

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE (INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA – INGENIERÍA Y GESTIÓN - POSTGRADO)

Instalación de una planta de procesamiento de arena de sílice para la extracción de Shale Gas y Shale Oil.

AUTOR/ES:

Patri, Rodrigo (Leg. N° 55033)

Tokatlian, Álvaro Alejandro (Leg. N° 55047)

Villegas, Juan Manuel (Leg. N° 55093)

Courrèges, André (Leg. N° 55081)

Bottaro, Martín (Leg. N° 55080)

DOCENTE/S TITULAR/ES O TUTOR/ES: Valverde, Pedro Martín

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

BUENOS AIRES
SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2018

Agradecimientos

Martin Lopez Saubidet

Guillermo Coco

Martin Perez de Solay

Adolfo Carella

Álvaro Bugari

Eleonora Erdmann

Connor Rudick

Ignacio Figueiredo

Alejandro Tokatlían

Juan Martin Gibessi

Pedro Martín Valverde

Resumen Ejecutivo

Nuestro proyecto está basado en la comercialización de arena de sílice de malla 70/140 para su uso en la explotación de yacimientos no convencionales de gas y petróleo dentro del país con un enfoque en particular en la región de Vaca Muerta en la cuenca neuquina, foco estrella del país con respecto a los no convencionales. Este tipo de arenas son un insumo para realizar las fracturas hidráulicas, instancia fundamental y crítica del proceso de explotación de hidrocarburos no convencionales.

Las etapas involucradas del mismo son: la compra del terreno donde se ubica la cantera de arena en la provincia de Entre Ríos, la extracción de la misma y su posterior tratamiento en una planta donde se lava, se tamiza y se seca para ser despachado el producto final en Big bags a nuestros potenciales clientes/compradores. Estos son las operadoras petroleras tanto de origen nacional como internacional involucradas en la explotación de no convencionales, como también las empresas que realizan el proceso de Fracking.

Executive summary

Our project is based on the commercialization of 70/140 mesh silica sand for the use in the exploitation of unconventional gas and oil deposits in Argentina. More precisely, it will be focused on the Vaca Muerta region which is one of the most promising unconventional basins in Latin America. This type of sand is one of the main inputs to perform hydraulic fractures (also known as “Fracking”), a fundamental and critical instance for the exploitation of unconventional hydrocarbon resources.

The stages involved in the project are: the purchase of the land where the sand quarry is located in the province of Entre Ríos, the extraction of it and its subsequent treatment in a plant where it is washed, sifted and dried to be dispatched in Big bags ready-to-use by our potential customers / buyers. These are the oil operators of both national and international origin involved in the exploitation of the non-conventional, as well as the fracking pumping companies.

Tabla de contenido

Capítulo 1: Mercado	3
Descripción de la industria.....	3
Descripción del negocio.....	38
Proyección de la demanda de arena.....	46
Proyección del precio de la arena	69
Capítulo 2: Ingeniería y Localización.....	78
Descripción del proceso productivo.....	83
Selección de Tecnologías.....	87
Layout	97
Localización dentro del terreno.....	105
Balance de línea.....	110
Logística	115
Localización	122
Estudio de impacto ambiental.....	125
Capítulo 3: Dimensionamiento económico-financiero	127
Inversiones.....	128
Costos y gastos de producción.....	136
Financiamiento.....	144
Cuadro de Resultados.....	146
Estado de origen y aplicación de fondos	150
Balance	152
Flujo de fondos y rentabilidad.....	153
Capítulo 4: Riesgos	159
Análisis de las variables de riesgo.....	159
Análisis de sensibilidad	171
Simulación de montecarlo- interpretación de resultados	174
Administración del riesgo.....	178
Opciones reales (identificación y valorización)	180

Capítulo 1: Mercado

Descripción de la industria

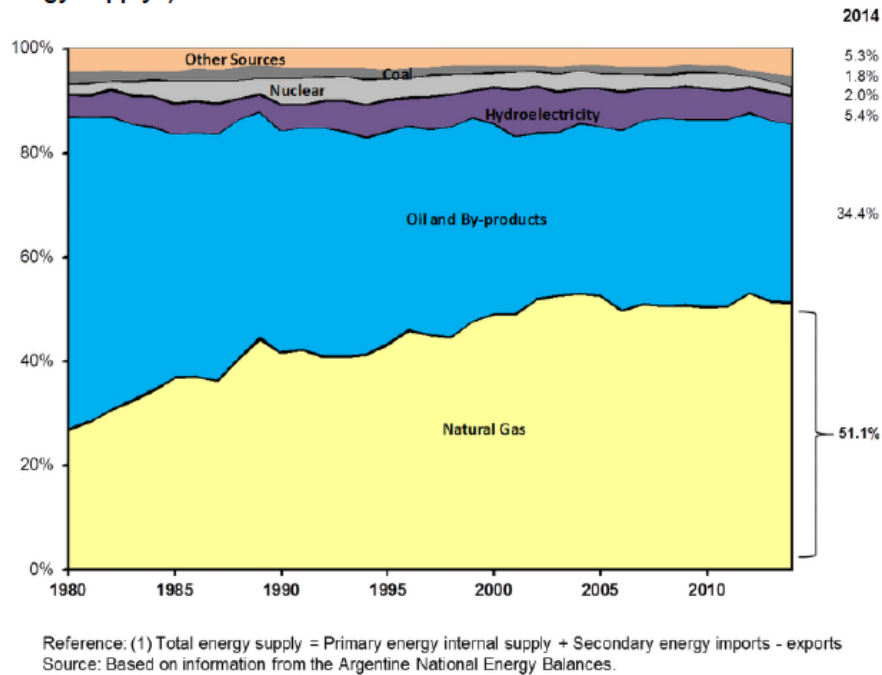
Se puede entender el mercado de la arena como un componente dentro de un contexto de mayor tamaño, que engloba diversos productos y sectores, así como distintas provincias y países: el Escenario Energético Argentino. Naturalmente, la producción de arena y la de energía se vinculan a través de la explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos. La arena es un insumo clave para la extracción de gas y petróleo no convencional que, desde los últimos años, representa un porcentaje importante de la matriz energética nacional. Para poder comprender el mercado específico que nos concierne, el de la arena para fracking, primero hay que comprender el escenario del cual éste depende.

En la presente sección se buscará describir el pasado reciente de la realidad energética de la Argentina, como así entender las distintas variables que rigen este mercado. Se tendrá como objetivo ubicar claramente el insumo de la arena en esta cadena de valor y evaluar los escenarios macroeconómicos de las cuales se desenvuelve. Se analizará en detalle al petróleo y al gas en el país, su producción y demanda históricas y las tendencias hacia el futuro. A continuación, haremos una explicación breve y sencilla acerca de las diferencias entre la producción convencional y no convencional y el rol de la arena para fracking en el último. Se finalizará esta sección del trabajo haciendo foco en Vaca Muerta (a partir de ahora, VM) la región más activa en cuanto a la producción de hidrocarburos en los últimos años en el país y cómo ha evolucionado la productividad y el know how en referencia a los no convencionales.

Escenario Energético Argentino

En la matriz energética Argentina, el gas y el petróleo tienen un papel predominante a la hora de satisfacer la demanda nacional. El gas explica más del 50% del consumo energético, mientras que el petróleo explica cerca del 35%. En la región sudamericana, el promedio de consumo de gas se ubica por encima del 25% del consumo de energía primaria [1]. La preponderancia de los hidrocarburos dentro de la matriz energética argentina es algo que siempre ocurrió históricamente como se puede observar en el gráfico siguiente:

Figure 2.2.1 Argentina: Natural Gas Contribution to the National Energy Balance - 1980/2014 (of total energy supply1)

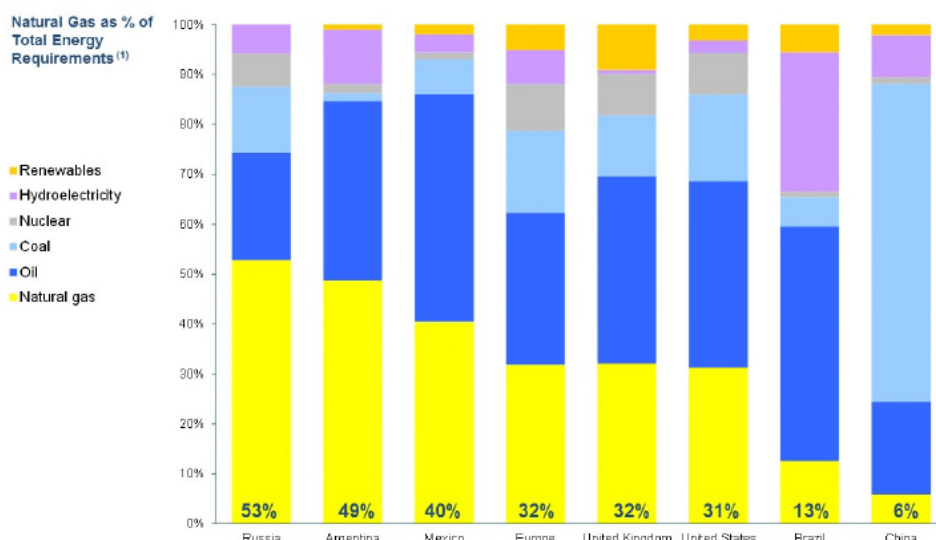


Figura

Figura 1: Evolución de la Contribución de cada fuente de energía a la matriz energética. Fuente: (Unconventional Gas in Argentina: will it become a game changer?)

La importancia que tiene el gas natural dentro de la matriz energética nacional es algo a destacar dado que nuestro país está entre los que más consumen gas natural en el mundo. A continuación, se muestra un gráfico que ubica a Argentina como el segundo país que más consume gas en el mundo en el año 2015:

Figure 2.2.2 Argentina / Selected Countries: Gas Contribution to the National Energy Balance - 2015



Reference: (1) Corresponds to BP's "Consumption by Fuel", used for international comparison purposes. Argentina's last official Energy Balance was published in 2014, and gas contribution amounts to 51%. Source: Based on information from BP Statistical Review of World Energy 2016.

Figura 2: Matriz Energética de distintos países en 2016. Fuente: (Unconventional Gas in Argentina: will it become a game changer?)

Estas tendencias en el consumo dentro del país se mantendrán estables en el tiempo en los próximos años con los hidrocarburos a la cabeza y ninguna otra fuente de energía será capaz de aumentar su contribución a la matriz de forma representativa (las energías renovables casi duplicarían su contribución llegando al 9,5% pero, aún en este escenario, no podría quitarle porcentaje de contribución a los hidrocarburos cuyo aporte combinado se estima en un 80%, similar al presente) [2]. El Ministerio de Energía y Minería (a partir de ahora: MINEM) pronostica que se mantendrán hasta el año 2030 en ambos escenarios de consumo final que proyectan (un escenario de demanda tendencial y otro de demanda eficiente):

	Base Tendencial	+Inversión Eficiente
Oferta Interna Total ⁴	Participación en 2030	Participación en 2030
Gas natural	55,7%	52,2%
Petróleo	23,7%	25,8%
Carbón	0,2%	0,3%
Hidroelectricidad	4,9%	5,4%
Nuclear	6,1%	6,7%
Renovable	9,5%	9,5%
Total	117 MMtep	105 MMtep

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

⁴ Oferta interna de energía primaria más el efecto de la balanza comercial de la energía secundaria.

Tabla 1: Proyección de la Contribución de cada Fuente Energética hacia 2030

Nota: Para una explicación más detallada de ambos escenarios de consumo final ver Anexo 1

Abastecimiento energético: Gas y Petróleo

Puesto que la arena es un insumo que se utiliza para la producción de petróleo y gas que luego se utilizan para producir energía, es pertinente realizar un recorrido histórico y analizar cómo evolucionará en el futuro el abastecimiento y el consumo energético en nuestro país de estas dos fuentes de energía.

Gas

La comercialización del gas, a diferencia del petróleo, tiene ciertas particularidades que serán comentadas a continuación.

En primer lugar, al ser imposible almacenar el gas tal como es extraído, la comercialización del mismo debe realizarse inmediatamente después de su extracción, colocándolo en un gasoducto. La otra alternativa es licuarlo para poder almacenarlo o transportarlo por vía marítima o terrestre. Sin embargo, el proceso de licuación del gas, almacenamiento, su posterior transporte y la regasificación final es un proceso muy costoso. En consecuencia, la extracción del gas cuenta con un factor de riesgo adicional, al estar obligado a venderlo independientemente del precio al que cotice al momento de la extracción, o a licuarlo, con los costos que esto representa. En segundo lugar, por la complejidad del transporte del gas los precios se definen a nivel país y no existe un precio internacional como en el caso del petróleo. En el caso particular de Argentina, actualmente se cuenta con precios de gas de los más altos del mundo por razones regulatorias que se explicarán en la sección subsiguiente.

Esquema históricos de precios del gas

Con el objetivo de reducir las importaciones de energía y fomentar la producción de gas, el ministerio de Energía creó en el 2013 el Plan Gas (Resolución N° 1/2013), a la que luego se le sumó el Plan Gas II y Plan Gas III. El decreto pasado en el 2013 plantea beneficios económicos a las empresas que incrementen su inyección total de gas natural por encima de ciertos niveles (Inyección Base Ajustada). Estos beneficios se definen como la diferencia entre el “precio promedio de la venta de gas nacional como percibido por el productor” y un techo de 7,5 US\$ MBtu, y se aplica únicamente a los volúmenes de gas inyectados por encima del nivel base.

El Plan Gas II, como se estableció en la Resolución N° 60/2013, tuvo como objetivo fomentar la producción de gas de aquellas empresas que, por razones vinculadas a sus escalas productivas y/o a las características geológicas de sus yacimientos no se incorporaron a su predecesor. Básicamente redujo los requisitos de producción para la obtención de los beneficios económicos. A diferencia del Plan Gas I, para definir el esquema de compensación

se diferencia entre aquellas empresas que tienen una inyección efectiva de gas por debajo de la Inyección Base no ajustada por declinó de yacimientos (disminución de la inyección de 15% anual). El beneficio económico se establece como la diferencia entre: (i) el precio promedio de la venta de gas nacional como percibido por el productor; (ii) 7,5 US\$ (cuando la inyección supere la inyección base no ajustada por declino de los yacimientos) y entre 6 y 4 US\$/MMBtu (cuando la inyección sea inferior a la Inyección Base no ajustada pero superior a la Inyección Base Ajustada).

En resumen:

En el Plan Gas I

Beneficio económico = (Inyección - IBA) * (7,5 US\$ - PPGN como percibido por el productor)
siempre y cuando la inyección sea mayor a la IBA mientras que,

En el Plan Gas II

Beneficio económico = (Inyección - IBA) * (7,5 US\$ - PPGN como percibido por el productor)
para los casos en los cuales la inyección sea mayor a la IBA y,

Beneficio económico = (Inyección - IBA) * (6-4 US\$ - PPGN como percibido por el productor)

para los casos en los cuales la inyección sea menor a la IBA por declino de yacimientos

Siendo IBA: Inyección Base Ajustada

PPGN: Precio promedio de la venta de gas nacional

Nota: Para ver la distorsión que crearon éstos programas, ver Anexo 2 donde se compara el precio de los usuarios finales (residenciales y industriales) en Argentina y otros países de la región.

El Plan Gas I y II tuvieron vigencia hasta fines del 2017, y el Plan Gas III (sin mayores modificaciones a sus predecesores) tendrá vigencia hasta fines del 2018. Estos fueron reemplazados a comienzos del 2018 por el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (de ahora en más, Programa Estímulo), diseñado por el gobierno de Macri, con marcadas diferencias con los Plan Gas, a través de la Resolución 46-E/2017.

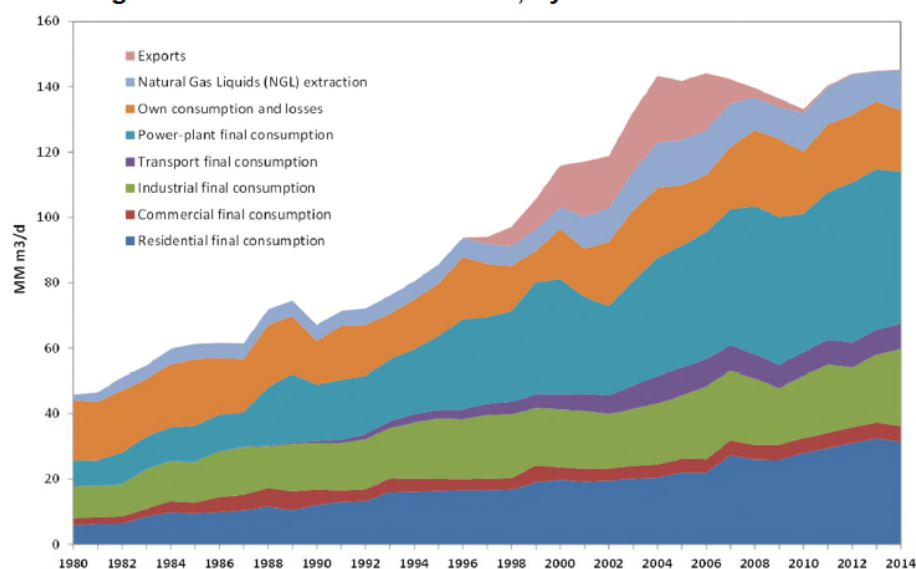
La principal diferencia del Programa Estímulo es que está dirigido exclusivamente a productores de Tight y Shale gas de la Cuenca Neuquina, por ende, incentivando la producción de yacimientos no convencionales por encima de los convencionales. El cálculo de los beneficios económicos es similar a los del Plan Gas, definido como la diferencia de un precio techo de 7,5 US\$/MMBtu y el precio promedio que una empresa obtengan de ventas al mercado por gas proveniente de cualquier origen y cuenca.

A su vez, el Programa Estímulo tiene una característica fundamental. Esta es que el precio techo, hoy en día 7,5 US\$/MMBtu, irá decreciendo de forma escalonada 50 céntimos anualmente. Es decir, en el año calendario 2019 el precio mínimo será de 7 US\$/MMBtu, para el año calendario 2020 6,5 US\$/MMBtu y finalmente, en el año 2021 6 US\$/MMBtu. Se estima que en el año 2022 se finalizarán los programas de estímulo y, a partir de ese momento, se estima una reducción en el precio local causado por la mayor oferta resultante de una producción más eficiente de gas no convencional. Adicionalmente, únicamente las empresas petroleras que tengan planes de inversión aprobados por la autoridad de aplicación provincial podrán ser receptoras de este beneficio.

Demanda de gas

La demanda local de gas ha tenido una tendencia creciente desde 1980. Los tipos de usuario más importante del país son consumo de plantas térmicas generadoras de energía eléctrica, el consumo residencial y luego el industrial.

Figure 3.3.13 Argentina: Natural Gas Utilisation, by Destination – 1980/2014



References:

Total natural gas utilisation, both as primary and secondary energy.

NGL extraction reflects gas used to produce ethane, propane and butane (LPG), pentane (gasoline) and others in treatment plants.

Own consumption and losses include use at oil fields, flaring, losses in transportation and distribution, and statistical adjustments.

Consumption in power-plants includes generation for public networks and self-production.

Final industrial consumption includes non-energy (mainly petrochemical) use.

Source: Based on information from the Argentine National Energy Balances.

Figura 3: Utilización de Gas Natural por consumidor. Fuente: (Unconventional Gas in Argentina: will it become a game changer?)

Este aumento en la demanda es consistente con el incremento del gas total entregado en el país en la última década. Entre el período 2007-2017 la demanda creció en un 16,3% observándose una tasa de crecimiento anual de 1,5%.

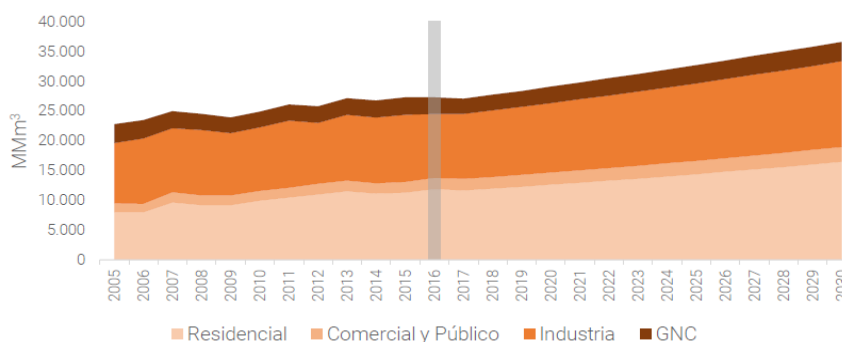
Mes	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total	% i.a
2007	8.997	1.241	422	12.091	12.182	658	2.858	38.448	
2008	8.521	1.207	403	12.371	12.982	658	2.728	38.869	1,1%
2009	8.469	1.275	406	11.805	12.436	670	2.633	37.693	-3,0%
2010	9.182	1.248	429	12.038	11.519	727	2.664	37.808	0,3%
2011	9.552	1.255	426	12.512	12.951	879	2.761	40.335	6,7%
2012	10.032	1.343	444	11.661	14.350	937	2.785	41.552	3,0%
2013	10.491	1.344	446	12.391	14.472	1.012	2.759	42.915	3,3%
2014	10.108	1.326	442	12.478	14.543	1.001	2.853	42.750	-0,4%
2015	10.229	1.334	431	12.632	14.916	1.047	2.981	43.571	1,9%
2016	10.835	1.368	479	12.084	16.002	1.090	2.827	44.686	2,6%
2017	9.638	1.263	442	12.499	17.257	1.043	2.554	44.696	0,0%
% 2016-2017	-11,1%	-7,7%	-7,6%	3,4%	7,8%	-4,3%	-9,7%	0,0%	
% 2007-2017	7,1%	1,7%	4,9%	3,4%	41,7%	58,6%	-10,6%	16,3%	
% eq.	0,7%	0,2%	0,5%	0,3%	3,5%	4,7%	-1,1%	1,5%	

Fuente: IAE en base a ENARGAS

Tabla 2: Gas Natural entregado por Tipo de Usuario. Fuente: Instituto Arg. de Energía Producción de Hidro. 2017 (Nota: SDB son subdistribuidores)

A futuro no se espera que esta demanda se desacelere. Según el MINEM, se espera una tasa de crecimiento del consumo del 2,1% anual en promedio para el período entre 2016 y 2030 estimando un consumo de gas distribuido final de 36.300 MMm3 (este consumo de gas no tiene en cuenta el consumo de gas en reducción de planta térmica ni el consumo de centrales eléctricas):

Gráfico N° 8: Demanda de gas natural, 2005-2030



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Tabla N° 2: Demanda final de gas natural por tipo de usuario

Gas Natural (miles de MMm³)	% a.a.	Demanda	
	2016-2030	2016	2030
Residencial + Subdistribuidoras	2,3%	11,9	16,4
Comercial y público	2,0%	1,9	2,5
Industria ¹⁷	2,0%	10,7	14,1
GNC	1,1%	2,8	3,3
Total	2,1%	27,3	36,3

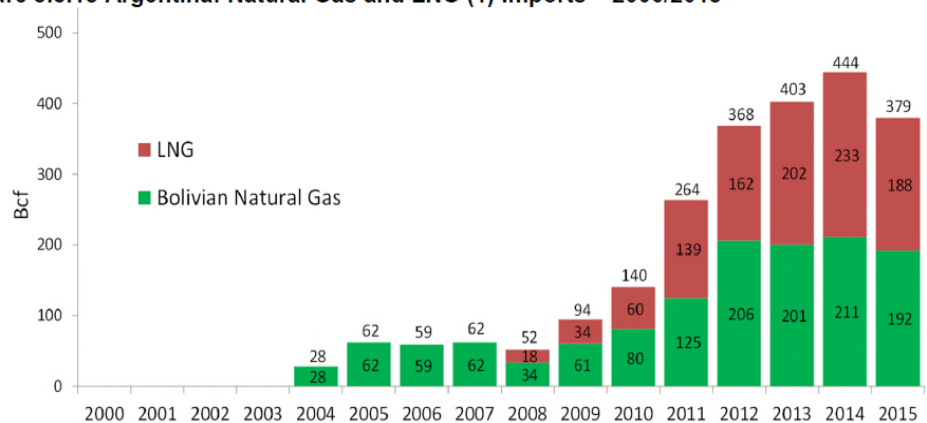
Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Figura 4 y Tabla 3: Demanda de Gas por Usuario Final y Proyecciones de Tasas de Crecimiento hacia 2030. Fuente: (Unconventional Gas in Argentina: will it become a game changer?)

Nota: La diferencia en el rubro industria entre un gráfico y el otro para el año 2016 es por el consumo de gas en reducción en planta.

A la luz de los datos, el desarrollo de una industria pujante de hidrocarburos no convencionales es fundamental para lograr el autoabastecimiento desde la perspectiva del gas natural al menos. Esta tendencia creciente en el consumo, sumado a la intervención estatal con sus sistemas de control de precios, ha causado un aumento en las importaciones de gas (provenientes de Bolivia y del resto del mundo en la forma de gas natural licuado) lo que ha dañado la balanza comercial del país. A continuación se muestra un gráfico detallando los volúmenes de gas importado en los últimos años:

Figure 3.3.15 Argentina: Natural Gas and LNG (1) Imports – 2000/2015



Reference: (1) Liquefied Natural Gas.
Source: Based on information from the Argentine Ministry of Energy and Mines (MEyM).

Figura 5: Importaciones de Gas en Argentina. Fuente: (Unconventional Gas in Argentina: will it become a game changer?)

La realidad es que la producción del país ha sido insuficiente para satisfacer la demanda de gas, lo que ha convertido a la Argentina en un neto importador de gas desde el 2004. Esto no siempre fue así dado que el país era uno de los grandes exportadores de gas en la región, principalmente hacia Chile:

Figure 3.3.17 Argentina: Natural Gas Exports – 2000/2015

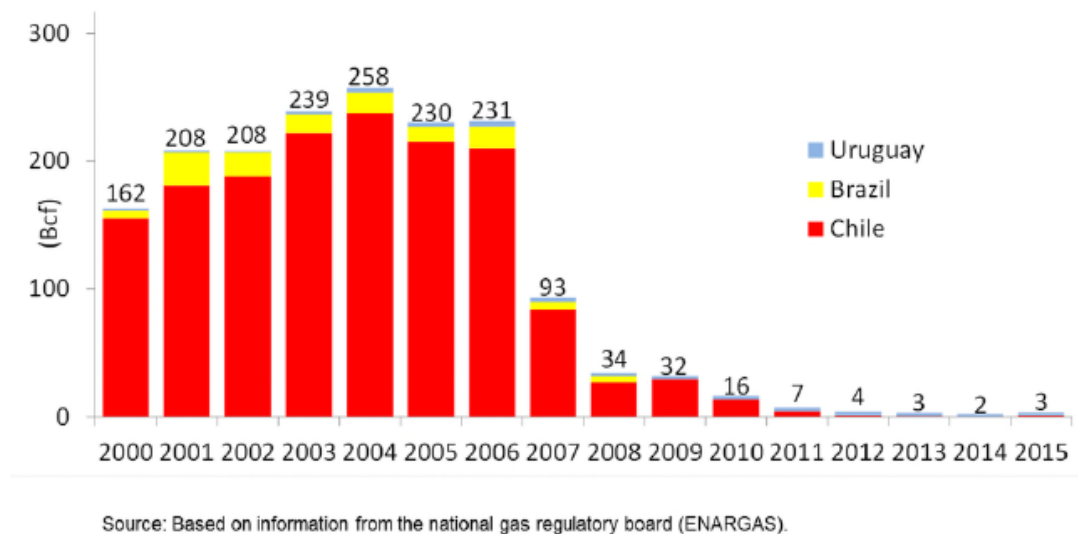


Figura 6: Exportaciones de Gas de Argentina. Fuente: (Unconventional Gas in Argentina: will it become a game changer?)

Producción Local de Gas Natural

En lo que refiere a la producción local, el gas muestra una tendencia global decreciente entre el 2007 y el 2017 si se lo ve de forma agregada (es decir, sin distinguir si el gas es convencional o no).

Gráfico N° 1.2: producción anual de Gas natural por cuenca, en millones de metros cúbicos.

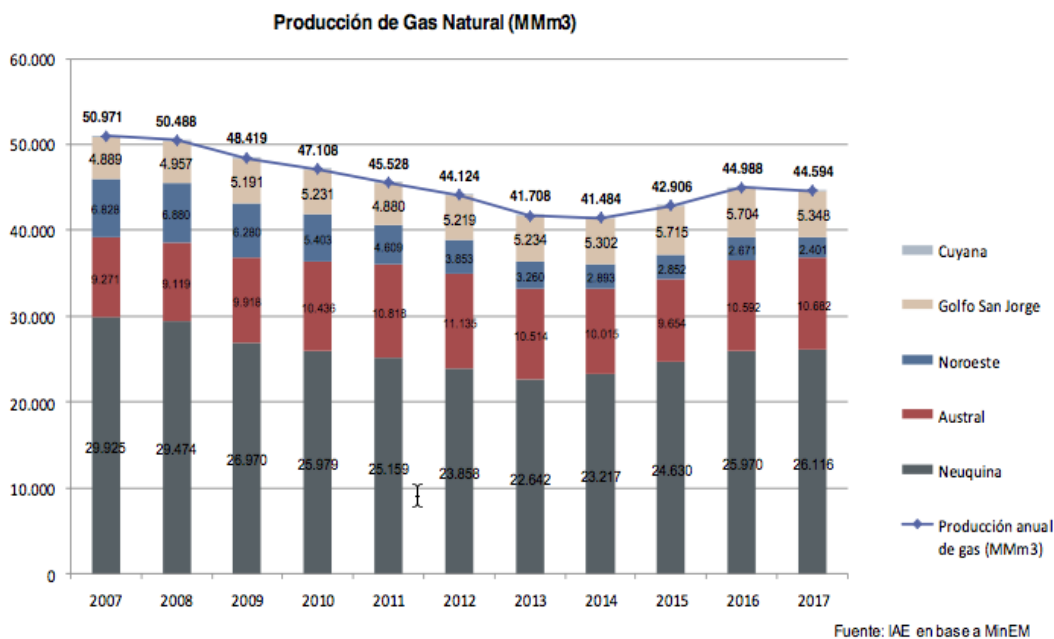


Figura 7: Producción de Gas por Cuenca en Argentina. Fuente: Instituto Arg. de Energía Producción de Hidro. 2017

Sin embargo, si hacemos esta distinción, podemos apreciar que la tendencia de la producción convencional contra la no convencional es muy distinta.

Tabla N° 1.4: Producción anual de Gas Natural por tipo de recurso (MMm3)						
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional	Total C+NC
2007	50.567	2	402	404	0,8%	50.971
2008	50.028	5	406	411	0,8%	50.439
2009	47.993	10	416	426	0,9%	48.419
2010	46.562	14	532	546	1,2%	47.108
2011	44.747	31	750	781	1,7%	45.528
2012	42.864	110	1.150	1.260	2,9%	44.124
2013	39.635	216	1.857	2.073	5,0%	41.708
2014	37.225	564	3.695	4.259	10,3%	41.484
2015	36.157	1.161	5.587	6.748	15,7%	42.905
2016	35.387	1.607	7.994	9.601	21,3%	44.988
2017	33.076	2.341	9.201	11.542	25,9%	44.618
% 2007-2017	-34,6%	116950,0%	2188,8%	2756,9%		
% 2016-2017	-6,5%	45,7%	15,1%	20,2%		
% eq.	-4,2%	102,7%	36,8%	39,8%		

Fuente: IAE en base a Ministerio de Energía y Minería

* Datos provisorios

Tabla 4: Producción de Gas en Argentina por Tipo de Yacimiento. Fuente: Instituto Arg. de Energía Producción de Hidro. 2017

Resalta en la tabla superior la caída del 34,6% de producción gas convencional entre el 2007 y 2017, siendo fuertemente suplementada por los recursos no convencionales, que pasaron de tener una contribución del 0,8% al total del gas suministrado en el 2007 a tener el 25,9% de ese share en el 2017. Cabe destacar el quiebre que se observa en el periodo 2013-2014, donde se pasó de entregar el 2,9% del total de gas al 5,0%, para luego, año a año adquirir alrededor del 5% de este share. En un periodo de 5 años, 2012 a 2017, se incrementó la producción shale 21,3 veces.

Mirando a futuro una suba en la producción de gas traerá, como resultado, problemas relacionados con la infraestructura para transportar y almacenar dicho producto en los meses con baja demanda. El MINEM hace mención de que “la oferta deberá ser compatible con una evolución en infraestructura de tratamiento y del transporte existente”. Este punto es clave también para la capacidad del país en volver a exportar gas en un escenario futuro dado que es de extrema importancia “contar con alternativas para comercializar o almacenar la producción que exceda al consumo en los meses de menor demanda”. En una hipotética futura etapa de desarrollo masivo de gas no convencional, se revive la posibilidad de exportar nuevamente a los países vecinos.

El MINEM planteó dos escenarios futuros para la producción de gas: uno de demanda tendencial y otro de demanda eficiente bajo la hipótesis de en los próximos años habría un uso más eficiente del gas a partir de la quita de subsidios económicos que se anunciaron

recientemente o que la demanda crecería siguiendo la tendencia de los últimos años (donde había una gran influencia de los subsidios que provocaron que los usuarios no hacían un uso eficiente del gas). En ambos escenarios la producción convencional decae y la no convencional aumenta, en sincronía con lo analizado hasta la fecha actual.

Tabla N° 6: Producción de gas natural por escenario (MMm³/d)

Producción (MMm ³ /d)	2016	2030	
		Tendencial	Eficiente
Convencional	97,3	65,4	65,4
No convencional	25,9	134,8	108,8
Total	123,3	200,2	174,2
<i>Variación anual acumulada</i>		3,5% a.a.	2,5% a.a.

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Tabla 5: Proyección de Producción de Gas por Tipo de Yacimiento. Fuente: (Unconventional Gas in Argentina: will it become a game changer?)

Nota: Ver Anexo 3 para la evolución gráfica de ambos escenarios

Pasando los datos a MMm³ por año, se obtendría una producción de gas no convencional de 49.184 MMm³ en el escenario tendencial y de 39.698 MMm³ en el eficiente. Estos escenarios optimistas para el desarrollo no convencional se basan en el enorme potencial del país en cuanto a recursos no convencionales (shale) de gas.

Petróleo

Precios

A diferencia del gas, el petróleo tiene un único precio mundial que se determina acorde a la oferta y a la demanda del mercado global.

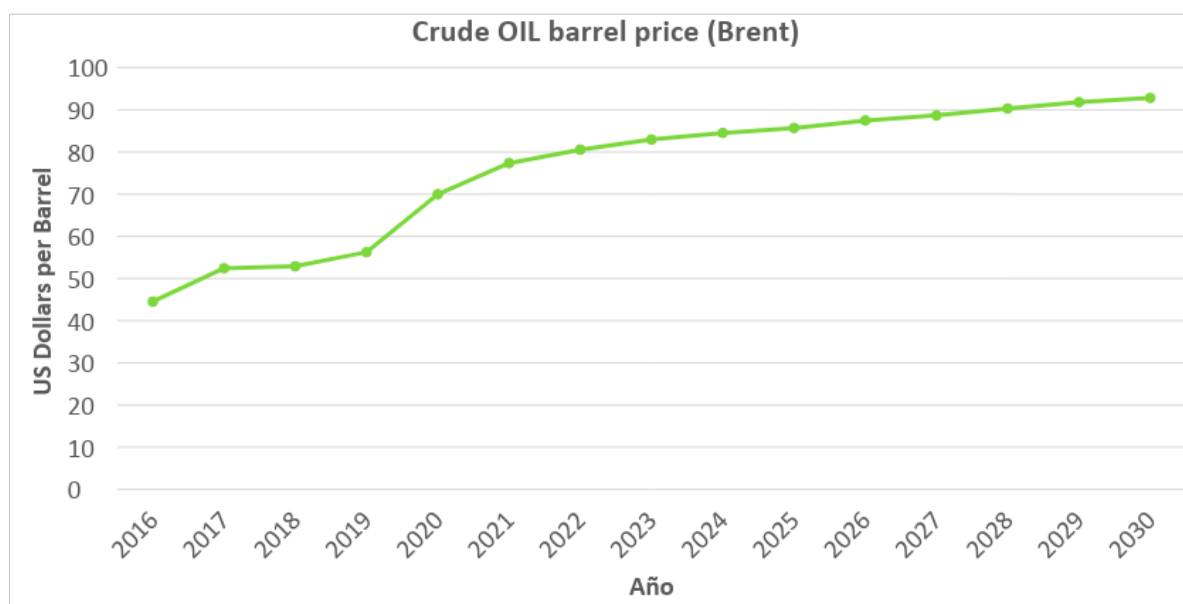


Figura 8: Proyección del Precio del Petróleo índice Brent. Fuente: U.S. Energy Information Administration.

Con respecto a la evolución proyectado de precios, según la Energy Information Administration de los Estados Unidos (de ahora en adelante EIA) se espera que el precio del crudo Brent aumente en los próximos años para estabilizarse en torno a los 90 U\$/bbl en el 2030. En conclusión no se esperan mayores variaciones de precios, aunque es conveniente mantener una cierta cautela ya que la inestable situación geopolítica mundial, podrían generar variaciones en la tendencia.

Demanda

A continuación, se muestran las ventas de los principales derivados del petróleo que se comercializan en el mercado interno, el gasoil y las naftas:

Tabla N° 3.1 : Ventas de principales combustibles líquidos en el mercado interno (Miles de m3)									
Gas Oil			Naftas			TOTALES			
Gas Oil G1	Gas Oil G2	Gas Oil G3	Nafta G1	Nafta G2	Nafta G3	Total Gas Oil	% i.a	Total Naftas	% i.a
2007	-	-	-	-	-	13.857		4.967	
2008	-	-	-	-	-	13.850	-0,1%	5.518	11,1%
2009	-	-	-	-	-	12.756	-7,9%	5.759	4,4%
2010	0	12.860	915	279	4.696	13.775	8,0%	6.236	8,3%
2011	0	12.731	1.479	205	5.028	14.211	3,2%	6.966	11,7%
2012	0	12.231	1.260	131	5.545	13.492	-5,1%	7.502	7,7%
2013	0	12.210	1.540	123	6.090	13.750	1,9%	8.166	8,8%
2014	0	11.754	1.661	27	6.161	13.415	-2,4%	8.081	-1,0%
2015	0	11.594	2.123	29	6.159	13.717	2,2%	8.544	5,7%
2016	0,14	11.299	2.361	33	6.197	13.661	-0,4%	8.662	1,4%
2017	0,95	10.664	3.041	16	6.388	13.706	0,3%	9.298	7,3%
% 2016-2017	576,5%	-5,6%	28,8%	-51,6%	3,1%	19,0%	0,3%	7,3%	
% 2007-2017	-	-	-	-	-	-	-1,1%	87,2%	
% eq.	-	-	-	-	-	-	-0,1%	6,5%	

Fuente: IAE en base a MINEM

Tabla 6: Ventas de Combustibles en Argentina . Fuente: Instituto Arg. de Energía Producción de Hidro. 2017

La demanda total del gasoil se ha mantenido prácticamente estable (rondando los trece millones de metros cúbicos) mientras que la demanda total de naftas ha aumentado significativamente en el período 2007/2017, mostrando un crecimiento anual del 6,5%.

Ambos productos tienen una proyección creciente en el tiempo hacia 2030 según el MINEM con un promedio de crecimiento anual del 3,5% en las naftas y de un 2,1% para el gasoil:

Tabla N° 3: Demanda de combustibles por tipo de derivado

Derivados	% a.a.	Demanda	
	2016-2030	2016	2030
Aerokerosene (MMm ³)	3,0%	1,7	2,6
Kerosene (miles m ³)	-12,7%	21,3	3,2
Nafta (MMm ³)	3,5%	8,7	14,1
Gasoil (MMm ³)	2,1%	13,1	17,5
Fueloil (MMtn)	1,6%	1,2	1,5
GLP (MMtn)	0,3%	1,8	1,9

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Tabla 7: Proyección a 2030 de Demanda de Combustibles por Derivado. Fuente: (Unconventional Gas in Argentina: will it become a game changer?)

Nota: estos números de consumo final forman parte del escenario con demanda tendencial creciente hacia 2030. En el escenario de demanda eficiente, los números son levemente menores. Ver Anexo 4 para las comparaciones entre ambos escenarios y los ahorros producidos entre uno y otro incluyendo al gas natural

Producción Local

La producción de petróleo en la última década viene en una caída constante como se puede apreciar en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 1.1: producción de petróleo por cuenca en Miles de metros cúbicos
Producción de petróleo (Mm3)

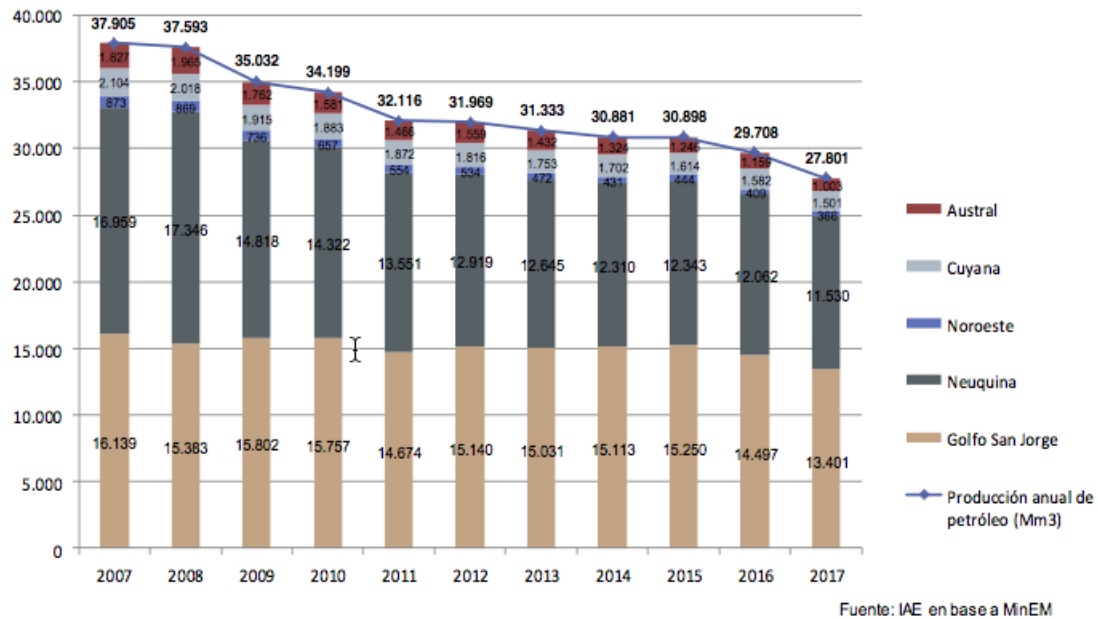


Figura 9: Producción de Petróleo por Tipo de Cuenca en Argentina. Fuente: Instituto Arg. de Energía Producción de Hidro. 2017

Como se puede observar en el gráfico superior durante el año 2017 la producción de petróleo llegó a los 27.801 Mm3, el nivel más bajo de estos 10 años; desde los 37.905 Mm3 producidos en el año 2007, a la vez que se encuentra en niveles de producción similares a los del año 1983. Esta tendencia de producción decreciente equivale a una caída de 26,6% en los últimos 10 años. Llamativamente, entre el año 2016 y 2017 la producción de petróleo a nivel nacional se contrajo 6,4%.

Sin embargo, si se observa el desarrollo de la producción hidrocarburífera desglosada en convencional y no convencional, se puede apreciar una tendencia creciente en el desarrollo de los no convencionales:

Tabla N° 1.2: Producción anual de Petróleo por tipo de recurso (Mm3)						
	Convencional	Shale	Tight	Total no convencional	% No convencional	Total C+NC
2007	36.806	8	11	19	0,1%	36.825
2008	36.397	8	11	19	0,1%	36.416
2009	35.014	10	8	18	0,1%	35.032
2010	34.171	20	9	29	0,1%	34.200
2011	32.025	78	12	90	0,3%	32.115
2012	31.766	182	20	202	0,6%	31.968
2013	30.864	400	69	469	1,5%	31.333
2014	29.810	969	100	1.069	3,5%	30.879
2015	29.390	1.346	162	1.508	4,9%	30.898
2016	27.693	1.725	290	2.015	6,8%	29.708
2017*	25.729	2.181	397	2.578	9,1%	28.307
% 2007-2017	-30%	27163%	3509%	13468%		
% 2016-2017	-7%	26%	37%	28%		
% eq.	-4%	75%	43%	63%		

Fuente: IAE en base a Ministerio de Energía y Minería

* Datos provisorios

Tabla 8: Producción de Petróleo por Tipo de Yacimiento. Fuente: Instituto Arg. de Energía Producción de Hidro. 2017

Se puede apreciar en el gráfico superior el marcado incremento de la producción no convencional en Argentina, basada en particular en el desarrollo Shale. Notoriamente se puede observar la evolución de la participación de los recursos no convencionales en la composición del petróleo producido, evolucionando del 0,05% en el año 2007 al 9,1% diez años más tarde.

La producción de petróleo no convencional creció de manera asombrosa en los últimos diez años presentando una tasa de crecimiento anual del 63% (principalmente debido a la extracción de petróleo shale). Esto ocurre en simultáneo a la caída en la producción de petróleo convencional que muestra una tasa de decrecimiento en la producción del 4% desde el 2007. Sin embargo, aún sigue siendo predominante la producción convencional, representando un 90,9% de la producción total el año pasado.

Las proyecciones a futuro de la producción de petróleo hechas por el MINEM se basan en dos escenarios posibles de acuerdo con los precios del crudo: un escenario más pesimista denominado “Base” con una relación directa a precios internacionales Low (bajos) y otro optimista denominado “+ Inversión” que se vincula a precios internacionales de referencia (altos). Esto dos escenarios fueron utilizados por el MINEM con datos de estudios hechos por la EIA:

Tabla N° 7: Producción de petróleo por escenario (kbbl/d)

Producción (MMm ³ /d)	2016	2030	
		Base	+Inversión
Convencional	477,4	350,8	350,8
No Convencional	34,6	309,5	399,4
Total	511,9	660,3	750,2
<i>Variación anual acumulada</i>	<i>///</i>	<i>2,8% a.a.</i>	<i>1,8% a.a.</i>

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Tabla 9: Proyección al 2030 de la Producción de Petróleo por Tipo de Yacimiento. Fuente: (Unconventional Gas in Argentina: will it become a game changer?)

Nota: la unidad correcta para los números dispuestos son kbbl/día y no MMm³/día como dice al lado de “Producción”

Para comparar con el primer gráfico, convertimos los kbbl/d a Mm³ por año y se obtuvo que habrá una producción de no convencional de 17.960 Mm³ en el escenario “Base” y de 23.177 Mm³ en el escenario “+ Inversión” (lo que representaría un incremento del 596,6% y del 799% respectivamente).

Nota: Para ver la evolución gráfica de la producción en ambos escenarios ver Anexo 5

Observaciones

Tanto como para la producción de petróleo como para la de gas, los recursos no convencionales aparecieron recientemente como una fuerza disruptiva en el mercado energético. Aunque el conjunto de la producción nacional de hidrocarburos cayó fuertemente en los últimos diez años, el crecimiento particular de los no convencionales (shale y tight) es un indicador muy positivo para los mercados que interactúan con su cadena de valor. Como se explicó previamente, la matriz energética Argentina descansa en el consumo de gas, tanto para la generación eléctrica como para las residencias e industrias. Desde el 2007 hasta hoy, los hidrocarburos no convencionales son responsables de una creciente parte de la oferta.

Diferencias entre la producción convencional y no convencional

A lo largo de este trabajo se hizo referencia a la producción convencional y la no convencional por lo que vamos a dedicar la siguiente sección a hacer una explicación básica y simple de ambos métodos de explotación de hidrocarburos.

La principal diferencia entre los métodos nombrados es en el tipo de roca en el que se encuentra alojado el petróleo o el gas en sí. En la producción convencional, se extrae el hidrocarburo de una roca “permeable”, es decir, cuyos poros están interconectados entre sí, lo que permite el movimiento de fluidos (como el petróleo y el gas) hacia la superficie que se encuentra arriba de esta roca donde hay menor presión. Generalmente, estos fluidos encuentran una roca sello impermeable a través de la cual no pueden pasar.

El gas y el petróleo que se extraen de forma convencional en rocas permeables no se formaron en esa misma roca. Existe lo que se llama roca madre, una roca formada a partir del lecho de lagos y mares donde el material orgánico, atrapado allí por millones de años, se convirtió en petróleo y gas. Esta roca madre o generadora contiene muchas fisuras debido a procesos fisicoquímicos naturales que han permitido que parte de los fluidos contenidos en ella, migren hacia yacimientos convencionales que se encuentran por arriba. Sin embargo, las rocas madres siguen conteniendo una buena parte de los hidrocarburos originales. De manera que la producción no convencional consiste en ir a extraer los recursos en las formaciones donde se originaron.

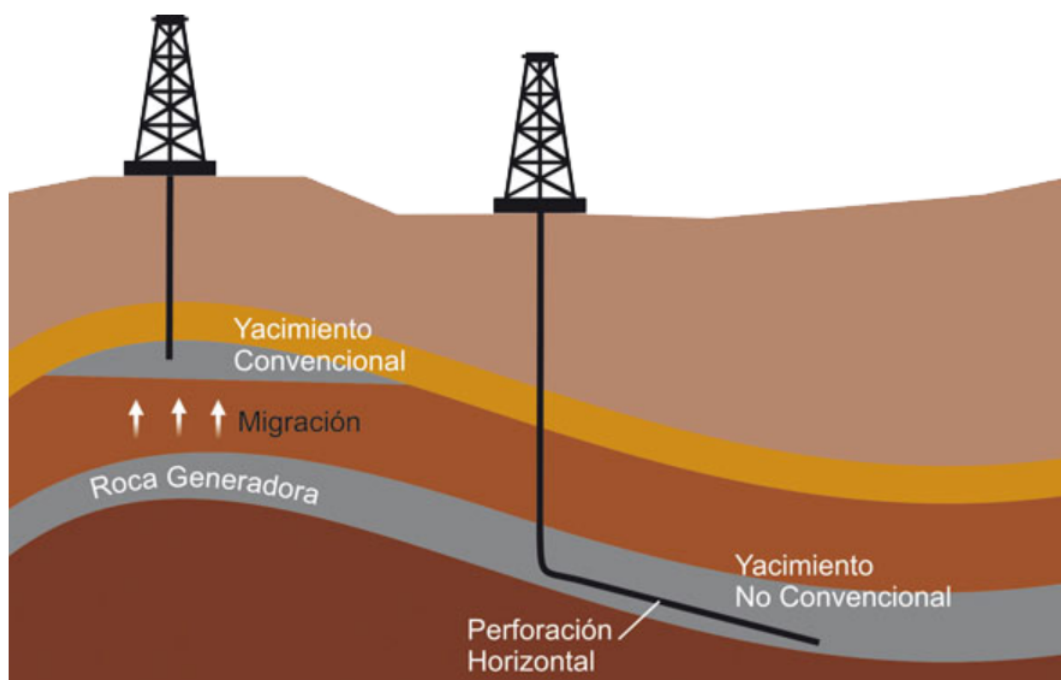


Figura 10: Diferencia entre Yacimiento Convencional y No Convencional.

Dado que estas rocas son de muy baja permeabilidad, es necesario generar vías artificiales por donde los fluidos puedan circular. Esto se hace creando fracturas en la roca a través de una técnica denominada fractura hidráulica (a partir de ahora, fracking) que consiste en inyectar un fluido a mucha presión compuesto por agua y arenas de sílice en un 99,5% (un 0,5% corresponde a aditivos químicos que ayudan a esparcir la arena de forma uniforme una vez que se realizó la fractura).

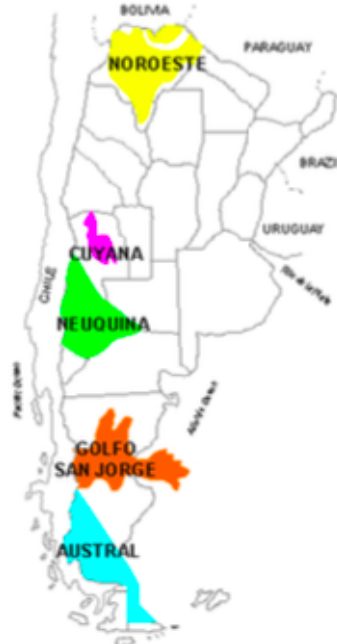
Una vez que se inyectó el agua a presión y se logró hacer una fisura en la roca, la arena llena ese espacio (que tiene un espesor de entre 1 y 2 milímetros) para evitar que la misma se cierre una vez que disminuya la presión. Las arenas de sílice son especiales con respecto a otro tipo de arena porque su condición física y química hacen que sean las más apropiadas para aumentar la permeabilidad en la zona de la fisura y permitir que fluyan los hidrocarburos contenidos en la roca.

Las perforaciones se dividen en horizontales y verticales dependiendo de cómo se realice la perforación. La perforación horizontal comienza igual que una vertical, se perfora en sentido perpendicular al suelo hasta profundidades de entre 2000 y 3000 metros, A partir de allí, se empieza a perforar en sentido horizontal, es decir, paralelo al suelo. Cuando se comenzó a utilizar la tecnología del fracking la gran mayoría de los pozos se perforaban verticalmente, sin embargo, en la actualidad se está tendiendo a realizar perforaciones horizontales. Los pozos horizontales constituyen una práctica que ha crecido gracias al desarrollo de yacimientos no convencionales donde se perforan en direcciones laterales para aumentar la cantidad de fracturas (o etapas como se le dicen en la industria) por cada rama e incrementar la superficie en contacto con la roca madre. Este tipo de pozos son mucho más largos y complejos y, por ende, más costosos que los pozos verticales. Además, las formaciones geológicas donde se encuentran los hidrocarburos suelen ser muchos más extensas en la dirección horizontal que en su altura vertical. Por lo tanto, la exposición de la roca es mayor que en los pozos verticales. [4]

Cuencas de la Argentina

La producción Argentina de gas y petróleo se concentra en cinco cuencas geológicas: cuenca Austral, cuenca Golfo San Jorge, cuenca Neuquina, cuenca Cuyana y cuenca Noroeste:

Figure 3.3.1 Argentina: Main Productive Basins



Source: Author schematisation, based on information from the Argentine Institute of Oil and Gas (IAPG).

Figura 11: Cuencas Productivas de Hidrocarburos en Argentina. Fuente: (Unconventional Gas in Argentina: will it become a game changer?)

Adicionalmente, Argentina es una de las potencias más grandes en cuanto a la producción no convencional de hidrocarburos, teniendo uno de los yacimientos más importantes del mundo fuera de América del Norte. Según la agencia estadounidense Energy Information Energy, Argentina es el segundo país con la mayor cantidad de recursos técnicamente recuperables de shale gas y el cuarto país en relación al petróleo (ver Anexo 6). Particularmente la cuenca Neuquina tiene un gran potencial para satisfacer la creciente demanda de gas y petróleo nacional y, más específicamente, la formación Vaca Muerta de la que hablaremos a continuación. Al ser el área más representativa de la actividad no convencional, analizaremos cómo ha avanzado la producción en los últimos años y la evolución a lo largo de la curva de aprendizaje.

Vaca Muerta

Vaca Muerta es una formación geológica y forma, con la formación Los Molles, a la cuenca Neuquina. Vaca Muerta no solo es uno de los depósitos de shale gas y oil más grande

del mundo, con más de 300 TCF de recursos gasíferos y 2,58 MMm³ de recursos recuperables totales de petróleo sino que también, al ubicarse lejos de asentamientos urbanos y bajo zonas de explotación convencional, es posible realizar su explotación con bajos conflictos sociales y la disponibilidad de instalaciones de superficie para su producción.

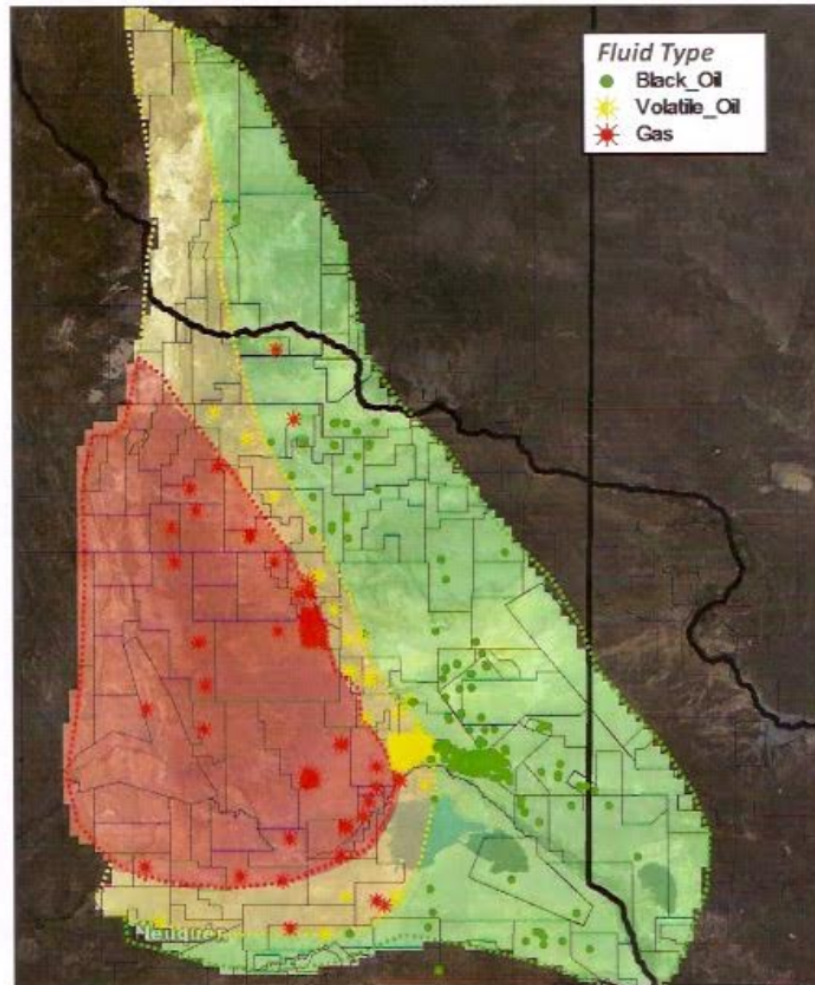


Figura 13: Pozos a Vaca Muerta (categorizado por tipo de fluido)

Figura 12: División de VM por Tipo de Recurso.

Nota: la zona Volatile Oil representa una zona mixta donde se suele extraer petróleo con partículas de gas adheridas

El primer pozo de hecho en VM fue en el 2010 y, hasta la fecha, se han construido 783 pozos de los cuales 512 fueron verticales y 271 horizontales (el 35% y el 65 % respectivamente del total). Estas perforaciones han demandado grandes inversiones en éstos últimos 7 años (ver Inversiones en la Cuenca Neuquina en Anexo), lo que ha causado que las operadoras en la región aumenten su productividad gracias a la disminución de los costos por pozo como resultado de un avance en la curva de aprendizaje, en especial en la producción de pozos horizontales.

La producción de pozos horizontales es una tendencia que ha crecido continuamente desde 2015 y, además, ha sustituido a los pozos verticales (más relacionados a la producción convencional como se mencionó previamente). En 2017, se han perforado 104 pozos nuevos, de los cuales el 94% fueron horizontales:

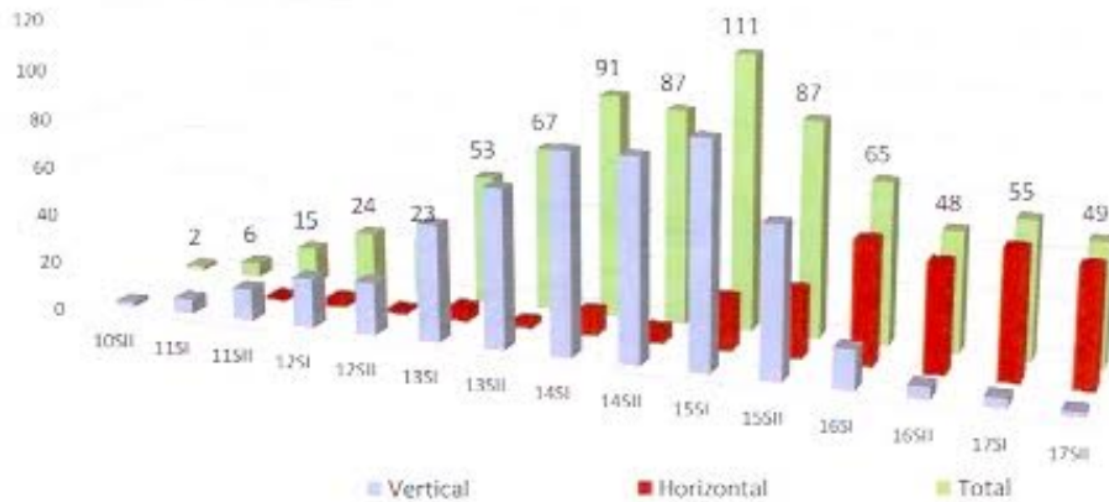


Figura 18: Pozos perforados por semestre

Figura 13: Evolución del Tipo de Pozo en VM.

Desde que se comenzaron a desarrollar los pozos horizontales a mayor escala, el incremento en la productividad ha aumentado de manera notoria. Por ejemplo: los tiempos de perforación han bajado de manera sustancial desde el 2015 como evidencia el siguiente gráfico (llegando incluso a un récord de 16 días en completar la perforación):



Figura 20: Tiempo de perforación pozos horizontales

Figura 14: Evolución del Tiempo de Perforación Promedio de un Pozo Horizontal

Al mismo tiempo, las ramas horizontales de los pozos se han incrementado a lo largo del tiempo aumentando la productividad de los mismos (recordemos que a mayor rama horizontal, mayor cantidad de fracturas o etapas por pozo y mayor superficie de la roca madre expuesta a una mayor permeabilidad):



Figura 15: Evolución de la Longitud Promedio de un Pozo Horizontal

El primer gráfico mencionado (tiempos de perforación de pozos horizontales) puede ser engañoso si se tiene en cuenta el hecho de que la longitud de las ramas laterales han aumentado a la vez con un avance en la curva de aprendizaje (es decir, se está subestimando el aumento de productividad dado que los pozos se perforan en una menor cantidad de tiempo y, a la vez, se perforan ramas laterales de mayor longitud que en el pasado). A fin de normalizar los tiempos de perforación teniendo en cuenta la variación en la longitud de las ramas, se presenta el siguiente gráfico con el avance promedio (metros/días) a lo largo del tiempo:

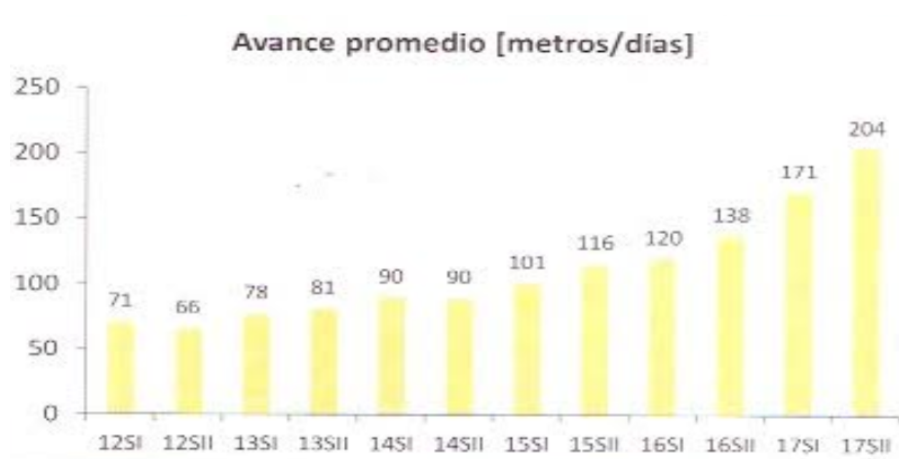


Figura 16: Evolución de la Efectividad de Construcción un Pozo Horizontal

Como conclusión, se puede aseverar que las últimas tendencias en VM durante los últimos años son coherentes con lo analizado para todo el país en relación a los no convencionales para la producción de gas y petróleo crudo. Se han establecido a la vez evidencias del aumento de productividad en la región que es probable que siga incrementando si se mantienen los niveles de inversión actuales (entre los 2.500 y los 3.000 millones de dólares por año). La industria de la arena de sílice nacional deberá acompañar estas tendencias como lo viene haciendo y prepararse para afrontar una demanda creciente en el tiempo.

Nota: toda la sección de VM fue realizada con información de un reporte hecho por la consultora energética GiGa Consulting.

Costos por pozo

Puesto que la arena es un insumo que se utiliza en la extracción de petróleo y gas y que, su adquisición forma parte de la estructura de costos de los pozos, en esta sección se analizará la misma para entender más claramente la importancia del buen manejo del agente sostén a la hora de reducir costos y ganar productividad.

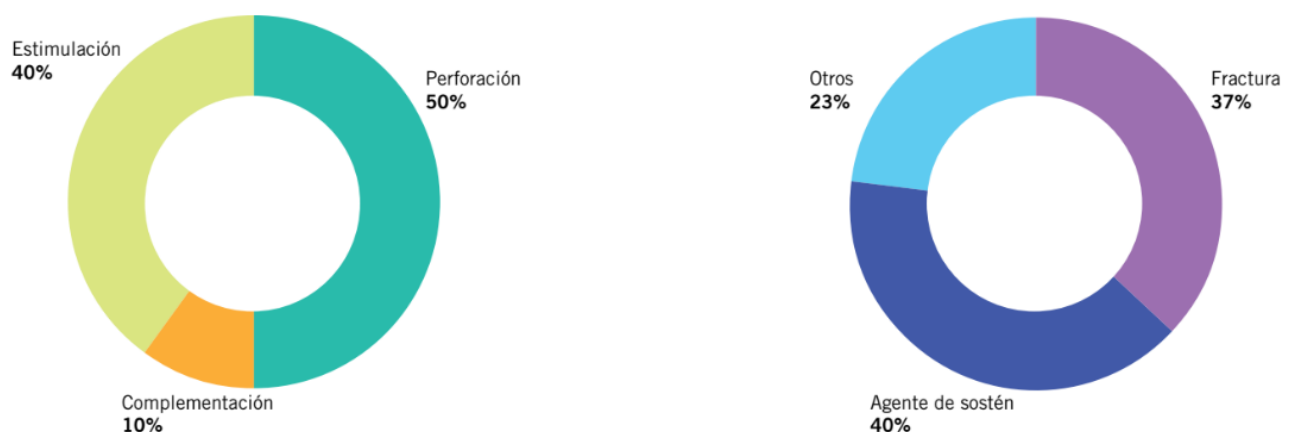


Figura 17: Evolución del Tiempo de Perforación Promedio de un Pozo Horizontal. Fuente: paper “Actualidad de los agentes sostén” del Ing. Mariano Giglio (Arflow).

Como se puede observar en los gráficos, del costo total de un pozo el 40% corresponde a la estimulación o fractura. A su vez, desagregando esta sección, se vislumbra que el agente sostén, que en su mayor medida corresponde a la arena, representa el 40% de los costos de estimulación. Por consiguiente, el agente sostén explica el 16% de los costos totales de un pozo. Es por ello que se lo considera un insumo vital en el proceso de extracción de los hidrocarburos.

Por último, desagregando los costos del agente sostén, se observa que el 70% de los mismos corresponde a su transporte. Esto significa que tan solo el transporte del agente sostén significa el 11,2% de los costos totales de un pozo. Por esta razón se analiza la supply chain del agente sostén una sección aparte.

Mercado de arena

Introducción

La arena es un tipo de agente sostén, aquello que se utiliza en el proceso de fractura hidráulica para generar un camino conductivo abierto que permita el flujo de los recursos energéticos de estos reservorios, manteniendo abierta las fracturas y las fisuras creadas durante las operaciones de estimulación hidráulica.

Entre las principales características que debe cumplir un agente de sostén se encuentran las siguientes: alta resistencia a la presión y diagénesis, redondez y esfericidad, granulometría controlada (distribución de partículas), alta conductividad, y bajo costo.

Además de las arenas naturales existen otros agentes de sostén: los agentes de sostén modificadas (RCS - Resin Coated Sand y RCP - Resin Coated Proppants), agentes de sostén artificiales de producción, como cerámicos (de distintas densidades) y agentes de sostén especiales (en los agentes de sostén especiales se pueden incluir agente de sostén del tipo radiactivos que en su composición contienen materiales radiactivos que emiten rayos gamma para su detección dentro de la fractura e interpretación de su geometría)

Actualmente el consumo de agente sostén se focaliza principalmente en las arenas naturales y, luego, con un consumo considerablemente menor, las arenas cerámicas. Esto se debe a que en términos de costo-beneficio las arenas naturales son, por amplio margen, las más convenientes.

En el mercado estadounidense en el 2009 el 70% del consumo correspondía a las arenas naturales. Hoy en día ese porcentaje se encuentra en torno al 90% y se proyecta alcanzar el 95% en el año 2020.

En la Argentina, inicialmente se importaba la arena desde Estados Unidos, México y Brasil. Sin embargo, ante la necesidad de reducir los costos de los pozos, se empezaron a buscar productores locales y, actualmente prácticamente todo el agente sostén utilizado se produce nacionalmente. Por otra parte, con respecto a los tipos de agente sostén utilizados, el consumo de arenas naturales corresponde al 90% del total de agente sostén utilizados en la fractura.

Los problemas que enfrenta el país actualmente en torno a la producción de este insumo y que deberá resolver para poder atender la demanda creciente son:

- Limitada capacidad de canteras de arena: No se han encontrado hasta el momento, además de las canteras en Chubut y en la cuenca entrerriana, canteras que cumplan

con los requisitos necesarios para ser utilizadas para fracking o con el volumen suficiente para justificar su extracción.

- Dificultades logísticas internas: Además del elevado costo de transporte, el anegamiento de caminos, los recurrentes corte de rutas y la ausencia de vías férreas representan un problema para los productores de arena.
- Baja calidad de las arenas locales: En comparación con las arenas estadounidenses, las arenas nacionales presentan un elevado número de fisuras, disminuyendo su resistencia al crashing y haciendo imposible su utilización en niveles del 95% como se está próximo a lograr en el mercado norteamericano.

Producto

Los distintos productos de arena de cuarzo se diferencian en el mercado por la clasificación que se les otorga ante la prueba “U.S Standard Sieve”, la cual expresa la granulometría de los mismos. Esta prueba consiste en la realización de un proceso de cribado. El cribado es un método de separación de una mezcla de granos o partículas en dos o más fracciones de tamaño, en donde los materiales de gran tamaño son atrapados por encima de una malla, mientras que los materiales de tamaño menor pueden pasar a través de esta y son retenidos por otras mallas inferiores.

Cada malla o tamiz es representado por un número que indica la cantidad de hilos cruzados por cada pulgada cuadrada, por ejemplo: la malla número 8, tiene ocho hilos verticales y ocho hilos horizontales formando una cuadrícula por cada pulgada cuadrada. Las granulometrías se expresan en dos cifras, por ejemplo un grano de arena de malla 8/30 quiere decir que es un rango de partículas que pasan por la malla número 8 y son retenidas en la malla número 30 . Lo que indica que la granulometría o el rango de partículas es de 2.38 mm hasta 0.595 mm, según la tabla de conversión que figura debajo:

Número Malla (U.S. STD. Sieve)	Abertura (mm)	Abertura (pulg)
4	4.76	0.187
5	4.00	0.157
6	3.35	0.132
8	2.38	0.0937
10	2.00	0.0787
12	1.68	0.0661
14	1.41	0.0555
16	1.19	0.0469
18	1.00	0.0394
20	0.841	0.0331
25	0.707	0.0278
30	0.595	0.0234
35	0.500	0.0197
40	0.420	0.0165
45	0.354	0.0139
50	0.297	0.0117
60	0.250	0.0098
70	0.210	0.0083
80	0.177	0.0070
100	0.149	0.0059
200	0.074	0.0029
325	0.044	0.0017
400	0.037	0.0014

Tabla 10: Abertura por Tipo de Malla

Nota: Existen diferentes conceptos utilizados en el mercado de la arena como el coeficiente de uniformidad, entre otros, aunque a fines de nuestro estudio son irrelevantes.

Cadena de valor

Desde su extracción hasta su utilización en el proceso de fractura hidráulica la arena pasa por diferentes etapas, las cuales se explicarán a continuación.

El primer eslabón de la cadena es la extracción del recurso desde la cantera. Posteriormente la arena pasa por los procesos de lavado, cribado y secado para luego ser almacenada en el centro de almacenamiento de añelo. Finalmente, en el momento en que se necesita, se la transporta hasta la boca de pozo, en el trayecto conocido como la “última milla”.

En la industria hay empresas que se han integrado hasta diferentes niveles. Hay empresas que solamente realizan la extracción, otras que llegan hasta el cribado y otras que también realizan el secado. Vale aclarar que transportar la arena seca es más costoso, por lo que este proceso se suele hacer directamente en la localidad de añelo. Por otra parte, también hay empresas que se dedican a secar la arena que llega húmeda y otras que brindan el servicio de almacenaje.

Por último, se encuentran los transportistas, que llevan la arenas desde las plantas de procesamiento hasta el centro de almacenamiento de añelo y, desde el mismo, hasta la boca de pozo. Este es un eslabón muy importante de la cadena ya que es el que representa el 70% del costo del insumo.

Logística y Supply Chain

Como se analizó anteriormente, los costos logísticos en el abastecimiento de la arena representan un alto porcentaje de los costos de los pozos no convencionales. Por esta razón, es muy importante realizar una apropiada planificación de los recursos para llevar a cabo este tipo de operaciones de modo de poder lograr eficiencias en costos y tiempos, y así obtener como resultado un negocio rentable y sustentable.

En esta sección se describe como se gerenciaba la logística y supply chain de la arena en los inicios de VM, como se mejoró la misma cuando los volúmenes comenzaron a masificarse y, posteriormente, como se podría seguir evolucionando considerando la experiencia de un mercado más maduro como lo es el estadounidense. Finalmente se describe como es la logística desde el punto de vista de nuestra planta de procesamiento de arena.

Inicialmente el abastecimiento de arena para fracturas se realizaba a través de la importación, mayoritariamente de Estado Unidos y, en menores proporciones, de México y Brasil. La arena se transportaba por vía marítima, en bolsones (bags) de 1,5 tn cada una en barcos con una capacidad de 33 tn por contenedor. Se utilizaban hubs (zona para recolectar la mercadería) para el acopio de material en la ciudad de destino. Desde el puerto, se transportaba la arena hacia los centros de almacenamiento cercano a los puntos de consumo en camiones de carga de 27 tn. Finalmente se transportaba la arena desde el centro de almacenamiento hasta la boca de pozo (trayecto comúnmente conocido como “última milla”) en camiones mediante el uso de bolsones o utilizando tolvas auto transportadoras. Ambas formas contaban con una capacidad de 27tn. El manipuleo de la arena en la boca de pozo dependía si la operación es relativamente pequeña o si la misma implicaba un mayor movimiento de material. Para las de pequeña cantidad se descargaba directamente desde el mismo camión tolva mientras que para las grandes operaciones se utilizaban Mountain movers (para cargar la arena) que son cargados manualmente por grúas o auto elevadores.



Figura 18: Big Bags en la industria de la arena para fracking



Figura 19: Mountain Mover con auto elevador integrado

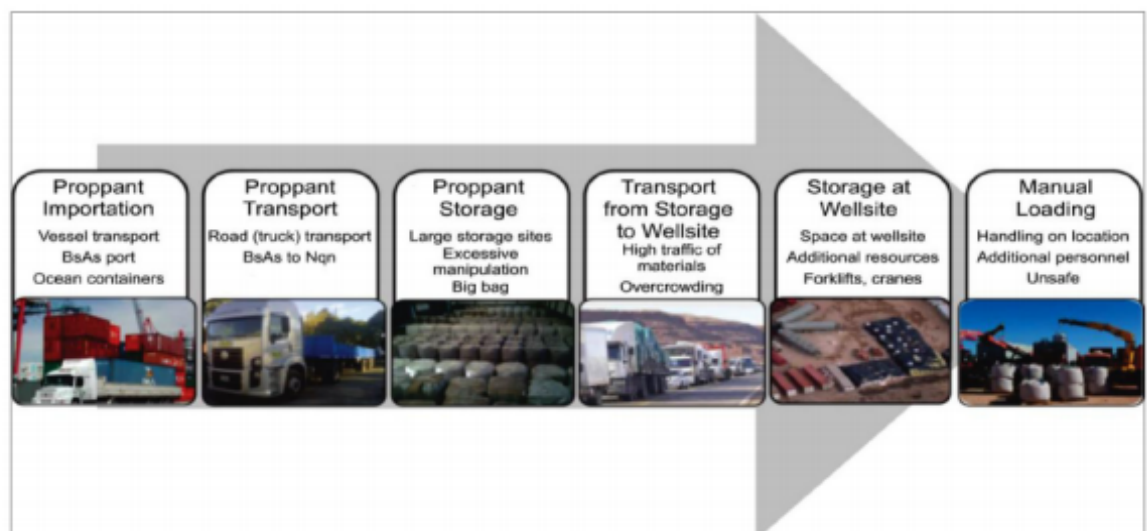


Figura 20: Proceso logístico utilizado inicialmente en la industria del no convencional

Con el paso del tiempo, el desarrollo de las operaciones no convencionales de shale fue en aumento, convirtiéndose en un desarrollo masivo. En consecuencia, se necesitó ampliar la capacidad de los centros de almacenamiento, hubo un incremento excesivo de big bags a

ser manipulados y un aumento del tráfico de camiones en las zonas de centros de almacenamiento y en las locaciones donde se realizan los trabajos de fractura.

Se empezaron a utilizar nuevas alternativas en las operaciones de arena, las cuales se utilizaban en Estados Unidos, proporcionando un nuevo concepto de cadena de abastecimiento más eficiente, basándose en tres pasos importantes:

- Importación de arena
- Carga y almacenamiento en plantas
- Transporte a granel al pozo

En la importación de arena, se identificó un nuevo puerto de entrada para los buques, el puerto comercial de Bahía Blanca, reduciendo la distancia hacia la ciudad de Neuquén y, consecuentemente, los costos de transporte de los camiones. Para movilizar la arena de Bahía Blanca a Neuquén, se utilizan camiones tipo plancha para llevar bolsones y también se implementó el uso del transporte ferroviario.

Para el almacenamiento en plantas, se utilizan cintas transportadoras para la descarga de los bolsones, y para la carga y descarga de los camiones tolva. Estos cambios dieron mejoras significativas en las velocidades de carga y descarga, una capacidad mayor en el almacenamiento y un manejo eficiente de las distintas mallas.

El transporte a granel o por tolvas de la arena a la locación, mejoró los tiempos en las maniobras de descarga, reduciendo los espacios utilizados en el centro de almacenamiento, y también disminuyendo el riesgo de incidentes debido al menor personal involucrado.



Figura 21: Acoplado a granel o tolva doble

A continuación podemos ver cómo fue evolucionando la logística de arena para el fracking:

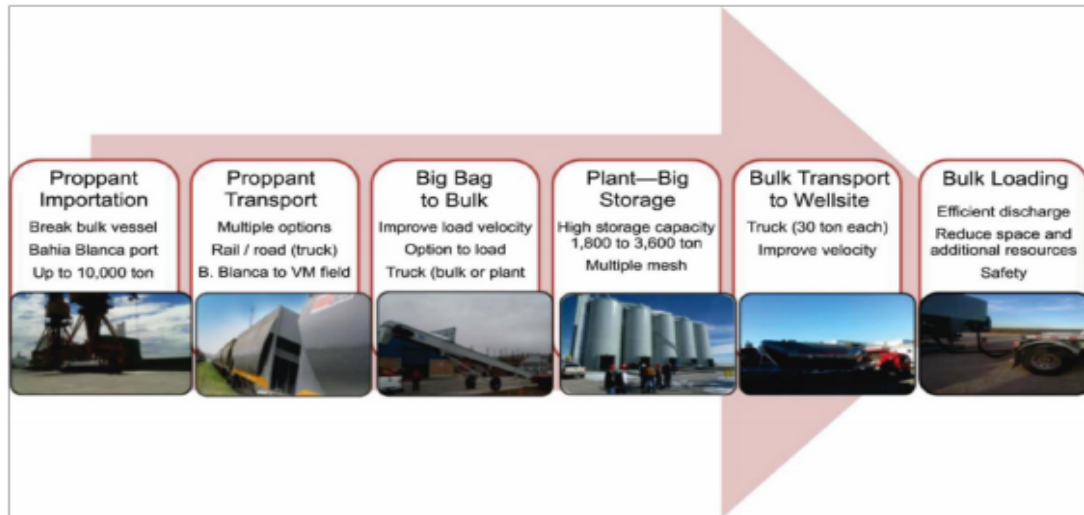


Figura 22: Proceso logístico evolucionado del no convencional

En 2012 el transporte de la arena se realizaba únicamente en big bags de 1,5 tn. Estos bolsones eran transportados en camiones con una capacidad de 20 bolsones o bien eran cargados en contenedores que luego eran transportados por tren, desde Buenos Aires a Neuquén.

Una vez transcurridos los dos primeros años de desarrollo del Shale en cuenca Neuquina y visualizando la necesidad de empezar a reducir los costos y aumentar la eficiencia, aparece la alternativa de importar desde China, el cual dejaban la arena en el puerto de Bahía Blanca o Buenos Aires, dependiendo de la oferta de camiones que se manejaba en cada lugar.

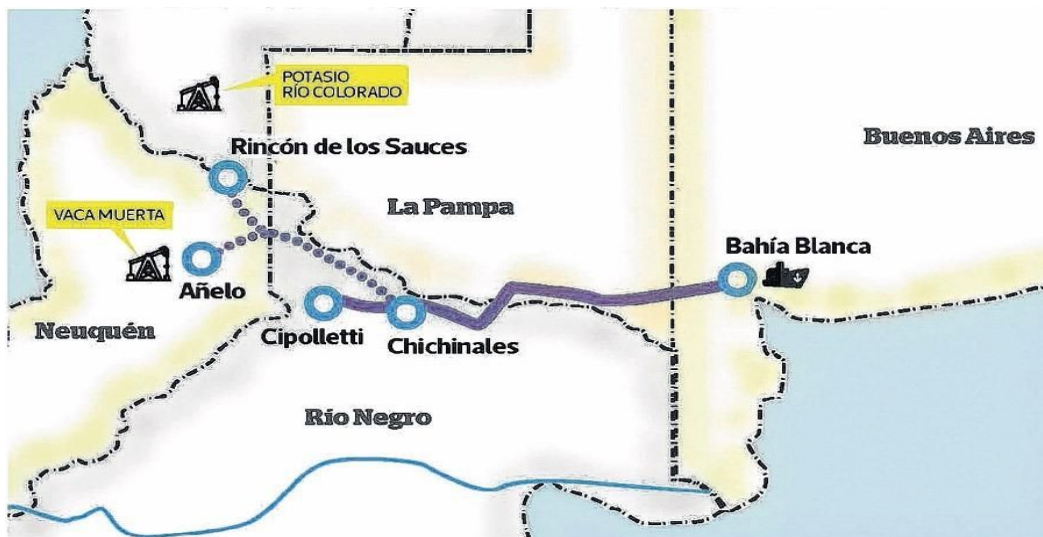


Figura 23: Ruta de Bahía Blanca a Añelo para el transporte de la arena

Para un mediano plazo, creemos que la Argentina puede adoptar una nueva forma de transportar la arena, el cual nos proveerá un aumento en la eficiencia del transporte, y sobre todo en la reducción de inhalación de polvo de sílice por parte de los trabajadores a la hora de enfrentar el movimiento de la arena.

Esta Tecnología empleada ya en los Estados Unidos, llamada Sandboxes y sirve para el manejo de la arena con sistema de contenedores modulares cerrados los cuales pueden ser transportados en trailers especialmente diseñados, minimizando los espacios de almacenaje en locación, mientras que al mismo tiempo permite conservar en mejores condiciones al agente de sostén frente a las adversidades climáticas como son la lluvia y el viento. cuentas con un sistema de propiedad intelectual protegido. Los Sandboxes son propiedad de la compañía Sandbox Logistics.



Figura 23: Sandbox utilizado en el transporte de la arena en los EEUU

El chasis especial para ser transportado por camión permite transportar 1 Sandbox completamente lleno o 2 vacíos, siendo un 60% más económico que un chasis de tolva neumática. El tiempo de descarga con un autoelevador de aproximadamente 5 minutos. Se permiten apilar hasta dos Sandboxes, con una capacidad de 22 tn cada uno, permite una reducción sustancial en el espacio dentro del centro de almacenamiento.

El sistema de descarga en la locación se realiza por efecto de la gravedad, a través de una cinta transportadora alimentando a las unidades de mezclado (Blenders). Este método impide que la carga al blender se vea afectada por impurezas. Además, este sistema elimina la necesidad de tener que hacer un trasvase en un sistema neumático, el cual representa un factor contribuyente al problema del polvo de sílice en suspensión.



Figura 24: Sandboxes cargados en el mountain mover

En la actualidad, se han realizado fuertes inversiones en la infraestructura en la localidad de Añelo, estas ofrecen distintas alternativas para el manejo de la arena procesada entre los centros de distribución y la locación de los pozos. Hay dos tipos de centros de almacenamiento en añelo, el principal predio con galpones totalizando una superficie cubierta para almacenar 11000 tn en bolsones y una superficie semi-cubierta para una capacidad de 15000 tn en bolsones.



Figura 25: Planta de procesamiento de Arenas Patagónicas

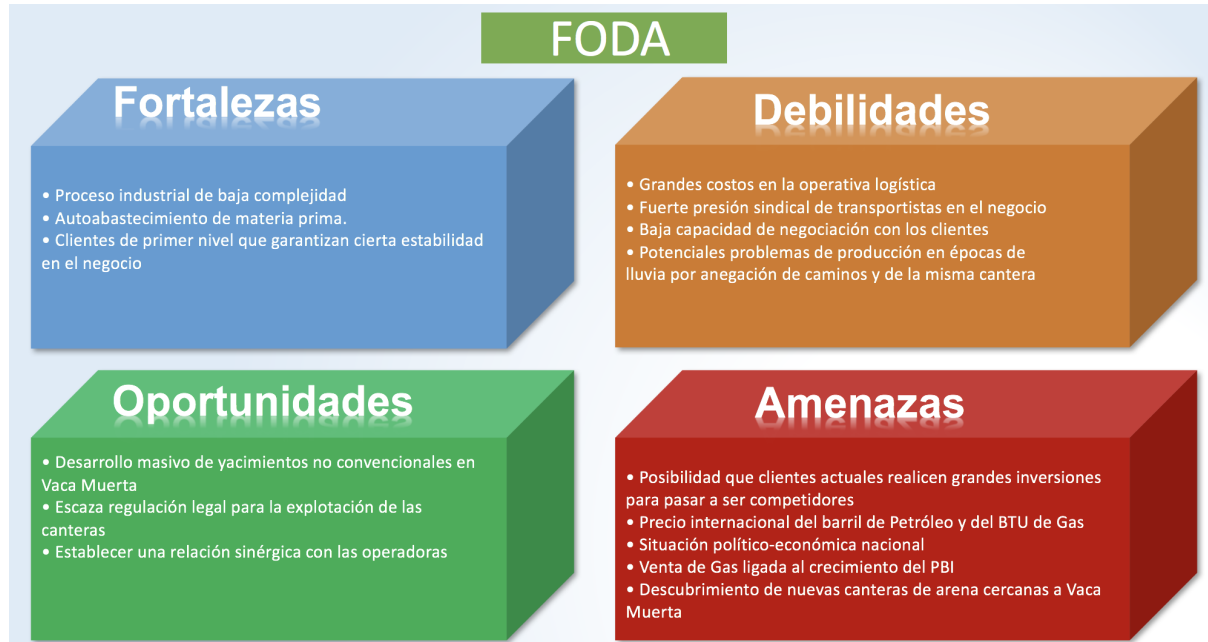
Este predio es un terreno de 7 hectáreas de superficie y posee una flota de 20 camiones equipados con tolvas neumáticas. Otro tipo de almacenamiento es el de silos para almacenaje de arena a granel, este tipo de almacenamiento todavía no es el más eficiente debido a que no hay una red ferroviaria que permita llegar los cargamentos a granel. En efecto, hace que el sistema de silos se vuelva muy ineficiente por lo que implica un proceso con una velocidad de recarga muy baja en caso de tratarse con bolsones. Adicionalmente, el factor económico financiero, dado que requiere una inversión seis veces más grande que el sistema de almacenamiento tradicional de galpones.

Hoy en día la logística varía dependiendo de cada operador como compra la arena, si la compra húmeda o seca y también dependiendo a quien se la compra. Desde nuestra planta ubicada en Puerto Campichuelo, Entre Ríos, la logística consiste de distintos factores el cual la reducción de costos de la misma, es la clave del éxito para el negocio principal del fracking.

Actualmente, La Milagrosa, es el mayor proveedor de arenas húmeda a YPF. La operadora es la que se encarga de la logística a través de una estrategia multimodal para tener la arena en su planta de procesamiento ubicada en Añelo, Neuquén. Está consiste en transportar la arena desde Entre Ríos en camiones bateas con una capacidad máxima de 30 toneladas hasta Cañuelas, Provincia de Buenos Aires, donde se encuentra la estación de tren ferrosur. Aquí a través de acopios suben la arena a los vagones del tren y estos son llevados hasta la estación Padre Stefanelli, ubicada en Neuquén. Una vez arribada la arena húmeda a la provincia Neuquina, esta es transportada a través de camiones batea a su destino final, la planta de procesamiento de arena. Se transportan un aproximado de 28 mil toneladas de arena húmeda por mes, esto requiere una estructura de alrededor de mil camiones bateas por mes que salen desde La Milagrosa.

Descripción del negocio

FODA



Posicionamiento

La posición del mercado que ocupará nuestra empresa es de característica “Seguidora”, es decir no tendría las características de una empresa líder del mercado. Por un lado, esto se debe a que la capacidad de producción es limitada y por el otro lado se debe a que actualmente ya existen distintos productores de arena en Entre Ríos que compiten directamente con La Milagrosa.

Dado que el producto terminado con que se va a trabajar es poco diferenciable, La Milagrosa no podrá posicionarse sobre sus competidores a través del producto terminado. En el mercado de la arena para fracking la diferenciación de los productores es, principalmente, a través de la capacidad de los proveedores a acoplarse a las necesidades de los productores y facilitar la logística del transporte de la arena desde la cantera hasta la boca del pozo.

La Milagrosa se enfocara en posicionarse a través de su disponibilidad a satisfacer la demanda de sus clientes. Debido a la alta participación de la arena en el esquema de costos de explotación no convencional, las operadores están buscando integrarse en la cadena de valor de este insumo para reducir sus costos. Actualmente la demanda de arena para fracking está mutando de arena seca a arena húmeda. Por ejemplo, YPF tiene una planta de secado y

tamizado de arena en Añelo, Neuquén, por lo que compran arena húmeda que ellos se encargan de secar. Tecpetrol está planeando instalar su planta de secado en Neuquén. A medida que estas tendencias se profundicen la demanda será mayoritariamente de arena húmeda, lo que presenta una reducción en los beneficios por tonelada de arena vendida. Es el plan de La Milagrosa acompañar estas tendencias para amoldarse a las necesidades del mercado de los consumidores grandes, aquellos que pueden secar la arena por su cuenta, y continuar en el mercado de la arena seca para las operadoras más pequeñas.

Como fue detallado anteriormente, nuestra producción será exclusivamente de arena “fina” de malla 70/140. Dado que se utilizan cantidades parciales de esta arena en las fracturas, el mercado se reduce al tipo de arena mencionado. Por el otro lado, la arena fina está tendiendo a tener mayor participación para realizar las fracturas hidráulicas. Actualmente el 15% de la arena requerida para fracturar es arena fina, se estima que en los próximos años este valor pase a 20%, según Figueiredo, Ignacio, coordinador de compras de TecPetrol.

En cuanto a la competencia, principalmente se destacarán las canteras de similar capacidad y que tengan arena del tipo 70/140. Según se investigó, existen canteras productoras que cumplan estas dos condiciones únicamente en Entre Ríos, cercanas a nuestra locación. Existen unas x canteras que podemos considerar como competidores directos a partir de lo analizado anteriormente.

Segmentación

- Demográficas:

Considerando que nuestra producción se utiliza en la fractura de pozos de gas y petróleo, y que dicha tecnología se utiliza únicamente en los yacimientos de la cuenca neuquina, nuestros clientes serán aquellos que operan en dicha provincia.

- Operativas:

El petróleo y el gas se pueden extraer de forma convencional o de forma no convencional, mediante el denominado “fracking”. La arena es un insumo que, mayormente, utilizan las empresas que extraen petróleo y gas con dicha tecnología por lo que, nuestros clientes serán, obligatoriamente aquellos que extraigan los hidrocarburos de esta forma.

- Enfoque de compra:

Dado que nuestro nivel de producción no es suficiente para abastecer en un 100% la demanda de algunas de las empresas que utilizan arena, nuestra empresa estará obligada a venderle su producción a compañías que estén dispuestas a abastecerse mediante varios proveedores.

Análisis de Porter

El mercado nacional de producción de arenas para fracturas hidráulicas tiene una historia corta y muy reciente dado que recién a comienzos del 2014 empezó a haber producción local de las mismas y empezaron a ser competitivas frente a la arena que se importaba del resto del mundo (principalmente de Brasil y China). Ésto, sumado al hecho de que el mercado consumidor tiene carácter oligopólico dentro del país, hacen que la industria tenga unas características especiales que nos propondremos analizar a través de la lupa de las cinco fuerzas de Porter.

1- Poder Negociador con el Mercado Proveedor

El mercado proveedor en nuestro caso es inexistente dado que al concentrarnos en la explotación y comercialización de un recurso natural como son las arenas de sílice, la provisión de nuestro insumo no depende de un mercado sino de la disponibilidad de canteras dentro del país cuya arena tenga las características necesarias para cumplir los requerimientos de las operadoras.

La industria utiliza de manera estandarizada dos tipos arenas en el diseño de sus fracturas, arenas de tamaño grueso (cribadas con una malla 30/70) y arenas finas (cribadas con una malla 70/140). La clasificación de los tipos de arena se realiza a partir del U.S Standard Sieve, explicado anteriormente.

Actualmente, este tipo de arenas se pueden encontrar principalmente en canteras de provincias de Entre Ríos y Chubut en su mayoría. Entre Ríos se diferencia de Chubut, en parte, al poder proveer arena fina, ya que hay una industria desarrollada que ha proveído históricamente arenas para la producción de vidrio y para la industria de la construcción. Mientras tanto, gran parte de las arenas de gruesas provienen de la región de Chubut, donde se encuentra Arenas Patagónicas, una de las empresas líder de arena gruesa. El costo del transporte entre los yacimientos y la región donde se emplea la arena es uno de los desafíos que tiene la industria.

Dado que el costo de la arena representa aproximadamente el 14% de los costos que enfrentan las operadoras de fractura y que, del precio de la arena, el 70% corresponde a los costos logísticos, actualmente se están buscando canteras en regiones más cercanas a Vaca Muerta aunque, hasta el momento no se ha podido encontrar ninguna que cumpla con las especificaciones necesarias para servir como arena para fracking.

2 - Poder Negociador con el Mercado Consumidor

La extracción de hidrocarburos no convencional se puede clasificar en tres etapas de procedimientos: perforación, fracturación y explotación. Las operadoras (entre ellas YPF y Tecpetrol) tercerizan estas tareas a empresas que tienen el know-how sobre los procedimientos (como Schlumberger y Halliburton). Anteriormente en Argentina las empresas responsables de realizar las fracturas hidráulicas eran las que adquirían la arena de sílice. Sin embargo, para reducir los costos de las empresas operadoras, la tendencia en el mercado es que las operadoras sean responsables de adquirir la arena; por ende están en un proceso de unbundle con las empresas.

Los posibles consumidores de arena tienen diversas variables a considerar a la hora de optar por un proveedor. El transporte de la arena entre las canteras y la boca de pozo representa el costo más significativo en la cadena de valor de las operadoras. Por ende, la locación de la cantera es de suma importancia para la viabilidad del proyecto.

Para realizar fracturas hidráulicas se requieren dos tipos de arenas: gruesas y finas. Las arenas gruesas representan el 80% del volumen demandado de agente sostén. Por lo que, tomando toda la demanda de arena para realizar fracturas, únicamente el 20% es considerado mercado potencial. Las arenas gruesas tienen requisitos de calidad más altos que las arenas finas; al tener mayor volumen son más propensas a romperse, por lo que deben tener un buen nivel de esfericidad para tener un aceptable crushing capacity.

La arena es un insumo clave para la extracción de hidrocarburos no convencionales, por ende las operadoras buscan formar relaciones estables con sus proveedores para minimizar los riesgos en su cadena de suministros. Consecuentemente el hecho de que La Milagrosa ya tenga relaciones establecidas con algunas de las operadoras es una fortaleza importante.

Potenciales clientes

Como ya se mencionó anteriormente los potenciales clientes de La Milagrosa son tanto las empresas petroleras como las de fracturamiento hidráulico ya que la compra de arena la puede realizar uno o el otro dependiendo de la cantidad de pozos a fracturar.

En primer lugar se mostrará una lista con todas las empresas petroleras y fracturadoras que actualmente operan en Argentina. Luego se mostrará un gráfico a fin de describir el peso específico que poseen las distintas empresas operadoras en VM.

- Empresas de fracturamiento hidráulico
 - Halliburton
 - Schlumberger
- Empresas petroleras

- YPF
- Tecpetrol
- Pan American Energy
- Total
- Exxon
- Shell
- Pluspetrol
- Wintershall
- Capex

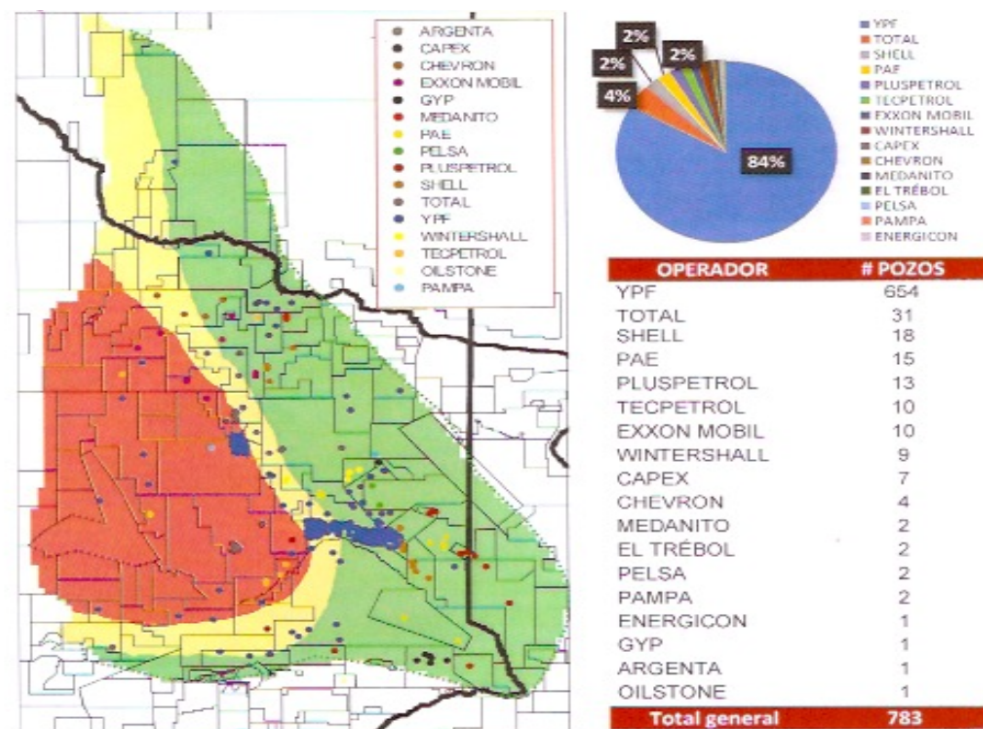


Figura 25: MarketShare de la participacion de explotacion de pozos horizontales en Añelo

En este gráfico se muestran la totalidad de pozos perforados por las operadoras desde los comienzos de VM hasta fines de 2017. Sin duda que YPF es el actor más preponderante del shale en Argentina habiendo perforado 645 de los 783 pozos, es decir, el 84% de los ellos. De todas maneras, es importante mencionar que entre el 2014 y 2016 más del 90% de los pozos fueron perforados por YPF mientras que dicha cifra descendió al 67% el año pasado. Estos números muestran el creciente interés en el desarrollo de VM de las operadoras privadas, tanto nacionales como internacionales. Por otra parte, a futuro, YPF y Tecpetrol son las dos empresas que tienen planeado perforar la mayor cantidad de pozos.

En relación a nuestra cantera de arena, es vital mencionar que, actualmente, La Milagrosa ya tiene un vínculo comercial con YPF y Tecpetrol, ya que les vende arena de malla 30/70. Esto es sumamente importante ya que significa la posibilidad de poder explotar aún más el vínculo vendiéndoles también arena de malla 100 ni más ni menos que a los principales accionistas de VM.

3 - Competidores Potenciales

El mercado proveedor de arenas de sílice en la Argentina es muy competitivo dado que incluso algunos de los operadores (YPF por ejemplo) tienen su propia cantera de arena. Uno de los principales desafíos que tiene la industria es el peligro de que la competencia encuentre una cantera más cerca de los pozos, mejorando su posicionamiento con respecto a la logística y distribución, por ende, mejorando su competitividad. Hoy en día, como se mencionó anteriormente, las provincias con producción son Entre Ríos y Chubut pero la competencia podría desarrollar otro foco de producción con mucho atractivo para las operadoras si la ubicación de las canteras es más cercana a Vaca Muerta.

4 - Productos Sustitutos

No existe hoy en día otro producto que se pueda usar como componente principal del agente sostén que no sean las arenas de sílice. Existe un tipo de arena que es la arena cerámica, la cual se usa sólo durante la primera etapa de explotación de un yacimiento no convencional y en pequeñas cantidades. Esta arena artificial ofrece mejores propiedades que la contraparte natural (tales como mayor resistencia a la compresión y una mejor conductividad) a costa de un precio muy superior en el mercado internacional. Por esta razón, no conforman un sustituto que amenace la dominancia de las arenas de sílice como agente sostén.

Por el otro lado, un potencial sustituto de nuestra arena es la llamada arena marrón. Esta arena actualmente no es producida en el país y no se han encontrado al día de hoy canteras que tengan este tipo de arena. Es el caso contrario a las arenas cerámicas dado que tienen peores características físicas en comparación a las arenas blancas que predominan en la industria. En el mercado norteamericano las arenas marrones son utilizadas en mayores cantidades por fractura en comparación con las arenas blancas en compensación por la menor calidad que tienen. Su uso puede ser rentable dado que, aunque se compran en mayor cantidad, se las adquiere a un precio menor porque constituyen una alternativa interesante frente a las arenas blancas.

Sin embargo, aún en el escenario en el que se encontraran canteras de arenas marrones dentro de nuestro país, los operadores no contarían con el “know how” para realizar las fracturas con este tipo de arenas. Realizar un cambio en un insumo tan crucial para la explotación de yacimientos no convencional sería incurrir en un riesgo quizás demasiado elevado en comparación al ahorro en la compra de las arenas.

5 - Competencia en el mercado

Se encuentran además de arenas La Milagrosa, otros 3 jugadores que se dedican al procesamiento de la arena para los yacimientos no convencionales en shale, hoy en día en la Argentina.

El competidor más grande del país es Arenas Patagónicas. Posee sus canteras en Dolavon, Chubut, mismo lugar en el cual se encuentra su planta procesadora. Actualmente tienen una capacidad productiva de 50 mil tn mensuales de arena, planeando expandirse en los próximos años a una capacidad de 140 mil toneladas por mes. Arenas Patagónicas cuenta con una ventaja competitiva clave que es el transporte y la logística de la arena para llevarla desde Dolavon a Añelo. Sin embargo, su tonelada de arena ronda en un precio muy superior al resto de los proveedores de arena.



Figura 26: Planta de procesamiento de Arenas Patagónicas en Dolavon, Chubut

En la costa del Paraná, en las inmediaciones de la localidad Aldea Brasileira, una subsidiaria de Ferrum, Cristamine, se dedica a la producción de arenas silíceas para el fracking no convencional. Iniciados en 1962, cuentan con un alto porcentaje de la actividad en la industria petrolera, aunque también se dedican a la producción de arena para vidrios y otras industrias.

La empresa Delta Arenas, dedicada también al rubro del tratamiento en las arenas silíceas, es una de las empresas más chicas con un bajo porcentaje del mercado. Ubicada en la provincia de Entre Ríos, cercano a La Milagrosa. Trabajan de manera similar a nosotros, debido a que la ubicación geográfica es similar y conllevan con los mismos costos logísticos

que nosotros. Es importante destacar que Delta Arenas, aunque tiene una larga historia como una empresa procesadora de arena, comenzó a involucrarse en la arena para fracking recientemente.

Por último, está el mercado de importación. Antiguamente las importaciones representaban casi la totalidad de la oferta de arena, sin embargo, la tendencia desde entonces fue de pasar al abastecimiento nacional. Los principales países que importan a la Argentina son, Estados Unidos, China y Brasil. Según conversaciones con personal de Abastecimiento de Arena en Tecpetrol, Ignacio Figueiredo, Tecpetrol pasará a satisfacer el total de su demanda con arena nacional. A su vez, según Figueiredo, actualmente la arena importada representa el 10% del market share, pero ese valor será nulo en el futuro cercano. Creemos que en un corto plazo las importaciones irán disminuyendo debido a que sus precios son altos, y que hoy solo están presentes por la incapacidad del mercado local de abastecer la demanda.



Figura 27: Puerto de Bahía Blanca utilizado en la importación de arena para la actividad no convencional y otras industrias

Proyección de la demanda de arena

Primeras aproximaciones

Para proyectar la cantidad demandada de arena en el periodo 2018-2028 inicialmente se intentó buscar información de la demanda histórica de arena en Argentina y correlacionarla a través del método de regresión lineal con drivers que pudiesen ser potenciales explicadores. Sin embargo, al ser la industria del fracking muy reciente en el país y al haberse utilizado arena importada para los primeros pozos perforados, no se encontró información pasada de demanda de arena. Consecuentemente, se descartó este primer modelo.

Al no contar con información de arena y al ser su demanda directamente dependiente de la cantidad de pozos perforados se construyó la siguiente ecuación para poder realizar la proyección deseada:

$$QA_n = C_f * E_f * QP_n$$

siendo

QA_n = cantidad de arena demandada en el año n en toneladas

C_f = Cantidad promedio de arena demandada por etapa de fractura en toneladas

E_f = Cantidad promedio de etapas de fractura por pozo

QP_n = Cantidad de pozos completados el año n

Dado C_f y E_f son constantes ya que se tomaron valores promedio, se procedió a evaluar alternativas para proyectar la cantidad de pozos completados.

Cómo se descubrió que los pozos completados están directamente relacionados a las reservas y, estas a las inversiones realizadas, se realizó una regresión lineal entre estas últimas dos variables con todos los datos históricos entre 2007 y 2016, obteniéndose un R^2 de 0,02. Para mejorar el resultado de la regresión, se analizó la posibilidad de desfazar los datos en un año, entendiendo que las inversiones de un año explican las reservas del año siguiente. No obstante, como eso hubiese significado realizar una regresión con 8 datos, se descartó esta opción y se pasó a buscar otro modelo.

Posteriormente, se consideró realizar el mismo análisis en Estados Unidos, puesto que la tecnología del fracking ya cuenta con varios años de desarrollo. En este caso, el problema fue que no se encontraron datos de inversiones y que los datos de reservas se encontraban agrupados por estados y no por cuentas y realizar la conversión iba a resultar muy inexacto dado que ciertos yacimientos se encuentran en más de un estado. En consecuencia, se descartó también esta opción.

Finalmente se procedió a analizar los datos de producción de Vaca Muerta y compararlos con aquellos de otras formaciones similares en Estados Unidos para intentar realizar una analogía entre la evolución inicial del yacimiento norteamericano y la del

argentino, para luego poder utilizar los siguientes datos del primero para poder pronosticar la producción del segundo. Para convertir los datos de producción en pozos completados se utilizaron la curva de declinación de los pozos y la producción total de un pozo durante su vida útil.

Fuente: Toma de datos de producción (EIA cambio de unidades, paper de MiNEM que me paso el del informe de grupo petrolero)

Para poder realizar la comparación entre Vaca Muerta y otras formaciones similares se obtuvieron datos históricos de producción Shale en Argentina y Estados Unidos. Las razones por las cuales se decidió optar por analizar las cuencas estadounidenses son, en primer lugar, la cantidad de formaciones de Shale Gas y Shale Oil con dimensiones similares a las de Vaca Muerta que se encuentran en producción, como se justificará más adelante. En segundo lugar, se eligió realizar las comparaciones con cuencas estadounidenses por la disponibilidad de datos a la que se tiene acceso a través de la página estatal de la EIA (Energy Information Administration).

En cuanto a los datos de producción de Shale Gas y Shale Oil en Estados Unidos, se tomó la información disponible en la EIA bajo el título “Dry shale gas production estimates by play” y “Tight oil production estimates by play”, en este contexto, Tight Oil y Shale Oil son sinónimos. Esta información provista por la EIA detalla los valores de producción Shale por formación no convencional desde Enero 2000 hasta Marzo 2018. Los valores de producción de petróleo se encuentran en unidades de barriles por día y los de Gas Natural en unidades de bcf por día, por lo que los valores son promedios mensuales de producción diaria. Estos datos se llevaron a las unidades utilizadas en Argentina, en el caso del gas natural millones de metros cúbicos producidos por mes (MMm3), y para el petróleo miles de metros cúbicos producidos por mes (Mm3). Luego se llevaron los datos mensuales a un total de producción anual, por lo que los datos finales fueron la producción anual de Shale Gas en MM3 y Shale Oil en Mm3 en cada cuenca estadounidense.

Los datos acerca de la producción Shale en Vaca Muerta se obtuvieron del “Informe Estadístico Anual 2016” donde se detalla la producción no convencional en Argentina de gas natural y petróleo a partir del 2007 hasta el 2016. En cuanto a la producción no convencional del 2017 se utilizó el paper “La Producción de Hidrocarburos. Informe Anual 2017”, publicado en Abril 2018 por el Instituto Argentino de Energía Gral. Mosconi. Aquí se presenta el dato provisorio de la producción no convencional en el 2017. Los datos de producción anual de gas y petróleo no convencional se distinguen entre Shale y Tight, por lo que se tomaron únicamente los valores de producción Shale. Adicionalmente, como Vaca Muerta es la única formación no convencional en explotación en Argentina, los datos de producción Shale en Argentina se tomaron como equivalentes a producción Shale en Vaca Muerta.

En conclusión, desde estas fuentes se obtuvieron los datos de producción Shale anual por formación, en Estados Unidos desde el 2000 hasta el 2018 y en Argentina desde el 2007

hasta el 2017. Cabe destacar que la producción de Vaca Muerta en los primeros años fue casi nula, los niveles de producción comienzan a ser significativos a partir del 2012.

Comparaciones con yacimientos Estadounidenses: Eagle Ford, Bakken y Permian

Una vez conseguidos los datos de la producción shale en Estados Unidos y Argentina se prosiguió a realizar las comparaciones con tres formaciones que se pueden asemejar a Vaca Muerta, estas son Eagle Ford, Bakken y Permian. Estas formaciones fueron escogidas por sobre las otras tomando como referencia las opiniones de diversos expertos en el sector, como Álvaro Bugari, profesor de postgrado en el ITBA. Todos concuerdan en que comparar Vaca Muerta con Bakken, Eagle Ford o Permian es aceptable tomando como criterios las reservas de las formaciones y sus características geológicas. A continuación se detalla los resultados de las comparaciones.

Eagle Ford

Los siguientes gráficos muestran la evolución de la producción de gas en Eagle Ford y Vaca Muerta, la producción de gas muestra exactamente las mismas características.

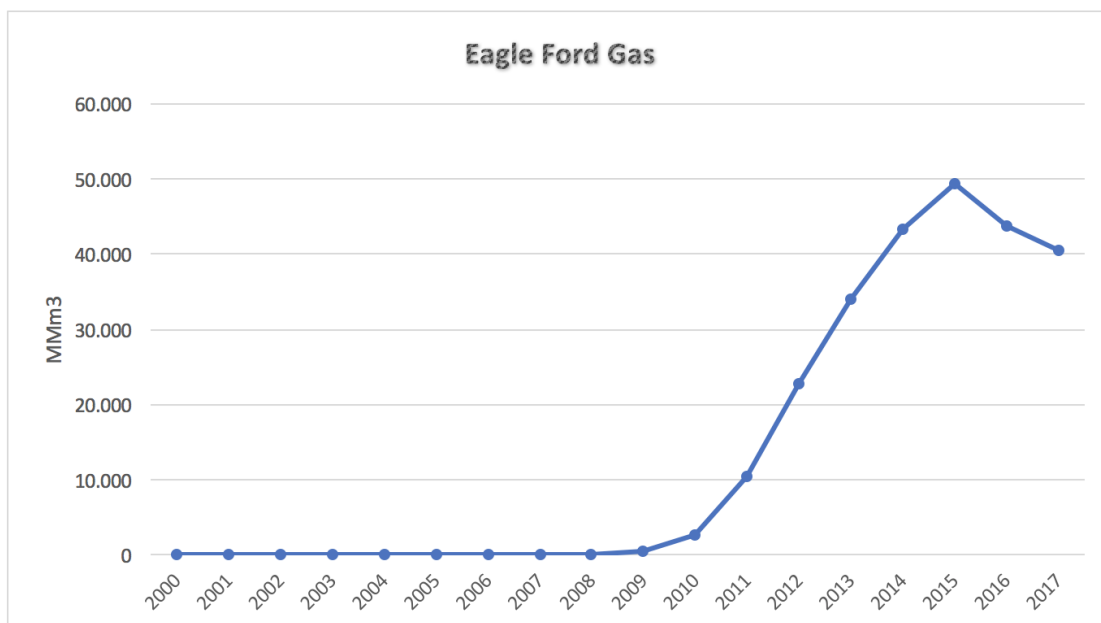


Figura 28: Proyección de la demanda de gas en Eagle Ford, EEUU

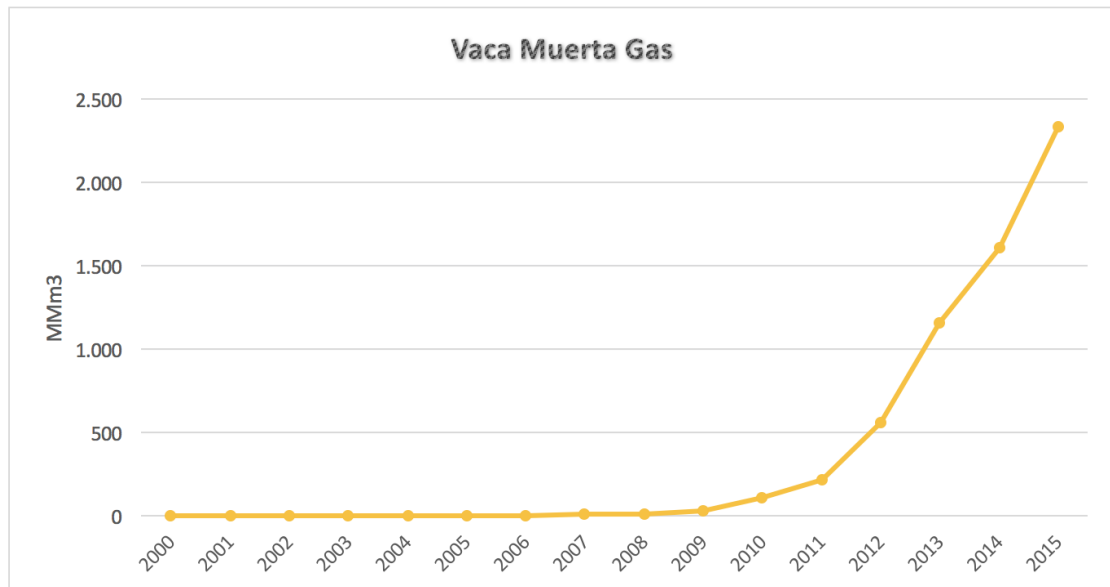


Figura 29: Proyección de la demanda del gas en Vaca Muerta, Argentina

Como se puede observar, la tendencia de evolución de Vaca Muerta se asemeja mucho a la de Eagle Ford. Ambas tienen un rápido crecimiento repentino que comienza en el 2010. Por ende, debido a la similitud en su comportamiento, se podría proyectar la producción Shale de Vaca Muerta con base en las proyecciones de Eagle Ford. Sin embargo hay varios puntos por los cuales dar esta comparación como válida resultaría en proyección desacertada.

En primer lugar, las dimensiones del crecimiento de Eagle Ford son llamativamente mayores a las de Vaca Muerta. Si se compara la producción de Vaca Muerta con la de Eagle Ford en igualdad de escala, el desarrollo de la primera es casi nulo al lado de la segunda.

Dada esta notada diferencia entre las dos formaciones, se buscó una semejanza entre Vaca Muerta y Eagle Ford, reduciendo el desarrollo de la segunda en diversas proporciones para poder llevar las tasas de crecimiento de la última a niveles comparables con Vaca Muerta. Se redujo la producción de Eagle Ford a través de funciones logarítmicas, de base 10 y natural, desplazando a Vaca Muerta en el eje temporal para buscar la mejor semejanza. Estas nuevas curvas de crecimiento de Eagle Ford no se acoplaban a las de Vaca Muerta. Así mismo se redujo la producción de Eagle Ford 2, 10 y 20 veces. Ninguno de estas curvas eran satisfactorias para ser comparadas con Vaca Muerta ya que había mucha divergencia entre las producciones año a año en todos los casos.

El segundo motivo por el cual no es conveniente realizar un paralelismo con Eagle Ford es que, al haber tenido un crecimiento tan rápido y repentino, se asume que esto fue posible gracias al know-how de los estadounidenses en la producción no convencional, al ya haber explotado otras cuencas shale. Así mismo, Estados Unidos ya posee la infraestructura necesaria para estos niveles de producción y una mayor demanda de gas y oil que Argentina.

En conclusión, no es adecuado comparar el crecimiento de Vaca Muerta con el de Eagle Ford, debido a que, en primer lugar, los datos históricos de producción no son semejantes, sea la producción real como ajustada por escalas logarítmicas o desfasadas en el eje temporal. Lo único similar entre la producción entre las cuencas es su repentino incremento exponencial. En segundo lugar, el rápido crecimiento de Eagle Ford fue posible gracias a las características particulares de Estados Unidos que no se replican en Argentina.

Permian

En el caso de Permian, esta formación está en producción Shale desde el 2000. Desde el 2000 hasta el 2017 la producción en Permian aumentó alrededor de 9 veces. La producción actual de Shale gas de Permian es 20 veces mayor a la de Vaca Muerta. El método para validar la comparación con Vaca Muerta fue la misma que se utilizó en Eagle Ford. Se redujo la producción en Permian con escalas logarítmicas, se desfasó el eje temporal de Vaca Muerta, y se comparó tasas de crecimiento. Ninguna de estas alternativas resultó en una curva de producción similar a la de Vaca Muerta.

Aunque la tendencia de Vaca Muerta y Permian son similares, en el sentido de que ambas tienen un repentino incremento de producción con forma exponencial, la comparación no es válida por las mismas razones por las cuales se descartó la comparación con Eagle Ford.

Bakken

Al realizar la comparación con Bakken, los resultados fueron mejores que con las otras formaciones. En el caso del gas natural, para ajustar la evolución de la producción se tuvo que desplazar Vaca Muerta en el eje temporal. Luego se eliminaron los primeros 5 años de producción de Vaca Muerta ya que al ser niveles tan bajos de producción, se consideró que generarían ruido en las comparaciones.

El resultado final de la comparación de gas natural fue que los niveles de producción de Bakken en el 2006 se asemejan a los de Vaca Muerta en el 2012, así mismo las evoluciones para los años subsiguientes son similares. Los valores de producción comparados se pueden observar en la siguiente tabla:

GAS [MMm3]					
Año Bakken	Bakken	Tasa crecimiento Bakken	Vaca Muerta	Tasa crecimiento V.M.	Año V.M.
2006	436		110		2012
2007	555	27%	216	96%	2013
2008	651	17%	564	161%	2014
2009	899	38%	1.161	106%	2015
2010	1.480	65%	1.607	38%	2016
2011	2.065	40%	2.341	46%	2017
2012	3.952	91%			
2013	5.569	41%			
2014	7.717	39%			
2015	10.288	33%			
2016	11.391	11%			
2017	12.931	14%			

Tabla 11: Comparación de tasas de crecimiento en Bakken y Vaca Muerta

El siguiente gráfico realizado a base de los datos de la tabla de producción muestra cómo se acoplan las dos curvas de producción de gas entre los años 2006 y 2012:

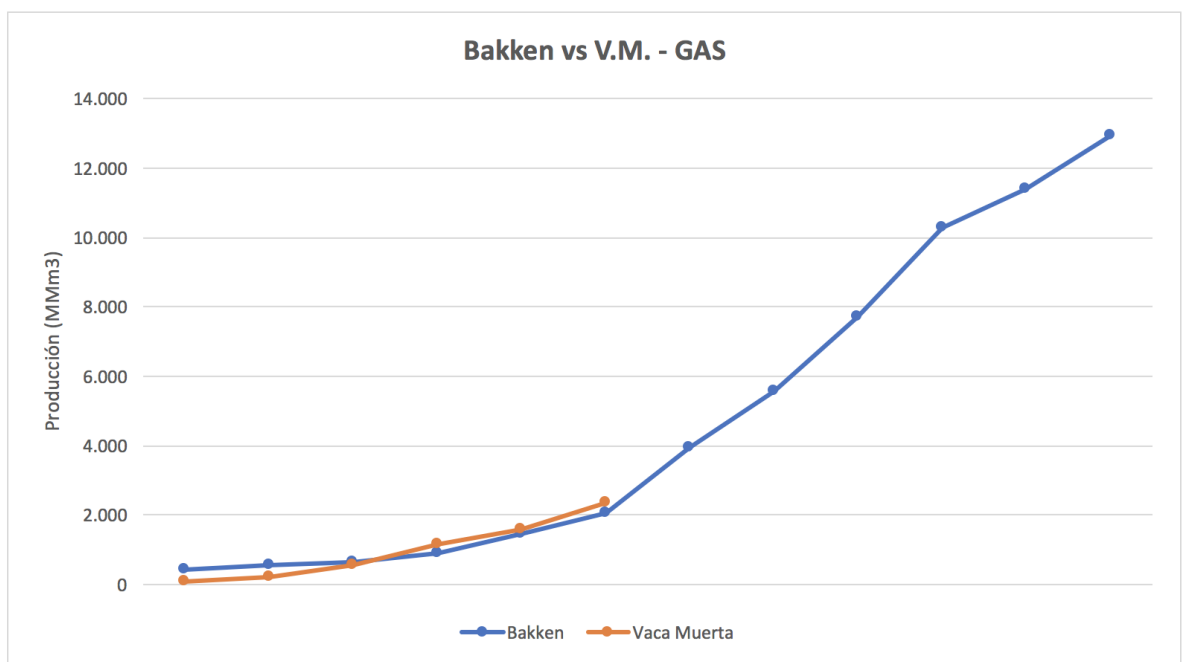


Figura 30: Evolución de la producción entre 2006 y 2012 entre Bakken y Vaca Muerta

Dado que ambas curvas se solapan, y que los valores reales de ambas formaciones son comparables, se toma como válida esta comparación, por lo que el desarrollo de Bakken en gas natural desde el 2012 en adelante podría aproximar el pronóstico de producción de gas de Vaca Muerta en los años venideros.

En el caso del petróleo se realizó el mismo análisis con la salvedad que, primero, el eje temporal de producción de Vaca Muerta de petróleo se desfaso hasta el 2002 y, en segundo lugar, al comparar la producción de Bakken esta fue dividida a la mitad para obtener valores similares a los de Vaca Muerta. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

PETRÓLEO [Mm3]						
Año	Bakken	Bakken/2	Tasa crecimiento Bakken	Vaca Muerta	Tasa crecimiento V.M.	Año V.M.
2002	949	475		182		2012
2003	1.144	572	20,5%	400	119,8%	2013
2004	1.797	899	57,2%	969	142,3%	2014
2005	3.040	1.520	69,2%	1.346	38,9%	2015
2006	3.598	1.799	18,3%	1.725	28,2%	2016
2007	4.245	2.122	18,0%	2.181	26,4%	2017
2008	6.903	3.451	62,6%			
2009	10.073	5.036	45,9%			
2010	15.495	7.747	53,8%			
2011	22.173	11.086	43,1%			
2012	36.702	18.351	65,5%			
2013	48.563	24.282	32,3%			
2014	61.712	30.856	27,1%			
2015	67.356	33.678	9,1%			
2016	58.611	29.306	-13,0%			
2017	60.603	30.302	3,4%			

Tabla 12: Comparación entre tasas de crecimiento entre Bakken y Vaca Muerta

La tabla con los valores de producción muestra la comparación entre la mitad de la producción oil en Bakken desde el 2002 hasta el 2007 con la producción de Vaca Muerta desde el 2012 hast el 2017. El siguiente gráfico muestra hecho a base de los valores de la tabla compara ambas evoluciones.

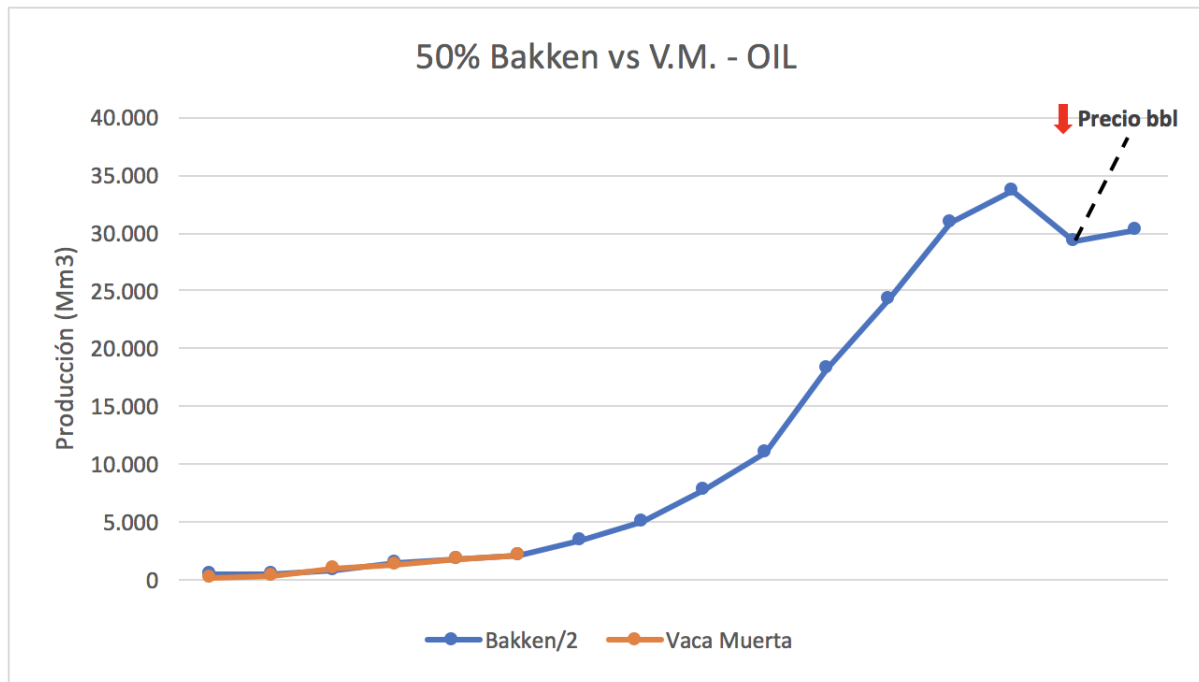


Figura 31: Proyección de la producción de Vaca Muerta y el 50% de la actividad en Bakken

Como se puede observar ambas curvas se acoplan muy bien, en particular a partir del tercer año donde Vaca Muerta empezó a incrementar sus tasas de crecimiento.

En conclusión, debido a la semejanza entre las curvas de producción de Shale gas y Shale Oil para ambas cuencas con sus respectivos desfasajes temporales, se considera que Bakken podría explicar la evolución en Vaca Muerta.

Fundamentos de semejanza entre los yacimientos VM y Bakken

Luego de haber realizado las comparaciones previamente explicadas y de haber encontrado la formación que mejor se asemeja a Vaca Muerta, se prosiguió a examinar la validez de la comparación. Para ello se compararon los recursos prospectivos técnicamente recuperables (ver más detalles en Anexo 7) de gas y petróleo, obtenidas desde el informe sobre las reservas mundiales de shale gas y shale oil de la EIA del 2013 [5], obteniéndose los siguientes resultados:

	Vaca Muerta	Bakken
Gas (B BOE)	52,309	2,125
Oil (B bbl)	16,22	16,1
TOTAL (B bbl)	68,529	18,225

Tabla 12: Comparacion de Gas y Oil entre VM y Bakken

En primer lugar, se puede observar que los recursos de petróleo en ambos yacimientos son prácticamente iguales, por lo que se concluye que la proyección de la producción de petróleo en VM a partir de la producción de Bakken es válida.

En segundo lugar, se vislumbra que los recursos de gas en Vaca Muerta son 25 veces mayores que los de Bakken. No obstante esta diferencia, hay factores propios de Argentina que no están presentes en Estados Unidos que dificultan la explotación de los recursos hidrocarburíferos. Por ejemplo:

- 1) en Argentina la infraestructura de la industria del gas (gasoductos y centrales térmicas) está mucho menos desarrollada que en Estados Unidos,
- 2) en Argentina la inversión es mucho menor que en Estados Unidos dadas las diferencias en el desarrollo y en la estabilidad de ambas economías
- 3) el fracking genera tensiones en la sociedad, sobre todo dentro de los sectores ambientalistas, que podrían desacelerar el crecimiento de la tecnología. [9]

Concluimos que la comparación entre ambos yacimientos es válida y que la producción de gas natural en los primeros años de desarrollo de Vaca Muerta, en el tiempo donde se desarrollará nuestro proyecto, se asemejará a la de Bakken. Igualmente se considera que luego de la etapa inicial, cuando se logren superar las 3 barreras ya descritas, la producción de gas del yacimiento se desarrolle es una mayor escala que Bakken debido a sus mayores reservas.

Proyeccion de produccion en VM

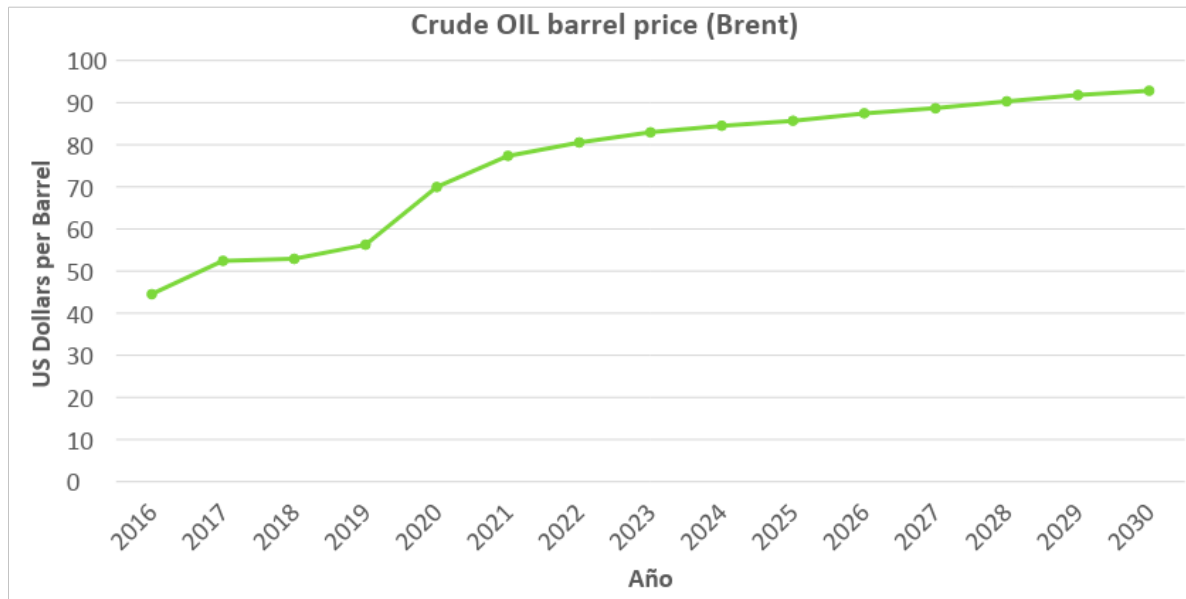
A partir de la validada comparación de Vaca Muerta con Bakken, el próximo paso es la realización de las proyecciones de producción para el período 2018-2030. Dado el desfase de los inicios de operación demostrados que existían entre ambos yacimientos, se utilizaron los datos desde el fin de la comparación tanto para shale gas y shale oil para calcular la producción posterior de Vaca Muerta. Es decir, para el gas se utilizó la producción de Bakken desde el 2011 hasta el 2017 (dado que se utilizó como horizonte de comparación para el gas desde el 2006 hasta el 2011) para calcular la producción de Vaca Muerta desde el 2017 hasta el 2023 (7 datos). Por el lado del oil, se utilizaron los datos desde el 2007 hasta el 2017 (dado que el horizonte de comparación fue desde el 2002 hasta el 2007) para proyectar desde el 2017 hasta el 2027 (10 datos). Los datos a estimar necesarios para completar el horizonte de proyección hasta el 2030 son 7 para el gas y 3 para el oil. Para estos casos se estimó, según la lógica establecida, un crecimiento para cada año que se calculó a partir de un promedio de los dos años inmediatamente anteriores en Bakken. Esto se debe a que los crecimientos calculados aumentan a razón del 30% año a año, y dado que los crecimientos tienen a atenuarse en un régimen de explotación, se consideraron promedios de los dos años previos.

Lo dicho previamente permite proyectar el desarrollo de Vaca Muerta tomando como base las tasas de crecimiento de Bakken. Adicionalmente, para considerar distintas posibilidades de desarrollo se plantearon tres escenarios de producción posibles. En primer lugar, un escenario optimista donde la tasa de crecimiento de Vaca Muerta es idéntica a la de Bakken. Luego, un escenario moderado con tasas de crecimiento 20% menor que la optimista y un escenario pesimista con tasas 20% menor a la moderada.

Se realizó una salvedad a la hora de replicar las tasas de Bakken con las de Vaca Muerta. Como consecuencia de la caída del precio del petróleo en el 2014, la producción de este hidrocarburo se contrajo en el 2015, y luego tuvo un leve crecimiento en el 2016. Como no se prevé que en el futuro se replique una caída de precios similar, se obvió la tasa de crecimiento, negativa en este caso, del 2014 para pronosticar Vaca Muerta. En su lugar, se utilizó la tasa de crecimiento de Bakken del año inmediatamente anterior, es decir 9%. Esta tasa de crecimiento es conservadora, ya que, por ejemplo, entre el 2012 y 2013 se promedió alrededor del 30%. La elección de una tasa conservadora se debe a que se cree que el crecimiento no podrá tener tasas de crecimiento exponenciales, como lo son las de los primeros años, de forma prolongada en el tiempo, y que un crecimiento del 10% anual es un valor esperable.

En cuanto a los tres posibles escenarios de crecimiento, el optimista (idéntico a Bakken), el moderado y el pesimista, su ocurrencia depende en gran medida de la evolución del precio del petróleo. Se asume que los niveles de inversión necesarios y la tecnología e infraestructura requerida serán alcanzados si el precio del hidrocarburo se mantiene lo suficientemente elevado como para que el desarrollo de Vaca Muerta sea rentable para las operadoras. El desarrollo de petróleo de Bakken comenzó en el 2002, con un precio Brent de 25 dólares por barril [6]. En el 2008, donde se comienza a extrapolar el crecimiento de Vaca Muerta con las tasa de Bakken, el precio del Brent estaba por encima de los 95 dólares por barril. Para fines del 2018, se espera que el precio del petróleo esté por encima de los 70 dólares por barril, 25% menos que en su análogo estadounidense. Sin embargo, para el 2009 y 2010, años entre los cuales la producción de Bakken se duplicó, el precio del petróleo fue de 61 y 79 dólares por barril, respectivamente. Esto indica que la producción Shale es rentable con estos últimos niveles de precios Brent.

Como se puede observar en el gráfico a continuación elaborado a base de datos de la EIA, se espera que el precio del Brent continúe creciendo hasta llegar a estar por encima de los 90 dólares por bbl en 2030.



Aunque el precio Brent no se encuentre en los niveles en los cuales se encontraba cuando Bakken comenzó su desarrollo exponencial, se considera que se encuentra lo suficientemente alto como para permitir la explotación Shale en Vaca Muerta. En este sentido, dada la posibilidad de que las tasas de crecimiento no sean idénticas a las de Bakken, el Escenario Moderado de crecimiento puede ser una buena aproximación a la realidad. El caso pesimista refleja la posibilidad que el precio del barril no sufra grandes cambios en sintonía con la tendencia esperada en los próximos años. En conclusión, dada la proyección del precio del petróleo expuesta previamente, se espera que la producción de Vaca Muerta se encuentre entre los escenarios Optimista y Moderado.

Dicho esto, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

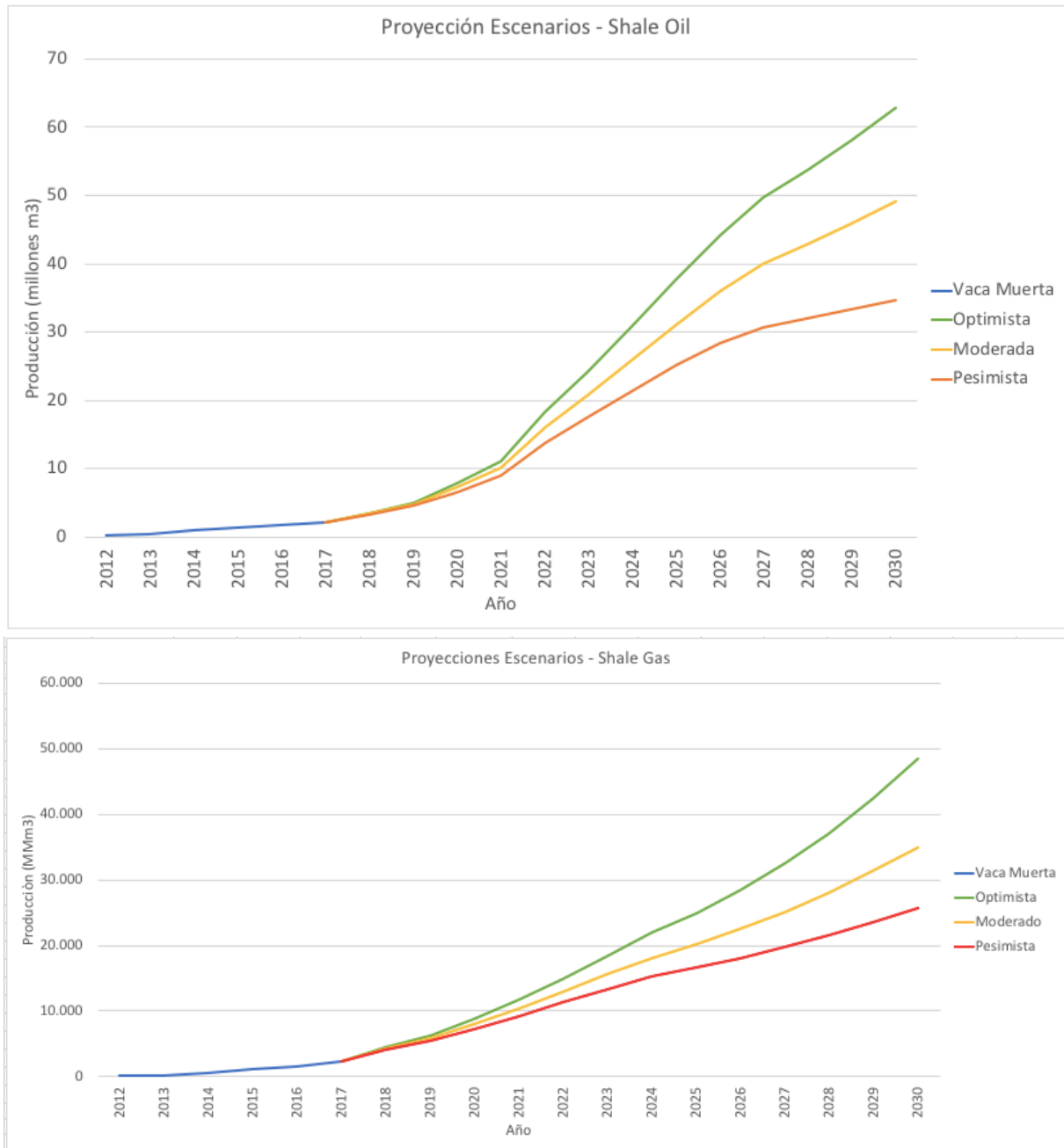


Figura 34: Proyeccion de la produccion del shale gas en VM en los escenarios Optimista, moderado y pesimista

Año VM	Proyeccion VM Oil (Mm3)			Año VM	Proyección VM Gas (MM m3)		
	Optimista	Moderada	Pesimista		Optimista	Moderada	Pesimista
2012	182	182	182	2012	110	110	110
2013	400	400	400	2013	216	216	216
2014	969	969	969	2014	564	564	564
2015	1.346	1.346	1.346	2015	1.161	1.161	1.161
2016	1.725	1.725	1.725	2016	1.607	1.607	1.607
2017	2.181	2.181	2.181	2017	2.341	2.341	2.341
2018	3.451	3.422	3.310	2018	4.480	4.285	4.109
2019	5.036	4.851	4.566	2019	6.312	5.879	5.498
2020	7.747	7.225	6.597	2020	8.748	7.941	7.251
2021	11.086	10.056	8.947	2021	11.662	10.346	9.247
2022	18.351	16.047	13.792	2022	14.955	12.966	11.344
2023	24.282	20.761	17.475	2023	18.449	15.632	13.387
2024	30.856	25.872	21.386	2024	21.895	18.130	15.198
2025	37.658	31.056	25.134	2025	24.995	20.227	16.598
2026	44.138	35.914	28.370	2026	28.535	22.567	18.127
2027	49.683	40.016	30.754	2027	32.575	25.178	19.796
2028	53.710	42.821	32.017	2028	37.188	28.090	21.619
2029	58.063	45.822	33.332	2029	42.455	31.339	23.611
2030	62.770	49.198	34.701	2030	48.466	34.965	25.785
TOTAL	413.635	339.866	267.182	TOTAL	306.714	243.545	197.568

Tabla 13: Proyecciones del gas y Oil en VM del 2012 al 2030

Proyección de pozos basado en la producción futura de VM

Una vez obtenida la proyección de la producción de shale oil y shale gas en los tres escenarios se procedió a convertir esa información en una proyección de pozos completados por año, para luego poder establecer nuestra demanda de arena en el horizonte del proyecto de inversión.

Para ello fue necesario establecer la producción total durante la vida útil (de ahora en más PTVU) de un pozo y su evolución en el tiempo. La producción en VM tiene dos etapas marcadas: una previa al 2016 donde predominaban los pozos verticales y 2016 en adelante donde la perforación es casi exclusivamente horizontal.

Para los pozos horizontales se tomaron los datos obtenidos de trabajos de consultoría a los cuales se pudo acceder. Se utilizó esta información como la PTVU de los nuevos pozos que se hayan completado una vez que el yacimiento ya haya entrado en régimen. Luego se construyó una tendencia creciente asumiendo que a medida que pasa el tiempo los nuevos pozos completados tendrán una PTVU mayor considerando que el know-how, la tecnología y la productividad van mejorando con el tiempo e influyen en el factor de recuperación de los pozos.

Para los pozos verticales se tomó una PTVU con el cual, como se explicará más adelante, la producción teórica calculada tiene un error mínimo frente a la producción real.

En resumen:

	GAS (MM m3)	OIL (M m3)	
EVOLUCIÓN	55	30	Vertical
	55	30	
	55	30	
	55	30	
	170	100	Horizontal
	190	110	
	200	120	
	200	120	
RÉGIMEN	220	120	

Tabla 14: Evolucion del gas y oil en la actividad vertical y horizontal

También fue necesario establecer una curva de declinación de los pozos, es decir como va cayendo la producción de los pozos con el tiempo. Para ello se utilizó la curva de declinación utilizada en el paper “Escenarios energéticos 2030” construido por el ministerio de energía y minería, que coincidió con la curva de declinación que nos facilitó una de las personas contactadas para el elaboración del proyecto.

Fuente: Paper - Escenarios energéticos 2030 - Ministerio de Energía y Minería de la Presidencia de la Nación

Gráfico N° 17: Perfil de pozo – Shale oil

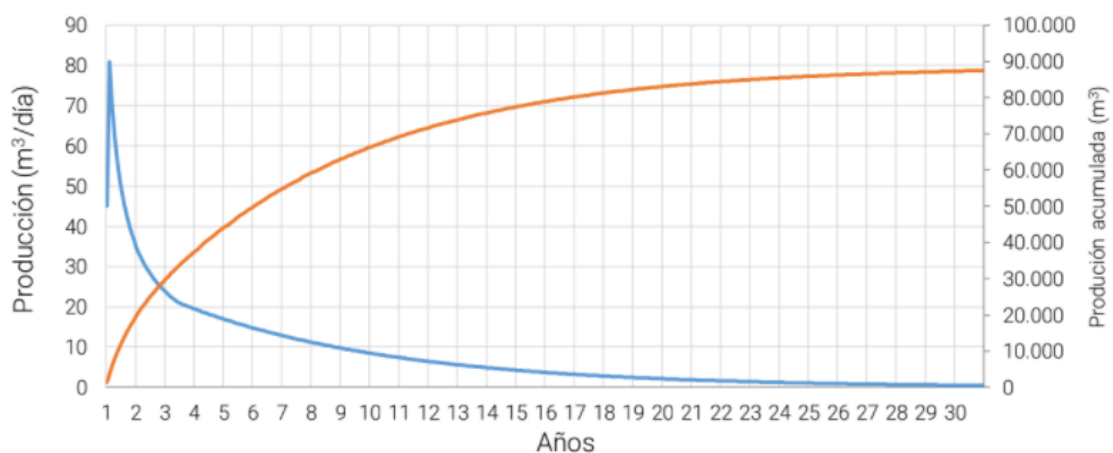


Figura 35: Proyeccion de la produccion del shale oil en VM

Gráfico N° 18: Perfil de pozo - Shale gas

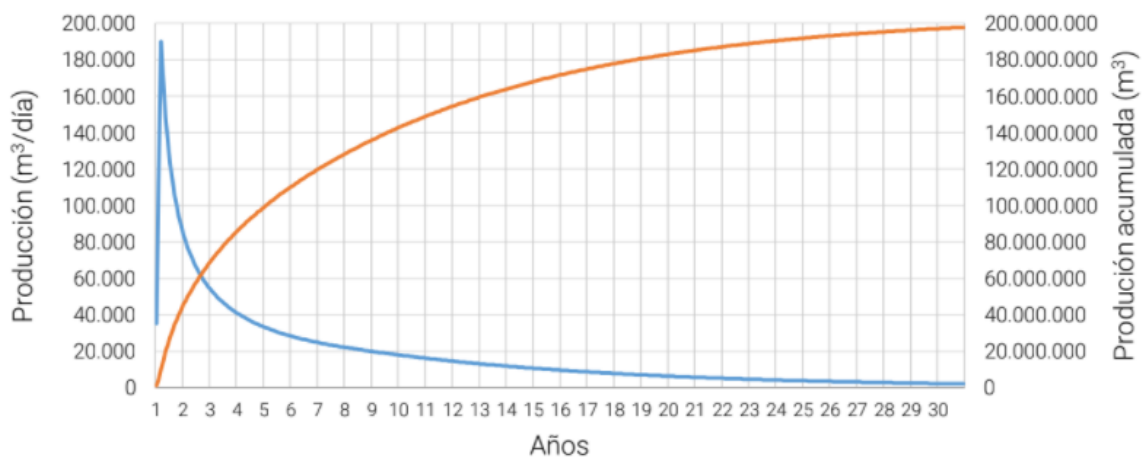


Figura 36: Proyección de la producción del shale gas en VM

Se tomó una vida útil de los pozos de 16 años, ya que pasado ese tiempo la producción de los pozos es muy baja y, en general, no es más rentable seguir produciéndolos. A su vez, se tomó que los pozos producen un 20% del PTVU en el primer año, 10% en los siguientes 3 años y 5% en lo que resta de su vida útil.

Luego, basándonos en los datos previamente mostrados se construyó la siguiente ecuación de producción anual

$$Pr\ n = \sum_{n=1}^{16} Cn * PTVU\ n * QPn$$

Siendo:

Pr n = Producción del año n

Cn = Porcentaje del PTVU producido el año n

PTVU n = PTVU de los pozos completados en el año n

QPn = Cantidad de pozos completados el año n

Posteriormente, conocidos los datos de pozos completados y de producción desde 2012 hasta 2017 en VM y proyectada la producción desde 2018 hasta 2030 se construyó una ecuación para determinar los pozos completados entre 2018 y 2030:

$$QPn = \frac{Pr\ n+1 - \sum_{n=1}^{n-1} Cn * PTVU\ n * QPn}{Cn * PTVU\ n}$$

Finalmente, a modo de verificación, se calculó una producción teórica usando la fórmula de Producción del año n y se la comparó con la producción proyectada para el 2018-2030. Este error tiene un promedio que ronda alrededor del 5,5% para los 6 escenarios (Gas y Petróleo, Optimista, Moderado y Pesimista). Luego, se calculó la producción teórica del año 2017 y se la comparó con la producción real de ese año. A partir de este cálculo, se definió el PTVU de los pozos verticales, buscando un error mínimo entre la producción real y la teórica. Dicho valor es que la PTVU de un pozo vertical es el 25% de la PTVU de un pozo horizontal. Se utilizó este valor para la producción en los años donde predominaban los pozos verticales, 2012-2015.

Proyección del mercado en general

Finalmente, habiendo proyectado los pozos completados entre 2018 y 2030 se procedió a calcular la demanda de arena con la ecuación desarrollado al principio de esta sección

$$QA_n = C_f * E_f * QP_n$$

siendo

QA_n = cantidad de arena demandada en el año n en toneladas

C_f = Cantidad promedio de arena demandada por etapa de fractura en toneladas

E_f = Cantidad promedio de etapas de fractura por pozo

QP_n = Cantidad de pozos completados el año n

Se tomó $C_f = 200$ y $E_f = 30$ toneladas , ya que representan el promedio de la industria según lo comentado por Ignacio Figueiredo, gerente de compras de Tecpetrol.

Se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación:

Año	Escenario Optimista			Escenario Moderado			Escenario Pesimista		
	Gas (pozos)	Oil (pozos)	Q arena (ton)	Gas (pozos)	Oil (pozos)	Q arena (ton)	Gas (pozos)	Oil (pozos)	Q arena (ton)
2018	89	142	1.391.022	79	135	1.279.768	69	123	1.151.163
2019	112	201	1.875.852	98	183	1.688.013	87	163	1.498.446
2020	134	249	2.296.314	116	219	2.005.935	101	188	1.735.114
2021	162	463	3.748.907	135	393	3.167.103	114	327	2.643.111
2022	188	529	4.302.585	153	438	3.547.775	125	358	2.895.749
2023	206	600	4.838.826	162	487	3.893.577	129	389	3.106.221
2024	214	699	5.479.793	163	558	4.320.630	125	432	3.341.958
2025	235	752	5.918.206	173	591	4.580.877	128	440	3.412.288
2026	261	757	6.106.234	186	588	4.645.360	134	417	3.306.260
2027	289	723	6.075.710	201	552	4.517.974	141	371	3.069.921
2028	325	737	6.373.725	219	555	4.647.419	150	357	3.038.203
2029	368	761	6.778.393	243	573	4.892.102	162	347	3.053.100
2030	418	780	7.184.549	269	582	5.101.976	175	332	3.042.833

Tabla 15: Proyecciones de la cantidad de la arena en los distintos escenarios

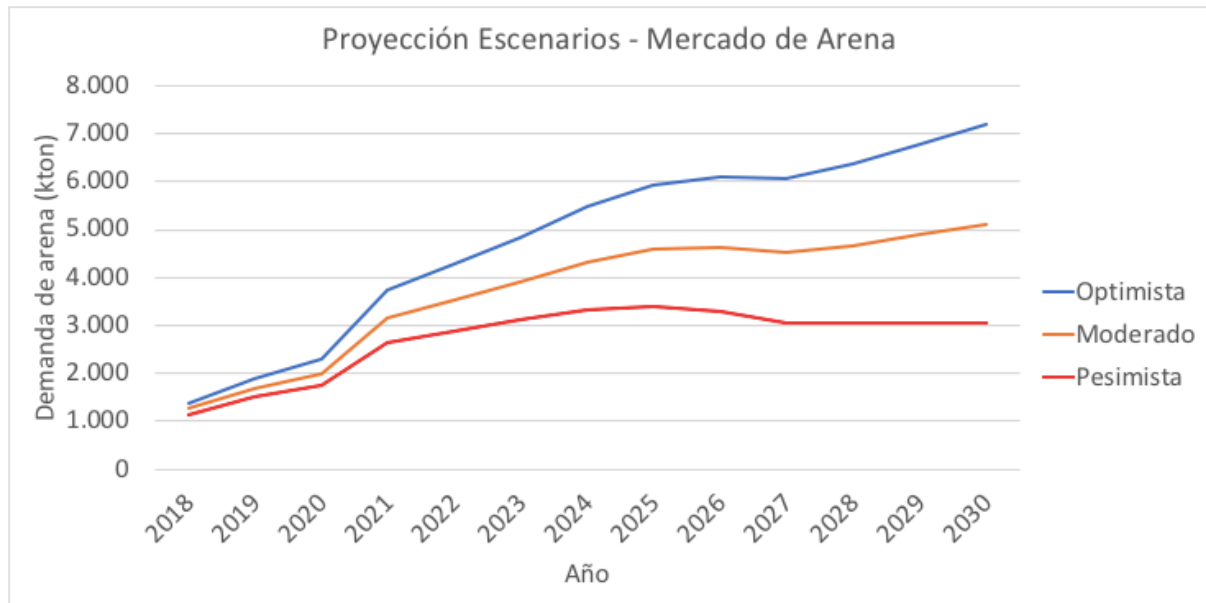


Figura 37: Proyeccion de la demanda de arena en los escenarios de optimista, moderado y pesimista

Como se puede observar, la tabla proyecta las toneladas de arena requeridas para poder fracturar los nuevos pozos año a años. Como se explicó previamente, la demanda de arena se segmenta en arena fina y gruesa. A partir de conversaciones con expertos de la industria, como el presidente de Arenas Patagónicas Guillermo Coco, el 80% de la arena demanda es gruesa y el restante fina. Desglosando el consumo de arena a partir de estos valores, la siguiente tabla muestra la evolución del mercado de la arena según su tipo:

Año/Tipo	Escenario Optimista			Escenario Moderado			Escenario Pesimista		
	Q arena Total	Arena Gruesa	Arena Fina	Q arena Total	Arena Gruesa	Arena Fina	Q arena Total	Arena Gruesa	Arena Fina
2018	1.391.022	1.112.818	278.204	1.279.768	1.023.815	255.954	1.151.163	920.930	230.233
2019	1.875.852	1.500.681	375.170	1.688.013	1.350.410	337.603	1.498.446	1.198.757	299.689
2020	2.296.314	1.837.052	459.263	2.005.935	1.604.748	401.187	1.735.114	1.388.091	347.023
2021	3.748.907	2.999.125	749.781	3.167.103	2.533.682	633.421	2.643.111	2.114.488	528.622
2022	4.302.585	3.442.068	860.517	3.547.775	2.838.220	709.555	2.895.749	2.316.599	579.150
2023	4.838.826	3.871.061	967.765	3.893.577	3.114.861	778.715	3.106.221	2.484.977	621.244
2024	5.479.793	4.383.835	1.095.959	4.320.630	3.456.504	864.126	3.341.958	2.673.567	668.392
2025	5.918.206	4.734.565	1.183.641	4.580.877	3.664.702	916.175	3.412.288	2.729.830	682.458
2026	6.106.234	4.884.987	1.221.247	4.645.360	3.716.288	929.072	3.306.260	2.645.008	661.252
2027	6.075.710	4.860.568	1.215.142	4.517.974	3.614.379	903.595	3.069.921	2.455.937	613.984
2028	6.373.725	5.098.980	1.274.745	4.647.419	3.717.935	929.484	3.038.203	2.430.563	607.641
2029	6.778.393	5.422.714	1.355.679	4.892.102	3.913.681	978.420	3.053.100	2.442.480	610.620
2030	7.184.549	5.747.639	1.436.910	5.101.976	4.081.580	1.020.395	3.042.833	2.434.266	608.567

Tabla 17: Proyeccion de la cantidad de arena en distintas mayas y escenarios

Gráficamente

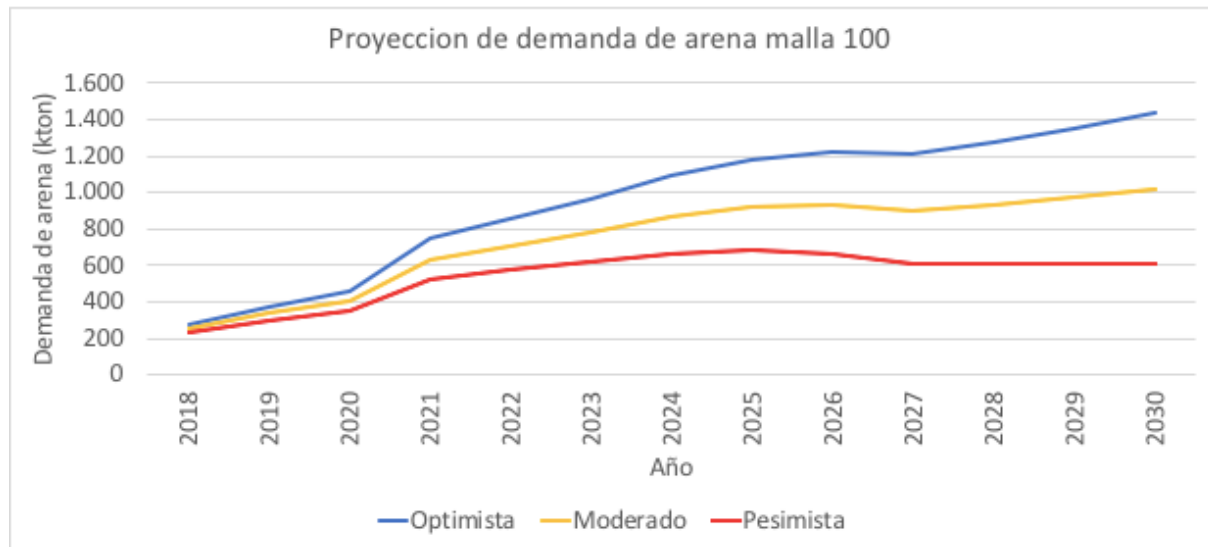


Figura 38: Proyección de la demanda de arena malla 100 en los tres escenarios mencionados

Proyección de la cantera

Diferenciando entre el mercado de arena fina y gruesa, se procederá a calcular la demanda de ambos mercados para la nueva cantera hasta el año 2030. A partir de la proyección de la demanda futura de arena gruesa y fina, y con la información de la reservas del yacimiento de arena de la cantera, se definirá el producto principal a explotar. Es decir, se definirá el tipo de arena que será el producto principal de la cantera, y cual un subproducto de aquel.

Arena Fina

Actualmente, el productor principal de arena fina para fracking es Cristamine, de Entre Ríos, como se mencionó previamente. Según Ignacio Figueredo, sumando la producción de Arenas Patagónicas y Cristamine se obtiene aproximadamente el 73% del market share global de la industria, 1.015.446 tn para el año 2018. Acorde con Guillermo Coco de Arenas Patagónica, su arenera produce únicamente 480.000 tn por año de arena gruesa, por lo que la producción de Cristamine es de 535.446 tn. Además se sabe que la producción de arena gruesa de Cristamine es aproximadamente de 31.000 tn por mes, indicando que su producción anual de arena fina es de 163.446 toneladas de arena fina. Este valor representa aproximadamente el 60% del market share del 2018.

Según nuestra conversación con Ignacio Figueiredo, Delta Arenas comercializa con Tecpetrol 50.000 tn de arena fina, siendo este último su único cliente de arena para fracking.

Esta información indica que aproximadamente el 24% de la demanda de arena fina para el 2018 se encuentra insatisfecha. Se considera que si una nueva cantera ingresa en el mercado de la arena fina podrá insertarse en esta demanda insatisfecha, ya que los costos de importar la arena son considerablemente más elevados. Por ende, se concluye que si la nueva cantera de La Milagrosa comienza a producir arena fina para el 2018, su market share para este tipo de arena será el 24% insatisfecho.

Para el año siguiente se prevé una expansión del market share al 30%. Esto se debe a la finalización del contrato entre Delta Arenas y Tecpetrol. Según Ignacio Figueiredo, la estrategia de Tecpetrol es la atomización de sus proveedores de arena. Es decir, no concentrar su demanda de arena en un solo proveedor, sino repartir el riesgo en varios proveedores. Adicionalmente, el objetivo de tanto Tecpetrol como de YPF es fomentar el desarrollo de productores pequeños de arena para fomentar la competencia entre sus proveedores para mantener los precios estables. Por ende, si la nueva cantera de La Milagrosa retiene el 24% del año 2018 y se le adiciona el 50% de la oferta actual de Delta Arenas, el market share se eleva al 30%.

No se prevé otra expansión en el market share de la nueva cantera de La Milagrosa a futuro. Esto se debe justamente a la atomización de los proveedores de arena para fracking. Con el panorama planteado hasta aquí, Cristamine proveerá alrededor el 40% del market share, nuestro proyecto el 30%, y el 30% restante se distribuirá entre otros productores, como Delta Arena, o algunos nuevos emergentes como La Porfía.

El resultado de lo expuesto previamente, para los tres posibles escenarios de demanda de arena, es el siguiente.

		ARENA FINA					
	Toneladas	Escenario Optimista		Escenario Moderado		Escenario Pesimista	
Año/Tipo		Q arena Total	Q Cantera	Q arena Total	Q Cantera	Q arena Total	Q Cantera
2018		278.204	64.758	255.954	59.579	230.233	53.592
2019		375.170	112.551	337.603	101.281	299.689	89.907
2020		459.263	137.779	401.187	120.356	347.023	104.107
2021		749.781	224.934	633.421	190.026	528.622	158.587
2022		860.517	258.155	709.555	212.867	579.150	173.745
2023		967.765	290.330	778.715	233.615	621.244	186.373
2024		1.095.959	328.788	864.126	259.238	668.392	200.517
2025		1.183.641	355.092	916.175	274.853	682.458	204.737
2026		1.221.247	366.374	929.072	278.722	661.252	198.376
2027		1.215.142	364.543	903.595	271.078	613.984	184.195
2028		1.274.745	382.424	929.484	278.845	607.641	182.292
2029		1.355.679	406.704	978.420	293.526	610.620	183.186
2030	1.436.910	431.073	1.020.395	306.119	608.567	182.570	
		TOTAL	3.723.504	TOTAL	2.880.103	TOTAL	2.102.184

Tabla 18: Proyección de la arena fina en los tres escenarios planteados del 2018 al 2030

Arena Gruesa

Como se detalló previamente, la producción de arena gruesa de Arenas Patagónicas, Cristamine y La Milagrosa actualmente es de 504.000, 372.000 y 276.000 tn para el año 2018 respectivamente. Según Guillermo Coco de Arenas Patagónicas, su arenera se planea expandir a 1.800.000 tn por año. Se tomó como hipótesis que una expansión del 200%, como la de Arenas Patagónicas, requiere de un tiempo prolongado para llevarse a cabo. Se tomó como un lapso temporal razonable para tal expansión un periodo de 6 años. A su vez, se prevé que Cristamine alcanzará su capacidad productiva actual máxima de 420.000 tn por año en el 2019.

Consecuentemente, se requiere definir tres variables para proyectar el mercado de la arena gruesa hasta el año 2030: una expansión productiva de Cristamine, la producción de la nueva cantera de La Milagrosa y nuevos proveedores.

Con la información de la producción actual de arena gruesa, la expansión proyectada de Arenas Patagónicas y la demanda del mercado, se proyectó el desacople entre oferta y demanda hasta el año 2030. Una vez conseguida la demanda insatisfecha proyectada, se la repartió entre los tres posibles proveedores (La Milagrosa, Cristamine y nuevos proveedores) acorde a los siguientes criterios. Para el año 2018 la oferta y la demanda son equivalentes por lo que no habrá posible penetración en el mercado por parte de la nueva cantera de La Milagrosa. Para el año 2019 la demanda insatisfecha será de 120.681 tn, que se espera la podrá cubrir exclusivamente la nueva cantera de La Milagrosa, ya que es la productora de menor tamaño y los clientes buscarán atomizar su demanda.

En el año siguiente, la demanda de 337.000 toneladas será satisfecha entre La Milagrosa y por la expansión de Cristamine, ya que es un valor lo suficientemente moderado para ser producido entre dos productoras. Desde el año 2021 en adelante, la diferencia entre la demanda y la oferta será satisfecha por un 25% por la nueva cantera de La Milagrosa, por un 25% por la expansión de Cristamine y el 50% restante será satisfecha por nuevos proveedores (La Porfía en Chubut podría ser un proveedor emergente, como a su vez YPF está buscando yacimientos de arena para explotar cerca de Neuquén). Los resultados de los dicho previamente es el siguiente, para los tres escenarios. La columna “producción sin expansión” representa la suma de las producción con los supuestos conocidos actualmente (AP+Cristamine+La Milagrosa). Adicionalmente, se tomó como variable la producción de Arenas Patagónicas, ya que en un marco pesimista se considera que no llegará a expandirse como lo planeado.

OPTIMISTA								
Año/Tipo	Demanda-Oferta	Producción sin expansion	AP	Cristamine	La Milagrosa	Nuestra Cantera	Expansión Crisamine	Nuevos Prov.
2018			504.000	372.000	276.000			
2019	120.681	1.380.000	600.000	420.000	360.000	120.681	0	0
2020	337.052	1.500.000	720.000	420.000	360.000	168.526	168.526	0
2021	1.019.125	1.980.000	1.200.000	420.000	360.000	254.781	254.781	509.563
2022	1.222.068	2.220.000	1.440.000	420.000	360.000	305.517	305.517	611.034
2023	1.411.061	2.460.000	1.680.000	420.000	360.000	352.765	352.765	705.530
2024	1.803.835	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	450.959	450.959	901.917
2025	2.154.565	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	538.641	538.641	1.077.282
2026	2.304.987	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	576.247	576.247	1.152.494
2027	2.280.568	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	570.142	570.142	1.140.284
2028	2.518.980	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	629.745	629.745	1.259.490
2029	2.842.714	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	710.679	710.679	1.421.357
2030	3.167.639	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	791.910	791.910	1.583.819

MODERADO								
Año/Tipo	Demanda-Oferta	Producción sin expansion	AP	Cristamine	La Milagrosa	Nuestra Cantera	Expansión Crisamine	Nuevos Prov.
2018			480.000	312.000	240.000	-	-	
2019	18.410	1.332.000	600.000	372.000	360.000	18.410	-	0
2020	104.748	1.500.000	720.000	420.000	360.000	52.374	52.374	0
2021	553.682	1.980.000	1.200.000	420.000	360.000	138.421	138.421	276.841
2022	618.220	2.220.000	1.440.000	420.000	360.000	154.555	154.555	309.110
2023	654.861	2.460.000	1.680.000	420.000	360.000	163.715	163.715	327.431
2024	876.504	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	219.126	219.126	438.252
2025	1.084.702	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	271.175	271.175	542.351
2026	1.136.288	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	284.072	284.072	568.144
2027	1.034.379	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	258.595	258.595	517.190
2028	1.137.935	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	284.484	284.484	568.968
2029	1.333.681	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	333.420	333.420	666.841
2030	1.501.580	2.580.000	1.800.000	420.000	360.000	375.395	375.395	750.790

PESIMISTA								
Año/Tipo	Demanda-Oferta	Producción sin expansion	AP	Cristamine	La Milagrosa	Nuestra Cantera	Expansión Crisamine	Nuevos Prov.
2018			408.000	264.000	264.000	-	-	
2019	-1.243	1.200.000	480.000	360.000	360.000		-	
2020	68.091	1.320.000	600.000	360.000	360.000	34.046	34.046	
2021	674.488	1.440.000	720.000	360.000	360.000	168.622	168.622	
2022	636.599	1.680.000	960.000	360.000	360.000	159.150	159.150	116.189
2023	804.977	1.680.000	960.000	360.000	360.000	201.244	201.244	234.111
2024	993.567	1.680.000	960.000	360.000	360.000	248.392	248.392	308.193
2025	1.049.830	1.680.000	960.000	360.000	360.000	262.458	262.458	468.652
2026	965.008	1.680.000	960.000	360.000	360.000	241.252	241.252	567.326
2027	775.937	1.680.000	960.000	360.000	360.000	193.984	193.984	577.040
2028	750.563	1.680.000	960.000	360.000	360.000	187.641	187.641	400.655
2029	762.480	1.680.000	960.000	360.000	360.000	190.620	190.620	369.323
2030	754.266	1.680.000	960.000	360.000	360.000	188.567	188.567	385.347

Tabla 20: Proyeccion de la demanda de las distintas canteras competentes

En resumen, la demanda de arena proyectada es de:

		ARENA GRUESA					
Año/Tipo	Toneladas	Escenario Optimista		Escenario Moderado		Escenario Pesimista	
		Q arena Total	Q Cantera	Q arena Total	Q Cantera	Q arena Total	Q Cantera
2018		1.112.818	0	1.023.815	-	920.930	-
2019		1.500.681	120.681	1.350.410	18.410	1.198.757	0
2020		1.837.052	168.526	1.604.748	52.374	1.388.091	34.046
2021		2.999.125	254.781	2.533.682	138.421	2.114.488	168.622
2022		3.442.068	305.517	2.838.220	154.555	2.316.599	159.150
2023		3.871.061	352.765	3.114.861	163.715	2.484.977	201.244
2024		4.383.835	450.959	3.456.504	219.126	2.673.567	248.392
2025		4.734.565	538.641	3.664.702	271.175	2.729.830	262.458
2026		4.884.987	576.247	3.716.288	284.072	2.645.008	241.252
2027		4.860.568	570.142	3.614.379	258.595	2.455.937	193.984
2028		5.098.980	629.745	3.717.935	284.484	2.430.563	187.641
2029		5.422.714	710.679	3.913.681	333.420	2.442.480	190.620
2030		5.747.639	791.910	4.081.580	375.395	2.434.266	188.567
TOTAL			5.470.593	TOTAL	2.553.742	TOTAL	2.075.974

Tabla 21: Proyeccion de la demanda de arena gruesa

Selección de producto a producir

La cantera posee dos posibles productos a explotar, arena gruesa y arena fina. Sin embargo, es imposible pensar en satisfacer ambos mercados de forma independiente, ya que el proceso productivo es uno solo para ambos productos. Por ende, inevitablemente se tendrá que considerar uno como el producto principal, y el segundo como un subproducto del proceso. Es decir, se diseñará la planta para satisfacer la demanda de arena fina, por ejemplo, y la arena gruesa producida en el proceso se venderá como subproducto; su producción no estará definida por su oferta y su demanda, sino por la de la arena fina.

La metodología para definir cuál será el producto principal y cual el subproducto conlleva el análisis de dos variables: el QxP de ambos productos y las reservas de arena existentes en la cantera.

El análisis de QxP no requiere mucho detalle, ya que la arena gruesa y la arena fina se venden al mismo precio, lo que resulta en un análisis comparativo de las cantidades demandadas. La arena gruesa tiene una mayor demanda que la arena fina para nuestra cantera. En el escenario optimista esta diferencia es notable, ya que se demanda un 70% más de arena gruesa. En los escenarios moderados y pesimista, aunque la demanda de arena gruesa es mayor que la de arena fina, la diferencia no es significativa.

La decisión se complejiza cuando se agrega la variable de las reservas de la cantera. Sintetizando la descripción de la cantera que se realizará más adelante, las reservas son, aproximadamente, en un 60% de arena fina, en un 30% de arena gruesa y el 10% restante son partículas contaminantes (mayoritariamente arcillas). Específicamente, hay 1.920.000 toneladas de arena gruesa y 3.840.000 toneladas de arena fina. Por ende, si la producción fuese de arena gruesa como producto principal, en el escenario optimista, la cantera consumiría sus reservas de arena gruesa al finalizar el año 2024, tras 6 años de producción. En el escenario moderado y pesimista esto ocurriría tras el noveno y décimo año de producción, respectivamente.

Considerar a la arena gruesa como el producto principal conlleva ciertas desventajas. Principalmente esto se debe a la relación que hay entre las toneladas de arena gruesa como producto final y las toneladas de arena con las cuales se debe alimentar al sistema. Ya que la arena es en un 60% fina y en un 30% gruesa, para obtener X toneladas de arena gruesa se asume que se deben procesar alrededor de 2X de arena fina. Es decir, se genera más subproducto que producto. Esto conlleva tres consecuencias perniciosas para el diseño de la planta. En primer lugar el sobredimensionamiento de los equipos, ya que luego del año 2024, cuando finalicen las reservas de arena gruesa, la producción se trasladará enteramente a arena fina, reduciendo la producción de 1,4 millones de toneladas a 0,328 millones de toneladas de arena. En segundo lugar, a partir del 2024 el diseño de la planta sería inadecuado para el

procesamiento de arena fina, ya que estaría diseñado para arena gruesa, resultando en una inversión para rediseñar la planta. En tercer lugar, si la arena gruesa fuera el producto principal, se generaría una sobre oferta de arena fina por lo explicado anteriormente. Parte de esta sobre oferta podría ser vendida con la consecuencia de una reducción en los precios, o podría ser utilizada para la industria de vidrio o construcción, vendida a un menor precio. La necesidad de acopiar tal sobre producción reduciría la productividad de la planta, ya que se estarían ocupando hectáreas con un sub producto sin demanda.

Consecuentemente, la planta de arena será diseñada para satisfacer la demanda de arena fina, y la producción de arena gruesa que se genere será considerada como un subproducto del proceso. Lo expuesto previamente deriva en las siguientes tablas:

Escenario Optimista [tn]					
Año	Producción	Stock*	Delta stock	Producción + Stock	Flujo total [tn/h]
2018	64.758,23	415,12	415,12	65.173,35	10,99
2019	112.551,11	721,48	306,36	112.857,47	19,04
2020	137.778,87	883,20	161,72	137.940,58	23,27
2021	224.934,39	1.441,89	558,69	225.493,08	38,04
2022	258.155,10	1.654,84	212,95	258.368,05	43,58
2023	290.329,57	1.861,09	206,25	290.535,82	49,01
2024	328.787,60	2.107,61	246,53	329.034,13	55,51
2025	355.092,34	2.276,23	168,62	355.260,96	59,93
2026	366.374,05	2.348,55	72,32	366.446,37	61,82
2027	364.542,58	2.336,81	-11,74	364.530,84	61,49
2028	382.423,53	2.451,43	114,62	382.538,15	64,53
2029	406.703,59	2.607,07	155,64	406.859,23	68,63
2030	431.072,92	2.763,29	156,21	431.229,13	72,74

Ritmo de Trabajo	
16 hs/día	
6 días/sem	
282 días/año	

* Política de 2 días de stock

Escenario Optimista [tn]		
Camiones de arena fina x día	Subproducto [tn/h]	Camiones con arena gruesa x día
7,00	6,26	4,00
13,00	10,85	7,00
15,00	13,26	9,00
25,00	21,67	14,00
28,00	24,83	16,00
32,00	27,93	18,00
36,00	31,63	21,00
38,00	34,15	22,00
40,00	35,22	23,00
39,00	35,04	23,00
41,00	36,77	24,00
44,00	39,11	25,00
47,00	41,45	27,00

Se toma como stock 2 días de producción, la justificación se encuentra más adelante en el trabajo. En cuanto al ritmo de trabajo, se toman dos turnos de 8 hs/día y se trabajan 6 días a la

semana. A su vez, los camiones tienen una capacidad de carga de 30tn. La producción de subproducto se calculó en el balance de línea detallado más adelante.

Proyección del precio de la arena

El precio de la tonelada de arena en la Argentina conlleva costos que dependen de dos factores. El primero es el punto en donde se la tenga que colocar y qué distancia recorrió para llegar a ese punto. Este factor es el relacionado a la logística y la distribución de la arena entre las provincias proveedoras y la región de Neuquén. El costo del mismo puede ir por cuenta de las operadoras o de las mismas compañías areneras. El segundo factor se relaciona con el nivel de procesamiento industrial que tiene la arena. Se puede comprar en crudo (sin tamizar), lavada y húmeda o seca.

Se suele tomar como referencia el precio de la tonelada en seco entregada en el centro de distribución de Añelo en la provincia de Neuquén que abastece a la región de Vaca Muerta. Sin embargo este no sería el costo total de la tonelada dado que faltaría agregarle el costo de transportarla hacia la boca de pozo. A este trayecto se lo conoce como la última milla y actualmente es todo un desafío a mejorar por las operadoras.

Para poder entender el comportamiento del precio de nuestro producto, decidimos analizar un mercado más desarrollado que el argentino con información más precisa del precio, el mercado de Estados Unidos. Los Estados Unidos son un país pionero en lo que es explotación de yacimientos no convencionales, lo que impulsó el desarrollo de una industria muy consolidada y diversa de proveedores de arenas de sílice. Creemos que es compatible hacer este análisis en relación al mercado de las arenas dado que son un reflejo de hacia dónde debería tender el mercado local una vez que se incremente la demanda de la misma como consecuencia del desarrollo a gran escala de los no convencionales. Además, según nuestras fuentes, el mercado interno proveedor de arenas es mucho más competitivo que hace unos años y viene cubriendo gran parte de la demanda local. *(Ver Anexo 8: las importaciones de arenas para fracking en 2015 y 2016 representaron aproximadamente un 9,87% y un 4,6% respectivamente de la demanda local.)*

Nuestro primer paso fue buscar información histórica del precio de la arena en los últimos diez años e intentar encontrar variables que explicaran sus variaciones. Pudimos conseguir un índice de precios de la arena mensual conformado por la agencia gubernamental llamada Oficina de Estadísticas Laborales (en inglés: U.S. Bureau of Labor Statistics. A partir de ahora: BLS). El índice que comienza en diciembre de 2012 se llama “Hydraulic Fracturing Sand” (número de serie: WPU139901211) y se construye mes a mes en base a la información de los precios FOB en la industria e incluye información de precios de toda arena que se clasifique como arena para fracking (se incluyen arenas marrones, cerámicas, recubiertas de resina y blancas) para las principales mallas del mercado estadounidense (éstas son las 20/40,

30/50,40/70 y las 70/140, siendo esta última la que nosotros tenemos planificado proveer al mercado local).

El índice de la BLS era muy útil pero eran datos demasiado globales dada la variedad del mercado (las arenas cerámicas y las recubiertas de resinas tienen un precio bastante más elevado que las arenas naturales que son las más utilizadas por el mercado y cuyo comportamiento es pertinente en este análisis. Las arenas cerámicas tienen un precio en el rango de los 300/800 dólares). Se obtuvo entonces un informe de Rystad Energy, una importante consultora en materia energética, donde se mencionaba el precio promedio que tuvo la arena que nos concierne, la malla 70/140, en Estados Unidos desde el año 2014 (el dato era únicamente un precio por año). Con el respectivo informe se decidió ajustar el índice de precios de las BLS para que reflejarán de manera más correcta el precio de nuestro producto en particular.

Con los datos mensuales del índice de la BLS se hizo un promedio anual para todos los años (desde 2013 hasta 2017 incluido, se descartó el dato inicial del mes de diciembre de 2012) y se dividió este número por el promedio anual del precio de la malla 70/140, creando un coeficiente de ajuste (para el año 2013 se asumió un coeficiente de ajuste similar al del 2014 dado que el promedio anual de ambos años era muy similar). Este coeficiente multiplica a cada dato mensual proveniente del índice de la BLS logrando un índice de precios ajustado a la malla 70/140.

Con este índice ajustado [Variable Y] se tomaron variables que pudieran explicar el comportamiento del precio de la arena. Se empezó con distintas variables como precio del petróleo, precio del gas o PBI estadounidense. El PBI parecía no aportar mucha información y había una mejor correlación con las variables relacionadas al crudo en comparación con el gas. Se hizo entonces un modelo con variables más relacionadas a la actividad de explotación en sí. Siguiendo esa línea de pensamiento, introducimos una variable relacionada con la producción de petróleo no convencional [X2] junto con una variable que ponga en evidencia el aumento de productividad de las explotaciones no convencionales, el promedio mensual de perforadoras de pozos horizontales [X1]. Se mantuvo como variable explicativa el precio del petróleo [X3].

Los datos mensuales para cada variable entre el período 2013/2017 fueron convertidos a datos trimestrales para evitar el ruido causado por la variación del precio del petróleo. También consideramos que existe un desfase temporal considerable entre el momento que el precio del crudo tiene repercusión en los niveles de producción del mismo y, por ende, en el precio de la arena. Consideramos que un período de tiempo lógico sería de 9 meses, es decir, 3 trimestres. Se asumió también que tanto Y como X1 y X2 coexisten en el mismo período temporal al ver los datos trimestralmente. Se eliminaron entonces los primeros 3 valores trimestrales para las variables Y, X1 y X2 para vincularlos al primer dato disponible trimestral de X3 (y así sucesivamente para el resto de los datos). Se corrió el modelo descrito en una macro en Excel y los resultados fueron los siguientes:

Modelo	R ²	S ²	DET	$\Sigma \delta_i $	PRESS	p	C _p
X1 X3	0,881959	18,73604	0,305938	68,25693	390,3454	3	2,001216
X1 X2 X3	0,88197	20,17539	0,256897	74,43337	460,7174	4	4
X1	0,818567	26,87805	1	71,43377	478,9129	2	6,98329
X1 X2	0,822229	28,21656	0,885544	78,51331	539,4706	3	8,579885
X3	0,377593	92,2052	1	162,1293	1746,747	2	55,55273
X2 X3	0,377605	98,78938	0,83978	173,3825	2014,547	3	57,5514
X2	0,062069	138,9478	1	187,5688	2603,452	2	90,30488

Aunque a primera vista los dos primeros modelos parecen explicar mejor la variabilidad de los datos, al analizar la regresión para cada uno de ellos individualmente los coeficientes Beta que acompañaban a las variables no tenían el signo correcto. Se eligió el modelo con X1 (promedio trimestral de perforadoras en pozos horizontales) que seguía cumpliendo todos los requerimientos para ser aceptado ($DET > 0,1$; PRESS relativamente bajo y C_p menor a 5 veces p). Se corrió una regresión para este modelo sumando los datos de los primeros 3 trimestre de la muestra que habían sido eliminados en un principio por el desfase con el precio del crudo. El resultado fue el siguiente:

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,913168143
Coefficiente de determinación R ²	0,833876057
R ² ajustado	0,824646949
Error típico	4,861038015
Observaciones	20

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	2135,009505	2135,009505	90,35283377	1,93812E-08
Residuos	18	425,3344304	23,62969058		
Total	19	2560,343936			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	17,90554808	3,080271153	5,812977882	1,65669E-05	11,43413853	24,37695764	11,43413853	24,37695764
Variable X 1	0,032181535	0,003385602	9,505410763	1,93812E-08	0,02506865	0,039294421	0,02506865	0,039294421

Modelo con Datos Trim Desde 1/1/2013

Como se ve, tanto el R² como el R² ajustado son elevados (el modelo explica el 82% de la variabilidad de los datos), el coeficientes es confiable (probabilidad menor a 0,05) y tiene un signo coherente con lo que se intenta explicar (a mayor cantidad de perforadoras en pozos horizontales, mayor cantidad de pozos perforados y posteriormente fracturados, mayor cantidad de arena utilizada, mayor demanda de arena y mayor precio de la misma). A pesar de que el modelo parece ser sólido, se deben considerar las limitaciones del mismo. Para poder simplificar el análisis y evitar complicaciones, se considera que la cantidad de pozos perforados en promedio a lo largo del trimestre por cada perforadora se mantiene constante junto con la cantidad de etapas a fracturar por pozo y la cantidad de arena de malla 70/140 utilizada por etapa. Al considerar éstos números como constante a lo largo del tiempo, podemos decir que la cantidad de perforadoras activas en pozos horizontales variando a lo largo del tiempo es una buena aproximación para estimar la demanda de arena. Pero debe

tenerse en cuenta que, en la realidad, cada una de esas constantes puede variar dado la distinta naturaleza de cada cuenca en EE.UU. Otra suposición para que el modelo tenga sentido debe ser que, en la gran mayoría de los casos, los pozos fracturados fueron fracturados y puestos en producción posteriormente dado que esa es la etapa de todo el proceso en donde realmente se utiliza la arena como insumo.

Para proyectar la cantidad de perforadoras horizontales en pozos en actividad [Variable Y] se realizó un análisis con distintas variables para poder explicar el comportamiento de la misma. Las variables utilizadas para poder explicar la cantidad de perforadoras horizontales fueron, la producción de petróleo no convencional (nombrado Shale (Tight) Oil) [X1], el precio del petróleo crudo [X2] y por último el PBI del país norteamericano [X3]. Los datos conseguidos fueron extraídos por la fuente de EIA (US Energy Information Administration). Inicialmente el análisis que corrimos fue a través de una macro, siendo la variable explicada la cantidad de perforadoras [Variable Y]. Como se hizo previamente en el modelo anterior, se tuvo que tener en cuenta el hecho de ajustar temporalmente la variable X1 con el resto, (suponiendo un desfase de 9 meses entre las variables y asumiendo no existe desfase temporal entre X2 y X3). Los datos mensuales fueron tomados a partir de Enero del 2011 e, inicialmente, se intentó analizarlos trimestralmente debido al ruido que genera la variable precio del crudo (como se hizo en el modelo para el precio de la arena). Sin embargo, al correr la macro, las variables tenían una explicación de la variabilidad de los datos muy baja. En consecuencia probamos analizar los datos mensualmente manteniendo el mismo desfase temporal. Al correr la macro nuevamente, los resultados obtenidos fueron los siguientes: Se decidió utilizar el modelo para proyectar la cantidad de perforadoras en pozos horizontales a futuro para, a continuación, proyectar el precio de la arena en EE.UU.

Modelo	R^2	S^2	DET	$\Sigma \delta_i $	PRESS	p	C_p
X2	0,729112	27437,3	1	9647,762	2102885	2	2,34948
X2 X3	0,734784	27235,9	0,257515	9804,334	2132932	3	2,81365
X1 X2	0,731293	27594,4	0,642632	9842,379	2164842	3	3,758907
X1 X2 X3	0,737789	27306,57	0,027079	9868,04	2165210	4	4
X1 X3	0,689446	31891,76	0,212973	11229,03	2500153	3	15,08989
X3	0,599055	40610,31	1	12378,77	3118244	2	37,56553
X1	0,300184	70881,89	1	14850,3	5372139	2	118,492

El modelo que consideraba únicamente la variable precio del crudo explicaba un 72,9% la variabilidad de los datos, presentaba el menor PRESS y cumplía con los criterios de DET y Cp. Se realizó un análisis de datos a través de una regresión para este modelo:

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltipl	0,85388044
Coefficiente de determinación R ²	0,729111806
R ² ajustado	0,725401008
Error típico	165,6420876
Observaciones	75

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	1	5390987,223	5390987,223	196,4838739	2,14835E-22
Residuos	73	2002922,985	27437,30117		
Total	74	7393910,208			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	138,8816778	58,33437977	2,380786054	0,019886538	22,62142657	255,141929	22,62142657	255,141929
Variable X 1	10,30069662	0,734857516	14,01727056	2,14835E-22	8,836127705	11,76526554	8,836127705	11,76526554

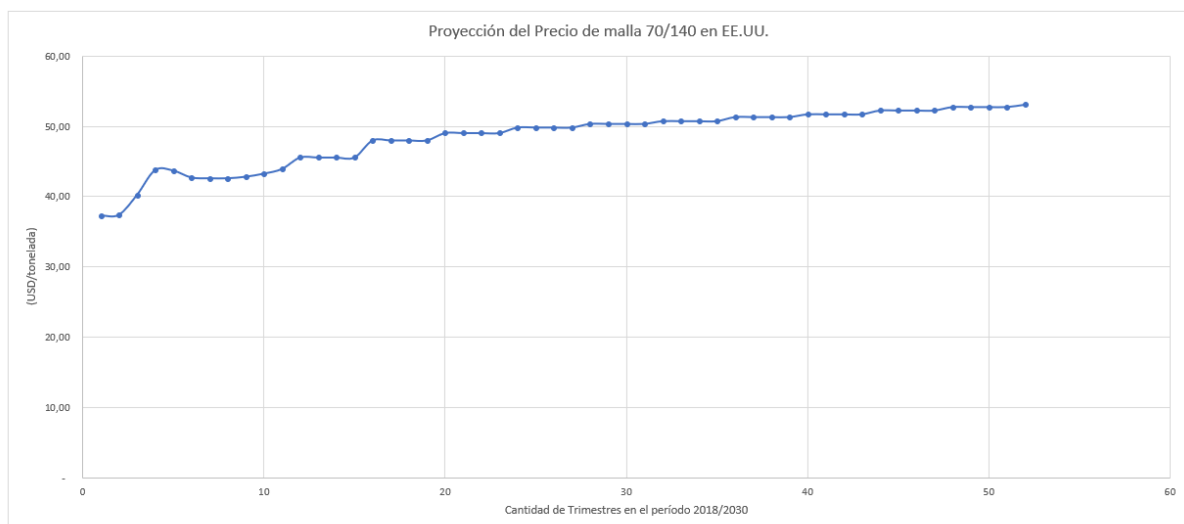
Como se puede observar en la imagen, al hacer la regresión, podemos confirmar que las variable explica de forma correcta. Con un R^2 ajustado de 0,725, una probabilidad inferior a la límite y con los coeficientes variando de manera coherente (a mayor precio del crudo, mayor oferta por parte del mercado y, por ende, mayor cantidad de perforadoras en pozos horizontales).

A partir de ahora, se utilizarán proyecciones del precio futuro del barril de crudo hechas por la EIA (con referencia al precio Brent como se viene haciendo hasta ahora). La EIA ofrecía una proyección futura mensual hasta diciembre de 2019 y, a partir de allí, se usaron proyecciones anuales hasta 2030 como datos mensuales (recordemos que el modelo utilizado para explicar la cantidad de perforadoras fue hecho mensualmente con desfase temporal de 9 meses en relación al precio del crudo)

Al graficar la cantidad la perforadoras activas a futuro se obtuvo el siguiente gráfico:



Al esperar un incremento del precio del barril de crudo en el período 2018-2030 es lógico que se vuelve a niveles de cantidad de perforadoras cercanos a las 1000/1100 (similares a los que hubo en el pasado previo al derrumbe del precio del barril). Los datos mensuales obtenidos fueron promediados trimestralmente para usarlos en el modelo del precio de la arena. Se graficaron los resultados y se obtuvo lo siguiente:



Suponiendo una reactivación en el mercado del crudo debido a un aumento en su precio, es de esperar que haya un efecto derrame hacia las industrias y mercados dependientes del nivel de explotación de yacimientos petrolíferos (como es el mercado de la arena de cuarzo). El aumento de demanda seguido por el aumento de oferta provocarán una leve

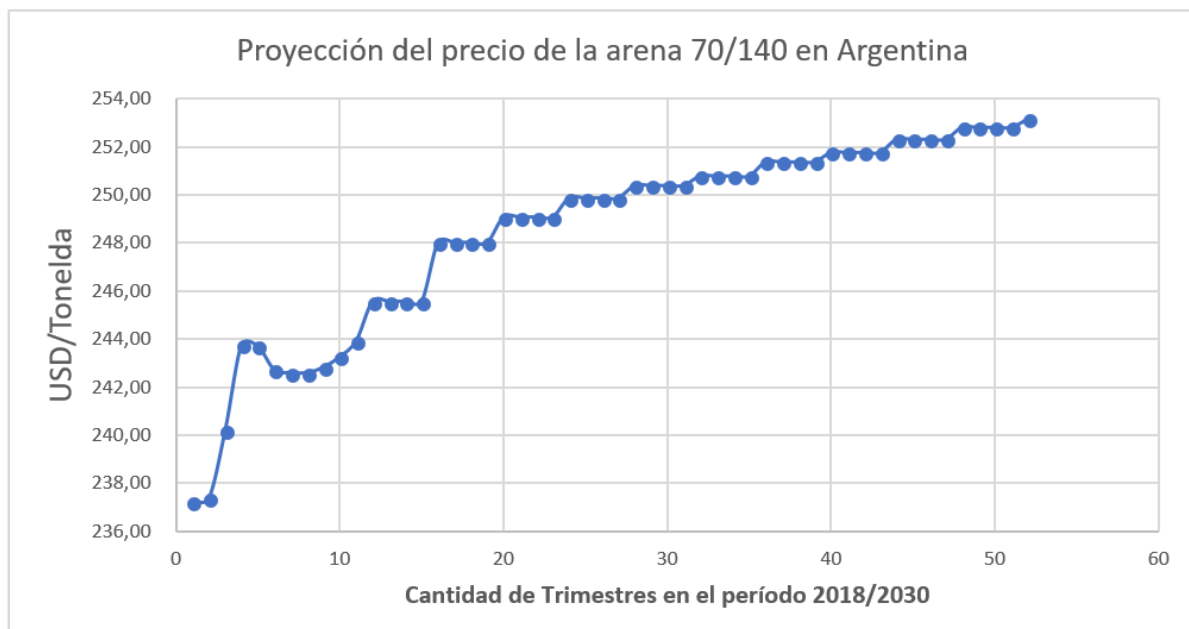
tendencia a la alza del precio de las arenas (entre ellas, la malla fina 70/140) aunque, por las características del mercado, la variable de ajuste será en mayor medida la cantidad de arena y no el precio.

Como se estableció al principio de este análisis de proyección, la conversión al precio de la arena al mercado local se hará basado en determinados supuestos, determinados en base a la poca información acerca de los precios de la arena tanto local como importada en el país.

Según fuentes de la industria, el precio de importar la arena ronda los 350 USD por tonelada puesta en el puerto de Buenos Aires sumado a un costo promedio de 100 USD por tonelada por el costo logístico y de transporte que implica movilizar la arena hasta la boca de pozo en la Provincia de Neuquén.

Como se mencionó con anterioridad, la industria nacional que explota y procesa arena natural ha ido creciendo y haciéndose muy competitiva frente a las arenas importadas.. La arena local puesta en boca de pozo cuesta entre 220 y 290 USD por lo que es significativamente más económica que la alternativa de importar y esto es visible dada la actual composición del mercado. Por éstas razones, se asumió que ésta diferencia de precios (alrededor de 250 USD por tonelada) entre la arena local y la importada en boca de pozo se mantendrá por los próximos 10 años.

Con estas hipótesis en mente, se calculó el precio de la arena malla 70/140 en el mercado argentino para el período 2018/2030. La proyección obtenida fue la siguiente:



Análisis Estratégico

Canvas - Plan de negocios

Socios Clave - Grandes petroleras Nacionales e Internacionales - Realizan fracturas en pozos no convencionales (Shale Oil y Shale Gas) para la extracción de Gas y Petróleo. - Somos dueños de nuestros suministros (propietarios de la cantera). - Contratos a largo plazo que nos dan garantías para la estabilidad financiera de la operación	Actividades clave - La extracción, lavado y tamización de la arena de sílice eficiente para garantizar la calidad del producto - Distribución de modalidad EXW	Propuesta de valor - Sinergia entre un tipo de arena de alta calidad y un punto de venta estratégico - Compromiso con la cadena de valor del desarrollo del autoabastecimiento nacional - Garantías en el rendimiento de un insumo clave para la eficiente extracción de Shale	Relaciones con clientes - Relación bilateral de compromiso a largo plazo con nuestros clientes - Clientes que aportan una significativa porción del Marketshare del negocio	Segmentos de clientes - Creando valor para el suministro energético nacional de hidrocarburos - Compromiso con los operadores encargados de la explotación de Vaca Muerta - Nuestro principal target es establecer una relación sinérgica a largo plazo con los clientes
Estructura de Costes - Amortización de la inversión de la maquinaria, MOD, insumos (agua y energía eléctrica) - A pesar de que no tomaremos como parte del negocio la distribución logística, nuestro objetivo es reducir los costos de producción al mínimo para poder colocar con máximo margen la arena a precios de mercado - Debido a las regulaciones existentes de la Ley Minera Argentina, establecen reglas impositivas que imponen impuestos a la explotación de nuestra cantera		Fuente de Ingresos - Dado las condiciones del negocio propuesto y de cómo opera el mercado consumidor, se realizan contratos, por lo general, anuales con entregas mensuales - Los pagos serán a 30 días en dólares - A partir de la envergadura de "La Milagrosa", tanto por la disposición contractual como por la metodología de pagos pueden variar a lo largo del tiempo debido a que seremos un productor pequeño con un producto específico.		

Marco Legal/Regulatorio

Actualmente no hay una ley nacional que rige la explotación minera, es responsabilidad de las provincias regular esta actividad. Tanto en Entre Ríos como en Chubut, las dos provincias donde se encuentran los yacimientos de arena para fracking hoy en día explotados, no hay leyes que regulen específicamente la explotación de arena para fracking, sí hay artículos que la distinguen. Esta particular forma de explotación de yacimientos es reglamentada por leyes generales de minería, por lo que las regulaciones tienden a ser poco demandantes para los productores.

En cuanto a la legislación de Entre Ríos, según la Secretaría de Producción del Gobierno de Entre Ríos la Ley 5.005 es la que reglamenta las bases y clasificación de los materiales no metalíferos. [7]; [8] Los artículos de la ley que resaltan son:

- ARTICULO 4.- Las personas físicas o jurídicas que interesen explotar yacimientos minerales en bienes del dominio público o privado del Estado, abonarán como derecho al permiso otorgado por anualidad proporcional al tiempo de explotación, computándose al efecto períodos mensuales indivisibles, considerando el mes íntegro de comienzo o finalización de la explotación, los siguientes derechos: [...] c) Por la explotación de bancos de arena apta para fracturación de pozos petroleros en una extensión de un kilómetro en los ríos Paraná, Uruguay, afluentes y ríos o arroyos interiores, pesos mil docientos \$ 1.200.-
- ARTICULO 5.- Modifícase la Ley No 4.332 estableciéndose para la explotación de minerales en el dominio público o privado del Estado, fuera de los ejidos municipales, los siguientes derechos de explotación: [...] d) Por cada metro cúbico de arena para fracturación de pozos petroleros, pesos uno con noventa y seis centavos.

Capítulo 2: Ingeniería y Localización

Características del yacimiento

Ubicación y Descripción del Yacimiento

El campo tiene una superficie de 85 hectáreas y se encuentra ubicado en la localidad de Ibicuy, Provincia de Entre Ríos sobre la Ruta Provincial Nro 45, tal como se aprecia en la vista satelital adjunta, donde se delimitó en rojo el perímetro del campo. El yacimiento se encuentra a 3,7 km del centro de Ibicuy y a 6 km del Río Ibicuy.



Características de la arena

Para que la arena de una cantera sea considerada apta que su uso en una fractura hidráulica debe acatar ciertas especificaciones acorde con su calidad. La normativa que regula la calidad de la arena para fractura es la API RP-19 C / ISO 13503-2, dos normas internacionales de prácticas recomendadas. La normativa API especifica 5 requisitos que la arena debe cumplir: tamaño y distribución granulométrica, forma de las partículas, resistencia a los ácidos, resistencia a la rotura y turbidez.

Tamaño y distribución de la arena

Especificaciones API

La norma establece 8 tamaños diferentes de arenas, denominados por los tamices ASTM superior e inferior. Entre estos debe quedar retenida el 90 % de la arena seca lista para despachar. Esta normativa que fija además los 6 tamices con los que debe realizarse el ensayo granulométrico de cada tipo, establece que solamente es admisible un 0.1 % de partículas retenidas en el tamiz superior y un máximo de 1% de partículas pasantes por el tamiz inferior, de los que indica el ensayo. La tabla refleja los 8 tipos considerados normales.

Designación FRAC-SAND	MALLAS ASTM - mm								
	6/12 3.35/1.70	8/16 1.18/2.36	12/20 0.85/1.70	16/30 0.60/1.18	20/40 0.85/0.425	30/50 0.30/0.60	40/70 0.212/0.425	70/140 0.106/0.212	
Tamices ASTM necesarios para el ensayo Granulométrico	4	6	8	12	16	20	30	50	Max. 0.1 %
	6	8	12	16	20	30	40	70	
	8	12	16	20	30	40	50	100	
	10	14	18	25	35	45	60	120	90%
	12	16	20	30	40	50	70	140	
	16	20	30	40	50	70	100	200	
	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Max. 1 %

A su vez, los tamaños de cada tamiz ASTM viene dado por las siguientes especificaciones.

ASTM E 11:2009	4	6	8	10	12	14	16	18	20	25	30	35	40	45	50	60	70	100	120	140	200
ISO 565:1990 (mm / μ m)	4.75	3.35	2.36	2.00	1.70	1.40	1.18	1.00	850	710	600	500	425	355	300	250	212	150	125	106	75

Arena de la cantera de Ibicuy

Según la información provista por Martín López Saubidet, la arena tiene la siguiente curva granulométrica.

Muestra Superficie (16 Feb- 18)		
Tamiz #	Retenido	
	%	%
20	0,1	
30	0,1	0,2
40	0,6	
50	7,3	
60	14,2	
70	11,2	33,3
100	61,8	61,8
F	4,7	4,7
Total	100	100

El procedimiento para la obtención de esta curva fue la siguiente. Se hizo pasar la arena por una torre de tamices y se cuantificó el volumen de arena retenido en cada tamiz. Por ende, a través de varias muestras se puede intuir la curva granulométrica de la cantera.

La curva granulométrica representa el input de la arena al sistema. El output del proceso productivo debe cumplir con los requisitos descritos en la norma API.

Forma de las partículas

Especificaciones API

La forma de las partículas viene marcada por la esfericidad del grano y por la redondez de sus aristas. La determinación de estas características se realiza de forma manual mediante la observación al microscopio de un determinado número de granos, usualmente 20 o más, y comparando su forma con la establecida en un cuadro. La norma establece que ambos valores, deben estar por encima de 0.6, lo que queda reflejado en el siguiente cuadro.



Arena de la cantera de Ibicuy

Los estudios realizados en el yacimiento indican que los niveles de esfericidad y redondez de la arena son aceptables para su uso en fracking, estando sobre 0,6 en ambas categorías.

Resistencia a los ácidos

Especificaciones API

La arena es inyectada para realizar la fractura hidráulica junto con agua y químicos, dentro de los cuales se encuentran los ácidos clorhídrico y el fluorhídrico. Aunque los granos de arena sílice no son atacados por estos ácidos, si lo son otras partículas que puede contener la arena, como las arcillas, que son solubles en estos ácidos. El hecho que la arena tenga contaminantes solubles en estos ácidos perjudica gravemente la permeabilidad del pozo. Por ende, la normativa fija porcentajes máximos de agentes solubles en la arena. En el caso de las mallas que nos conciernen, 40/70 y 70/140, el valor de máxima solubilidad es de 3% en peso.

Arena de la cantera de Ibicuy

Aunque los estudios realizados en la cantera no arrojan valores precisos de solubilidad en ácidos, sí permite concluir que se encuentran en un rango por debajo del 3%, cumpliendo con la normativa API.

Resistencia a la rotura

Especificaciones API

La resistencia de los granos a la rotura queda establecida en la normativa por el porcentaje de finos generados por la rotura de los granos cuando se les somete a una determinada presión,

establecida en función del tamaño de las arenas, que va de menor a mayor inversamente proporcional a su tamaño.

Turbidez

Especificaciones API

Por turbidez se entiende a la cantidad de arcillas y otros elementos inadecuados que se encuentran junto con la arena en el yacimiento. Debido a que los experimentos para determinar la turbidez son de difícil realización, los ensayos realizados para evaluar la turbidez fueron de sedimentación en probeta con límite de 1% sedimentado.

Arena de la cantera de Ibicuy

El ensayo arrojó que la arena de Ibicuy tiene porcentaje de arcillas alrededor del límite establecido. El procedimiento para reducir la turbidez es lavar la arena previo a su clasificación, con el fin de separar las arcillas de los granos de sílice. Este procedimiento se detalla en el estudio del proceso productivo.

Descripción del proceso productivo

El objetivo del proceso productivo es obtener arena fina (malla 70/140) seca, libre de impurezas y que cumpla con las normas API. Adicionalmente, el proceso buscará obtener arena gruesa limpia, húmeda y clasificada para su venta como subproducto del proceso. El proceso productivo tendrá como objetivo vender la arena fina para fracking lista para su uso, ya que será colocado directamente para que las operadoras lo utilicen en las fracturas.

El proceso productivo comienza con la recolección de la arena esparcida por las 80 hectáreas. Este proceso se realiza con palas de ruedas que recogen la arena y la depositan en una tolva la cual alimenta a un dosificador que entrega la arena a una cinta transportadora. La cinta desemboca en zarandas horizontales que realizan la primer limpieza de la arena de cualquier contaminación con sobre tamaño, como ramas o piedras o piedras pequeñas. Estas piedras pequeñas, llamadas granza, son acopiadas al aire libre junto a la zaranda (transportadas por una cinta) para ser vendidas eventualmente como subproducto.

Una vez limpiadas de todo sobre tamaño, la arena se deposita en una cuba que se encuentra a la salida de las zarandas. Cabe mencionar, luego que la arena es depositada en la tolva, todo movimiento del material se realiza, por gravedad como en este caso, a través de bombas presurizadoras especiales para la pulpa (arena con agua) o a través de cintas transportadoras. La cuba donde se deposita la arena es de extracción continua, por lo que esta es una etapa crítica donde se tiene que asegurar que la cuba esté siempre alimentada de arena para no reducir la producción.

En el caso que las palas con ruedas deban desplazarse una longitud excesiva para recolectar la arena, es decir, cuando no puedan abastecer a la tolva de alimentación para que esté continuamente llena, se instalarán cintas transportadoras en las cuales las palas con ruedas pueden depositar la arena. Estas cintas alimentarían la tolva.

A continuación la arena debe ingresar en una celda de atrición. La función de esta máquina es eliminar los aglomerados de arcillas en las arenas, es decir, asegurar que la mezcla de arena y arcilla esté lo suficientemente atomizada para que el proceso de lavado sea efectivo. Sin embargo, la celda de atrición puede procesar pulpas que sean mayoritariamente arena (entre 60 y 78% arena), por ende primero debe pasar con un separador. El separador separa la arena del agua. La arena que se extrae por debajo del separador es transportada con una cinta transportadora hasta las celdas de atrición. El agua es llevada en cañerías hasta la próxima cuba, donde se mezclara con la arena ya energizada. Luego, cuando se mezcla la arena proveniente de la celda y el agua del separador la arena debe ser lavada. El proceso de lavado se puede realizar con diversas tecnologías, que será evaluadas más adelante, pero a modo ilustrativo se explicará el lavado por hidrociclón.

La función principal del hidrociclón es separar los sólidos suspendidos en la corriente de arena con pulpa con la cual se lo alimenta. Consecuentemente el hidrociclón separa el flujo

en dos, uno llamado “descarga” que lleva en suspensión los sólidos más gruesos que un determinado tamaño de corte y otra corriente que acompaña al flujo denominado “rebose” que lleva en suspensión los sólidos más finos que el tamaño de corte. El hidrociclón puede ser utilizado con una de dos funciones: clasificación imprecisa en húmedo o limpieza, dependiendo del punto de corte. Si el punto de corte se encuentra en, por ejemplo 0,212 mm, es decir corta malla 70, el hidrociclón parte la corriente de alimentación en una corriente de descarga que posee partículas de mayor tamaño y una corriente de rebose con partículas de menor tamaño. Por otro lado, si el tamaño de corte se coloca en los 0,106 mm, el flujo de descarga incluiría a las arenas de malla 140. Cabe aclarar que las partículas de arcilla tienen menor radio que las de sílice, por lo que siempre compondrán el flujo de rebose.

En el caso que la función del hidrociclón sea de clasificación, cabe aclarar que esta clasificación es de baja precisión, y debe ser complementada por otra tecnología con mejor capacidad de clasificación. Las plantas de secado y clasificado en seco demandan una calidad de clasificación en húmedo adecuada, ya que errores en la clasificación del suministro de arena redundan en la reducción de la eficiencia de sus plantas de secado y clasificado de los equipos. Por ende, el hidrociclón cumplirá una función de lavado, y su flujo de rebose será desechado.

Habiendo aclarado esto, el flujo de descarga del hidrociclón, con la arena fina y gruesa limpia, es descargado a un hidroclasificador (o hidrosizer, en inglés), cuya función es la clasificación en húmedo con mayor precisión. En este punto, las tecnologías disponibles para la clasificación en húmedo desembocan únicamente en el hidroclasificador. Las alternativas son cribas vibrantes, curvas o separadores (esencialmente ciclones), que poseen el mismo inconveniente que los hidrociclones, su capacidad de clasificación es inferior a la demandada por los clientes.

Por ende, el hidroclasificador también resulta en la bifurcación del flujo de entrada, uno de descarga con la arena gruesa y otro de rebose con la arena fina y el agua del hidroclasificador. La arena gruesa, luego de pasar por un escurridor vibrante para su deshidratación, es acopiada en pilones al aire libre. El flujo con la arena fina con agua es luego llevado a un separador (esencialmente opera como un ciclón pero se lo llama separador porque realiza una clasificación leve), que bifurca el flujo, por un lado en la descarga de arena fina con bajo contenido de agua, y por otro lado el agua. Luego, la arena fina se deshidrata en un escurridor vibrante y es acopiada en pilones al aire libre. Ambas pilas de arena que van siendo acopiadas en distintas zonas de la cantera son transportadas constantemente por otras dos palas con ruedas.

El pilón acumulado de arena fina se deja al aire libre durante aproximadamente 6 horas (en períodos más fríos como en el otoño e invierno puede demorar hasta 8 horas) para que se reduzca el porcentaje de humedad del 8% al 5%, momento en donde es despachada a la tolva que alimenta el horno de secado por otra pala rueda.

El agua de desecho del separador es unida con el agua del hidrociclón y los restos arcillosos y es dispuesta en un tanque de clarificación. Aquí el agua se mezcla con un floculante para acelerar la sedimentación de las partículas disueltas en el agua. Consecuentemente, el agua puede ser reutilizada en el proceso productivo, con un porcentaje de este flujo que es desechado en cubas internas de la cantera.

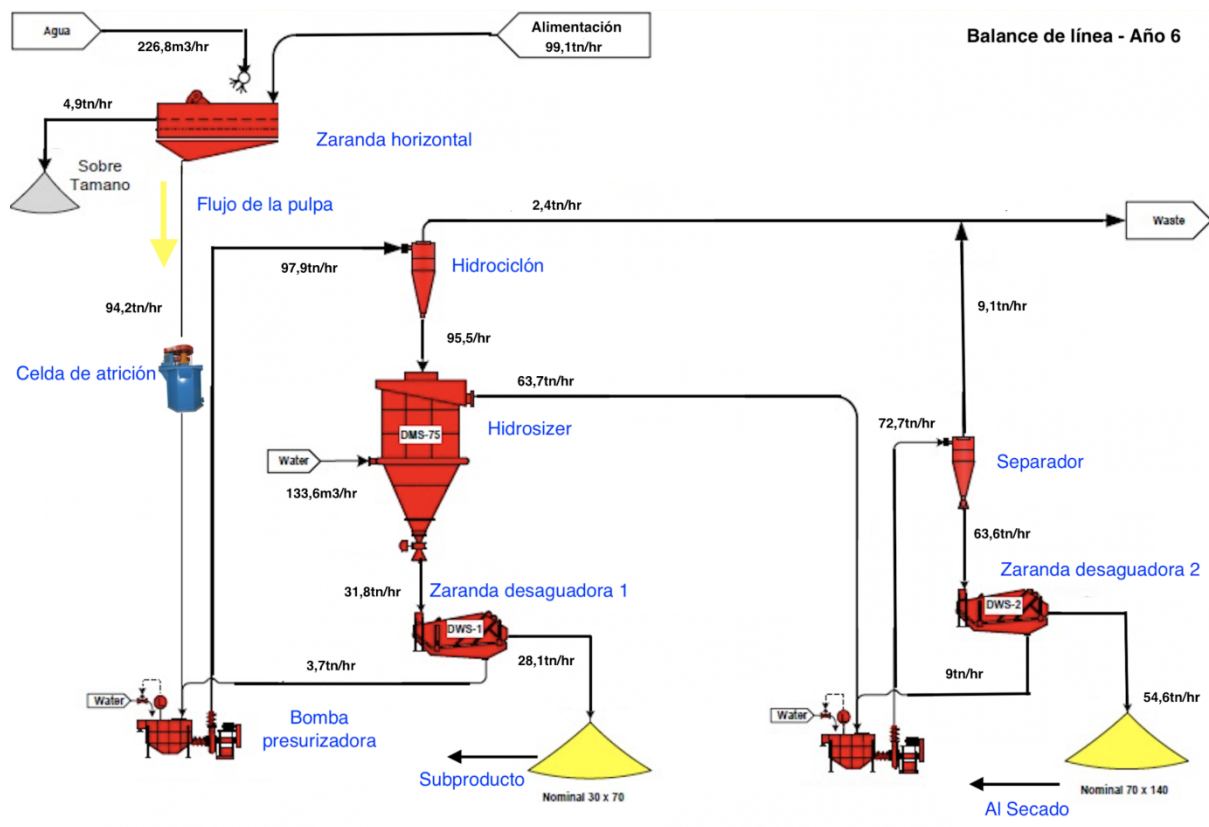
Cabe aclarar que tanto en el hidrociclón como en el separador posterior al hidroclasificador, se generan desperdicios de arena fina en el flujo de rebose que se desecha. Adicionalmente, en ambos escurridores vibrantes, parte del agua que sale contiene arena. Para evitar estos desperdicios, el agua con restos de arena que sale de los escurridores vibrantes es reprocesada, ingresando previo al hidrociclón o al separador, dependiendo de la posición del escurridor en el proceso. El agua con arena gruesa que sale del escurridor vibrante (seguido de la descarga del hidroclasificador) es llevada a la primer cuba de la planta de lavado y clasificado para ser reprocesada. El agua con la arena fina del escurridor vibrante que se encuentra a la salida del separador deriva en la cuba inmediatamente previa al separador.

Por último, se pasa a la planta de secado y clasificado. Se realiza el secado de la arena con el fin de obtener un mejor clasificado y de ya dejarla lista para su utilización en el pozo. Este proceso es alimentado nuevamente por un dosificador-tolva a una cinta transportadora, a un horno rotativo de arena. Aunque se le llama horno rotativo en la jerga de la industria, técnicamente es un secador rotativo, ya que no ocurren procesos químicos. La arena viaja por éste, el cual elimina por completo la humedad con la que la arena ingreso (<5%). Este horno elimina la humedad gracias a un quemador de GLP (gas licuado de petróleo) que la evapora. Una vez secada, se obtiene como output, arena lista para clasificarla.

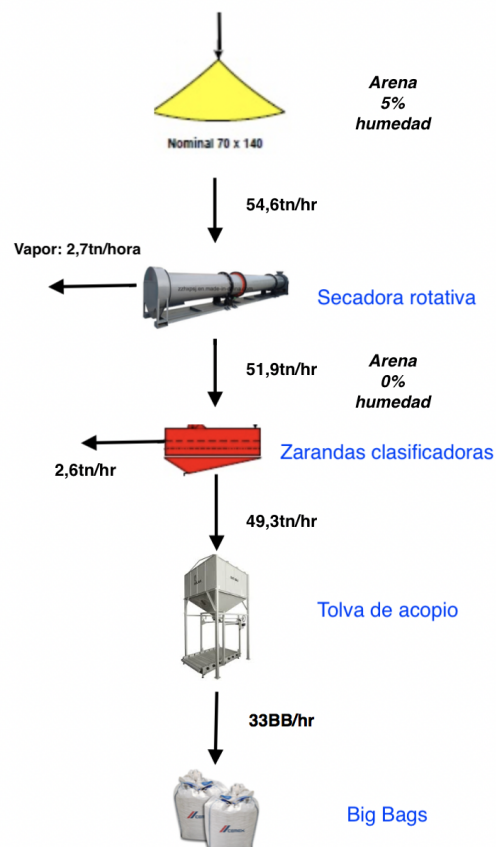
Desde la salida del horno, la arena se dirige a tolvas que alimentan las zarandas clasificadoras. Las zarandas en seco constan de distintos niveles de tamices que separan la arena de distintas magnitudes de mallas, obteniendo así la distribución deseada del producto terminado. Una vez clasificada y separada la arena de los subproductos, está lista para ser embalada para su transporte. Por ende, desde las zarandas en seco la arena es transportada con cintas hasta tolvas anexadas a la máquina de llenado de big bags. El embalaje se realiza en los bolsones Big Bag.

Finalizado el embalaje se procede al traslado de la arena al depósito, para ser retirada a la hora del envío. Los big bags producidos no permanecen en el depósito mucho tiempo, sino que son cargados lo antes posible a los camiones para ser despachados. El depósito se encuentra entre la planta de secado y clasificado y el sector de carga de camiones. Todos los movimientos de big bags se realizan con autoelevadores.

A continuación se muestra un diagrama de flujo representativo con los inputs del año 6 en tn/hora de arena. Cabe aclarar que el sistema de celda de atrición engloba el equipo de separador, bomba de pulpa, cuba y celda de atrición:



Una vez obtenida la arena húmeda 70x140 clasificada, se dirige a la planta de secado:



Selección de Tecnologías

Dada las estrictas normas que la arena seca debe cumplir, resulta esencial la correcta selección de tecnología que se realiza. Tanto las rigurosas pruebas de calidad que realizan las operadoras como también demoras en abastecimiento a los pozos, ponen en constante vulnerabilidad el cumplimiento de los contratos poniendo en riesgo a la vez el negocio del procesamiento de arena para fracking.

Dicho esto, el cumplimiento de las estrictas normas impuesta a la arena resulta esencial la correcta selección de tecnología que se realiza. Se describirán las distintas tecnologías disponibles de cada uno de los procesos a realizar, dando fundamento a la selección de los mismos.

Pala cargadora

Tanto para la extracción de la arena propiamente como para la carga en las tolvas, se utiliza una pala cargadora o pala mecánica de carga frontal sobre neumáticos. Estos sirven para mover grandes cantidades de material en poco tiempo (aproximadamente 5 toneladas por viaje, de como máximo 50 metros de distancia) y además se adaptan perfectamente a la irregularidad del terreno propio de una cantera de arena. Todas las máquinas están motorizadas con combustión interna a gasoil, capaces de otorgar el torque necesario y la potencia para el movimiento de las grandes cargas.

En cuanto a la oferta del mercado, no existen diferenciadas tecnologías disponibles. Sin embargo, es posible seleccionar dentro de una gama de productos con distintas características de las máquinas. Las principales características a observar son: potencia Bruta máxima, Peso en orden de trabajo y Capacidad del cucharón.

La potencia bruta máxima es la que entrega el motor que se transmite a los distintos sistemas de transmisión que distribuye la potencia a las ruedas y a la pala. En segundo lugar, está el peso en orden de trabajo, ésta característica es muy importante debido a que está directamente relacionado a la capacidad de transporte del cucharón. El fundamento se da por el momento producido por el transporte del peso, por lo que a mayor peso de máquina mayor es la capacidad de transporte por el contrabalanceo que se produce. Por último, la capacidad del cucharón es la característica más importante para poder cumplir con la carga a las tolvas correspondientes sin dejar fuera de funcionamiento a alguna línea de producción.

En conclusión, según lo expuesto y lo utilizado comúnmente en las canteras de este volumen, la pala cargadora ideal será las llamadas “medianas” recomendadas para el transporte de arena. Estos equipos tienen un volumen en la cuchara de hasta 7,4m³ y pueden cargar hasta 12.000kg. Las potenciales marcas proveedoras son Caterpillar y John Deere que

tienen licencia para operar en el país con oferta del servicio de postventa. Los métodos de adquisición más frecuentes son la compra al contado, el leasing o alquiler por contrato.

Cintas transportadoras de caucho con rodillos

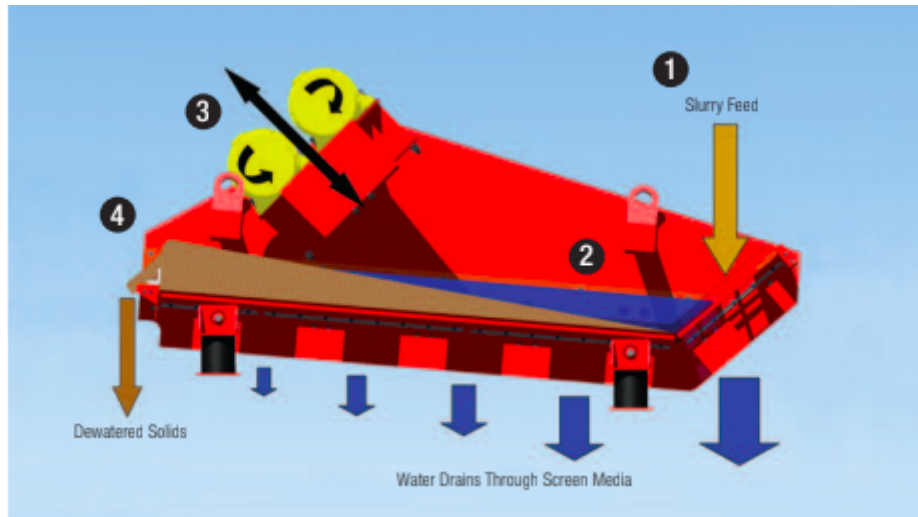
Son un producto sin complejidad. Se utilizan para los transportes intermedios entre proceso y proceso. Suministran tanto el ingreso como el egreso de la arena en los principales procesos. Se fabrican en el país a medida según lay out de la planta. Están accionadas con motores eléctricos de alta fiabilidad. Los proveedores más reconocidos son Flexatec, S.I.M.A y Dunlop Argentina.

Zarandas

Las zarandas constituyen un proceso clave dentro del procesamiento de la arena. El proceso productivo requiere tres tipos de zarandas: primarias, en húmedo y en seco o clasificadoras.

Las primarias tienen como función la separación de todo tipo de sobretamaños. Su principio de funcionamiento es sencillo. La zaranda primaria está compuesta por tres, o más, niveles de tamices, por donde pasa el flujo de la arena. Los sobretamaños son retenidos por estos tamices y son depositados en una pila de desperdicios. Esta zaranda es de alta productividad y baja clasificación, por lo que únicamente sirve para clasificar materiales de gran tamaño. Dado que los tamices retienen mayormente granza (piedras pequeñas) se tienden a estropear rápidamente, por lo que requieren un mantenimiento diario para su limpieza y a su vez ser renovados con mayor frecuencia que el resto de los equipos.

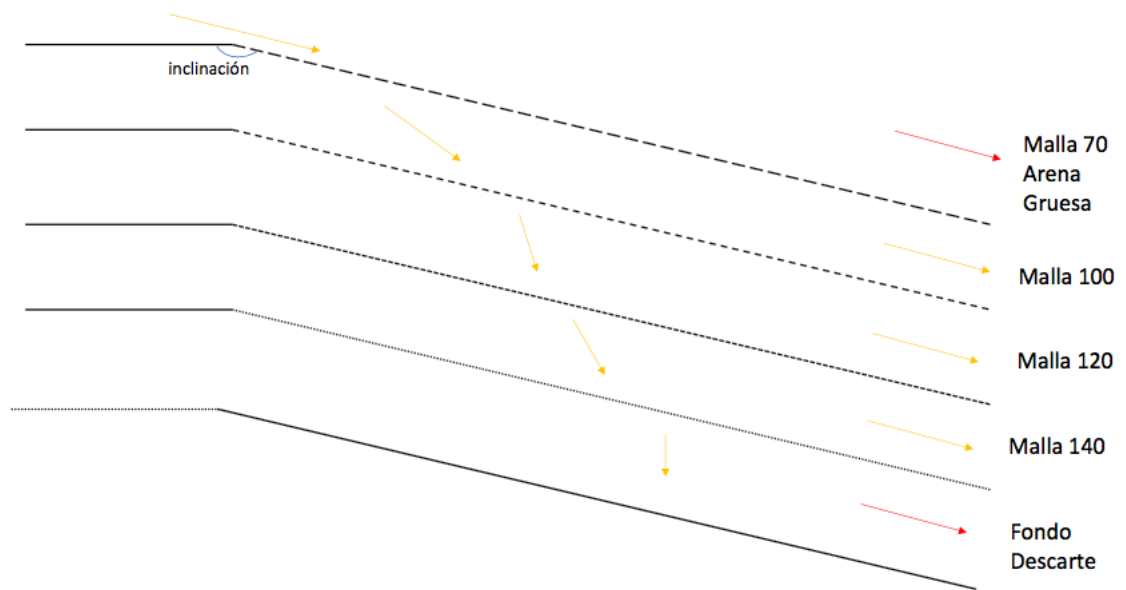
El segundo tipo de zarandas son las zarandas en húmedo o escurridores vibrantes. Estos se encuentran al final del proceso en húmedo, previo al ingreso de la arena en el secador. Su función es reducir la humedad de la arena para ahorrar energía en el secador. Uno de los escurridores se encuentra a la salida del separador, donde procesa la arena fina que se secará. El segundo escurridor se localiza a la salida del hidrosizer, donde procesa la arena gruesa. Aunque la arena gruesa no procederá a la etapa de secado, el escurridor reduce la humedad de esta arena para que se pueda vender con la menor cantidad de agua posible por tonelada de arena. Esto optimiza su transporte. Como se mencionó anteriormente en la descripción del proceso, el agua que sale de los escurridores vibrantes se lleva un porcentaje de arena. Por ende, el flujo de agua con arena que sale como desperdicio de los escurridores vibrantes es reprocesado.



El tercer tipo de zarandas que se encuentran en el proceso son las zarandas en seco o clasificadores. La clasificación en húmedo es muy ineficiente, ya que la humedad aglutina las partículas de arena imposibilitando su correcta clasificación. Por ende, para lograr una clasificación que cumpla con los requerimientos de los proveedores, se deben instalar zarandas para arena seca luego del horno.

En un principio, la tecnología de estos clasificadores es análoga a la de las zarandas primarias. Es decir, el principio operativo se basa en varias mallas o tamices de diferente abertura que retienen o dejan pasar partículas de arena acorde a su tamaño. Sin embargo, los tamices disponibles en el mercado tienen aberturas determinadas que difieren a los que nuestra planta necesita. Los tamaños de tamices disponibles son mayores a los que se requieren para clasificar en fino. La forma de solucionar esto es determinar un ángulo de inclinación para los tamices, con el fin de reducir su abertura real. Al inclinar los tamices, la proyección horizontal de la abertura se reduce en función del ángulo de inclinación. Por ende, al variar el ángulo de inclinación de los tamices se modifica su corte de clasificación.

Existe una relación directa entre la productividad y la precisión en la selección. Es decir, a mayor flujo de arena por las mallas, menor es la precisión de selección. Al ir variando la inclinación de los tamices se puede encontrar un equilibrio entre productividad y precisión. Para mejorar la relación rendimiento/productividad, se le suelen adjuntar a las zarandas dispositivos vibradores, que permiten un uso más eficiente de esta tecnología. En el siguiente esquema, podemos ver un ejemplo de como funciona lo detallado anteriormente:



Bombas

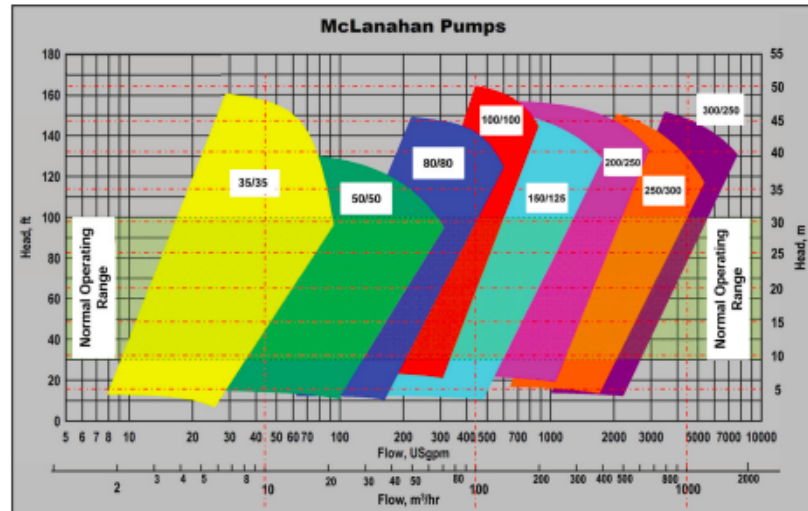
Las bombas son necesarias para que hacer posible el funcionamiento del hidrociclón e hidroclasificador ya que son requeridas altas presiones de input.

Además, las bombas utilizadas deben cumplir con las siguientes características:

- Deben ser altamente resistentes al desgaste abrasivo
- Ejes y cojinetes de gran tamaño para una larga vida útil
- Fácil mantenimiento

Comúnmente en lay-outs de procesamiento de la arena, se utilizan bombas especializadas para el transporte de la pulpa (arena y agua) ya que según experiencias previas se han probado bombas más baratas que se han desgastado rápidamente, produciendo paradas imprevistas y sobreinversiones inesperadas.

Los proveedores más destacados que comercializan estos productos son: McLanahan, West Pro Machinery y Superior Industries. Dependiendo del caudal de pulpa y de la presión requerida, las bombas disponibles de McLanahan son las siguientes:



Celda de atrición

La celda de atrición o “attrition scrubber/cell” se utiliza para atomizar los conglomerados de arena y arenas con arcilla para permitir su transporte por las tuberías y facilitar su correcto lavado.

Este proceso es necesario para presentar el material a una alta densidad para lograr la mejor acción de fregado posible para el futuro lavado y selección evitando que objetos no deseados ingresen al proceso.

Básicamente, las celdas de atrición por rotación de un eje con palas frotan las partículas contra sí mismas para limpiar su superficie y liberar materiales nocivos, anteriormente mencionados.



Un detalle importante de la máquina es que todas las piezas internas están completamente revestidas de goma para maximizar la vida útil, minimizar el tiempo de operación y los costos de las piezas de repuesto.

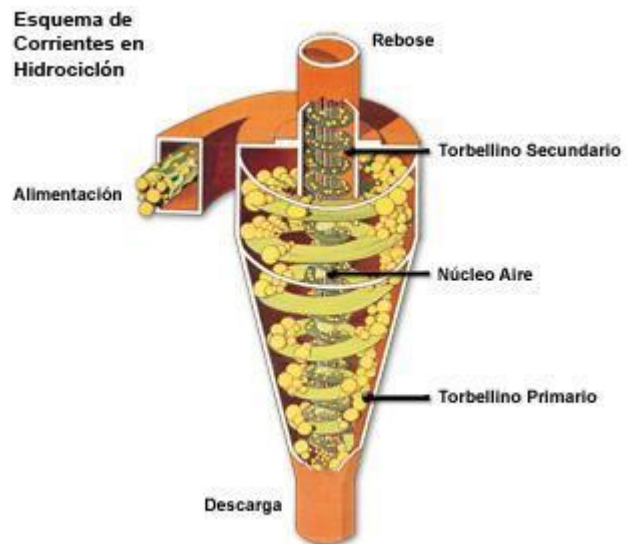
Limpieza

1. Hidrociclón

Estos equipos están destinados a la separación de sólidos en suspensión. Tiene distintas aplicaciones como son la clasificación de sólidos, quitado de contaminantes, recuperación de

arenas finas y el lavado de arenas. Son maquinaria relativamente baratas que procesan altos volúmenes ocupando poco espacio.

Son típicamente conos cilíndricos con entrada tangencial del fluido, alimentadas bajo presión por bombas. Una vez ingresado, se genera un movimiento de tipo espiral descendiente dada la forma del equipo y la acción de la fuerza de la gravedad. A razón de este movimiento se produce una zona de muy baja presión a lo largo del eje del equipo, por lo que se desarrolla un núcleo de aire en ese lugar. A medida que la sección transversal disminuye en la parte cónica, se superpone una corriente interior que genera un flujo neto ascendente también de tipo espiral a lo largo del eje central del equipo, lo que permite que el flujo encuentre en su camino al vortex, que actúa como rebalse.



Finalmente, por este principio se obtienen dos flujos resultantes: el “underflow” o descarga con la suspensión concentrada y un “overflow” o rebalse para la suspensión diluida. En el esquema se puede ver más claramente el principio de funcionamiento.

Para la selección de la tecnología para el procesamiento de arena, es necesario ver cuatro parámetros que hacen variar las condiciones de operación. Estos son: la densidad de la pulpa (arena más agua), la caída de presión en la alimentación, del diámetro de vortex o torbellino y el diámetro del “apex” o del flujo inicial.

Dado que la función del hidrociclón en nuestro layout será principalmente la separación de materiales finos (de contaminantes como arcillas y magnetita) debe poder separar líquidos con altas diferencias de peso específico, es decir que las arcillas disueltas en la pulpa del proceso deben quitarse, saliendo por el overflow o rebalse del equipo. Otra característica importante es la versatilidad que debe tener el equipo para que pueda aceptar variaciones importantes en la alimentación de contenidos sólidos.

Por último, existen diversos proveedores tanto nacionales como extranjeros. Gente con experiencia en montaje de las plantas de procesamiento de arena para fracking nos han recomendado, dadas la curva granulométrica propia de la cantera y los contaminantes integrados, los productos de McLanahan (USA) y la firma Comec (Italia).

2. Cilindro Lavador

El Cilindro lavador consiste en un cilindro de acero apoyado sobre neumáticos que gira sobre su eje, y está provisto de una serie de elementos internos que provoca el volteo y movimiento de los áridos.

El material a tratar se alimenta por un extremo del cilindro, donde se le adiciona agua con el fin de conseguir una perfecta homogeneización de la mezcla. La acción de las barras elevadoras y paletas de avance, origina el levantamiento de los áridos en cascada y su avance con retención por el interior del cilindro, liberándose las partículas finas y arcillas adheridas a las fracciones más gruesas.

Los esfuerzos a que el material es sometido en el interior del cilindro por el efecto múltiple de fricción entre los propios áridos, pared del cilindro y mecanismos internos genera en las fracciones más gruesas un efecto de auto-molienda, que ayuda a la disgregación de aglomerados o terrones, especialmente cuando el cilindro trabaja con un gran volumen de llenado.

El efecto de lavado o disgregación está en función directa con el tiempo de residencia del árido en el interior del cilindro, disminuyendo la capacidad de tratamiento cuanto más se prolongue el tiempo de permanencia según la calidad del material a tratar.

Por ende, el cilindro lavador posee una función doble, por un lado desagrega a las partículas, y por el otro les quita los componentes arcillosos. Es decir, el cilindro lavador podría reemplazar a la celda de atrición y ser usada en vez de un hidrociclón.

Sin embargo, el cilindro lavador posee inconvenientes a considerar. En primer lugar, son equipos de muy gran tamaño. Por ejemplo, un cilindro lavador que procese 100 tn/h, tiene aproximadamente 1,5m de diámetro y 8m de largo, comparado con un hidrociclón de 0,75m de diámetro y, aproximadamente, 1,5 de largo. En segundo lugar, debido a su principio de funcionamiento, su capacidad de atrición es inferior a la de las celdas de atrición, ya que esta es una función secundaria del cilindro lavador. Según Martín López Saubidet, de La Milagrosa, los estudios geológicos realizados en la cantera de Ibicuy indican que la atrición de la arena es un proceso muy importante para su correcta limpieza, por ende no es aconsejable depender de la capacidad de atrición del cilindro lavador.

Hydrosizer o clasificador hidráulico

Esta máquina realiza el proceso más importante del procesamiento de la arena de fracking, que es la clasificación aguda de arena entre la malla por encima y por debajo de 70. Proceso esencial para el estricto cumplimiento de las normas API. El Hydrosizer es la única pieza de equipo de procesamiento de minerales húmedos para realizar cortes discretos que satisfacen las necesidades de producción de arena de Fracking.

El funcionamiento está patentado por la empresa McLanahan, pero se pudo conocer cómo trabaja el mismo a partir de documentos y presentaciones que fueron facilitados. Este consta de insertar el flujo de pulpa proveniente del hidrociclón en la entrada superior, la cual es pulverizada en el interior del hydrosizer, ya lleno de agua. A partir del punto de corte, el flujo entrante es bifurcado en dos: los de mayor malla (menor diámetro) se dirigen a la salida superior, (llamado igual que en el hidrociclón “overflow”) y por la descarga o “underflow” se dirigen los de malla inferior a la de corte (mayor diámetro).

Existe un sensor de presión a un costado del hydrosizer que mide la presión que se crea por la densidad del agua y sólidos dentro del tanque. El agua que se inyecta dentro del equipo crea una cama suspendida de sólidos dentro del tanque “teetered bed”. La densidad de esta cama suspendida de sólidos determina el “punto de corte” del equipo hydrosizer ya que partículas más pesadas/más densas que la cama pasarán a través de ella. Partículas más pequeñas o más livianas no pasarán a través de la cama y serán acarreadas por el flujo de agua hacia arriba y fuera del hydrosizer por la parte superior. El “punto de corte” es básicamente un punto que uno establece en el panel de control. Cambios en el “punto de corte” cambia la cantidad de sólidos en el “teetered bed”. Al bajar el punto de corte, se bajará la densidad de la cama lo que permitirá que partículas más finas podrán pasar y llegar al “underflow” del hydrosizer. Al aumentar el punto de corte, se aumenta la densidad de la cama lo que permitirá que solamente partículas más gruesas podrán pasar y por lo tanto se logra un corte más grueso.

En cuanto al mantenimiento, la máquina está preparada para esto. Es posible realizarlo, mediante la parada de la misma, desde el exterior. No es necesario demasiado desarme para poder realizarlo. Las piezas son fácilmente reemplazables.

Por último, el único proveedor de este producto (es una marca registrada) es McLanahan que tiene representación en Latinoamérica, centralizado en Santiago, Chile. Todos los productos de este fabricante se importan con régimen MTO desde Pennsylvania, USA.



Nota: Para mayor detalle del funcionamiento de este maquina, dirigirse al siguiente link: <https://www.youtube.com/watch?v=WX-IjGjUOh0>

Secado

La planta de secado inicia su proceso alimentando el horno mediante un transportador de rodillos. El material se somete al proceso de secado mediante el ingreso de aire caliente que es generado por un quemador para fluido pesado que larga una temperatura de 135 grados centígrados y un ventilador centrífugo, el quemador es alimentado por GLP.

Como se ve, el material sale completamente seco a una temperatura máxima de 65 grados centígrados, ya que a mayores temperaturas, la arena puede producir quemaduras en las cintas transportadoras o en los bolsones. La arena puede poseer un máximo del 5% de humedad, a mayores porcentajes esta es denegada por los compradores, es por ello, que la regulación de la temperatura debe ser necesaria para eliminar dicha humedad. La salida dosificada permite un rendimiento homogéneo en el proceso de secado. El ingreso de aire caliente es a contra corriente. Por último, es llevado por un transportador hasta una zaranda cilíndrica; la cual nos clasifica el material a utilizar y retira el rechazo. La velocidad del cilindro secador, el transportador y la zaranda están completamente sincronizados para dar la mayor eficiencia y productividad. La planta de secado consta de tolva inicial, transportador de rodillos, cilindro secador, transportador de banda, zaranda cilíndrica y dos tolvas de almacenamiento temporal.

Algunos de los proveedores más importantes para obtener un horno rotatorio de secado para arena pueden ser West Pro Machinery o McLanahan.



Llenadora de Big Bag

Como se explicó previamente, entre las etapas de secado y embolsado en big bags se utilizan zarandas en seco de alta precisión y baja productividad para asegurar la calidad de la arena despachada. El último proceso previo al acopio y carga en camiones es el de llenado de big bags con la arena. Para este proceso existen máquinas especiales de llenado o Big Bag Fillers. Existen múltiples proveedores de estos equipos, como Erkomat o Sipel.

Ambas empresas ofrecen dos tipos de llenadoras: semiautomáticas o manuales. La diferencia se encuentra en que en los modelos manuales un operario debe colocar el big bag en la configuración adecuada para su llenado. Adicionalmente, en el modelo de máquina semiautomática, una cinta transportadora mueve los big bags llenos para que se pueda llenar otro, mientras que en la configuración manual se debe mover los big bags con un autoelevador. Sin embargo, la diferencia de capacidades entre las dos alternativas no es notables, ya que en sus correspondientes fichas técnicas las capacidades de ambas máquinas coinciden. A su vez, las máquinas semiautomáticas son de mayor tamaño, ya que además del sector de carga tienen una parte de desenrollado automático de las big bags y algunos metros frente al sector de llenado, donde se encuentra la cinta transportadora para movilizar los big bags llenos. Dado que para el último año del proyecto se planean utilizar tres llenadoras de big bags, estas diferencias de tamaños son notables.

Por estas razones se optará por la utilización de llenadoras de big bags manuales, donde cada equipo requiere un operario.

Big Bags

La arena seca debe ser embalada por algún elemento para poder ser almacenada y transportada sin tener pérdidas ni daño de la arena. Para esto, se utilizan los big bags, bolsones hechos de tela de rafia de polipropileno, con una capacidad máxima de 1,5 Tn. Estos se rellenan de arena al colocarlos debajo de los silos de acopio, que dosifican la arena para luego ser transportada o cargada en los camiones por autoelevadores. Una de las contras, es que no se pueden apilar más de tres bolsones, sin embargo protegen de manera efectiva la arena sin producir ningún tipo de pérdida.

El costo del mismo, es de aproximadamente \$150, y pueden ser reutilizados en un factor de 5:1 veces. Hay muchos proveedores de Big bags, se pueden encontrar a lo largo y a lo ancho del país y no es problema su obtención.



Layout

El layout de la planta refleja el proceso descrito previamente. Para facilitar el entendimiento, se lo dividió en tres partes. La primer etapa es la de alimentación y lavado, donde se encuentra la zaranda primaria, la maquinaria separador/celda de atrición y la alimentación a la segunda planta. Los equipos para esta etapa se encuentran dispuestos de forma tal que estén contiguos de forma horizontal.

La segunda etapa es la de clasificado, que toma la pulpa de la última cuba de la primera etapa. Aquí se tiene el hidrociclón, el hidroclasificador, el separador y los escurridores vibrantes. El output de este proceso es la arena lista para ser secada. Se diseñó la disposición de las máquinas para hacer uso de la gravedad para el movimiento de la arena, además de reducir la superficie del terreno ocupada para la planta. Con esto en mente, la disposición de las máquinas es en el plano vertical. Los equipos se colocan en una estructura metálica para su soporte, la siguiente imagen ilustra esta estructura, para un hidrosizer como para dos.



En cuanto a las dimensiones superficiales de las plantas resulta necesario tener en cuenta tanto las zonas de descarga y carga de camiones (y su correspondiente camino a la ruta) y arena cruda, como también las 3 secciones de la planta.

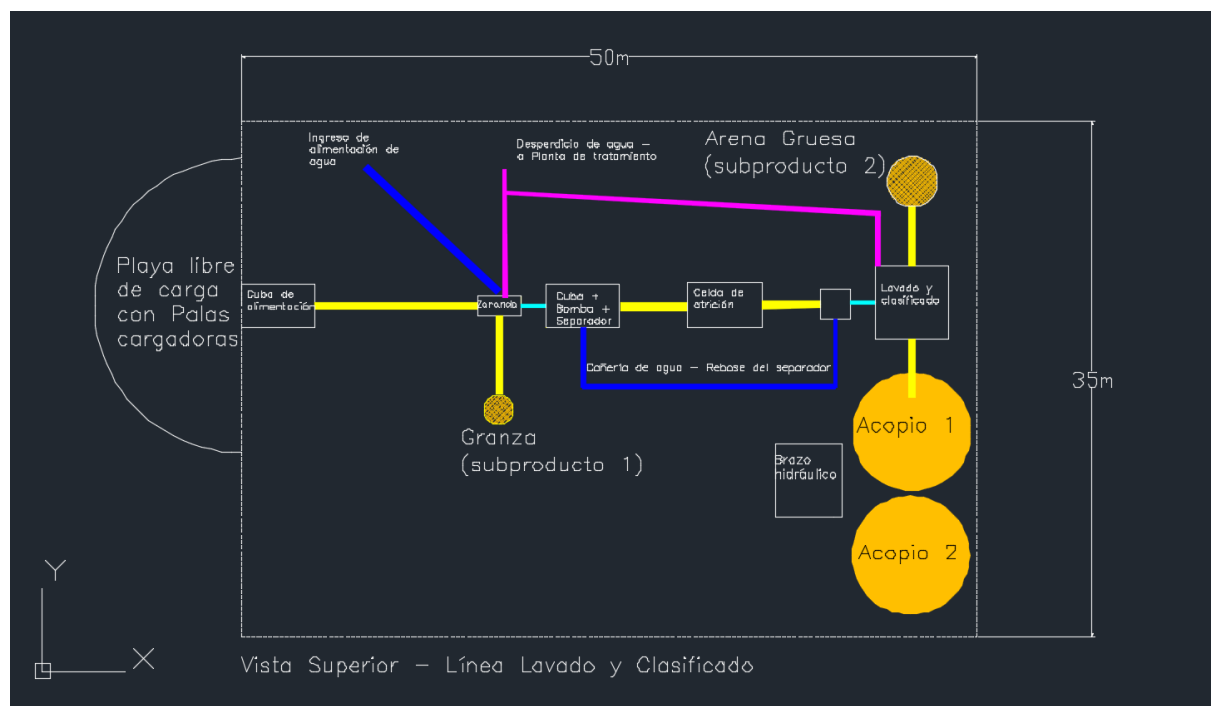
Por último, para la sección de secado y stockeo tenemos la necesidad de la construcción de un galpón cerrado (para evitar que la lluvia dificulte el funcionamiento del horno secador y del hermetizado del embalaje). Las dimensiones del depósito serán definidas en función del stock en el último año de la vida del proyecto. La justificación de esto reside en la apilabilidad de los big bags. En los primeros años, las dimensiones del depósito serán tales que los big bags se puedan acopiar en un nivel de apilabilidad, lo que agiliza el movimiento de los autoelevadores. En el año 10 del proyecto, los big bags serán apilados en tres niveles, lo que, en forma comparativa con los primeros años, ralentiza el movimiento de los bolsones. No obstante, se considera que es más rentable invertir en un depósito con una superficie

suficiente para el último año, y aprovechar la altura de este, en vez de incrementar la superficie del depósito más de lo necesario.

En el año último año del proyecto, se moverán 257.184 big bags en total. Dado un stock continuo de 2 días de ventas, el depósito deberá alojar 1824 big bags. Cada big bag tiene 0,9mx0,9m de superficie, y pueden ser apilados en hasta tres niveles. Si se sobredimensiona el depósito un 20%, se requieren 590 m² de superficie libre. Sumando las áreas requeridas para el movimiento de los autoelevadores, tres pasillos de 2 metros de ancho, el depósito, en su totalidad, debería tener 770m². Dada la relativa baja inversión que requiere el m² de construcción del depósito, y la ventaja de poder ser flexible con las políticas de stock, se sobre dimensionará el depósito a 900m² totales, es decir 30mx30m.

A continuación se muestra el lay out de las plantas y se describen sus dimensiones.

1. Etapas de Lavado



Como fue explicado en la descripción del proceso productivo, las máquinas que interactúan en esta etapa son, la cuba de alimentación, la zaranda, el conjunto de cuba-separador-bomba, que se mostrará en detalle a continuación, la celda de atrición y otra cuba que alimenta a la segunda planta. Se debe aclarar que en el diseño del layout se realizó una simplificación con fines didácticos: la última cuba de la primer planta se encuentra debajo de la planta de clasificado.

Las dimensiones del layout se calcularon en función de tres factores: dimensiones de los equipos, altura mínima a la que los equipos deben trabajar, inclinación de la cinta

transportadora. Esta última constante se tomó in situ en la planta de La Milagrosa, siendo esta de 25 grados centígrados. Lamentablemente, proveedores de cintas transportadoras para la industria de arena, como Superior Industries, no nos facilitaron esta información, por lo que se toman como válidas nuestras mediciones. En el gráfico anterior las cintas se representan en amarillo y los caños en azul, los caños magenta son de salida de efluentes hacia la planta de clarificado.

Según la información provista por la proveedora de equipos para procesar arena, una cuba alimentadora acorde con los requerimientos de nuestra planta tendrá dimensiones de 3mx5m (ancho por largo, tomando el eje x del layout como el largo) y 4,14 metros de alto. Una cinta transportadora toma el arena desde parte inferior de la cuba y la lleva a una zaranda, a su vez, el producto al salir de la zaranda es llevada en cañerías a otra cuba igual a la anterior. Para minimizar la potencia requerida de la bomba que impulsa a la pulpa desde la zaranda a la segunda cuba, se planea colocar a la zaranda a una altura mayor a la entrada de la segunda cuba, por ende la pulpa se moverá facilitada por la gravedad. Por ende la zaranda deberá ser instalada por encima de 4,14 m del nivel del terreno. Se decidió que esta altura será de 5 m. Como se mencionó previamente, la inclinación máxima de la cinta transportadora que lleva la arena desde la primera cuba hasta la zaranda es de 25 grados. Por ende la distancia entre la zaranda y la primera cuba será de 10,7 m.

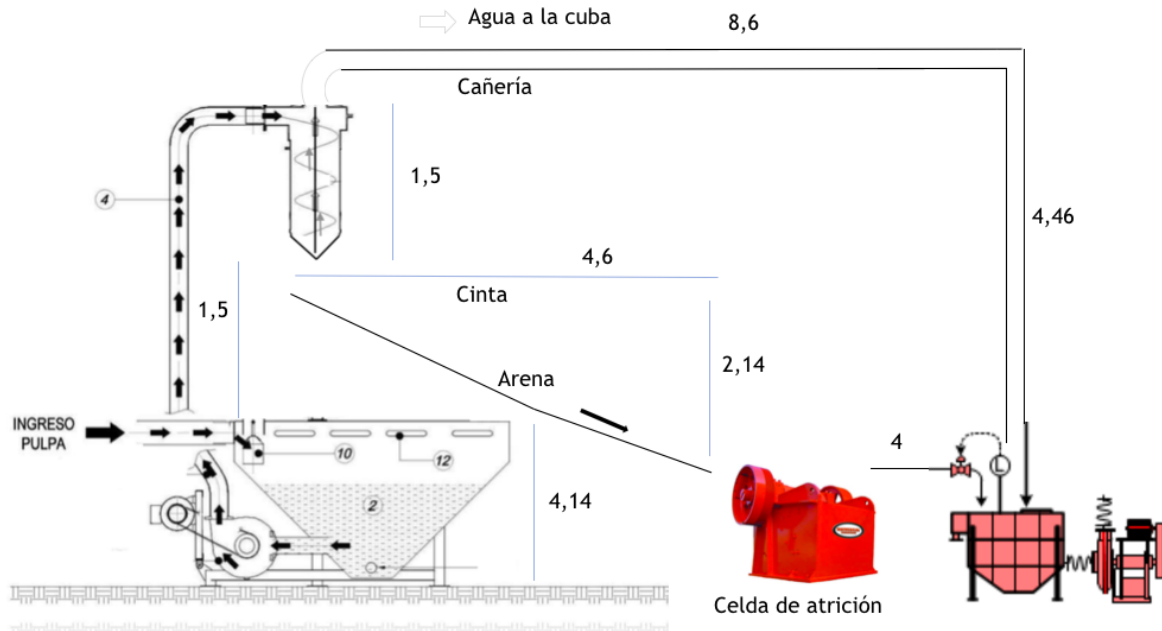
Las dimensiones de la zaranda, por lo visto en las fichas técnicas de proveedores como CDE Global son de 1,27mx3m. Como se mencionó en el párrafo precedente, la arena es llevada a través de cañerías desde la zaranda a otra cuba, por lo que, reduce su altura de 5m a 4,14m. Bajo la simplificación que la cañería también se desplaza bajo un grado de 25 grados, la cuba está 1,7 m de la zaranda. (Las cañerías, sin embargo, hacen tramos rectos, primero baja 0,8m y luego se desplaza 1,7m).

Desde la cuba una bomba lleva la arena al separador, donde el flujo inferior con arena de baja humedad es llevada en cinta a la celda de atrición, y el rebose es llevado en cañería hasta la siguiente cuba. Las medidas de este circuito son detalladas en el siguiente gráfico. Según la ficha técnica del proveedor de separadores, Binder co, este equipo tiene un alto de 1,5 m. El separador debe estar a una altura suficiente para permitir que la cinta transportadora que lleva la arena a la celda de atrición pase por encima de la cuba, por lo que esta se coloca a un total de 3m por sobre la cuba.

Las pilas de arena fina son de aproximadamente 8 metros de diámetro, y su centro se encuentra a 10 metros de la planta de clasificado. Se asume que la pila de arena gruesa también tendrá 8 metros de diámetro y estará a 10 metros de la planta. Aunque su producción sea menor, su flujo de salida de la pila también es menor que la de arena fina, por lo que como simplificación se toma que sus pilas serán similares. La pila de granza también estará a 10 metros de la planta. Según lo visto en la planta de La Milagrosa, y los estudios de la arena de la cantera, es justificable asumir que el tamaño de la pila de granza no crecerá de manera

abundante por lo que las capacidades de las palas cargadoras no deberán desviarse para trabajar en esta pila.

Foco en la sección Cuba, bomba y separador.



En definitiva, este circuito cuenta con: 50,88 m de cinta transportadora y 19 m de cañería

2. Planta de lavado y clasificado

La planta mostrada a continuación es una simplificación de los pliegos provistos por McLanhan, la empresa líder en tecnología para procesar arena para fracking. Según lo conversado con la gerencia de La Milagrosa, que recientemente adquirió estos equipos, McLanahan ofrece el Hidrosizer junto con el resto de los componentes necesarios para la planta de clasificado: hidrociclón, separador, escurridores vibrantes, cubas y bombas.

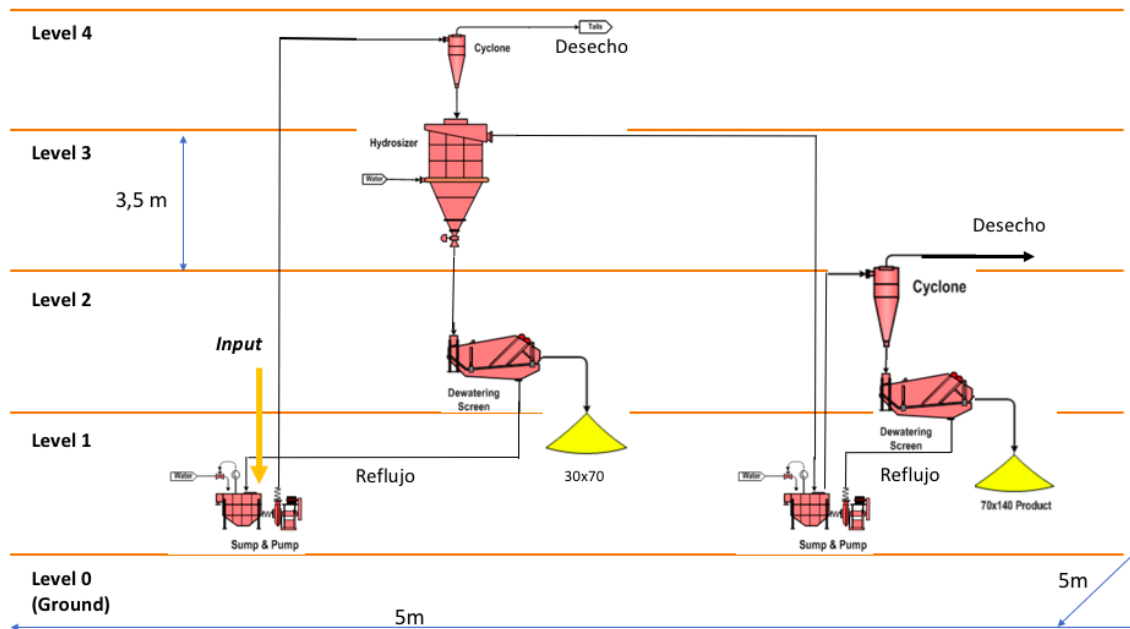
Dado que la calidad del output de esta planta depende en gran medida del correcto funcionamiento entre los distintos equipos, en la práctica, al instalar una planta de clasificado, se utiliza únicamente un solo proveedor de máquinas. En el caso que se mezclen equipos de distintos proveedores, es razonable pensar que la eficiencia del proceso se verá gravemente afectada.

Por ejemplo, el hidrosizer debe recibir arena con un determinado grado de humedad específico para su correcto funcionamiento. En el caso que el hidrociclón sea de un proveedor distinto que el del hidrosizer, el output de este hidrociclón puede no ser el adecuado para el hidrosizer.

En conclusión, se considera que, dada la sensibilidad de esta planta en el proceso, lo más conveniente es limitar la adquisición de equipos a un solo proveedor. En nuestro caso

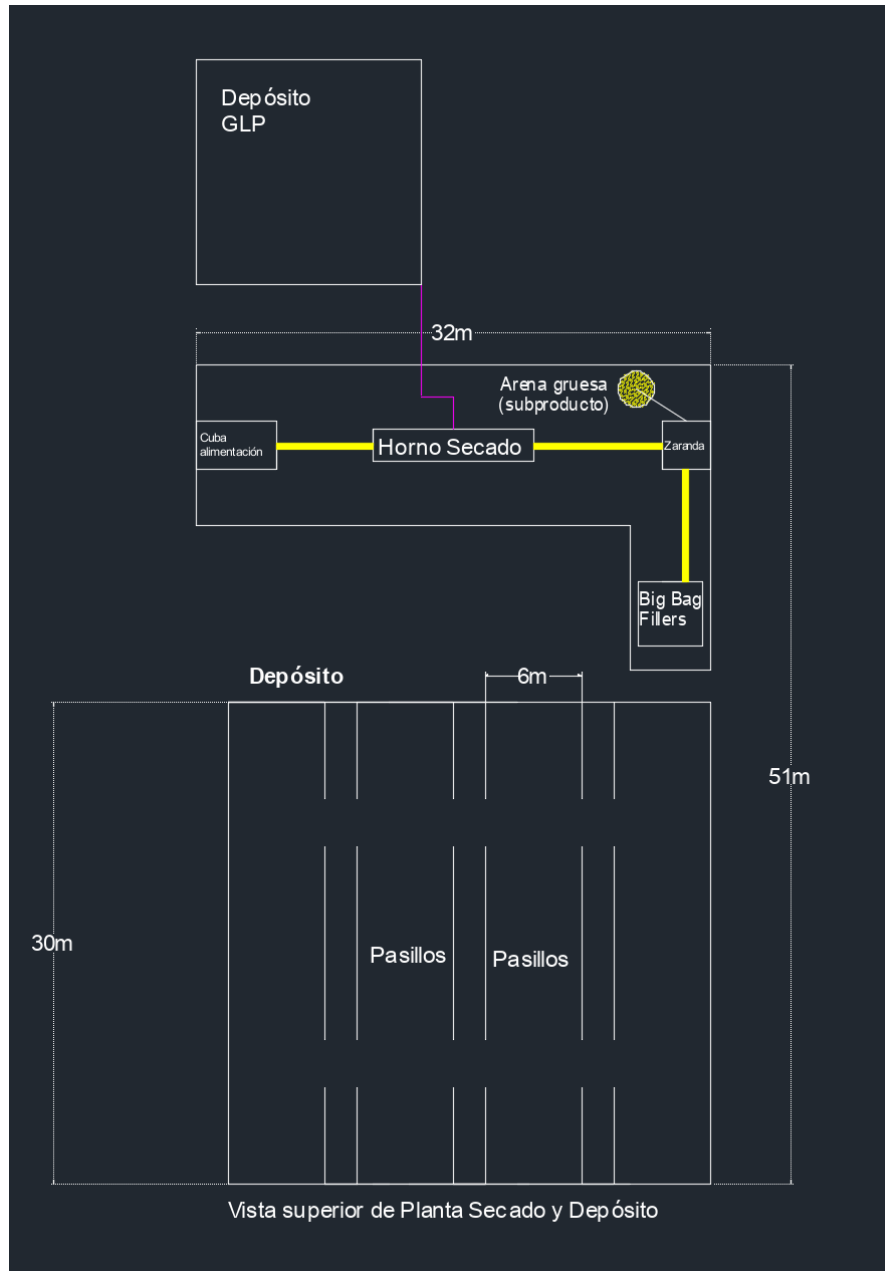
particular, el único proveedor que nos proporcionó información de sus productos es McLanahan.

Acorde con lo mencionado hasta aquí, en el anexo se ofrece con mayor detalle las dimensiones de esta planta, el siguiente es un gráfico representativo del layout.



3. Secado

La tercer etapa del proceso es la de secado, donde se toma la arena de la pila de almacenamiento 70x140 y se la alimenta a la tolva del horno rotativo. A la salida del horno rotativo una cinta transportadora mueve la arena hasta unos silos, de 15m³, que amortiguan paradas en estaciones previas. Las tolvas alimentan continuamente a las zarandas clasificadoras. La arena ya clasificada es llevada con cintas a un silo final, de 30m³, que alimenta a las llenadoras de big bags. Es importante aclarar que la etapa de secado, clasificado y llenado de big bags se debe realizar bajo techo. A su vez, también el depósito se debe cubrir, aunque este se puede resguardar bajo una estructura de tela, como una carpa.



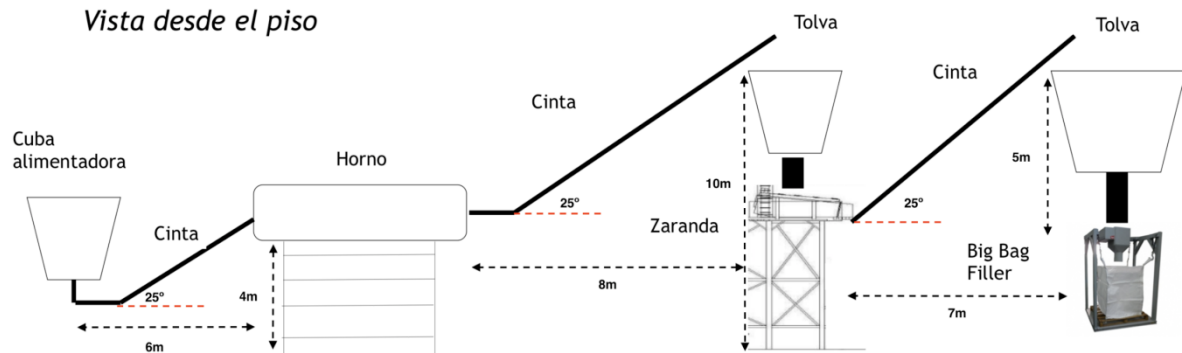
Se puede observar también que se destinó una zona para instalar los depósitos o “chanchas” de GLP. La cantidad que va a haber en funcionamiento es creciente a lo largo de los años, con un máximo observable de 14 “chanchas” de 7m³ cada uno. Dadas las siguientes dimensiones que se pueden observar en la siguiente imagen, se reservó un área de 14 m x 14 m para las 14 chanchas que serán necesarias para el último año del proyecto.



• Tanque de 7m³
 Altura: 1,00 m.
 Largo: 6,50 m.
 Diámetro: 1,20 m.
 Capacidad: 5800 Lt. / 2900 kg.

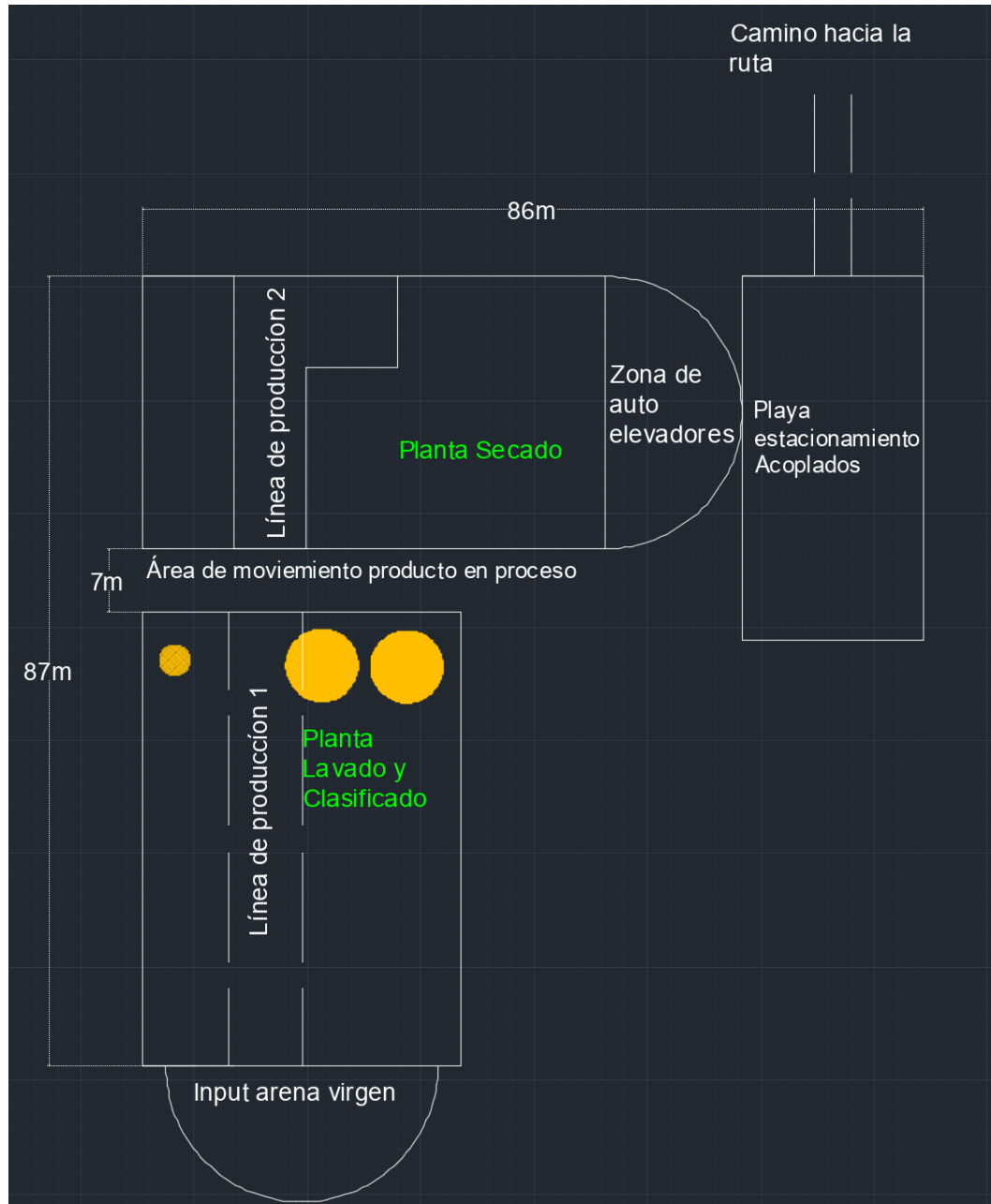
En cuanto a la siguiente imagen, se puede ver de manera representativa una vista lateral de cómo serán las dimensiones que constituirá la planta de secado y embalado. Será

necesario que el galpón tenga como mínimo una altura de 12 metros por la altura a la que está el punto más alto del horno.



Por último, para la sección de secado y stockeo tenemos la necesidad de la construcción de un galpón cerrado (para evitar que la lluvia dificulte el funcionamiento del horno secador y del hermetizado del embalaje). Las dimensiones del depósito serán definidas en función del stock en el último año de la vida del proyecto. La justificación de esto reside en la apilabilidad de los big bags. En los primeros años, las dimensiones del depósito serán tales que los big bags se puedan acopiar en un nivel de apilabilidad, lo que agiliza el movimiento de los autoelevadores. En el año 10 del proyecto, los big bags serán apilados en tres niveles, lo que, en forma comparativa con los primeros años, ralentiza el movimiento de los bolsones. No obstante, se considera que es más rentable invertir en un depósito con una superficie suficiente para el último año, y aprovechar la altura de este, en vez de incrementar la superficie del depósito más de lo necesario.

En el año último año del proyecto, se moverán 257.184 big bags en total. Dado un stock continuo de 2 días de ventas, el depósito deberá alojar 1824 big bags. Cada big bag tiene 0,9m x 0,9m de superficie, y pueden ser apilados en hasta tres niveles. Si se sobredimensiona el depósito un 20%, se requieren 590 m² de superficie libre. Sumando las áreas requeridas para el movimiento de los autoelevadores, tres pasillos de 2 metros de ancho, el depósito, en su totalidad, debería tener 770m². Dada la relativa baja inversión que requiere el m² de construcción del depósito, y la ventaja de poder ser flexible con las políticas de stock, se sobredimensiona el depósito a 900m² totales, es decir 30mx30m.



Localización dentro del terreno

Para definir la localización de la planta dentro del terreno, se ponderan un número de variables que se ven afectadas con las coordenadas del terreno. Estas son:

- Movimiento de Palas cargadores en la recolección de arena. Alta ponderación

Las palas cargadoras tienen una carrera de desplazamiento limitada, y su recorrido se traduce en consumo de litros de gas oil. Por estos dos motivos se fundamental reducir el recorrido de estas palas para la recolección de arena de las canteras. Por ende, la planta será colocada, sobre la franja de mayor densidad del terreno, en la mitad del eje vertical del terreno.

- Distancia del depósito hasta la ruta. Media ponderación

Dado que el recorrido de los camiones dentro del terreno es una variable que se busca minimizar por el costo de construcción de los caminos interiores, esta variable lleva a la planta a acercarse a la ruta.

- Superficie de cantera a la que las Palas Cargadoras tienen libre acceso. Alta ponderación

La distancia que las Palas con Ruedas deben recorrer también influye en su capacidad, si el equipo debe recorrer más metros para la recolección de arena, su capacidad se verá reducida. Se estima, según lo observado en la cantera de La Milagrosa, que las palas con ruedas pueden hacer 100m lineales cumpliendo con los valores asumidos de capacidad. Esto se refleja en acceso libre (sin afectar la capacidad) a 31.416 m² de arena. A su vez, se planea hacer la inversión en una cinta transportadora para incrementar el acceso libre de estas palas. Se planea instalar 200 metros lineales de cinta transportadora. Esto duplica la superficie a la que las palas pueden acceder sin mermar su capacidad. En resumen, para la segunda mitad de vida del proyecto, las palas cargadoras podrán moverse a través de dos círculos tangenciales, cada uno de 100 metros de radio. La localización de la planta buscará insertar estas superficies en las zonas del terreno con mayor densidad de arena.

En conclusión, la primer y tercer variable definen la locación del inicio de la planta, es decir, la cuba de alimentación y, por ende, la planta la lavado. La segunda variable define que el final del circuito de la planta, su depósito, debe estar lo más cercano a la ruta posible, por ende, el recorrido de la planta debe ir en esa dirección. El siguiente mapa refleja la primer observación, siendo el punto en rojo el punto de alimentación de la planta, la cuba, la línea verde la cinta transportadora, y los círculos negros las delimitaciones del área de libre acceso de las palas cargadoras.



A continuación, se mostrará la posición del circuito productivo dispuesto en el terreno, recordar que el punto rojo del gráfico anterior representa el punto en donde la arena cruda ingresa al proceso.

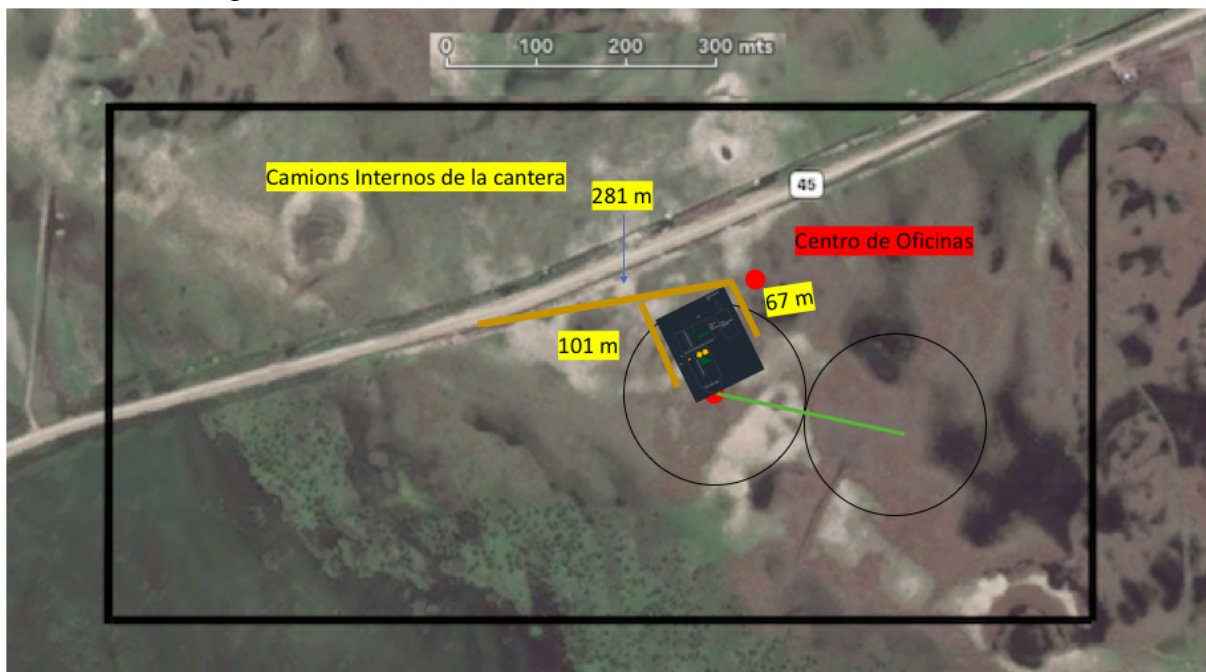


Haciendo zoom en esta imagen:



Recordar que lo que se busca al disponer la planta de esta forma es, entre otras cosas, que el área donde se carga la arena en los camiones esté lo más cerca de la ruta posible.

En la siguiente imagen se detallan los caminos internos dentro del terreno, caminos de 6 metros de ancho, para la doble circulación de camiones.



Hay dos centros de carga de camiones en la planta, uno de arena fina y otro de arena gruesa. Como se deja especificado en el lay out, y es reflejado en el mapa anterior, la carga de arena fina se realiza luego del camino de 67 metros, y la carga de arena gruesa se hace al fin

de la arteria de 101 m. Dado que un camión con acoplado mide 18,6 metros, y se estima que se dejan 2 metros entre camión y camión al realizar una fila, se diseñaron los caminos para puedan hacer fila 16 camiones simultáneamente para poder cargar arena fina. Para dimensionar este valor, en el último año del proyecto se espera que se despachen por día 58 camiones de arena fina por día, y se despachan en las 16 horas en las que la planta está en funcionamiento.

Según los cálculos realizados, se requieren 450 metros de caminos dentro de la cantera para el movimiento de camiones de carga. Se duplicará la estimación de metros de caminos necesarios teniendo en cuenta que, además de necesitar caminos para camiones que cargarán, se requieren caminos, para, en caso de que sea necesario, cargar camiones que transportan arena cruda internamente, de un lugar a otro dentro del terreno, para acercarse a las palas cargadoras. Por ende, se planea que en total se invertirá en 900 metros lineales de camino.

Abastecimiento de recursos

Hay tres recursos requeridos para el proceso productivo de lavado, secado y clasificación de arena: electricidad, agua y gas.

En cuanto al consumo de gas, su uso es en el secador rotativo de arena. El cálculo de consumo deriva de información provista por Martin Lopez Saubidet y su experiencia con un horno de secado rotativo de capacidad de 40 tn/h. Proveedores como AMP Mineral o West Pro Machinery no brindan información técnica de sus equipos, ya que los hornos rotativos deben ser diseñados de forma específica dependiendo de su locación de uso. Dado que la cantera de La Milagrosa de Martin Lopez Saubidet y la cantera que estamos evaluando se encuentran bajo las mismas condiciones geográficas, se considera adecuado asumir que su consumo de gas será similar. Variables que influyen en el dimensionamiento del secador son: la capacidad calorífica del material a secar, temperatura del aire en invierno y en verano, tipo de combustible a utilizar, información sísmica del terreno y elevación del terreno.

El cálculo para dimensionar el consumo de gas fue el siguiente, se tomó la información provista por la gente de La Milagrosa de que se utilizan 2 MMKcal de propano para secar 40 tn de arena entrante con 5% de humedad. De aquí se tomó la energía requerida para el secado de una tonelada de arena, que luego se multiplicó por las toneladas de arena que pasan por el secador por hora, información proveniente del balance de línea. Finalmente, con la capacidad calorífica del GLP (11.900 Kcal/Kg) se obtuvo los kilogramos de GLP requeridos.

Ejemplificando con el razonamiento descrito, para el año 6 se planean quemar 228kg de GLP por hora. Cada tanque de gas, de 3300 kg de GLP, tiene la capacidad de entregar 350.000 Kcal/h, o 29,4 Kg/h. Por ende, se deberán instalar 8 tanques de GLP. Su duración

será de 14,5 hs por tanque. Por ende, se deberán renovar los tanque cada 6 días de trabajo en el año 6.

El abastecimiento de este recurso es provisto por proveedores de tanques de GLP, como YPF. Dado el vínculo sinérgico que se espera establecer con YPF en el abastecimiento de arena, se podría concretar con YPF un contrato de abastecimiento de gas a través de GLP donde ambas partes salgan beneficiadas.

El agua tiene un rol fundamental en el proceso productivo. Se utiliza en las primeras zarandas, en los hidrociclones, hidroclasificadores y separadores. El agua ingresa en el proceso en dos puntos, en la zaranda primaria y en el hidroclasificador. Por ejemplo, para el año 6 el consumo de agua será de 358,6 m³/h, de los cuales 225,6 m³/h provienen de la zaranda y 133 m³/h del hidrosizer. La razón por la cual se ingresa agua en la zaranda es para permitir el transporte de la arena, en forma de pulpa, a través de las cañerías, movidas por bombas especiales. El abastecimiento de agua para la planta se hará a través del Río Ibicuy, ubicado a 6km del yacimiento. Se planea instalar una cañería que succione el agua del río con una bomba y que la transporte hasta la cantera. Hay numerosos proveedores de bombas para esta función, por ejemplo, Simes S.A. provee bombas centrífugas industriales con capacidad de hasta 700 m³/h, comparada con una demanda para el año 13 de 532 m³/h.

La electricidad se requiere para correr los sistemas de control del horno rotativo y para iluminar las áreas de trabajo en las horas de trabajo nocturno. Más allá de esto, no se requiere electricidad para el proceso. El abastecimiento se realizará a través de un cableado trifásico que se instalará desde la ciudad de Ibicuy, por 3,7 km hasta el yacimiento.

Laboratorio

La instalación de un laboratorio anexo a la planta es un requisito para el despacho de arena a Vaca Muerta. La función del laboratorio es corroborar que la arena cumpla tanto las características de la normativa API, como además, las condiciones estipuladas en los contratos con los proveedores. Cabe aclarar que la empresa productora de arena establece características negociadas con sus clientes (entre estas están, calidad del clasificado y porcentaje de humedad aceptado).

La función más importante del laboratorio es realizar lo que se denomina Análisis de tamiz. Su finalidad es asegurar que la arena despachada sea de la curva granulométrica requerida por los clientes. Esto es, que los porcentajes de granulometría estén distribuidos entre los tamices 70/140 y que los porcentajes de arena fuera del rango de malla 70/140 estén acorde a lo estipulado en los contratos.

El laboratorio debe estar equipado con los siguientes instrumentos:

- Dos juegos de tamices: que cumplan los requisitos de la serie ASTM, 200 mm (8 pulgadas) de diámetro o equivalente. Un juego es un conjunto de tamices de trabajo, y el otro un conjunto patrón que se usa sólo para la calibración.
- Tamizador (RoTap), proporciona acción simultánea de rotación y golpeteo y admite los tamices especificados en la Tabla 1.
- Balanza, mínimo de 100 g (0,22 libras) de capacidad con una precisión de 0,1 g o mejor.

Un operario especializado en los procedimientos debe realizar estas tareas tres veces al día. La primera es a la apertura de la planta, se toman muestras directamente desde el acopio de la arena. Las otras dos son desde camiones listos para ser despachados con su cargamento de big bags. En el caso de que los experimentos denotan que la arena se despacha con humedad o con componentes de arena más gruesa o fina de lo requerido, se procede a ajustar el horno rotativo o las zarandas clasificadoras en seco, acorde al caso.

Balance de línea

Al buscar información de las máquinas en cuestión, el primer inconveniente que se encontró fue la poca oferta de proveedores para la industria de la arena. Dada el alto grado de especificación de las máquinas requeridas para el proceso, no todos los proveedores especifican las características de sus máquinas para la industria de la arena para fracking. Pocos proveedores (entre ellos McLanahan, Advanced Mineral Processing, Binder y Superior Industries) ofrecen productos aptos para el procesamiento de arena de sílice. Por lo tanto, las fichas técnicas ofrecidas por los proveedores mencionados constituyeron nuestra única fuente de información al momento de informarnos sobre las capacidades y rendimientos de las máquinas necesarias.

Adicionalmente, las fichas técnicas publicadas sobre los equipos necesarios detallan las capacidades para distintos modelos de los mismos con rangos variantes en cuanto a capacidades de procesamiento (yendo de rangos de capacidades muy bajas a capacidades más altas). Por ende, y considerando que la producción de nuestra planta a instalar crece rápidamente año a año, haremos determinadas suposiciones para poder proceder con el balance de línea:

1. No es viable considerar que la escala de nuestra planta pueda aumentar al ritmo que crece nuestro volumen de producción.

Justificación

Los equipos no son producidos localmente por lo que la única forma de adquirirlos es mediante la importación. Incrementar a escala sería realizar una adquisición cada año o año y medio lo que hace que se emplee tiempo realizando las contrataciones y esperando que el equipo llegue al país. Además, suponemos que el costo diferencial entre modelos de un mismo equipo no son significativos (dado que sólo se modifica la capacidad del mismo aumentando levemente el tamaño del equipo).

2. No sería financieramente viable equipar la planta para el año de mayor producción (año 13) desde el comienzo del proyecto.

Justificación

El costo de algunos de los equipos necesarios (en particular la hidro clasificadora) con los modelos de altas capacidades sería incurrir en inversión inicial excesivamente alta con bajos grados de aprovechamiento (por lo menos en los primeros seis años de vida del proyecto). Adicionalmente, se tendrían que considerar gastos excesivos por interés si se recurriera a esta opción de diseño.

Teniendo en cuenta estas dos suposiciones, creemos que la mejor opción consistiría en diseñar la planta desde el comienzo para poder cumplir con los niveles de producción del sexto año de vida del proyecto. A partir del año 6 se reevaluará el diseño de la planta y se considerará, de acuerdo a la vida útil y estado de los equipos, si se deberá adquirir nuevos equipos con mayor capacidad (desechando los utilizados hasta el año 6) o únicamente incorporar nuevos equipos con la misma configuración que los existentes en la planta.

Con respecto al mantenimiento de las máquinas, no hay información en las fichas técnicas que encontramos por lo que se harán suposiciones en base a lo observado durante nuestra visita a la planta localizada en Entre Ríos y operada por nuestro contacto (Martín López Saubidet). Los únicos equipos que necesitan un mantenimiento diario es la zaranda ubicada al principio de la línea (la que filtra la granza y otros objetos que se puedan encontrar en la arena cruda removida de la cantera como pastizales y ramas) y las zarandas en seco (o clasificadoras) ubicadas a la salida de proceso de secado. Éstas últimas son particularmente propensas a dañarse debido al constante contacto con arena caliente seca que no sólo dilata los elementos mecánicos de los equipos a lo largo del tiempo sino que también daña a las distintas mallas clasificadoras interiores a la zaranda (estas mallas son prácticamente hilos de alambre que, al dañarse, dejarían de cumplir su función).

Debido a lo mencionado, creemos que éstos son los dos equipos que deberían reemplazarse completamente en el año 7, cuando se rediseñe la planta, por equipos de mayor capacidad. Con respecto al resto de los equipos, se incorporarán nuevos modelos de los mismos equipos a su sección correspondiente. Estos nuevos modelos serán definidos tal que la capacidad real de la sección operativa sea capaz de cumplir con los volúmenes de

producción demandados hasta la finalización del proyecto. Se debe aclarar que los porcentajes de flujos desviados en cada máquina individualmente fueron estimados utilizando el actual flujo de procesos de la planta de nuestro contacto. El flujo que se divide en dos (arena gruesa y fina) al momento de pasar por el hydrosizer (o clasificador hidráulico) se estimó utilizando las curvas granulométricas de la arena cruda proveniente del terreno de Ibicuy, Entre Ríos.

Balance de Línea: Operarios

Casi todos los procesos de la planta son automáticos y ocurren continuamente a lo largo de la jornada laboral. Los procesos que necesitan de operarios son los que consisten en transportar la arena (ya sea cruda o previo al secado) de un lugar a otro. También se necesitan operarios hacia el final de la línea para la manipulación manual de los Big Bags llenos dentro del depósito de producto terminado. Se estimaron distintas capacidades por operario para cada sección operativa (éstas son: alimentación de arena cruda a la tolva, carga de arena gruesa húmeda en camiones granel, carga de arena fina para el proceso de secado, uso de la máquina de llenado de big bags semi-automática, manipuleo de Big Bags en depósito y carga de camiones) y se realizó un balance para la cantidad de operarios necesarios a lo largo de los trece años del proyecto.

Las máquinas requeridas para el transporte de arena son: palas con ruedas para la recolección y alimentación de la arena cruda; palas con ruedas para la alimentación de arena lavada a la planta de secado; palas con ruedas para la carga de arena gruesa húmeda a camiones granel; autoelevadores para el manipuleo de big bags; autoelevadores para la carga de camiones.

Las capacidades de las palas con ruedas para cargar y manipular arena se tomaron in situ en la cantera La Milagrosa. El requerimiento de mano de obra para la operación de llenado de Big Bags es de un operario por máquina de llenado. Por ejemplo, para dimensionar este requerimiento, en el año 6 estarán en funcionamiento dos Big Bag Fillers.

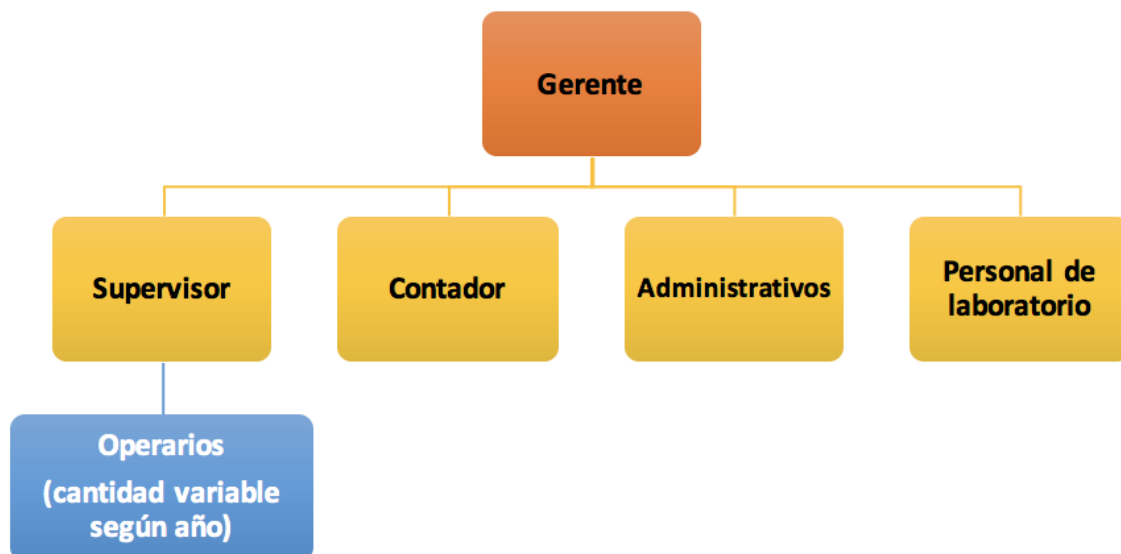
En cuanto a la recolección de arena cruda dispersa en toda la cantera, se planea instalar para el año 7 una cinta transportadora dirigida a la cuba alimentadora del proceso. Con lo cual, la distancia recorrida por las palas con ruedas para alimentar la planta no crecerá año a año, por ende su capacidad de trabajo no disminuirá con la explotación del yacimiento.

Como resultado de los requerimientos de mano de obra directa requerida, se puede observar el siguiente cuadro la cantidad por turno y del total por día:

Año	Cantidad de Operarios x turno*	Cantidad de Operarios total
2	8	16
3	11	22
4	12	24
5	16	32
6	18	36
7	18	36
8	20	40
9	20	40
10	20	40
11	20	40

Estructura organizacional

Dado los requerimientos de operarios, se propone una estructura organizacional para las plantas. Esta puede verse a continuación:



A partir de la necesidad de personal contable y administrativo para las ventas se han agregado tres puestos, uno como contador y dos administrativos. Estos, al igual del gerente, trabajarán un turno al día.

En cuanto al personal productivo, que como se vió anteriormente, es variable para los operarios los cuales estarán directamente supervisados por una persona. Debido a que se trabajarán dos turnos, serán necesarios dos supervisores por día. Este caso es igual para el personal de laboratorio los cuales habrá uno por turno, dejando operativa el área de calidad en toda la jornada.

Tanto los supervisores, los empleados de laboratorio, el contador y los administrativos reportarán a un gerente general de la cantera.

Tratamiento de efluentes

A partir de la utilización de agua como insumo para el lavado de la arena, es posible pensar en la necesidad del tratamiento posterior de la misma para evitar contaminación e impacto del medioambiente.



Se pueden utilizar clarificadores para el tratamiento de vertido de efluentes, y aguas residuales generadas por el lavado de minerales o arenas. Su funcionamiento se da a partir del efecto de sedimentación, en donde la mezcla de la pulpa pasa a la zona inferior del tanque clarificador a través de un lecho fluido creado en el fondo por los sólidos sedimentados. El agua clarificada asciende a través del lecho fluido hacia la superficie, siendo evacuada por medio de un canal periférico de rebose. Un sistema de rastras que gira en el fondo del tanque clarificador, empuja el lodo sedimentado hacia el cono central de descarga de donde es extraído mediante bombeo. La frecuencia y concentración de la descarga de lodos del tanque clarificador se controla de manera continua mediante un detector de carga que actúa sobre el sistema de bombeo de lodos.

Debido a que el residuo que se obtiene del lavado es el mismo que está en contacto con el agua utilizada como insumo (arcillas y manganeso), no se generaría ningún tipo de contaminación. Además, en el proceso de lavado no se calienta el agua por lo que no existe impacto ambiental en este punto de vista. Dicho esto, y agregando el hecho de que se carecen de leyes que exijan el tratamiento del agua se puede evitar la instalación de una planta clarificadora. Por lo tanto, el agua utilizada se arrojará en un cava artificial que se realizará con simples excavaciones evitando distintas complicaciones futuras.

Logística

Introducción

Como ya se mencionó previamente, el transporte del agente sostén corresponde al 11,2% de los costos totales del pozo y al 70% del precio de la arena en boca de pozo. Es por esto que, para la industria hidrocarburífera es vital poder reducirlo. Previamente se analizó la evolución de la gestión logística en la industria en general. En esta sección el objetivo es analizar la logística desde el punto de vista de nuestra cantera de arena.

Se comenzará por detallar las características de los distintos medios de transporte y, luego, se analizarán las diferentes alternativas que se cuentan hoy en día para transportar la arena desde Ibicuy, Entre Ríos, hasta Añelo, Neuquén, donde se almacena antes de utilizarse en el pozo.

Las alternativas que se analizarán son:

- Camión puerta a puerta
- Transporte multimodal camión-tren-camión involucrando:
 - 1) Camión Ibicuy-Cañuelas
 - 2) Tren Cañuelas - estación Padre Stefanelli (Neuquén)
 - 3) Camión estación Padre Stefanelli (Neuquén) - Añelo
- Transporte multimodal camión-barcaza-tren-camión involucrando
 - 1) Camión Ibicuy - puerto río Paraná
 - 2) Barcaza puerto río Paraná - Bahía Blanca
 - 3) Tren Bahía Blanca - estación Padre Stefanelli (Neuquén)
 - 4) Camión estación Padre Stefanelli (Neuquén) - Añelo

Características de los medios de transporte

Camión

En este medio de transporte la arena se transporta en big bags de capacidad de 1,5 Tn. Cada camión puede llevar un máximo de 30tn (20 big bags). La carga de los big bags en el acoplado se realiza a través de autoelevadores. La tarifa para este medio de transporte es de 31,13\$/km (ver Anexo 11) y viaja a una velocidad promedio de 80km/h.

Tren

La arena se transporta en los vagones directamente en los big bags. La tarifa para este medio de transporte es de 565,47 \$/ton para el tramo Cañuelas - Plaza Huincul y de 307 \$/ton para el tramo Bahía Blanca - Plaza Huincul y viaja a una velocidad promedio de 25km/h.

Barcaza

En la actualidad, las rutas fluviales para el transporte de arena no están siendo explotadas para el transporte de arena para fracking. Los proveedores y clientes prefieren utilizar las rutas por camión o por tren, ya que no existe todavía un eficiente sistema de transporte en barcaza. Sin embargo, nosotros agregamos este medio de transporte, ya que puede ser utilizado en una de las alternativas y creemos que en el futuro puede ser la alternativa más eficiente en tiempos y costos para el transporte de arena.

La arena se transporta en las barcazas directamente en los big bags. La velocidad de la barcaza es la más baja de los 3 tipos de transporte, sin embargo al dar una posibilidad de transportar en gran volumen nos permite una mejor eficiencia del transporte. La única ruta que se utilizará es la del puerto Ibicuy al puerto de Bahía Blanca.

Alternativas de transporte

- Camión puerta a puerta



La alternativa camion puerta a puerta, sería desde Ibicuy, Entre Ríos, donde queda ubicado nuestra planta, hasta Añelo, Neuquén. Entre ambas hay una distancia de 1272 kilómetros tomando la ruta más corta.

El factor limitante de esta opción es el alto costo por kilómetro que representa el camión a larga distancia en comparación con el tren o barcaza. Por otro lado, cabe destacar que los tiempos de entrega son más rápidos ya que no hay necesidad de realizar ningún transbordo y, además, el camión viaja a una mayor velocidad que el resto de los medios de transporte. El camión tardaría aproximadamente 20 horas en dejar la arena en la boca de pozo, tomando como un promedio de 80 km/h y tomando 2 horas en cada extremo que representan las demoras de carga y descarga de mercadería.

Otro factor importante para el traslado de la arena en camiones de puerta a puerta es el régimen sindical, el cual establece la obligatoriedad de utilizar choferes provenientes de Neuquén, cuando el destino final es la mencionada provincia. Esta normativa es esperable que represente un costo mayor en la logística, ya que la oferta de camiones estaría restringida.

TIEMPO TOTAL: 20hs

COSTO TOTAL: \$39597,36 por camión de 30ton

- Camión hasta cañuelas - Tren hasta neuquen - camion hasta añelo



La alternativa 2 consistiría un sistema de transporte multimodal.

El primer tramo corresponde al transporte en camión desde Ibucuy hasta Cañuelas. Ambas localidades se encuentran a una distancia de 201km. El costo del tramo sería de \$6257,13 y el tiempo de viaje sería de 2 horas y media. En Cañuelas se produciría el primer

transbordo, donde los big bags son pasados mediante autoelevadores desde el camión hasta el vagón del tren.

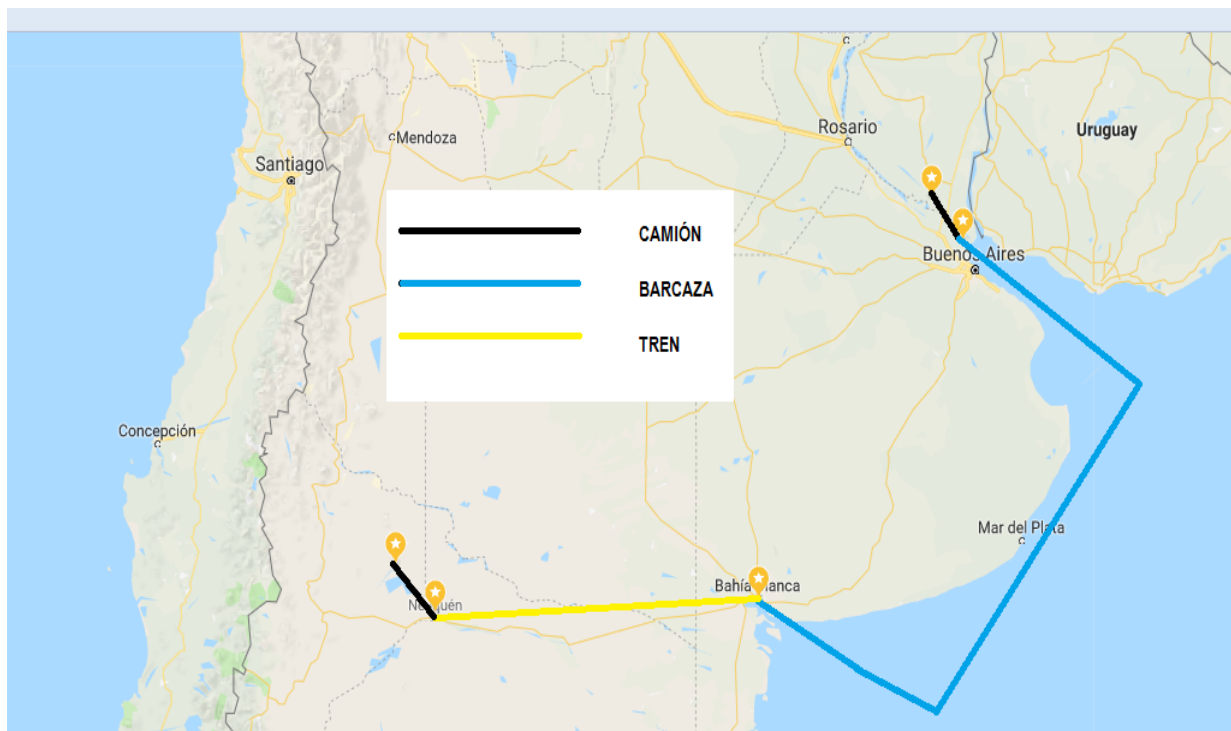
El segundo tramo consistiría en el transporte en tren desde Cañuelas hasta la estación Plaza Huincul en Neuquén, utilizando la línea Roca que actualmente opera la empresa Ferrosur. El tramo tiene una distancia de 1150km que se recorrerán en aproximadamente 54hs (contando además los transbordos) con un costo de \$16964. En Plaza Huincul se produciría el segundo transbordo desde el tren nuevamente a otro camión mediante autoelevadores.

Finalmente, el último tramo, desde Plaza Huincul hasta Añelo consiste en un total 84km, que serían recorridos en aproximadamente 1 hora (a una velocidad de 80km/h) a un costo de \$2614,92

TIEMPO TOTAL: 58hs

COSTO TOTAL: \$25835,55 por cada 30tn

- Camión a puerto - Barcaza a bahía blanca - tren a neuquén - camión a añelo



La tercer alternativa consta de un sistema multimodal de camión, barcaza, tren y nuevamente camión. Si bien todavía no se esté utilizando esta alternativa en el presente creemos que proyectarla y describirla es muy importante, debido a la cercanía que tenemos con respecto al río y la eficiencia que tienen las barcasas en el transporte. Por ello, todavía no hay precios ni tiempos exactos en esta ruta actualmente. Inicialmente el camión sale desde la planta cargado

con la arena contenida en big bags, y se dirige al puerto Ibicuy, principal puerto de Entre Ríos, ubicado sobre el río Paraná (El río tiene un calado de 32 pies, lo que posibilita el atracado de cualquier buque), a la altura del Km. 180. Este recorrido es de 150km. y podría realizarse en 3 horas.

Al llegar el camión se cargan los big bags a la barcaza a través de autoelevadores. El segundo tramo corresponde a la ruta fluvial desde el puerto Ibicuy hasta el puerto de Bahía Blanca. Aquí el buque descarga la mercadería al tren. Vale aclarar que el tren es el mismo que se utilizará en la alternativa 2. Sin embargo aquí se cargaría en una estación intermedia. El tren se dirige desde el puerto de Bahía Blanca hasta la estación Plaza Huincul, provincia de Neuquén aproximadamente 20 horas con un costo de \$9210 (para 30 ton). Por último, se realiza el transbordo de los big bags del tren al camión, y este último será el encargado de transportar la arena hasta el punto final ubicado en Añelo. Este viaje demora 1 hora y tiene un costo de \$2614,92.

Comparativa con competidores

Todos los competidores del mercado se encuentran muy cerca entre sí, por lo que la ventaja competitiva que se puede obtener es muy baja.

Para la primera alternativa las distancias hasta Añelo son las siguientes:

- Ibicuy - Añelo: 1272 km
- Paraná (Cristamine) - Añelo: 1410 km
- Delta Arenas - Añelo: 1208 km

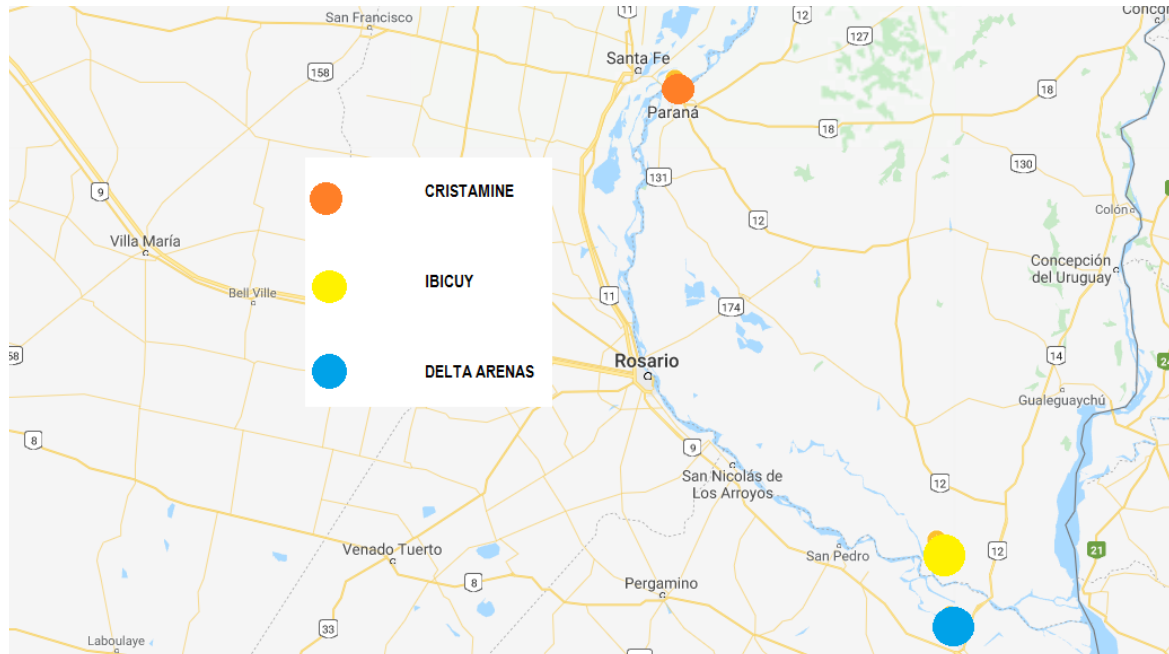
Se puede apreciar que no hay grandes diferencias de distancia entre los diferentes jugadores del mercado. Únicamente Cristamine, ubicado en las afueras de la ciudad de Paraná, está levemente en desventaja frente a nuestra cantera y a la de Delta.

En lo que respecta a la segunda alternativa, el tramo uno es el único en el que se presentan diferencias entre los competidores, ya que posteriormente, el recorrido será el mismo para todos los competidores. Las distancias entre las canteras y Cañuelas (donde termina el tramo 1) son las siguientes:

- Paraná - Cañuelas: 487km
- Ibicuy - Cañuelas: 201km
- Delta Arenas - Cañuelas: 137km

Evidentemente, el mejor posicionado es Delta Arenas, luego nuestra cantera y finalmente Cristamine.

Por último, respecto a la tercer alternativa, el posicionamiento es igual a la alternativa 2, ya que la cantera de Delta es la que más cerca se sitúa de Buenos Aires (en el puerto de Zaraté) y la de Cristamine la que más lejos se encuentra (en el puerto de Paraná). Luego del tramo 1, el recorrido es idéntico para los 3 competidores.



Conclusión

En primer lugar, luego de haber analizado las diferentes alternativas existentes para transportar la arena y, viendo las diferentes posiciones en las que se encuentran los jugadores del mercado, se puede apreciar que Delta Arenas e Ibicuy se encuentran en una leve ventaja competitiva frente a Cristamine.

Por otra parte, es importante entender que, en el mercado la demanda tiende a ser mayor que la oferta. En consecuencia, las operadoras tienden a buscar a los clientes que tengan arena disponible para venderle más que a un cliente que les sea más conveniente desde el punto logístico ya que, el costo de tener un pozo parado es excesivamente alto y el costo del transporte de arena fina de los 3 jugadores del mercado no varía significativamente.

En conclusión el foco deberá ponerse en mejorar la calidad y la eficiencia de la planta más que en mejorar la logística del producto.

Proyecciones a Futuro

Debido a la realización de un proyecto con un horizonte de varios años, tenemos que tener en cuenta diferentes alternativas que se están analizando a futuro. Por más que por ahora solo sean promesas y no haya nada asegurado, creemos que interviniendo desde un principio nos anticipamos a la competencia para poder reducir costos logísticos que hoy en día es la clave para ofrecer un mejor precio de la arena.

La primer alternativa que hoy se está pensando, es la de una nueva ruta ferroviaria que comienza entre el tramo de Bahía Blanca a Padre Stefanelli, desviando el camino hasta llegar como destino final a Añelo, por el momento se desconoce el punto de partida del nuevo ramal. El acceso ferroviario a Añelo es central para reducir los costos de la explotación petrolera. El nuevo proyecto es impulsado por el gobierno estatal y distintas operadoras petroleras quieren financiar el proyecto para así obtener la Tn de arena silícea a un mejor precio.

El proyecto se completa con otras dos obras de importancia: renovación de vías entre Bahía Blanca y Contraalmirante Cordero (615 km) o Chichinales (450 km), según corresponda, y mejoramiento de vías entre Buenos Aires y Bahía Blanca en la Vía Lamadrid. La conexión de Vaca Muerta con Bahía Blanca es de vital importancia, no sólo para el transporte de arena desde el puerto, sino también por la posibilidad de exportar productos petroleros desde Ingeniero White. Cabe recordar que tiene lugar allí uno de los mayores polos petroquímicos del país.

Este nuevo proyecto nos beneficia a nosotros en términos logísticos, sobre todo para la alternativa 2 y 3 respectivamente, ya que en ambas utilizaremos el tren Ferrosur que conecta Bahía Blanca - Neuquén.

Localización

El factor determinante a la hora de definir la localización de la cantera de arena es la disponibilidad de la materia prima. La arena para fracking debe cumplir con determinados requerimientos técnicos para que sea considerada apta para la actividad. Por lo tanto, este representa un factor excluyente en la determinación de la localización.

En lo que respecta a la ubicación de la planta de procesamiento de la arena, considerando que el factor de conversión es 0,805 ton de arena apta para vender/ton de arena cruda (por cada 98,7 ton arena cruda se sacan 48,98 ton arena fina y 30,48 ton arena gruesa), lo mejor sería instalar la planta en el mismo lugar donde se ubica la cantera para minimizar el gasto en el transporte de la arena.

Macrolocalización

En cuanto a la macrolocalización, a pesar del esfuerzo que se ha realizado para encontrar canteras en otras partes del país, las únicas regiones que cuentan con arenas aptas para utilizar en el fracking son las provincias de Entre Ríos, en la zona cercana al Río Paraná y la provincia de Río Negro, en los alrededores de la ciudad de Dólavon.

En cuanto a las diferencias entre estas dos regiones se puede observar lo siguiente:

- En cuanto a las formas de transportar la arena, la única forma de hacerlo desde Dolavon es por medio del camión. Contrariamente, desde Entre Ríos también se puede utilizar un sistema de transporte multimodal, incluyendo el tren y, posiblemente también, barcazas. Teniendo en cuenta que está planeado el mejoramiento y ampliación de la infraestructura ferroviaria desde Bahía Blanca hacia Añelo, desde el punto de vista logística sería más conveniente situarse en Entre Ríos.
- La presencia de YPF y Arenas Patagónicas, empresas con vínculos con el poder político, representa una alta barrera de entrada para una empresa que quiera instalarse en la zona de Río Negro. [10]
- En cuanto a los regímenes de promoción industrial no se observaron mayores diferencias entre lo ofrecido por las distintas provincias. [11] [12]

Considerando lo detallado previamente, el lugar más conveniente para instalar la cantera es la provincia de Entre Ríos.

Microlocalización

En lo que respecta a la microlocalización, el procedimiento para elegir la cantera optima seria el siguiente:

En primer lugar, habría que identificar las regiones que cuentan con arena con los requerimientos para usarse para fracking. Además, debido al gran volumen de agua que se necesita para los diferentes procesos, es estrictamente necesario contar con un río o una napa de agua donde poder extraer el recurso.

Luego, en una matriz de ponderación habría que ponderar las variables de: calidad de arena, cantidad de arena, disponibilidad de agua, disponibilidad de servicios y de caminos.

A continuación se mostrará la matriz de ponderación a construir junto con la descripción de las variables que la componen

Tipo de variable	Variable	Ponderación	Cantera			
			A	B	C	D
Excluyentes	Disponibilidad de arena apta para fracking	SI/NO	SI	SI	NO	NO
	Disponibilidad de agua	SI/NO	SI	SI	SI	SI
Deseables	Cantidad de arena	50				
	Homogeneidad de la arena	30				
	Electricidad	8				
	Caminos	8				
	Mano de Obra	4				

- Cantidad de área (en toneladas): Se calcula multiplicando las hectáreas del predio, por la profundidad del mismo por la densidad de la arena. Se le asignó la mayor ponderación ya que, lógicamente, los ingresos provenientes del proyecto de inversión serán directamente proporcionales a la cantidad de arena disponible en la cantera.
- Homogeneidad granulométrica de la arena: A mayor homogeneidad en el tamaño de la arena, más eficiente será la planta. Esto se debe a que los procesos de clasificado se verán menos exigidos con la cantidad de arena gruesa que tienen que separar de la fina. Se le asignó la segunda ponderación en importancia ya que los desperdicios que generará el proceso son inversamente proporcionales a la homogeneidad de la arena presente en la cantera.
- Electricidad: Disponibilidad de electricidad para operar la planta. Se le asignó una baja ponderación ya que, de no contar la infraestructura, existe la posibilidad de realizar una inversión conjunta con el municipio para instalar la capacidad deseada.
- Caminos: Disponibilidad de caminos para el traslado de camiones de transporte de arena. De la misma manera que con la electricidad, se le asignó una baja ponderación

ya que de no contar con caminos adecuados existe la posibilidad de realizar una inversión conjunta con el municipio para construirlos o mejorarlos.

- Mano de Obra: se le asignó una baja ponderación ya que la necesidad es relativamente menor.

En nuestro caso en particular, el proyecto de inversión se realizará en una cantera ubicada en la localidad de Ibicuy, Entre Ríos ya que la misma ya fue adquirida por el contacto con el que estamos trabajando y, además, no hay disponible (y sería imposible realizar) un estudio de canteras de arena donde se detalle las cantidades disponibles y el tipo de arena que hay en cada una.

Ibicuy se encuentra muy cerca del río Paraná, por lo que la disponibilidad de agua no será un problema y, tiene una población de 5000 habitantes, más que suficientes para abastecer las 10 personas que demanda la planta. En cuanto a la disponibilidad de caminos y electricidad, actualmente no hay una infraestructura desarrollado pero se realizará una inversión conjunta con el municipio y la provincia según lo detallado en al artículo 14 y 17 de la ley 10204 de promoción industrial de la provincia de Entre Ríos [2] para desarrollar la infraestructura necesaria.

Estudio de impacto ambiental

En términos ambientales los dos efectos principales derivados de la operación de la planta son dos: el volumen de agua utilizado y la contaminación del aire con partículas de arena fina en las operaciones de secado y las posteriores a esta, que pueden perjudicar seriamente la salud de los operarios.

En esta sección se analizarán estas problemáticas, sus efectos y las acciones que se tomarán para mitigarlos.

Con respecto al agua, dado que una de las principales tareas de la planta consiste en el lavado de la arena, el volumen utilizado es muy alto. En el primer año se consumen 105,83 m³/h mientras que en el último año del proyecto se consumen 620,77 m³/h. El agua cumple con todas las exigencias que la ley 6260 de la provincia de Entre Ríos exige para poder volcarla nuevamente al curso del Río salvo, la cantidad permitida de sólidos sedimentables. La ley exige una cantidad menor a 5ml/l de sólidos sedimentables en 10 minutos, condición que sólo se alcanzaría mediante la instalación de una pileta de sedimentación.

En consecuencia, considerando que el volumen de agua utilizado es el punto de análisis más sensible en un estudio de impacto ambiental se optará por incluir un tanque clarificador que dará la posibilidad de reutilizar la mayor cantidad del agua utilizada en el proceso. Se aprovechará que el proveedor del hidrosizer y el hidrociclón, McLanahan, también construye el tanque mencionado, para poder trabajar de manera integral con un solo proveedor y que, las diferentes máquinas se pueden interconectar sin problema alguno. Como el proveedor solo comercializa clarificadores con capacidad mayor a 500 m³/h se instalará directamente uno de 700 m³/h para poder hacer frente a la capacidad requerida el último año y, además, tener un cierto margen por si la operación se incrementa.

Con respecto a los residuos que se generarán en esta operación, los mismos serán devueltos a las cavas desde donde se obtuvo la arena, ya que los mismos corresponden a la arcilla y otras suciedades que fueron retirado de la arena y que, como originalmente se encontraban en el terreno, no representan contaminación alguna para el suelo. La arcilla sedimentará al fondo del clarificador, que tendrá una cañería conectada directamente a las cavas donde se depositará la arcilla. El 20% del agua se perderá junto con la arcilla mientras que el 80% restante volverá al ciclo. Dado que en el último año el consumo de agua es de 621 m³/h, considerando que se trabajan 16hs por día, el volumen diario de agua que se tirará a las cavas sería $0,2 \times 621 \text{ m}^3/\text{h} \times 16 \text{ hs} = 1987,2 \text{ m}^3$. Para ello se construirá una cava de 30m de diámetro por 10m de profundidad (7065m³), que será capaz de almacenar el agua generada de 3 días. Esto debería ser más que suficiente considerando que el agua se diluye en aproximadamente 1 día y medio.

A continuación se detalla la ubicación de la planta de clarificado y la cava. La planta de tratamiento de efluentes es de 12,5 metros de diámetro, para tratar 750 m³ por hora de agua.

Esta será una inversión inicial, y esta planta tendrá suficiente capacidad para tratar los efluentes en toda la vida del proyecto.



Por otro lado, las operaciones que involucran el manipuleo de arena seca, pueden originar la presencia de pequeñas partículas de sílice en el aire. La aspiración de dichas partículas por parte de los seres humanos puede derivar en silicosis, una enfermedad crónica del aparato respiratorio. Para evitar que esto ocurra, será obligatorio para todos los operarios el uso de barbijos y se obligará a los camiones que transporten arena seca que cubran con lonas las bateas de los camiones.

Capítulo 3: Dimensionamiento económico-financiero

Introducción

En la presente entrega, nos propondremos realizar un análisis económico y financiero para la instalación de una planta de producción de arena silícea de tipo fina de malla 70/140. Utilizando como input la información ya registrada en las entregas anteriores, haremos una estimación de las inversiones necesarias en activo fijo y capital de trabajo (tanto en la etapa inicial de puesta en marcha como para la etapa posterior donde ya la planta trabajará en régimen) considerando un horizonte temporal de diez años desde el 2019 hasta el 2028. A fines de simplificar el análisis temporal, asumimos que el “año cero” de nuestro proyecto donde se realizarán todas las inversiones iniciales es el 2018.

El objetivo final de esta entrega es determinar la rentabilidad de nuestro proyecto dada las condiciones macroeconómicas en las que se encuentra el país actualmente y considerando la evolución de las mismas hacia el futuro. Durante la misma, describiremos exhaustivamente no sólo las inversiones iniciales sino también los costos y gastos operativos y financieros en los que deberemos incurrir en éstos diez años. Se finalizará el trabajo presentando los estados contables del proyecto para sus diez años (Estados de Resultado, Balances, Estado de Origen y Aplicación de Fondos y Flujo de Fondos) y los índices relacionados con la medición de la rentabilidad del mismo (Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y Período de Repago).

Inversiones

Como fue expuesto en el balance de línea, el calendario de inversiones está compuesto, por un lado, por las inversiones iniciales del proyecto, y por el otro, por inversiones necesarias para expandir la capacidad productiva de la planta acorde a su proyección de ventas año a año. Las inversiones a realizarse serán mayoritariamente en activo fijo, estando esta compuesta por las inversiones detalladas a continuación.

Inversiones en Activo Fijo

Inversión en Estudio del Suelo

La inversión más temprana de todas será la de realizar un estudio del suelo para evaluar la fiabilidad y el potencial de la cantera en cuanto a las características de la arena que contiene. Las pruebas obtenidas hasta el momento son alentadores en cuanto a la calidad de la arena a fin de utilizarse como agente sostén en el proceso de fracking. Sin embargo, dadas las magnitudes de las inversiones necesarias, creemos que este tipo de estudios es determinante al momento de avanzar o no con la implementación.

Dado que este se trata de un trabajo académico y estamos imposibilitados de conocer cuáles serían los resultados que arrojaría un estudio de estas características realizado sobre el terreno en Ibicuy, consideraremos que los resultados de los estudios serán positivos y que las muestras ya realizadas por nuestro contacto, Martín López Saubidet, son representativas de la gran parte de la arena que se encuentra en el terreno.

Este estudio consiste en tomar varias muestras (haciendo pozos) en distintas áreas del terreno con una determinada profundidad con el fin de obtener una curva granulométrica representativa. La realización de cada pozo muestral, la extracción de su arena y su subsecuente análisis tiene un costo global de \$10.000 USD. Según la experiencia de nuestro contacto al habilitar la explotación de su cantera, La Milagrosa, los clientes, por ejemplo YPF o Tecpetrol, demandan un estudio de cantera riguroso para cerciorarse de su calidad. Se tomará como base el ratio de pozos por hectáreas a explotar usado para la habilitación de la cantera La Milagrosa, siendo este 1,4 pozos para análisis de calidad por hectárea . Multiplicando el precio por el ratio por la cantidad de hectáreas del terreno (85) obtenemos un precio de \$ 1.190.000 USD.

Esta inversión es catalogada como un cargo diferido, ya que de su realización depende la explotación de la cantera en toda la vida del proyecto. Por ende, esta inversión será amortizada durante toda la vida del proyecto, 10 años.

Inversión en el Terreno e Inversión en Acondicionamiento para su Venta

En un orden cronológico, esta constituye la segunda inversión en el ciclo de vida de nuestro proyecto. El terreno tiene una superficie de 85 hectáreas y se encuentra a lo largo de la ruta provincial número 45 ubicado a 3,7 kilómetros del pueblo de Ibicuy en la Provincia de Entre Ríos. Se estima que, dado el valor potencial del terreno como fuente de agente sostén, el precio de mercado será superior al promedio de la provincia. Consideramos un precio de \$15.000 USD dando un valor total de \$1.275.000 USD, inversión que no es amortizable. Este valor fue tomado según la cotización realizada por L.J. Ramos para un terreno de soja en la pampa húmeda

A lo largo del proyecto, a medida que se explote su potencial como cantera y la arena sea extraída, el terreno lógicamente se depreciará y perderá parte de su valor por lo que no es lógico asumir que se pueda vender al mismo precio por hectárea al cual se lo adquirió.

Si bien no existe una norma específica para determinar este tratamiento contable (la RT 22 del FACPCE sí lo establece para recursos para la explotación agropecuaria), hay algunas normas que establecen criterios para la valuación de activos de explotación como yacimientos y canteras (la norma del TTN 21.0 citada en el Anexo [12]). Sin embargo, no se utilizó el principio que se desarrolla en esta norma, que consta principalmente en la amortización porcentual del valor inicial del terreno según la extracción proyectada sobre las reservas totales de la cantera (85 hectáreas por 4,5m de profundidad). No se registró en el cuadro de resultados una depreciación año a año, sino que se calculó la depreciación del terreno por haberle extraído toda la arena al último año. Se optó por esta opción para no impactar la utilidad neta del proyecto con efectos no monetarios.

La estrategia que se optó para reflejar la pérdida de valor del terreno por la actividad minera, se basa en un monto de venta del terreno menor al de compra, registrando la diferencia entre estos como una pérdida contable.

El cálculo de la depreciación realizado es el siguiente:

$$\text{Depreciación} = \text{Valor de la cantera} \times \text{Consumo anual de arena} \div \text{Stock Inicial de la Cantera}$$

Finalmente, se pensaron en dos variables para definir el valor de venta del terreno. Por un lado, la depreciación del valor del terreno por la actividad minera, por el otro el valor inmobiliario intrínseco al terreno. El cálculo de depreciación arroja que el terreno, al final de la vida del proyecto, no tendrá un valor adicional por las reservas de arena, ya que estas serán tan bajas que no justifican aumentar el precio al terreno sobre su valor inmobiliario. Por ende, el valor de venta será definido por su valor inmobiliario. La diferencia entre el valor de compra del terreno y su valor de venta refleja la pérdida por depreciación.

Al mismo tiempo, la futura venta del terreno sólo será viable si se reacondiciona el mismo para que pueda ser utilizado con otro fin por su futuro dueño. Esto dentro del mundo ambiental es conocido como el Programa de Restitución del Área. Las tareas a realizar dentro de este programa, entre otras, son:

- Desmantelar las instalaciones y desarmar las estructuras metálicas y su maquinaria
- Demolición de estructuras de hormigón
- Limpieza del predio, transporte y disposición final de los residuos.
- Relleno y nivelación del suelo
- Aporte de material apto para la revegetación natural del área.
- Hacer una evaluación ambiental del sitio.

Este gasto será comentado en la sección de correspondiente.

Inversión en la Construcción e Infraestructura

Para simplificar el detalle de las descripciones agrupamos bajo esta categoría distintos tipos de inversiones. El próximo paso es la inversión en construir la planta misma.

Pilotaje

Comenzaremos con los cimientos de nuestra planta, es decir, el pilotaje. Para estimar la magnitud de esta inversión buscamos referencias en el mercado del precio de cimentación por metro cuadrado y multiplicamos este dato por las superficies donde se requiere una inversión en pilotaje. El dato de metros cuadrados donde se requiere una inversión en pilotaje fue dimensionado en el lay out de la planta (considerando la suma de metros cuadrados de la planta de clasificado, la de secado, el depósito y la planta de tratamiento de agua).

A continuación se ven reflejado los valores de la inversión del pilotaje, estos mismos los expresamos en dólares. Se tomó un período de amortización de 30 años.

Pilotajes

Planta Lavado y Clasificado	1250m2 (350USD/m2)	USD	437.500,00
Planta Secado	200m2 (350 USD/m2)	USD	70.000,00
Depósito	900m2 (350 USD/m2)	USD	315.000,00
Planta de tratamiento de efluentes	123m2 (350 USD/m2)	USD	43.050,00
TOTAL		USD	865.550,00

Edificaciones

Luego continuamos con la inversión necesaria para construir los edificios necesarios para la operación de la cantera. Esos edificios son: el laboratorio, los vestuarios para los operarios, la recepción y administración, la planta de secado y el depósito. El monto de esta inversión se

estimó de manera similar a la inversión en el pilotaje, es decir, se estimó un precio de construcción por metro cuadrado y se multiplicó por los metros cuadrados que ocupa cada edificio.

<i>Edificios</i>			
	Laboratorio	30m2 (600 USD/m2)	18.000,00
	Vestuarios	20m2 (600 USD/m2)	12.000,00
	Recepción y administración	75m2 (600 USD/m2)	45.000,00
	Planta de Secado	200m2 (600 USD/m2)	120.000,00
	Depósito	900m2 (600 USD/m2)	540.000,00
TOTAL			735.000,00

Con respecto a las amortizaciones sobre las edificaciones a construir tomamos una vida útil de 30 años y un valor residual nulo.

Caminos

Hay que hacer una inversión para construir los caminos necesarios, no sólo para circulación interna de la planta, sino un camino que se conecte con la ruta con determinado ancho como para que diariamente puedan entrar y salir los camiones que retiran la arena. Estos caminos no requieren ser pavimentados, ya que el peso que deberán soportar por el paso de camiones no es suficiente para justificar la inversión en pavimento. Sin embargo, los caminos sí deberán ser mantenidos. Estimamos un precio de \$657.000 pesos argentinos para esta inversión. Para las amortizaciones en los caminos, se tomó una vida útil de 30 años con un valor residual nulo.

Playa de carga y descarga.

Será necesario destinar una determinada cantidad de metros cuadrados dentro del terreno dedicados a la construcción de una playa de carga y descarga, que sea lo suficientemente amplia como para que los camiones puedan estacionar mientras los autoelevadores cargan los big bags en el acoplado de los mismos.

Se deberá considerar como será la circulación de los mismos y el recorrido que deberán realizar dentro del predio. La inversión para dicha planta es un estimado de USD 875.000, tomando un precio por m2 de USD 350.

Para la playa de carga y descarga, las amortizaciones se tomaron con una vida útil de 30 años y un valor residual nulo.

Instalación de las máquinas y Capacitación de los Operarios

Además de la capacitación de los operarios para que aprendan a manejar la maquinaria, se considera en esta inversión: el montaje de la estructura metálica sobre la cual se instalará la planta de clasificado (cuya composición será la siguiente: dos cubas y dos bombas en la planta inferior, en el primer nivel dos escurridores vibrantes, en el segundo nivel el separador, en el tercer nivel el hidrosizer y en el cuarto nivel un segundo hidrociclón), el montaje e instalación de las máquinas de la planta de lavado y de secado.

Se estimó que la instalación durará 4 meses y que se requerirán 10 operarios para esta tarea y que la capacitación es equivalente a un mes de sueldo por operario (para un total de 16 operarios). El monto total asciende a \$2.923.387 y se va a amortizar en diez años sin valor residual.

Inversión en infraestructura informática

Se comprarán 3 computadoras (una para su instalación en el laboratorio y las otras dos para uso administrativo) como también la instalación de una red inalámbrica de conexión a Internet. A continuación mostramos una tabla, con el detalle y precio de cada componente informático, representativa de los precios de mercado.

<i>Instalaciones informáticas</i>				
	Equipamiento informático	3 computadoras + 1 servidor - renovación c/5 años	USD	5.000,00
	Redes	Antenas WiFi - Renovación cada 5 años	USD	500,00
TOTAL			USD	5.500,00

Tanto el equipamiento informático como las redes se amortizan a 5 años, con un valor residual nulo. Al finalizar ese periodo, se comprarán nuevos equipos al mismo valor actualizado.

Inversión en infraestructura eléctrica

La electricidad va a ser un insumo crítico de nuestro proceso y por lo tanto debemos contar con una infraestructura adecuada para proveer energía a la planta de manera constante y efectiva a lo largo de su vida operativa.

La instalación consistirá en el montaje del tendido eléctrico (tanto aéreo como subterráneo) y de la adquisición de dos transformadores, como a su vez la instalación de la infraestructura física que de soporte a éstos objetos (bandejas, canales, postes, etc.). Para el dimensionamiento de esta inversión, se tomaron los precios de los transformadores [13], los precios de los cables del proveedor CIMET, y se utilizó el costo de montaje e instalación del tendido eléctrico por metro lineal, tomando como fuente el gasto en este concepto de otros proyectos similares. Esta inversión se estima en un monto alrededor de los \$1.099.100 USD. Se amortizará sin valor residual, con una vida útil de 30 años.

Inversión en las máquinas

Se deberán comprar distintas máquinas para el funcionamiento del proyecto. Estas son para la producción, transporte y equipamientos de calidad. A continuación, presentaremos una tabla con las compras de cada máquina, su valor y el proveedor el cual nos ha dado el menor valor del mercado.

Área	Máquina	Proveedor	Cantidad	Precio Unitario
Producción				
	Zaranda	West Pro	1	USD 15.000,00
	Celda de atrición	McLanahan	1	USD 280.402,00
	Hidrociclón & Separador	McLanahan	1	USD 181.000,00
	Hidrosizer	McLanahan	1	USD 498.114,00
	Zaranda húmedo	McLanahan	1	USD 90.500,00
	Horno rotativo	West Pro	1	USD 300.000,00
	Zarandas clasificadoras	Superior Industries	1	USD 45.000,00
	Zaranda húmeda para grueso	McLanahan	1	USD 90.500,00
	BigBag Fillers	Erkomat	1	USD 160.000,00
	Tratador de efluentes	McLanahan	1	USD 300.000,00
	Cubas	McLanahan	1	USD 334.145,00
Transporte				
	Palas cargadoras	CAT	3	USD 130.000,00
	Autoelevadores	CAT	2	USD 18.500,00
	Cintas	Superior	77 m	USD 1.000/metro

	transportadoras	Industries		
	Cañerías	Awaduct	6202,5m	\$2000/metro
	Bombas de pulpa	McLanahan	5	USD 8.000,00
	Bomba de agua	Siemens	2	USD 20.000,00
	Brazo Hidráulico	CAT	1	USD 90.000,00
Equipamientos Calidad				
	Laboratorio	Sipel	1	\$550.000,00
	Balanzas	Sipel	1	\$85.000,00

Se estima una inversión inicial para la obtención de la maquinaria en su totalidad de \$119.911.796 para el año cero y en adelante se cumplirá con un cronograma de inversión para la renovación de equipos (tanto para los equipos de producción como para transporte).

		Inversiones Iniciales - Año 0			Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
6. Maquinaria				\$119.911.796	\$1.480.000	\$5.720.000	\$6.096.000	\$73.594.575	\$39.324.067	\$2.220.00
6.1 Producción										
	6.1.1 Zaranda		USD	USD15.000,00						
	6.1.2 Celda de atrición	Adquisición requerida según capacidad	USD	USD280.402,00				\$4.822.914		
	6.1.3 Hidrociclón & Separador	Adquisición requerida según capacidad	USD	USD181.000,00				\$1.568.667		
	6.1.4 Hidrosizer	Adquisición requerida según capacidad	USD	USD498.114,00				\$8.633.976		
	6.1.5 Zaranda húmedo	Adquisición requerida según capacidad	USD	USD90.500,00				\$427.818		
	6.1.6 Homo rotativo	Compra de uno nueva	USD	USD300.000,00				\$15.600.000		
	6.1.7 Zarandas clasificadoras	Renovación	USD	USD45.000,00				\$9.360.000		
	6.1.8 Zaranda húmeda para grueso	Adquisición requerida según capacidad	USD	USD90.500,00				\$941.200		
	6.1.9 Bigbag Fillers	Renovación requerida según capacidad	USD	USD160.000,00				\$8.320.000		
	6.1.10 Tratador de efluentes		USD	USD300.000,00						
	6.1.11 Cubas		USD	USD334.145,00						
6.2 Transporte										
	6.2.1 Palas cargadoras	130mil USD	USD	USD390.000,00		\$5.720.000		\$13.520.000		
	6.2.2 Autoelevadores	18.5mil USD/u	USD	USD37.000,00	\$1.480.000		\$1.776.000			\$2.220.00
	6.2.3 Cintas transportadoras	77 m. lineales x 1000USD/m	USD	USD77.000,00				\$10.400.000		
	6.2.4 Cañerías	6202,5 metros a 2000 \$ el metro	Pesos	\$12.405.000,00					\$34.284.067	
	6.2.5 Bombas de pulpa	5 bomba de pulpa	USD	USD40.000,00						
	6.3.6 Bomba de agua	2 bombas de agua	USD	USD40.000,00						
	6.3.7 Brazo Hidráulico	90mil USD	USD	USD90.000,00			\$4.320.000		\$5.040.000	
6.3 Equipamientos Calidad										
	6.3.1 Laboratorio			\$550.000,00						
	6.3.2 Balanzas			\$85.000,00						

Dicho cronograma se detalla a continuación:

Para las amortizaciones de las máquinas, se tomó una vida útil de 10 años, con un valor residual nulo. La información de precios se tomó de cotizaciones de los respectivos proveedores.

Inversión en Sistema de Gas Licuado/Tanque de Combustible

Un sistema que nos aporte gas será necesario para el funcionamiento de la planta de secado (dado que es el insumo principal para el funcionamiento del horno). Se instalarán siete chanchas de gas dentro del terreno como inversión inicial de una capacidad de 7 metros cúbicos cada una. YPF será nuestro proveedor. Esta inversión será suficiente para garantizar el funcionamiento del horno de secado por los primeros tres años del proyecto a los niveles de producción estimados.

A partir del año 3, se instalarán otras 7 chanchas de la misma capacidad con lo que se podrá garantizar el suministro al horno para los niveles de producción hasta el final del proyecto (año diez). Se eligió esta estrategia de reposición dado que no es una inversión elevada y es preferible que aumentar año a año el número de chanchas que involucraría un equipo de YPF ingresando una vez por año en el terreno para instalar la chancha, provocando paradas de tiempo operativo del horno de secado. Cada chancha tiene un costo de \$30.000 pesos incluyendo el servicio de montaje y puesta en marcha. La información respecto al sistema de GLP, costos de suministro, instalación y reposición fueron provistos por Javier Tabares, Responsable Comercial YPF Dirección GLP.

A la vez, se realizará una inversión para instalar un tanque de reposición de gasoil (insumo de las palas cargadoras, los auto elevadores y el brazo hidráulico) dentro del terreno. El proveedor a cargo de la instalación y de la reposición del gasoil será a su vez YPF. El costo de la inversión se estima en \$40.000 pesos.

Para la amortización, ambas se amortizarán con una vida útil de 10 años y sin valor residual.

Costos y gastos de producción

Se especificarán a continuación cada uno de los rubros que conformarán el costo total de la producción anual. Se elige para la contabilidad del proyecto utilizar un sistema de costeo directo, incluyendo por lo tanto en el costo de venta de las unidades tanto los insumos, la mano de obra directa y aquellos gastos de fabricación que sean variables de acuerdo a la fabricación.

Como es el caso particular del proyecto, existen gastos de fabricación fijos y variables los cuales serán detallados mejor a continuación. Dentro de los variables, está el costo de la electricidad por la cual se paga una cuota variable de acuerdo a los MWh utilizados en el mes, el costo del combustible (Gasoil) utilizada por la maquinaria de combustión interna en la carter y por último el costo del gas licuado del petróleo (GLP) que utiliza el horno rotativo para el secado de la arena.

Dicho esto, se calcula el costo unitario como el costo de la materia prima, los costos variables de los tres insumos energéticos (GLP, Gasoil y Energía Eléctrica) y el costo de mano de obra directa para producir una unidad. Se muestran a continuación los resultados obtenidos por cada uno de los rubros:

Costos de embalaje

Dado que el producto que se comercializará es de extracción natural, no existe un costo de materia prima asociado a la tonelada de arena. Como fue expuesto anteriormente, nuestro producto será entregado en los llamados Big Bags. Estos contienen una capacidad de 1,5 tn de arena por bolsa. Su necesidad se relacionan directamente con las toneladas de demanda de arena proyectada. Esta demanda puede ser vista en el siguiente cuadro:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Producción para Ventas	Toneladas	112.551,1	137.778,9	224.934,4	258.155,1	290.329,6	328.787,6	335.092,3	366.374,1	364.542,6	382.423,5
Inventario	Peso/tn	1.946.654,0	2.141.319,4	2.335.984,8	2.530.650,2	2.725.315,6	2.919.981,0	3.114.646,4	3.211.979,1	3.309.311,8	3.406.644,5

Expuesta esta cantidad podemos saber la cantidad de bolsas requeridas por año de producción, que nos da el siguiente resultado:

BB requeridas	Unidades	76.704	94.752	153.408	175.968	194.016	221.088	239.136	248.160	243.648	2
---------------	----------	--------	--------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---

Estos bigbags tienen un costo de 10USD, según fue dicho por un potencial proveedor nacional llamado Contoplast. El precio está dolarizado ya que su principal insumo es el tejido de polipropileno, el cual es importado. Dicho esto, se calculó el costo total del embalaje:

Costo de Embalaje	Pesos	\$30.681.600	\$41.690.880	\$73.635.840	\$91.503.360	\$108.648.960	\$132.652.800	\$153.047.040	\$163.785.600	\$165.680.640	\$180.0
-------------------	-------	--------------	--------------	--------------	--------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------

Costo de Mano de Obra Directa

El balance de línea desarrollado ha permitido cuantificar las necesidades de mano de obra directa para la operación de las líneas de producción. Además de esto, por un lado, se tuvo en contemplación la mano de obra requerida para el aseguramiento de la calidad del producto lo

cual es condición excluyente el cumplimiento de la norma a la hora de la venta del producto. Por otro lado, es necesaria la presencia de un supervisor para cada uno de los dos turnos de operación de la planta.

Estos tres factores son tenidos en cuenta para el cálculo de la Mano de Obra Directa para cada periodo, además de un 40% de cargas sociales y el aguinaldo correspondiente. A continuación se detalla el cálculo realizado para la cuantificación de los salarios brutos:

Operarios:

En cuanto a los operarios, la cantidad necesaria es la siguiente:

Año	Cantidad de Operarios x turno*	Cantidad de Operarios total
2	8	16
3	11	22
4	12	24
5	16	32
6	18	36
7	19	38
8	21	42
9	21	42
10	21	42
11	21	42

Se consultó el sitio de la UOCRA el salario mínimo al día de la fecha siendo de aproximadamente 81 pesos/hora. A partir de esto se calculo el salario mensual al que se le sumó un 25% más dada la remotidad de la planta y los riesgos extras asociados al trabajo dando un total de \$27.536 brutos por mes.

Laboratorio:

Es necesario tener un técnico de laboratorio en cada uno de los turnos el cual realizará las mediciones que exige la norma API de los lotes a despachar. La capacitación necesaria para estos está contemplada en las inversiones previstas para el inicio del proyecto.

No es necesario una capacitación especial para estos operarios. Sin embargo, estos están expuestos a responsabilidades directas mayores ante problemas en las tomas de muestras y posteriores análisis. Por ello, dispusimos una diferenciación del 25% adicional para este personal dando un total de \$34.420 brutos mensuales.

Supervisor:

Para el supervisor se asignó un rango más alto que los dos anteriormente detallados. Se lo recompensará con un salario +25% que el técnico de laboratorio, es decir, de \$43.025 brutos mensuales.

Nota: Cabe aclarar que la MOD comienza su actividad en el 2019, el año que comenzará la producción.

Para concluir, los costos de MOD totales anuales (con cargas sociales y el 13vo sueldo de aguinaldo) son los siguientes:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Costo Total MOD		\$13.121.101	\$21.146.304	\$27.754.775	\$42.695.892	\$55.921.348	\$64.868.763	\$81.276.745	\$91.029.954	\$101.043.249	\$111.1

Costos de Producción

Como fue detallado anteriormente, existen tres costos variables asociados directamente al producto. Estos son el combustible, el GLP y la energía eléctrica.

Combustible:

Es el insumo que utilizan tanto las palas cargadoras, los brazos hidráulicos como los autoelevadores. Se recurrió principalmente a las fichas técnicas de los equipos para poder consultar, y posteriormente utilizar para el cálculo, el consumo promedio por hora. Es importante tener en cuenta que ante distintas exigencias o diferentes modalidades de uso se complejiza mucho el consumo.

Una vez obtenido el consumo total anual, según horas, días y cantidad de cada una de las máquinas, y el precio del combustible (Fuente CAC, ajustado por la inflación anual) se proyectó el costo de combustible para operar la planta.

Electricidad

Algo similar se realizó para este otro costo variable. Se averiguó el consumo por máquina, horas de uso de cada una y cantidad de las mismas obteniéndose un consumo total por año de MWh. La información de consumo se tomó de las fichas técnicas de cada máquina. Adicionalmente, se multiplicó al consumo eléctrico consumido por máquina por su grado de aprovechamiento, dependiendo del año que se esté evaluando. Esta variable se utilizó, ya que en los primeros años el grado de aprovechamiento de las máquinas es inferior al 50% por lo que es real considerar que el consumo será menor que el estipulado en la ficha técnica.

En cuanto al precio por MWh, se consiguió una cifra del precio de 2016 (\$770/KWh) [14], el cual se ajustó por inflación del año 2017 y 2018. Además, como se puede ver en el paper, el precio por ese entonces tenía un 10% de subsidios. Por lo que también se ajustó por la eliminación de los subsidios en el año 2017. Por último, se contempló la inflación como en el anterior caso.

Gas licuado de petróleo (GLP):

En el tercer lugar, se encuentra el insumo de consumo variable utilizado por los hornos rotativos. Si bien es posible la utilización de gas natural para el funcionamiento del mismo, se descartó rápidamente ya que no existe una conexión de cercanía a donde está propuesto instalar la planta.

Dado que es una única máquina la que consume este tipo de combustible fue más fácil calcularlo. El procedimiento es el mismo que los anteriores y el cálculo fue descrito en la sección de ingeniería.

Por el lado del precio, se tomó como precio base \$14,764/m³, acorde con la información publicada por el MINEM, al cual se lo fue ajustando también por la inflación. Los resultados fueron los siguientes:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
GLP (m ³)		525.571	642.277	1.050.083	1.202.964	1.352.721	1.531.974	1.654.037	1.706.064	1.697.105	1.781.002
Precio GLP (\$/m ³)	14,76	19	24	29	35	41	47	54	60	67	74
Costo Total del GLP (\$)		9.970.996	15.170.465	30.259.376	41.597.787	55.196.029	72.511.850	89.249.884	103.104.063	113.844.526	131.419.719

Gastos de generales de Producción

En los gastos generales de producción, dado que se utilizó un costeo directo, se conglomeran cuatro gastos fijos: Los servicios de Limpieza, seguridad, los servicios de Telefonía e Internet y los gastos de Mantenimiento.

Servicios

Para los gastos del servicio de Limpieza y Seguridad se contratará a una empresa de monitoreo (como ADT) la cual por medio de internet estará encargada del seguimiento de la actividad en la planta el costo es de \$8000 mensuales incluido todos los cargos por comodato de equipos (cámaras, sensores y demás aparatos). Por el lado de la Limpieza se estimó por lo que fue consultado, un costo de 10000\$ mensuales. Ambos servicios serán ajustados por la debida tasa de inflación.

En tanto para los servicios de Telefonía e internet, se instalarán las redes correspondientes en la planta para poder tener coneccion a lo largo y lo ancho de esta. Estos tienen un costo de \$1500 mensuales.

Gastos de mantenimiento

Por último, y más importante, se calcularon los costos de mantenimiento requeridos. Según los datos obtenidos de la Milagrosa y por las consultas con los comercializadores de las maquinarias, se dispuso un 5% o un 10% de costo anual del mantenimiento sobre el valor inicial de estas según las categorías a las que corresponden. A continuación se detallará mejor a continuación las estimaciones realizadas:

- Caminos (de ripio):

Se espera un desgaste del camino dos veces al año. Por ello, se estipula dos reconstrucciones anuales dando un total de \$108.000 por año, el cual será ajustado por inflación.

- Infraestructura Eléctrica:

El mantenimiento corresponde a un 5% del total de la inversión, en donde principalmente se conforma de los mantenimientos de los transformadores de Media y Baja tensión.

- Máquinas

Tanto los costos de mantenimiento de maquinaria de Producción como los de Transporte tienen un 10% del total de la inversión. La razón por la cual las máquinas requieren mantenimiento depende de cada equipo, y el valor de mantenimiento es un valor aproximado que Martín López Saubidet nos proporcionó según su experiencia trabajando en La Milagrosa.

Los equipos más sensibles para ser mantenido son las zarandas, ya que están compuestas por hilos metálicos que filtran la arena. Estos hilos son propensos a roturas con el tiempo de uso, por lo que un uso prolongado sin un mantenimiento resultaría en un disminución en la calidad de la arena. La celdas de atrición requieren mantenimiento en su equipo, como las rodaduras, que permiten el movimiento de la mandíbula. El hidrociclón, hidroclasificador y los separadores requieren mantenimiento preventivo para asegurar el

correcto corte entre su flujo de rebose y su flujo de descarga. Ineficiencias en este proceso, particularmente en el hidroclasificador, impactarían fuertemente en la calidad de la arena que es entregada a los clientes. Es importante aclarar que la arena es un material altamente corrosivo, por lo que daña todas las máquinas por las que pasa.

Las palas con ruedas, autoelevadores y excavadoras requieren el mantenimiento típico de estos equipos de transporte. Por ejemplo, mantenimiento en las rodaduras, sistemas de refrigeración y lubricación y equipo hidráulico.

Al ser maquinaria importada, los repuestos y los servicios de posventa son dolarizados. Por esto, se ve una variación en los costos en pesos en relación al tipo de cambio vigente en el año estipulado. Se pueden ver en las planilla los montos por cada una de las máquinas en concepto de mantenimiento.

Por el lado de los equipamientos de calidad el porcentaje que se estima es de un 5% anual y es en pesos dado que el equipamiento de laboratorio como las balanzas son de producción nacional. Por esto, todos estos gastos fueron ajustados por inflación. La inversión neta por año fue la siguiente:

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
40,00	44,00	48,00	52,00	56,00	60,00	64,00	66,00	68,00	70,00
Total (\$)	Total (\$)	Total (\$)	Total (\$)	Total (\$)	Total (\$)	Total (\$)	Total (\$)	Total (\$)	Total (\$)
\$108.000	\$108.000	\$108.000	\$108.000	\$108.000	\$108.000	\$108.000	\$108.000	\$108.000	\$108.000
\$2.198.200	\$2.418.020	\$2.637.840	\$2.857.660	\$3.077.480	\$3.297.300	\$3.517.120	\$3.627.030	\$3.736.940	\$3.846.850
\$60.000	\$66.000	\$72.000	\$78.000	\$84.000	\$90.000	\$96.000	\$99.000	\$102.000	\$105.000
\$1.121.608	\$1.233.769	\$1.345.930	\$1.458.090	\$1.570.251	\$2.164.703	\$1.794.573	\$1.850.653	\$1.906.734	\$1.962.814
\$724.000	\$796.400	\$868.800	\$941.200	\$1.013.600	\$1.242.867	\$1.158.400	\$1.194.600	\$1.230.800	\$1.267.000
\$1.992.456	\$2.191.702	\$2.390.947	\$2.590.193	\$2.789.438	\$3.852.082	\$3.187.930	\$3.287.552	\$3.387.175	\$3.486.798
\$362.000	\$398.200	\$434.400	\$470.600	\$506.800	\$585.782	\$579.200	\$597.300	\$615.400	\$633.500
\$1.200.000	\$1.320.000	\$1.440.000	\$1.560.000	\$1.680.000	\$3.360.000	\$1.920.000	\$1.980.000	\$2.040.000	\$2.100.000
\$180.000	\$198.000	\$216.000	\$234.000	\$252.000	\$1.206.000	\$288.000	\$297.000	\$306.000	\$315.000
\$362.000	\$398.200	\$434.400	\$470.600	\$506.800	\$637.120	\$579.200	\$597.300	\$615.400	\$633.500
\$640.000	\$704.000	\$768.000	\$832.000	\$896.000	\$1.792.000	\$1.024.000	\$1.056.000	\$1.088.000	\$1.120.000
\$1.200.000	\$1.320.000	\$1.440.000	\$1.560.000	\$1.680.000	\$1.800.000	\$1.920.000	\$1.980.000	\$2.040.000	\$2.100.000
\$1.336.580	\$1.470.238	\$1.603.896	\$1.737.554	\$1.871.212	\$2.004.870	\$2.138.528	\$2.205.357	\$2.272.186	\$2.339.015
\$1.560.000	\$1.716.000	\$1.872.000	\$2.704.000	\$2.912.000	\$4.680.000	\$4.992.000	\$5.148.000	\$5.304.000	\$5.460.000
\$148.000	\$162.800	\$355.200	\$384.800	\$621.600	\$666.000	\$710.400	\$976.800	\$1.006.400	\$1.036.000
\$308.000	\$338.800	\$369.600	\$400.400	\$431.200	\$462.000	\$492.800	\$508.200	\$523.600	\$539.000
\$1.594.043	\$1.984.583	\$2.421.191	\$2.905.429	\$3.428.407	\$3.976.952	\$4.533.725	\$5.077.772	\$5.636.327	\$6.199.960
\$160.000	\$88.000	\$96.000	\$104.000	\$112.000	\$120.000	\$128.000	\$132.000	\$136.000	\$140.000
\$160.000	\$88.000	\$96.000	\$104.000	\$112.000	\$120.000	\$128.000	\$132.000	\$136.000	\$140.000
\$360.000	\$396.000	\$432.000	\$468.000	\$1.008.000	\$1.080.000	\$1.728.000	\$1.782.000	\$1.836.000	\$1.890.000
\$35.338	\$43.995	\$53.674	\$64.409	\$76.003	\$88.163	\$100.506	\$112.566	\$124.949	\$137.444
\$5.461	\$6.799	\$8.295	\$9.954	\$11.746	\$13.625	\$15.533	\$17.397	\$19.310	\$21.241
\$15.815.685	\$17.447.506	\$19.464.173	\$22.042.890	\$24.748.537	\$33.347.463	\$31.139.914	\$32.766.528	\$34.171.221	\$35.581.122
5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
\$16.606.470	\$18.319.881	\$20.437.382	\$23.145.034	\$25.985.964	\$35.014.837	\$32.696.910	\$34.404.854	\$35.879.782	\$37.360.178

Gastos Extraordinarios

Como se comentó anteriormente, se podrá realizar la venta del terreno al final del proyecto, si y solo si, se acondiciona el terreno previamente de forma apropiada. Se tendrá un gasto en para el programa de Restitución de USD 300000 el cual va a tener que ser realizado el último año al tipo de cambio correspondiente.

Gastos de administración y comercialización

A partir de que no es necesario realizar gastos de marketing (ya que actualmente se tiene contacto con los clientes), sólo se contemplarán los gastos de los empleados administrativos y contables que se dieron a conocer en el organigrama y el del gerente. Se tienen tres empleados los dos Administrativos y un Contador y el cuarto, Gerente de la planta.

Mano de Obra Indirecta

Los salarios de los administrativos y el contador se tomó de \$50.000 brutos mensuales, trabajando un turno solo por día (turno mañana). Para el Gerente de Planta, el salario bruto será de \$120.000 brutos mensuales, trabajando también únicamente en el turno mañana.

Las cargas sociales serán del 40% como las de los empleados de la MOD. Dejando un total de \$4.914.000 de costo de MOI al mes. Esto como es de esperar también se ajustará por la inflación anual.

Impuestos

Se aclara que por estar radicados en Entre Ríos, en donde se ubicará la planta, la empresa se registrará por los impuestos provinciales que apliquen a esta.

Ingresos Brutos

Según lo expuesto por la consultora BDO Argentina, la ley tarifaria de Entre Ríos ha sufrido una variación en el 2018. “En línea a lo acordado en el Consenso Fiscal suscripto por las Provincias (a excepción de San Luis), el Estado Nacional y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires –Ley No 27.429 (B.O. 02/01/2018)-, establece el cronograma de reducción de alícuotas aplicables en las diversas actividades hasta el período fiscal 2022, inclusive, y elimina las

alícuotas diferenciales cuando se trate de contribuyentes cuyo establecimiento o sede esté fuera de la jurisdicción.”

Esta variación se extendió la alícuota a 1,5% para la explotación de minas y canteras la cual se considerará constante hasta el final del proyecto, debido a que no se sabrá hasta el 2022 si sufrirá alguna modificación. [15]

Se aclara que el impuesto a los ingresos brutos será calculado como porcentaje del resultado bruto del periodo.

Impuesto inmobiliario

Este impuesto es un impuesto Provincial que puede tramitarse para su exención.

“Estas exenciones están fijadas en el artículo 12° de la Ley 8318, de Conservación de Suelos, el cual fue sustituido por el artículo 32° de la Ley 10183, modificatoria del Código Fiscal. Allí se establecen exenciones parciales y temporales en el pago del Impuesto Inmobiliario Rural, ..” [16]

En el caso de que se realicen Prácticas productivas permanentes, la exención será por un periodo de 10 años. Por lo que cabe justo en el período de la realización del proyecto.

Financiamiento

Para poder llevar adelante el proyecto es necesario realizar una serie de inversiones, detalladas anteriormente. En esta sección se detallarán las opciones disponibles para obtener los fondos necesarios y la decisión final sobre la estructura de financiamiento elegida.

Opciones de financiación

Mercado de capitales

Una opción de financiamiento es acudir al mercado de capitales. Un instrumento reciente que ha ganado mucha popularidad entre las pymes son las obligaciones negociables simples. Se pueden gestionar de forma enteramente digital y es necesario realizarlas mediante una SGR que actúe como garante. La ventaja de esta forma de financiamiento es que se puede elegir con más libertad la estructura de financiamiento (con que periodicidad pagar intereses y amortizar capital) de acuerdo a las necesidades de la empresa y no se está atado a la estructura de financiamiento que imponen los bancos. Sin embargo, hablando con personas en la CNV, nos mencionaron que para que las obligaciones negociables sean atractivas para los inversores, la empresa debería tener cierta madurez (estar operando hace unos años), con lo cual no sería posible financiar mediante esta herramienta la inversión inicial, la de mayor envergadura de todo el proyecto. Además, tampoco sería posible financiar las inversiones de los años intermedios ya que es condición necesaria, para las empresas del sector minero, tener una facturación promedio de los últimos tres años de \$966.300.000, condición que solo se cumple en los dos primeros años del proyecto.

Sector bancario

En cuanto al sector bancario las posibilidades de financiamiento incluyen préstamos en dólares y en pesos, a tasa fija o a tasa variable. En consecuencia, en caso de elegir esta forma de financiamiento habría que tomar dos decisiones: en que moneda endeudarse y con qué tipo de tasa. Teniendo en cuenta que, en el contexto actual, es muy difícil conseguir un préstamo por el monto deseado (\$204.820.550), y que la mayoría de los préstamos ofrecidos son a tasa variable, en un contexto de tasas de referencia muy altas, se optará por tomar deuda en moneda extranjera. Además, como nuestros ingresos están atados al dólar, ya que nuestro precio se define en relación al precio de la arena importada, cuyo precio se define en dólares, se mitigarían los efectos de una eventual devaluación. Además, en el mercado se encuentran

préstamos en dólares a tasa fija, una opción conveniente en un contexto de suba de tasas por parte de la reserva federal de los estados unidos.

Estructura de financiamiento

Teniendo en cuenta las opciones de financiación explicadas anteriormente se decidió optar la siguiente estructura de financiamiento:

La inversión inicial se financiará en un 60% con un préstamo en dólares a 3 años, con una tasa fija de 9,5%, con capitalización anual y sistema francés y el restante 40% será aportado por los dueños de la empresa con los RNA obtenidos de la operación de la planta de arena gruesa que ya se encuentra en funcionamiento.

Con respecto a las inversiones en los años intermedios del proyecto, las mismas se financiarán también con el mismo préstamo en dólares utilizado para financiar la inversión inicial.

Cuadro de Resultados

Con el fin de calcular la utilidad neta del proyecto en todos los años, se confeccionó un cuadro de resultados. En este, se tomaron en consideración, entre otros factores, los costos de fabricación, los gastos en los que se deben incurrir para poner la planta en producción, gastos generales de fabricación y amortización de equipos. Finalmente, con la información derivada del análisis del método de financiamiento, se consideran los costos de financiamiento del proyecto y el impuesto a las ganancias para obtener la utilidad neta del mismo.

Resultado Bruto

Se comenzó la confección del cuadro de resultados con los valores de ingresos provenientes de la entrega de mercado, multiplicando el P y Q de la cantera. Como se mencionó en las entregas previas, la empresa tiene dos fuentes de ingresos, las de su producto principal, la arena fina, y la de la arena gruesa, el subproducto del proceso productivo.

Para calcular el Resultado Bruto del proyecto, al monto total de Ingresos se le restaron los costos de fabricación. Estos son, Costo de Embalaje, Costo de MOD, Costos de Electricidad, GLP y Combustible. El costo de embalaje depende de la cantidad de big bags que se requieren, por ende, dependen estrictamente del output de la planta. A su vez, el costo de electricidad depende del grado de aprovechamiento de las máquinas; el costo de GLP del número de vehículos (palas con ruedas, auto elevadores y excavadoras) operando en la planta; el costo de GLP depende de las toneladas de arena pasa circulan por el horno rotativo.

Resultado de las operaciones ordinarias

Habiendo llegado al Resultado Bruto, se sumaron gastos en impuestos, gastos operativos, de administración y comerciales, además de las amortizaciones de los equipos y depreciación del terreno.

Los gastos generales de producción incluyen los gastos que no son directos a la producción de la fábrica. El gasto general engloba el uso de electricidad para operaciones no relacionadas con la fábrica, por ejemplo las computadoras, la conexión a la red e iluminación, además de la electricidad que consume la planta tratadora de efluentes. Este gasto de electricidad se define en función del costo de electricidad para la producción. Teniendo en cuenta el significativo consumo de electricidad que implica el tanque de efluentes, se definió el gasto de electricidad como un 10% del mismo costo.

El gasto general de fabricación engloba, además, gastos en limpieza, seguridad, teléfono y conexión a la red, cotizados con sus respectivos proveedores. Sin embargo, los gastos generales incluyen mayoritariamente los gastos de mantenimiento de los equipos, que ya fueron explicados en su debido momento.

Adicionalmente, se deben considerar resultados extraordinarios, en nuestro caso, Gasto en arreglar el terreno para su venta, pérdida por deposición de los bienes de construcción y pérdida por venta del terreno a un valor inferior al de compra. El gasto en arreglar el terreno para habilitar su venta, como se mencionó previamente, engloba los gastos para cerciorarse que la actividad minera de la cantera no derive en un daño medioambiental.

El gasto por deposición de los bienes de construcción se origina ya que, en el año de cierre del proyecto, todavía se tienen bienes que no se fueron amortizados completamente y no es posible venderlos. Estos bienes incluyen, los caminos, el pilotaje y edificación de las estructuras y la playa de carga y descarga. Adicionalmente, se debe incurrir en una pérdida por vender el terreno a un precio menor al que fue comprado. Esto se debe a que el precio al que fue comprado el terreno incluye el potencial beneficio de la explotación minera. Luego de los diez años del proyecto, el terreno ya no posee valor extra, por lo que su precio de venta al final de la vida del proyecto se define en función de, por un lado, la depreciación del potencial minero del terreno, y por el otro, su intrínseco valor inmobiliario.

Las amortizaciones que influyen en el resultado de las operaciones ordinarias son las de construcción, maquinaria, equipos de transporte, cargos diferidos e infraestructura en electricidad e informática. Los cálculos de estas amortizaciones serán detallados en su respectiva sección. Los ingresos brutos son del 1,5%, según la información publicada por la provincia de Entre Ríos.

Resultado del ejercicio

Partiendo del resultado de las operaciones ordinarias, si se incluyen los costos de financiamiento y los impuestos a las ganancias, se llega al resultado del ejercicio o Utilidad Neta.

El costo del financiamiento proviene del estudio del método de financiamiento, siendo este la sumatoria de los intereses a pagar de los distintos préstamos que se van tomando. El impuesto a las ganancias es del 35% de la utilidad después del costo financiero.

Efectos de la inflación en el Cuadro de Resultados

La inflación tiene un efecto sobre el cuadro de resultados al afectar ciertos valores dentro de su estructura. A continuación, se listan aquellos precios que varían en función de la inflación proyectada en la vida del proyecto:

- Costo de MOD
- Costo de electricidad
- Costo de Gas Oil
- Costo de abastecimiento de GLP
- Gasto de seguridad, limpieza, redes y teléfono (componentes del Gasto General)
- Gasto de administración y comercialización

La inflación impacta sobre estos costos y gastos ya que sus valores están definidos en la moneda local.

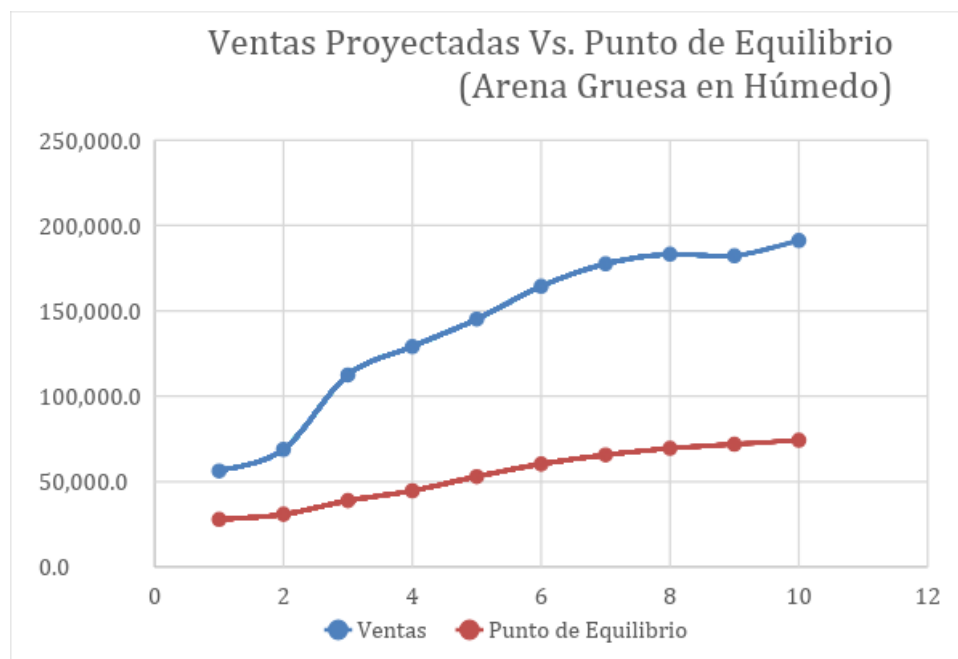
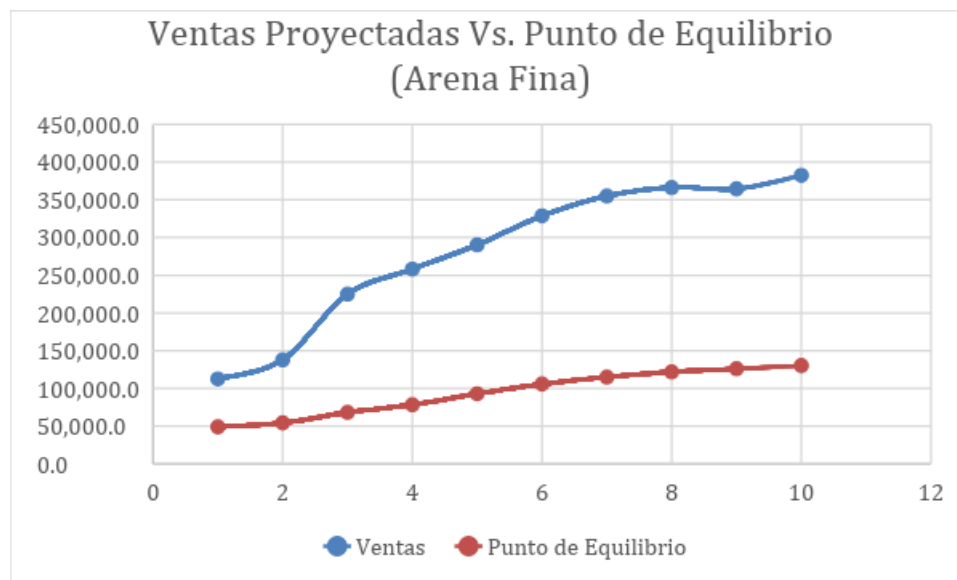
Efectos del tipo de cambio en Cuadro de Resultados

El tipo de cambio impacta sobre aquellos precios que están definidos en moneda estadounidense. Entre estos, el más significativo es el precio de venta de la arena. Esto, como fue explicado en la entrega de Mercado, se debe a que el precio de venta de la arena se define en función al precio de importación del producto, establecido en dólares. A su vez, las inversiones en máquinas y equipos de transportes también son afectados por el tipo de cambio, ya que los proveedores de estas máquinas son empresas extranjeras, sin embargo, estas inversiones no alteran el cuadro de resultados, más allá de su respectiva amortización. A continuación se listan los conceptos a través de los cuales el tipo de cambio impacta sobre el cuadro de resultados.

- Ingresos por ventas
- Costo de embalaje. Como fue explicado en su respectiva sección, este insumo se define en dólares
- Gasto en mantenimiento. Dado que los componentes de repuesto provienen, en su mayoría, de empresas extranjeras, es válido pensar que este costo se verá afectado por el tipo de cambio.

Precio de Equilibrio

Se procedió con el cálculo del precio de equilibrio para cada año que dure el proyecto. El punto de equilibrio está definido como la cantidad que se debe vender de cada producto para que la utilidad neta final sea cero. Para calcular esto, variamos la cantidad de toneladas de arena fina para obtener dicho resultado. Dado que la relación de toneladas vendidas entre arena fina y arena gruesa húmeda se mantiene relativamente constante a lo largo de los diez años del proyecto alrededor de 1,75, introducimos las toneladas de arena gruesa vendida como función de las toneladas de arena fina usando este valor como parámetro a variar para el cálculo del punto de equilibrio



Estado de origen y aplicación de fondos

Este estado financiero nos permite analizar las fuentes y aplicaciones de los fondos que se presentan en el proyecto a largo plazo. Además, podemos pronosticar posibles situaciones de riesgo que tenga la empresa.

Calculando el flujo neto de disponibilidad provenientes de las operaciones, el flujo de disponibilidades aplicado a inversiones y el flujo neto de disponibilidades provenientes del financiamiento, podemos calcular la variación neta de disponibilidades sumando los tres flujos anteriores. Por último, podemos realizar la corrección de caja acorde a las necesidades de la caja mínima.

Flujo neto de disponibilidad provenientes de las operaciones

A través de las actividades operativas compuestas por los fondos autogenerados, las aplicaciones de fondos operativos y las aplicaciones operativas de disponibilidades, podemos calcular el flujo neto de disponibilidades proveniente de las operaciones. Los fondos autogenerados, los calculamos a través de la suma de las utilidades antes de intereses e impuestos, ya restando los impuestos a las ganancias y las amortizaciones de los bienes de uso debido a que no consisten en erogaciones de dinero, sino en la pérdida de valor de un bien. Por último, restamos las aplicaciones de fondos operativos y las aplicaciones operativas de disponibilidad.

Flujo neto de disponibilidades aplicado a inversiones de largo plazo

Se obtiene sumando las actividades de inversión de largo plazo, estas están compuestas por el incremento de bienes de uso y el incremento de otros activos no corrientes. Ambos rubros consisten en aplicaciones de fondos.

Flujo de disponibilidades provenientes del financiamiento

Aquí se tienen en cuenta las actividades del financiamiento, estas son, los incrementos de deudas comerciales, deudas de largo plazo, otras deudas no corrientes y otras deudas corrientes. Se suman estos incrementos y luego se restan los intereses afectados por los impuestos a las ganancias, los honorarios al directorio y los dividendos que retiran los socios en efectivo.

Variación neta de disponibilidades y corrección de caja

A partir de la sumatoria de los flujos calculados anteriormente, el flujo de disponibilidades proveniente de las operaciones, el aplicado a inversiones de largo plazo y el de provenientes del financiamiento, obtenemos la variación neta de disponibilidades.

Luego se calculan las disponibilidades finales como la suma de la disponibilidades iniciales del periodo anterior y la variación neta de disponibilidades del mismo periodo. Posteriormente se calcula la diferencia entre la disponibilidad final y la caja mínima, siendo esta última el 9% de las ventas, fijada por políticas de la empresa. Obteniendo así, el bache financiero de caja para cada periodo, si es que la resta da negativo, como se da en el primer periodo. Para resolver esto, realizamos un aporte de capital por el monto del bache.

Finalmente, se obtiene la caja corregida como la suma entre la disponibilidad final y el aporte de los propietarios.

Balance

Una vez conformado las variaciones en las disponibilidades periodo a periodo, se procede a construir el balance.

Para el activo, se construyó el activo corriente contemplando la caja mínima que es un 9% de los ingresos, los créditos por venta que se toma un plazo de cobranza de 30 días, los bienes de cambio que describe el stock de arena que hay en plat y por último el crédito fiscal que se obtiene el primer año al realizar todas las inversiones. Para el activo no corriente, se toma en cuenta los bienes de uso y las amortizaciones acumuladas de los mismos. Para los bienes de uso, se tomaron en cuenta el terreno, las edificaciones y la maquinaria adquirida. Las amortizaciones ya fueron detalladas previamente.

Una vez conformado el activo, se procede a construir el pasivo, compuesto por el pasivo corriente y el no corriente. El pasivo corriente se compone primero por los salarios y cargas sociales, que tienen un plazo de pago de 15 días, y que se ajustan a la inflación año a año. También se contemplan los gastos por servicios de limpieza, seguridad y agua, los gastos de electricidad, combustible y GLP, todos estos con un plazo de pago de 15 días y ajustados con la inflación año a año. No fueron consideradas las deudas comerciales, debido a que con los únicos proveedores con el cual trabajamos son para la reposición del combustible de las máquinas que se paga con plazos menores al año y con los proveedores de big bags que se paga a contra entrega. Por parte del pasivo no corriente, se considera únicamente la deuda bancaria que se piden 7 préstamos consecutivos anuales, que se detallan en la parte de financiamiento.

Se consolida el patrimonio neto compuesto por las utilidades de cada periodo provenientes del estado de resultados y los aportes de capital que se hicieron en el primer periodo. No se retiraran dividendos por políticas de la empresa. Se sumarán los resultados no asignados al capital.

Por último, se realiza un chequeo del balance, revisando que el activo sea igual al pasivo más el patrimonio neto para cada periodo.

Flujo de fondos y rentabilidad

Flujo de fondos de la firma

Una vez contruidos el balance y el estado de resultados se procedió a realizar el flujo de fondos de la firma para evaluar el desempeño financiero del proyecto.

El mismo se calculó de la siguiente manera:

$$\text{FCFF} = \text{Utilidad Neta} + \text{Int} \cdot (1 - \alpha) - \Delta \text{CapTrab} - \Delta \text{Activo Fijo} + \text{Amort}$$

Los tres primeros términos corresponden al flujo de fondos propio de la operación de la empresa. La utilidad neta y los interés se obtuvieron del cuadro de resultados mientras que el $\Delta \text{CapTrab}$ se calculó como de la siguiente manera:

$$\Delta \text{CapTrab} = \Delta \text{Caja Mínima} + \Delta \text{Bienes de cambio} + \Delta \text{Créditos} - \Delta \text{Pasivo corriente}$$

Se asume que al finalizar el proyecto se recupera todo el capital de trabajo. Se venden todos los bienes de cambio, se cobran todos los créditos por ventas y se pagan todas las deudas comerciales.

El último término corresponde al CAPEX del proyecto. La información la obtuvimos desde la sección de inversiones en bienes de uso mientras que las amortizaciones las obtuvimos del cuadro de resultados. Se incluyeron tanto la inversión inicial en el terreno, maquinaria, instalaciones eléctrica e informática y edificaciones, como también las diferentes inversiones a lo largo del proyecto para poder abastecer el crecimiento del volumen de arena procesado y la renovación de equipos a la mitad del proyecto. Se asume que se liquidan todos los BU en el último año del proyecto al valor residual contable.

De esta manera, el flujo de fondos de la firma resulta:

Año	2018	2019	2020	2021	2022
FCFF	-9.625.433	2.047.634	3.777.030	5.977.602	6.237.684
2023	2024	2025	2026	2027	2028
7.858.910	9.578.750	10.458.861	10.940.885	10.827.014	16.506.627

Flujo de fondos de los accionistas

El free cash flow to the equity consiste en el flujo de fondos que perciben los dueños de la empresa o los accionistas. Corresponde al flujo de fondos de la firma, es decir los fondos que generan los activos, más el flujo de fondos entre los dueños de la empresa y los acreedores. En resumen, al FCFF hay que sumarle el flujo proveniente de las variaciones de la deuda y restarle el pago de intereses.

$$\text{FCFE} = \text{FCFF} - \text{Int} \cdot (1 - a) + \Delta \text{PNC}$$

Año	2018	2019	2020	2021	2022
FCFE	-3.935.973	560.250	2.073.183	4.003.619	7.030.335
2023	2024	2025	2026	2027	2028
7.979.365	9.165.300	10.002.339	10.773.593	10.818.672	16.506.627

Flujo de fondos de la deuda

El flujo de fondos consiste en el flujo percibido por los acreedores. Los mismos perciben ingresos al recibir el pago de interes y cuando los accionistas cancelan los préstamos y perciben egresos cuando le prestan plata a los accionistas. En resumen

$$\text{FF deuda} = \text{Int} \cdot (1-a) - \Delta \text{PNC}$$

Año	2018	2019	2020	2021	2022
Flujo de la deuda	-5.689.460	1.487.384	1.703.847	1.973.983	-792.651
2023	2024	2025	2026	2027	2028
-120.455	413.450	456.522	167.292	8.342	0

Flujo de fondos del IVA

Para el tratamiento del IVA, las empresas deben pagarle a la AFIP la diferencia entre el IVA percibido y el IVA pagado. El proyecto percibe IVA proveniente de las ventas y paga IVA por todas las inversiones, el embalaje, la MOD, la electricidad, el combustible y el gas licuado. En el primer año del proyecto, donde se debe realizar una gran inversión pero no se realizan ventas el IVA pagado es mayor que el IVA percibido. Sin embargo, esta diferencia, a favor del proyecto, no se cobra en el año en cuestión sino que queda como un crédito fiscal que se puede descontar de las pagos a efectuarle a la AFIP en los años subsiguientes donde no haya un volumen tan grande de inversiones y donde el proyecto comience a registrar ventas. Este tratamiento del IVA origina un flujo de fondos a lo largo de los años que se conoce como el flujo de fondos de IVA.

En nuestro caso en particular en el primer año del proyecto se realiza una inversión \$204.820.550 pero no se registran ventas, quedando un crédito fiscal de \$71.687.192,45. De todas maneras, el mismo se recupera en el año siguiente, por lo que a partir del tercer año es nulo.

En conclusión, en flujo de fondos del IVA del proyecto es el siguiente

Año	2018	2019	2020	2021	2022
Flujo de IVA	-1.991.311	1.261.257	0	0	0
2023	2024	2025	2026	2027	2028
0	0	0	0	0	#REF!

WACC: Weighted average cost of capital

Para poder calcular el valor actual neto del proyecto es necesario calcular la tasa con la cual se van a descontar los flujos generados a lo largo de los años. Dicha tasa se denomina costo promedio ponderado del activo e incluye tanto costo de oportunidad del capital como y el costo de la deuda por sus respectivos pesos relativos al activo.

$$WACC = K_e \frac{E}{(E+D)} + K_d (1-T) \frac{D}{(E+D)}$$

Por un lado, el costo de oportunidad del capital, K_e , se define de la siguiente manera:

$$K_e = R_f + [R_m - R_f] * b + R_p$$

- El primer término representa el rendimiento base que los inversores le exigirán al proyecto. El R_f representa la tasa libre de riesgo, correspondiente a la tasa del bono del tesoro de estados unidos a 10 año debido a que se considera que la probabilidad de no pago de un bono emitido por Estados Unidos es muy cercana a cero. Esta información se tomó desde la página web del tesoro de los Estados Unidos.[1]
- El segundo término representa el rendimiento extra que exigirán los inversores por el hecho de invertir en un proyecto de la industria minera. $R_m - R_f$ representa el rendimiento extra que rinde el mercado argentino por sobre la R_f mientras que el b representa la correlación entre el mercado en su conjunto y las acciones del sector minero. El b se calcula según la siguiente ecuación $BL = Bu * [1 + (1-T)*(D/E)]$ y procediendo de la siguiente manera: con los datos del BL y D/E del sector minero se obtuvo el Bu y luego se calculó el BL del proyecto para cada año según los grados de apalancamiento de los mismos. Todos los datos fueron obtenidos desde la página de Aswath Damodaran. [2] [3]
- Por último, el R_p , representa el riesgo país, es decir el rendimiento extra que requiere el inversor por el riesgo que representa invertir en un proyecto de inversión en nuestro país en particular. Se tomaron los datos del índice EMBI+ , elaborado por el JP Morgan al 08/09/2018 [4]

Por el otro lado, el costo de la deuda es la suma de todos los intereses pagados por los préstamos tomados multiplicado por $(1-\square)$ ya que los intereses se pueden deducir a la hora de pagar el impuesto a las ganancias.

Como la relación entre deuda y patrimonio neto varía año a año, es necesario calcular un WACC para cada uno de los años del proyecto. Los valores de R_f , R_m , y R_p se tomaron como constantes para toda la vida del proyecto.

En conclusión, con los siguientes datos:

Industria Minera en Mercados Emergentes	
Beta Levered	1,5
D/E	40,54%
Beta Unlevered	0,7914460511

Risk free rate	2,82%
Risk premium	11,42%
Riesgo País	7,25%

El WACC a lo largo del proyecto es:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Beta	1,5631	1,0701	0,9011	0,7984	0,8146	0,8115	0,8019	0,7952	0,7932	0,7930	0,791
D/(E+D)	63,00%	36,58%	18,43%	1,38%	4,51%	3,93%	2,08%	0,75%	0,35%	0,31%	0,00%
WACC	13,64%	14,95%	16,46%	17,87%	17,61%	17,66%	17,81%	17,92%	17,96%	17,96%	17,96%

A su vez, se realizó un análisis del WACC para distintos valores de grado de apalancamiento, para evaluar cual es el grado apalancamiento tal para minimizar el wacc y, consecuentemente, maximizar el valor del proyecto.

% deuda	Tasa de interés	Costo de la deuda	Estimacion beta	Costo PN	WACC
W_d	i	$(1-\alpha) \times i$	BetaL	Kl	
0,00%	6,5%	4,23%	0,7914460511	19,11%	19,11%
10,00%	7,0%	4,55%	0,8428900444	19,70%	18,18%
20,00%	7,5%	4,88%	0,8943340377	20,28%	17,20%
30,00%	8,0%	5,20%	0,945778031	20,87%	16,17%
40,00%	8,5%	5,53%	0,9972220244	21,46%	15,08%

50,00%	9,0%	5,85%	1,048666018	22,05%	13,95%
60,00%	10,0%	6,50%	1,100110011	22,63%	12,95%
70,00%	15,0%	9,75%	1,151554004	23,22%	13,79%
80,00%	20,0%	13,00%	1,202997998	23,81%	15,16%

Como se puede observar, el grado de apalancamiento óptimo es de 60%. Por esa razón, se decidió financiar en el primer año el 60% de la inversión necesario y, luego, como el E crece año a año por las ganancias operativas del proyecto se decidieron financiar las inversiones en el transcurso del proyecto con deuda para aumentar la relación $D/(D+E)$. También se repartirán dividendos a lo largo de los años para evitar que la relación $D/(D+E)$ disminuya a lo largo de los años y que el wacc aumente.

Índices de rentabilidad: VAN y TIR

Los dos índices principales para evaluar el desempeño financiero de un proyecto de inversión son el VAN y el TIR.

El VAN, o valor actual neto, representa la suma de todos los flujos de fondos que genera el proyecto descontados al día de hoy por el WACC. Es una medida del valor del proyecto de inversión. El VAN de nuestro proyecto asciende **\$49.957.491**. El mismo fue calculado en dólares ya que el wacc también fue calculado dólares.

La TIR, o tasa interna de retorno, representa la tasa a la que habría que descontar los flujos de fondos del proyecto para que el VAN sea 0. El problema con TIR es q que si en un proyecto el flujo de fondos acumulado se vuelve negativo más de una vez, habría más de una TIR,y el análisis se complejiza . En nuestro caso particular el flujo de fondos acumulado es negativo los primeros tres años pero es positivo desde el año 4 en adelante, por lo que hay una única TIR del proyecto. La TIR del proyecto de inversión es de 45%

Período de repago simple

El período de repago simple representa el tiempo que se demorará en recuperar la inversión inicial. Para el cálculo del mismo se utiliza el Flujo de Fondos del Proyecto o Free Cash Flow to the Firm. El mismo se calculó sumando el número del último período con flujo acumulado negativo y la razón entre el valor absoluto del último flujo acumulado negativo y el valor del flujo de caja en el siguiente período. El cálculo realizado arrojó un período de repago simple de 3,64 años.

Capítulo 4: Riesgos

Introducción

A lo largo del proyecto, en las sucesivas entregas de mercado, ingeniería y económico-financiera se hicieron diversas suposiciones acerca de distintas variables. A partir de ello, se les asignaron valores fijos según lo que se consideró que era el escenario de ocurrencia más probable y, en consecuencia, se llegó a un valor fijo de VAN y TIR del proyecto.

Es decir que no se tomó en cuenta la variabilidad de los parámetros que definen el proyecto y, en consecuencia, el riesgo asociado al proyecto de inversión. Como lo más probable es que las variables mencionadas se muevan en un rango de valores a lo largo de la vida del proyecto más que tener un solo valor constante, en esta entrega se dispondrán las mismas como distribuciones de probabilidad para así obtener, a diferencia de la entrega anterior, una distribución de VAN y de TIR.

Comenzaremos por seleccionar las variables más importantes del proyecto, luego se le asignará una distribución de probabilidad dependiendo de la naturaleza de la variable en cuestión. Posteriormente, se analizarán la significancia de las variables a través de dos herramientas que provee el Crystall Ball, el tornado y el spider chart, así como también los resultados de la simulación.

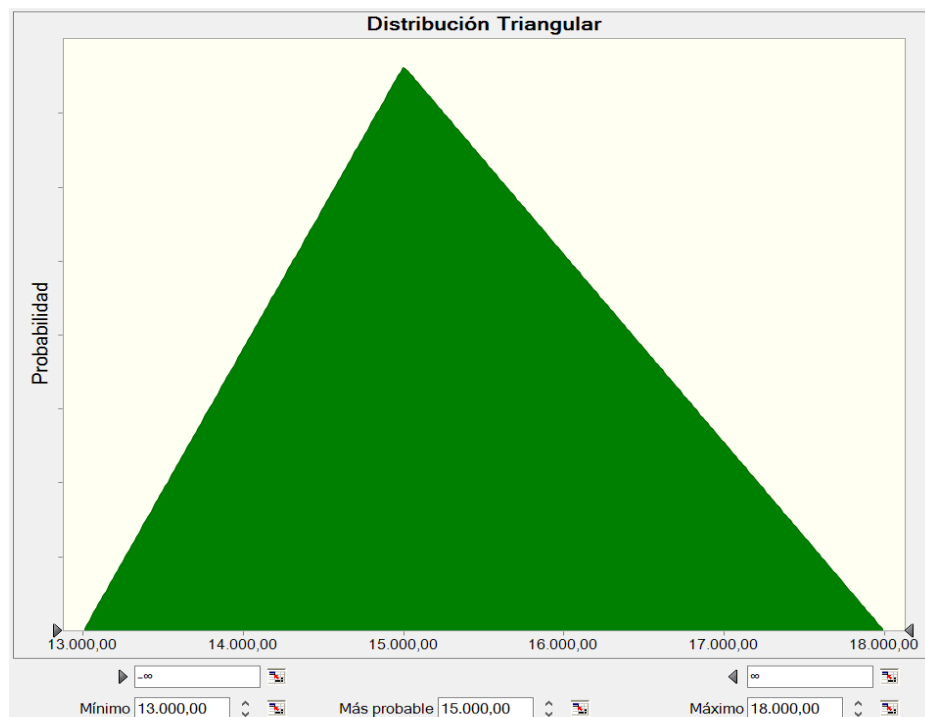
A continuación, se evaluarán acciones para mitigar la variabilidad negativa de las variables analizadas y se finalizará con el desarrollo de una opción real.

Análisis de las variables de riesgo

Precio del Terreno

En lo que respecta a los precios de los terrenos de arenas silíceas, hay muy poca información disponible debido a la reciente aparición de la industria en Argentina. Por esto y porque disponemos del precio esperado y tenemos fundamentos para establecer el precio máximo y mínimo se decidió describir esta variable con una distribución triangular.

En la entrega económico/financiera se fijó el valor de terreno tomando un precio de 15 mil USD/ha, según lo establecido por el estudio LJ RAMOS, por lo que se utilizará como el valor más probable. Para establecer el valor mínimo se estableció un valor levemente menor al valor más probable y, coincidente con el valor de un campo de soja en la zona núcleo. Como el ROI de una cantera de arena es mayor al de un campo de soja consideramos que tenía sentido que el valor de un buen campo de este cultivo coincida con el valor mínimo de una cantera de arena. Por otro lado, para establecer el valor máximo se tomó un precio levemente superior al valor esperado bajo la hipótesis de que, los poseedores del terreno, al ver cómo se está desarrollando vaca muerta y el potencial de las canteras de arena, eleven el precio de las canteras.



Mantenimiento

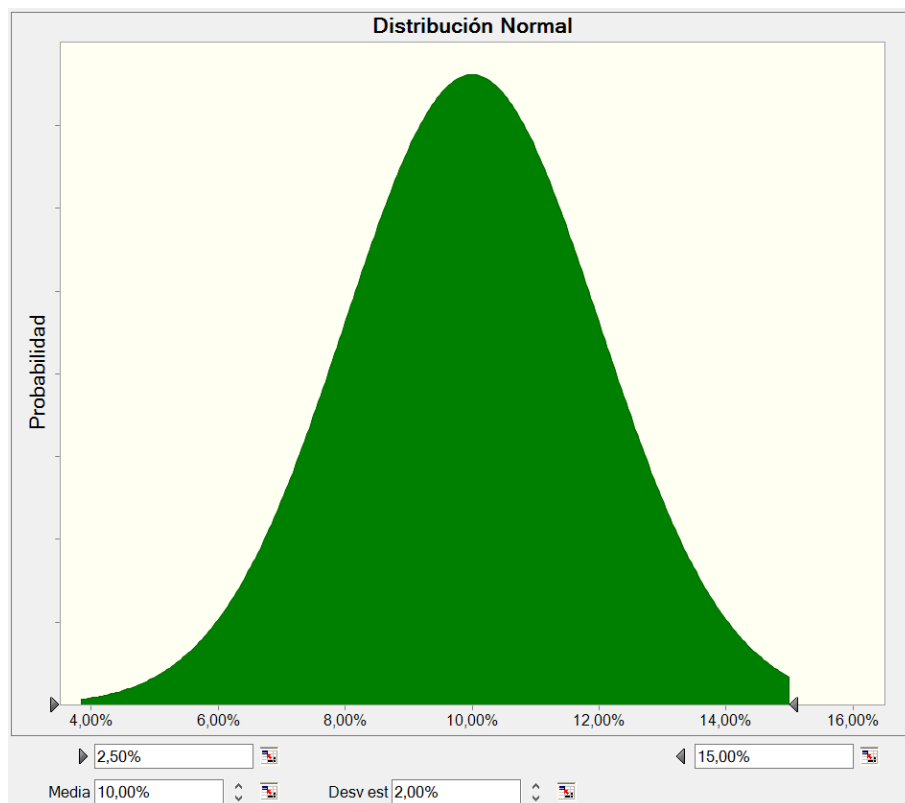
El mantenimiento hasta aquí se definió como un costo anual del 10% del valor original de todos los bienes de uso. Estos bienes de uso incluyen las máquinas de trabajo como los equipos de transporte de material. Sin embargo, este 10% se definió como una media a través del “Educated Guess” de Martin Lopez Saubidet.

La distribución estadística con la que se representará el costo de mantenimiento es una normal, con media 10% y desvío estándar de 2 puntos. El desvío estándar se debe a que los equipos con mayor sensibilidad a ruptura son de un costo significativo en la inversión requerida. Por ejemplo, el hidrosizer representa el 21% de la inversión total en maquinaria de trabajo. El hidrosizer es un equipo propenso a requerir un mantenimiento más frecuente que el resto de los equipos, ya que su función se basa en una clasificación precisa de la arena, por lo que, al presentar pequeñas desviaciones en su output ya se necesitará intervenir con su mantenimiento y calibración. Adicionalmente, la celda de atrición, que representa el 12% de la inversión inicial en maquinaria, al hacer un esfuerzo mecánico es propensa a requerir un mantenimiento mayor al del resto de las máquinas.

En cuanto al equipo de transporte de materiales, los equipos más expuestos a descomponerse son las palas con ruedas. A diferencia de los brazos hidráulicos y autoelevadores que trabajan dentro de parámetros de uso poco exigidos, las palas con ruedas deben forzarse a transportar la arena a través de largas distancias, como se definió en la entrega de ingeniería. La inversión inicial en palas con ruedas representa el 38% de las inversiones iniciales en el equipo de transporte.

Por el otro lado, el mantenimiento de las cañerías debería situarse por debajo de la media del 10%. Los gastos en mantenimiento para las cañerías deberían vincularse a la erosión ocasionada por transportar la mezcla de agua con arena.

La distribución de mantenimiento se acota entre 2,5% y 15%, ya que se presenta la posibilidad de necesitar un mantenimiento de las máquinas mucho mayor o menor al estimado, dependiendo de la calidad de los equipos de los proveedores. Al estar comprando máquinas McLanahan, la empresa líder en máquinas para la industria de arena para fracking, y equipos de transporte Caterpillar, el límite inferior para la distribución de mantenimiento se acote en 2,5%.



Tasas de endeudamiento

Para financiar las diferentes inversiones a lo largo de nuestro proyecto tomamos sucesivos préstamos en dólares. En consecuencia, la rentabilidad de nuestro proyecto está influenciado por las tasas a las cuales podamos obtener el financiamiento.

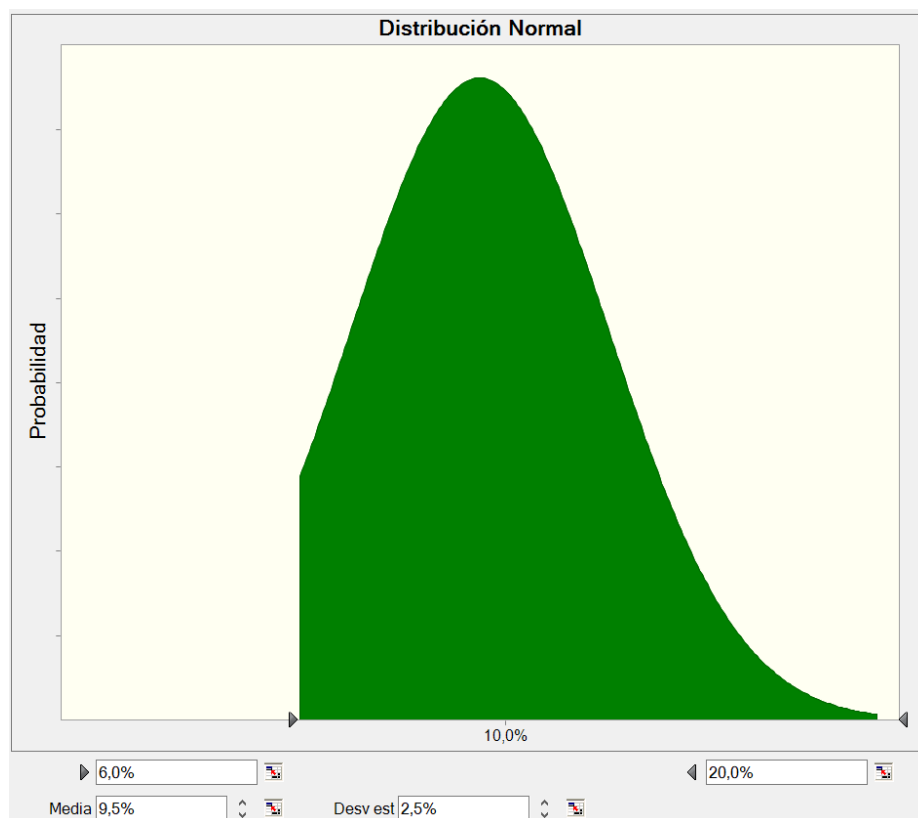
En la investigación de mercado realizada en el análisis económico-financiero encontramos que, en promedio, los bancos estaban otorgando préstamos en dólares a una tasa de 9,5% para inversiones en bienes de uso. Dicha tasa depende, en primera medida, de la tasa de referencia de la reserva federal de Estados Unidos, del riesgo de insolvencia que represente nuestra empresa y, también del riesgo país de Argentina.

En el corto plazo, se espera que la tasa libre de riesgo se incremente pero es muy difícil pronosticar cómo va a evolucionar en el mediano y en el largo plazo. Con respecto a la

capacidad de solvencia de nuestra empresa, los estados financieros demuestran que el proyecto tendrá la capacidad suficiente para devolver el dinero prestado.

Por último, con respecto al riesgo país es prácticamente imposible realizar suposiciones ya que depende mucho de la administración pública que realice el gobierno de turno y esto depende casi exclusivamente de factores políticos. Actualmente es muy difuso lo que pueda ocurrir en la elecciones del año próximo, por lo que es prácticamente imposible pronosticar en el mediano y en el largo plazo. Si se puede asegurar con certeza que, dado cómo se han manejado históricamente las cuentas públicas nacionales, hay una alta probabilidad que el riesgo país tome un valor alto. Por ello la cota superior de la distribución será considerablemente más alta que la cota inferior.

En resumen, lo más sensato sería establecer a la tasa de endeudamiento como una distribución normal de media 9,5% y desvío 2%, con una cota inferior de 6%, asumiendo la posibilidad de normalización de la economía argentina y una cota superior de 20% asumiendo la posibilidad de que persista la crisis en la que hoy se encuentra el país. De esta manera se contemplarán las diferentes posibles evoluciones de la tasas de interés y de otras variables macroeconómicas que pueden afectar la tasa y que se encuentran fuera de nuestro alcance.



Precio de ventas

Como se demostró en la sección del estudio del mercado, el precio de la arena para fracking es función directa del precio del petróleo desfasado en el tiempo. Esta relación se explicó

relacionando, primero, el precio de la arena con la cantidad de pozos horizontales perforados y luego se relaciona esta variable con el precio del crudo. Juntando estas dos relaciones, la ecuación que vincula el precio de la arena con el precio del petróleo es la siguiente:

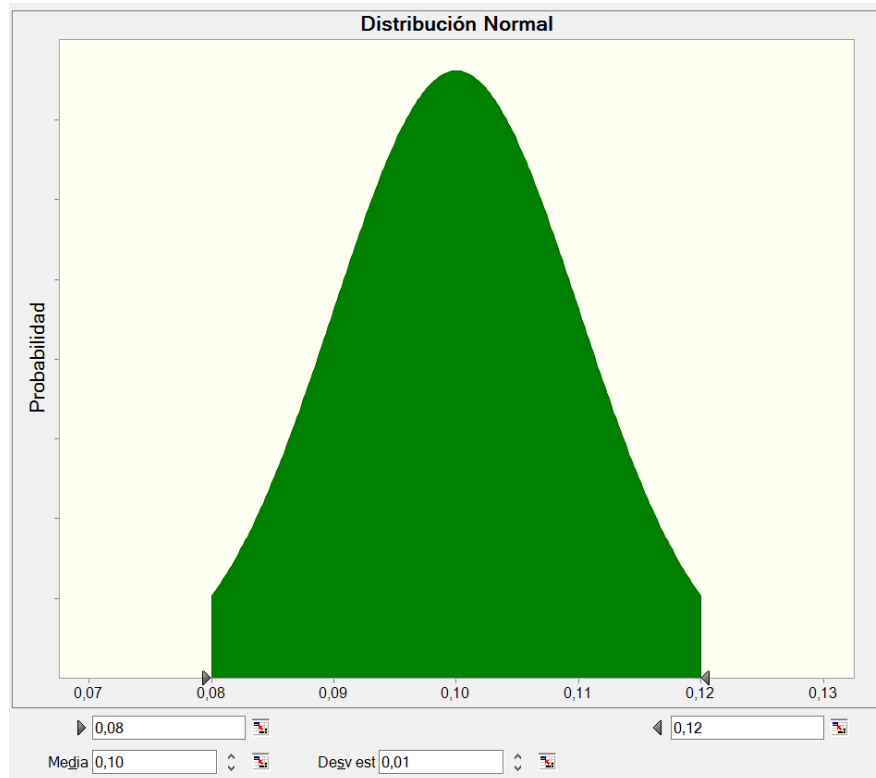
$$\text{Precio de arena [USD/tn]} = 69 + 0,13 \text{ Precio del Brent}$$

Por ende, para poder darle una distribución probabilística al precio de la arena fina para fracking para los próximos diez años, primero hay que generar una distribución para el Precio del Brent.

Para generar la distribución del Precio del Brent se utilizó un modelo análogo al utilizado para proyectar la inflación. En este modelo, se define el valor inicial de la variable, el valor final, el lapso temporal en la que se espera que la variable alcance este valor final y, por último. Los valores que le otorgan variabilidad al modelo son: el valor terminal del precio del Brent y el coeficiente “n”.

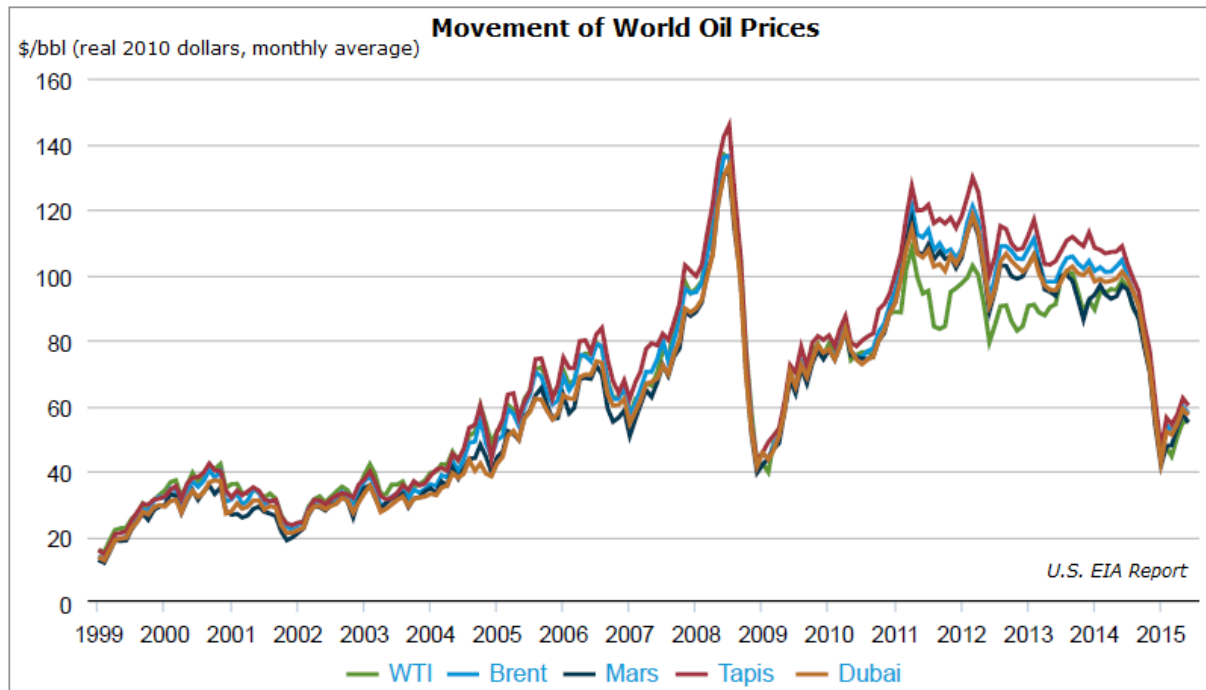
El coeficiente “n” está relacionado con el lapso temporal en el que se espera que la variable precio del petróleo llegue a su valor final. Su valor medio es la inversa del lapso temporal, en nuestro caso 10 años, por ende, el valor medio de n es igual a 0,1. Dado el trasfondo matemático del modelo, n es el coeficiente que determina la “forma” de la curva. Es decir, el valor n determina la velocidad con la que la variable va a llegar a su valor esperado. Si n es inferior a 0,1, dada la relación $t=1/n$, significa que la variable llegará a su valor final años más tarde de lo esperado. Si n es superior a 0,1, la variable llegará a su valor final años antes.

La distribución elegida para n será una normal con media 0,1 y desvío 0,01 acotada entre 0,08 y 0,12. La elección de esta distribución se debe a nuestra postura conservadora que el precio del barril del Brent no presentará desviaciones ni cambios de tendencia abruptos en los próximos 10 años. Por ende, se acota el tiempo en el que el precio del Brent pueda llegar a su valor final entre 8,33 años y 12,5 años, con mayor probabilidad que ocurra entre los años 9 y 11,1.



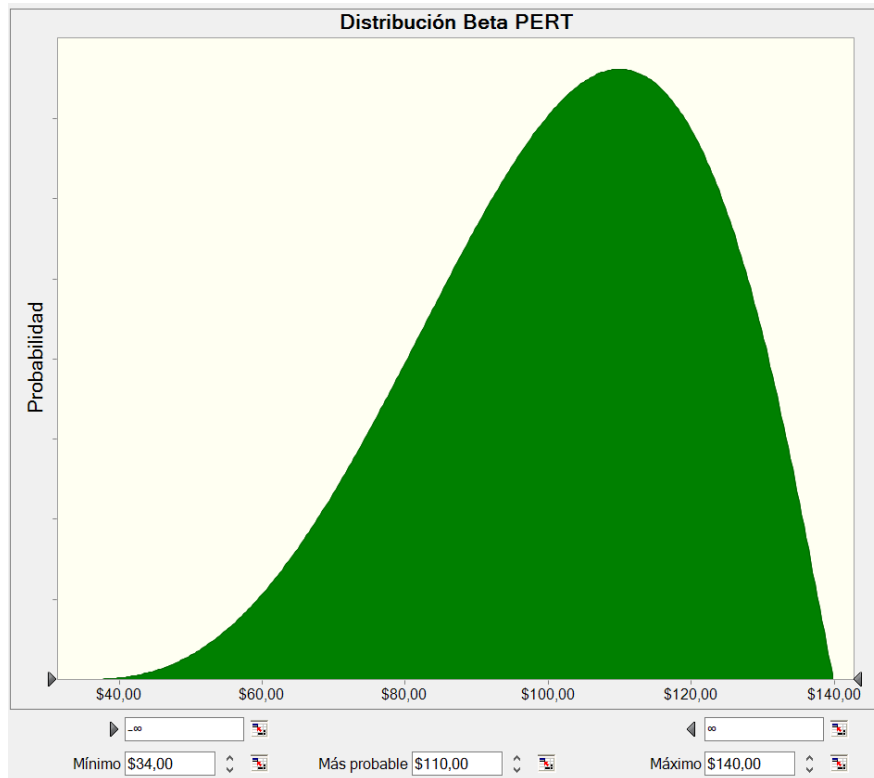
La segunda variable que le otorga aleatoriedad a la proyección del precio del Brent es su valor final. Definir un valor para el precio del petróleo a 10 años no es un cálculo que se pueda hacer detalladamente, ya que las variables que se encuentran involucradas son muchas y de alta complejidad. Por ende, para definir el valor final del precio del Brent se optó por investigar proyecciones ya realizadas y buscar “educated guess” de individuos con know-how dentro del sector. La EIA (Energy Information Administration) de los Estados Unidos proyectó en el 2016 que el precio del barril Brent en el 2030 será más de 90 dólares. Sin embargo, comparando sus proyecciones para los años 2017 y 2018 se aprecia una notable desviación de la realidad. Por ejemplo, su proyección para el precio del Brent en el año 2018 estaba por debajo de los 60 dólares el barril. En el transcurso de este año, el precio es de 84 dólares.

Por ende, es válido estimar que sus proyecciones para el precio del barril Brent están subvaluadas. Para poder corregir la proyección de la EIA, se buscaron recientes opiniones de expertos. Aunque esta información es menos confiable que las proyecciones de la EIA, se cree que estas últimas están ya muy desviadas de la realidad para usarlas.



Para poder definir el precio del barril de Brent a diez años, se observó su comportamiento histórico. Como se observa en el gráfico precedente, el precio del Brent mostró un valor casi estable entre los años 2011 y 2014; variando entre 120 y 100 dólares el barril. Sin embargo, en los años precedentes al 2008, el precio del barril no superó los 100 dólares.

Con estas observaciones, se modeló el precio terminal del barril de Brent con una distribución BetaPert. No se optó por darle una distribución normal ya que, se espera que la distribución tenga un sesgo hacia valores por encima de su media. Se estimó que el precio del barril de Brent tendrá un valor más probable de 110 dólares. Es decir su media se encontrará entre los valores 2011/2014. Se limitó los valores posibles de la distribución entre 34 dólares y 140 dólares, siendo estos sus mínimos y máximos desde el 2003.



Hay una variante que se le puede dar al estudio del precio de la arena para fracking: la relación vinculante entre el precio de la arena y el precio del petróleo puede tener variabilidad. Es decir, el valor que multiplica al precio del Brent en la ecuación $P_{arena} = a + b * P_{brent}$, puede seguir una distribución probabilística y no ser un coeficiente. La distribución del coeficiente b vendría definido al hacer una regresión lineal entre el precio de la arena y el precio del Brent. Como se demostró en el estudio de mercado, esta relación viene dada por la cantidad de pozos horizontales perforados. Al no tener esta regresión hecha, no se puede llegar a insertar la variabilidad del coeficiente b dentro de la simulación, de todos modos se la presenta como una variante interesante.

Cantidad de Arena Vendida

Cómo se desarrolló en el estudio del mercado de la industria de la arena para fracking, el desarrollo de la cantera de Ibicuy depende estrictamente del desarrollo de la cuenca de Vaca Muerta. Por ende, para presentar escenarios de demanda de arena para la cantera, se debe, primero y principal, esbozar escenarios para el desarrollo de Vaca Muerta. En función de los posibles escenarios para la cuenca, se calcula la demanda de arena para la cantera; esta relación ya se realizó al final del estudio de mercado.

En la sección de estudio de mercado se presentaron dos posibles escenarios para el desarrollo de Vaca Muerta: uno optimista, usado como base para el estudio de ingeniería y económico/financiero, y uno “moderado”. Recordamos que el escenario moderado para el desarrollo de Vaca Muerta implica tasas de crecimiento anuales un 10% inferiores a las tasas de crecimiento anuales del escenario optimista (usado como base).

Se entiende que, entonces, la demanda de arena para la cantera de Ibicuy es una variable dicótoma, donde hay un $x\%$ de probabilidad que se cumpla el escenario optimista y una probabilidad de $(1-x)\%$ que se cumpla el escenario moderado. Debemos, entonces, definir esta probabilidad de ocurrencia x .

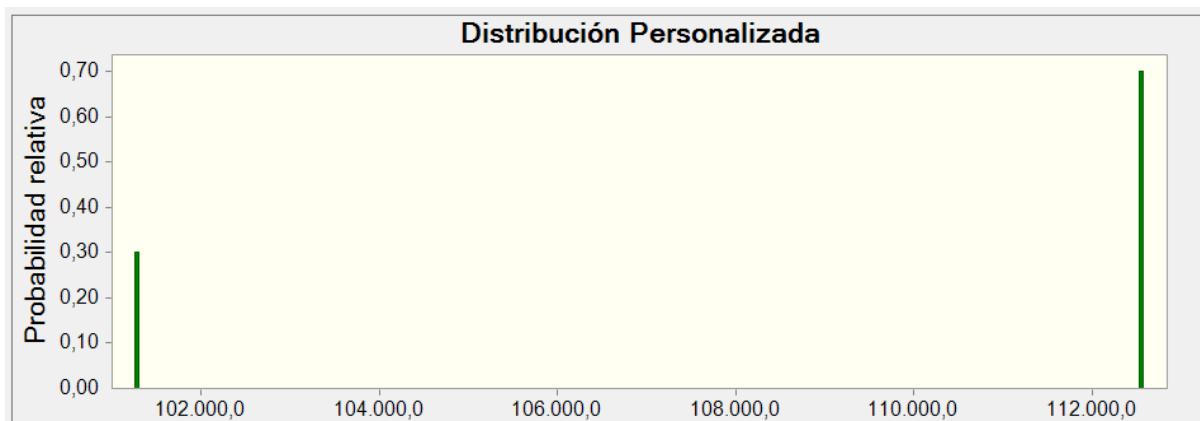
El desarrollo de Vaca Muerta depende directamente de dos variables: el precio del petróleo y el Riesgo País. La primer variable se relaciona de forma evidente con el desarrollo de Vaca Muerta: a mayor precio del petróleo y sus derivados, mayor es el retorno y el incentivo que las operadoras tendrán al operar en la cuenca.

Por el otro lado, la variable Riesgo País se relaciona de forma indirecta con el desarrollo de Vaca Muerta. Se la considera dentro del estudio ya que la estabilidad económica y financiera del país es una variable importante si se está evaluando el desarrollo de una industria que requiere altas inversiones iniciales e inversiones a largo plazo. Si Argentina ingresa en un escenario donde prima la desestabilidad económica, sería inexacto simular que las operadoras invertirán en la infraestructura necesaria para desarrollar la cuenca.

Observando las proyecciones que se presentaron anteriormente para el precio del petróleo, se concluye que este favorece la ocurrencia del escenario optimista. Según información reportada en diversas fuentes, como OilPrice, Forbes e Investopedia, el precio mínimo en el que el fracking es rentable es en 60 dólares el barril. De acuerdo con nuestro análisis del precio del barril de Brent, el precio actual es de 85 dólares el barril y se proyecta que continúe en alza hasta pasar los 100 dólares. De todos modos existe la posibilidad, aunque sea baja, de que el precio caiga entorno a los valores de precio de “breakeven point”, por ende, no se puede descartar el escenario moderado desarrollo, aunque sea improbable desde el punto de vista del precio del petróleo.

La variabilidad del desarrollo de Vaca Muerta viene asociada a la estabilidad económica y financiera de Argentina. Como se mencionó previamente, las operadoras deben incurrir en inversiones elevadas y a largo plazo para desarrollar la cuenca, por ende, en una macroeconomía impredecible la producción de Vaca Muerta se vería comprometida.

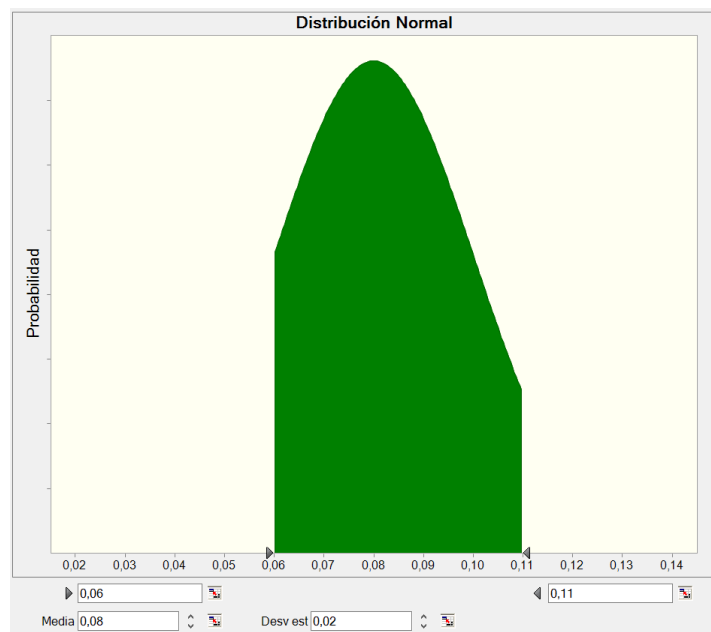
En conclusión, dado el análisis hecho hasta este punto, teniendo en cuenta un precio del barril Brent en alza y una susceptibilidad a la estabilidad macroeconómica del país, se definió la probabilidad de que se cumpla el escenario optimista de 70% y el escenario moderado de 30%. A continuación se presentan los gráficos que representan la demanda para la cantera de Ibicuy, para arena fina y para arena gruesa, en ambos escenarios.



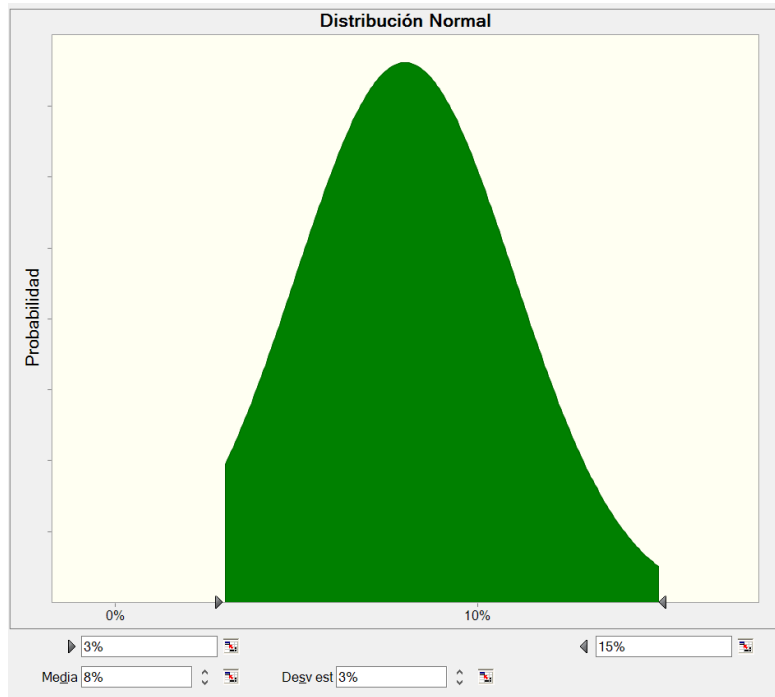
Inflación

Para la inflación (como posteriormente para la tasa de cambio) se utilizó un modelo similar al del precio Brent del Petróleo. Se usó un modelo matemático exponencial donde la inflación llega a un valor de referencia en un período de diez años y que lo hace con una determinada velocidad (el coeficiente que acompaña a la variable tiempo en el modelo matemático). Se le da variabilidad al modelo asignando distribuciones a estas dos variables: la velocidad y el valor de referencia.

Para el valor de referencia se eligió usar una distribución normal con una media de 8% (recordemos que el promedio de la inflación anual del resto de los países de Latinoamérica ronda el 6% por lo que nos pareció que un 8% era algo lógico para Argentina dado que siempre fue un país con problemas con esta variable), y un desvío de 3%. Se establecieron cotas mínima y máxima del 3% y 15% respectivamente.



Para el valor de la velocidad (es decir que tan rápido hace la exponencial que se llegue al valor terminal definido) se usó también una distribución normal de media 0,08 y desvío 0,02 (se debe tener como referencia que un valor de 0,1 implica llegar al valor de referencia en diez años y, si es menor a 0,1, eso implica que se llegó al valor de referencia en más de diez años. Por eso definimos la media y el desvío pensando que quizás Argentina tarde más de diez años en llegar a un valor estable de inflación). Se establecieron cotas mínima y máxima de 0,06 y 0,11 respectivamente.



Tasa de Cambio Nominal

En un principio, se usó un modelo que opera bajo el mismo principio que el descrito para el de la inflación. Dado que en nuestra entrega financiera se había establecido un valor del tipo de cambio del doble del actual en diez años, se usó una distribución normal de media de \$80 con un desvío de \$10 pesos para el valor de referencia con una cota mínima de \$60.

Sin embargo, al correr el modelo con esta distribución, el análisis de sensibilidad arrojaba resultados incorrectos, ya que no había una correlación entre la inflación y el tipo de cambio. Por un lado, el tipo de cambio se asocia directamente al ingreso de la cantera, ya que el precio de la tonelada de arena está dolarizado; por el otro lado, la inflación tiene efecto directo sobre los costos, ya que estos están en moneda local.

Por ende, si el modelo no reflejaba una correlación entre el tipo de cambio y la inflación, en un análisis de sensibilidad donde las variables se modifican *ceteris paribus* la inflación y el tipo de cambio tenían en efecto predominante frente a otras. Esto es ilógico, ya que si, por ejemplo, la inflación sube, subiendo los costos, también debería subir el tipo de cambio, aumentando los ingresos y balanceando el VAN.

Consecuentemente, se buscó una forma para relacionar la inflación con el tipo de cambio, con el fin de que el análisis de sensibilidad arroje valores razonables. La vinculación entre la inflación y el tipo de cambio se hizo a través de la siguiente expresión:

$$\text{Tasa de Cambio Nominal} = \text{Tasa de Cambio Real} * \frac{\text{Inf Acum Arg}}{\text{Inf Acum USA}}$$

De esta forma, a través de proyecciones de las inflaciones de Argentina y Estados Unidos y el Tipo de Cambio Real, se puede proyectar y relacionar la inflación y Tasa de cambio nominal. La inflación estadounidense se proyectó en base a las observaciones de su valor histórico, situando la del año 2018 como del 3% anual, y estimando que bajará al 2% anual en un periodo de 4 años.

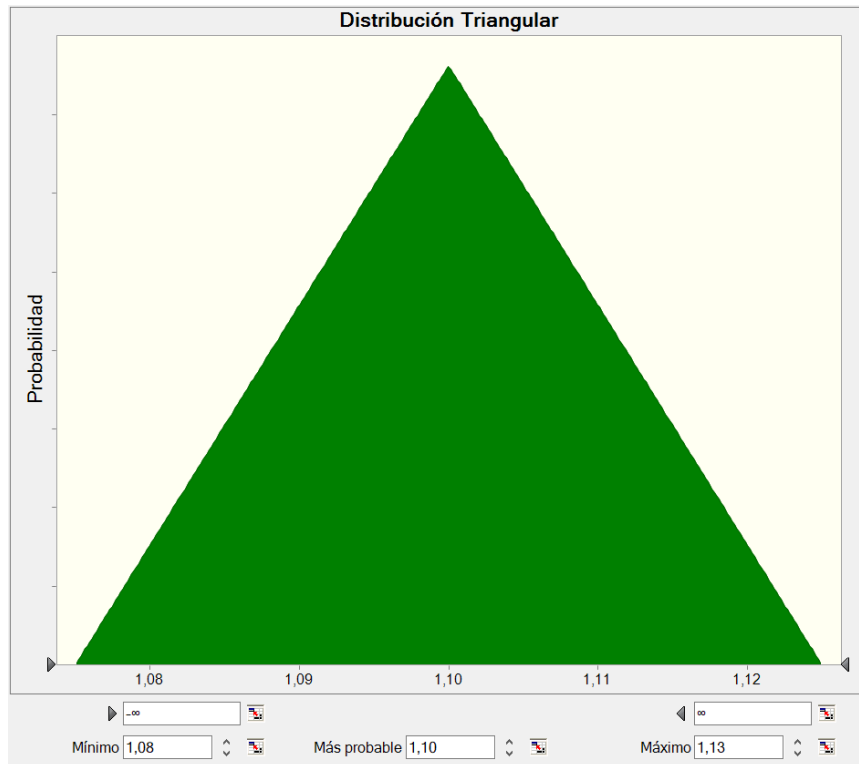
En cuanto al tipo de cambio real, se calculó su valor entre los periodos del 2001 y 2013, observando que este toma un valor casi estable, como se puede observar en la siguiente tabla.

AÑO	Indice Argentino	Indice USA	TC NOMINAL	TC REAL
2001	1,00	1,00	1,00	1,00
2002	1,01	1,02	1,97	1,98
2003	1,40	1,04	3,26	2,41
2004	1,44	1,07	2,89	2,14
2005	1,55	1,10	2,95	2,10
2006	1,73	1,14	3,05	2,00
2007	1,90	1,17	3,09	1,90
2008	2,06	1,22	3,14	1,86
2009	2,20	1,21	3,46	1,91
2010	2,38	1,23	3,80	1,96
2011	2,63	1,27	3,98	1,92
2012	2,89	1,30	4,32	1,94
2013	3,21	1,32	4,95	2,03

Luego de haber realizado este análisis se prosiguió por definir el TC Real para el 2019. Este se calculó en función de las proyección que se tienen del tipo de cambio nominal para el 2019. A partir de esto, se proyectó el Tipo de Cambio Real para la vida del proyecto. Sin embargo, los valores arrojados en esta proyección eran demasiado elevados.

La razón por la cual los valores del Tipo de Cambio Nominal eran elevados en esta primera proyección, es que hoy en día el peso argentino se encuentra fuertemente devaluado frente al Dólar estadounidense, por lo que sería incorrecto considerar que seguirá el paso de las inflaciones relativas peso/dólar. Dado que actualmente el peso argentino se encuentra devaluado, se espera que en los próximos 5 años la moneda local se aprecie frente al dólar, es decir, que su tasa de cambio real disminuya, aunque aumente su tipo de cambio nominal. Es decir, que el Tipo de Cambio real no aumente al mismo ritmo que el da la inflación. Se estima que el tipo de cambio real tenderá a un valor estable y progresivamente se mantenga, como lo hizo en el periodo analizado 2001/2013.

Finalmente, queda definir la tasa a la que el tipo de cambio real se aprecia año a año. Para definir este valor, se comparó las posibles proyecciones derivan de distintos valores, y se optó por la que arroja valores similares a la proyección con la que se trabajó hasta este punto. A esta tasa anual de apreciación del tipo de cambio real se le asignó una distribución probabilística triangular, tomando como media 1,1 (la moneda se aprecia un 10% anual en términos reales) con valor mínimo 1,075 y máximo 1,125. Se programó la simulación de forma tal que el tipo de cambio real llegue dentro de 4 o 5 años un piso y que a partir de ese piso se mantenga constante en los años subsiguiente.

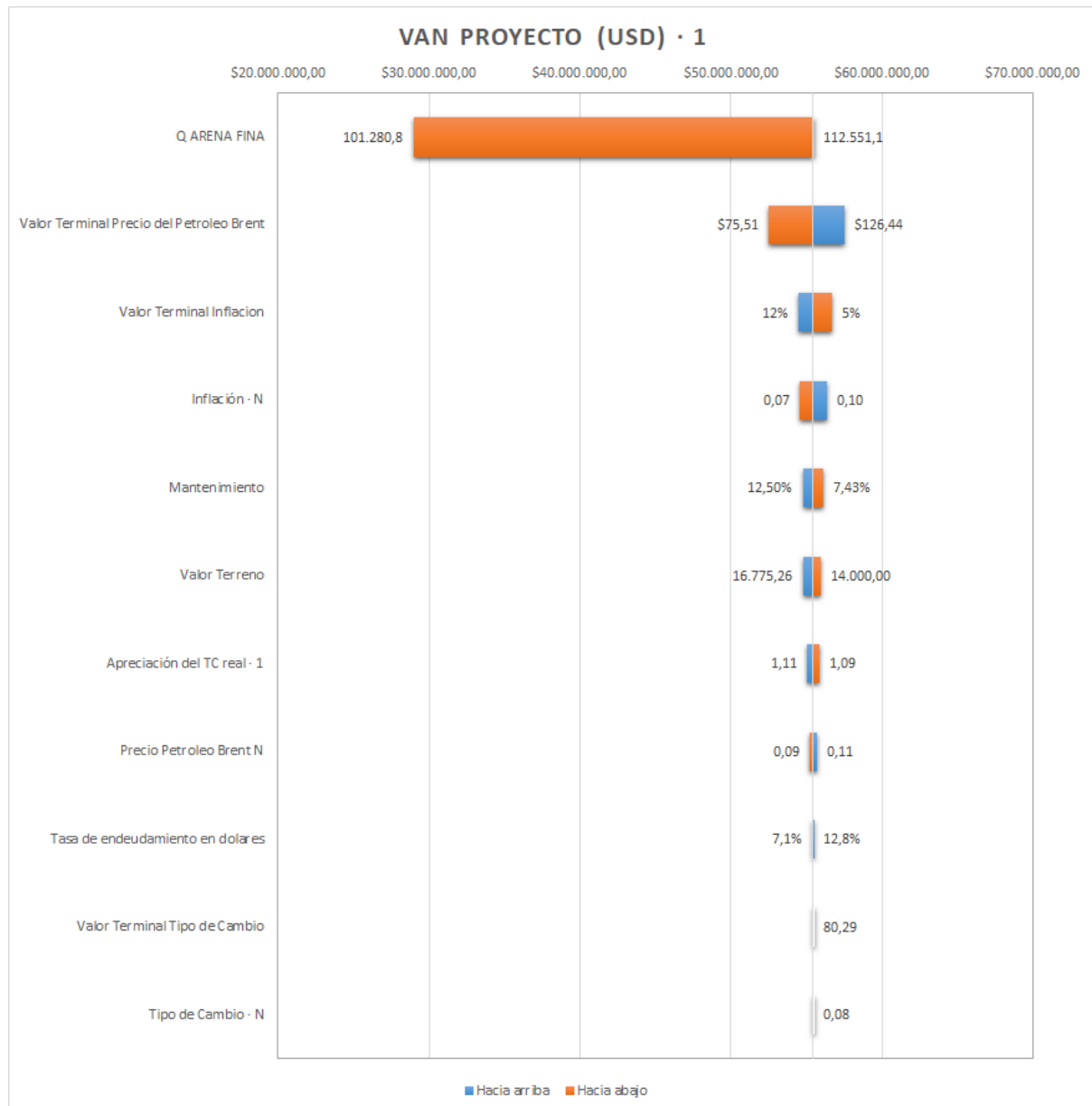


De esta forma, se llegó a una proyección del Tipo de Cambio Nominal, con un grado de aleatoriedad dependiendo de la apreciación real del peso argentino y las proyecciones de la inflación argentina y estadounidense.

Análisis de sensibilidad

Luego de definir la distribución de cada una de las variables se procedió a realizar un análisis de sensibilidad para estudiar cuánto aporta cada variable a la variabilidad de la función objetivo que se está evaluando. Los resultados fueron los siguientes.

Tornado chart



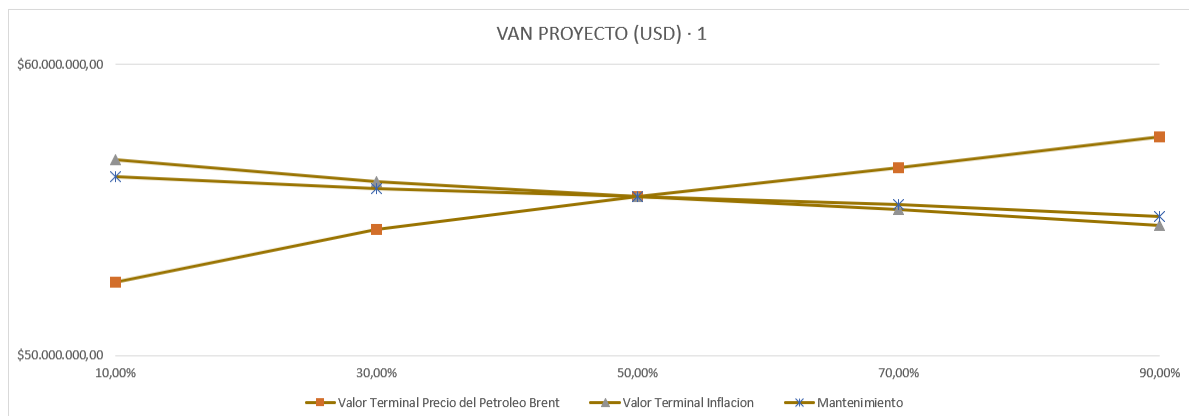
Del tornado chart se desprende lo siguiente:

- A. Se puede apreciar con claridad que la variable que más afecta al VAN es el Q de arena fina. La diferencia de VAN entre los dos escenarios de demanda de arena es de USD 15MM, un poco más del 30% de la media del VAN. En este caso, como hay dos posibles valores (escenario optimista o escenario moderado), el informe tomó como base el escenario optimista y la dispersión obtenida fue puramente negativa ya que el otro valor posible (el del escenario moderado) es inferior al tomado como base. Es razonable que esta variable esté entre las más significantes para el desarrollo del proyecto, ya que la producción de la cantera está enteramente ligada al crecimiento de Vaca Muerta

- B. La segunda variable que más aporta a la variabilidad de VAN es el precio de petróleo Brent. Era esperable que esto ocurra ya que la variable tiene un desvío grande (un rango de USD 103) y, además, influye directamente el precio de venta de la arena y, consecuentemente, en los ingresos del proyecto. Como sería de esperar, las dos variables más significativas según el análisis de sensibilidad son las que tienen impacto directo sobre el Q y P de la cantera.
- C. La siguiente variable que más aporte a la variabilidad del VAN es la inflación. Esto se puede explicar por dos razones principalmente: en primer lugar porque muchos de los costos del proyecto están en pesos y, en consecuencia, se ven afectados por la inflación y, en segundo lugar, porque la inflación cuenta con mucha variabilidad, dada la incertidumbre respecto a cómo se puede desenvolver la inflación en los próximos años.
- D. Las dos siguientes variables corresponden al mantenimiento y al valor del terreno. El efecto de estas variables en la variabilidad del VAN es bajo. Esto se puede explicar ya que el desvío de la distribución de ambas variables es muy bajo.
- E. El aporte del resto de las variables a la variabilidad del VAN es prácticamente insignificante.

Spider chart

El siguiente gráfico muestra el impacto que tienen las variables claves sobre el VAN, mostrando su cambio en una recta. Como se explicó previamente, las dos variables más importantes son: el valor del precio del barril de Brent, el valor terminal de la inflación y el desarrollo de Vaca Muerta, reflejado en el Q de Arena Vendida. Dado que el Q de arena Vendida es una variable dicótoma, en el spider chart se la cambió por la siguiente variable de mayor importancia, el mantenimiento de las máquinas. El resto de las variables de la simulación no presentaba una pendiente tan relevante como la de las mostradas.



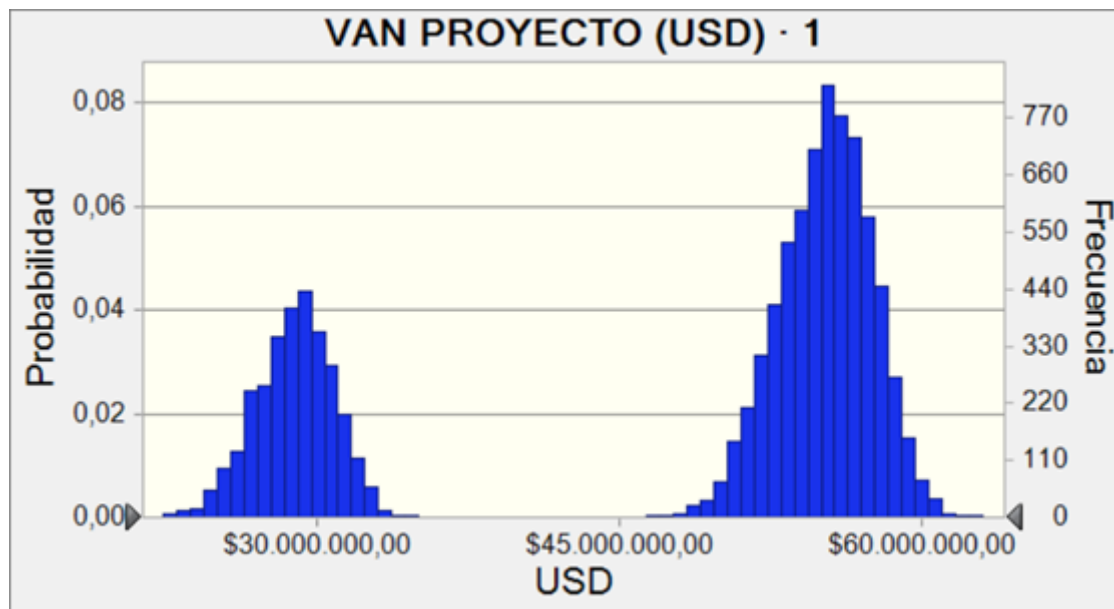
Como se puede observar en el gráfico, la recta con mayor pendiente es la del precio del barril del Brent, dado que afecta directamente al precio de la tonelada de arena fina. Por el otro lado, el porcentaje por el cual hay que hacer el mantenimiento de los bienes de uso y el valor terminal de la inflación tienen una pendiente similar. Sin embargo, el hecho que la

inflación tiene un mayor rango de posibles valores acorde a su distribución, es decir, es menos estable, redonda en que es una variable más crítica para el tornado chart.

Simulación de montecarlo- interpretación de resultados

Con el objetivo de analizar las variables más importante del proyecto, el VAN y la TIR, de manera estocástica, se realizó a través del un software de simulación, el Crystal Ball, una simulación de Montecarlo. Se realizaron 10.000 corridas, variando en cada una de ellas los valores de las variables definidas anteriormente según la distribución de probabilidad de cada una de ellas. Se obtuvo un histograma para cada una de las funciones objetivo.

Valor actual neto (VAN)

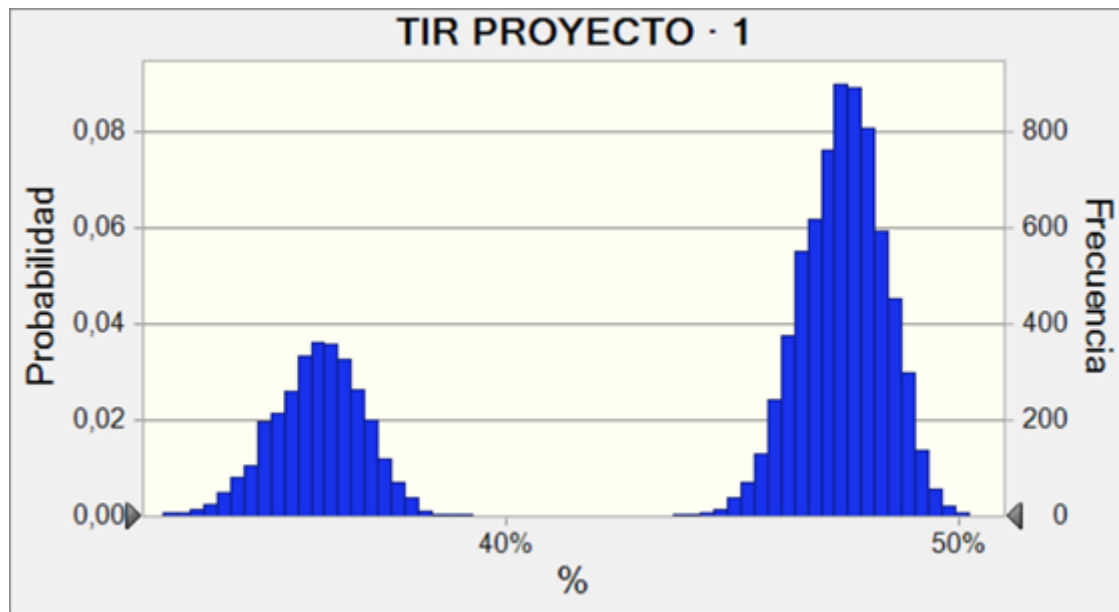


Luego de realizar la simulación se obtuvo la mostrada distribución del VAN. La misma tiene un media de USD 47.213.227 y un desvío de USD 12.337.345 A su vez, tiene un valor mínimo de USD 22.341.531 y un valor máximo de USD 63.031.212, asociado a los riesgos del proyecto.

Un aspecto importante de analizar en proyectos de inversión es la probabilidad de que el VAN sea menor a 0, es decir, que probabilidades hay de que no sea financieramente conveniente llevar a cabo el proyecto. En nuestro caso, dicha probabilidad es 0, ya que aun en el caso de que todas las variables sigan los peores escenarios posibles, el VAN seguirá siendo positivo y seguirá siendo conveniente realizar el proyecto de inversión.

Por último, es importante aclarar que el histograma es una superposición de dos campanas, debido a que se están superponiendo dos escenarios posibles a través de la inclusión de una variable dicótoma, la variable de Q de arena.

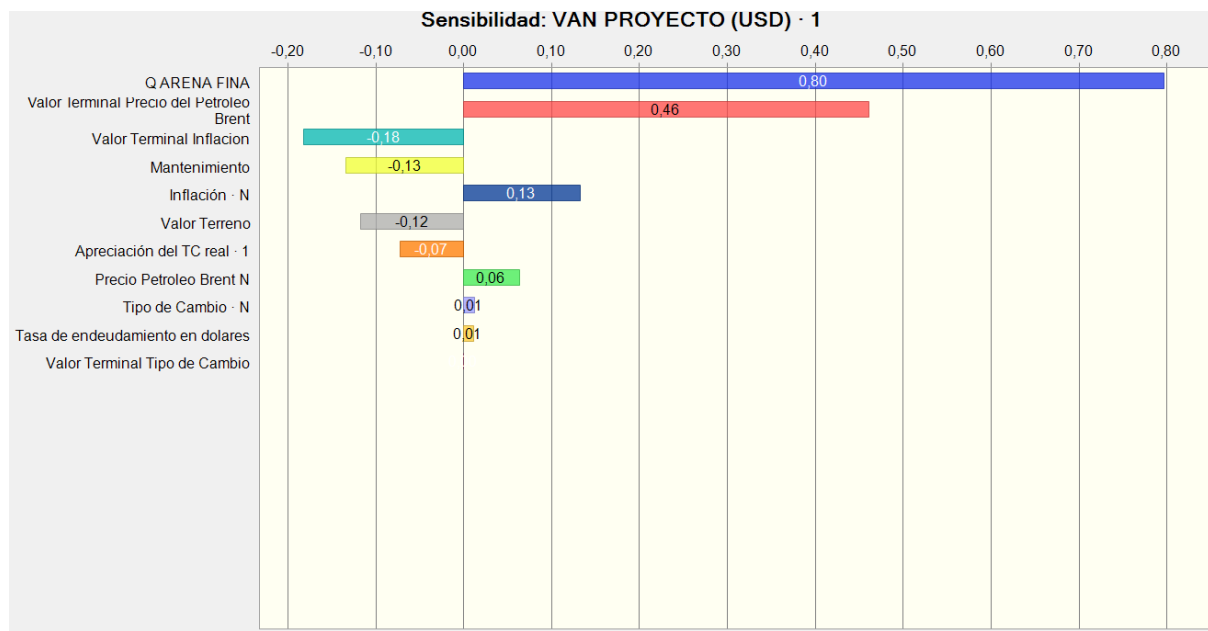
Tasa interna de retorno (TIR)



La otra función objetivo analizada en la simulación fue la tasa interna de retorno. Se obtuvo la distribución mostrada anteriormente. La misma tiene una media de 44%, un desvío de 5% y un rango de 18% con una TIR mínima de 32% y una TIR máxima de 51%.

Era esperable que la media de la TIR sea menor que la TIR obtenida en el análisis determinista realizado en la el estudio económico-financiero ya que, en esta oportunidad, se contempló la posibilidad de que la cantidad de arena siga el escenario moderado, mientras que la TIR calculada en la entrega pasada se realizó con la cantidad de arena obtenida para el escenario optimista.

Gráfico de sensibilidad



Mediante en este gráfico se pretende analizar la correlación entre el VAN y las diferentes variables que influyen en el mismo. El coeficiente es una medida de la relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas.

Por un lado, las variables cuyo coeficiente de correlación es positivo, significa que si la misma evoluciona positivamente el VAN lo hace de la misma manera, aumenta.

La variable con mayor correlación positiva es el Q de arena fina. Esto era esperable ya que, a mayor/menor cantidad vendida, mayor/menor ingresos para el proyecto y, en consecuencia mayor/menor VAN.

En segundo lugar, se encuentran las variables relacionadas al petróleo. El precio de la arena depende del petróleo, por lo que, si este es mayor, aumentan los ingresos del proyecto. El valor terminal tiene una correlación positiva moderada, ya que si el valor terminal es mayor significa que será mayor el precio del petróleo en los años intermedios del proyecto. El N es una variable que indica con qué velocidad se alcanza el valor terminal. La variable tiene un correlación positiva débil. Si el N es mayor, se alcanzará el valor terminal más rápido y serán mayores los precios del crudo en los años intermedios del proyecto.

En segundo lugar, se puede observar una correlación positiva moderada entre la “Valor terminal precio del petróleo Brent” y el VAN. Esto se explica ya que el precio de la arena depende del precio del petróleo Brent. Por lo tanto, a mayor valor terminal del Brent, mayor será el precio en los años intermedios del proyecto y, mayores serán los ingresos.

Por otro lado, las variables cuyo coeficiente de correlación es negativo, significa que la variable y el VAN evolucionan en el sentido opuesto. Si un crece, la otra decrece y viceversa.

El valor terminal de la inflación es la variable con la mayor correlación negativa con el VAN. Esto es coherente ya que, si la variable es mayor, mayor será la inflación a lo largo del proyecto y, por ende, aumentarán los costos del mismo.

El mantenimiento y el valor del terreno también presentan una correlación negativa por el simple hecho de que son costos para el proyecto y, cuando mayor sean, más disminuye el VAN del proyecto.

La correlación entre el resto de las variables y el VAN es insignificante.

Administración del riesgo

En esta sección se describirán los posibles sucesos que tengan posibilidad de afectar el proyecto de manera negativa como también de manera positiva junto con el plan de acción para mitigar o reforzar su impacto sobre el proyecto según nuestra conveniencia.

Precio del terreno

Esta variable estará muy influenciada por los resultados del estudio del terreno sobre las características de la arena y su viabilidad como insumo en el proceso de fracking. Según nuestro contacto (Martín Lopez Saubidet) las negociaciones al momento de comprar terrenos de estas características donde existe la posibilidad de explotar un recurso natural, el conocimiento que tengan ambas partes (en especial el vendedor del terreno) tiene una muy fuerte influencia en el precio final por lo que no hay una forma concreta de cubrirse frente a esta variable.

Además es sólo una variable relevante durante las inversiones iniciales (año 0) por lo que también se verá influenciada por variables más macro al momento particular de hacer la adquisición (el mercado inmobiliario de Entre Ríos, la situación económica del país, etc) que tampoco son fáciles de predecir. La única forma de reducir la incertidumbre sería establecer una buena relación con el propietario junto con un buen gerenciamiento y poder de negociación durante todo el proceso de compra para que se tenga una idea más específica, desde el comienzo del proyecto, del monto a desembolsar por el terreno.

Gastos de Mantenimiento

Esta variable hoy genera incertidumbre básicamente porque la estimamos en base a las aproximaciones de nuestro contacto con respecto a sus gastos de mantenimiento. Creemos que una vez que la planta entre en ritmo de producción, la incertidumbre con respecto a esta variable se verá reducida drásticamente al tener un registro más preciso de los gastos en relación al nivel de producción de la planta y también se contará con más experiencia operando la maquinaria en sí.

Tipo de Cambio

Para garantizar un precio del dólar americano cercano a nuestras proyecciones evitando impacto negativos sobre el proyecto, la mejor opción es recurrir al mercado de futuros transables para esta divisa. Con este tipo de instrumentos financieros, no se percibirá ningún ingreso en caso de que el tipo de cambio menor al valor del futuro transado para una fecha en específica pero se evitan pérdidas económicas en el cuadro de resultados en el caso de que el valor de mercado sea mayor al precio al que se adquirió el futuro. Obviamente que el costo de adquirir los futuros tiene un precio que deberá considerarse al momento elegir mitigar el riesgo por un aumento en el TC.

Inflación

Lamentablemente en nuestro país la inflación es una variable macroeconómica que ha sido un problema desde hace mucho tiempo. Al depender de variables económicas y políticas del gobierno de turno es muy difícil asegurar con certeza la bondad de ajuste de nuestra proyecciones y cubrirse del riesgo que presenta inflación sobre los costos de producción de nuestro proyecto.

Para minimizar el riesgo es crítico tener un buen gerenciamiento de la caja mínima proyectada para el proyecto, intentando que sea la menor posible como también reducir cualquier otro tipo de capital inmovilizado por períodos prolongados. También cabe la posibilidad de invertir en algún tipo de activo financiero seguro que cubra por lo menos las proyecciones de la inflación de cada año aunque, en el corto plazo, esto no aparece como una opción viable dado el momento económico que atraviesa el país.

Otra opción es intentar reducir nuestro consumo de Big Bags. Los Big Bags son un material costoso que entregamos diariamente a los clientes que luego los descartan. Dado que para nosotros representa un costo en moneda local hay un riesgo por exposición a la inflación en este componente de nuestros costos por lo que sería más eficiente reducir nuestro consumo de este insumo para mitigar nuestro proyecto a la exposición de nuestro país.

Consideramos que se podría llegar a algún tipo de acuerdo con nuestros clientes para que almacenen los Bigs Bags vacíos y que, con cierta frecuencia, nos devuelvan esos Bigs Bags en los mismos camiones que vienen a buscar la arena. Esta actitud por parte del cliente se podría estimular con alguna reducción en el precio de venta de la arena por ejemplo.

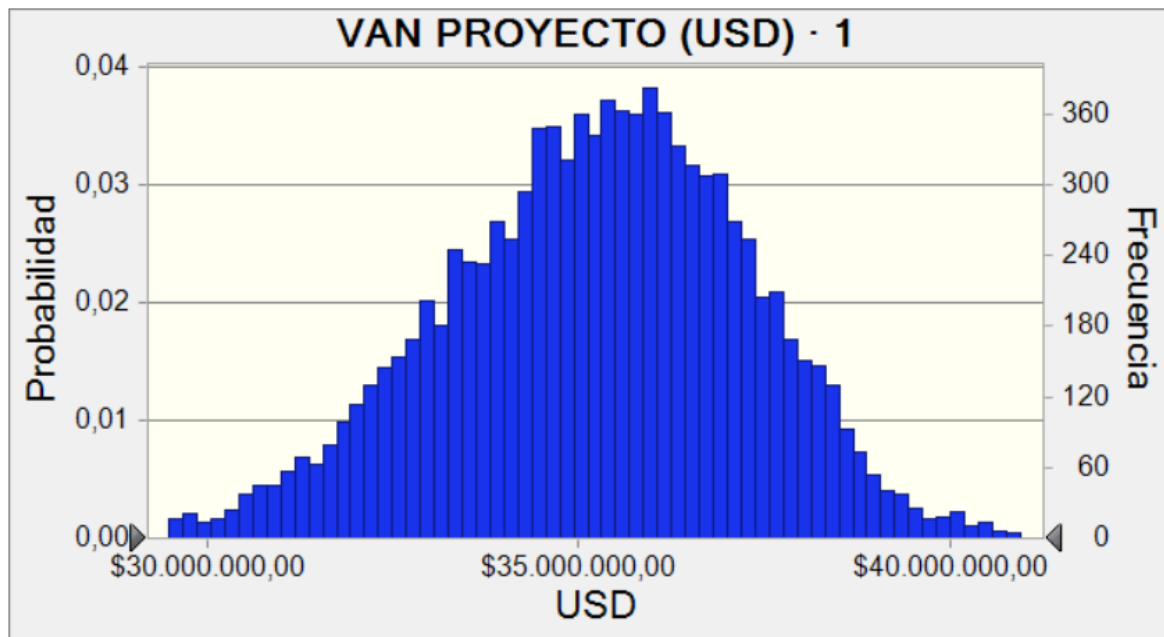
Precio y Cantidad de Arena Vendida

Estas son sin dudas las variables más relevantes para nuestro proyecto por lo que reducir la incertidumbre para la mismas será fundamental para mejorar la viabilidad del proyecto. Ambas variables pueden ver su incertidumbre reducida en caso de desarrollar una sólida relación de negocios con nuestros clientes (especialmente con Tecpetrol e YPF).

Una buena estrategia comercial con los mismos nos permitirá establecer contratos por mayor cantidad de tiempo (actualmente los contratos con las operadoras se suelen realizar a un año) y así reducir la variabilidad de estas variables convirtiéndonos en un proveedor estratégico de los clientes (sobre todo para la cantidad, intentando cerrar contratos por cantidades que no perjudiquen la rentabilidad del emprendimiento).

Una opción que consideramos era asumir que nuestros clientes accederán a firmar contratos a largo plazo garantizando que comprarán un volumen mínimo ubicado en un punto intermedio entre los dos escenarios que planteamos (el optimista y el moderado, para el análisis en el simulador se consideró un valor promedio entre el Q optimista y el Q moderado para cada año) con una reducción en el precio de venta del 5%.

Al considerar lo descrito anteriormente, se volvió a correr el simulador y los resultados en la distribución del VAN fueron los siguientes:



Se puede ver que, en comparación con la distribución del VAN original, ya no vemos dos campanas de distribución correspondiente a los dos escenarios (el optimista o el moderado) sino una única campana cuya media se encuentra entre las dos originales. Se estaría aceptando un menor VAN y, por ende, un proyecto con menor rentabilidad pero con menor incertidumbre con respecto al desarrollo de Vaca Muerta y, por consiguiente, con respecto a las cantidades demandadas de arena por las operadoras.

Es razonable pensar que YPF o Tecpetrol estarían dispuestos a incurrir en acuerdos como este. En primer lugar, este tipo de contratos es, a su vez, una forma de mitigación de riesgos por parte de las proveedoras. En segundo lugar, según nuestras conversaciones con Martín López Saubidet y Guillermo Coco de Arenas Patagónicas, las operadoras grandes, como son YPF y Tecpetrol, buscan desarrollar a sus proveedores a través de acuerdos como este, así fortalecen a sus posibles proveedores aumentando la competencia entre ellos.

Opciones reales (identificación y valorización)

Determinación de las características de la arena a partir del estudio de suelo:

Uno de los principales riesgos asociados al proyecto propuesto es el resultado que puede obtenerse de los estudios de suelo a realizar. Como fue expuesto anteriormente, son necesarios 1,4 estudios por hectárea como prueba reveladora de que la arena cumpla o no con los requisitos para ser utilizada para fracking.

Por este motivo, se consideró que la opción real más clara que puede pensarse para este proyecto sería la posibilidad de hacer o no el estudio de suelo que de la certidumbre que la arena cumple con los requisitos y normas API para fracking. Esta opción real es del tipo “WAIT”, en el cual ya que se reduce la incertidumbre a partir del resultado del test de suelo.

Dicho esto, se dan 8 posibles escenarios. Cuatro para la realización del estudio de suelo y cuatro para la no realización. Estos surgen de haber propuesto la oportunidad de instalar una planta de arena para construcción para el caso de que la arena no cumpla con las especificaciones necesarias o de vender el terreno inmediatamente luego de que los resultados sean conocidos.

Rápidamente se pueden descartar varios escenarios ya que de antemano se saben que no son convenientes. Estos son la realización del proyecto de arena para construcción para todos los casos (realización de estudio y que de bien o mal y de la no realización del estudio y que de bien) menos para el escenario de que no se realice el estudio y el estudio de mal. Esto se debe a que es importantemente menor el rendimiento del proyecto de arena para construcción que el de para Fracking, debido principalmente a los precios a los que se puede vender la arena. Esto se puede ver en el siguiente cuadro:

VAN PROYECTO (USD)	-\$14.947.917,25
TIR PROYECTO	-6%
Período simple de repago	6,65

Con un VAN negativo y un 50% mayor que la inversión inicial que es necesario realizar, se descarta este escenario de manera preliminar.

Las consideraciones tomadas en este caso fueron las siguientes:

- Solo será necesaria la maquinaria correspondiente a la Zaranda húmeda, el hidrociclón y el escurridor vibrante quedando la inversión remanente a estas. El mantenimiento y amortizaciones solo corresponderá a ésta. En cuanto al sistema de almacenamiento de GLP, será eliminado debido a que no se utilizará más el horno rotativo.
- Los cimientos, galpones, caminos y otras infraestructuras de la planta no sufren modificaciones significativas.
- Se supone que la cantidad vendida de la arena de construcción será la del total de las reservas de la cantera dividida en 10 años correspondiente a la vida del proyecto.
- En cuanto al precio, será tomará el precio de mercado del producto de la arena de construcción del puerto de Barranqueras. Este es de \$157,02 en la actualidad el cual será ajustado por inflación.
- Se utilizará el mismo embalaje que en el proyecto original. También se usará los mismos medios de transportes tanto internos como externos.
- El personal y estructura jerárquica será el mismo al original. No variando los gastos en este sentido.
- No habrá ampliaciones de la planta debido al cambio de flujo de arena a través de la misma.

Todo el resto permanece constante.

Por otro lado, se analizará a continuación el escenario 4 en el que el estudio no se realice, se instale la planta y a cuando se comience la operación salga a la luz que no es viable producir arena para Fracking. En este caso estará la posibilidad de tanto procesar la arena para la obtención de arena para construcción como la de vender toda la maquinaria a su costo inicial perdiendo todos las inversiones de infraestructura.

El caso del proyecto de arena para construcción arroja los siguientes resultados:

VAN PROYECTO (USD)	-\$9.604.662,93
TIR PROYECTO	1%
Período simple de repago	5,93

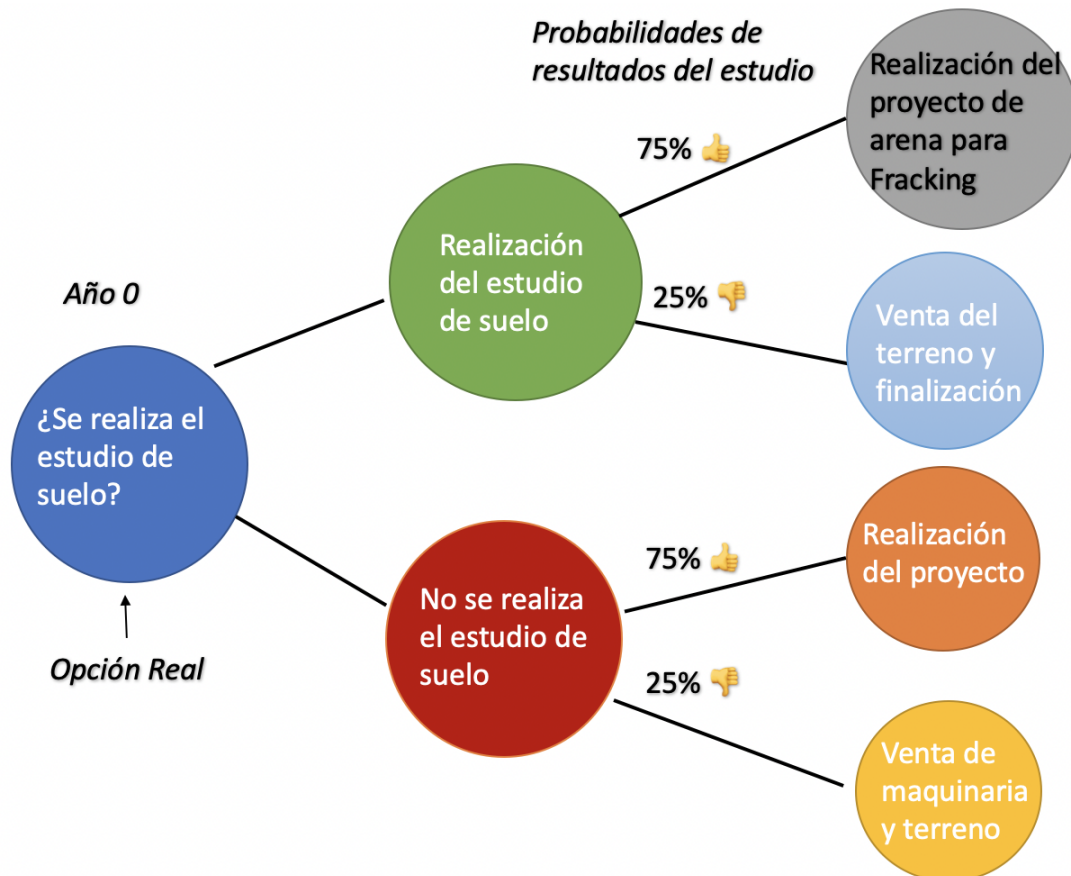
Si bien mejora considerablemente que no esté presente el importante costo del estudio y tampoco las amortizaciones correspondientes a este sigue siendo una importantísima pérdida.

Por eso, a continuación se analiza el escenario de vender toda la maquinaria en el año 1 (teniendo en cuenta el costo de oportunidad en este) bajo la premisa de que la operación se realice a un 75% del valor de compra. Además se tiene en cuenta la pérdida de toda la infraestructura que fue necesaria para tanto montar las máquinas y depósitos como también toda la instalación eléctrica. El resultado obtenido es el siguiente:

Factor de descuento	0,87	0,75
Año	0	1
FF (USD)	\$ (8.292.433)	\$ 3.459.060
VAN PROYECTO (USD)	\$ (4.616.049)	

Se puede observar que es significativamente más conveniente deshacerse de toda la maquinaria y no continuar el proyecto que procesar la arena para construcción. Por lo que este escenario también será descartado.

A continuación se puede ver en el siguiente árbol de decisión de los cuatro escenarios resultantes:



Se han dispuesto una probabilidad de que la arena sea viable para la producción de arena para Fracking es del 75% y del 25% que de no viable, según la información que fue obtenida en el estudio preliminar. Esta probabilidad se considera intrínseca a las reservas existentes de arena, que no dependen del estudio.

Para poder comparar esto escenarios y obtener una distribución de resultados se corrieron 10000 corridas de los dos proyectos que tienen una variabilidad significativa, siendo estos el escenario 1 y el escenario 3. Como resultado se puede ver el siguiente cuadro comparativo de las distribuciones del VAN de cada una:

Estadísticos según escenario - VAN		
Estadísticas/Escenarios	Nº1 - Proyecto con Estudio	Nº 3 - Proyecto sin Estudio
Pruebas	10.000	10.000
Caso base	10.976.446	16.573.735
Media	47.213.227	52.737.962
Mediana	53.970.997	59.393.344
Desviación estándar	12.337.345	12.266.311
Mínimo	22.341.531	27.198.648
Máximo	63.031.212	67.850.505
Diferencia de medias	\$ 5.524.735	

Se puede observar que existe una diferencia de medias de aproximadamente USD 5,5 millones a favor del proyecto sin estudio. Dado que la única variación en el modelo económico-financiero fue quitar la inversión del estudio (USD 1.190 millones) y sus correspondientes amortizaciones, se analizó con profundidad el spread entre el costo del estudio y la diferencia anteriormente expuesta.

Se llegó a la conclusión que no solo desaparece la inversión inicial y sus amortizaciones, si no que también hay una significativa disminución en el costo del dinero WACC año a año (debido a la menor toma de deuda al inicio del proyecto). Por lo que al descontarse a una tasa menor se da origen a un “efecto dominó” sobre el factor de descuento, incrementando de manera significativa al VAN del proyecto sin estudio en comparación con el proyecto con estudio de suelo.

En cuanto a la valorización de la opción real teniendo en cuenta que los objetivos del análisis de riesgo es de mitigar la probabilidad de mayores pérdidas, el cálculo que se realizará es la resta del escenario 2 vs el escenario 4. Es decir, el valor de la opción es cuanto se acota la pérdida realizando el estudio versus no hacerlo en el caso de que la arena no cumpla con las especificaciones. Vale aclarar que no se hicieron simulaciones de estos dos escenarios, ya que como fue dicho anteriormente son proyectos que finalizan en el Año 1 siendo insignificante darle una distribución a estos.

Este resultado puede verse en el siguiente cuadro:

Escenario - N°	Valor esperado VAN (USD)
Venta c/est - 2	-\$ 1.282.038
Venta s/est - 4	-\$ 4.616.049
<i>Valor de la Opción Real (USD)</i>	\$ 3.334.010

Vemos que el VAN aumenta en aproximadamente U\$S 3.300.000. Esto refleja que la opción real en estudio es resultado de una correcta gestión de riesgos, mitigando el riesgo de instalar la planta y su consecuente venta futura de esta ante el escenario de un resultado no favorable del estudio. La opción real de flexibilidad del tipo WAIT resulta muy positiva para el proyecto y debería ser tomada en cuenta por su gran efecto positivo ante eventuales pérdidas.

Cabe destacar también que la no realización del estudio favorece considerablemente la media del VAN del proyecto para el caso de que la arena esté dentro de los parámetros deseados. Además la desviación estándar y varianza de los resultados sufren un leve aumento al agregar la opción real al modelo. Esto representa una campana campana más ancha y por ende mayor variabilidad e incertidumbre asociada. Sin embargo, como fue dicho anteriormente y se realizaron todos los análisis correspondientes a este escenario, el objetivo principal es mitigar toda posible pérdida asociada a la capacidad intrínseca de la arena a que no cumpla con los requerimientos y que la pérdida sea elevada debido a la mayor inversión inicial que no tendrá repago. Por este motivo, resulta cuantitativamente y cualitativamente necesario realizar ejercer la opción real al comienzo del proyecto.

ANEXOS

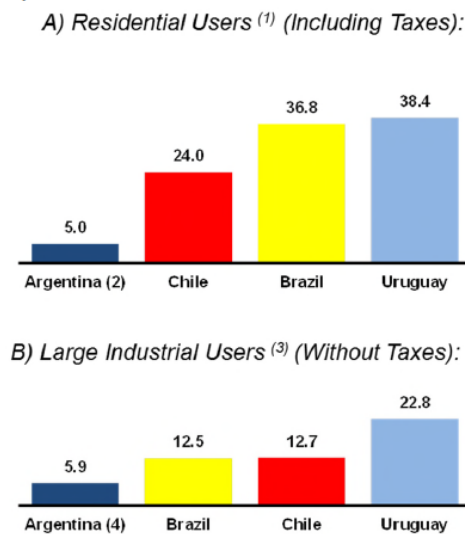
Anexo 1

Diferencia entre ambos escenarios de consumo final según el MINEM

En términos de los escenarios de consumo final de energía, se presenta un escenario Tendencial donde el consumo final se modela teniendo en cuenta el comportamiento de los últimos años en diversas estimaciones de tipo *top down*, y un escenario Eficiente, que incorpora el potencial impacto de nuevas políticas en materia de ahorro y/o eficiencia energética o la profundización de las existentes junto a otras medidas que afecten a la demanda de energía.

Anexo 2 (Desfase de precios locales del gas comparado a otros países de la región. Fuente: Unconventional Gas Paper)

Figure 3.3.23 Southern Cone: Comparison of Representative End-User Prices for Natural Gas, in June 2015 (USD/MMBtu)



References: (1) Annual consumption: Standard consumer in each country. Exchange rate: 1 USD = 9.04 Arg \$.

(2) Average price for residential users in Buenos Aires city. Annual consumption: 1,115 m³.

(3) Average price without taxes for representative industrial consumers in each country.

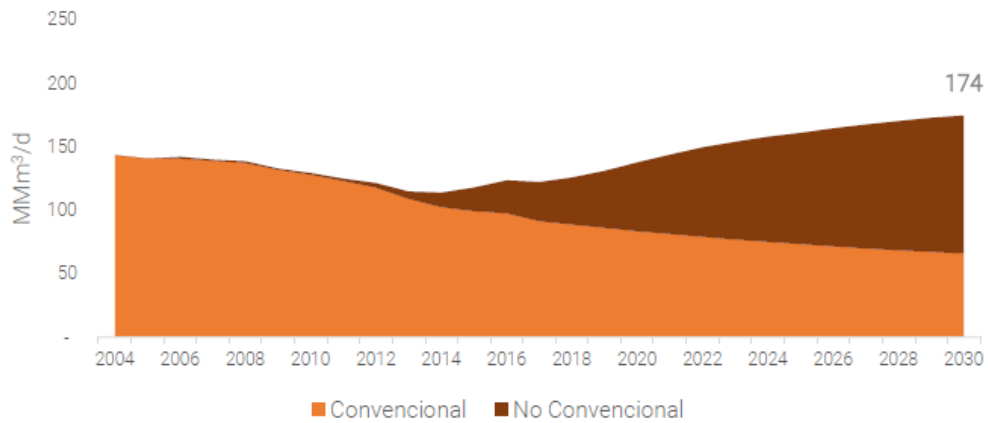
(4) Tariffs including gas transmission fiduciary funds and all taxes, except VAT.

Annual consumption: 10.8 MMm³. Load Factor= 100%.

Source: Argentine Gas Distributors' Association (ADIGAS), based on MetroGAS survey: "International Natural Gas Tariff Comparison for Residential and Industrial Customers – June 2015".

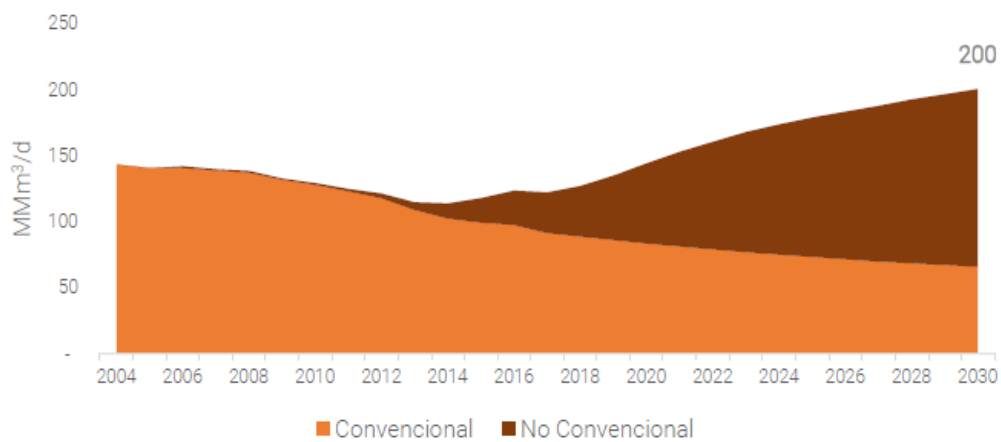
Anexo 3 (Producción de Gas 2016-2030 en escenarios de demanda tendencial y eficiente. Fuente Escenarios Energéticos 2016-2030)

Gráfico N° 14: Producción de gas natural Escenario Eficiente, 2004-2030



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Gráfico N° 13: Producción de gas natural Tendencial, 2004-2030



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Anexo 4: Comparación entre consumo final en ambos escenarios de demanda (tendencial vs. eficiente) y ahorro producido.

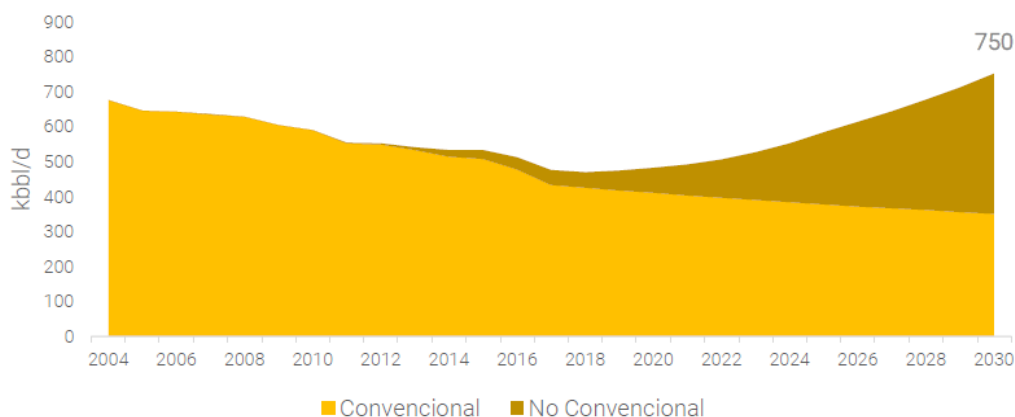
Tabla N° 4: Consumo y ahorro de energía

	Tendencial	Eficiente
Consumo final	Año 2030	Año 2030
Consumo total de energía (MMtep)	82 (2,5%a.a.)	74 (1,7%a.a.)
Energía eléctrica (TWh)	211 (3,4% a.a.)	176 (2,0% a.a.)
Gas natural ²² (miles MMm ³)	36,3 (2,1% a.a.)	31,9 (1,1% a.a.)
Gasoil (MMm ³)	17,5 (2,1% a.a.)	15,4 (1,2% a.a.)
Nafta (MMm ³)	14,1 (3,5% a.a.)	13,8 (3,4% a.a.)
Impacto de eficiencia y ahorro energético	Ahorro al año 2030 (Tendencial vs. Eficiente)	
Energía eléctrica		16,8%
Gas natural		12,3%
Gasoil y nafta		7,2%

Elaboración propia SSEyEP-MINEM

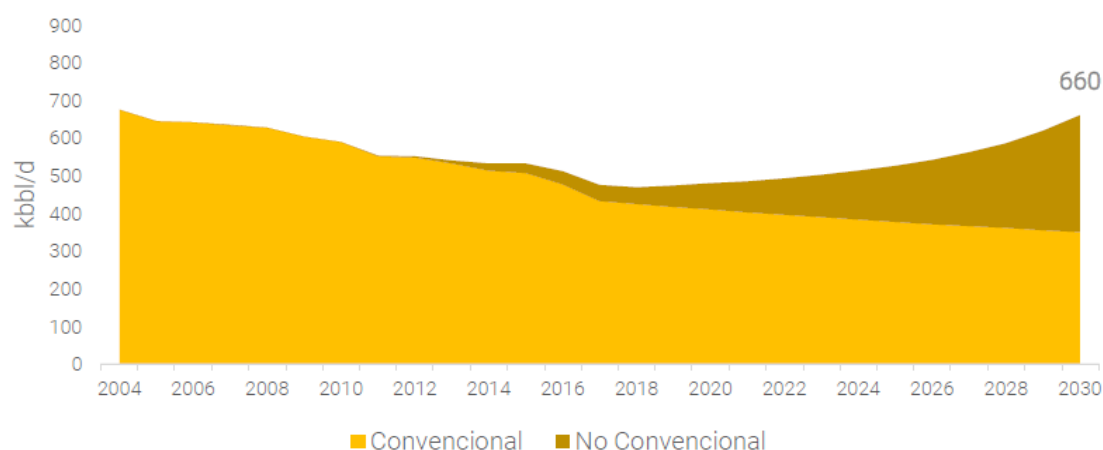
Anexo 5: Evolución de la producción de petróleo en escenario “Base” y en escenario “+ Inversión”.

Gráfico N° 16: Producción de petróleo crudo Escenario +Inversión, 2004-2030



Elaboración propia SSEyEP-MINEM

Gráfico N° 15: Producción de petróleo Escenario Base, 2004-2030



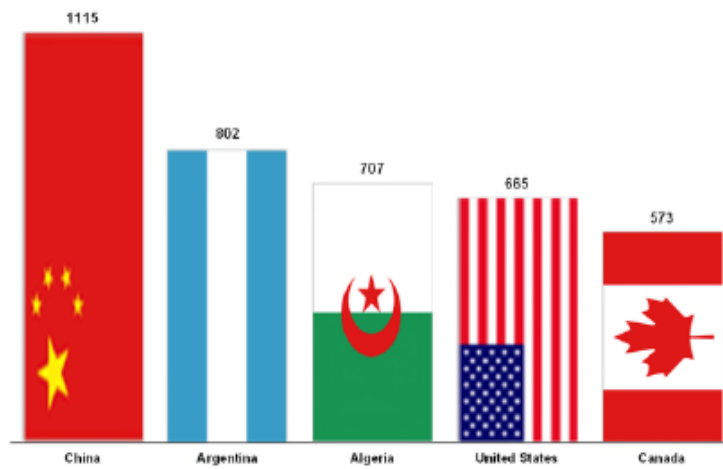
Elaboración propia SSEyEP-MINEM

El MINEM tomó la siguiente hipótesis para realizar estos escenarios en relación a la producción convencional de petróleo:

Para el petróleo convencional, al igual que para el gas convencional, se consideró la evolución histórica de la producción por cuenca y se asumió una continuidad de la tendencia hasta el año 2030 (-2,2% a.a.). Tanto para el escenario Base como para el +Inversión, se asume que se buscará la revitalización de los yacimientos maduros de recursos convencionales a través de inversiones en nuevas tecnologías de recuperación secundaria y terciaria²⁵. A partir de esta estrategia, se evitaría que la cuenca del Golfo San Jorge (la de mayor producción de crudo del país) decaiga su producción de recursos convencionales más de lo que declinó en la última década, por lo cual se ha asumido con producción convencional constante.

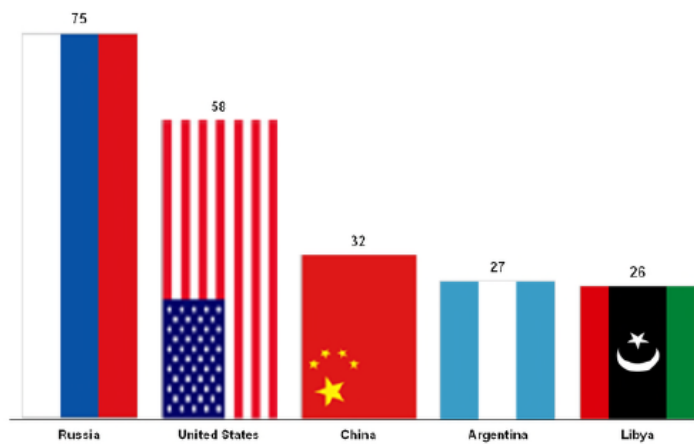
Anexo 6: estimación de recursos shale técnicamente recuperables por país (año 2013)

Figure 3.3.7 Argentina: Estimated Technically Recoverable Shale Gas Resources – 2013 (Tcf)



Source: U.S. Energy Information Administration (EIA) - DOE / Advanced Resources International (ARI), June 2013.

Figure 3.3.6 Argentina: Estimated Technically Recoverable Shale Oil Resources – 2013 (Billion Bbl)

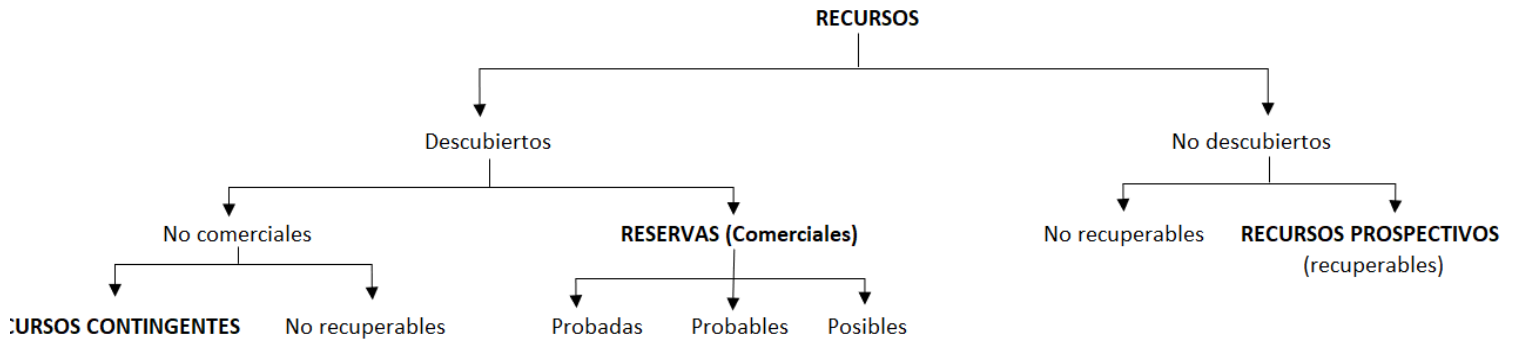


Source: U.S. Energy Information Administration (EIA) - DOE / Advanced Resources International (ARI), June 2013.

¹⁵ (EIA, 2013), (EIA, 2015)

Anexo 7: Reservas de hidrocarburos

Teniendo en cuenta las múltiples denominaciones con las cuales se hace referencia a los recursos de petróleo y gas, a continuación se muestra un gráfico donde se puede apreciar las distintas clasificaciones del recurso hidrocarburífero. Posteriormente se definirán los



conceptos más importantes.

- **RECURSO:** las cantidades de hidrocarburo tanto recuperable como no recuperable y descubierto como no descubierto.
- **RECURSO PROSPECTIVO:** La porción de los recursos no descubiertos técnicamente recuperables.

Vale aclarar que los recursos no descubiertos son aquellos que, a partir de estudios geológicos, se estima que están presentes pero cuya existencia todavía no ha sido verificado.

- **RECURSO CONTINGENTE:** son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos descubiertos contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación pero, para los que no existe, en ese momento, viabilidad económica o comercialidad de la explotación.
- **RESERVA:** Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados por la aplicación de proyectos de desarrollo en un tiempo definido, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación. Las reservas deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales, y remanentes (para una fecha determinada) sustentadas por el/los proyecto/s de desarrollo aplicados.

Las reservas se subdividen en probadas, probables y posibles según el grado de incertidumbre asociado a su extracción.

Anexo 8: cantidad demandada de arena para fracking en el mercado local (discriminado por producción local, importaciones y exportaciones).

Cuadro 3: Consumo Aparente total de Arenas Silíceas (Ton) aptas para Fracking. Años: 2010-2016

	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016
Producción	382.216	372.076	442.984	474.245	484.742	790.600	683.505
Impo	16.805	16.069	15.552	36.965	86.510	86.462	32.839
Expo	4.059	824	2.456	1.012	1.441	693	1.499
Cons. Ap.	394.962	387.321	456.080	510.198	569.812	876.370	714.845

Fuente: Secretaría de Minería, Penta-Transaction

Fuente: Informe de Coyuntura del Mercado Argentino de Arenas Silíceas de “CLAVES Información Competitiva”.

Anexo 9: Matriz Legal Ambiental

MATRIZ LEGAL AMBIENTAL		
1. LEGISLACION NACIONAL		
Norma	Nº	Título y Descripción
Constitución Nacional	Art. 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 aquellas alteren las jurisdicciones locales.
	Art. 43	Toda persona puede interponer acción de amparo contra todo acto u omisión de autoridades públicas o de particulares que en forma actual o inminente lesione, restrinja, altere o amenace con arbitrariedad o ilegalidad manifiesta, derechos y garantías promovidos por la Constitución Nacional. Agrega que esta acción podrá ser interpuesta en lo relativo a los derechos que protegen el ambiente, por el afectado, el defensor del pueblo y las asociaciones que propendan a esos fines.
	Art. 75	inc. 17: Reconoce la preexistencia étnica y cultural de los pueblos indígenas. inc. 19: Conducir el desarrollo humano a través de la justicia social. inc. 22: Los tratados y concordatos tienen jerarquía superior a las leyes (los allí mencionados).

Art. 121	Las provincias conservan todo el poder no delegado a la Nación. Es decir que la Nación posee una competencia de excepción, ya que ella debe resultar de una delegación expresa hecha a su favor por parte de las provincias.
Art. 124	Establece que corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales.

PACTOS, TRATADOS, CONVENIOS Y CONVENCIONES INTERNACIONALES

Pacto Federal Ambiental	Año 1993	La Nación y Provincias acuerdan: promover políticas ambientalmente adecuadas en todo el territorio nacional, estableciendo Acuerdos Marcos entre los Estados Federales, entre éstos y la Nación que agilicen y den mayor eficiencia a la preservación del ambiente teniendo como referencia los postulados del Programa 21 aprobado en la CNUMAD '92. Los Estados signatarios reconocen al Consejo Federal de Medio Ambiente como instrumento válido para la coordinación de la política ambiental en la República. Los Estados signatarios se comprometen a compatibilizar e instrumentar en sus jurisdicciones la legislación ambiental.
	26011	Aprueba el Convenio de Estocolmo sobre contaminantes orgánicos persistentes
	25438	Ratificación del Protocolo de Kyoto
	24295	Ratificación de la Convención Marco sobre Cambio Climático
	26106	Se aprueba la enmienda del Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono
	24375	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Conservación de la Biodiversidad Biológica, la República Argentina se compromete a adoptar las medidas necesarias conducentes a conservar la biodiversidad
	23918	Ratifica la Convención sobre Conservación de Especies Migratorias de Animales
	22344	La Convención sobre Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestre (CITES) tiene por objeto fomentar la cooperación internacional para lograr la protección de ciertas especies contra el tráfico excesivo, con el fin de asegurar su supervivencia.
	25841	Acuerdo Marco sobre Medio Ambiente: los países signatarios se comprometen a cumplir con los principios enunciados en la Declaración de Río de Janeiro sobre Medio Ambiente y Desarrollo de 1992. Complementan el acuerdo las siguientes normas aprobadas en el ámbito del Mercosur: Resolución Mercosur/GMC N°10/94, Resolución Mercosur/GMC N°7/98: incluyen el tema Emergencias Ambientales, Decisión Mercosur/GMC N°10/00.
	25568	Aprueba la Convención sobre Defensa del Patrimonio Arqueológico, Histórico y Artístico de las Naciones Americanas.
	24701	Aprueba la Convención de las Naciones Unidas de Lucha contra la Desertificación en los países afectados por sequía grave o desertificación.

CÓDIGOS

Código Penal	Art. 200	El Código Penal prevé en su artículo 200 que será reprimido con pena de prisión o reclusión de tres a diez años el que envenenare, adulterare de un modo peligroso para la salud, aguas potables o sustancias alimenticias o medicinales destinadas al uso público o al consumo de una comunidad de personas. La pena se eleva de diez a veinticinco años si del hecho resultase la muerte de alguna persona. Si el envenenamiento de las aguas fuera producido por imprudencia o negligencia la pena será de multa, siempre que no resultare la enfermedad o la muerte de alguna persona, en cuyo caso la pena será de prisión de seis meses a dos años.
Código Civil	Art. 1113 Art. 2499 Art. 2618	Los daños causados al medio natural y los perjuicios derivados de la contaminación sobre las personas y los bienes deben ser reparados. La contaminación realizada mediante la intervención de las cosas se encuentra comprendida en las presunciones de culpabilidad contempladas en el artículo 1113 del Código Civil. El artículo 2499 habilita a denunciar un hecho a todo aquel que tema de un edificio o de otra cosa pueda derivar un daño a sus bienes. El artículo 2618 establece que las emisiones inmateriales o incorpóreas las propagaciones nocivas provenientes de un inmueble y que se difundan en otro, pueden ser denunciados. Se incluyen las molestias que pudieran ocasionar el humo, calor,

LEYES DE PRESUPUESTOS MÍNIMOS		
Ley	25675 (2002)	Ley General del Ambiente. Establece los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sustentable. Define los principios de la política ambiental. Define Presupuesto Mínimo de acuerdo a lo establecido en el Art. 41 de la Constitución Nacional. Competencia Judicial. Enumera los instrumentos de política y gestión. Ordenamiento ambiental. Evaluación de Impacto Ambiental. Educación e información. Participación ciudadana. Seguro ambiental y Fondo de restauración. Sistema Federal Ambiental. Ratificación de acuerdos federales. Define el daño ambiental colectivo y establece una acción para su recomposición. Crea un Fondo de Compensación Ambiental, y establece la obligación de que toda persona que realice "actividades riesgosas para el ambiente" contrate un seguro ambiental que garantice la recomposición de eventuales daños al ambiente. Esta ley es el marco referencial para el Informe Ambiental que nos ocupa.
Ley	25916	Establece los presupuestos mínimos de protección ambiental para la Gestión Integral de Residuos Domiciliarios de generadores individuales y especiales. Prohíbe la importación o introducción de residuos domiciliarios provenientes de otros países al territorio nacional.
Ley	25688	Régimen de Gestión Ambiental de las Aguas. Establece los presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional. Cuenca hídrica superficial. Comités de cuencas hídricas.
Ley	25670	Ley de Presupuestos Mínimos para la Gestión y Eliminación de PCBs. Esta norma rige con el objeto mediato de eliminar la existencia de Bifenilos Policlorados en todo el país para el año 2010.
Ley	25612	Establece los presupuestos mínimos de protección ambiental para la Gestión Integral de Residuos de Origen Industrial y de Actividades de Servicio. Aplica en todo el país. A la fecha no ha sido reglamentada y son muy escasas las disposiciones de esta norma que son operativas. Derogó la Ley N° 24051 y toda otra norma o disposición que se oponga a sus términos, dicha ley mantiene su vigencia, ya que por Decreto N° 1343/02 fueron observados los artículos 51, 51,53 y 54 – régimen de responsabilidad penal – y el primer párrafo del artículo 60, el cual derogaba de manera expresa la ley N° 24051.
Ley	25831	Régimen de libre acceso a la información pública ambiental
Decreto	1638/12	Establece que para dar cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 22 de la Ley 25.675, se podrán contratar dos tipos de seguros: Seguro de Caución o Seguro de Responsabilidad. Deroga la Res SAYS 1973/07 y Res SFME 98/07 Se crea la Comisión Técnica de Evaluación de Riesgos Ambientales que dependerá de Jefatura de Gabinete y revisará periódicamente el listado de actividades riesgosas y la categorización de industrias y actividades de servicio según sus Niveles de Complejidad Ambiental y el Monto Mínimo Asegurable de Entidad Suficiente.
Resolución SAYS	177/2007	Determinan las actividades alcanzadas por la obligación de contratar el seguro ambiental, con criterios que priorizan las actividades con mayor potencial contaminante y el principio de progresividad que surge de la propia LGA. Estas resoluciones establecieron también el Monto Mínimo Asegurable de Entidad Suficiente ('MMES') que alcanza a todas las actividades industriales y de servicios con complejidad igual o superior al Nivel de Complejidad Ambiental DOCE ('NCA=12'), conforme los parámetros establecidos por la Resolución SAYS N° 1639/2007
Resolución SAYS	303/2007	
Resolución SAYS	1639/2007	
Resolución SAYS	1398/2008	
Resolución SAYS	178/2007	Créase la Comisión Asesora en Garantías Financieras Ambientales (CAGFA), con el fin de asesorar a la Autoridad de Aplicación de la Ley General del Ambiente N° 25.675. Integración y Funciones

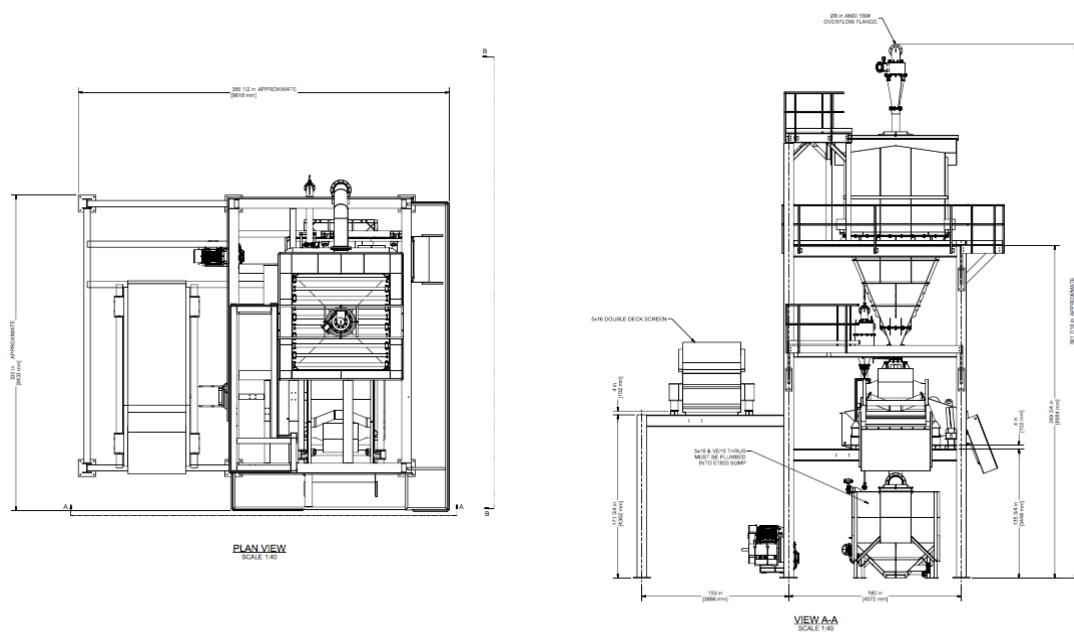
Resolución SAyDS	1973/ 2007	Fija las pautas básicas de las pólizas
Resolución SAyDS	481/ 2011	Formula una revisión y actualización del Anexo I de la Resolución N° 1639/2007, que modificó su equivalente N° 177/2007, actualizando las denominadas 'Categorías de Complejidad' y las actividades alcanzadas por la obligación del artículo 22 de la LGA. La Resolución N° 481/2011 reconoce expresamente que ante la existencia de varios rubros o actividades con un NCA de entre 12 y 14,5 puntos con menor impacto contaminante, se establece como nuevo criterio de inclusión para la obligación de contratar el seguro ambiental la obtención de un puntaje de NCA igual o superior a 14,5 puntos. En consecuencia, sustituye la Determinación de Categorías de Riesgo Ambiental (punto A.2. del Anexo II de la Resolución N° 177/2007 y modificatorias) conforme la siguiente clasificación: Primera Categoría: hasta 14,0 puntos inclusive; Segunda Categoría: 14,5 a 25 puntos inclusive; Tercera Categoría: mayor de 25 puntos. Lo establecido, no obsta que la SAyDS solicite el cumplimiento de la obligación contenida en el artículo 22 de la LGA a aquellos establecimientos que habiendo obtenido un puntaje inferior a 14,5 puntos, son incluidos en razón de consideraciones "sitio específicas". Asimismo, la Resolución sustituye el artículo 3 del Anexo I de la Resolución N° 1398/2008 conforme los nuevos parámetros y define el NCAI como el NCA (inicial) en la fórmula de Monto Básico, calculado con la ecuación polinómica del apartado A.1.1. del Anexo II de la Resolución N° 177/2007 y sus modificatorias. Finalmente, el Anexo Suplementario a la Resolución 481/2011 agrupa las actividades del ítem 28 "Otras Actividades (No Codificadas según CIIU - Código Industrial Internacional Unificado-)" del Anexo I de la Resolución N° 177/2007 y modificatorias, cuyos Rubros Específicos (Ru), describen en detalle y agrupan, las siguientes actividades: a) Depósitos de gases, hidrocarburos y derivados, y productos químicos; b) Construcción de grandes obras de infraestructura.-
MEDIO NATURAL. RECURSO AIRE		
Ley	20284	Estructura y ejecuta un programa de carácter nacional que involucre todos los aspectos relacionados con las causas, efectos, alcances y métodos de prevención y control de la contaminación atmosférica.
Resolución ST	608 Año 1993	Fija límites para la emisión de partículas contaminantes provenientes de los vehículos afectados al transporte de pasajeros y cargas, para automotores que circulen en Jurisdicción Nacional.
MEDIO NATURAL. RECURSOS HÍDRICOS		
Decreto	776/ 92	Modifica y deroga los artículos del Decreto N°674/98. Asigna a la ex Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente Humano el ejercicio de policía en lo que respecta al control de la contaminación de la calidad de aguas naturales, superficiales y subterráneas y de los vertidos en su jurisdicción.
MEDIO NATURAL. FLORA Y FAUNA		
Ley	26447	Sustituye el Art. 35 de la Ley N°22421 respecto de la protección y manejo de fauna silvestre en áreas o monumentos protegidos de administración nacional
Ley	22421	Decreto N°666/97: Conservación de fauna. Designa como autoridad de aplicación a la Secretaría de Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable. Deroga la Ley N°13908 y el Decreto N°691/81
Ley	20961	Prohíbe la caza del nandú y regula la caza del guanaco en las provincias del Chubut, Santa Cruz, Neuquén y Río Negro.
Resolución SRNy DS	513/07	Deroga Resolución N°1089/98 y modifica Resolución ex SAGyP N°144/83. Prohíbe la caza, captura, tránsito interprovincial, comercio en jurisdicción federal y la exportación de ejemplares vivos, productos y subproductos de fauna silvestre que se mencionan en los Anexos I y II
Resolución	1030/04	Determina los índices de clasificación de las especies de anfibios, reptiles y mamíferos autóctonos de acuerdo a lo establecido en el artículo 4° del Decreto N°666/97. Deja sin efecto el ordenamiento de las especies de la Res.N°144/83

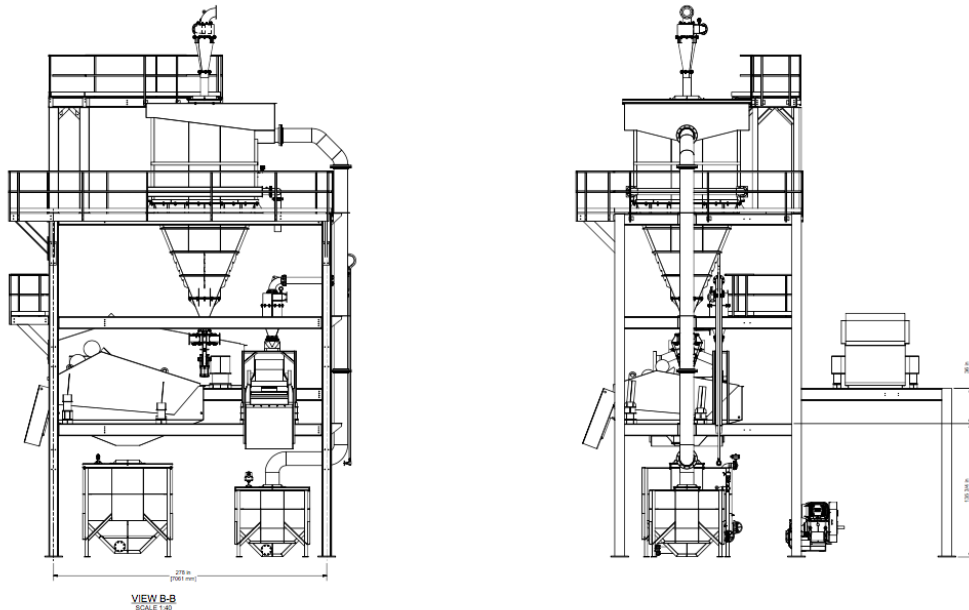
Resolución ex SAGyP	144/83	Regula el comercio, fiscalización y tránsito de productos y subproductos de especies de la fauna silvestre. Regula los requisitos para la crianza y exhibición de animales de la fauna silvestre y su caza.
MEDIO NATURAL. RECURSO SUELO		
Ley	22428	Decreto Reglamentario N°681/81: establece el régimen legal aplicable a la conservación y recuperación de los suelos.
Resolución	250/03	Aprueba el programa de Acción Nacional de Lucha contra la Desertificación y Mitigación de los efectos de la sequía.
Decreto	831/93	Reglamentario de la Ley N°24051. Establece en el Anexo II, tabla 9, los niveles guía de calidad de suelos.
MEDIO ANTROPICO. PATRIMONIO ARQUEOLOGICO / PALEONTOLOGICO		
Ley	25743	Decreto N° 1022/04: deroga la Ley N° 9080. Establece el régimen legal aplicable en materia de protección del patrimonio arqueológico y paleontológico de la Nación.
Decreto	1022	Reglamenta la Ley 25743
Ley	25197	Decreto N° 1613/99: establece la centralización del ordenamiento de datos de los bienes culturales de la Nación en el Registro Nacional de Bienes Culturales. Designa como autoridad de aplicación a la Secretaría de Cultura de la Nación
Ley	24252	Modifica la Ley N° 12665. Otorga a la Comisión Nacional de Museos y de Monumentos y Lugares Históricos la atribución de designar a los expertos para realizar la evaluación de los valores históricos, artísticos, arquitectónicos o arqueológicos del monumento o lugar indicado.
Ley	12665	Decreto Reglamentario N°84005/41: establece el régimen legal aplicable a la protección de los bienes históricos y artísticos, lugares, monumentos, inmuebles propiedad de la nación, de las provincias, de las municipalidades o instituciones públicas.
GESTIÓN DE LOS RESIDUOS		
Ley	23922/91	Apruébase el Convenio de Basilea sobre el Control de los Movimientos Transfronterizos de los Desechos Peligrosos y su Eliminación, suscrito en la ciudad de Basilea (Confederación Suiza).
Resolución MTySS	577/91	Apruébanse las normas para el uso, manipuleo y disposición del amianto y sus desechos
Ley	24051/92	Establece los sujetos que por sus actividades serán considerados generadores, transportistas, realicen la disposición final y tratamiento de residuos peligrosos. Asimismo establece las pautas para considerar un residuo como peligroso. Estas normas son de jurisdicción federal. Asimismo se invita a las provincias a que adhieran a la misma
Decreto	853/07	Reglamenta la Ley N°25670 de Presupuestos mínimos de protección Ambiental para la Gestión de los PCBs. Designa a la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable como autoridad de aplicación.
Decreto	831/93	Reglamenta la Ley N° 24051
Resolución SRNyAH	413/93	Se habilita el Registro Nacional de Generadores y Operadores de residuos peligrosos.
Resolución SRNyAH	250/94	Clasificación de las distintas categorías cuánticas de generadores de residuos peligrosos líquidos, gaseosos, y mixtos.
Resolución SRNyAH	224/94	Establécense los parámetros, y normas técnicas tendientes a definir los residuos peligrosos de alta y baja peligrosidad.
Resolución SRNyAH	708/96	Normas de medición de concentración de gases y material particulado emitido por chimenea
Resolución SRNyAH	1367/99	Formularios de uso obligatorio para las solicitudes de inscripción/renovación en el Registro Nacional de Generadores y Operadores de Residuos Peligrosos
Resolución SRNyAH	1221/00	Definición de los conceptos de "actividad" y "actividad que genera residuos peligrosos".
Resolución SAyPA	737/01	Norma a la que se deberán ajustar los generadores, operadores y transportistas de residuos peligrosos que solicitan su inscripción registral

Resolución SArDS	926/05	Establece el nuevo cálculo de la Tasa Ambiental Anual, el cual se aplicará a partir de la correspondiente a 2005. Modifica a la Ley 24051, Resolución SArPA 599/01 y disposiciones DNGA 01/01 y 01/04.
Resolución SArDS	245/06	El operador deberá entregar a la Unidad de Residuos Peligrosos la 5ª copia del manifiesto debidamente conformado por el Generador, transportista y Operador, donde conste la cantidad de residuos tratados
TRÁNSITO Y SEGURIDAD VIAL		
Ley	26363	Decreto 728/08 y Decreto Reglamentario N° 1716/08: crea la Agencia Nacional de Seguridad Vial. Establece modificaciones a la Ley N° 24449
Ley	25456	Modifica el artículo 47 de la Ley N° 24449 respecto de la circulación de vehículos y el encendido de luces
Ley	24449	Reglamenta el tránsito y transporte por todas las rutas del país y la seguridad vial. Decreto Reglamentario N°646/95 y Decreto N°779/95: régimen legal aplicable al uso de la vía pública, circulación de personas, animales y vehículos terrestres en la vía pública, ya las actividades vinculadas con el transporte, los vehículos, las personas, las concesiones viales, la estructura vial y el medio ambiente. Quedan excluidos los ferrocarriles. Decreto N°79/98. Modificase las dimensiones máximas y los pesos mínimos transmitidos a la calzada, para las unidades afectadas al transporte de pasajeros y carga, el procedimiento para el otorgamiento de permisos en los casos de exceso de carga y las normas para la circulación de maquinaria agrícola establecidas en los Decretos Nros. 779/96 y 714/96, reglamentarios de la Ley N° 24.449
MANEJO DE LAS SUSTANCIAS PELIGROSAS		
Resolución ST	157/93	Adóptanse medidas relacionadas con el programa de Evaluación Psicofísica y Expedición de la Licencia Nacional Habilitante de las personas que realicen tareas de conducción de vehículos afectados al transporte de materiales peligrosos por carretera. Modifica Res. ST 60/93
Resolución SOPyT	195/97	Incorpóranse normas técnicas al Reglamento General para el Transporte de Mercancías Peligrosas por Carretera aprobado por Decreto N° 779/95.
Decreto	1161/00	Modificase el Decreto N° 1095/96, con el fin de actualizar las listas de precursores y productos químicos que pueden ser usados en la fabricación ilícita de estupefacientes y sustancia psicotrópicas. Facúltase a la Secretaría de Programación para la Prevención de la Drogadicción y la Lucha contra el Narcotráfico para elaborar los planes y programas para controlar la utilización de las mencionadas sustancias en la producción de estupefacientes
Resolución ST	905/06	Se aprueban las normas técnicas referidas a los tanques cisternas, contenedores cisternas e iso- contenedor de más de tres metros cúbicos de capacidad para el transporte por la vía pública de mercancías y residuos peligrosos. Se crea el Registro Nacional de Operadores de Inspección de Cisternas.
HIGIENE Y SEGURIDAD EN EL AMBIENTE LABORAL		
Ley	19587/72	Ley Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo. Establece las condiciones generales básicas de la seguridad e higiene que se deben cumplir en todos los establecimientos del país. Establece normas técnicas y medidas sanitarias, precautorias y de tutela para proteger la integridad psicofísica de los trabajadores, prevenir, reducir o eliminar riesgos en los puestos de trabajo y desarrollar una actitud positiva respecto de la prevención de accidentes.
Decreto	911/96	Aprobación del Reglamento de Higiene y Seguridad para la Industria de la construcción. Modificado por el decreto 1057/03.
Resolución MTEySS	295/03	Apruébanse especificaciones técnicas sobre ergonomía y levantamiento manual de cargas, y sobre radiaciones. Modificación del Decreto N° 351/79. Déjase sin efecto la Resolución N° 444/ 91- MTSS. Actualización de valores límites.
Resolución SRT	415/02	Dispónese el funcionamiento del registro de sustancias y agentes cancerígenos. Listado de dichas sustancias. Inscripción de los empleadores en el mencionado

		registro, por medio de las aseguradoras de riesgos del trabajo directa en el caso de los empleadores autoasegurados. Modificada por Resolución SRT N° 307/2003.
Resolución SRT	592/05	Apruébase el Reglamento para la Ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones Eléctricas Mayores a Un Kilovolt. Establécese la obligatoriedad para los empleadores que desarrollen trabajos con tensión de poner a disposición de las comisiones de higiene y seguridad los Planes de Capacitación para la habilitación de los trabajadores que lleven a cabo las tareas mencionadas.
Decreto	351/97	Reglamentario de la Ley N° 19587
Ley	24557/95	Objetivos y ámbito de aplicación. Prevención de Riesgos del Trabajo. Contingencia y situaciones cubiertas. Prestaciones dinerarias y en especie. Determinación y revisión de las incapacidades. Régimen financiero. Gestión de las prestaciones. Derechos, deberes y prohibiciones. Fondos de Garantía y reserva. Entes de regulación y Supervisión. Responsabilidad civil del empleador. Órgano tripartito de participación.
Decreto	685/96	Listado de enfermedades profesionales
Decreto	170/96	Reglamentario de la Ley 24557

Anexo 10: Diseño de una planta McLanahan de lavado y clasificado en húmedo, provista por Juan Pablo Muñoz de McLanahan Chile.





Anexo 11: Precios de transporte por camión y tren (Juan Martin Gibessi)

1. Precio capital federal - bahía blanca marzo 2015: \$10708
2. Precio capital federal - añelo marzo 2015: \$17804
3. Distancia en kilómetros entre capital federal y bahía blanca: 672km
4. Distancia en kilómetros entre capital federal y añelo: 1205km

$$\text{PPK (precio por kilometro)} = (1/3 + 2/4)/2 = 15,35 \text{ \$/km}$$

y siguientes datos de inflación:

$$\begin{aligned} & - \text{inflación marzo 2015 - diciembre 2015: } \frac{\text{IPC congreso 2015}}{12} \times 10 \\ & \frac{27,5}{12} \times 10 = 22,92\% \end{aligned}$$

- inflación enero 2016 - diciembre 2016: IPC congreso 2016
40,3%

- enero 2017 - mayo 2018: INDEC
39,6%

- TOTAL: 102,82%

se calcularon los siguientes precios

- PPK (precio por kilómetro) mayo 2018 = $15,35 \text{ \$/km} \times (1+102,82/100) = 31,13 \text{ \$/km}$
considerando que un camión transporta 20 big bags de 1,5tn
el PPkT (precio por tonelada y por kilometro) = 1,03766 \\$/tonxkm

- Precio Bs As-Bahia Blanca mayo 2018 = $\$10708 \times (1+102,82/100) = \$21717,97$
considerando que un camión tranporta 20 big bags de 1,5tn

el PPT (precio por tonelada) = 723,93 \$/ton

- Precio Bs As - Año mayo 2018: $\$17804 \times (1+102,82/100) = \$36110,07$

considerando que un camión transporta 20 big bags de 1,5tn

el PPT (precio por tonelada) = 1203,669 \$/ton

Información sobre precios de transporte en tren

- Precio Cañuelas - Plaza Hincul = 565,47 \$/ton
- Precio Bahía Blanca - Plaza Huincul = 307 \$/ton

Anexo 12: Archivo PDF: “Norma TTN 21.0 Tasación de Yacimientos y Canteras”

Anexo 13: WACC

- [1] [tasa libre de riesgo Rf](#) :
- [2] [Risk Premium Argentina](#)
- [3] [Beta levered/unlevered](#)
- [4] [Riesgo País](#)

Citas

- [1]:<http://econojournal.com.ar/2017/08/la-argentina-lidera-el-consumo-de-gas-en-america-latina-pero-cayo-su-produccion/>
- [2]:<https://www.cronista.com/economiapolitica/Por-fuerte-interes-en-2025-renovables-cubriran-mas-de-20-de-demanda-20180316-0050.html>
- [3]:<https://www.cronista.com/economiapolitica/Para-Aranguren-hay-dependencia-de-importacion-de-energia-por-inoperancia-de-Argentina-20170308-0099.html>
- [4]:<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28652>;
<http://www.shaleenargentina.com.ar/hidrocarburos-no-convencionales>;
<http://www.shaleenargentina.com.ar/el-fracking>
- [5]:<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/oilgas.pdf>
- [6]:<https://www.statista.com/statistics/262860/uk-brent-crude-oil-price-changes-since-1976/>
- [7]:[https://www.entrierios.gov.ar/minpro/userfiles/files/mineria/a\)%20LEY%20%20Nº%205_005.pdf](https://www.entrierios.gov.ar/minpro/userfiles/files/mineria/a)%20LEY%20%20Nº%205_005.pdf)
- [8]:<https://www.entrierios.gov.ar/minpro/index.php?codigo=20&codsubmenu=84&menu=menu&modulo=>
- [9]: https://www.clarin.com/politica/masiva-marcha-fracking-mendoza_0_By9_i6Vpz.html
- [10] [Arenas Patagónicas e YPF y sus vinculos politicos](#)
- [11] [Ley de promoción industrial Entre Ríos](#)
- [12] [Ley de promoción industrial Chubut](#)
- [13]:http://www.transformadormiron.com.ar/esp/productos/transformadores_de_distribucion.php
- [14] https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6886/AS_14817236511.pdf
- [15] http://www2.bdoargentina.com/impuestos/tarifaria_er_18.pdf
- [16] <http://www.infocampo.com.ar/inmobiliario-rural-el-gobierno-de-entre-rios-dispuso-nuevas-normas/>