	15,9	16,4	17,2	15,96
1995	16,63	17,08	17,01	18,67	18,38	17,35	15,86	16,07	16,78	16,12	16,88	17,96
1996	17,94	17,97	19,99	21,01	19,12	18,27	19,61	20,58	22,59	24,18	22,64	23,9
1997	23,47	20,83	19,21	17,47	19,1425	17,55	18,4	18,71	18,45	19,85	19	17
1998	15,09	14,06	13,08	13,39	14,39	12,058	12,01	11,8805	13,36	12,56	10,92	9,8
1999	11,06	10,2	12,47	15,3	15,14	15,77	19,01	20,22	22,4	21,95	24,59	25,59
2000	25,38	27,7048	27,47	22,54	27,34	29,6773	28,53	29,43	32,621	30,9323	32,524091	25,1255
2001	25,6363636	27,406	24,3954545	25,641	28,450476	27,724286	24,538182	25,697826	25,544	20,478261	18,942273	18,604737
2002	19,485	20,2915	23,6905	25,654091	25,387273	24,127895	25,767826	26,632857	28,342381	27,548696	24,184762	28,520952
2003	31,2466667	32,6485	30,3390476	25,016	25,8095	27,545714	28,398261	29,825714	27,098182	29,590435	28,772	29,926667
2004	31,1752381	30,866	33,7991304	33,362273	37,916316	35,191364	38,370455	43,03	43,381364	49,818095	43,053636	39,644286
2005	44,2833333	45,557	53,0840909	51,857143	48,665909	54,306818	57,579048	64,09	62,981818	58,521905	55,535	56,7475
2006	63,5742857	59,923	62,2530435	70,442105	70,187273	68,857727	73,897143	73,612174	62,771905	58,38	58,483182	62,314737
2007	54,2990909	57,757	62,1436364	67,398421	67,476087	71,31619	77,204091	70,796522	77,127	82,857826	92,528182	91,45
2008	91,9204545	94,8166667	103,2775	110,18773	123,93619	133,04857	133,87304	113,84905	99,064091	72,842609	53,241	41,580909
2009	44,86	43,2425	46,8390909	50,845238	57,940952	68,616818	64,91	72,504762	67,686818	73,194091	77,036667	74,669545
2010	76,373	74,312	79,2747826	84,978571	76,250952	74,838182	74,735455	76,693182	77,786818	82,918095	85,67	91,796522
2011	96,2942857	103,9555	114,441304	123,07	114,45818	113,75773	116,46	110,0813	110,87909	109,46857	110,50409	107,90905
2012	111,15619	119,702381	124,928636	120,4635	110,52174	95,589048	103,14091	113,34	113,3825	111,97348	109,71182	109,6765
2013	112,973636	116,5195	109,24	102,87545	103,02696	103,11	107,71609	110,96455	111,62143	109,4787	108,07619	110,674
2014	107,42	108,81	107,4	107,79	109,68	111,87	106,98	101,92	97,34	87,27	78,44	62,33
2015	48,07	57,93	55,79	59,39	64,56	62,34	55,87	46,99	47,24	48,12	44,42	37,72
2016	30,8	33,2	39,07	42,25	47,13	48,48	45,07	46,14	46,19	49,73	46,44	54,07

Error Frequency Distribution



Obtención del coeficiente de variación (Se muestran también los datos históricos del último año, 2016)

Year / Month	Brent Inflation adjusted price 2016 (usd/bbl)
2016-Jan	42,96017
2016-Feb	34,60474
2016-Mar	36,92458
2016-Apr	43,08688
2016-May	46,0732
2016-Jun	50,87585
2016-Jul	51,80987
2016-Aug	47,76443
2016-Sep	48,38551
2016-Oct	47,74093
2016-Nov	50,57044
2016-Dec	46,44

Mean	148,14
Std Deviation	77,87

Coef. Variación 52,57%

Anexo 6

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Brent NomUSD	52,32	43,43	50,39	65,67	74,05	81,35	86,82	91,68	95,49	99,16	104,34	109,54	113,88	117,29	121,72	127,70	133,62	140,24
Incremento anual	-17,00%		17,42%	28,79%	13,96%	8,68%	6,72%	5,80%	4,16%	3,84%	5,22%	4,96%	3,96%	2,93%	3,78%	4,92%	4,84%	4,95%
Incremento anual promedio		4,53%																
WTI NomUSD	48,67	42,78	49,39	59,83	68,48	74,86	79,82	84,73	88,22	91,84	96,90	101,88	105,75	108,74	112,43	118,33	124,20	130,63
Incremento anual	-12,10%	16,87%	19,67%	14,46%	9,32%	8,63%	6,15%	4,12%	4,10%	5,51%	5,14%	4,80%	3,80%	2,83%	3,40%	5,25%	4,96%	5,18%
Incremento anual promedio		4,56%																
Brent 2016USD	53,06	43,43	49,31	63,04	70,37	74,82	78,15	80,71	82,28	83,72	86,23	88,55	90,00	90,68	92,07	94,52	96,81	99,53
Incremento anual	-18,16%	14,34%	26,30%	11,63%	6,32%	4,45%	3,28%	1,94%	1,75%	3,00%	2,69%	1,63%	0,76%	1,54%	2,66%	2,42%	2,80%	2,80%
Incremento anual promedio		2,48%																
WTI 2016USD	49,35	42,78	48,94	57,43	64,38	68,85	71,85	74,60	76,01	77,54	80,08	82,36	83,57	84,07	85,05	87,59	89,98	92,71
Incremento anual	-13,33%	14,40%	17,36%	12,10%	6,94%	4,36%	3,82%	1,90%	2,00%	3,28%	2,85%	1,47%	0,80%	1,16%	2,93%	2,73%	3,03%	3,03%
Incremento anual promedio		2,43%																

Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Brent NomUSD	143,23	148,65	152,48	159,67	163,45	168,35	174,34	179,35	184,07	188,16	193,14	198,22	203,65	209,86	216,63	221,81	229,46	236,39
Incremento anual	2,14%	3,78%	2,58%	4,71%	2,36%	3,00%	3,56%	2,87%	2,63%	2,22%	2,65%	2,63%	2,74%	3,05%	3,22%	2,39%	3,45%	3,02%
Incremento anual promedio																		
WTI NomUSD	133,46	138,94	142,68	149,76	153,31	158,05	163,86	168,69	173,16	177,12	181,86	186,76	192,00	198,00	204,46	209,38	216,77	223,35
Incremento anual	2,17%	4,10%	2,69%	4,36%	2,37%	3,09%	3,68%	2,95%	2,65%	2,29%	2,68%	2,70%	2,80%	3,13%	3,27%	2,40%	3,53%	3,03%
Incremento anual promedio																		
Brent 2016USD	99,85	101,45	102,15	104,39	105,52	106,67	108,39	109,37	110,04	110,24	110,84	111,38	112,01	112,97	114,09	114,33	115,78	116,80
Incremento anual	0,12%	1,61%	0,63%	2,18%	0,50%	1,09%	1,61%	0,90%	0,62%	0,18%	0,54%	0,49%	0,57%	0,85%	1,00%	0,21%	1,26%	0,88%
Incremento anual promedio																		
WTI 2016USD	92,85	94,83	95,58	98,47	98,97	100,15	101,87	102,86	103,52	103,77	104,36	104,94	105,60	106,58	107,69	107,92	109,37	110,35
Incremento anual	0,15%	2,13%	0,80%	3,03%	0,51%	1,18%	1,72%	0,97%	0,64%	0,24%	0,57%	0,55%	0,63%	0,93%	1,04%	0,22%	1,34%	0,90%
Incremento anual promedio																		

Anexo 7

Año	Produccion promedio diaria anual (m3)	Produccion anual (m3)	Produccion anual (Mbbl)	Proyección precio EIA	Import parity	Vtas (MUSD)
2017	152,6	55.787,48	350.892,90	50,99	2	18,59
2018	161,9	59.162,27	372.119,66	65,67	2	25,18
2019	172,5	63.036,57	396.488,29	74,85	2	30,47
2020	182,6	66.731,16	419.726,61	81,35	2	34,98
2021	178,4	65.208,25	410.147,74	86,82	2	36,43
2022	171,6	62.722,85	394.515,04	91,68	2	36,96
2023	165,5	60.484,16	380.434,11	95,49	2	37,09
2024	159,9	58.443,45	367.598,44	99,16	2	37,19
2025	154,9	56.615,95	356.103,80	104,34	2	37,87
2026	150,3	54.925,51	345.471,26	109,54	2	38,53
2027	146,0	53.353,86	335.585,88	113,88	2	38,89
2028	142,1	51.922,32	326.581,75	117,29	2	38,96
2029	138,4	50.583,69	318.162,04	121,72	2	39,36
2030	136,7	49.974,52	314.330,46	127,70	2	40,77
2031	134,5	49.172,31	309.284,70	133,62	2	41,95
2032	130,7	47.760,64	300.405,57	140,24	2	42,73
2033	125,3	45.792,81	288.028,27	143,23	2	41,83
2034	118,6	43.341,31	272.608,77	148,65	2	41,07
2035	110,8	40.493,40	254.695,98	152,48	2	39,35
2036	102,2	37.346,00	234.899,42	159,67	2	37,98
2037	102,2	37.346,00	234.899,42	163,45	2	38,86
2038	83,6	30.556,01	192.191,59	168,35	2	32,74
2039	74,2	27.107,48	170.501,01	174,34	2	30,07
2040	64,9	23.738,83	149.312,83	179,35	2	27,08
2041	56,1	20.521,40	129.075,80	184,07	2	24,02
2042	47,9	17.511,86	110.146,36	188,16	2	20,94

Anexo 8

Detalle de equipamiento de bombeo instalado en Catriel Oeste pozo por pozo. Para el cálculo de la potencia se estimó un diferencial de presión medio a proporcionar por las bombas de 2500 psi. Fuente: MinEM

Pozo	Modelo Bomba	Tipo Bomba	Potencia Nominal (HP)	Proporción de Prod Total	Caudal Max (m3/día)	Caudal Max (lts/min)	Potencia requerida (HP)
RCO 0006	LUFKIN-M-456D-305-144	Bombeo mecanico	40,00	1,0889%	90,38	62,76	24,04
RCO 0038	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	20,00	0,1405%	11,67	8,10	3,10
RCO 0043	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	40,00	0,5030%	41,75	28,99	11,11
RCO 0050	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	50,00	1,5532%	128,92	89,52	34,29
RCO 0051	LUFKIN-M-320D-256-144	Bombeo mecanico	60,00	1,1639%	96,60	67,08	25,70
RCO 0059	SIAM-C-228D-154-123	Bombeo mecanico	50,00	0,8503%	70,57	49,01	18,77
RCO 0061	SIAM-C-228D-154-123	Bombeo mecanico	50,00	1,0126%	84,05	58,37	22,36
RCO 0064	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	20,00	0,8612%	71,48	49,64	19,01
RCO 0065	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	40,00	0,6800%	56,44	39,20	15,01
RCO 0071	CAMERON -LRP L239E-2173 #44	Bombeo mecanico	30,00	0,7632%	63,34	43,99	16,85
RCO 0075	LUFKIN-A-456D-305-144	Bombeo mecanico	60,00	0,8040%	66,73	46,34	17,75
RCO 0087	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	40,00	1,2252%	101,69	70,62	27,05
RCO 0088	LUFKIN-M-320D-256-144	Bombeo mecanico	75,00	3,0060%	249,50	173,26	66,37
RCO 0089	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	30,00	1,1850%	98,36	68,30	26,16
RCO 0093	LUFKIN-M-320D-256-144	Bombeo mecanico	50,00	2,1460%	178,11	123,69	47,38
RCO 0094	CAMERON -LRP L239E-2173 #44	Bombeo mecanico	30,00	0,9136%	75,82	52,66	20,17
RCO 0095	SIAM-C-228D-154-123	Bombeo mecanico	50,00	0,9228%	76,60	53,19	20,37
RCO 0099	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	50,00	1,3725%	113,92	79,11	30,30

Pozo	Modelo Bomba	Tipo Bomba	Potencia Nominal (HP)	Proporción de Prod Total	Caudal Max (m3/día)	Caudal Max (lts/min)	Potencia requerida (HP)
RCO 0101	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	30,00	0,7095%	58,89	40,89	15,66
RCO 0102	LUFKIN-M-456D-305-144	Bombeo mecanico	50,00	1,1378%	94,44	65,58	25,12
RCO 0106	LUFKIN-M-320D-256-144	Bombeo mecanico	50,00	0,2765%	22,95	15,94	6,10
RCO 0116	SIAM-C-228D-154-123	Bombeo mecanico	40,00	0,6562%	54,47	37,83	14,49
RCO 0122	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	30,00	1,2876%	106,87	74,22	28,43
RCO 0123	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	40,00	1,1909%	98,85	68,64	26,29
RCO 0124	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	30,00	0,2348%	19,49	13,54	5,18
RCO 0132	LUFKIN-M-320D-256-144	Bombeo mecanico	50,00	1,0779%	89,46	62,13	23,80
RCO 0173	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	30,00	0,9982%	82,85	57,54	22,04
RCO 0176	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	40,00	0,7435%	61,71	42,86	16,42
RCO 0177	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	20,00	0,8230%	68,31	47,44	18,17
RCO 0183	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	30,00	0,6892%	57,20	39,72	15,22
RCO 0186	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	40,00	1,7315%	143,72	99,80	38,23
RCO 0202	LUFKIN-A-456D-305-144	Bombeo mecanico	50,00	1,2094%	100,38	69,71	26,70
RCO 0206	LUFKIN-M-320D-256-144	Bombeo mecanico	50,00	0,8020%	66,57	46,23	17,71
RCO 0209	LUFKIN-M-456D-305-144	Bombeo mecanico	50,00	0,7394%	61,37	42,62	16,32
RCO 0210	SIAM-C-228D-154-123	Bombeo mecanico	40,00	1,0970%	91,05	63,23	24,22

Pozo	Modelo Bomba	Tipo Bomba	Potencia Nominal (HP)	Proporción de Prod Total	Caudal Max (m3/día)	Caudal Max (lts/min)	Potencia requerida (HP)
RCO 0213	LUFKIN-M-228D-256-120	Bombeo mecanico	50,00	0,6654%	55,23	38,35	14,69
RCO 0214	SIAM-C-228D-154-123	Bombeo mecanico	50,00	1,9284%	160,05	111,15	42,57
RCO 0215	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	50,00	0,7697%	63,89	44,37	16,99
RCO 0217	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	50,00	0,5871%	48,73	33,84	12,96
RCO 0220	LUFKIN-M-456D-305-144	Bombeo mecanico	50,00	2,0331%	168,75	117,19	44,89
RCO 0232	LUFKIN-M-320D-256-144	Bombeo mecanico	40,00	0,4707%	39,07	27,13	10,39
RCO 0234	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	40,00	0,9522%	79,03	54,88	21,02
RCO 0243	LUFKIN-M-456D-305-144	Bombeo mecanico	50,00	1,1736%	97,41	67,64	25,91
RCO 0247	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	30,00	1,0224%	84,86	58,93	22,57
RCO 0250	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	40,00	0,1336%	11,09	7,70	2,95
RCO 0253	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	50,00	0,3745%	31,08	21,59	8,27
RCO 0254	LUFKIN-M-228D-256-120	Bombeo mecanico	50,00	1,1630%	96,53	67,04	25,68
RCO 0256	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	50,00	1,4841%	123,18	85,54	32,77
RCO 0262	CAMERON -LRP L239E-2173 #44	Bombeo mecanico	30,00	0,8051%	66,82	46,40	17,77
RCO 0263	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	30,00	0,2894%	24,02	16,68	6,39
RCO 0264	LUFKIN-A-456D-305-144	Bombeo mecanico	50,00	1,4853%	123,28	85,61	32,79
RCO 0265	CAMERON -LRP L239E-2173 #44	Bombeo mecanico	30,00	0,4077%	33,84	23,50	9,00

Pozo	Modelo Bomba	Tipo Bomba	Potencia Nominal (HP)	Proporción de Prod Total	Caudal Max (m3/día)	Caudal Max (lts/min)	Potencia requerida (HP)
RCO 0267	COMETARSA - D 320 B	Bombeo mecanico	60,00	1,2942%	107,42	74,60	28,57
RCO 0275	CAMERON -LRP L239E-2173 #44	Bombeo mecanico	30,00	0,8640%	71,71	49,80	19,08
RCO 0280	LUFKIN-C-160D-200-74	Bombeo mecanico	30,00	1,2634%	104,87	72,82	27,89
RCO 0288	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	30,00	1,2440%	103,25	71,70	27,46
RCO 0303	CAMERON -LRP L239E-2173 #44	Bombeo mecanico	30,00	0,9666%	80,23	55,71	21,34
RCO 0305	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	40,00	1,2038%	99,92	69,39	26,58
RCO 1006	CAMERON -LRP L239E-2173 #44	Bombeo mecanico	30,00	1,2764%	105,94	73,57	28,18
RCO 1008	CAMERON -LRP L239E-2173 #44	Bombeo mecanico	30,00	0,2449%	20,32	14,11	5,41
RCO 1019	SIAM-C-228D-154-74	Bombeo mecanico	50,00	1,6255%	134,91	93,69	35,89
RCO 0012	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	50,00	0,3287%	27,28	18,94	7,26
RCO 0013	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	75,00	1,2051%	100,02	69,46	26,61
RCO 0015	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	50,00	0,9463%	78,55	54,55	20,89
RCO 0020	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	75,00	1,1008%	91,37	63,45	24,30
RCO 0023	GRIFFIN	PCP	40,00	1,5637%	129,79	90,13	34,52
RCO 0024	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	75,00	0,9151%	75,95	52,74	20,20
RCO 0028	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	40,00	1,1630%	96,53	67,03	25,68
RCO 0031	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	50,00	0,8415%	69,85	48,51	18,58

Pozo	Modelo Bomba	Tipo Bomba	Potencia Nominal (HP)	Proporción de Prod Total	Caudal Max (m3/día)	Caudal Max (lts/min)	Potencia requerida (HP)
RCO 0033	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	40,00	1,3424%	111,42	77,37	29,64
RCO 0036	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	40,00	0,6117%	50,77	35,26	13,51
RCO 0040	GEREMIAS AV2-9-1	PCP	40,00	0,7702%	63,92	44,39	17,00
RCO 0042	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	60,00	0,8169%	67,80	47,08	18,04
RCO 0045	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	75,00	1,3081%	108,57	75,40	28,88
RCO 0077	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	50,00	1,2273%	101,87	70,74	27,10
RCO 0090	GEREMIAS AV2-9-1	PCP	50,00	1,1348%	94,19	65,41	25,06
RCO 0104	GRIFFIN	PCP	50,00	1,0107%	83,89	58,25	22,31
RCO 0107	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	75,00	0,6438%	53,44	37,11	14,21
RCO 0185	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	50,00	0,9969%	82,75	57,46	22,01
RCO 0189	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	50,00	1,2926%	107,29	74,50	28,54
RCO 0191	GEREMIAS AV2-9-1	PCP	40,00	0,4865%	40,38	28,04	10,74
RCO 0194	NETZSCH NDH-060-MB-D	PCP	75,00	1,1463%	95,14	66,07	25,31
RCO 0197	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	50,00	1,4906%	123,72	85,92	32,91
RCO 0200	NETZSCH NDH-060-MB-D	PCP	75,00	0,9509%	78,92	54,81	20,99
RCO 0201	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	75,00	1,1187%	92,85	64,48	24,70
RCO 0203	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	40,00	1,7179%	142,59	99,02	37,93

Pozo	Modelo Bomba	Tipo Bomba	Potencia Nominal (HP)	Proporción de Prod Total	Caudal Max (m3/día)	Caudal Max (lts/min)	Potencia requerida (HP)
RCO 0204	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	50,00	1,0292%	85,43	59,32	22,72
RCO 0205	GEREMIAS AV2-9-1	PCP	40,00	0,5519%	45,81	31,81	12,19
RCO 0208	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	40,00	0,9413%	78,13	54,25	20,78
RCO 0221	GEREMIAS AV2-9-1	PCP	30,00	0,4105%	34,07	23,66	9,06
RCO 0224	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	75,00	0,9207%	76,42	53,07	20,33
RCO 0228	PCP OIL TOOLS 17TN	PCP	50,00	0,4629%	38,42	26,68	10,22
RCO 0229	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	40,00	1,0554%	87,60	60,83	23,30
RCO 0231	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	60,00	0,4136%	34,33	23,84	9,13
RCO 0233	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	40,00	0,8928%	74,10	51,46	19,71
RCO 0270	NETZSCH NDH-060-MB-D	PCP	40,00	1,2490%	103,67	71,99	27,58
RCO 0278	GEREMIAS AV2-9-1	PCP	50,00	1,1831%	98,19	68,19	26,12
RCO 0282	GRIFFIN	PCP	22,00	0,4771%	39,60	27,50	10,53
RCO 1027	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	75,00	1,1234%	93,24	64,75	24,80
RCO 1029	NETZSCH-NDH-060-MB	PCP	40,00	0,5670%	47,06	32,68	12,52
RCO 1034	NETZSCH NDH-060-HB	PCP	50,00	1,2668%	105,14	73,02	27,97

Anexo 9

BAT.	POZO	Ø DE L/COND.		OBSERVACIONES
		ACERO	ERFV	
1	RCO 0006	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0015		2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0028		2.3/8"	Completa.
	RCO 0031		2.3/8"	Completa.
	RCO 0033		2.3/8"	Completa.
	RCO 0078		2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 1029		3.1/2"	Serie 800 PSI
	RCO 1034		3.1/2"	Serie 800 PSI
2	RCO 1040		3.1/2"	Serie 800 PSI
	RCO 0012	2.7/8"	2.3/8"	Pozo con cañería doble.
	RCO 0020	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0023	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0036	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0059		2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0061		2.3/8"	Cañería mixta. También cuenta c/54 mts en cañería ERFV Ø 3.1/2".
	RCO 0064	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0071		2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0093		3.1/2"	Completa.
	RCO 0185	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0189	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta. También cuenta c/54 mts en cañería ERFV Ø 3.1/2".
	RCO 0194	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta. También cuenta c/36 mts en cañería ERFV Ø 3.1/2".
	RCO 0197	3.1/2"	2.3/8"	Cañería mixta. También registra tramos en acero Ø 2.7/8"
	RCO 0200	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0220	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0270	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
3	RCO 0013	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0024	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0045	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0065	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0066		2.3/8"	Completa.
	RCO 0077		2.3/8"	Completa.
	RCO 0090	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0095		2.3/8"	Completa.
	RCO 0099		2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0101	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0176	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0177	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0186	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0234	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
4	RCO 0040	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0075	3.1/2"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0089	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0102		2.3/8"	Completa.
	RCO 0104		2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0106	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0107	2.7/8"	2.3/8"	31/5/12 queda toda en ERFV.
	RCO 0116	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0173	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0183	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0206		2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0208		2.3/8"	Completa.
	RCO 0231	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0232	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0233		2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0247		2.3/8"	Completa.
5	RCO 0038		2.3/8"	Completa.
	RCO 0042	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0043	2.7/8"	3.1/2"	Línea completa en 3.1/2" (300 Psi), 72 mts en (800 Psi).
	RCO 0122		2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0123		3.1/2"	También posee tramos en Ø 2.7/8"
	RCO 0124	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta. También registra tramos en acero Ø 3.1/2".
	RCO 0191	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0203	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0205	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0209	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0210		2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0215		2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0217	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0221	2.7/8"		Completa.
	RCO 0228	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0229	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0237	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0238	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0240	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 1027		3.1/2"	SERIE 800 Y 500 PSI
6	RCO 0050	3.1/2"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0051	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0087		3.1/2"	Completa.
	RCO 0088		2.3/8"	Completa.
	RCO 0094	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0132		2.3/8"	Completa.
	RCO 0201		3.1/2"	Completa.
	RCO 0202	3.1/2"	3.1/2"	Completa.
	RCO 0204		2.3/8"	Completa.
	RCO 0213		2.3/8"	Completa.
	RCO 0214	3.1/2"	3.1/2"	Cañería mixta.
	RCO 0224	2.7/8"	2.3/8"	Cañería mixta.
	RCO 0243	2.7/8"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0250		2.3/8"	Completa.
	RCO 0253		2.3/8"	Completa.
	RCO 0254	3.1/2"	2.3/8"	Completa.
	RCO 0305		3.1/2"	Completa.
	RCO 1006		3.1/2"	SERIE 800 PSI
	RCO 1008		3.1/2"	SERIE 800 PSI
	RCO 1019		3.1/2"	SERIE 800 PSI

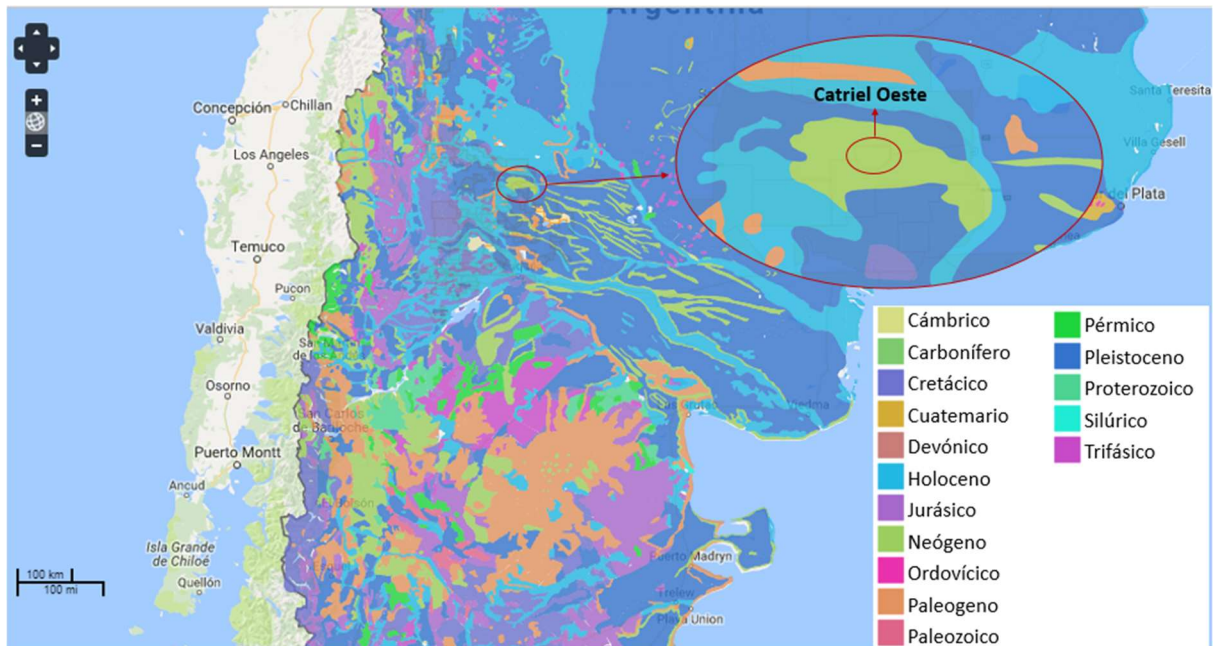
7	RCO 0256		2.3/8"	Completa.
	RCO 0262		2.3/8"	Completa.
	RCO 0263		2.3/8"	Completa.
	RCO 0264		3.1/2"	Completa.
	RCO 0265		2.3/8"	Completa.
	RCO 0267		3.1/2"	Completa.
	RCO 0275		2.3/8"	Completa.
	RCO 0278	2.7/8"		Completa.
	RCO 0280		2.3/8"	Completa.
	RCO 0282		2.3/8"	Completa.
	RCO 0283		2.3/8"	Completa.
	RCO 0284		2.3/8"	Completa.
	RCO 0288		2.3/8"	Completa.
	RCO 0303	2.3/8"	2.3/8"	Cafiería mixta.

Anexo 10

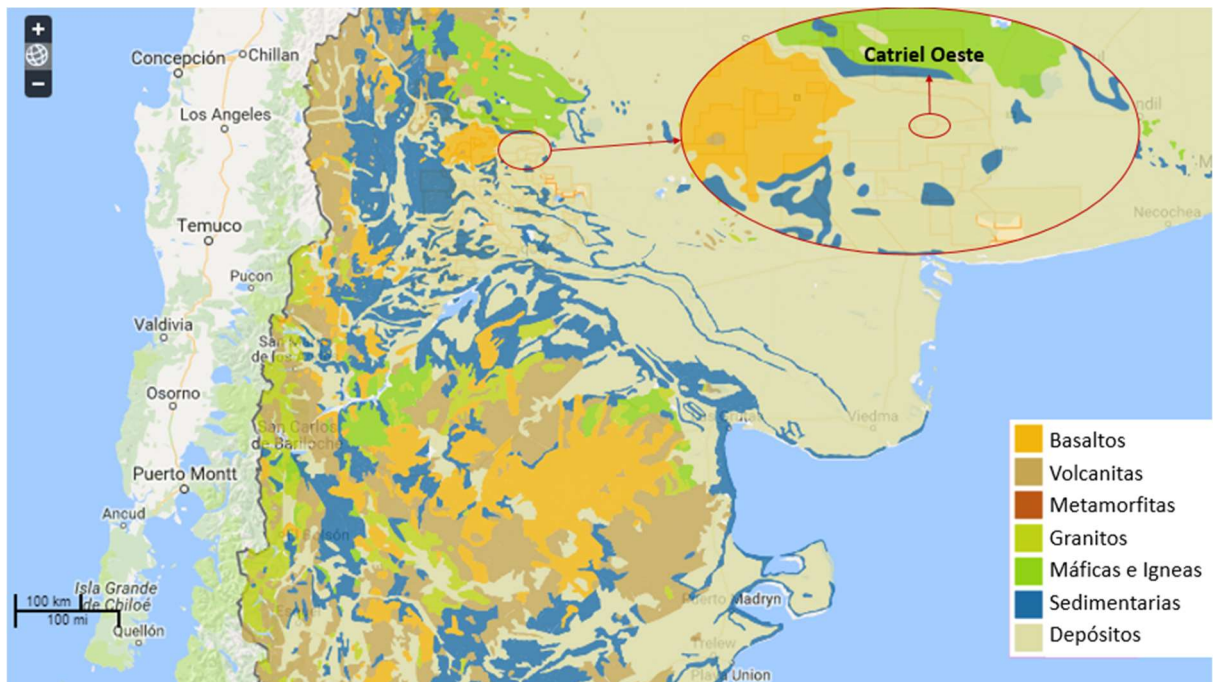
BATERIA 1	
Equipamiento	Cantidad/Características
Bombas	1 Stork 50/80 1 Stork 50/100
Tanques	2 de 40 m3 2 de 160 m3
Muro Contencion	40x16.3x0.3 m
Pileta natural	1 90 m3
Puente de Medicion	1
BATERIA 2	
Equipamiento	Cantidad/Características
Bombas	1 Stork 50/80 1 Stork 50/100
Tanques	2 de 40 m3 2 de 160 m3
Muro Contencion	40.4x15.4x0.35 m
Pileta natural	1=10x9.5x1 mts 95 m3
Puente de Medicion	1
BATERIA 3	
Equipamiento	Cantidad/Características
Bombas	1 Stork 50/80 1 Stork 50/100
Tanques	2 de 40 m3 2 de 160 m3
Muro Contencion	39.4x15.8x0.3 m
Pileta natural	1=9x9.6x1 mts 86.4 m3
Puente de Medicion	1
BATERIA 4	
Equipamiento	Cantidad/Características
Bombas	1 Stork 50/80 1 Stork 50/100
Tanques	1 de 40 m3 2 de 160 m3
Muro Contencion	39.3x17.5x0.4 m
Pileta natural	1=10.2x9.65x1 mts 98.4 m3
Puente de Medicion	1

BATERIA 5	
Equipamiento	Cantidad/Características
Bombas	1 Stork 50/80 1 Stork 50/100
Tanques	2 de 40 m3 2 de 160 m3
Muro Contencion	28.5x32x0.4 m
Pileta natural	1=10x11.5x1 mts 115 m3
Puente de Medicion	1
BATERIA 6	
Equipamiento	Cantidad/Características
Bombas	1 Stork 50/80 1 Stork 50/100
Tanques	1 de 40 m3 2 de 160 m3
Muro Contencion	33x19x0.4 m
Pileta natural	1= 9.5x8.95x1mts 85 m3
Puente de Medicion	1
BATERIA 7	
Equipamiento	Cantidad/Características
Bombas	1 Stork 50/100
Tanques	2 de 40 m3 2 de 160 m3
Muro Contencion	28.1x25.5x0.45 m
Pileta natural	1= 10x9.3x1 mts 93 m3
Puente de Medicion	1

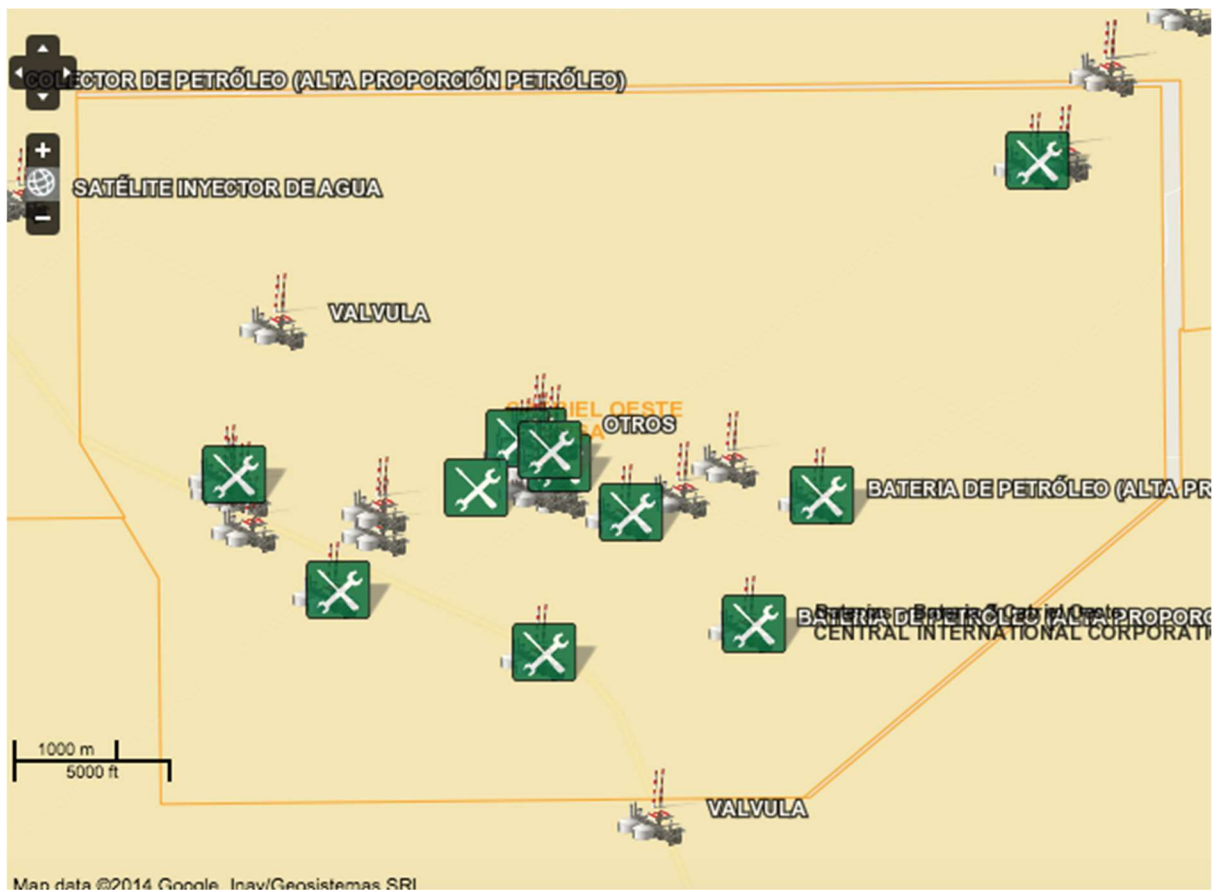
Anexo 11.1



Anexo 11.2



Anexo 12



Anexo 13

Detalle de las subestaciones transformadoras en la red de distribución interna

Set de Distribucion	Potencia (KVA)	Linea de 13.2 Kv	Carga asociada
2	100	2	Base Master G.-Rco 1028
3	200	2	Centro Operativo
4	200	4B	Rco 1019- Rco 1027- Rco 224
5	200	2	Rco 059- Rco 028- Rco 018
6	200	2	Bateria 1- Rco 006- Rco 015
8	100	2	Rco 012- Rco 013
9	100	4A	Rco 036- Rco 064
10	200	4A	Rco 024- Rco 065
11	250	2	Rco 020- Rco 061- Rco 220
12	250	2	Rco 023- Rco 0185 - Rco 189- Rco 197- Rco 236
13	200	2	Rco 071- Rco 200- Rco 194
14	100	2	Rco 093
16	250	2	Bateria 2
17	200	1	Rco 038- Rco 228
18	100	2	Rco 33
19	125	4B	Bateria 5- Rco 229- Rco 122
20	125	4B	Rco 215- Rco 123- Rco 191- Rco 221- Rco 124
21	350	4B	Bateria 6- Rco 050- Rco 213- Rco 132- Rco 253- Rco 051
22	125	4B	Rco 202- Rco 204
23	250	4B	Rco 250- Rco 254- Rco 094, Rco - 1008, Rco - 303
24	300	1	Rco 205- Rco 208- Rco 075- Rco 206- Rco 231
25	200	1	Bateria 4- Rco 104- Rco 106
26	200	1	Rco 116- Rco 089- Rco 183- Rco 173- Rco 233- Rco 247
27	125	1	Rco - 40, Rco 077
28	200	1	Rco 234- Rco 102- Rco 101
29	200	1	Bateria 3
30	200	1	Rco 066- Rco 095- Rco 090- Rco 248
31	250	2	PTC Bbas. Kayak Cortador
32	100	2	PTC Unidad LAC. PTS
33	40	2	PIAS Fan Auxiliar Gpo2
34	250	4B	Rco 210- Rco 217- Rco 238
37	125	4B	Rco 088- Rco 214- Rco 201
38	200	2	PTC CCM
39	100	4B	Rco 305- Rco 1006, Rco - 87
40	200	2	Rco 031- PTC Tratadores
41	200	4B	Rco 043- Rco 240- CMP B
42	100	4A	Rco 045
43	250	2	Piletas API
44	25	4A	Rco 1040
45	300	1	Rco 099- Rco 176- Rco 177- Rco 186
46	85	4A	Rco 078
47	40	4B	Rco 1034
48	125	3	Rco 270
49	25	3	Rco 280
50	100	3	Bateria 7
51	150	3	Rco 262- Rco 263- Rco 265
52	40	3	Rco 256
53	200	3	Rco 9 H2O
55	40	3	Rco 284
56	100	3	Rco 281
57	200	3	Rco 282- Rco 288- Rco 303
59	25	3	Rco 275
61	100	3	Rco 278
62	40	3	Rco 267
64	100	3	Rco 264
69	125	1	Rco - 42
59	125	2	PTS
71	200	1	RCO 107, RCO - 232, 208

MEDIO AMBIENTE E HIDROCARBUROS. SUJECION A LA NORMATIVA AMBIENTAL VIGENTE

MEDIO AMBIENTE

Artículo 13.- Los Contratos de Renegociación que se aprueben en virtud de la presente ley no liberan a las empresas concesionarias de su plena sujeción a las leyes nacionales n° 17319 y n° 26197, sus modificatorias, decretos reglamentarios y resoluciones aplicables que rigen la actividad hidrocarburífera y a las leyes nacionales n° 25675, General del Ambiente; n° 25841, de Adhesión al Acuerdo Marco sobre Medio Ambiente del MERCOSUR, que adhiere a la Convención Internacional de Río de Janeiro de Medio Ambiente del año 1992; n° 24051, de Residuos Peligrosos; n° 25612, de Gestión Integral de Residuos Industriales; n° 25670, de Presupuestos Mínimos para la Gestión y Eliminación del PCB's; n° 25688, de Régimen de Gestión Ambiental de Aguas y a las leyes Q n° 2952 y M n° 3266, sus modificatorias, decretos reglamentarios y resoluciones aplicables que rigen la preservación del medio ambiente ni de su subordinación a las respectivas autoridades de aplicación, quienes conservan en su totalidad las atribuciones y funciones que las citadas normas les confieren, debiendo someterse a su inspección, control y requerimientos de información y a sus disposiciones y sanciones, en el marco de la normativa mencionada.

El Estado provincial no subroga ni reemplaza de ninguna forma y en ninguna situación las obligaciones, deberes, compromisos o responsabilidades que tienen o asumen las empresas concesionarias en virtud de las normas citadas o de Contratos de Renegociación que se aprueben en virtud de la presente ley.

Ley N° 4571 - Anexo II

Artículo - 3.9.- MEDIO AMBIENTE:

La/s CONCESIONARIA/S estará/n obligada/s a cumplir durante toda la vigencia de la CONCESIÓN de EXPLOTACIÓN con toda la normativa legal vigente en materia ambiental, aplicable a los titulares de tales permisos y concesiones y con la que eventualmente se dicte en el futuro, y en especial con las siguientes normas: ARTÍCULO 41 de la Constitución Nacional y ARTÍCULOS 84 y 85, concordantes con el ARTÍCULO 79 de la Constitución de la Provincia de Río Negro; Leyes Provinciales Q N° 2952 (Código de Aguas) y M N° 3266 (Regulación del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental); Ley Nacional N° 17319 y su reglamentación vigente; Decreto Provincial N° 452/05 y las Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación N° 105/92, N° 319/93, N° 341/93, N° 05/96, N° 201/96, N° 24/04, N° 25/04 y N° 785/05; así como las normas que dicte la autoridad competente en el futuro. En particular, constituyen obligaciones de la/s CONCESIONARIA/S, adoptar las medidas necesarias para la prevención de la contaminación, tanto de carácter operativo como accidental, así como también toda norma para el abandono de instalaciones y uso racional de los recursos.

Constitución Nacional

Artículo 41 - Todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo. El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley.

Las autoridades proveerán a la protección de este derecho, a la utilización racional de los recursos naturales, a la preservación del patrimonio natural y cultural y de la diversidad biológica, y a la información y educación ambientales.

Corresponde a la Nación dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección, y a las provincias, las necesarias para complementarlas, sin que aquéllas alteren las jurisdicciones locales.

Se prohíbe el ingreso al territorio nacional de residuos actual o potencialmente peligrosos, y de los radiactivos.

Constitución de la Provincia de Río Negro

Artículo 79 - Los yacimientos de gas, petróleo y de minerales nucleares existentes en el territorio provincial y en la plataforma marítima, son bienes del dominio público provincial. Su explotación se otorga por ley, por convenio con la Nación. La Provincia interviene en los planes de exploración o explotación preservando el recurso, aplicando un precio diferencial para los hidrocarburos cuando éstos son extraídos en forma irracional, y asegurando inversiones sustitutivas en las áreas afectadas, para el sostenimiento de la actividad económica. La ley fija los porcentajes de los productos extraídos que necesariamente deberán ser industrializados en su territorio. La Provincia toma los recaudos necesarios para controlar las cantidades de petróleo y gas que se extraen.

Artículo 84 - Todos los habitantes tienen el derecho a gozar de un medio ambiente sano, libre de factores nocivos para la salud, y el deber de preservarlo y defenderlo. Con este fin, el Estado:

1. Previene y controla la contaminación del aire, agua y suelo, manteniendo el equilibrio ecológico.
2. Conserva la flora, fauna y el patrimonio paisajístico.
3. Protege la subsistencia de las especies autóctonas; legisla sobre el comercio, introducción y liberación de especies exóticas que puedan poner en peligro la producción agropecuaria o los ecosistemas naturales.
4. Para grandes emprendimientos que potencialmente puedan alterar el ambiente, exige estudios previos del impacto ambiental.
5. Reglamenta la producción, liberación y ampliación de los productos de la biotecnología, ingeniería nuclear y agroquímica, y de los productos nocivos, para asegurar su uso racional.
6. Establece programas de difusión y educación ambiental en todos los niveles de enseñanza.
7. Gestiona convenios con las provincias y con la Nación para asegurar el cumplimiento de los principios enumerados.

Artículo 85 - La custodia del medio ambiente está a cargo de un organismo con poder de policía, dependiente del Poder Ejecutivo, con las atribuciones que le fija la ley.

Los habitantes están legitimados para accionar ante las autoridades en defensa de los intereses ecológicos reconocidos en esta Constitución.

Ley n° 2952 (Código de Aguas) -

<http://docs.argentina.justia.com/provinciales/rio-negro/codigos/ley-2952-feb-5-1996.pdf>

Ley n° 3266 (Regulación del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental) -

<http://www.estrucplan.com.ar/Legislacion/Rio%20Negro/Leyes/Ley03266.asp>

Ley Nacional N° 17319 -

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/16078/norma.htm>

Ley Nacional N° 26197 -

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123780/norma.htm>

Ley Nacional N° 25675 -

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/75000-79999/79980/norma.htm>

Ley N° 25841, de Adhesión al Acuerdo Marco sobre Medio Ambiente del MERCOSUR

<http://www4.hcdn.gob.ar/diputadosmercosur/legislacion/Ley25841.pdf>

Ley N° 24051, de Residuos Peligrosos

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/450/norma.htm>

Ley N° 25612, de Gestión Integral de Residuos Industriales

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/75000-79999/76349/norma.htm>

Decreto Provincial n° 452/2005 -

<http://www.estrucplan.com.ar/Legislacion/Rio%20Negro/Decreto/Dec00452-05.asp>

Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación:

N° 105/92 -

https://www.entrerios.gov.ar/ambiente/userfiles/files/archivos/Normativas/Nacionales/Resol_105_92_Normas_Explor_HC.pdf

N° 319/93 -

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/110000-114999/112724/norma.htm>

N° 341/93 -

<http://www.dpe.gba.gov.ar/hidrocarburos/normas/Resolucion419-93.pdf>

N° 05/96 -

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/30000-34999/31996/norma.htm>

N° 24/04 -

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/90000-94999/91790/norma.htm>

N° 25/04-

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/90000-94999/91789/norma.htm>

Nº 785/05 -

<http://www.bvsde.paho.org/bvsacd/cd38/Argentina/R785-05.pdf>

Anexo 16

Art. 36. — La autoridad de aplicación vigilará el cumplimiento por parte de los concesionarios de las obligaciones que esta ley les asigna, conforme a los procedimientos que fije la reglamentación.

Vigilará, asimismo, que no se causen perjuicios a los permisionarios o concesionarios vecinos y, de no mediar acuerdo entre las partes, impondrá condiciones de explotación en las zonas limítrofes de las concesiones.

Art. 75. — La autoridad de aplicación fiscalizará el ejercicio de las actividades a que se refiere el artículo 2º de la presente ley, a fin de asegurar la observancia de las normas legales y reglamentarias correspondientes.

Tendrá acceso, asimismo, a la contabilidad de los permisionarios o concesionarios.

Anexo 17

<http://www.nueva-iso-14001.com/pdfs/FDIS-14001.pdf>

Anexo 18

<https://manipulaciondealimentos.files.wordpress.com/2010/11/ohsas-18001-2007.pdf>

BIBLIOGRAFÍA

Datos provistos por Oilstone

<http://www.enargas.gov.ar>

<https://www.eia.gov>

<https://www.minem.gob.ar>

http://www.iapg.org.ar/web_iapg/

Canto, J., Zago, R. *Diagnóstico de la logística del petróleo y sus derivados en Argentina. Recuperado en Junio 2016, del sitio Web :*

https://labs.ing.unlp.edu.ar/uidic/archivos_publicaciones/tmp/Diagnóstico%20de%20la%20Log%C3%ADstica%20del%20petrleo%20y%20sus%20derivados%20en%20Argentina.pdf

<http://revistapetroquimica.com/precio-de-gas-natural-en-boca-de-pozo-la-voluntad-de-su-estimacion-y-control/>

www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3182

https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6756/AS_14758737791.pdf

<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/12/mtodos-de-recuperacin-secundaria.html>

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos/Luis Stinco

<https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php>

http://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Yacimientos_de_hidrocarburos_en_la_provincia_de_R%C3%ADo_Negro

<https://sig.se.gob.ar/geoportal/index.php/documentacion/cartografia/bloques-por-cuencas-productivas/4-cuencas-productivas-neuquina/file>

- Ley N° 17.319
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/16078/norma.htm>
- Ley N° 27.007
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/235000-239999/237401/norma.htm>
- Ley 26.197
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123780/norma.htm>
- Ley Provincial de Río Negro N° 4818
<http://www.energia.rionegro.gov.ar/download/archivos/00004697.pdf>
<http://www.perezmarzo.com.ar/Adjuntos/article/759/CONVENIO%20COLECTIVO%20DE%20TRABAJO%20644-12%20PETROLEROS.pdf>
<https://www.productoscotizados.com/productos/brent-future-put/nl0012621635>
<https://www.infobae.com/economia/finanzas-y-negocios/2017/06/12/dolar-planchado-el-atraso-cambiario-acumula-28-desde-la-salida-del-cepo/>
<https://www.cronista.com/finanzasmercados/Calculan-que-el-atraso-cambiario-supera-el-26-y-preven-que-se-agravara-20170412-0091.html>

<http://www.iprofesional.com/notas/249527-El-atraso-cambiario-supera-el-27-y-borro-la-devaluacion>

<https://es.investing.com/commodities/brent-oil-contracts>