



**Proyecto Final de
Ingeniería Industrial**

**Estudio de factibilidad de un
pozo de petróleo y gas**

Autores:

Hatrick, Ariadna

Otero Furlong, Agustín

Panico, Maria Eugenia

Docente Guía:

Ing. Piantanida, Horacio

Resumen Ejecutivo

En el presente estudio se analizó la factibilidad técnica, ambiental y económico-financiera de la perforación y explotación de un pozo de petróleo y gas en la provincia de Río Negro, en particular en la cuenca Neuquina, yacimiento Estación Fernández Oro.

En primera instancia se realizó un análisis del mercado de petróleo y gas, determinando así las condiciones de precio de venta referidas a la boca de pozo. Se determinaron también, los volúmenes más probables de producción en función a los valores de un pozo tipo del yacimiento mencionado.

Se estudió luego la localización del pozo y su impacto en el medio ambiente así como también la factibilidad ingenieril.

Por último se determinaron los costos y las inversiones necesarias para realizar el estudio económico-financiero y su correspondiente análisis de riesgos.

El proyecto resulta rentable con un VAN de USD 2.713.959 a una tasa de descuento de 11,90%, una TIR del 26% y un período de repago de 4 años.

Executive Summary

The present study researches the technical, environmental and financial feasibility of drilling and operating an Oil and Gas well in the Argentina's province of Rio Negro. The "Estación Fernández de Oro" reservoir, located in the Neuquina basin was selected as prospect site.

First, an analysis of the Oil and Gas market was performed to determine price at wellhead; next, the estimated production volume were assessed based on the typical production of a well in the Estación Fernández de Oro reservoir.

Second, well location and its environmental impact were identified, as well as drilling feasibility from an engineering standpoint.

Finally the costs and investments needed for the financial study and corresponding risk analysis were determined.

The project proves profitable with an NPV of USD 2.713.959 at a discount rate of 11,90%; an IRR of 26% and a payback period of 4 years.

Agradecimientos

En primer lugar agradecemos a nuestras familias por el incondicional apoyo brindado durante estos años de carrera, como así también a nuestros amigos y compañeros de estudio.

Queremos extender nuestros agradecimientos al Ing. Horacio Piantanida quien supo guiarnos durante la elaboración de este proyecto. Al Ing. Maximiliano Campo por responder todas nuestras preguntas y a los docentes de la Cátedra Evaluación de Proyectos de la Industria Petrolera, Ing. Nicolás Ziperovich e Ing. Bautista Vermaal por la ayuda proporcionada. Al Ing. Palomeque por su predisposición a atender nuestras consultas y al Ing. Carlos E. Meites por su amabilidad y tiempo.

Tabla de contenidos

1	OBJETIVO	15
2	ANÁLISIS DE MERCADO DEL PÉTROLEO Y DEL GAS.....	17
2.1	HISTORIA DEL PETRÓLEO	17
2.1.1	Historia del petróleo en Argentina	19
2.2	HISTORIA DEL GAS	22
2.2.1	Historia del Gas en Argentina	23
2.3	PAÍSES PRODUCTORES	25
2.4	PRECIO DE VENTA	26
2.4.1	Petróleo.....	26
2.4.2	Gas.....	26
2.5	PRODUCCIÓN	27
2.5.1	Petróleo.....	27
2.5.2	Gas.....	28
2.6	PROYECCIÓN DE VENTAS	29
2.6.1	Petróleo.....	30
2.6.2	Gas.....	30
2.7	MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS	31
2.7.1	Características Generales.....	31
2.7.2	Exploración y Producción.....	32
2.7.3	Transporte.....	33
2.7.4	Regalías Hidrocarburíferas	33
2.7.5	Programas de Petróleo Plus y Refinación Plus.....	33
2.7.6	Regulación del Mercado.....	34
2.7.7	Gas.....	34
2.7.8	Regulaciones ambientales argentinas	35
2.8	YACIMIENTOS DEL SUR.....	37
2.8.1	Sus comienzos.....	37

	2.8.2	Su evolución.....	37
2.9		CADENA DE PRODUCCIÓN	40
	2.9.1	Upstream.....	40
	2.9.2	Midstream	40
	2.9.3	Downstream	40
	2.9.4	Exploración de petróleo.....	41
	2.9.5	Extracción de petróleo.....	42
	2.9.6	Variedades de crudo	42
3		ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN Y MEDIO AMBIENTE ...	45
3.1		MACROLOCALIZACIÓN	45
3.2		MICROLOCALIZACIÓN	48
	3.2.1	Razones por las cuales se creó este yacimiento.....	50
	3.2.2	Rutas.....	50
	3.2.3	Disponibilidad de mano de obra.....	50
	3.2.4	Cercanía a polductos, oleoductos y gasoductos.....	50
3.3		CARACTERÍSTICAS DEL POZO	51
	3.3.1	Tipos de Yacimientos Petrolíferos.....	51
	3.3.2	Geología de la cuenca	52
	3.3.3	Yacimiento Estación Fernández Oro.....	53
3.4		IMPACTO AMBIENTAL	55
	3.4.1	Geología.....	55
	3.4.2	Fauna	56
	3.4.3	Componentes socioeconómicos	57
	3.4.4	Plan de Gestión Ambiental.....	59
	3.4.5	Gestión de residuos	65
4		ESTUDIO DE INGENIERÍA.....	67
4.1		MÉTODO DE PERFORACIÓN.....	67
	4.1.1	Tubería de Perforación.....	70
	4.1.2	Herramientas de Perforación	71
	4.1.3	Cañerías para entubación de pozos	72
	4.1.4	Cementación de pozos.....	73

4.1.5	Equipos Automáticos de Perforación	74
4.1.6	Equipos de Tubería Continua (<i>Coiled Tubing</i>) ..	74
4.1.7	Perfilaje de Pozos	75
4.1.8	Terminación de Pozos.....	76
4.1.9	Sistemas de Extracción artificial de Petróleo	79
4.1.10	Sistemas de Extracción Electrocentrífugo.....	80
4.1.11	Fase 1 – Perforación	82
4.1.12	Fase 2 – Operación.....	83
4.1.13	Fase 3 - Abandono.....	83
4.2	TECNOLOGÍAS.....	83
4.2.1	Sistema de lodos de perforación	83
4.2.2	Punzado y fractura	83
4.2.3	Alternativas del proyecto.....	84
4.2.4	Recursos naturales demandados.....	84
4.2.5	Obras o servicios de apoyo.....	84
4.2.6	Requerimiento de mano de obra	84
4.2.7	Otros materiales y productos	85
4.3	CRONOGRAMA DE TRABAJO	85
4.4	MANTENIMIENTO DE POZOS	87
4.4.1	Introducción.....	87
4.4.2	Definición	87
4.4.3	Clasificación	87
4.4.4	Reparación mayor	87
4.4.5	Reparación menor.....	88
4.4.6	Perfil típico de este tipo de pozos	88
5	ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO	91
5.1	INVERSIONES	91
5.1.1	Inversiones a realizar por pozo	91
5.2	ESTUDIO DE COSTOS.....	93
5.2.1	Costos por pozo	93
5.2.2	Mano de obra y seguros.....	94
5.2.3	Impuestos.....	94

5.3	ESTUDIO DE INGRESOS	95
5.4	CUADRO DE RESULTADOS	95
5.5	FLUJO DE FONDOS	96
5.5.1	Tasa de descuento.....	96
5.5.2	Costo de la deuda (Kd)	96
5.5.3	Costo del capital invertido (Ke)	97
5.5.4	Calculo del β apalancado.....	98
5.6	SENSIBILIDAD DEL VAN.....	100
6	ANÁLISIS DE RIESGOS	103
6.1	VARIABLE OBJETIVO	103
6.2	VARIABLES DEL PROYECTO	104
6.3	COMPORTAMIENTO DE LAS VARIABLES.....	104
6.3.1	Producción de Petróleo	104
6.3.2	Producción de Gas.....	104
6.3.3	Gradiente de disminución de Petróleo	105
6.3.4	Gradiente de disminución de Gas	105
6.3.5	Precio de venta del Petróleo	105
6.3.6	Precio de venta del Gas	106
6.3.7	Costos operativos y productivos	106
6.3.8	Días de perforación	107
6.4	SENSIBILIDAD	107
6.5	SIMULACIÓN DE MONTECARLO	112
6.5.1	Validación analítica	113
7	CONCLUSIONES FINALES.....	117
8	BIBLIOGRAFÍA	119
8.1.1	Libros consultados	119
8.1.2	Otras páginas consultadas.....	119
8.2	Legislación.....	120
8.3	Papers consultados	120
9	ANEXOS	121
9.1	Curva de Producción de Pozos Representativos y Pozo Tipo.....	121
9.1.1	Petróleo.....	121

9.1.2	Gas.....	123
9.2	Cuadro de Resultados del Proyecto	124
9.3	Flujo de Fondos del Proyecto	125
9.4	Informe de Crystal Ball	126
9.5	Informe de Escenarios.....	134

1 OBJETIVO

El objetivo del siguiente Proyecto Final de Ingeniería Industrial es el de estudiar la Factibilidad en Ingeniería, de Localización, Ambiental y Económica-Financiera de un proyecto de explotación de un nuevo pozo de petróleo y gas en una zona con pozos actualmente en producción de la empresa Yacimientos del Sur (ex Apache).

Además se analizan los Riesgos que pueden presentarse en la realización del proyecto.

De esta forma se busca presentar a la empresa la conclusión sobre si es conveniente o no realizar un nuevo pozo productivo, siguiendo los lineamientos generales de un estudio de Factibilidad pero aplicado, en este proyecto, a los factores de interés de la empresa.

2 ANÁLISIS DE MERCADO DEL PÉTROLEO Y DEL GAS

2.1 HISTORIA DEL PETRÓLEO

En sus comienzos, hace más de 6.000 años, el petróleo tuvo diferentes usos: en Babilonia se utilizaba para pegar ladrillos y piedras, en Egipto para engrasar pieles, las culturas precolombinas de México pintaban esculturas con él y los chinos lo utilizaban como combustible.

En el siglo IX, el árabe de origen persa Al-Razi, fue el primero en destilar el petróleo obteniendo queroseno y otros destilados para usos médicos y militares. Éstas técnicas fueron difundidas por toda Europa a través de los árabes del Califato de Córdoba (actual España).

Durante la Edad Media los usos del petróleo continuaron siendo únicamente con fines curativos y es recién en el siglo XVIII gracias a G.A. Hirn que se comienza a perfeccionar el método de refinación del crudo para obtener derivados destinados al engrasado de máquinas.

En agosto de 1859, Edwin Drake perfora el primer pozo en Pensilvania (EEUU) logrando extraer petróleo en cantidades suficientes para ser útil, considerándose al mismo el "descubridor" del petróleo. El pozo de Drake tuvo una profundidad de 20 metros, usándose perforación a percusión y una producción aproximada de 30 bbl por día.

Desde ese entonces, cobran importancia ciertos productos derivados del petróleo como la gasolina, utilizándose por primera vez en motores de combustión interna.

En 1870, Rockefeller funda la Standard Oil, empresa que llegó a lo más alto en su rubro, siendo el mayor refinador de petróleo y una de las primeras y más grandes corporaciones multinacionales del mundo. La misma abarcaba todos los aspectos de la comercialización, desde la producción, el transporte, la refinación y la venta final de los productos.

En 1907 se crea el Grupo Royal Dutch Shell con la fusión de la Real Compañía Neerlandesa de Petróleos y la Compañía Shell Transport and Trading Company Ltd.

Con la introducción de nuevas tecnologías para la exploración y explotación del petróleo, las empresas comienzan a expandirse buscando petróleo en nuevos lugares como Venezuela, Iraq y México. Así como también la perforación de pozos off-shore.

En 1960 se crea en Medio Oriente la Organización de los Países Exportadores de Petróleo, también conocida como OPEP. Sus miembros inicialmente fueron Irán, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela, a los que se les suman en 1971 Catar, Indonesia, Libia, Emiratos Árabes Unidos, Argelia y Nigeria. El principal propósito de esta organización es coordinar y

unificar las políticas petroleras entre los países miembros, con el fin de garantizar precios justos y estables para los productores de petróleo, el abastecimiento eficiente, económico y regular de petróleo a los países consumidores y un rendimiento justo del capital de los inversores. La estructura de la OPEP está basada en la forma en que la Texas Railroad Commission reparte proporcionalmente la producción de crudo para influir en los precios. La OPEP puede tener una gran influencia en el mercado de petróleo, especialmente si decide reducir o aumentar su nivel de producción. La organización controla aproximadamente el 43% de la producción mundial de petróleo y el 75% de las reservas de petróleo. Su dominio en las exportaciones de crudo se sitúa en alrededor del 51%. Además, concentra la totalidad de la capacidad excedentaria de producción de petróleo del mundo, lo que convierte a la OPEP en el banco central del mercado petrolero.

Desde el final de la Segunda Guerra Mundial hasta 1972, la demanda de los países exportadores aumentó, pero el valor del barril de petróleo cayó. En marzo de 1971, la Texas Railroad Commission permitió a los productores de crudo de Texas la producción a plena capacidad, en consecuencia, los Estados Unidos de Norteamérica perdieron el control de los precios del crudo ante la OPEP.

En agosto de 1973 surge la primera crisis del petróleo como resultado de la decisión de la OPEP de no exportar más petróleo a los países que habían apoyado a Israel durante la Guerra del Yom Kipur. Ésta medida alcanzaba a países como Estados Unidos, Holanda y sus aliados de Europa Occidental. El embargo provocó una estrepitosa subida en el precio del petróleo de 2,90 dólares el barril a casi 12 dólares el barril, reduciendo notablemente la demanda y estableciendo un nuevo nivel de consumo impuesto por la oferta. En consecuencia comenzó una prolongada recesión y un aumento notable en la inflación no sólo de Estados Unidos sino del resto del mundo occidental. A largo plazo, el embargo produjo un cambio en algunas políticas estructurales de Occidente, avanzando hacia una mayor conciencia energética y una política monetaria más restrictiva para combatir mejor la inflación.

En 1979, la segunda crisis del petróleo surge como consecuencia de la revolución iraní y la guerra entre Irán e Iraq. En 1980 el precio del barril de petróleo alcanza los 39 dólares, la congelación de las exportaciones iraníes provocan la subida de precios, afectando nuevamente al mercado global del petróleo. En consecuencia, los países del mundo intentan adoptar medidas para restringir el consumo. Recién a fines de 1981 la situación comienza a normalizarse con la bajada de precios por parte de los países productores.

En 1982 la OPEP fija las primeras cuotas de producción entre sus miembros para poder sostener los precios. Los países importadores

comienzan a buscar aumentar la participación de los productores no pertenecientes a la OPEP en sus abastecimientos para enfrentar los nuevos niveles de precios.

En 1983 surgen en Nueva York los contratos futuros en el mercado del crudo. Estos contratos permitían a un comprador adquirir el derecho a comprar el crudo en algún mes futuro a un precio conocido y específico. De esta manera tanto los vendedores como los compradores podían cubrirse contra los cambios de precio, minimizando sus riesgos y reduciendo su exposición a la volatilidad.

En 1990 el precio del crudo alcanza un pico de 41,90 dólares el barril cuando Iraq invade Kuwait, seguido por la Guerra del Golfo. Luego de un período de volatilidad, los precios del crudo disminuyeron hasta 1994. En 1997, la OPEP incrementó su cuota en un 10% a 27,5 millones de barriles por día. En 1998, el consumo del petróleo del Pacífico Asiático se redujo, haciendo que los precios caigan hasta que la OPEP recortó sus cuotas en 1999 y los precios se recuperaron. Los precios en este período suben por encima de los 25 dólares por barril.

Los precios del crudo se mantuvieron estables hasta que en el 2003 los Estados Unidos invaden Iraq, provocando un alza en el precio debido a la gran incertidumbre en el Oriente Medio.

En junio del 2008, el precio del crudo alcanzaba su máximo histórico de 147 dólares el barril. La crisis económica mundial y la baja en la demanda causaron también la mayor caída de precios de su historia llegando hasta los 31 dólares en diciembre de ese mismo año.

En enero del 2011 el crudo experimenta una nueva subida de precios: 101,73 dólares el barril. La gran subida se le atribuye a la inestabilidad política y social en los países árabes, especialmente Egipto. A pesar de no tener una producción muy grande, Egipto posee el control del Canal de Suez, por el que se transportan 3.000 millones de barriles diariamente.

La subida del precio también se le atribuye a Libia, dentro de un contexto de revueltas en el norte de África y Oriente Próximo, se provocó un efecto en cadena afectando a una zona que produce el 35% del crudo, únicamente Libia cuenta con las mayores reservas del crudo en África.

2.1.1 Historia del petróleo en Argentina

En Argentina, el negocio de extracción de petróleo fue privatizado y desregulado en la década del 90, incluyendo la venta de la entonces empresa estatal YPF. Los activos fueron adquiridos por compañías extranjeras y argentinas, muchas de las cuales ya tenían presencia en el país en una o varias de las etapas del proceso de producción, refinación,

comercialización. Las nuevas reglas introducidas en la década del noventa incentivaron una mayor y más amplia presencia de los grandes jugadores internacionales, tales como Repsol, Pioneer, Chevron, British Petroleum, El Paso Energy y Shell, y en el 2002 ingresaron al segmento Sipetrol y Petrobras. Las inversiones realizadas en los años 90 permitieron incrementar sustancialmente los niveles de producción.

Recientemente, el Gobierno Argentino resolvió la intervención estatal de YPF S.A. y entró en vigencia la Ley N° 26.741, que declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones, y asimismo declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del capital de YPF S.A. representado por igual porcentaje de las acciones clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A., sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Asimismo, declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del capital de Repsol YPF GAS S.A. representado por el 60% de las acciones clase A de dicha empresa, pertenecientes a Repsol Butano S.A., sus controlantes o controladas. Dicha ley estableció que las acciones sujetas a expropiación de las empresas YPF S.A. y Repsol YPF GAS S.A. quedarán distribuidas del siguiente modo: el 51% pertenecerá al estado nacional y el 49% restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.

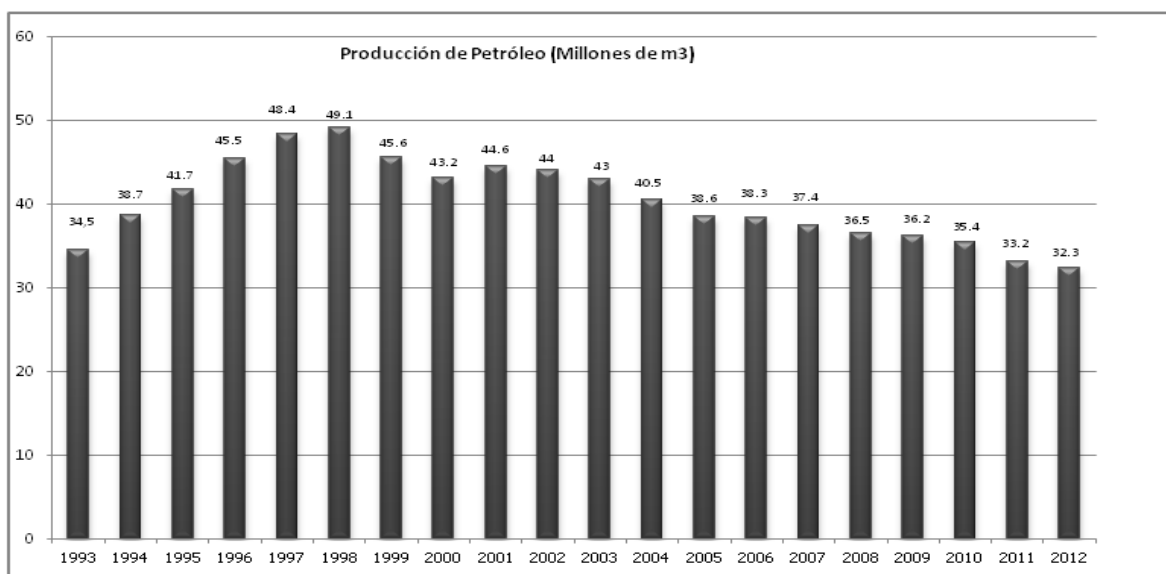


Gráfico 1. Producción histórica de petróleo.

La producción de petróleo y gas experimentó un importante incremento durante la década de los 90s, luego de las privatizaciones del sector. Sin embargo, se puede apreciar a partir de 1999 una caída de los volúmenes producidos de petróleo. Esto se debe a bajos niveles de inversión inicialmente provocados por la baja del precio del petróleo del año 1998, la crisis política y económica sufrida por Argentina en 2001 y 2002, y, posteriormente, a la introducción de fuertes derechos de exportación. En el año 2012, la producción de petróleo crudo en Argentina totalizó aproximadamente 32,3 millones de m³, representando una reducción del 2,8% con respecto al nivel del año 2011 donde la producción había sido de aproximadamente 33,2 millones de m³.

Existen 24 cuencas sedimentarias conocidas en el país, que cubren un área de aproximadamente 1.850.000 kilómetros cuadrados, la producción comercial está concentrada en la actualidad en cinco cuencas: Cuenca Neuquina, Cuenca del Golfo San Jorge, Cuenca Austral, Cuenca Cuyana y Cuenca Noroeste. La distribución por cuencas sedimentarias de la producción de petróleo y gas en Argentina hasta el año 2012 fue la siguiente:

Cuenca	Gas			Petróleo		
	Miles de m ³	%	Total	m ³	%	Total
Austral	11.135.442,67		25,24	1.637.830		5,07
Cuyana	58.283,82		0,13	1.816.409		5,63
Golfo San Jorge	5.219.420,48		11,83	15.139.089		46,88
Neuquina	23.857.651,33		54,07	13.164.595		40,77
Noroeste	3.852.803,39		8,73	533.739		1,65
Total	44.123.601,69		100	32.291.662		100

Tabla 1. Producción de hidrocarburos en Argentina. Fuente: Secretaría de Energía de la Nación Argentina.

Cada cuenca comprende diversos yacimientos, siendo los más productivos en petróleo El Trapial, El Tordillo, Puesto Hernández, El Corcobo Norte, Los Perales, Manantiales Behr, Chihuido de la Sierra Negra, Zorro, Valle Hermoso, 25 de Mayo-Medantio S.E., Loma de la Lata y Barranca Baya.

2.2 HISTORIA DEL GAS

El descubrimiento del gas data de la antigüedad en el Medio Oriente. Se pudo comprobar que hace miles de años existían fugas de gas que prendían fuego cuando se encendían, dando lugar a las llamadas "fuentes ardientes". En Persia, Grecia o la India, se levantaron templos para prácticas religiosas alrededor de las "llamas eternas", sin embargo fue en China, alrededor del año 900 donde se comprendió la importancia de este producto. Los chinos perforaron el primer pozo de gas que se conoce en el año 211 antes de nuestra era.

En Europa no se conoció el gas hasta que fue descubierto en Gran Bretaña en 1659, aunque no se empezó a comercializar hasta 1790. En 1821, los habitantes de Fredonia (EEUU) observaron burbujas de gas que remontaban hasta la superficie en un arroyo. William Hart, considerado el "padre del gas" excavó el primer pozo norteamericano de gas.

Durante el siglo XIX el gas fue casi exclusivamente utilizado como fuente de luz. Su consumo permaneció muy localizado por la falta de infraestructuras de transporte que dificultaba el traslado de grandes cantidades de gas a grandes distancias. En 1890, se produjo un importante cambio con la invención de las juntas a prueba de fugas en los gasoductos. Sin embargo, las técnicas existentes no permitieron transportar el gas a más de 160 kilómetros de distancia por lo que el producto se quemaba o se dejaba en el mismo lugar.

El transporte de gas a grandes distancias se generalizó en el transcurso de los años veinte, gracias a las mejoras tecnológicas aportadas a los gasoductos. La explotación comercial y el uso del gas se masificaron luego de la Segunda Guerra Mundial, cuando avances tecnológicos en la fabricación y soldadura de acero permitieron construir gasoductos de mejor calidad y mayor extensión. Ello generó un boom de exploración de yacimientos gasíferos y construcción de tuberías especialmente en Norteamérica y los países de la ex URSS. Una vez desarrollado un sistema de transporte y distribución la industria comenzó a utilizar el nuevo combustible en sus procesos manufactureros y en plantas procesadoras. También se desarrollaron aplicaciones domésticas a este combustible como calefacción, calentar agua, secar ropa y cocinar.

En los primeros tiempos de la exploración del petróleo, el gas era frecuentemente considerado como un subproducto sin interés que impedía el trabajo de los obreros forzados a parar de trabajar para dejar escapar el gas descubierto al momento de la perforación. Hoy en día, en particular a partir de las crisis petroleras de los años 70, el gas se ha convertido en una importante fuente de energía en el mundo.

2.2.1 Historia del Gas en Argentina

En Argentina, la primera usina denominada "Sociedad Anónima de Iluminación a Gas" se instaló en 1854 y su principal finalidad era el alumbrado de las calles de la urbe del Plata.

Posteriormente se iluminó la Plaza de la Victoria (hoy Plaza de Mayo) y extendieron ese mismo año (1856) 45.000 metros de cañerías destinadas a alimentar un millón de faroles de las calles céntricas de la ciudad. En 1909 la Municipalidad de Buenos Aires firmó un convenio de 20 años de duración con la "Compañía Primitiva de gas" para alumbrar calles particulares, parques, edificios públicos y para generar calefacción. Se fijó también un poder calorífico especial y una presión mínima que con la primera guerra mundial tuvieron que modificarse.

En marcha la concesión, en 1910 se unieron tres compañías existentes por aquél entonces: "Compañía Primitiva de gas", "Nueva de Gas de Buenos Aires Ltda." y "Compañía de Gas del Río de la Plata". Se forma así la que quedaría como única empresa en Bs. As. para proveer de gas manufacturado: "Compañía Primitiva de Gas de Buenos Aires Ltda."

A partir del 1919 el gas avanza como fuente de calor para el hogar e ingresan las primeras cocinas a gas y otros artefactos que permitieron su rápida expansión. Recién en 1949 y luego de la construcción del primer gasoducto comienza la explotación comercial del gas con características de servicio público.

Después de un período de estancamiento debido a las dos guerras mundiales, vencida la concesión de la "Compañía Primitiva de Gas de Buenos Aires Ltda." en 1941 el presidente Ramón Castillo le otorga a Yacimientos Petrolíferos Fiscales la prestación del servicio de gas para la ciudad de Buenos Aires.

En 1946 comenzó a funcionar la Dirección General de Gas del Estado que atendió la demanda del servicio de gas de los usuarios ubicados en Buenos Aires y Gran Buenos Aires (Avellaneda y Lomas de Zamora) además de La Plata, Rosario, San Nicolás, Bahía Blanca, Almirante Brown y Quilmes entre otros.

Además se construyeron también los grandes gasoductos que traen a Buenos Aires el fluido desde Comodoro Rivadavia y de Salta, y a su vez, otros gasoductos para alimentar con gas a importantes ciudades del interior, incluyendo muchos establecimientos fabriles y usinas de electricidad.

La mayoría de las poblaciones cercanas a Buenos Aires y otros importantes centros urbanos comenzaron a recibir los servicios de gas envasado ya sea por medio de tanques de almacenaje o cilindros. Además, se alimentaron con gas a las comunidades de varias ciudades como Mendoza, Rosario, Tucumán, entre otras.

En 1992, la Ley 24.076 dispuso la privatización de Gas del Estado y fijó el marco regulatorio para la actividad de transporte y distribución de gas. Estos servicios fueron transferidos de Gas del Estado al sector privado y adquiridos por diez nuevas compañías: dos de transporte troncal y ocho de distribución que actualmente son nueve (desde 1997) con la incorporación de la novena región.

Actualmente la red de gasoductos que atraviesa la República, desde el límite con Bolivia hasta Tierra del Fuego por un lado y desde la Cordillera de los Andes hasta la Costa Atlántica. En una etapa posterior comenzaron a funcionar el Gasoducto San Sebastián - Ushuaia y el Centro Oeste.

A continuación se muestra una figura donde se pueden ver los distintos gasoductos que se encuentran en Argentina:

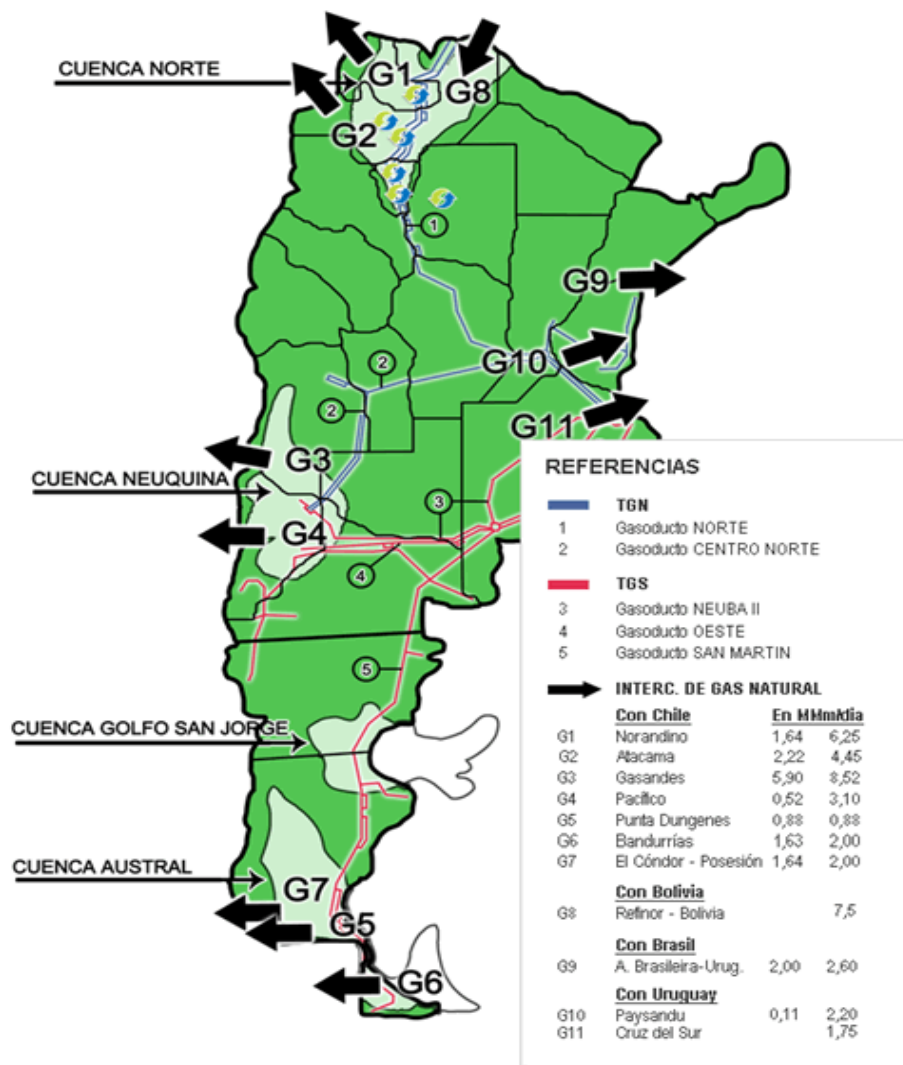


Ilustración 1. Gasoductos de la Argentina.

2.3 PAÍSES PRODUCTORES

Los principales países productores de petróleo en el mundo son los siguientes:

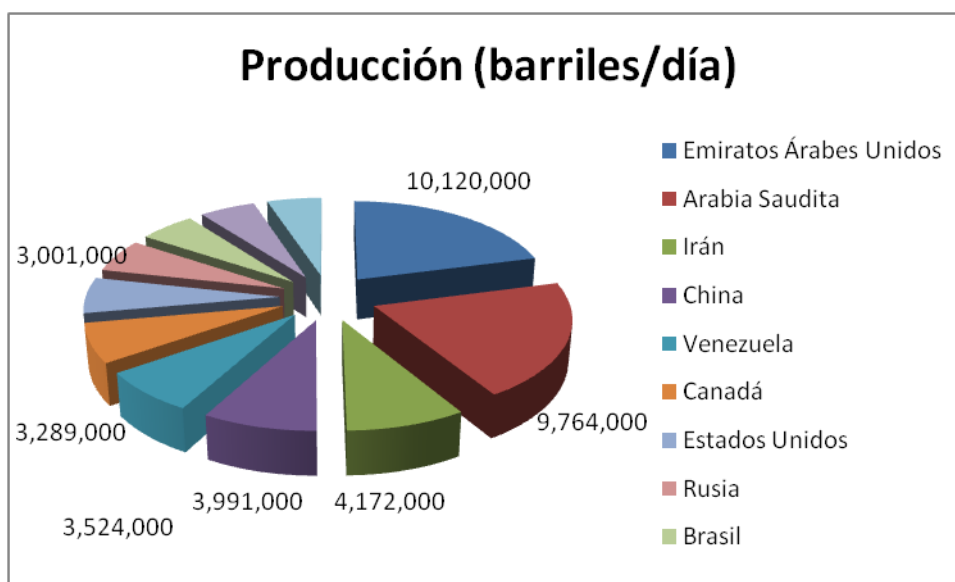


Gráfico 2. Producción de barriles por día.

A continuación se puede ver los países con mayor porcentaje de reservas de barriles con respecto al total de reservas en el mundo:

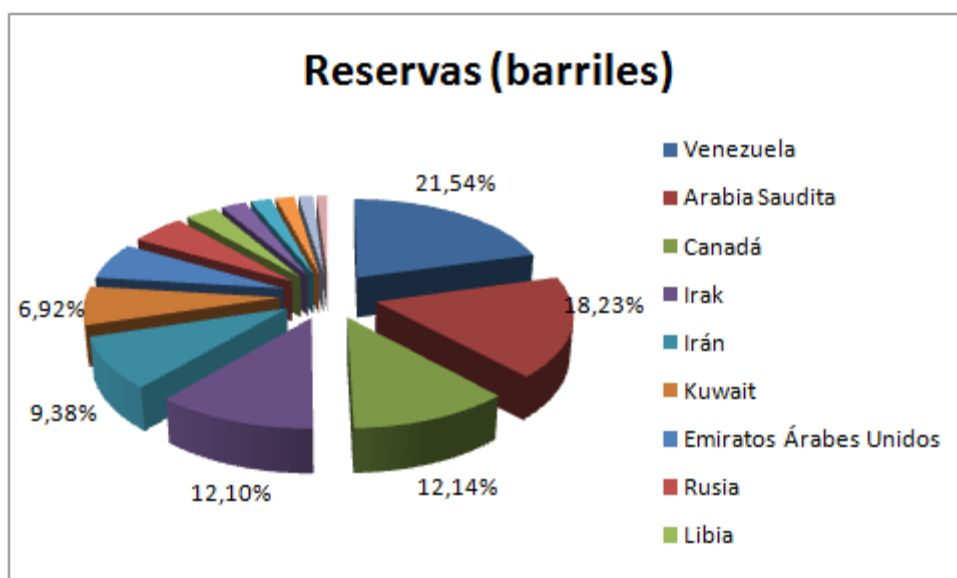


Gráfico 3. Reservas de barriles respecto al total mundial.

2.4 PRECIO DE VENTA

2.4.1 Petróleo

Cada compañía utiliza distintos métodos y políticas para determinar el precio de venta del crudo. En los casos donde la producción se exporta, es usual usar el precio de venta con referencia al WTI (West Texas Intermediate), que es el mayor referente a nivel internacional. En cambio, si la producción está destinada al mercado interno como es el caso de este proyecto, el precio a utilizar es el precio en boca de pozo.

Para proyectar dicho precio, una alternativa es utilizar el método Mean Reversion con base en los valores históricos del precio de venta del precio referente de la cuenca neuquina, el Medanito, publicados por la Secretaría de Energía. Sin embargo, esto no es posible ya que en la Argentina, el petróleo no se comporta como un verdadero commodity, ya que su precio de venta no responde a las reglas del mercado, sino a las políticas regulatorias del Gobierno Nacional para cada período. Es por esto, que en base a la información de especialistas en el tema, se utiliza la alternativa de “*precio flat*”.

De esta forma, se utiliza el precio informado por Auditoras de Reservas de 83 USD/ton para el primer año del proyecto y se proyecta un crecimiento del 5% anual por el supuesto de que dicho precio sube tratando de equipararse al precio internacional. Este supuesto se mantiene también por el hecho de que en una posible liberación de mercado de hidrocarburos por parte del gobierno, se espera que ése sea el comportamiento del precio de venta.

Cabe destacar que las provincias cobran regalías por el hidrocarburo extraído de su territorio que no está representado en los 83 USD/ton, por ende se verá reflejado en los costos en el Cuadro de Resultados. El porcentaje a pagar es del 12%.

2.4.2 Gas

En el caso del Gas, el procedimiento para determinar el precio de venta es distinto.

Dentro del marco del Programa Gas Plus, a principios del año 2013, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas crea por Resolución 1/2013 el “Programa de Estímulo a la inyección excedente de Gas”, que estimula el desarrollo de reservas de gas con el fin de reducir la brecha entre producción y consumo de gas, incrementando en el corto plazo la producción y reduciendo de esta forma las importaciones; y estimulando la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas.

De esta forma se busca compensar económicamente a las empresas, a través del incremento del precio de gas inyectado al mercado interno, a 7,5 USD/millones de BTU.

Cabe destacar que para formar parte del Programa, es necesario que la empresa esté inscrita en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y además presente y obtenga la aprobación del proyecto por parte de la Comisión. Al estar Apache inscrita en el Registro y al ser éste un proyecto de inversión en la producción de un nuevo pozo de gas, destinado exclusivamente al mercado interno se puede afirmar que la empresa se integra al Programa y que por ende, el precio del gas a utilizar en la proyección de las ventas es de 7,5USD/millones de BTU.

2.5 PRODUCCIÓN

2.5.1 Petróleo

Para realizar la proyección a diez años de la cantidad de petróleo a producir, del pozo en estudio, en la etapa de explotación, se utiliza la producción de un pozo “tipo” del yacimiento Estación Fernández Oro (EFO). En base a la información que el área de Ingeniería en Reservorios de la empresa Apache obtiene de los pozos productivos del yacimiento, ya sean datos de producción, de características geológicas, etc., se reconstruye un perfil de pozo que representa lo que es esperable encontrar en un pozo del yacimiento, por eso recibe el nombre de pozo “tipo”. Al ser EFO un yacimiento que cuenta con alrededor de 60 pozos productivos al momento, la probabilidad de que los datos del pozo tipo representen lo que sucederá con el pozo en estudio es alta.

A continuación se presenta el gráfico de producción estimada del pozo tipo, en barriles de petróleo.

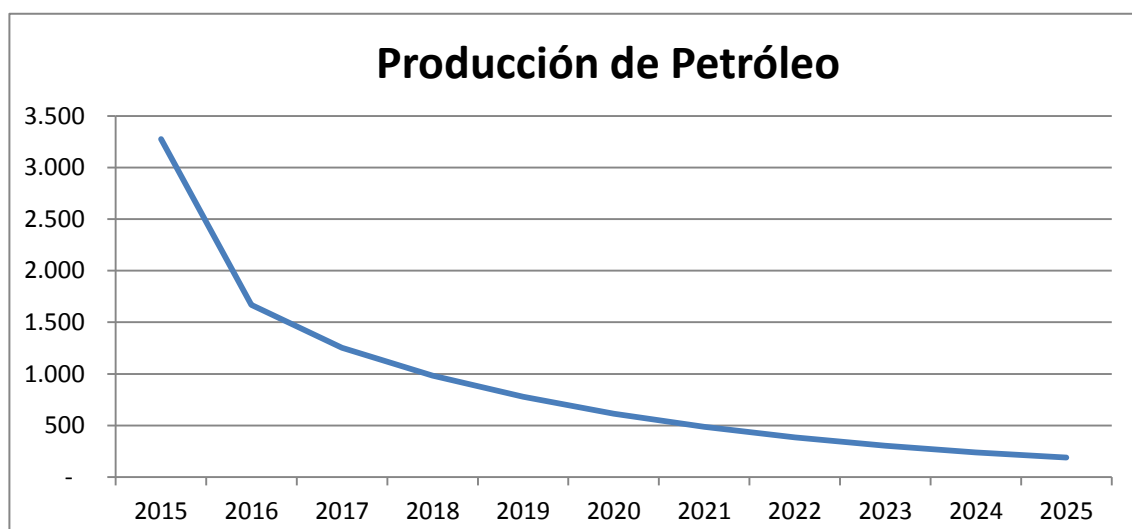


Gráfico 4. Producción de Petróleo (barriles de petróleo).

Los primeros tres años se esperan producir 20.600, 10.496 y 7.882 barriles anuales, respectivamente. A partir del cuarto año sin embargo el decaimiento en la producción se presupone constante, del orden del 21% anual.

Por otra parte, se analizaron también los datos proporcionados por la Secretaría de Energía en cuanto a la producción de hidrocarburos. En particular la SE almacena la información respectiva al yacimiento EFO, del operador Apache, en la cuenca neuquina, con datos de marzo de 2010 a abril de 2014. De los sesenta pozos productivos informados al momento, se tomaron en consideración un total de 24 pozos que son los pozos representativos del yacimiento. El análisis para determinar los pozos representativos se realizó en conjunto con la cátedra de Evaluación de Proyectos de la Industria Petrolera, del ITBA.

Una vez determinados dichos pozos, se procede a llevar cada uno al mismo tiempo cero, para poder comparar entre los distintos pozos el comportamiento en cuanto a la producción desde el primer año productivo en adelante. Para poder realizar la comparación en última instancia con el pozo en estudio, se toma como tiempo cero el año 2015.

Al realizar el análisis se puede determinar que la curva del pozo tipo se corresponde en mayor medida con los pozos representativos y de esta forma, se respalda la información proporcionada por Apache con los datos almacenados en los registros de la Secretaría de Energía.

En el gráfico 18 del Anexo, se presentan las curvas de producción de los pozos representativos junto con la del pozo tipo, con un eje temporal que va desde el año 2015 (tiempo cero) al 2018, cumpliendo así con los 4 años de información que se obtienen de la Secretaría de Energía.

2.5.2 Gas

Para realizar la proyección de la producción a 10 años del Gas, se mantienen las dos metodologías vistas para el caso del petróleo.

Por un lado, se utiliza la curva de producción del pozo tipo proporcionada por Apache, en base a los cálculos del área de Ingeniería de Reservorios.

Como se puede ver en el gráfico 5, en el primer año la producción es de 609.432.000 pies cúbicos (609.432 MMBTU), siendo de 411.701.000 y 330.831.000 en los dos años siguientes. Luego se presupone un decaimiento constante del 19% anual.

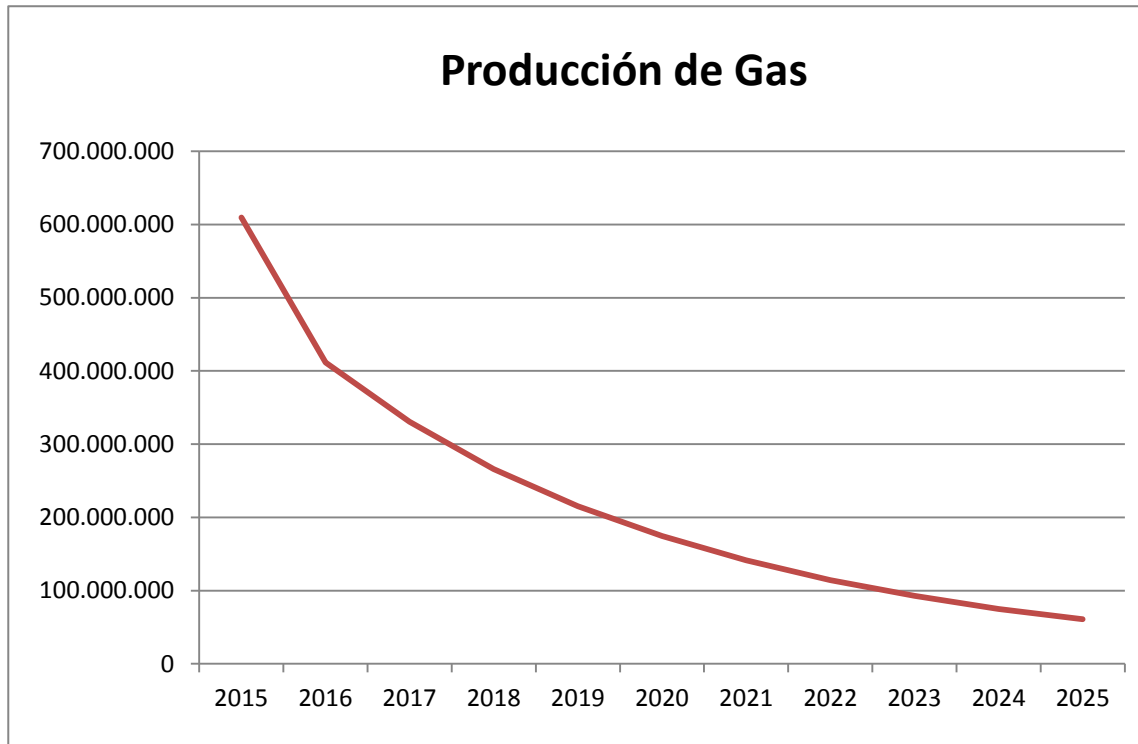


Gráfico 5. Producción de Gas.

Por otro lado, utilizando los datos de la Secretaría de Energía de los pozos representativos determinados anteriormente se determina también en este caso que la producción se comporta en mayor medida como la del pozo tipo, confirmando la información obtenida de Apache.

En el gráfico 19 del Anexo, se pueden observar las distintas curvas de producción para los años 2015 a 2018.

2.6 PROYECCIÓN DE VENTAS

En base a las proyecciones realizadas del precio y cantidad a producir de ambos hidrocarburos, a continuación se presentan las proyecciones de ventas a 10 años.

2.6.1 Petróleo

Proyecciones Ventas Petróleo				
Año	Barriles anuales	Precio Anual Promedio (USD/barril)	Ventas Anuales (USD)	
2015	20.600	83,0	USD	1.709.800
2016	10.496	87,2	USD	914.726
2017	7.882	91,5	USD	721.262
2018	6.190	96,1	USD	594.753
2019	4.890	100,9	USD	493.347
2020	3.863	105,9	USD	409.231
2021	3.052	111,2	USD	339.457
2022	2.411	116,8	USD	281.580
2023	1.905	122,6	USD	233.570
2024	1.505	128,8	USD	193.747

Tabla 2. Proyección de ventas de Petróleo.

2.6.2 Gas

Proyecciones Ventas Gas					
Año	Pies cúbicos	MMBTU anuales	Precio Anual Promedio (USD/MMBTU)	Ventas Anuales (USD)	
2015	609.432.000	609.432	7,50	USD	4.570.740
2016	411.701.000	411.701	7,50	USD	3.087.758
2017	330.831.000	330.831	7,50	USD	2.481.233
2018	265.846.000	265.846	7,50	USD	1.993.845
2019	215.335.260	215.335	7,50	USD	1.615.014
2020	174.421.561	174.422	7,50	USD	1.308.162
2021	141.281.464	141.281	7,50	USD	1.059.611
2022	114.437.986	114.438	7,50	USD	858.285
2023	92.694.769	92.695	7,50	USD	695.211
2024	75.082.763	75.083	7,50	USD	563.121

Tabla 3. Proyección de ventas de Gas.

2.7 MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

2.7.1 Características Generales

La industria argentina del petróleo y gas está regulada principalmente por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (la “Ley de Hidrocarburos Argentina”), sancionada y promulgada en 1967, la cual estableció el marco legal general para la exploración y producción de petróleo y gas en Argentina, y por la Ley del Gas N° 24.076 sancionada y promulgada en 1992 (la “Ley del Gas”), la cual estableció las bases para desregular la industria del transporte y la distribución de gas.

Si bien la Ley de Hidrocarburos Argentina originalmente preveía que las reservas de hidrocarburos ubicadas en el territorio de Argentina y en su plataforma continental correspondían al dominio del Estado Nacional, la titularidad de las mismas se transfirió a las Provincias, en conformidad con lo previsto bajo la Ley N° 24.145. Dicha disposición fue subsiguientemente complementada por la reforma constitucional de 1994, que reconoció a las Provincias el control originario sobre los recursos naturales existentes en su territorio en el nuevo artículo 124 y mediante el dictado de la Ley de Federalización. Ésta establece que las áreas de petróleo y gas pertenecen al Estado Nacional o a las Provincias, según el territorio en el que estén ubicados y transfiere a las Provincias pertinentes, todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de petróleo y gas. Además, establece que las *regalías* se abonaban directamente a las Provincias en las que están ubicados los yacimientos.

Hoy en día, la industria del petróleo y gas continúa siendo fuertemente regulada, particularmente en lo que respecta a la adjudicación de derechos de exploración y producción, las restricciones a la producción y exportación, impuestos y derechos sobre la producción bruta y las obligaciones específicas de inversión relacionadas con las actividades de perforación y otros controles ambientales y obras.

Con la promulgación de la Ley 26.741 o “Ley de Soberanía Hidrocarburífera”, el Gobierno Argentino resolvió la intervención estatal de YPF S.A. y declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos.

Más recientemente, mediante el Decreto N° 1277/2012, reglamentario de la Ley N° 26.741, el Gobierno Argentino dispuso modificaciones al modo que venía operando el mercado de hidrocarburos.

A tales fines, el decreto creó la “Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas” que está a cargo entre otras cosas, de las siguientes funciones:

- Auditar en forma permanente el cumplimiento de las especificaciones que deben cumplir los combustibles que se comercialicen para consumo en territorio argentino.
- Auditar en forma periódica la razonabilidad de los costos informados por los productores y los respectivos precios de venta; encontrándose facultada para adoptar las medidas que estime necesarias para evitar y/o corregir conductas distorsivas que puedan afectar los intereses de los consumidores en relación al precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 20.680 o “Ley de Abastecimiento”.
- Aplicar sanciones a través de multas, suspensión o baja del Registro de Inversiones (lo cual supone la incapacidad de las personas de que se trata para continuar realizando actividades hidrocarburíferas) y nulidad o caducidad de las concesiones y permisos en casos de incumplimiento del Decreto.

Adicionalmente, el decreto crea un Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse todas las personas físicas y jurídicas que realicen actividades de exploración y explotación, refinación, comercialización y transporte de hidrocarburos, como requisito indispensable para el desarrollo de dicha actividad en todo el territorio nacional.

2.7.2 Exploración y Producción

La Ley de Hidrocarburos Argentina establece el marco legal básico para la regulación de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas en Argentina. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos Argentina, la producción, desarrollo y explotación de petróleo y gas en Argentina se debe llevar a cabo mediante concesiones de producción, contratos de servicios de producción, permisos de exploración o contratos de asociación, con la autorización de la Secretaría de Energía y el permiso del propietario del terreno.

Cada permiso de exploración solamente puede cubrir áreas no exploradas de hasta 10.000 kilómetros cuadrados (15.000 kilómetros cuadrados para exploración offshore) y su plazo de vigencia puede extenderse hasta 14 años. A la finalización, el titular del permiso debe devolver toda el área remanente al Gobierno Argentino, a menos que el titular solicite un período de prórroga, en cuyo caso ese otorgamiento es limitado.

En el supuesto de que los titulares de permisos de exploración descubran cantidades comercialmente explotables de petróleo o

gas, dicho titular tiene derecho a obtener una concesión exclusiva para la producción y explotación de recursos pertinentes. La concesión de producción confiere a su titular el derecho exclusivo de producir petróleo y gas del área pertinente cubierta por la concesión por un plazo de 25 años, que puede ser prorrogado por las autoridades pertinentes por un plazo adicional de 10 años. Una concesión de producción también faculta a su titular a obtener una concesión de transporte para el transporte del petróleo y el gas producido.

Bajo la Ley de Hidrocarburos Argentina, los titulares de permisos de exploración y concesiones de producción deben llevar a cabo todas las tareas necesarias para encontrar o extraer hidrocarburos, empleando las técnicas apropiadas y para efectuar las inversiones especificadas en sus respectivos permisos o concesiones. Asimismo, tales titulares deben evitar daños a los yacimientos petrolíferos y desperdicio de hidrocarburos, arbitrar los medios necesarios para evitar accidentes y daños a las actividades agrícolas, la industria pesquera, las redes de comunicación y la capa freática y cumplir con todas las leyes y reglamentaciones nacionales, provinciales y municipales aplicables.

Los permisos de exploración y las concesiones de producción o transporte son susceptibles de caducidad en caso de falta de pago de los cánones o las regalías o incumplimiento de las leyes, reglamentaciones aplicables o los términos de la concesión.

2.7.3 Transporte

La Ley de Hidrocarburos Argentina otorga a los productores el derecho de obtener del Gobierno Nacional una concesión por un plazo de 35 años para el transporte de petróleo, gas y sus subproductos por medio de licitaciones, salvo las otorgadas a los productores para el transporte de sus productos desde los yacimientos petrolíferos y gasíferos. El plazo de las concesiones de transporte puede prorrogarse por un período adicional de 10 años mediante solicitud presentada al Gobierno Argentino.

2.7.4 Regalías Hidrocarburíferas

Los titulares de concesiones de producción están obligados asimismo a pagar una regalía del 12% al Gobierno Nacional o Provincial, calculada sobre el precio en boca de pozo (igual al precio FOB menos los costos de transporte y otras deducciones) de cualquier petróleo y el gas producido.

2.7.5 Programas de Petróleo Plus y Refinación Plus

El 25 de noviembre de 2008, el Gobierno Nacional emitió el Decreto N° 2014/2008 en virtud del cual fueron creados los programas

“Petróleo Plus” y “Refinación Plus”, destinados a incentivar la producción y la incorporación de reservas de petróleo y la producción de combustibles, respectivamente, a través del otorgamiento de Certificados de Crédito Fiscal transferibles y aplicables al pago de derechos de exportación de petróleo crudo, gas y sus derivados.

2.7.6 Regulación del Mercado

En virtud de la Ley de Hidrocarburos Argentina y los Decretos de Desregulación del Petróleo, los titulares de concesiones de explotación tienen el derecho de disponer libremente de su producción sea mediante ventas en el mercado local o al exterior.

Sin embargo, la Ley de Hidrocarburos Argentina autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a regular el mercado del petróleo y gas de Argentina y prohíbe la exportación de petróleo crudo durante cualquier período en el que el Poder Ejecutivo Nacional detecte que la producción local es insuficiente para satisfacer la demanda local.

2.7.7 Gas

El 16 de febrero de 2004 los Decretos N° 180/04 y 181/04 del Poder Ejecutivo Nacional introdujeron importantes cambios en el sector gasífero. En virtud de estas normas se dispuso, entre otras cosas: facultar a la Secretaría de Energía para acordar con los productores un esquema de normalización del precio del gas destinado a las prestadoras del servicio de distribución de gas y a los usuarios que comiencen a adquirir el gas directamente de los productores y comercializadores.

En marzo de 2008 la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 24, creando el programa denominado como “Gas Plus” como un incentivo para la producción de Gas. Basados en este nuevo plan, los productores pueden desarrollar y presentar ante la Secretaría de Energía proyectos que apunten a incrementar la producción y resulten en un crecimiento de las reservas como consecuencia de las inversiones consistentes en nuevas explotaciones en áreas: (i) que no estén previamente explotadas; (ii) que estén actualmente explotadas y tengan características geológicas especiales y/o; (iii) que no hayan producido gas desde 2004 o que actualmente estén siendo explotadas y en la que nuevos yacimientos fueran descubiertas luego de la sanción de la Resolución N° 24. El Gas comercializado bajo el programa Gas Plus solamente podrá ser vendido en el mercado interno. El precio comercial del gas producido de conformidad con estos proyectos incluye costos asociados y una rentabilidad razonable.

Con fecha 18 de enero de 2013 la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión de Planificación y Coordinación”) emitió la Resolución N° 1/2013 por la cual se creó el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas” (el “Programa de Estímulo”) con el objetivo de reducir en el corto plazo la brecha entre producción y consumo de gas por medio de dos vías; en primer lugar, incrementando en el corto plazo la producción de gas, reduciendo de esta forma las importaciones (y por ende el flujo creciente de divisas), y por otro lado, estimulando la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas.

Por último, cabe destacar que las exportaciones están reguladas de tal forma que se satisfaga la demanda local con prioridad.

2.7.8 Regulaciones ambientales argentinas

La sanción de los Artículos 41 y 43 de la Constitución Argentina, reformada en 1994, y de nuevas leyes nacionales, provinciales y municipales, ha fortalecido el marco legal del daño al medio ambiente. Los órganos legislativos y gubernamentales han adoptado una actitud más severa en lo atinente al acatamiento de las leyes y reglamentaciones relativas al medio ambiente, aumentando las sanciones por violaciones ambientales.

Las siguientes son las principales leyes ambientales argentinas (incluidas sus disposiciones regulatorias) que impactan en la industria petrolera:

- Constitución Nacional (Artículos 41 y 43);
- Ley de Política Ambiental Nacional N° 25.675;
- Ley de Gestión Integral de Residuos de Origen Industrial y de Actividades de Servicio N° 25.612;
- Ley de Residuos Peligrosos N° 24.051;
- Ley de Preservación de Recursos del Aire N° 20.284;
- Ley de Gestión Ambiental de Aguas N° 25.688;

Estas normas abordan cuestiones ambientales, incluyendo límites a la descarga de desperdicios asociados con las operaciones de hidrocarburos, investigación y limpieza de sustancias peligrosas, seguridad e higiene en el lugar de trabajo, reclamos de indemnización por daños y perjuicios a los recursos naturales y responsabilidad por hechos ilícitos extracontractuales respecto de sustancias tóxicas. Asimismo, estas leyes requieren, habitualmente, el cumplimiento de reglamentaciones y permisos asociados y disponen la imposición de sanciones en caso de incumplimiento.

En particular, Yacimientos del Sur se encuentra sujeta a las disposiciones de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 105/92, que contiene regulaciones y procedimientos específicos para la protección del

medio ambiente durante el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Durante la etapa de exploración, las compañías deben presentar un estudio de impacto ambiental frente a la Secretaría de Energía, y, en cualquier caso, en forma previa al comienzo de cualquier actividad de perforación. Una vez que se hallaren yacimiento de petróleo o gas, las compañías deben presentar un nuevo informe ambiental ante la Secretaría de Energía. Asimismo, deberán presentarse informes ambientales ante dicho organismo en forma anual.

Adicionalmente, la industria petrolera está sujeta a otras reglamentaciones nacionales, federales y municipales, incluyendo aquellas relativas al venteo de gas, derrames de petróleo, abandono de pozos, etc.

2.8 YACIMIENTOS DEL SUR

A principios de 2014, la petrolera argentina YPF S.A. acordó la adquisición de todos los activos y las operaciones que pertenecían a Apache Corporation, una corporación petrolera y gasífera, con sede central en *Post Oak Central, Uptown Houston, Texas, EEUU*. Actualmente, se renombró a todas sus operaciones bajo el nombre “Yacimientos del Sur”.

Debido a esta nueva incorporación, YPF consolidará su liderazgo en la producción de petróleo y se reafirmará en el segundo lugar en la producción de gas del país, solo detrás de Total Austral.

Yacimientos del Sur (ex-Apache Energía Argentina SRL), tiene presencia en Argentina desde el año 2001. En la actualidad cuenta con intereses en 35 concesiones que totalizan una superficie de más de 4,4 millones de acres en tres de las cuatro principales cuencas del país.

Sus principales activos, se encuentran en Neuquén con 28 concesiones y 25 como operador, Tierra del Fuego con 7 concesiones y Rio Negro. Cuentan con una infraestructura importante en ductos y plantas y emplean a más de 350 personas. Además, poseen activos con potencial de exploración y desarrollo en la formación Vaca Muerta.

Hasta fin del 2013, Apache Energía Argentina SRL contaba con reservas por 3,8 millones de barriles equivalentes de petróleo.

2.8.1 Sus comienzos

Apache Argentina, comenzó con sus operaciones en el 2001 con la adquisición de Fletcher Challenge Energy que contaba con operaciones en Argentina (Neuquén) y en Canadá.

A partir de Abril de 2006, Apache adquirió los activos de Pioneer Natural Resources en las cuencas de Neuquén, San Jorge y Austral, que en su conjunto sumaban reservas por 22 millones de barriles de petróleo.

En Septiembre de ese año, Apache adquirió siete concesiones en Tierra del Fuego, expandiendo aún más sus actividades y operaciones.

2.8.2 Su evolución

A continuación se pueden observar las inversiones y los ingresos de Apache Energía Argentina SRL en el país desde el años 2006 hasta el 2013.



Gráfico 6. Inversiones de Apache Energía Argentina SRL. Fuente: www.diariodefusiones.com.

La producción que obtuvo Apache en los mismos años es la siguiente:



Gráfico 7. Ingresos de Apache Energía Argentina SRL. Fuente: www.diariodefusiones.com.

Se puede apreciar, el gran impacto que tuvo en su producción la fuerte inversión que realizó la empresa en el año 2006 al incorporar en sus operaciones las concesiones que pertenecían a Fletcher Challenge Energy y a Pioneer Natural Resources, en las principales cuencas de la Argentina.



Gráfico 8. Ingresos de Apache Energía Argentina SRL. Fuente: www.diariodefusiones.com.

En el 2013, la producción de Apache Argentina fue de 42.709 boe/d, un 11,6% menor que la registrada un año antes, en el 2012. Ésta se distribuyó: un 73% en Gas, un 22% en Petróleo y un 5% en Gas Líquido.

2.9 CADENA DE PRODUCCIÓN

La cadena productiva de petróleo se divide en 3 partes muy bien diferenciadas:

2.9.1 Upstream

Este sector incluye las tareas de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y de gas, tanto subterráneos como submarinos, la perforación de pozos exploratorios, y posteriormente la perforación y explotación de los pozos que llevan el petróleo crudo o el gas hasta la superficie.

Con el desarrollo de métodos para extraer gas metano de vetas de carbón, se ha comenzado a incluir el gas no convencional como parte del sector *upstream*, así como también los desarrollos correspondientes al procesamiento y transporte de gas líquido.

2.9.2 Midstream

Este sector incluye el transporte en cualquiera de sus formas (tuberías, ferrocarril, barcazas o camión), el almacenamiento y la comercialización al por mayor de productos crudos o refinados derivados del petróleo.

Las operaciones *midstream* generalmente incluyen algunos elementos de los sectores *upstream* y *downstream*. Por ejemplo, el sector *midstream* puede incluir plantas de procesamiento que purifican el gas crudo, donde se remueve el azufre que contenga. De esta manera, se obtiene el propio azufre y gas líquido como productos terminados.

2.9.3 Downstream

Este sector incluye comúnmente a las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas, así como también la comercialización y distribución de sus productos derivados. El sector *downstream* llega hasta los consumidores en forma de naftas, querosén, naftas de aviación, diésel, fueloil, lubricantes, ceras, asfalto, parafinas, gas, gas licuado del petróleo, entre otros.

En la imagen se pueden observar las etapas del proceso de producción de petróleo y gas en la Argentina, que incluye las tres partes, recién descriptas.

Debido a que las operaciones que realiza Yacimientos del Sur en la Argentina se corresponden con la etapa de *upstream*, que incluyen las tareas de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y de gas, se realizará una explicación más profunda a continuación de dicha etapa.

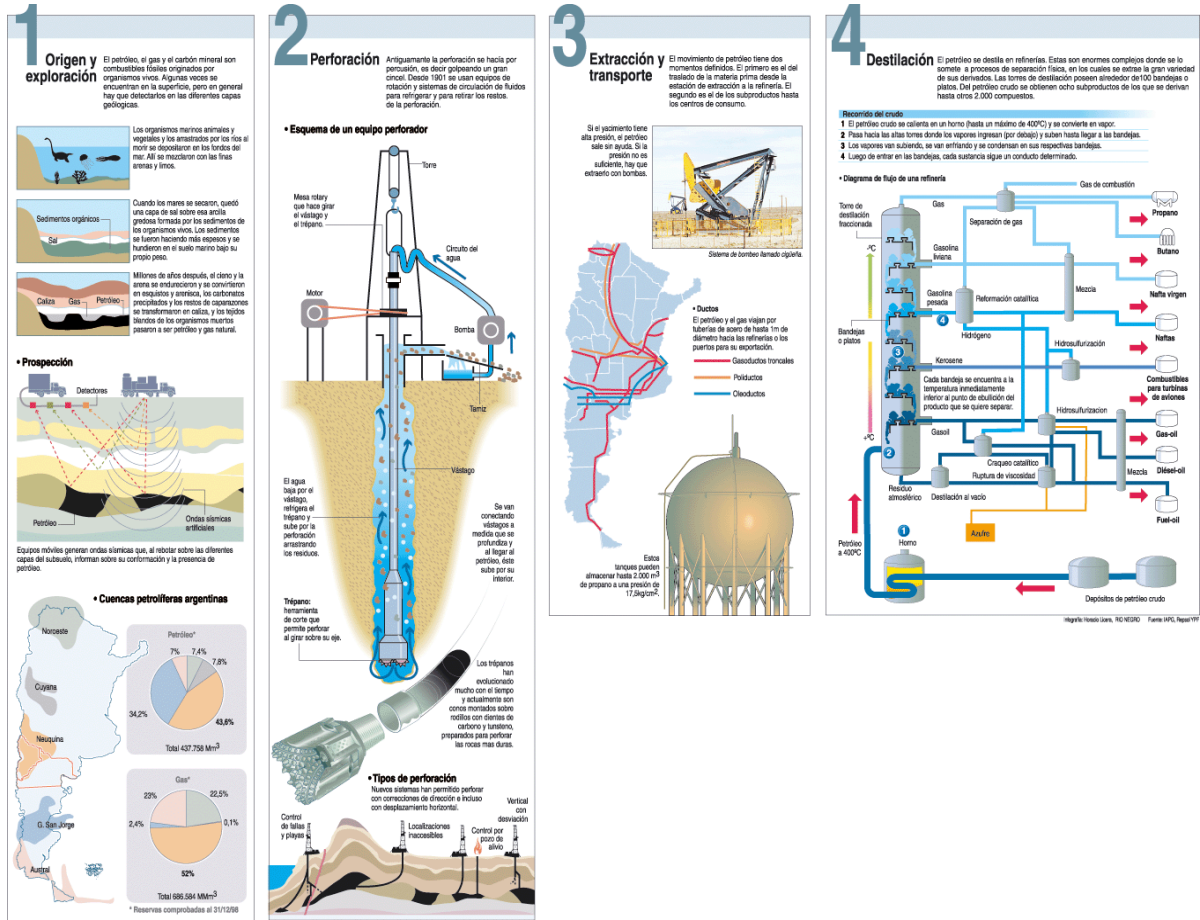


Ilustración 2. Esquema de la cadena productiva de hidrocarburos.

2.9.4 Exploración de petróleo

El proceso de exploración consiste usualmente en una etapa inicial de realización de mapas y fotografías aéreas de la superficie de la tierra, seguidas por investigaciones específicas: sísmicas, gravimétricas y magnéticas para determinar la estructura del suelo. Estas se pueden realizar por medio de vehículos, barcos, aviones, por teledetección o incluso a pie, dependiendo de la zona y de la cantidad de información que se desee o necesite recabar.

La gravimetría y la magnetometría, que miden respectivamente la aceleración de la gravedad y el magnetismo terrestre, permiten en primer lugar trazar mapas subterráneos o submarinos bastante precisos.

Cuando las investigaciones dan como resultado la existencia de condiciones subterráneas favorables a la acumulación de depósitos de petróleo y gas, es necesario realizar perforaciones a fin de probar la existencia real de dichos recursos.

2.9.5 Extracción de petróleo

En modo de resumen, la extracción de petróleo consiste en taladrar un agujero en la tierra hasta que se llega al yacimiento y dejar que la presión natural lo eleve hasta la superficie o, en el caso que no existiera dicha presión, bombear con una bomba.

En la explotación de un yacimiento se distinguen dos períodos que son la recuperación primaria y la recuperación secundaria.

En la recuperación primaria, por el efecto de la presión, el petróleo sube por sí mismo a la superficie.

En la recuperación secundaria se intenta llevar a la superficie la parte de petróleo contenido en el yacimiento que no pudo ser extraída anteriormente.

Respecto a la perforación, existen diversas formas de efectuarla, pero el modo más eficiente y moderno es la perforación rotatoria o trepanación con circulación de barro.

Un pozo de petróleo es, por lo tanto, un tubo fino y largo de hierro que atraviesa la roca hasta llegar al estrato que lo contiene. Generalmente se encuentran capas intermedias de agua, antes de llegar al petróleo. Las capas subterráneas ricas en petróleo pueden encontrarse bajo las aguas de los mares o bajo las extensiones yermas de los desiertos, lo mismo que en algunas regiones cubiertas de espesas selvas tropicales.

2.9.6 Variedades de crudo

Cada yacimiento de petróleo está constituido por una mezcla de miles de hidrocarburos diferentes, formados por la asociación de átomos de carbono e hidrógeno. A esta mezcla se agregan cantidades variables de sustancias que dependen del tipo de suelo que lo rodea y que contienen diferentes proporciones de azufre, nitrógeno y oxígeno. De los más de 1.500 campos petrolíferos conocidos, no se han encontrado aún dos crudos exactamente iguales.

Según la predominancia de uno de los compuestos característicos, se pueden clasificar los petróleos en:

Crudos **Parafínicos**: presentan una proporción elevada de hidrocarburos tipo C_nH_n y particularmente parafinas y ceras naturales. Por ejemplo, este tipo de crudo se puede obtener en Pennsylvania, Libia, Cuenca Cuyana Argentina, entre otros.

Crudos **Nafténicos**: con una cantidad más grande de naftenos, hidrocarburos de la serie anulares o cíclicos. Por ejemplo, el crudo de Venezuela y la Cuenca Noroeste Argentina.

Crudos **Aromáticos**: en los que se encuentran hidrocarburos bencénicos C_nH_n , como la que se encuentra en Borneo.

Crudos **Sulfurosos**: que contienen sulfuro de hidrógeno y mercaptanos formados por la fijación de azufre sobre un hidrocarburo. Se encuentran en Oriente Medio, Cuenca Neuquina Argentina, entre otros.

Crudos **Particulares**: al igual que los crudos bituminosos, son crudos de muy bajo contenido en azufre, y crudos polucionados por ácidos, metales (vanadio, níquel, arsénico), sales, agua salada, etc.

3 ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN Y MEDIO AMBIENTE

3.1 MACROLOCALIZACIÓN

Dentro de la superficie Argentina, existen varias cuencas con reservas de petróleo y gas que están siendo explotadas por diferentes empresas y muchas otras que están comprobadas pero no explotadas.

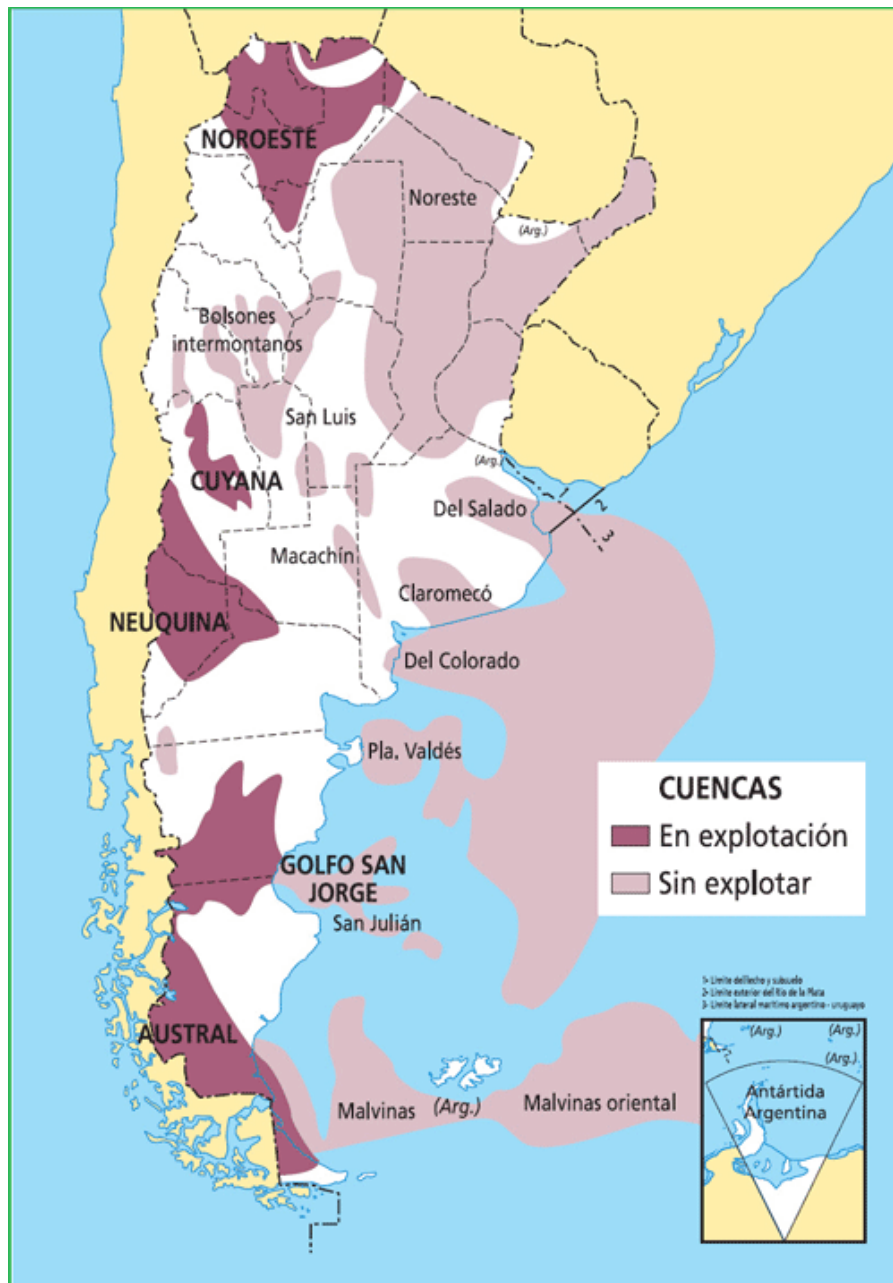


Ilustración 3. Esquema de la cadena productiva de hidrocarburos.

Como se puede apreciar en el gráfico 9, la Cuenca Neuquina abarca a las provincias de Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa. Este yacimiento es de los más importantes para el país ya que es el segundo mayor productor de petróleo y el primer productor de gas.

Según datos históricos de la Secretaría de Energía de la Nación, desde el año 2006 hasta Abril del 2014, la producción total en la Cuenca Neuquina de petróleo fue apenas menor a los 118,5 millones de metros cúbicos y la producción total de gas fue aproximadamente de 216 mil millones de metros cúbicos.



Gráfico 9. Producción total de petróleo por cuenca de Argentina. Secretaría de Energía de la Nación.



Gráfico 10. Producción total de gas por cuenca en Argentina. Secretaría de Energía de la Nación.

Es precisamente en este lugar, que la empresa Apache tiene una plataforma de exploración y perforación de pozos y sobre el cuál se desarrolla el presente estudio.

3.2 MICROLOCALIZACIÓN

Una vez establecida la cuenca en la cual se va a realizar el proyecto, se define el lugar en el cual se establece el yacimiento.

Como se dijo anteriormente, la Cuenca Neuquina es una de las principales productoras de petróleo y gas de la Argentina, por lo cual es esperable encontrar en toda su extensión una gran cantidad de yacimientos de donde se extraen los hidrocarburos.

En el presente estudio, se resolvió realizar el análisis en el yacimiento denominado “Estación Fernández Oro” que se encuentra ubicado a 25 km al Este de Neuquén y a 7 km al Sur de Allen, un pueblo que se encuentra en la provincia de Río Negro.

La locación del yacimiento es el siguiente:

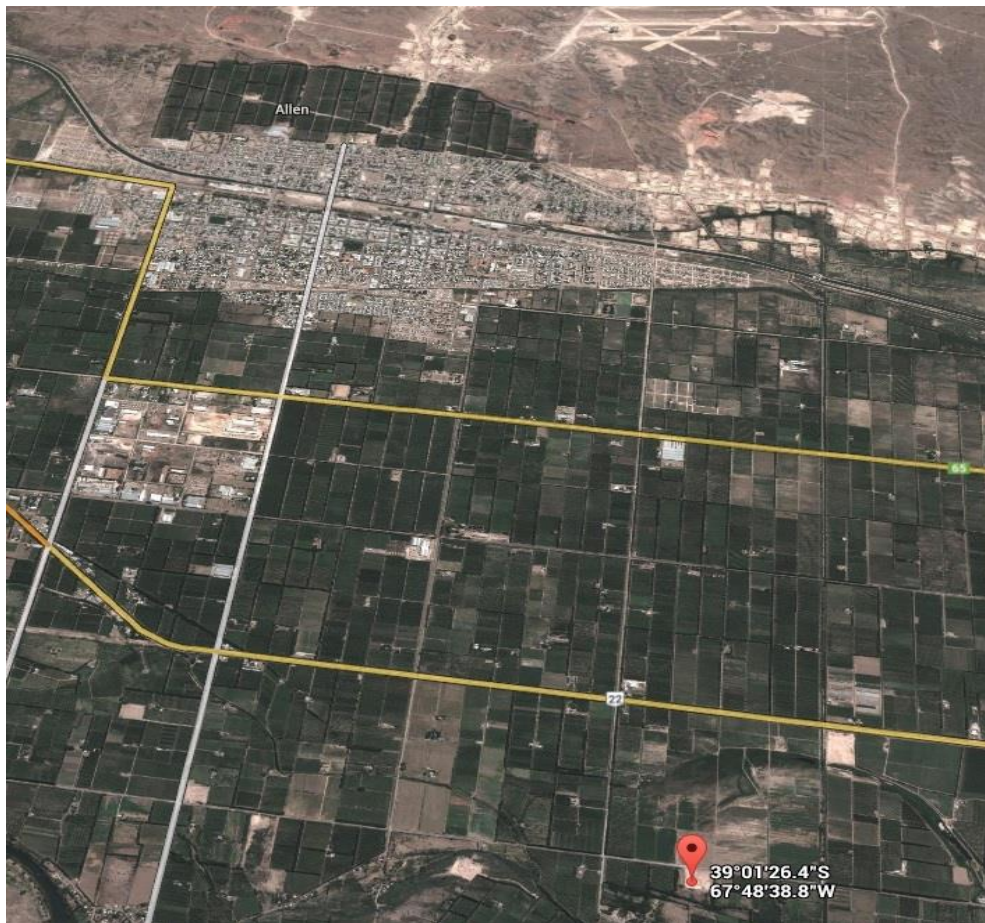


Ilustración 4. Localización del yacimiento. Google Maps.



Ilustración 5. Vista aérea del yacimiento. Google Maps.

3.2.1 Razones por las cuales se creó este yacimiento

El yacimiento Estación Fernández Oro se estableció en este lugar geográfico debido a distintos factores desarrollados a continuación.

3.2.2 Rutas

La accesibilidad de rutas y caminos que comuniquen el yacimiento con los pueblos o ciudades más cercanos está muy desarrollado y es un factor determinante para poder operar el yacimiento en forma rentable, ya que deben poder llegar en forma fácil y rápida los materiales para la producción, los operarios que van a trabajar en el campo y, en casos de algún accidente o siniestro, es necesario una buena accesibilidad para los servicios de emergencia como bomberos y ambulancias.

3.2.3 Disponibilidad de mano de obra

Como estas tareas de exploración, excavación y explotación son muy complejas, es necesario contar con mano de obra calificada y que sea apta para realizar los trabajos de campo en el yacimiento.

Según los datos oficiales del Censo 2010, en la confluencia de Neuquén residen 361.840 habitantes, y en el departamento General Roca, Rio Negro residen 320.921 habitantes. Esta importante cantidad de habitantes que tiene la región hace posible encontrar un mayor y mejor número de personas capacitadas para realizar las tareas.

De cualquier manera, en muchas ocasiones las compañías trasladan a sus propios empleados a la zona de operación, pero estos suelen ser profesionales que se encargan de llevar a cabo las operaciones y ser responsables de las mismas, los que trabajan y operan las máquinas día a día suelen ser operarios del lugar que son contratados.

3.2.4 Cercanía a poliductos, oleoductos y gasoductos

Cuando el yacimiento empieza a operar y extraer hidrocarburos de las profundidades de la tierra, es necesario contar con una red de conductos para poder transportar toda la producción en forma eficiente y segura hasta un centro de almacenaje o una refinería. Para ello, se tienen en cuenta la red que existe actualmente y se analizan las diferentes posibilidades para establecer el lugar óptimo del yacimiento.

3.3 CARACTERÍSTICAS DEL POZO

3.3.1 Tipos de Yacimientos Petrolíferos

Los yacimientos de petróleo y gas tienen características que cambian continuamente según la región donde estén alojados. Existen numerosos factores que son usados para determinar las propiedades del hidrocarburo, como así también los métodos que deben ser usados para lograr la mayor extracción del mismo y en la forma más eficiente posible.

Para que se origine un yacimiento de petróleo es necesario que existan ciertas condiciones:

- Una roca adecuada para la formación de petróleo, denominada roca madre.
- Una roca acumuladora que posea dos propiedades fundamentales: permeabilidad, es decir que permita el libre movimiento de los hidrocarburos dentro de sus espacios vacíos y porosidad, es decir que tenga suficientes huecos o poros para que el hidrocarburo pueda almacenarse.
- Una estructura geológica denominada comúnmente como trampa que permita almacenar el petróleo e impida el escape o emigración del mismo.

Las rocas de acumulación son generalmente de origen sedimentario. Estas rocas sedimentarias que contienen petróleo y gas pueden dividirse en dos clases: detríticas y químicas. Los sedimentos detríticos provienen de la desintegración de las rocas ígneas (aquellas que se forman cuando el magma se solidifica) y metamórficas (aquellas que transforman sus propiedades químicas y físicas al someterse a altas presiones y temperaturas) por medio de un proceso de meteorismo, erosión, transporte a una cuenca de sedimentación. Los sedimentos químicos pueden formarse por dos procesos: desarrollo orgánico y precipitación, proceso por el cual se han formado la mayor parte de los carbonatos, o por evaporación de agua salada en cuencas cerradas.

3.3.2 Geología de la cuenca

La cuenca neuquina abarca la totalidad de la provincia Neuquén, el sector suroeste de Mendoza, hacia el este alcanza la región de Río Negro y el oeste de La Pampa.

La estratigrafía regional de la cuenca presenta diferentes ciclos sedimentarios denominados: Terciario, Jurásico, Cretácico y Cuaternario, cada uno con propiedades particulares debido a su edad geológica.

La superficie de la cuenca supera los 200.000 km² y presenta fundamentalmente tres secciones con marcadas condiciones oleogénicas: Formación Los Molles, Vaca Muerta y Agrio.

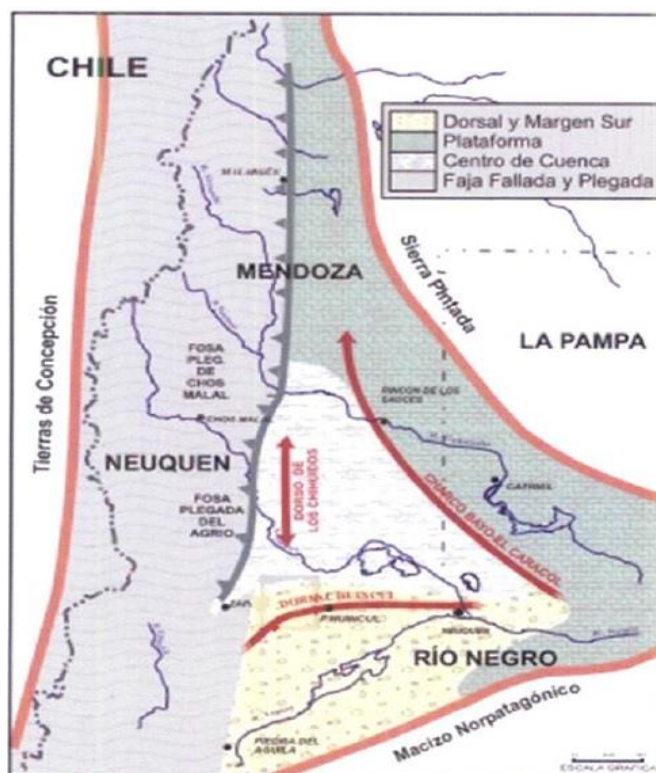


Ilustración 6. Geología de la cuenca. Secretaría de Energía de la Nación

3.3.3 Yacimiento Estación Fernández Oro

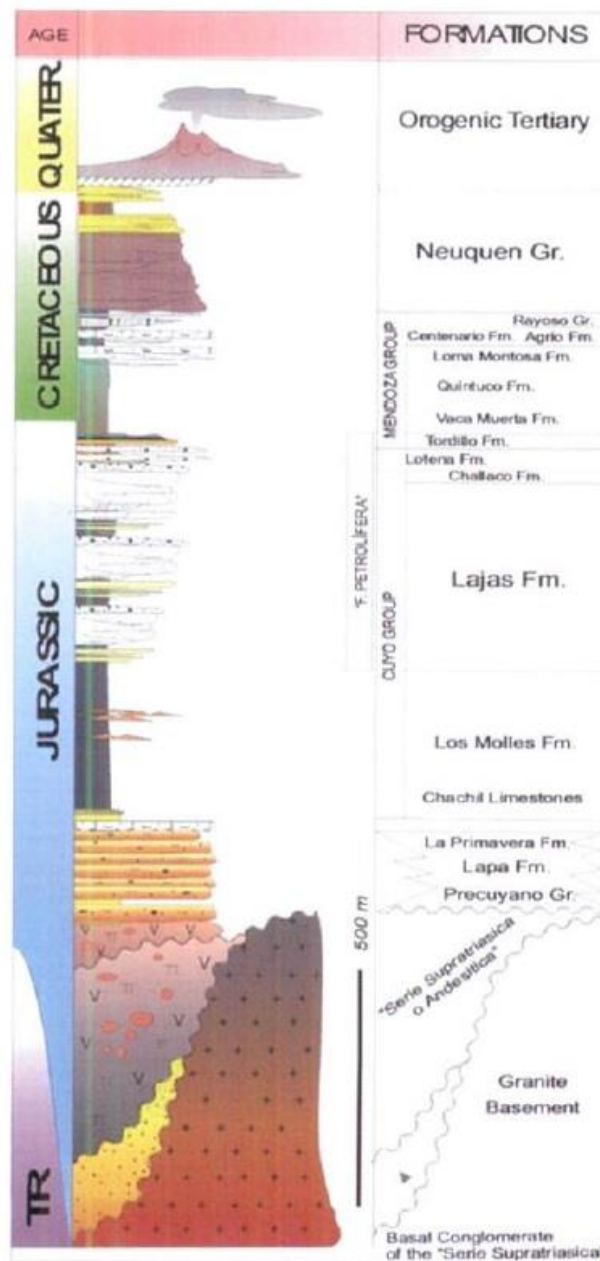


Ilustración 7. Estratigrafía regional del yacimiento.

En el año 1969, YPF encontró petróleo en las formaciones de Quintuco, Sierras Blancas y Lotena. Por décadas, se explotó esta región produciendo a profundidades entre 2.400 y 2.900 mbbp (metros bajo boca de pozo).

En 1994, Bidas Corp. perforó un pozo que descubrió hidrocarburos en la formación Lajas. Posteriormente, se perforaron dos pozos más a mayor profundidad que dio como resultado la confirmación de existencia de petróleo y gas confinados en trampas estratigráficas y combinadas.

En la actualidad, la mayor producción del yacimiento proviene de profundidades entre 3.500 y 3.900 mbbp, región formada por areniscas y conglomerados marinos con una porosidad promedio de 10 a 16% que se ubican en la formación Lajas. Las areniscas de la formación Lajas Inferior requieren estimulaciones por fracturas hidráulicas de gran magnitud como única opción para producir volúmenes de gas comercialmente explotables, involucrando tareas a alta presión y temperatura en pozos profundos. El yacimiento de gas condensado es denominado “*tight gas reservoirs*”, con permeabilidades muy bajas que los califican dentro del programa de la Secretaría de Energía de la Nación “Gas Plus”.

3.4 IMPACTO AMBIENTAL

Como parte del Estudio de Factibilidad, es necesario analizar los posibles efectos al medio ambiente y a la sociedad (o comunidad) que cada etapa del proyecto, desde la perforación, explotación y eventual abandono de pozo; podría causar.

Además, no podría ser de otra manera, ya que la legislación hace explícito que para cada nuevo proyecto de explotación de hidrocarburos se debe presentar la correspondiente Evaluación de Impacto ambiental ante la autoridad pertinente de la Provincia de Río Negro, siguiendo el marco general dictado por la Ley 3266 y su Decreto Reglamentario 452/05.

Primero se procede a realizar un análisis de la zona donde se explotará el pozo y los posibles impactos, finalizando con un Plan de Contingencias a utilizar que permite prevenir los impactos negativos con el fin de evitarlos o minimizar la afectación de los mismos sobre el medio. Por el tipo de proyecto, se puede adelantar que los impactos afectarán mayoritariamente en forma negativa al sector biofísico y positivamente al sector socioeconómico.

3.4.1 Geología

La región de estudio se ubica dentro de la Provincia Geológica del Engolfamiento Neuquino. La zona se encuentra inserta dentro de la unidad geológica denominada Depósitos aluviales actuales de los ríos Negro, Neuquén y Colorado - Holoceno - Cuaternario. Comprende depósitos aluviales recientes del valle del río que constituyen el relleno del cauce del Río Negro, caracterizándose por la competencia del curso de agua y de la planicie de inundación del río. La litología dominante está compuesta por arena, limo y por importantes acumulaciones de grava.

Como corresponde al clima árido, las precipitaciones son escasas, con un promedio anual de 243,7 mm, observando gran variabilidad de la cantidad de lluvia acumulada, durante el período 1990-2004. El año que acusa menor precipitación es el 2003 con 77,3 mm y el máximo corresponde a 1999 con 495,7 mm.

El nivel piezométrico del acuífero está en relación directa con el nivel del río, es decir existe conexión hidráulica entre ambos y el río se comporta como influente. El río Negro transporta aguas de baja salinidad, originadas en lluvias y deshielos cordilleranos, por ello la calidad del agua subterránea desmejora desde las márgenes hacia los bordes de los valles (Auge, 2004). Si bien las técnicas a emplear durante la perforación del pozo contemplan la cementación de las cañerías, lo cual reduce los riesgos de contaminación de napas y acuíferos, será necesario maximizar las medidas de seguridad para evitar derrames.

En cuanto a la sismicidad, la zona es de grado 1, es decir, de peligro reducido. El peligro sísmico, que es la probabilidad de que ocurra una determinada amplitud de movimiento del suelo en un intervalo de tiempo fijado, depende del nivel de sismicidad de cada zona.

A continuación se muestra un mapa de Zonificación Sísmica donde se individualizan zonas con diferentes niveles de Peligro Sísmico.

ZONA	PELIGROSIDAD SÍSMICA	
0	Muy reducida	
1	Reducida	
2	Moderada	
3	Elevada	
4	Muy elevada	

Tabla 4. Peligrosidad sísmica de la Argentina.

El paisaje se encuentra ampliamente afectado por la actividad antrópica en esta zona. La actividad frutihortícola como principal y la explotación hidrocarburífera, inciden sobre el paisaje natural de manera puntual (cuadros de siembra con barreras de álamos, locaciones de pozos, colectores, etc.) y lineal (principalmente caminos, canales, así como tendidos de ductos y líneas eléctricas).

3.4.2 Fauna

Si bien el sitio en estudio se encuentra ampliamente afectado y modificado por las actividades actuales y pasadas del hombre, la fauna silvestre se verá afectada por el proyecto principalmente durante las

etapas de perforación y abandono, siendo de menor incidencia durante la operación.

Se debe considerar, además, que por las características del lugar y su acceso, la fauna se reduce a la presencia de aves, roedores y otros animales menores, pudiendo observarse algún doméstico.

Los animales se encuentran en equilibrio con el medio en el cual se desarrollan y la modificación de éste conlleva indefectiblemente a su alteración. Aunque el proyecto aprovechará instalaciones existentes, lo que reduce en forma significativa las actividades con maquinarias viales, todas las actividades inherentes al plan de trabajo se relacionarán directamente con las pautas de comportamiento de la fauna, debido a la generación de ruidos, movimiento de personas, vehículos, maquinarias y presencia de instalaciones en el medio natural.

El impacto sobre este factor se considera fugaz, de media magnitud durante las etapas de construcción y abandono, siendo bajo durante la operación.

3.4.3 Componentes socioeconómicos

3.4.3.1 Población

La población rural se encuentra distribuida a lo largo de los caminos del valle del Rio Negro, perteneciendo a chacras en producción o a pequeños aglomerados de casas bajas. La locación del pozo se encuentra dentro de una chacra en producción de peras, aunque en un sector apartado, junto a un antiguo brazo del río, el cual se encuentra sin circulación de agua.

La localidad de Allen ubicada al Noreste del Yacimiento Estación Fernández Oro y la localidad Fernández Oro, el Noroeste del mismo, constituyen las poblaciones urbanas más cercanas al sitio en estudio.

De acuerdo al Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas realizado en el año 2001, la primera cuenta con 20.733 habitantes y la segunda con 5.067 habitantes.

3.4.3.2 Servicios e infraestructura

El yacimiento dentro del cual se realizará el proyecto en estudio se abastece de energía eléctrica a través de una red local de energía de MT, de manera de satisfacer las necesidades de la industria. La red vial existente (caminos consolidados y abovedados) es utilizada tanto por la población rural como para el movimiento interno del yacimiento.

Entre la infraestructura que rodea este sector se pueden citar: la RN 22, chacras frutihortícolas en producción, locaciones de pozos, caminos, tendidos eléctricos y subestaciones transformadoras.

3.4.3.3 Actividades económicas y usos del suelo

En orden de importancia, en cuanto a extensión de la superficie se refiere, el área de estudio se destaca por la producción frutihortícola bajo riego como actividad primaria y la hidrocarburífera como actividad secundaria.

3.4.3.4 Finanzas del sector público

La afectación sobre este factor resultará positiva y de carácter periódico, debido a los ingresos que percibirá el fisco por los cánones correspondientes a la explotación de la industria, además de la recaudación impositiva asociada.

3.4.3.5 Calidad de aire y confort sonoro

Durante la etapa de perforación y terminación del pozo se evidenciará la mayor afectación sobre la calidad de aire y el confort sonoro, seguida de la etapa de abandono del sitio debido al movimiento de materiales (suelo y calcáreo) y de maquinarias.

La instalación de trailers y equipos, actividades del campamento, tendido de línea de conducción, retiro de equipos y trailers y actividades durante la etapa operativa también afectarán negativamente el aire y confort sonoro.

En este sentido, los impactos se manifestarán en forma discontinua en el tiempo y de manera fugaz durante la etapa constructiva, aunque será de mayor intensidad que durante la operación del pozo, en la cual se generará un impacto periódico y de baja intensidad debido a las recorridas diarias y al mantenimiento de las instalaciones.

3.4.3.6 Incidencia visual

El tipo de actividad a realizar durante las etapas de perforación y abandono impactarán directamente sobre el factor, ya que contrastarán con el entorno todos los equipos necesarios para dichas actividades. La torre de perforación, con su altura e iluminación permanente, el campamento y equipamiento necesario para la generación de energía, así como los acopios de materiales hasta la culminación de las tareas, serán situaciones ajenas a la percepción normal de un paisaje como el del sitio en estudio. Por otro lado, si bien con el presente proyecto se prevé la afectación de un sitio puntual ya impactado, en el contexto regional la actividad produce un importante efecto visual negativo.

Es por ello que su afectación sobre el medio será alta durante las etapas de perforación y abandono, aunque fugaces, considerando también que las zonas de chacras presentan abundante volumen arbóreo de alturas considerables (barreras de álamos), lo cual reduce la accesibilidad

visual. En cuanto a la persistencia del impacto debido a la presencia de instalaciones en el medio natural, se considera de baja intensidad y permanente ya que las válvulas y cañerías en superficie con su cerco perimetral, son las instalaciones que permanecerán en el medio durante toda la vida útil del proyecto (mayor a 10 años).

3.4.3.7 Calidad de vida

La calidad de vida de los habitantes rurales de las inmediaciones del sitio en estudio (viviendas aisladas y chacras cercanas) se afectará negativamente durante todas las fases del proyecto, tanto por la generación de ruidos, la iluminación del campamento y la torre, como por el incremento en la circulación de maquinarias y personas en la zona. Los ruidos estarán principalmente asociados al campamento (máquinas, generadores, movimiento de vehículos y personas, etc.) y durante el ensayo del pozo (quema de gases). La iluminación será continua, durante la fase de construcción y parte de la de abandono.

Se espera una afectación negativa, fugaz y de alta intensidad para las fases de construcción y abandono, considerando una intensidad baja y carácter periódico para la etapa operativa del proyecto.

3.4.4 Plan de Gestión Ambiental

Los Sistemas de Gestión Ambiental son manuales de normas integradas a la gestión de la organización que permiten:

- Identificar los potenciales impactos ambientales de las actividades, así como los de las actividades relacionadas (proveedores, contratistas).
- Medir esos impactos.
- Definir acciones y asignar recursos para minimizar esos impactos.
- Llevar registros auditables de las mediciones.
- Demostrar un ciclo de mejora continua en la gestión.

Pueden certificarse según normas internacionales, lo que les da una base de apoyo metodológico y demuestra el compromiso ante terceros. El punto inicial básico de cualquier sistema de gestión ambiental es conocer y respetar toda la legislación aplicable.

Es importante destacar que certificar las operaciones bajo un Sistema de Gestión Ambiental, como las normas ISO 14000, no es exigible por ley y debe ser interpretado como un esfuerzo adicional para que las acciones de identificación, mitigación y remediación sean consistentes en el tiempo y

posibles de verificar en cada momento por observadores externos. Además, es una manera de ser visto ante los inversionistas como una empresa responsable y que se ocupa de sus operaciones para disminuir los riesgos y preservar, de esta manera, a las generaciones futuras.

En el caso particular del Plan de Gestión Ambiental (PGA), el mismo consiste en una serie de estrategias a implementar, durante las distintas etapas del proyecto, que apuntan a la protección y preservación del ambiente, estableciendo distintas pautas y recomendaciones a fin de evitar o reducir los impactos negativos producidos por el proyecto.

Las medidas a implementar se realizan en base a criterios técnicos y a la legislación vigente, clasificándose de la siguiente manera:

- **Preventivas:** aquellas disposiciones llevadas a cabo a fin de evitar la aparición de las consecuencias no deseadas, generadas por un determinado accionar.
- **Correctivas:** anulan los efectos adversos derivados de los aspectos ambientales.
- **Mitigadoras:** se ejecutan a fin de minimizar los efectos, consecuentes de determinadas acciones, que no se pueden evitar debido a la naturaleza de las actividades.

En una primera instancia se establecen medidas generales, segregando luego las medidas específicas en función de las acciones del proyecto a fin de facilitar la implementación del PGA.

3.4.4.1 Medidas Generales

- En caso de ser posible, en el asentamiento de campamentos se re-utilizarán locaciones de campamentos anteriores.
- Se prohíbe al personal asociado a la actividad hidrocarburífera el uso de armas y la caza de fauna silvestre y ganado así como la extracción de leña.
- Al finalizar las actividades de perforación y terminación se dejará limpia la locación.
- Se re-utilizarán accesos existentes.

3.4.4.2 Medidas Específicas

3.4.4.3 Etapa de Perforación

Los impactos esperables en esta etapa son: apertura de caminos y locaciones, interferencia con la flora y fauna, residuos (campamento, *cuttings*, lodos), materiales del lodo o incorporados al mismo (cromo, mercurio, gas sulfhídrico).

MOMENTO DE IMPLEMENTACIÓN	IMPACTO A PREVENIR / MITIGAR / CORREGIR	OBJETIVO DE LA MEDIDA	MEDIDA A DESARROLLAR	RESPONSABLE
Perforación	Contaminación del agua subterránea	Aislar fluidos del pozo	√ Se realizará el cementado de la cañería guía hasta el piso del grupo Neuquén.	Director de obra.
	Alteración de las propiedades fisicoquímicas del suelo	Prevenir la contaminación del suelo.	√ Se maximizarán los cuidados en operaciones de traslado y trasvase de fluidos de perforación, evitando pérdidas de carga y riesgo de accidentes. √ Los tambores con productos químicos se guardarán aislados del piso para evitar corrosión y facilitar la detección de fugas. Además estarán identificados con su contenido y con el nombre de la compañía a quién pertenecen, contando con sistemas de contención de fluidos. √ En caso de derrames de poco volumen se levantará el suelo contaminado, concentrándolo en un solo sitio adecuado especialmente para ello y posteriormente se aplicará un método de tratamiento eficaz en sitios habilitados para tal fin.	Perforación, Departamento de SSA (Salud, Seguridad y Ambiente).
Actividades del campamento y equipos	Alteración de la incidencia visual	Conservar la calidad visual del paisaje.	√ Se minimizarán los tiempos de ejecución de las tareas con equipos y maquinarias de grandes dimensiones. √ Se retirarán periódicamente los residuos generados por cada actividad.	Perforación.
	Alteración de la calidad de vida	Mitigar la alteración de la calidad de vida de los pobladores	√ Se respetarán las velocidades máximas establecidas para el yacimiento y se mantendrán en óptimas condiciones los escapes y silenciadores de vehículos y equipos.	Perforación, Departamento de SSA (Salud, Seguridad y Ambiente).

Estudio de factibilidad de un pozo de petróleo y gas

Limpieza y perfilado del pozo Punzamiento Estimulación de la formación	Alteración de las propiedades fisicoquímicas del suelo	Prevenir la contaminación del suelo.	<ul style="list-style-type: none"> √ Se maximizarán los cuidados en operaciones de traslado y trasvase de productos químicos y fluidos empleados por cada actividad, evitando pérdidas y riesgo de accidentes. Los tambores se guardarán aislados del piso para evitar corrosión y facilitar la detección de fugas. Estarán identificados con su contenido y con el nombre de la compañía a la que pertenecen, contando con bateas de contención. √ En caso de derrames de poco volumen se levantará el suelo contaminado, concentrándolo en un solo sitio adecuado especialmente para ello y posteriormente se aplicará un método de tratamiento eficaz en sitios habilitados para tal fin 	Work Over, Departamento de SSA (Salud, Seguridad y Ambiente).
Colocación de la boca de pozo	Alteración de las pautas de comportamiento de la fauna	Prevenir lesiones en la fauna	<ul style="list-style-type: none"> √ Una vez instalada la boca de pozo y sus anexos, se cercará perimetralmente a la misma con el objeto de impedir el acceso de animales. 	Producción.
Colocación de la boca de pozo.	Alteración de la incidencia visual	Conservar la calidad visual del paisaje.	<ul style="list-style-type: none"> √ Minimizar los tiempos de ejecución de las tareas con equipos y maquinarias. √ Se retirarán periódicamente los residuos generados por cada actividad. 	Obras.
Tendido de la línea de conducción	Alteración de las pautas de comportamiento de la fauna	Evitar que la fauna se ahuyente.	<ul style="list-style-type: none"> √ Se respetarán las velocidades máximas establecidas para el yacimiento. √ Se mantendrán en óptimas condiciones los escapes y silenciadores de vehículos y equipos. √ Se evitará la circulación de personas fuera de los caminos existentes. 	Obras, Departamento de SSA (Salud, Seguridad y Ambiente).

Tabla 5. Impactos esperables en cada etapa del proceso.

3.4.4.4 Etapa de operación

Los impactos esperables en esta etapa son residuos, fundamentalmente agua salada de formación con cierto contenido de hidrocarburos, productos químicos usados para estimulación o tratamiento de pozos, petróleo y gas, sólidos que se acumulan en los fondos de tanques. Adicionalmente, y durante todas las etapas de explotación se emiten gases: de combustión (CO_2 , CO , SO_2 , NO_x), emisiones por fugas (volátiles, metano) y otros productos de las operaciones, como los venteos de tanques. Casi todos ellos tienen efecto sobre la capa de ozono.

MOMENTO DE IMPLEMENTACIÓN	IMPACTO A PREVENIR / MITIGAR / CORREGIR	OBJETIVO DE LA MEDIDA	MEDIDA A DESARROLLAR	RESPONSABLE
Monitoreo y mantenimiento del pozo	Alteración de las propiedades fisicoquímicas del suelo	Detectar pérdidas, derrames o señales de deterioro	<ul style="list-style-type: none"> √ Se efectuará la inspección rutinaria de colectores, tanques, contenedores de aceite y línea de conducción. √ Se maximizarán los cuidados en operaciones de traslado y trasvase de fluidos empleando sistemas de contención. 	Operaciones y Departamento de SSA (Salud, Seguridad y Ambiente).
	Alteración de la incidencia visual	Conservar la calidad visual del paisaje.	<ul style="list-style-type: none"> √ Minimizar los tiempos de ejecución de las tareas mantenimiento con equipos y maquinarias. √ Se retirarán periódicamente los residuos generados. 	Operaciones y Departamento de SSA (Salud, Seguridad y Ambiente).

Tabla 6. Impactos esperables en la etapa de operación.

3.4.4.5 Etapa de abandono

MOMENTO DE IMPLEMENTACIÓN	IMPACTO A PREVENIR / MITIGAR / CORREGIR	OBJETIVO DE LA MEDIDA	MEDIDA A DESARROLLAR	RESPONSABLE
Retiro de instalaciones	Alteración de la incidencia visual	Conservar la calidad visual del paisaje.	<ul style="list-style-type: none"> √ Minimizar los tiempos de ejecución de las tareas de mantenimiento con equipos y maquinarias. √ Se retirarán periódicamente los residuos generados. 	Operaciones y Departamento de SSA (Salud, Seguridad y Ambiente).
Tapado del pozo	Contaminación del agua subterránea	Aislar las formaciones atravesadas	<ul style="list-style-type: none"> √ Quedarán aisladas, con tapones de cemento, todas las capas permeables que hayan quedado sin entubar y que se puedan definir como potenciales fuentes de agua dulce, hidrocarburos o de vapor de agua. 	Operaciones, Ingeniería.
Acondicionamiento de la locación	Alteración de las propiedades fisicoquímicas del suelo	Disminuir el grado de compactación del suelo afectado.	<ul style="list-style-type: none"> √ Se realizará el tratamiento de la capa superficial del área de la locación (no superior a los 15 cm) y demás superficies fuera de uso que hubieren sido alteradas. 	Operaciones, Departamento de SSA (Salud, Seguridad y Ambiente).
		Controlar los procesos erosivos	<ul style="list-style-type: none"> √ Se realizará el tratamiento superficial de la zona afectada. Por ejemplo, escarificado en forma perpendicular a la pendiente existente en el sitio. En caso de pendiente cercana a 0%, el mismo se realizará en forma perpendicular a los vientos predominantes. 	Operaciones, Departamento de SSA (Salud, Seguridad y Ambiente).
	Alteración de los procesos de colonización vegetal	Mejorar las condiciones para que actúe la recolonización vegetal naturalmente.	<ul style="list-style-type: none"> √ Se realizará el tratamiento superficial de la zona afectada. Por ejemplo, en forma perpendicular a la pendiente existente en el sitio. En caso de pendiente cercana a 0%, se realizará en forma perpendicular a los vientos predominantes, a fin crear una "micro-topografía" superficial para "atrapar" semillas y así facilitar la colonización vegetal del sitio. 	Operaciones, Departamento de SSA (Salud, Seguridad y Ambiente).
	Alteración de la incidencia visual	Conservar la calidad visual del paisaje	<ul style="list-style-type: none"> √ Verificar el cumplimiento de las acciones de restauración del área, especialmente el desmantelamiento de infraestructura en desuso y el tratamiento de superficies que hayan sido alteradas. 	Operaciones, Departamento de SSA (Salud, Seguridad y Ambiente).

Tabla 7. Impactos esperables en la etapa de abandono.

3.4.5 Gestión de residuos

La mayoría de los impactos están relacionados con la descarga de desechos, incluyendo hidrocarburos líquidos o gaseosos, sólidos contaminados con hidrocarburos, aguas contaminadas con sólidos en suspensión o en solución, y una amplia variedad de químicos. Mientras que algunos de estos residuos tienen efectos adversos significativos sobre el ambiente, otros producen un impacto menor o nulo. En todos los casos los efectos adversos pueden ser minimizados o eliminados a través de la implementación de un manejo apropiado de los residuos

Para el tratamiento de los residuos la Operadora del yacimiento tiene implementado un sistema de gestión de residuos, el cual debe ser acatado tanto por el personal propio como de los contratistas que operan dentro del mismo.

Para cada tipo de residuo serán acondicionados contenedores específicos, de manera tal que no se pierda parte de ellos en el traslado, ni se mezclen entre sí.

El mantenimiento de los equipos será realizado fuera del predio, en establecimientos adecuados a cada necesidad.

Para el proyecto en estudio se contempla la generación de algunos tipos de residuos, que se describen a continuación.

3.4.5.1 Residuos sólidos domésticos (RSD)

Los residuos sólidos domésticos serán dispuestos transitoriamente en un contenedor, debidamente señalizado y acondicionado para tal fin. Luego serán retirados y transportados, realizando la disposición final de acuerdo con los requisitos legales.

3.4.5.2 Efluentes líquidos sanitarios

Para este tipo de residuos se instalará una Planta de Tratamientos Móvil, contratando especialmente a una empresa habilitada para tal fin.

3.4.5.3 Residuos patológicos

Aunque se extremarán las condiciones de seguridad para evitar cualquier tipo de accidentes, de producirse este tipo de residuos en la enfermería, serán dispuestos por empresas habilitadas según la normativa vigente (incineración en hornos pirolíticos).

3.4.5.4 Residuos metálicos

Todo material residual que pueda ser reutilizado será trasladado al depósito del yacimiento para futuro uso, mientras que aquellos

que no tengan reuso posible serán trasladados y acopiados como chatarra, para luego ser vendidos.

3.4.5.5 Residuos empetrolados

Estos residuos serán dispuestos transitoriamente en un contenedor debidamente aislado del suelo e identificado y junto con los trapos, filtros, correas y otros elementos similares, serán enviados a una Planta de Tratamiento de Residuos Peligrosos para su disposición final (la empresa INDARSA, en la ciudad de Neuquén).

4 ESTUDIO DE INGENIERÍA

4.1 MÉTODO DE PERFORACIÓN

El método de perforación más usado se conoce como sistema Rotary, que puede ser convencional o con motor de fondo. Este sistema consiste en una herramienta especial, el trépano, que se baja mediante una columna de barras de acero o aleaciones especiales enroscadas una a otra y con un movimiento giratorio se van atravesando los terrenos. En la parte inferior de la columna se colocan unas barras de gran espesor para dar más peso y mayor penetración a la herramienta, así como unos elementos con aletas para estabilizarla.

Así se continúa hasta la profundidad final del pozo. La función del equipo es levantar las barras y bajarlas al pozo, darles movimiento de rotación y mediante un sistema de bombas y tanques, impulsar un líquido al pozo (lodo de perforación) que cumple varias funciones.

En el sistema *rotary* con motor de fondo la columna de barras no gira, sino que el movimiento se le comunica al trépano por acción de un motor en el extremo inferior de la columna que gira con la energía que le transmite el lodo al circular.

Para levantar los recortes de roca, *cuttings*, que se van generando al perforar se circula permanentemente un líquido llamado lodo o inyección por el interior de la columna de barras y retornando por el espacio anular del pozo. El lodo mantiene el pozo permanentemente lleno, asegurando de esta forma el control de los fluidos que se encuentran en los terrenos atravesados, lubrica y refrigera al trépano y estabiliza las paredes del pozo. La base del lodo es generalmente agua, pero puede ser gas oil u otro fluido al que se le agregan aditivos para espesarlo y mejorar su capacidad de arrastre de los *cuttings*. También se controla la estabilidad para que sus propiedades permanezcan en todo el circuito, aun a las altas temperaturas que se encuentran en los pozos profundos.

Las muestras de *cuttings* constituyen una fuente de información acerca de las formaciones atravesadas y el posible contenido de hidrocarburos y se recolectan y describen en superficie.

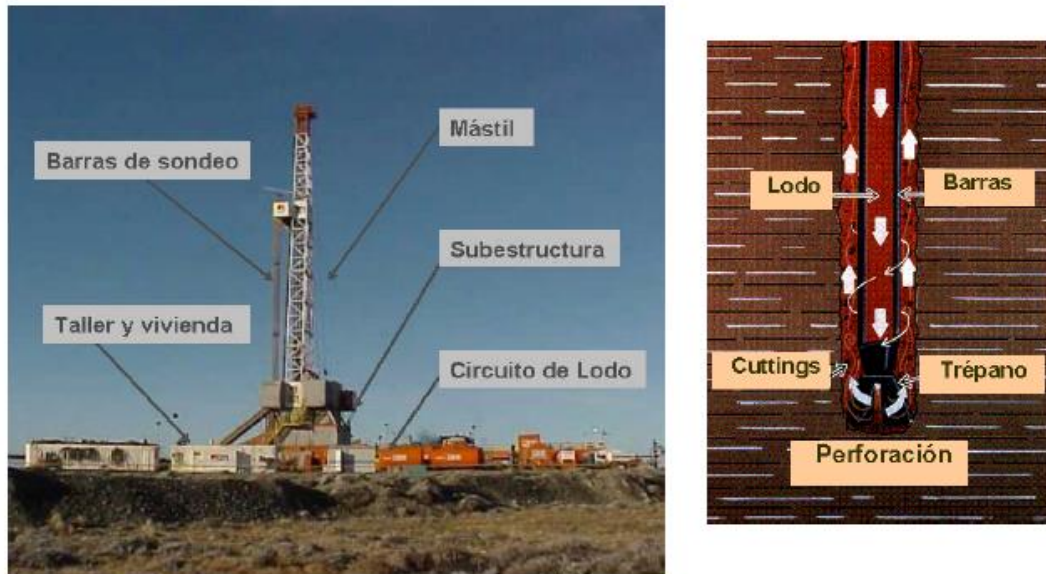


Ilustración 8. Método de perforación.

En la explotación de un yacimiento se distinguen dos períodos que son la recuperación primaria y la recuperación secundaria:

En la recuperación primaria, por el efecto de la presión, el petróleo sube por sí mismo a la superficie: la emanación se debe al drenaje por gravedad o al reemplazo del aceite sea por una subida del agua bajo presión (*water-drive*), sea por la expansión del gas disuelto (*depletion-drive*), o incluso por la dilatación del gas comprimido que sobrenada el aceite (*gas capdrive*) o una combinación de estos mecanismos. Debido a que esta presión natural tiende a bajar considerablemente de manera rápida, se intenta restablecer con la inyección de gas comprimido (*gas-lift*). Luego, la extracción continua con el bombeo mediante bombas de balancín cuyo lento movimiento alternativo es transmitido por un juego de tubos al pistón situado en el fondo del pozo.

Llegado a la superficie, el petróleo bruto pasa a una estación de "limpiado", donde se le extrae primero el metano y los gases licuados (estabilización), y el sulfuro de hidrógeno de desgasificación a contracorriente (*stripping*). Para restablecer la actividad del yacimiento, es necesario estimular periódicamente los pozos por acidificación (inyección de ácido clorhídrico), por torpedeo (perforación con la ayuda de balas tiradas cuyos explosivos descienden a la altura de la formación o por fracturación hidráulica).

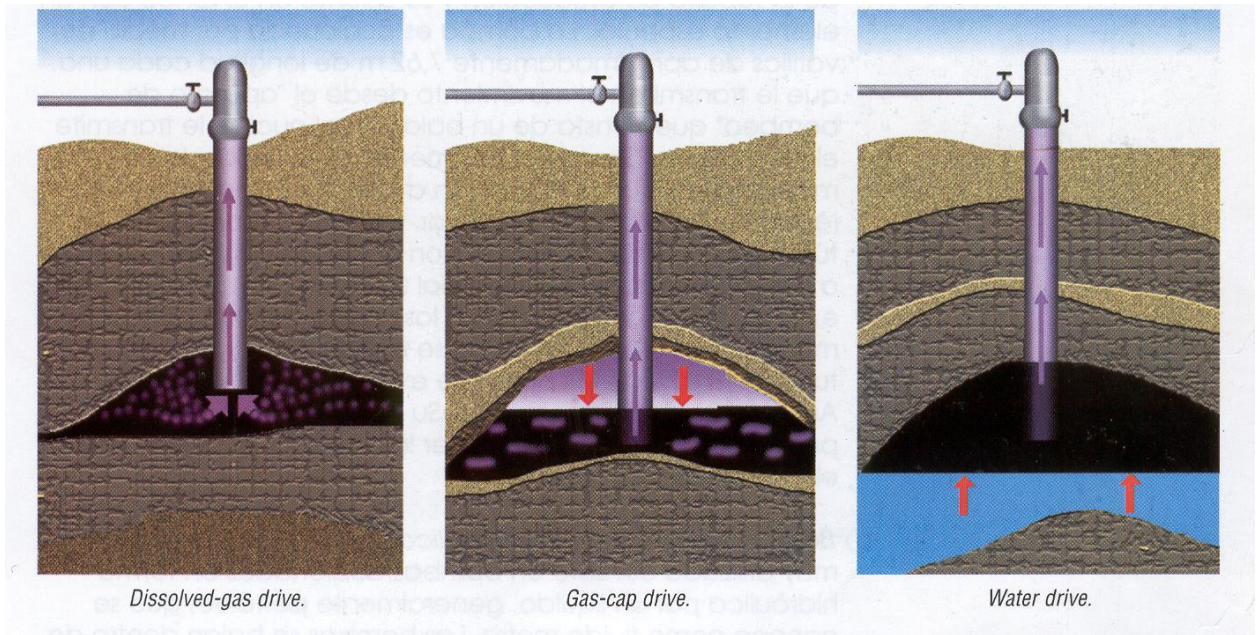


Ilustración 9. Tipos de recuperación primaria. Apunte de Taller de Tecnología y Procesos de Producción.

En la recuperación secundaria se intenta llevar a la superficie la mayor parte del 80% aproximadamente del petróleo contenido en el yacimiento que no puede ser extraído con los métodos anteriormente descritos; alguna de las formas de extracción para esta etapa son:

- El drenaje con agua (*water-drive*) por inyección de agua por debajo o alrededor del petróleo;
- Reinyección del gas (*gas-drive*) por encima o detrás del petróleo;
- Drenaje con agua caliente o con vapor, más costoso, pero permite recuperar el 90% del yacimiento.

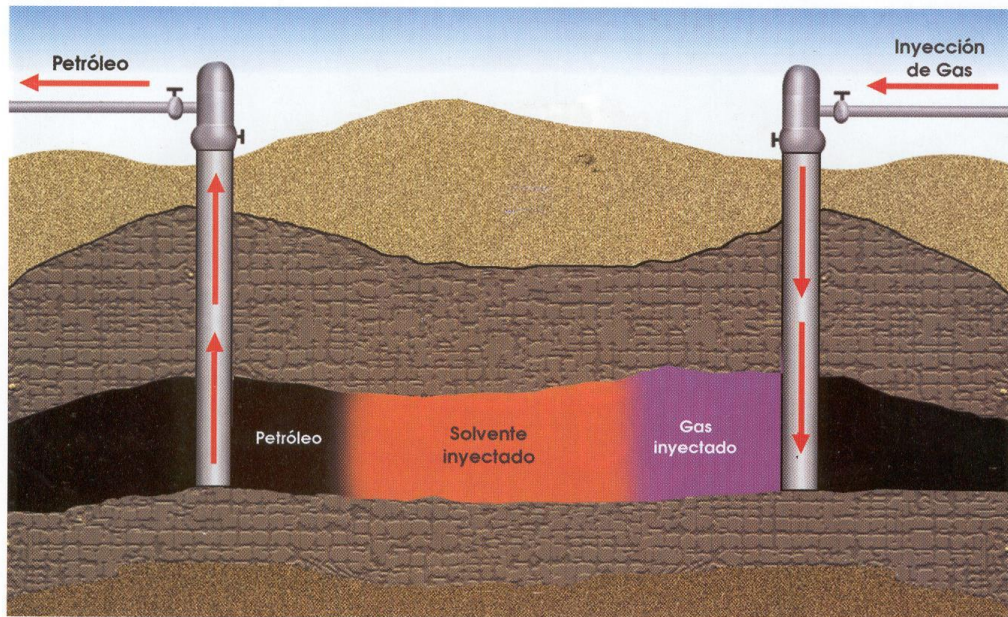


Ilustración 10 .Recuperación secundaria. Apunte de Taller de Tecnología y Procesos de Producción.

4.1.1 Tubería de Perforación

La herramienta de perforación del sistema *Rotary* está formada por una columna de tubos de aleación especial roscados unos a otros conocidos como barras de sondeo. En el extremo superior se coloca una barra especial de sección poligonal (vástago) que al pasar por una mesa rotatoria con un buje de igual forma le transmite el movimiento rotatorio a la columna. En la parte inferior de la columna se reemplazan las barras convencionales por otras de mayor espesor de pared y por lo tanto de mayor peso y rigidez (portamechas) que transmiten el peso al trépano y aseguran que la columna de barras permanezca siempre en tensión mientras gira dentro del pozo. En algunos casos los portamechas tienen unas hendiduras helicoidales que impiden que tengan un alto ángulo de contacto con la pared del pozo lo que podría favorecer un aprisionamiento de la columna por adherencia debida a la presión diferencial entre la columna y las formaciones atravesadas por la perforación. Tanto las aleaciones como los tipos de roscas se diseñan para adaptarse a los diferentes requerimientos de carga, presión, condiciones de corrosión y vida útil.

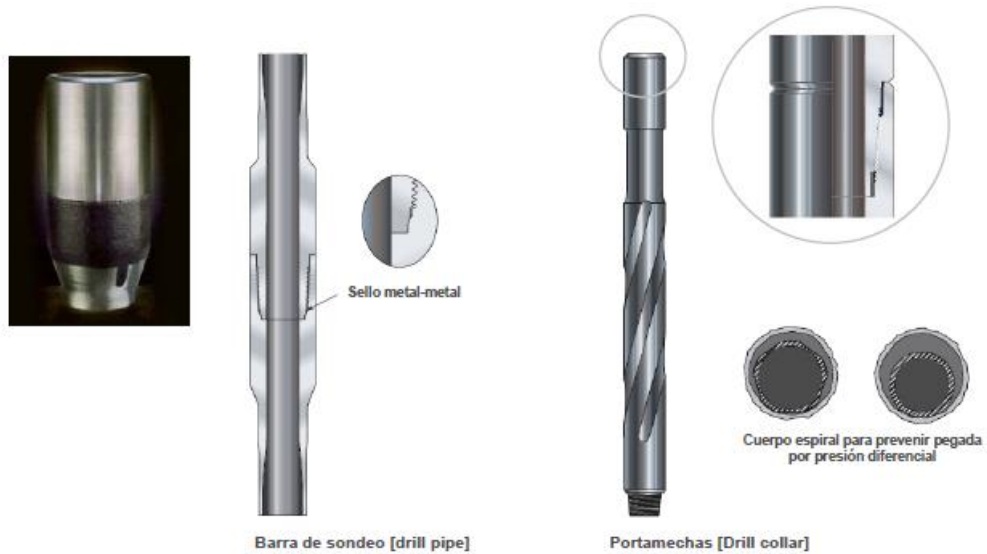


Ilustración 11. Tipos de tuberías de perforación.

4.1.2 Herramientas de Perforación

La herramienta de corte que se rosca al extremo de la columna de perforación se llama trépano. Los trépanos pueden tener o no partes móviles. En los primeros, conocidos como “triconos”, la estructura cortante está conformada por dientes metálicos o insertos de materiales especiales montados sobre tres ruedas cónicas móviles. Los trépanos sin partes móviles se conocen como “de arrastre”, con insertos de materiales especiales, metálicos o cerámicos sobre el cuerpo. A cada profundidad y tipo de terreno a atravesar corresponde un tipo de trépano óptimo. La duración de los trépanos es variable entre algunas horas hasta varios días. La perforación avanza hasta que el trépano se desgasta y pierde avance cuando debe cambiarse, para lo cual se saca la columna completa y se baja con un trépano nuevo. Con modernos trépanos de arrastre se pueden perforar pozos de más de 2.000 m de profundidad sin cambiar de herramienta. Una vez alcanzada la profundidad final del pozo se saca la columna y éste queda lleno con lodo.



Ilustración 12. Trépanos utilizados en la perforación.

4.1.3 Cañerías para entubación de pozos

Concluido el perfilaje se debe entubar el pozo con un revestimiento de caños de acero que se van roscando a medida que se bajan al pozo. Las cañerías de revestimiento de los pozos cumplen las funciones de asegurar la estabilidad y la aislación entre las diferentes capas y se aseguran a las paredes del pozo mediante cemento. En casos especiales, ambientes muy corrosivos, pozos inyectores, bajas profundidades, se pueden usar cañerías de plástico reforzado, aunque no es un caso común.

Las cañerías para entubación de pozos se seleccionan según el diámetro, y se toman en cuenta la presión interna y externa que deberá soportar, la resistencia de las uniones, que deberá ser mayor cuanto más profundo es el pozo, y las agresividad del medio donde se van a instalar. Para especificarlas se da para cada diámetro nominal, un peso unitario (que corresponde al espesor) y un grado de acero, que define las propiedades mecánicas y químicas y el torque con que deberá roscarse para bajar al pozo.

Para facilitar la flotación parcial de la cañería al bajar al pozo se usan herramientas especiales, llamados zapatos y collares flotadores, que se roscan en el extremo de la misma. La correcta centralización de la cañería tiene influencia en la calidad de la cementación posterior, por lo que se suelen usar, sobre todo en pozos desviados o dirigidos, herramientas en forma de

flejes externos que evitan que los caños se recuesten contra las paredes del pozo.

4.1.4 Cementación de pozos

Las cañerías de entubación se cementan para asegurar la integridad de las paredes y evitar la posible comunicación de fluidos entre diferentes zonas del pozo. Para la cementación se usa una mezcla de cemento especial, agua y diversos aditivos que se bombea a través de la cañería retornando por el espacio anular. Los aditivos confieren a la mezcla propiedades especiales como resistencia a la temperatura, baja viscosidad para que sea posible desplazarla, control de la velocidad de fragüe para adaptarla a la profundidad del pozo, etc.

La altura de cemento detrás de la cañería puede o no alcanzar a la superficie. En general, se cementa hasta la boca de pozo la cañería de seguridad y las más profundas solo frente a la zona de interés. Si fuera necesario cementar una longitud de anillo muy larga, por ejemplo de 800 m o más, se puede cementar en dos etapas, usando herramientas de fondo de pozo especiales.

Los parámetros a controlar para asegurar la calidad de cementación son, además del correcto diseño y pruebas de laboratorio sobre las lechadas de cemento, la centralización de la cañería, y en lo posible, mantenerla en movimiento durante la operación.

Con la cementación se termina con la etapa de perforación propiamente dicha. El pozo deberá pasar por la etapa de terminación para quedar en condiciones de producir o inyectar según diseño.

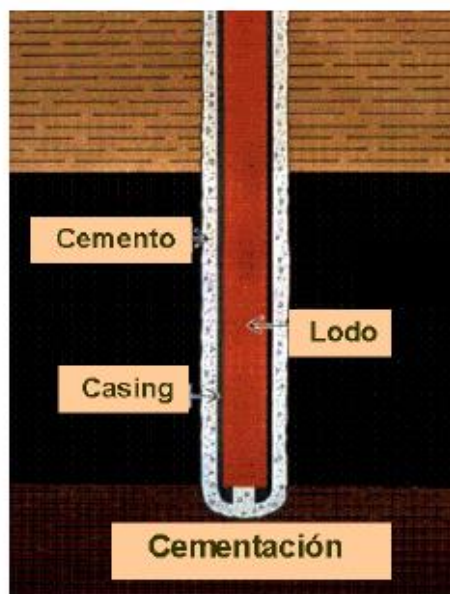


Ilustración 13. Cementación.

4.1.5 Equipos Automáticos de Perforación

Los equipos automáticos significan un gran avance tanto operativo como desde la seguridad y el cuidado del medio ambiente. Fueron introducidos primero en las plataformas offshore donde el espacio es escaso, y luego se extendieron a operaciones en tierra. Al automatizar la mayoría de las funciones no es necesario que los operarios permanezcan en la subestructura o el mástil, con lo que disminuyen los riesgos. Al ser más compactos y optimizar el uso de la potencia precisan menos espacio en locación y consumen menos energía.



Ilustración 14. Equipos de perforación.

4.1.6 Equipos de Tubería Continua (*Coiled Tubing*)

En los equipos *Coiled Tubing* se reemplaza la columna de tubería de maniobras rígida formada por barras roscadas por una tubería continua de acero especial, que se transporta y almacena enrollada y se despliega para su uso en las maniobras del pozo. La tubería tiene diferentes diámetros -que van de 1 ½ a 3 ½ pulgadas- según la aplicación a que se destine.

Con estos equipos se pueden hacer operaciones de perforación (*coiled tubing drilling*), terminación o servicio de pozos. Las ventajas de usar tubería continua son evidentes y se traducen en tiempos de maniobra mucho menores. Si bien el equipamiento es caro y la tubería queda

fuera de servicio por fatiga luego de relativamente pocos ciclos, en muchos casos se justifica económicamente usar estas tecnologías.



Ilustración 15. Equipos de tubería continua.

4.1.7 Perfilaje de Pozos

El perfilaje es la medición y registro de ciertas propiedades de las rocas en función de la profundidad del pozo. Es una operación que provee información muy importante para definir como terminar el pozo, y correctamente interpretado permite predecir el comportamiento del mismo.

Si bien se denomina genéricamente Perfilaje Eléctrico, se toman mediciones eléctricas y también radioactivas, acústicas, térmicas y otras más complejas como la Resonancia Magnética (RM) de las formaciones.

La interpretación se hace para calcular Litología, es decir la composición de las rocas fundamentalmente para distinguir rocas porosas y permeables de otras impermeables, y las propiedades Petrofísicas, principalmente Porosidad y Saturación, que permite identificar que fluidos se encuentran en los poros y en qué proporción.

En el ejemplo mostrado, la identificación de las capas posible reservorio (porosas y permeables) se hace con el perfil de Radioactividad Natural (Rayos Gamma), y la saturación con el perfil de Resistividad Eléctrica. Sobre las zonas permeables se determina la Porosidad, con las curvas de Radioactividad Inducida (Neutrónica y Densidad de Formación) y con una ecuación matemática se calcula una composición

litológica porcentual aproximada diferenciando arenas (reservorio) de arcillas (no reservorio).

Otras características que se pueden calcular son las propiedades mecánicas, también con fórmulas matemáticas. No puede determinarse la Permeabilidad de las rocas con perfiles, ya que ésta es una propiedad dinámica que exige movimiento de fluidos para su medición, aunque con RM se puede tener muy buena aproximación en ciertas condiciones.

Debe aclararse que hay una incertidumbre asociada a los cálculos de perfiles, por ser todas medidas indirectas y sobre una muestra limitada de roca.

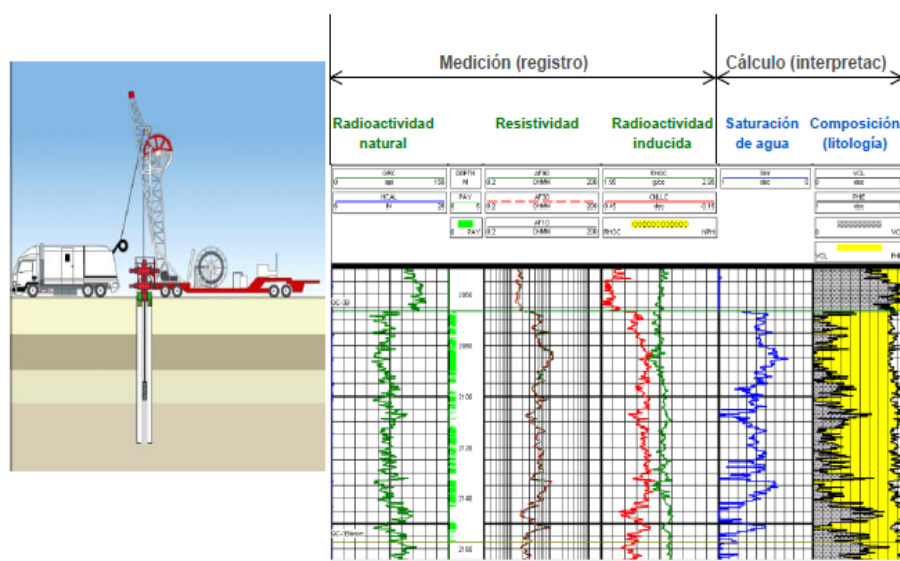


Ilustración 16. Perfilaje de pozos.

4.1.8 Terminación de Pozos

Concluida la perforación, el pozo debe acondicionarse para que pueda producir o inyectar según lo programado. Las operaciones necesarias se denominan terminación o terminación de pozos. Las operaciones normales se realizan con un Equipo de Terminación, de diseño y funciones similares a las del equipo de perforación, pero de menores dimensiones ya que, al estar el pozo entubado y cementado, todas las maniobras se simplifican. En condiciones especiales también pueden realizarse terminaciones sin uso de equipos de terminación, que se reemplaza por otros equipos no convencionales: *snubbing units*, para trabajos bajo presión, tubería continua, o directamente sin ningún equipo. Las operaciones de terminación se pueden efectuar también con el mismo equipo de perforación, por ejemplo en el mar o en locaciones remotas donde el traslado de otro equipo resulte antieconómico. El costo de la terminación puede igualar o incluso superar a la

perforación, sobre todo si son necesarios tratamientos complicados de estimulación.

Se comienza por efectuar el perfilaje de pozo entubado, que consiste en mediciones frente a las zonas productivas para complementar a las realizadas con el pozo abierto, antes de la entubación y verificar las condiciones de cementación de la cañería. Luego se abren las zonas productivas mediante el punzado o perforación de la cañería y la capa de cemento hasta penetrar en la roca. Se utilizan herramientas llamadas cañones que, mediante accionamiento eléctrico desde superficie, disparan cargas de alta energía. También se usan cañones conducidos con tubería que forman parte de la instalación permanente de producción del pozo.

Con esto el pozo está en condiciones de producir. Se realizan ensayos de producción para confirmar caudales y tipo de fluidos y diseñar la instalación de extracción del pozo. Para efectuar los ensayos de producción u otras operaciones se utilizan herramientas de fondo de pozo, que permiten aislar permanente o transitoriamente intervalos del pozo. Estas herramientas se conocen comúnmente como “*packers*” o tapones y pueden ser recuperables o reperforables. Algunos modelos de herramientas están diseñados para quedar en el pozo como equipamiento de producción o inyección.

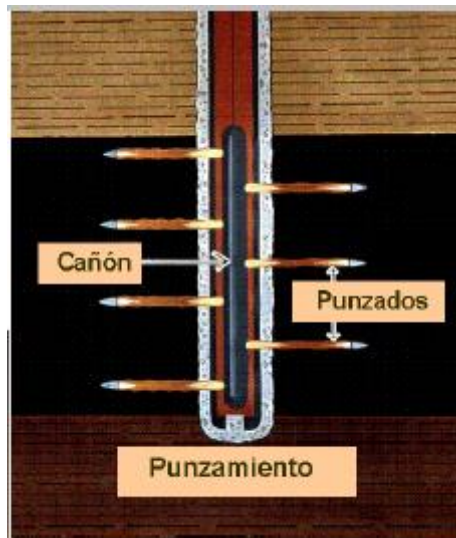


Ilustración 17. Terminación de un pozo, punzamiento.

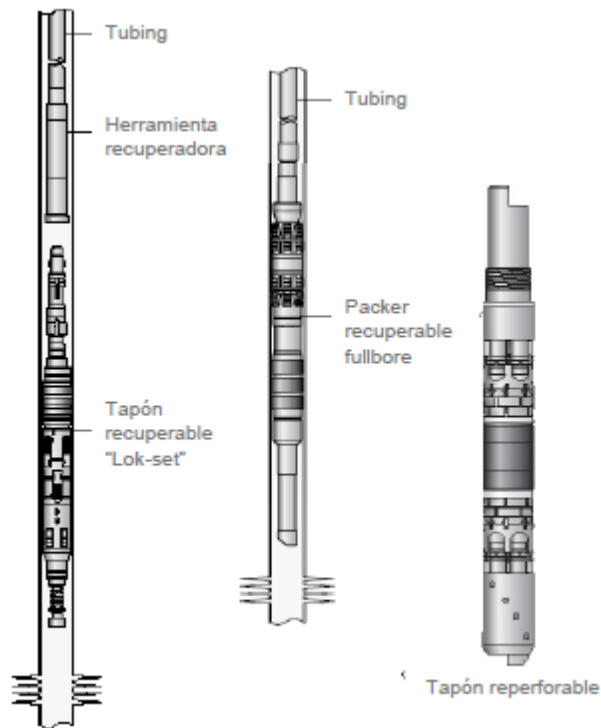


Ilustración 18. Herramientas de fondo de pozo.

Muchas veces la productividad del pozo es tan baja que requiere de operaciones adicionales de estimulación. Las razones de la baja productividad pueden ser naturales (formaciones de baja permeabilidad) o inducidas durante la perforación (daño). La operación de estimulación más frecuentemente usada es la Fractura Hidráulica. En ésta, un fluido se bombea a través del pozo hasta penetrar en la formación a muy alto caudal. La formación rocosa no soporta esa presión y se rompe (fractura) y esa fractura se rellena con arena especial u otro material que asegure alta conductividad al fluido de formación. Una vez completada la fractura hidráulica, los fluidos del reservorio pueden moverse más fácilmente hacia el pozo, con lo que aumenta la productividad significativamente.

Otros métodos de estimulación son la Acidificación, que se basa en bombear a las formaciones soluciones ácidas que reaccionan químicamente con algunos minerales disolviendo el material causante del daño, o el uso de solventes para depósitos orgánicos como los asfaltenos que se desprenden de algunos petróleos. En estos casos se logran efectos más cercanos al pozo por la menor penetración de los tratamientos.

4.1.9 Sistemas de Extracción artificial de Petróleo

En las etapas en que el reservorio de petróleo conserva suficiente energía, el petróleo surge a superficie por efectos de esta propia energía. Este es el caso de los pozos surgentes, o sea, la producción es por surgencia natural.

La instalación necesaria en este caso es muy simple: una tubería de producción de pequeño diámetro (*tubing*) se baja al pozo y se fija frente a la formación productiva con una herramienta de fondo (*packer*). En superficie la instalación se reduce a una serie de válvulas unidas en un conjunto que se llama árbol de surgencia, y que permiten controlar el flujo de los fluidos del pozo con seguridad. También deben permitir el acceso al interior del pozo con instrumentos de medición o control. Algunos yacimientos mantienen la surgencia natural hasta agotarse, mientras que en otros esta etapa es muy corta o, incluso, no se da nunca. Así ocurre en casos de reservorios de baja presión, o cuando se alcanzan etapas avanzadas de explotación, si el petróleo es muy pesado, el porcentaje de agua muy alto, o una suma de efectos. En estos casos se debe recurrir a los métodos de extracción artificial.

El sistema más extendido en operaciones en tierra es el bombeo alternativo o mecánico. Funciona con una bomba que se baja al fondo del pozo por dentro de la tubería de producción y es accionada desde superficie por medio de una sarta o columna de varillas de acero (Fig 5), que se roscan unas a otras. El movimiento se le da en superficie con un aparato accionado con motor eléctrico o a gas, del tipo convencional (Fig 2) o de geometría frontal (Fig 3). En caso de ser necesarios grandes caudales de extracción se puede recurrir a aparatos de carrera larga (Fig 4), que usan las mismas varillas.

Las ventajas del sistema son su gran versatilidad, ya que se adaptan a variaciones importantes del caudal de extracción con sólo variar la frecuencia de giro y/o la carrera de cada ciclo. Además son equipos muy robustos. Las desventajas son su baja eficiencia y el desgaste que produce sobre todos los elementos dentro del pozo: *tubing*, varillas y bomba, haciendo necesarias maniobras de reparación con intervención de un equipo de "*pulling*", para sacar y cambiar varillas y bomba, y a veces también *tubing*. Una alternativa la constituye el uso de varillas continuas, en lugar de roscadas, con lo que se reducen las roturas al no haber uniones dentro del pozo y se aceleran las maniobras de cambio de bomba.

Se pueden extraer caudales de 1 a 200 m³/día normalmente, con altos porcentajes de agua pero son sensibles a la presencia de arena y gas libre en fondo del pozo. El sistema no es apto para

profundidades de más de 2.000 – 2.200 m, y tampoco para pozos desviados o dirigidos.



Ilustración 19. Sistemas de extracción artificial.

4.1.10 Sistemas de Extracción Electrocentrífugo

Se denomina también electrosumergible. En este caso el equipo que se baja al pozo consiste de un conjunto de motor eléctrico de alta potencia y una bomba centrífuga que gira con el mismo eje. Se bajan con la misma tubería de producción por donde se impulsa el fluido del pozo y entre motor y bomba se intercala un sello para asegurar que el fluido no ingrese al motor y lo dañe. Junto a la tubería se baja un cable que alimenta al motor con corriente de alta tensión.

Este sistema opera con ventajas en altos y muy altos caudales, 100 a más de 1.000 m³/día, y si está bien diseñada puede trabajar durante años sin interrupciones, pero es sensible a la presencia de sólidos en fondo y al gas libre, aunque este último problema se suele solucionar con un separador especial de fondo. No tiene limitaciones de profundidad y es apto para pozos dirigidos de alto ángulo.

Otra ventaja es lo compacto del equipo de superficie. Sus limitaciones son el alto costo inicial y de reparación y su baja eficiencia.

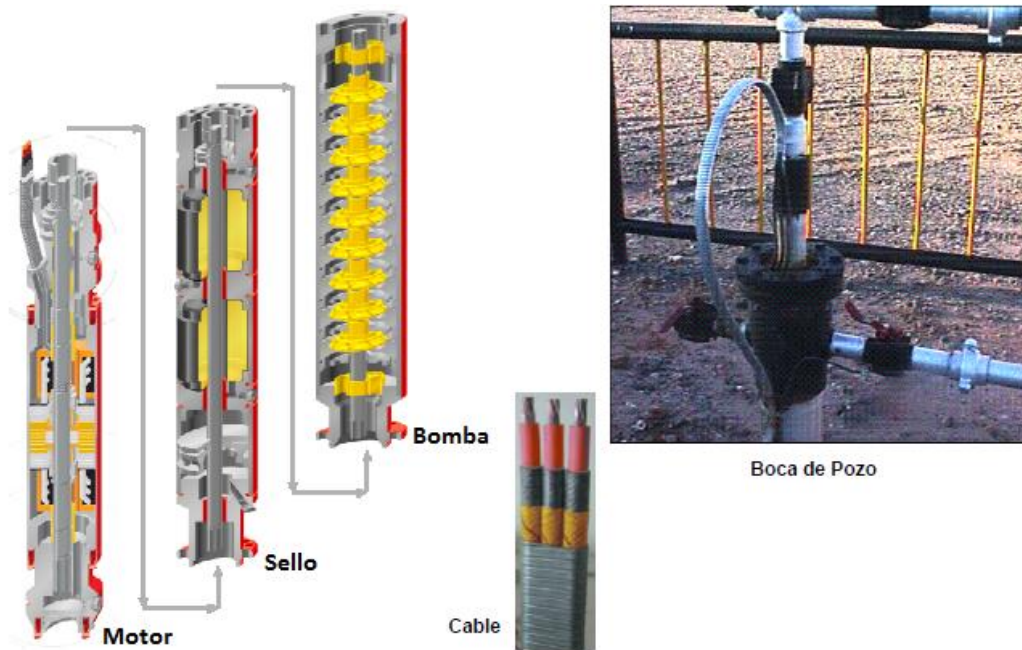


Ilustración 20. Sistema de extracción electrocéntrico.

Otros sistemas de extracción

Bombeo de cavidades progresivas (PCP), en donde una bomba que consiste en un rotor como un tornillo gira dentro de una carcasa de material elástico impulsado por una sarta de varillas accionada por un motor eléctrico en superficie. Es apto para caudales bajos a medios y profundidades no muy altas, y sus ventajas son que puede manejar fluidos muy viscosos o con alto contenido de sólidos y que tiene alto rendimiento. Es sensible al gas en fondo y a ciertos tipos de petróleo que dañan el material. El equipo de superficie es muy compacto, y consume muy poca potencia.

Elevación por gas (*Gas Lift*), que funciona con una corriente de gas a alta presión que se inyecta al pozo y se mezcla en el fondo con el fluido a extraer, impulsándolo a superficie. Es muy compacto y eficiente, y apto para altas profundidades y caudales y manejo de arena o gas en fondo. Su limitación radica en que somete a una contrapresión al fluido a producir que disminuye la productividad del pozo.

Jet Pump, con un principio similar al *gas lift*, pero aquí se inyecta un líquido, normalmente petróleo o gas oil a alta presión que por medio de un sifón en el fondo del pozo impulsa al fluido a producir, que sale mezclado con el fluido motriz. Se aplica a situaciones especiales, como ensayo de pozos, pero no para producción continua.

Otros sistemas que también se usan son el bombeo hidráulico, el *plunger lift*, etc, cada uno con ventajas y limitaciones y rangos apropiados de aplicación.

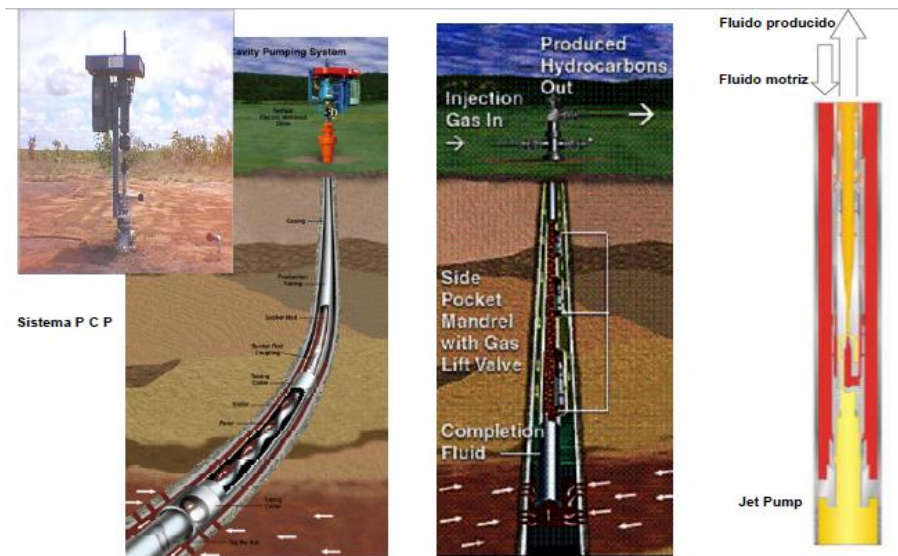


Ilustración 21. Otros sistemas de extracción.

4.1.11 Fase 1 – Perforación

En esta fase se realizan todas las tareas necesarias para la perforación del pozo. Para el presente proyecto se aprovechará la locación y el acceso de otro pozo ya en producción, además de la infraestructura existente, ya que la perforación será dirigida. Sobre la locación se construirá la bodega (de aproximadamente 4 m²) y se instalará el caño guía, el cual servirá para iniciar el pozo.

Los lodos de perforación serán procesados y reutilizados, descartando los sobrantes (*cuttings*) en el repositorio habilitado del yacimiento.

En el vértice opuesto al ingreso a la locación se encuentra ya construida la “fosa de quema”, que es un talud de 2 m de altura a 50 m de distancia del pozo, desde el cual se tiende una cañería que permitirá quemar los gases que pudieran surgir durante la perforación, así como durante el ensayo del pozo. Este talud provee tanto seguridad ante la quema de gases (para evitar posibles incendios en la vegetación) como protección para la llama piloto, evitando que el viento la apague.

Junto al ingreso a la locación se instalará la “playa de trailers”, donde se ubicarán los sitios de reunión, descanso y alimentación del personal que trabaja en el proyecto.

La perforación y terminación del pozo incluye el manejo de lodos, que no sólo cumplen la función de lubricante y refrigerante, sino la de retención de posibles surgencias de gas y petróleo, ya que con su peso mantienen la columna de perforación.

Una vez completada la perforación es instalada la cañería y se realiza su “punzado” para permitir acceder a la formación objetivo, desde la cual se extraerá el fluido.

Pozo y profundidad objetivo

Pozo	Objetivo		Profundidad final (mbbp)
AEA 163	Petróleo	Gas	3.800

Tabla 8. Pozo y profundidad objetivo.

4.1.12 Fase 2 – Operación

En esta fase se realizan las actividades de verificación periódica de funcionamiento en la locación, así como los mantenimientos de rutina de forma preventiva. Esta fase es la que se conoce como “vida útil del pozo”, dado que será la etapa productiva del mismo. Durante la fase operativa el pozo y sus instalaciones se mantienen cercados e identificados.

4.1.13 Fase 3 - Abandono

Cuando el pozo ya no sea productivo o utilizado para otros fines, se realiza el abandono del mismo, procediendo de la manera establecida por la legislación vigente (Resolución N° 05/96 de la Secretaría de Energía de la Nación).

4.2 TECNOLOGÍAS

4.2.1 Sistema de lodos de perforación

Los lodos a utilizar en los primeros 300 m serán de una suspensión de bentonita cálcica con una densidad de 1.050 gr/l. Luego se continuará utilizando la misma suspensión con agregado de polímeros, lo que permite mantener las paredes del pozo estructuradas. Estos lodos no poseen hidrocarburos en su conformación y son filtrados y reutilizados durante la perforación.

Los recortes de perforación y lodos descartados se almacenarán transitoriamente en contenedores estancos, para luego ser transportados al repositorio pertinente.

4.2.2 Punzado y fractura

El punzado se refiere a la apertura de una boca en los laterales del caño a la profundidad objetivo, una vez entubado. Su función es

permitir el ingreso del hidrocarburo a la cavidad desde donde se extraerá por surgencia natural.

De ser necesario se realizará la fractura de la formación a partir de fluidos con base acuosa y material de sostén natural (arena) o sintético (cerámicas), a la profundidad y presión adecuadas.

4.2.3 Alternativas del proyecto

Para este proyecto se han realizado los estudios del perfil geológico, previendo utilizar el método de perforación dirigida, para aprovechar la existencia de la locación de otros pozos además de los caminos de acceso.

4.2.4 Recursos naturales demandados

Para la ejecución del proyecto en estudio serán necesarios los siguientes recursos naturales.

4.2.4.1 Agua

El agua a utilizar para la ejecución del presente proyecto se obtendrá del cargadero de la Planta, la cual se ubica a 4.700 m del sitio en estudio. Se requerirán aproximadamente 1.200 m³, la cual será utilizada principalmente en la etapa de perforación, para los lodos (utilizados como refrigerantes / lubricantes, entre otras propiedades).

4.2.5 Obras o servicios de apoyo

Para llevar adelante el proyecto en estudio se prevén utilizar equipos de perforación dirigida, terminación, cementación y punzado. También se utilizarán servicios de perfilaje y ensayos del pozo. Todos ellos serán los adecuados para la profundidad de la formación objetivo.

Para el tendido de la línea de conducción se necesitarán excavadoras, amoladoras, soldadoras, grúa tendedora de caños y camiones de transporte de materiales hasta el sitio de perforación y tendido de la línea. Cabe mencionar que las tareas se llevarán a cabo dentro del perímetro de la locación.

Para el movimiento de personal se prevé la utilización de camionetas y utilitarios.

4.2.6 Requerimiento de mano de obra

La cantidad de personas estimada para la Fase 1 del proyecto es de aproximadamente 40 personas, entre acondicionamiento de la locación, perforación y terminación del pozo. Para el tendido de la línea de conducción se necesitarán 5 personas aproximadamente.

Durante la operación (Fase 2) las tareas serán los recorridos de rutina y el mantenimiento preventivo necesario, en los cuales pueden ocuparse de 3 a 5 personas.

La cantidad de operarios necesaria para el abandono del pozo (Fase 3), o sea el retiro de instalaciones, tapado del pozo y acondicionamiento de la superficie de la locación, se realiza con 5 personas.

4.2.7 Otros materiales y productos

Además de los insumos mencionados (agua, tubos, etc.), se necesitarán aquellos que son inherentes al funcionamiento y mantenimiento de maquinarias y equipos, así como los aditivos para lodos y cementación. A continuación se listan algunos:

Funcionamiento y mantenimiento de equipos: Gasoil, aceite de motor, refrigerantes, aceites hidráulicos, grasas lubricantes, etc.

Aditivos para lodos y cementación: bentonita, secuestrantes de oxígeno, antiespumantes, hidróxido de sodio, de potasio y de calcio, lubricantes, yeso, detergentes, polímeros varios.

4.2.7.1 Relevamiento de Campo

Para el acceso al pozo se utilizarán caminos de la red vial existente, encontrándose en buenas condiciones de transitabilidad.

La cota del sitio de emplazamiento del pozo AEA 163 es de 244 m, la pendiente es nula y el suelo se encuentra modificado a nivel superficial por tratarse de la locación de otro pozo, la cual no necesitará ampliación para realizar las tareas de perforación y terminación del nuevo pozo. El uso de una locación existente permite disminuir el área afectada a los sistemas extractivos. Cabe mencionar que esta será una locación multipozos.

La producción del pozo se conducirá hacia el colector a ubicar en la misma locación, el cual derivará el hidrocarburo hacia la Planta. La línea de conducción será de acero revestido, de 4" de diámetro y se soldará en sus uniones, realizando el tendido soterrado a 0,80 m de profundidad dentro de los límites de la locación.

4.3 CRONOGRAMA DE TRABAJO

Se estima que para alcanzar la formación objetivo las tareas de perforación demandarán entre 25 y 30 días, y las de terminación 10 días.

A continuación se detallan las tareas a realizar y los metros perforados por día.

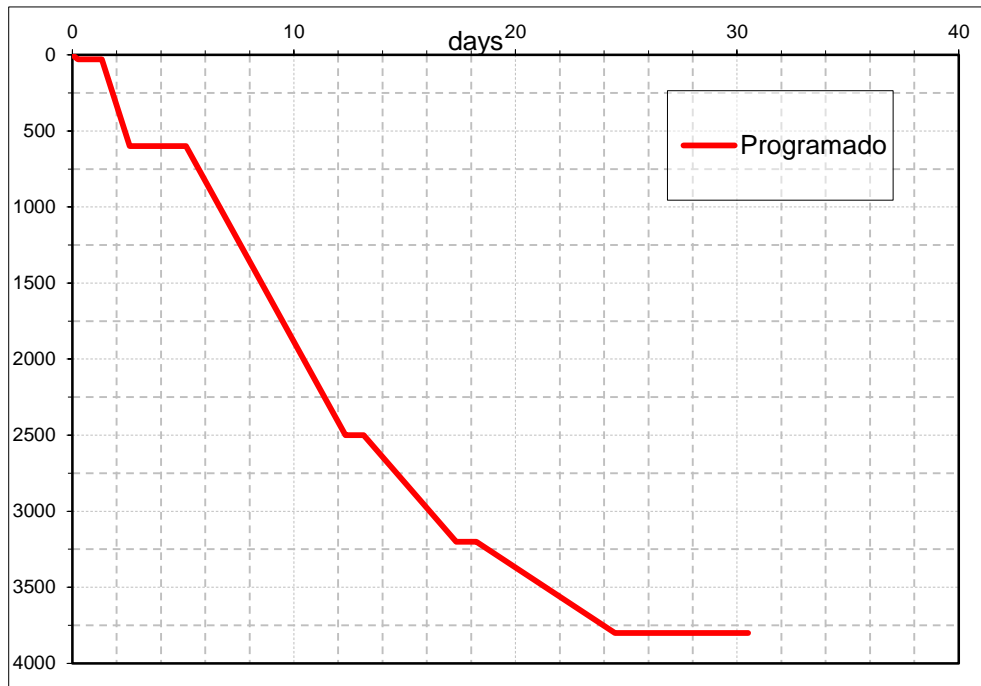


Gráfico 11. Metros perforados por día. Fuente: Apache.

Prof	Días	Programado
0	0.0	
30	0.3	perfora 17 1/2"
30	0.4	saca herramienta
30	0.7	entuba cañería conductora de 13 3/8"
30	0.9	cementa cañería conductora
30	1.3	Arma Herrameinta para seccion 12 1/4"
600	2.6	Perfora 12 1/4"
600	3.0	saca herramienta
600	3.4	entuba cañería de superficie de 9 5/8"
600	3.5	circula pozo para limpieza
600	3.7	cementa cañería de superficie
600	3.8	Espera fragüe
600	4.5	arma conjunto de preventores y prueba
600	5.1	Arma herramienta para seccion de 8 1/2"
2500	12.3	Perfora a 2500 m
2500	13.2	Realiza viaje de calibracion de pozo y cambio de trepano
3200	17.3	perfora a 3200 m
3200	18.2	realiza viaje de calibracion de pozo y cambio de trepano
3800	24.5	perfora a 3800 m
3800	25.5	calibra pozo y saca herramienta para perfilaje de pozo
3800	26.7	realiza carreras de perfilaje de pozo
3800	28.0	baja herramienta de perforacion a normalizar el pozo y saca para entubar cañería de produccion
3800	29.45	entuba cañería de produccion de 5 1/2"
3800	30	cementa cañería de produccion
3800	30.5	desarma conjunto de preventores y arma boca de pozo

Tabla 9. Programación de perforación. Fuente: Apache.

4.4 MANTENIMIENTO DE POZOS

4.4.1 Introducción

La etapa de producción de un pozo necesita una serie de operaciones que en realidad constituyen su terminación. Durante su vida productiva es necesario su reacondicionamiento para aprovechar correctamente la energía del yacimiento, así como eliminar problemas mecánicos que impidan su producción, o su inyección, hasta llegar finalmente a su taponamiento definitivo.

4.4.2 Definición

Son todas aquellas intervenciones realizadas en los pozos para mantener la producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos, o cambiar los horizontes de producción aprovechando al máximo la energía propia del yacimiento.

4.4.3 Clasificación

De acuerdo con el objetivo de la intervención, el mantenimiento de pozos se clasifica como mayor o menor.

4.4.4 Reparación mayor

Es la intervención al pozo que implique la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección. Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencional o con equipos especiales, (tubería flexible, unidades de registros). Los tipos de intervención pueden ser, entre otros:

4.4.4.1 Cambios de intervalos por invasión de fluidos no deseados

Se realiza mediante el aislamiento del intervalo, de manera temporal o definitiva, con taponés mecánicos o de cemento, o por medio de cementaciones a presión. Dichas intervenciones pueden efectuarse con equipo convencional de reparación, con tubería flexible o unidades de registro como se ve a continuación:

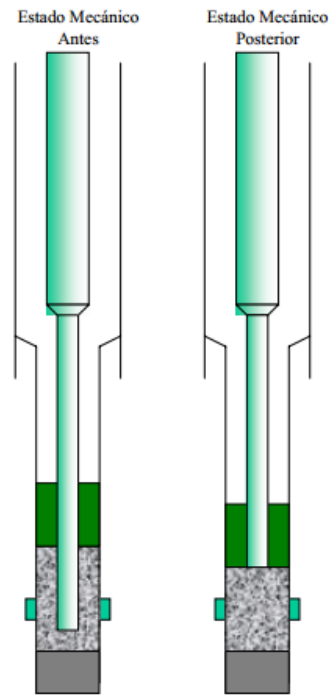


Ilustración 22. Aislamiento por invasión de fluidos no deseados.

4.4.5 Reparación menor

Se define como la intervención al pozo en el cual no se modifica su esencia pero puede ser tan costosa y difícil como cualquier reparación mayor o la misma perforación. Las más comunes son: corrección de problemas en el aparejo, reacondicionamiento a sistemas de producción (cambio de diámetros, limpiezas, desincrustar, arenar o engravar, acondicionamiento a bombeo neumático, centrífugo o mecánico), cambios de posición de accesorios, corrección de problemas en el pozo (colapsos, roturas, fugas) etc.

4.4.6 Perfil típico de este tipo de pozos

- Perfil tipo "S" debido a las restricciones presentadas por las locaciones.
- De 8 a 27 grados de inclinación desde los 90 metros a los 700 metros.

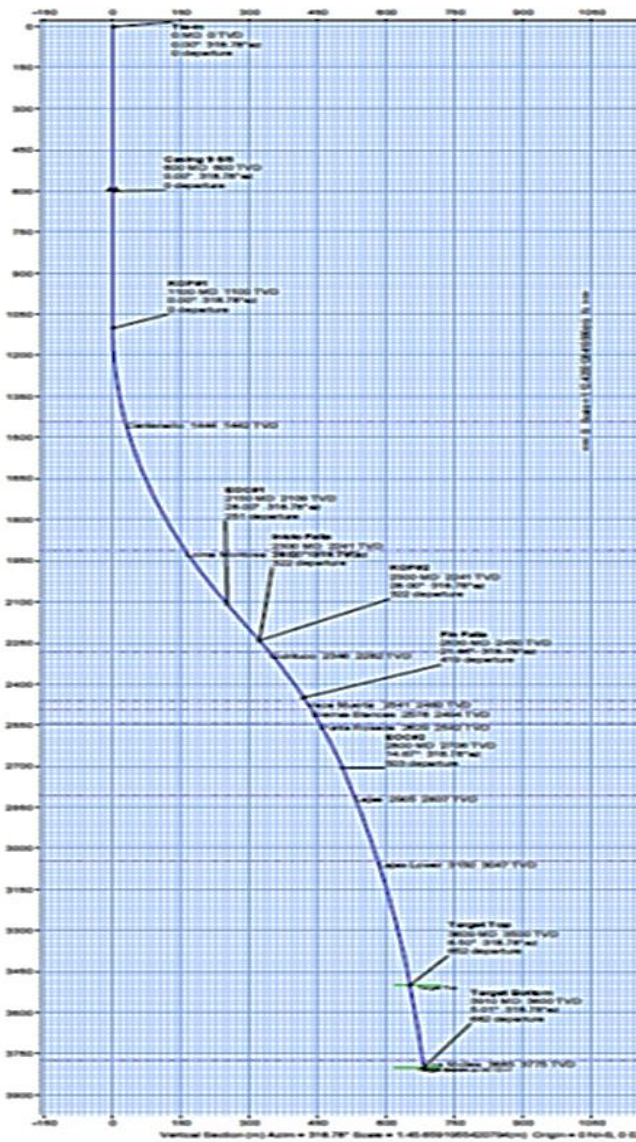


Ilustración 23. Perfil típico de un pozo en este yacimiento. Fuente: Apache.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO

5.1 INVERSIONES

5.1.1 Inversiones a realizar por pozo

Realizar un proyecto de esta magnitud requiere de un estudio detallado ya que las inversiones necesarias para realizar el pozo son realmente altas y conllevan mucho riesgo. Por lo general, la inversión necesaria depende principalmente de las características del yacimiento, de la profundidad a la que se debe llegar y el tamaño del pozo.

En particular, debido a que el yacimiento Estación Fernández Oro es de producción de gas no convencional o, también llamado “*tight gas*”, las inversiones necesarias son elevadas y según un informe elaborado por Wood Mackenzie a fines de 2013, se establece que es necesaria una inversión de seis millones de dólares aproximadamente.

En el caso particular del presente proyecto, el monto de las inversiones a considerar fue proporcionado por el Depto. de Ing. en Perforación de la empresa Apache, considerando distintos estudios de inversiones de pozos realizados en la zona. En la tabla 10 se puede observar el monto total.

Inversiones	
Equipos de Perforación	USD 3.085.000
Equipos de Terminación	USD 3.770.000
Total Inversiones	USD 6.855.000

Tabla 10. Inversiones.

A continuación se detallan los valores que conforman el monto total, que se correspondería en mayor medida con el estudio realizado por Mackenzie.

5.1.1.1 Equipos de Perforación

En primer lugar, el costo del equipo geológico que incluye el servicio de control geológico es de USD 60.000 en una base de 30 días que se estima que es el tiempo necesario para completar toda la etapa de perforación del pozo.

El equipo de perforación operativo tiene un costo de USD 1.000.000 y también se calcula en base a los 30 días y el costo de Personal de Supervisión de USD 700.000.

En cuanto al equipamiento, éste incluye el servicio direccional, el control de sólidos, estabilizadores y servicios de entubación. El mismo tiene un costo de USD 750.000, en base a 30 días.

Además se contabilizan USD 120.000 por movimientos de fluidos y sólidos.

Por otro lado, en el pozo se identifican tres tramos diferenciados de distintas profundidades: 30 m, 600 m y 3.800 m.

Para cada uno de los tramos indicados anteriormente se utilizan tres cañerías distintas. En primer lugar se encuentra la cañería conductora de 13 $\frac{3}{8}$ pulgadas de un monto de USD 5.000. Luego se encuentran la de superficie de 9 $\frac{5}{8}$ pulgadas de USD 55.000 y la cañería de producción de 5 $\frac{1}{2}$ pulgadas con un costo de USD 250.000.

Junto con los costos de cañerías se suman los de cementación, incluyendo los de dichas cañerías, de USD 220.000.

También se consideran los costos fijos por pozo de los trépanos de USD 80.000, fluidos de perforación de USD 270.000, servicios genéricos de USD 5.000, agua industrial de USD 35.000.

En cuanto a la superficie, se tienen en cuenta equipos de superficie que incluyen centralizadores para las cañerías, zapatos y collares para la cementación y cabeza de pozo con un total de USD 85.000 por pozo.

Por último, el perfilaje del pozo que representa los costos de registros finales del pozo es de USD 80.000.

5.1.1.2 Equipos de Terminación

Los equipos de terminación tienen un costo total de USD 485.000.

Luego se tienen en cuenta los costos del *tubing*, líneas de flujo y servicio de agua industrial de USD 152.000 por pozo. También existe un costo de registro de cemento y bajada de tapones de USD 120.000 por pozo.

Se considera que para la terminación del pozo en análisis, se deben realizar tres fracturas cuyo costo unitario es de USD 1.000.000, totalizando en USD 3.000.000.

5.2 ESTUDIO DE COSTOS

5.2.1 Costos por pozo

A continuación se desarrollan los costos operativos que posee el proyecto a partir del momento en que entra en producción hasta los diez años de proyección.

Es importante destacar que debido al tipo de yacimiento que se está estudiando, no es necesaria la utilización de métodos de extracción artificial de hidrocarburos como los anteriormente explicados, sino que el mismo petróleo y gas surgen a superficie en forma natural. De esta manera, no se cuentan con equipos o maquinaria auxiliar para poder generar la extracción.

Típicamente, en una locación de estas características, en cuanto el pozo está finalizado, se le coloca un cabezal en la superficie que sella el pozo del exterior y permite transportar el gas y el petróleo hacia la planta separadora y posteriormente a la refinería a través de los diferentes gasoductos y oleoductos que existen en la zona.

Los costos de cada pozo se pueden dividir fundamentalmente en un costo fijo llamado *costo operativo (USD/año)* y en costos variables denominados *costos de producción de petróleo (USD/barril)* y *costos de producción de gas (USD/Mpie³)*.

Actualmente, y según datos obtenidos por la propia empresa, estos costos por pozo son de:

Costo Operativo (USD/año)	Costo de producción de petróleo (USD/barril)	Costo de producción de gas (USD/Mpie ³)
19.621	0,57	0,09

Tabla 11. Costos operativos y de producción.

Con el objetivo de determinar cuáles serán los costos para los próximos 10 años, los mismos fueron afectados por una inflación de 2% según consta en el informe de Wood Mackenzie.

De esta manera, los costos proyectados para el proyecto serían los siguientes:

Costos por pozo			
Año	Costo Operativo (USD/año)	Costo de producción de petróleo (USD/barril)	Costo de producción de gas (USD/Mpie ³)
2015	19.621	0,57	0,09
2016	20.013	0,58	0,09
2017	20.413	0,59	0,09
2018	20.822	0,60	0,10
2019	21.238	0,62	0,10
2020	21.663	0,63	0,10
2021	22.096	0,64	0,10
2022	22.538	0,65	0,10
2023	22.989	0,67	0,11
2024	23.449	0,68	0,11
2025	23.918	0,69	0,11

Tabla 12. Costos por pozo.

También debe tenerse en cuenta un costo de USD 120.000 en el año 2019 en concepto de “cambio de *tubing*”. Esto se debe a que cada cinco años puede ser necesario un cambio en algunas de las cañerías y si bien puede que no suceda ninguna rotura o desgaste, se toma en consideración en el caso de que esto sí suceda. El costo se divide en USD 40.000 del equipo y USD 80.000 de la cañería.

5.2.2 Mano de obra y seguros

Debido a que el proyecto se realizará en una locación ya existente y con pozos activos. Los costos de mano de obra y seguros no se consideran ya que la empresa los considera sobre el total del yacimiento y no en forma discriminada por pozo productivo. De esta manera, estos costos se consideran como costos hundidos, no afectando los cuadros económicos – financieros del pozo bajo análisis.

5.2.3 Impuestos

Por un lado, el gobierno de la provincia de Río Negro cobra regalías del orden del 12% de las ventas brutas anuales calculadas con precio de hidrocarburos a boca de pozo y un 2% en concepto de concesión de tierras.

Cabe aclarar que el estudio contempla la venta en boca de pozo, excluyendo del cómputo y de la evaluación económica, los costos de transporte.

5.3 ESTUDIO DE INGRESOS

En el siguiente gráfico se muestran las ventas que van a corresponder a los ingresos para el cálculo del Cuadro de Resultados y Flujo de Fondos. Las mismas ya fueron detalladas en el capítulo de Análisis de Mercado en el apartado Proyecciones de Ventas.

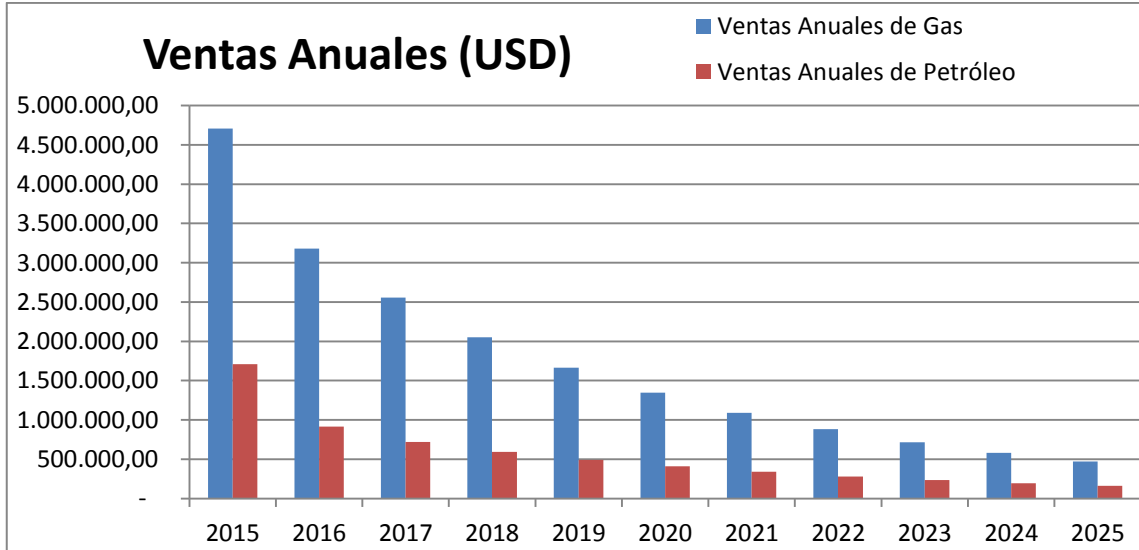


Gráfico 12. Ventas anuales de Petróleo y Gas.

5.4 CUADRO DE RESULTADOS

En función de los costos que tiene el proyecto y las ventas esperadas para los próximos años, se confeccionó el Cuadro de Resultados del proyecto. El mismo se puede apreciar a continuación:

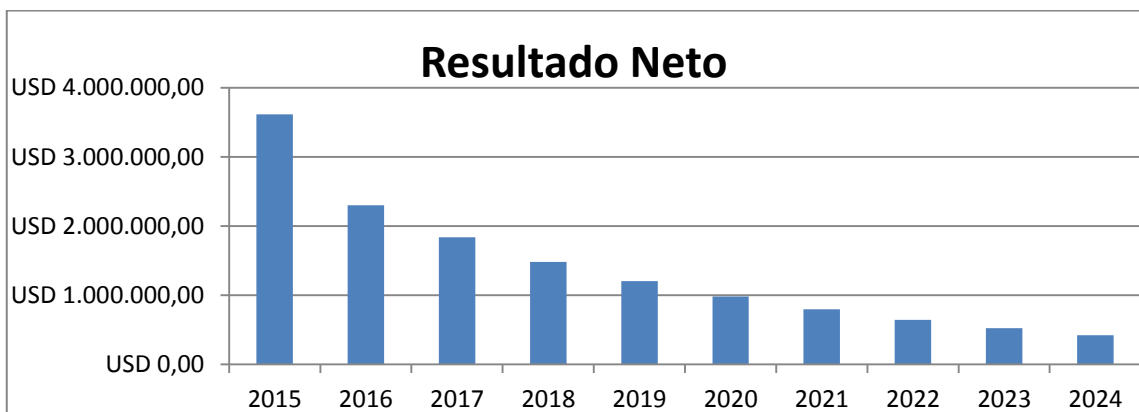


Gráfico 13. Cuadro de Resultados del proyecto.

5.5 FLUJO DE FONDOS

En el flujo de fondos se busca identificar los ingresos y egresos del proyecto y se analiza lo que ocurre en el tiempo. El principal objetivo es obtener la rentabilidad del proyecto, es decir, cuanto rinde la inversión total.

5.5.1 Tasa de descuento

En el informe previamente citado de Wood Mackenzie, se menciona para la cuenca neuquina y para el operador Apache una tasa de descuento del 10%. Ésta tasa resulta poco convincente dado que se debe tomar en consideración el riesgo país, por otro lado es necesario optar por una tasa que logre estandarizar el modelo de análisis utilizando una tasa de costo de capital promedio para el sector. Para lograr esto se recurrirá al cálculo del Promedio Ponderado de Costo de Capital (CPCC) o WACC (por sus siglas en inglés) que tiene en cuenta tanto el costo de financiación propio como el de financiación por parte de los acreedores.

Su expresión matemática es la siguiente:

$$WACC = K_D \times \frac{D}{(D + P)} + K_E \times \frac{P}{(D + P)}$$

Donde:

- D = Monto de la deuda.
- P = Monto del patrimonio.
- K_D = Costo de la deuda.
- K_E = Costo del capital.

5.5.2 Costo de la deuda (K_D)

Si se pide prestado dinero, debe pagarse una tasa de interés (i) que se cobra por período de tiempo. Esta tasa se ve disminuida por $(1 - \alpha)$ debido a que los intereses devengados en cada ejercicio se corresponden con una disminución en las utilidades, y por ende un menor pago de Impuesto a las Ganancias.

El costo de la deuda se determina de la siguiente manera:

$$K_D = i \times (1 - \alpha)$$

Donde:

- i = Tasa de interés.
- α = Tasa de Impuesto a las ganancias.

La tasa de interés proviene de calcular:

$$i = R_f + \text{Prima riesgo de préstamos.}$$

Donde:

- $R_f = 2,52\%^1$
- Prima riesgo de préstamos = $9\%^2$
- $\alpha = 35\%^3$

5.5.3 Costo del capital invertido (K_e)

El Costo del Capital (K_e) se define como “la tasa asociada con la mejor oportunidad de inversión de riesgo similar que se abandonará por destinar esos recursos al proyecto que se estudia.” Con dicha tasa se descuenta el flujo de fondos del inversor y para determinarla se aplica el Modelo CAPM.

Utilizando dicho modelo, el Costo del Capital Invertido se calcula de la siguiente manera:

$$K_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f) + R_c$$

R_f : **Rendimiento de los Activos Libres de Riesgo**: Para el proyecto se considera el rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos a 10 años, los cuales tienen un rendimiento de 2,52%.

β : **Índice de riesgo sistemático**: Este índice mide cómo se mueve el activo de una determinada industria con respecto al mercado $\beta > 1$ indica que el activo crece más que el mercado en épocas de crecimiento económico y cae más que el mercado en épocas de recesión mientras que un $\beta < 1$ indica el efecto opuesto. El cálculo del mismo se realizará más adelante.

R_m : **Rendimiento del Mercado**. Generalmente se toma un promedio del mercado de Estados Unidos.

R_c : **Riesgo país**. Es una prima por el riesgo que tiene el inversor por inestabilidad política, riesgos de expropiación, default del país.

¹ US Department of the Treasury. <http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield/>.

² World Bank. <http://data.worldbank.org/indicador/FR.INR.RISK/>.

³ Consultora KPMG. <http://www.kpmg.com/global/en/services/tax/tax-tools-and-resources/pages/corporate-tax-rates-table.aspx/>.

Finalmente, para determinar el valor de β_u se realizó Benchmarking con los datos presentados por Aswath Damodaran en su página online, donde presenta el índice para distintas industrias conteniendo información recopilada de numerosas empresas. En el caso del presente proyecto, por ser del sector de Petróleo y Gas, el referente es 0,07389.

5.5.4 Calculo del β apalancado

El valor de β que se encuentra publicado por Damodaran es un β unlevered, es decir, para un nivel de endeudamiento igual a 0. El β según la relación D/E se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$\beta_l = \beta_u \times [1 + (1 - \alpha) \times D / E]$$

Donde:

- ✓ $\beta_u = \beta$ sin apalancar.
- ✓ $\beta_l = \beta$ apalancado.
- ✓ $\alpha =$ Tasa de impuesto a las ganancias.
- ✓ D = Valor de mercado de la deuda onerosa.
- ✓ E = Valor de mercado del Patrimonio Neto.

Finalmente conociendo los siguientes valores:

- ✓ $\beta_u = 0,7389$
- ✓ $\beta_l = 0,9362$
- ✓ $D/A = D/(D+P) = 26\%^4$
- ✓ $P/(D+P) = 1-26\%=74\%$
- ✓ $D/E = D/A / (1-D/A) = 35,14\%$
- ✓ $ERP = r_m - r_f = 12,04\%$
- ✓ $K_d = 7,49\%$ (luego de impuestos)
- ✓ $K_e = 13,45\%$

Se obtiene una tasa de descuento de 11,90%.

La tasa de descuento aplicada al proyecto permite el cálculo del valor actual de cada uno de los flujos de fondos proyectados, que permitirá realizar la valuación del proyecto.

Con todo esto en cuenta, se confeccionó el Flujo de Fondos del proyecto, obteniéndose lo siguiente:

⁴ Damodaran, Aswath. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

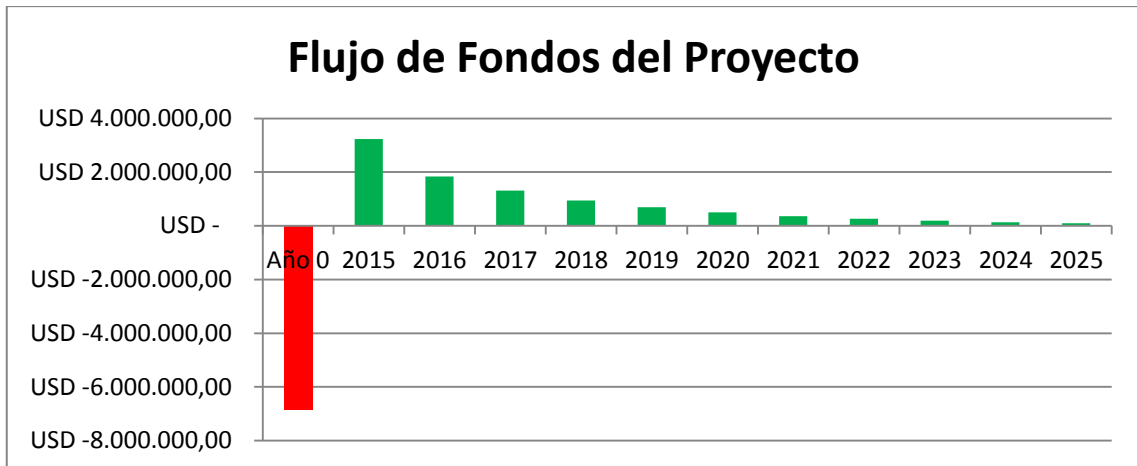


Gráfico 14. Flujo de Fondos del proyecto.

Cabe destacar que el VAN y la TIR obtenidas como resultado son de USD 2.713.959 y 26%, respectivamente.

Para determinar el periodo de repago del proyecto, se realizó el flujo de fondos acumulado.

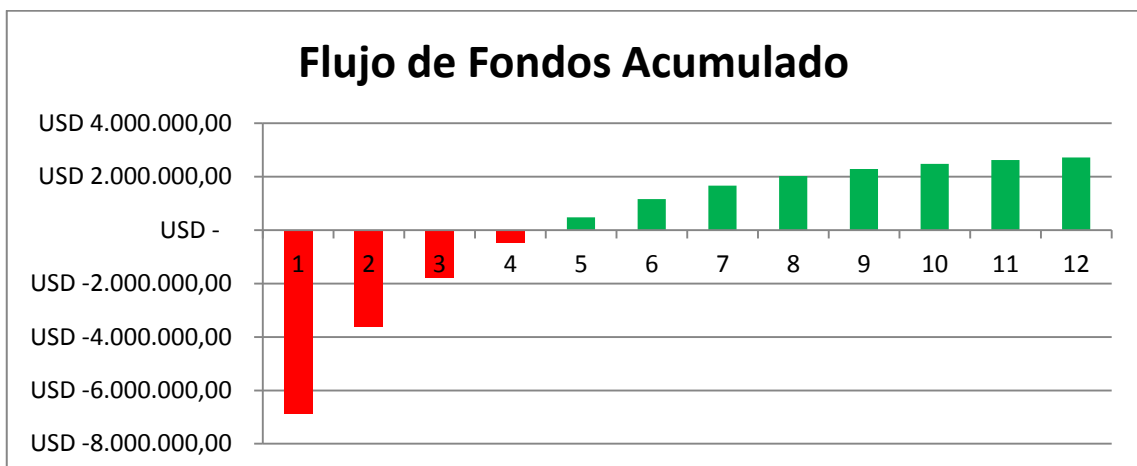


Gráfico 15. Flujo de Fondos acumulado.

Como resultado del mismo, se puede apreciar que a partir del cuarto año, éste comienza a ser positivo, con lo cual el período de repago del proyecto es de cuatro años.

5.6 SENSIBILIDAD DEL VAN

Habiendo calculado la tasa de descuento promedio del sector para estandarizar el modelo de análisis, se realizó un estudio sobre la sensibilidad que tiene el VAN del proyecto frente a diferentes tasas de descuentos. Esto permite tener una mejor idea de la influencia que tienen dichas tasas para el resultado final del estudio.

Además, permite obtener en forma rápida una idea de la brecha que existe entre el proyecto con la tasa de descuento calculada y la tasa para la cual el VAN es cero.

En el gráfico siguiente se puede apreciar la sensibilidad del VAN:

Estudio de factibilidad de un pozo de petróleo y gas

Sensibilidad del VAN

Tasa de descuento	VAN	Flujo de Fondos del Proyecto											
		Año 0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
0%	7.307.958	-6.855.000	-3.240.135	-938.455	900.923	2.385.216	3.591.751	4.572.159	5.368.461	6.014.850	6.539.161	6.964.049	7.307.958
1%	6.775.578	-6.855.000	-3.275.926	-1.019.598	765.684	2.192.061	3.340.037	4.263.626	5.006.351	5.603.281	6.082.679	6.467.325	6.775.578
2%	6.277.988	-6.855.000	-3.311.014	-1.098.712	634.575	2.005.833	3.098.628	3.969.203	4.662.431	5.214.118	5.652.839	6.001.395	6.277.988
3%	5.812.219	-6.855.000	-3.345.422	-1.175.868	507.423	1.826.199	2.866.966	3.688.043	4.335.508	4.845.774	5.247.615	5.563.772	5.812.219
4%	5.375.603	-6.855.000	-3.379.168	-1.251.136	384.064	1.652.845	2.644.528	3.419.359	4.024.483	4.496.793	4.865.167	5.152.207	5.375.603
5%	4.965.738	-6.855.000	-3.412.271	-1.324.580	264.344	1.485.476	2.430.827	3.162.423	3.728.340	4.165.841	4.503.817	4.764.662	4.965.738
6%	4.580.455	-6.855.000	-3.444.750	-1.396.263	148.114	1.323.814	2.225.406	2.916.556	3.446.141	3.851.694	4.162.033	4.399.289	4.580.455
7%	4.217.797	-6.855.000	-3.476.621	-1.466.245	35.235	1.167.596	2.027.838	2.681.126	3.177.022	3.553.227	3.838.417	4.054.409	4.217.797
8%	3.875.991	-6.855.000	-3.507.903	-1.534.583	-74.426	1.016.574	1.837.721	2.455.545	2.920.179	3.269.403	3.531.689	3.728.495	3.875.991
9%	3.553.432	-6.855.000	-3.538.610	-1.601.332	-180.995	870.516	1.654.681	2.239.266	2.674.870	2.999.271	3.240.679	3.420.156	3.553.432
10%	3.248.662	-6.855.000	-3.568.759	-1.666.544	-284.592	729.200	1.478.363	2.031.778	2.440.406	2.741.952	2.964.311	3.128.124	3.248.662
11%	2.960.356	-6.855.000	-3.598.365	-1.730.270	-385.333	592.418	1.308.437	1.832.604	2.216.149	2.496.634	2.701.600	2.851.239	2.960.356
12%	2.713.959	-6.855.000	-3.624.557	-1.786.391	-473.646	473.026	1.160.711	1.660.086	2.022.551	2.285.489	2.476.087	2.614.117	2.713.959
13%	2.428.422	-6.855.000	-3.656.004	-1.853.451	-578.670	331.675	986.533	1.457.442	1.795.918	2.039.064	2.213.599	2.338.766	2.428.422
14%	2.182.693	-6.855.000	-3.684.066	-1.912.998	-671.470	207.351	833.987	1.280.648	1.598.880	1.825.477	1.986.707	2.101.318	2.182.693
15%	1.949.204	-6.855.000	-3.711.639	-1.971.238	-761.818	86.832	686.693	1.110.551	1.409.910	1.621.216	1.770.258	1.875.283	1.949.204
16%	1.727.118	-6.855.000	-3.738.737	-2.028.214	-849.802	-30.040	544.406	946.808	1.228.562	1.425.728	1.563.597	1.659.912	1.727.118
17%	1.515.665	-6.855.000	-3.765.372	-2.083.963	-935.510	-143.417	406.897	789.098	1.054.422	1.238.502	1.366.122	1.454.514	1.515.665
18%	1.314.140	-6.855.000	-3.791.555	-2.138.524	-1.019.022	-253.440	273.947	637.121	887.100	1.059.065	1.177.274	1.258.455	1.314.140
19%	1.121.896	-6.855.000	-3.817.298	-2.191.933	-1.100.417	-360.246	145.351	490.595	726.234	886.973	996.536	1.071.148	1.121.896
20%	938.338	-6.855.000	-3.842.612	-2.244.223	-1.179.769	-463.964	20.915	349.252	571.485	721.815	823.430	892.052	938.338
21%	762.915	-6.855.000	-3.867.508	-2.295.430	-1.257.149	-564.715	-99.544	212.845	422.536	563.209	657.511	720.668	762.915
22%	595.124	-6.855.000	-3.891.996	-2.345.583	-1.332.626	-662.617	-216.200	81.136	279.088	410.797	498.366	556.533	595.124
23%	434.496	-6.855.000	-3.916.085	-2.394.716	-1.406.264	-757.780	-329.217	-46.093	140.864	264.246	345.612	399.219	434.496
24%	280.601	-6.855.000	-3.939.786	-2.442.856	-1.478.126	-850.309	-438.751	-169.053	7.602	123.245	198.893	248.330	280.601
25%	133.039	-6.855.000	-3.963.108	-2.490.033	-1.548.271	-940.305	-544.948	-287.939	-120.943	-12.497	57.875	103.497	133.039
26%	-8.559	-6.855.000	-3.986.059	-2.536.274	-1.616.758	-1.027.863	-647.947	-402.937	-245.001	-143.252	-77.750	-35.622	-8.559
27%	-144.536	-6.855.000	-4.008.649	-2.581.605	-1.683.639	-1.113.075	-747.883	-514.223	-364.788	-269.274	-208.271	-169.345	-144.536

Estudio de factibilidad de un pozo de petróleo y gas

28%	-275.210	-6.855.000	-4.030.887	-2.626.053	-1.748.969	-1.196.027	-844.879	-621.960	-480.508	-390.804	-333.958	-297.968	-275.210
29%	-400.877	-6.855.000	-4.052.779	-2.669.641	-1.812.797	-1.276.802	-939.055	-726.305	-592.353	-508.063	-455.062	-421.767	-400.877
30%	-521.810	-6.855.000	-4.074.334	-2.712.394	-1.875.171	-1.355.479	-1.030.524	-827.407	-700.503	-621.263	-571.820	-541.000	-521.810
31%	-638.266	-6.855.000	-4.095.561	-2.754.334	-1.936.138	-1.432.134	-1.119.394	-925.404	-805.128	-730.599	-684.452	-655.905	-638.266
32%	-750.484	-6.855.000	-4.116.466	-2.795.483	-1.995.743	-1.506.838	-1.205.766	-1.020.429	-906.388	-836.258	-793.164	-766.707	-750.484
33%	-858.685	-6.855.000	-4.137.056	-2.835.863	-2.054.027	-1.579.661	-1.289.739	-1.112.607	-1.004.435	-938.414	-898.149	-873.616	-858.685
34%	-963.078	-6.855.000	-4.157.339	-2.875.495	-2.111.032	-1.650.669	-1.371.404	-1.202.057	-1.099.410	-1.037.230	-999.590	-976.827	-963.078
35%	-1.063.855	-6.855.000	-4.177.322	-2.914.398	-2.166.797	-1.719.923	-1.450.850	-1.288.891	-1.191.450	-1.132.860	-1.097.657	-1.076.525	-1.063.855

Tabla 13. Sensibilidad del VAN

6 ANÁLISIS DE RIESGOS

Debido a que este tipo de proyectos tienen un riesgo muy grande, es importante determinar cómo impactan los factores más determinantes del proyecto.

Para realizar esto se utilizará el complemento para Microsoft Excel de Oracle llamado “*Crystal Ball*”, que usa como base el método de simulación de Montecarlo.

En primer lugar se debe identificar las variables *forecast* del proyecto, que son aquellas cuyos posibles valores y probabilidades de ocurrencia se desea conocer a través del análisis de la simulación y que deben ser representativas del proyecto. En el caso de la valoración de proyectos de inversión las más habituales son el Valor Actual Neto (VAN), y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Luego, se realiza una primera selección de variables de riesgo que se asumen tendrán un cierto impacto sobre la variable objetivo de la simulación (*forecast*). Estas se denominan “*assumptions*”.

Una vez seleccionadas, se asigna una distribución de probabilidad a cada una de ellas según su naturaleza y los datos históricos obtenidos en el estudio del proyecto. Se utiliza además, en algunos casos, la herramienta de Excel llamada “*Batch Fit*”, para confirmar la distribución elegida, la cual toma como base una serie de datos históricos y los compara con una selección de modelos probabilísticos para obtener el que mejor describe su comportamiento.

El próximo paso es el de realizar un análisis de sensibilidad mediante el uso de “*Tornado Chart*” y “*Spider Chart*”. A partir de éstos, se determinan aquellas variables de riesgo con mayor impacto en la variable *forecast*, y de esta forma se establece cuáles son las más significativas. Luego, se pueden descartar aquellas variables de riesgo que no incidan de ninguna manera sobre la variable objetivo y reducir así el número de *assumptions*, simplificando el modelo.

Luego, se prosigue con la simulación de Montecarlo.

Por último, se presentan los resultados y conclusiones obtenidos.

6.1 VARIABLE OBJETIVO

La variable objetivo utilizada, *forecast*, es aquella que por sus características es representativa del proyecto y cuya variación se espera conocer por medio de la simulación.

Se elige entonces el VAN ya que es el método más conocido y aceptado por los evaluadores de proyectos.

6.2 VARIABLES DEL PROYECTO

Las variables del proyecto, *assumptions*, son aquellas que tendrán un cierto impacto sobre la variable objetivo de la simulación y que no pueden ser controladas internamente. De ellas depende en gran medida la rentabilidad de dicho proyecto.

En particular, para nuestro caso, se toman las siguientes variables:

- Producción de petróleo
- Producción de gas
- Gradiente de disminución de petróleo
- Gradiente de disminución de gas
- Probabilidad de mantenerse en Programa Gas Plus
- Precio de venta de petróleo
- Precio de venta de gas
- Costos operativos
- Costos de producción de petróleo
- Costos de producción de gas
- Días de perforación

6.3 COMPORTAMIENTO DE LAS VARIABLES

6.3.1 Producción de Petróleo

Al utilizar los datos históricos obtenidos sobre los pozos más representativos del yacimiento y la herramienta *Batch Fit*, se pudo determinar que la mejor distribución es una distribución triangular, cuyos parámetros son:

Producción de petróleo		
Mínimo	Media	Máximo
0	20.600	55.1189

Tabla 14. Parámetros para la producción de Petróleo.

6.3.2 Producción de Gas

En el caso de la producción de gas, con los datos históricos y la herramienta *Batch Fit* se pudo determinar que una distribución normal es la que mejor representa dicha variable y cuyos parámetros son:

Producción de gas	
Media	609.432.000
Desvío	288.273.280

Tabla 15. Parámetro para la producción de Gas.

6.3.3 Gradiente de disminución de Petróleo

Para el gradiente de disminución se tomó una distribución triangular debido a que no se disponen de datos suficientes para poder elaborar un análisis más certero. Según los especialistas de Apache, el gradiente de disminución puede tomar valores entre 14% y 42%.

Gradiente de producción de petróleo		
Mínimo	Media	Máximo
14%	21%	42%

Tabla 16. Parámetros para el gradiente de producción de Petróleo.

6.3.4 Gradiente de disminución de Gas

De igual manera que en la variable anterior, se optó por una distribución triangular cuyos parámetros son:

Gradiente de producción de gas		
Mínimo	Media	Máximo
15%	19%	38%

Tabla 17. Parámetros para el gradiente de producción de Gas.

6.3.5 Precio de venta del Petróleo

En el caso de esta variable, se recurrió a la opinión de un experto para poder determinar su variación. Se estableció una cota superior del 5% del valor inicial y una inferior de casi el 14% que coincide con la información del precio proporcionada por Apache. Se elige entonces una distribución triangular con dichos parámetros.

Precio anual Petróleo (USD/barril)		
Mínimo	Media	Máximo
71,6	83	87

Tabla 18. Parámetros del precio de venta del Petróleo.

6.3.6 Precio de venta del Gas

Se tuvo en cuenta una variable con una Distribución Uniforme Discreta para la probabilidad de mantenerse o no dentro del programa Gas Plus, donde existe 95% de probabilidad de mantenerse en el Programa y un 5% de probabilidad de salir del mismo.

En el caso de mantenerse en el Programa Gas Plus el precio del gas será constante e igual a 7,5 USD/MMBTU, valor dado por el Programa. En caso contrario, los precios variarán entre 2,8 USD/MMBTU y 5,8 USD/MMBTU, con una distribución triangular cuyos parámetros se muestran a continuación.

Precio anual Gas (USD/MMBTU)		
Mínimo	Media	Máximo
2,8	4,3	5,8

Tabla 19. Parámetros del precio de venta del Gas.

6.3.7 Costos operativos y productivos

La variabilidad que se le asignó a los costos del proyecto, tanto los operativos como los productivos de gas y petróleo es de un 20%. Con lo cual, a todas las variables se le asignaron variables triangulares como se puede ver a continuación:

Costos Operativos		(USD/año)
Mínimo	Media	Máximo
15697	19621	23545

Costos de producción de petróleo (USD/barril)		
Mínimo	Media	Máximo
0,456	0,57	0,684

Costos de producción de gas (USD/Mpie3)		
Mínimo	Media	Máximo
0,072	0,09	0,108

Tabla 20. Parámetros para los costos operativos y productivos.

6.3.8 Días de perforación

Los montos de las inversiones a realizar en su mayoría son fijos y no dependen del tiempo que se tarda en perforar un pozo, estimado en 30 días. Sin embargo, existen algunas, como el alquiler de los equipos, etc., que sí dependen estrictamente del tiempo consumido.

Por lo tanto, se consultó con el departamento de excavación de Apache para entender qué variación tienen estas tareas y se determinó que en el yacimiento en estudio la probabilidad de realizar dichas tareas en el tiempo estipulado es de un 70%. Existe una probabilidad del 15% de que se tarde hasta 5 días más y 15% de que se realicen en un tiempo inferior a 30 días. De esta forma se puede sensibilizar el monto total de la inversión.

6.4 SENSIBILIDAD

Una vez determinadas todas las variables y sus distribuciones, se intenta determinar las variables que tienen una mayor incidencia para poder entender el comportamiento de la simulación y como variará el resultado económico del proyecto en función de la variación de los datos iniciales.

Para realizar esto, se utilizó la herramienta de *Tornado Chart* del *Crystal Ball*. En dicha herramienta se jerarquizan las variables de entrada en forma decreciente según el impacto que genere en el resultado final.

El *Tornado Chart* presenta las siguientes características:

- Las barras horizontales del gráfico informan sobre el posible rango de variación de la variable de salida en estudio.
- La longitud de las barras representan los diferentes valores que puede tomar la variable de salida ante variaciones en la variable de riesgo asociada.
- El efecto de las distintas variables sobre la salida se analiza individualmente.

Este gráfico prueba el rango de cada variable y calcula el valor del pronóstico del VAN. El mismo ilustra el rango entre el pronóstico mínimo y el máximo para cada variable, ubicando la variable con mayor rango en la parte superior del gráfico y la variable con menor rango en la parte inferior. De esta manera, surge que las variables en la sección superior son las más significativas, mientras que las variables en la sección inferior tienen muy poco o nulo efecto en la variable objetivo.

Es importante aclarar que los colores de las barras indican el tipo de relación entre las variables y el VAN. Las variables que tienen un efecto positivo o una relación directa con el VAN tienen el *upside* (en azul) del lado derecho, y el *downside* (en rojo) del lado izquierdo. Cuando existe una relación

directa entre la variable y el VAN, el *upside* corresponde a un escenario más favorable y el *downside* a uno desfavorable. Por otro lado, las variables que tienen una relación inversa con el VAN tienen dichas barras invertidas.

A continuación se puede ver la salida obtenida de este análisis:

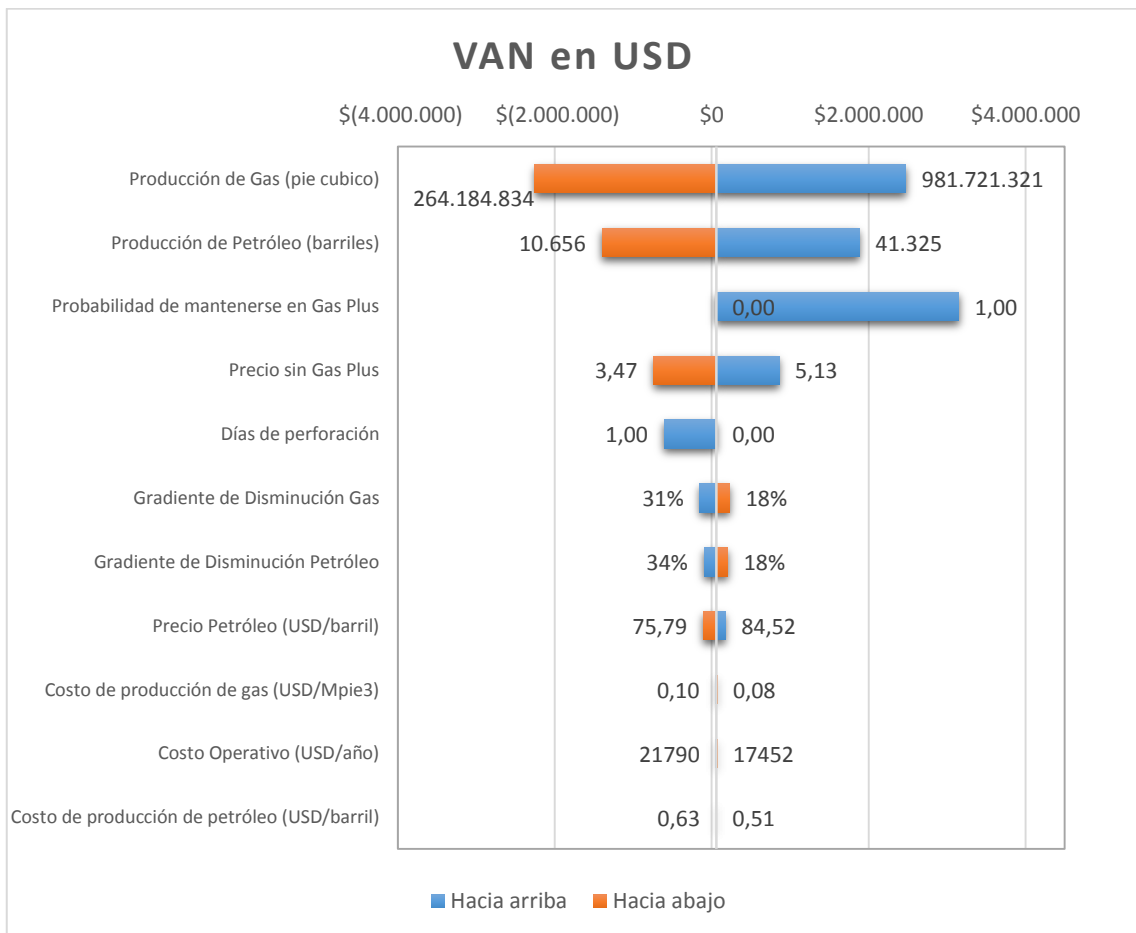


Gráfico 16. Tornado Chart con el Impacto de las variables del proyecto.

Estudio de factibilidad de un pozo de petróleo y gas

Variable de entrada	VAN				Entrada		
	Hacia abajo	Hacia arriba	Rango	Explicación de variación 1	Hacia abajo	Hacia arriba	Caso base
Producción de Gas (pie cubico)	-USD 2.257.643	USD 2.472.318	USD 4.729.962	48,60%	264.184.834	981.721.321	615.666.424
Producción de Petróleo (barriles)	-USD 1.398.626	USD 1.884.422	USD 3.283.048	72,01%	10.656	41.325	24.275
Probabilidad de mantenerse en Gas Plus	USD 59.304	USD 3.150.929	USD 3.091.625	92,78%	0,00	1,00	0,00
Precio sin Gas Plus	-USD 741.793	USD 860.402	USD 1.602.195	98,35%	3,47	5,13	4,30
Días de perforación	USD 59.304	-USD 607.362	USD 666.666	99,32%	0,00	1,00	0,00
Gradiente de Disminución Gas	USD 228.315	-USD 151.176	USD 379.491	99,63%	18%	31%	23%
Gradiente de Disminución Petróleo	USD 202.343	-USD 97.603	USD 299.946	99,83%	18%	34%	25%
Precio Petróleo (USD/barril)	-USD 108.138	USD 174.044	USD 282.183	100,00%	75,79	84,52	80,97
Costo de producción de gas (USD/Mpie3)	USD 69.910	USD 48.698	USD 21.211	100,00%	0,08	0,10	0,09
Costo Operativo (USD/año)	USD 67.713	USD 50.895	USD 16.817	100,00%	17452	21790	19621
Costo de producción de petróleo (USD/barril)	USD 61.425	USD 57.183	USD 4.241	100,00%	0,51	0,63	0,57

1La explicación de la variación es acumulativa

Opciones de ejecución:

Método de Tornado	Percentiles de las variables
Rango de prueba	P90 a P10
Puntos de prueba	5
Personalizar rangos de prueba por variable	Desactivado
Mostrar variables superiores	20
Caso base de las variables de Crystal Ball	Valores de mediana

Tabla 21. Valores del Tornado Chart.

Se puede apreciar en el gráfico 16 que las variables que tienen un mayor impacto en el resultado final del proyecto son, según su importancia:

- Producción de gas
- Producción de petróleo
- Probabilidad de mantenerse en Programa Gas Plus
- Precio de venta del gas sin Gas Plus
- Días de perforación

En cuanto a los gradientes de producción, los costos operativos y de producción son variables que no son realmente significativas para el proyecto por lo que una gran variación de las mismas no afectará en forma apreciable al proyecto.

Otra forma de poder observar el impacto que tienen las variables en el proyecto es mediante el grafico de *Spider Chart*, tal como se puede ver a continuación:

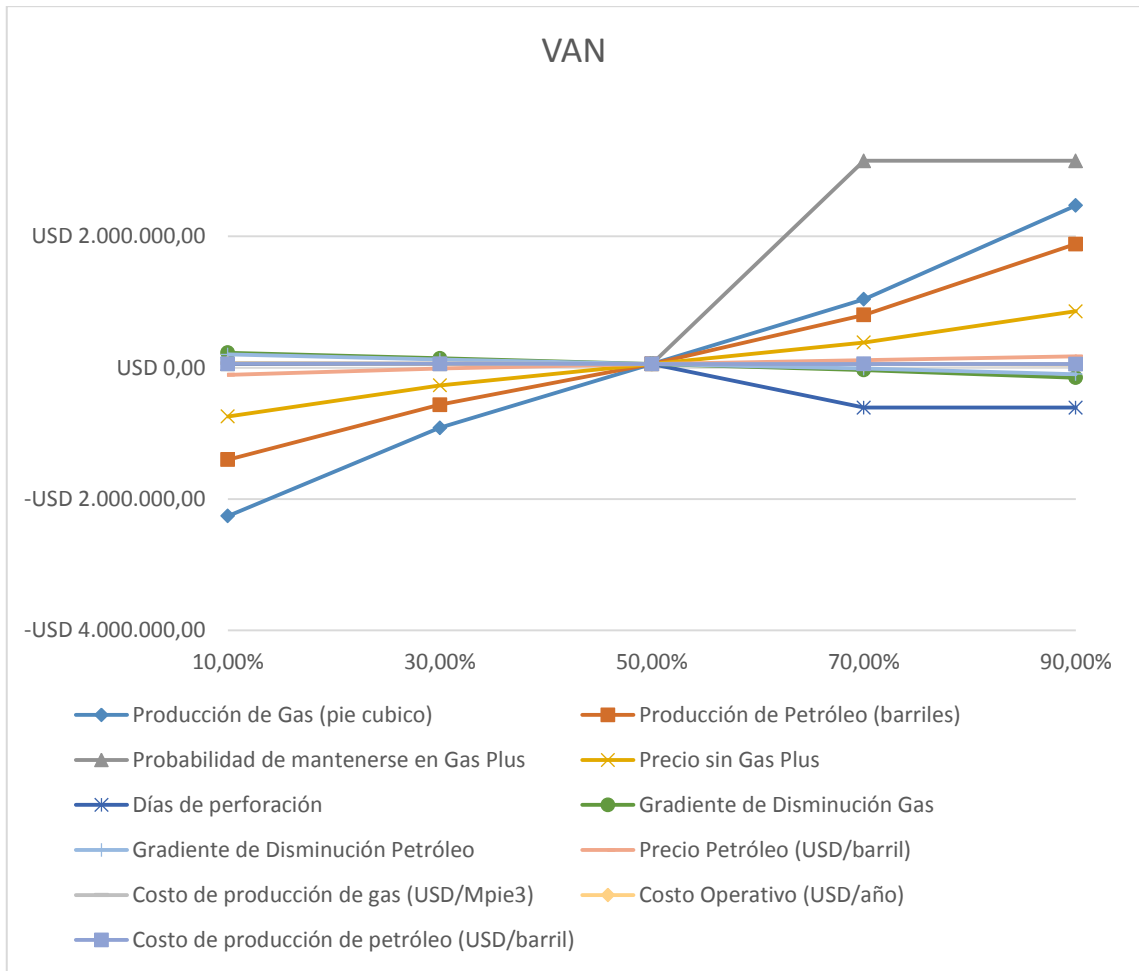


Gráfico 17. Spider Chart con el impacto de las variables del proyecto

La tabla con los valores correspondientes al spider chart es la siguiente:

Variable de entrada	Elasticidad ¹	VAN				
		10,00%	30,00%	50,00%	70,00%	90,00%
Producción de Gas (pie cubico)	5,10	-USD 2.257.643	-USD 912.871	USD 59.304	USD 1.043.119	USD 2.472.318
Producción de Petróleo (barriles)	4,68	-USD 1.398.626	-USD 563.606	USD 59.304	USD 803.511	USD 1.884.422
Probabilidad de mantenerse en Gas Plus	0,96	USD 59.304	USD 59.304	USD 59.304	USD 3.150.929	USD 3.150.929
Precio sin Gas Plus	14,63	-USD 741.793	-USD 267.349	USD 59.304	USD 385.958	USD 860.402
Días de perforación	-1,00	USD 59.304	USD 59.304	USD 59.304	-USD 607.362	-USD 607.362
Gradiente de Disminución Gas	-8,19	USD 228.315	USD 143.647	USD 59.304	-USD 33.881	-USD 151.176
Gradiente de Disminución Petróleo	-7,73	USD 202.343	USD 124.871	USD 59.304	-USD 11.402	-USD 97.603
Precio Petróleo (USD/barril)	41,87	-USD 108.138	-USD 8.971	USD 59.304	USD 114.802	USD 174.044
Costo de producción de gas (USD/Mpie3)	-1,64	USD 69.910	USD 63.629	USD 59.304	USD 54.979	USD 48.698
Costo Operativo (USD/año)	-1,29	USD 67.713	USD 62.733	USD 59.304	USD 55.875	USD 50.895
Costo de producción de petróleo (USD/barril)	-0,32	USD 61.425	USD 60.169	USD 59.304	USD 58.439	USD 57.183

¹La elasticidad es la media de todo el rango de prueba

Opciones de ejecución:

Método de Tornado	Percentiles de las variables
Rango de prueba	P90 a P10
Puntos de prueba	5
Personalizar rangos de prueba por variable	Desactivado
Mostrar variables superiores	20
Caso base de las variables de Crystal Ball	Valores de mediana

Tabla 22. Valores del Spider Chart.

6.5 SIMULACIÓN DE MONTECARLO

En el presente estudio se procederá a realizar una simulación de Montecarlo que reproduzca la variación del VAN como consecuencia de los cambios en las variables significativas.

A continuación se muestra el histograma obtenido a partir de la simulación mencionada, el cual muestra la frecuencia de aparición de los distintos valores del VAN:

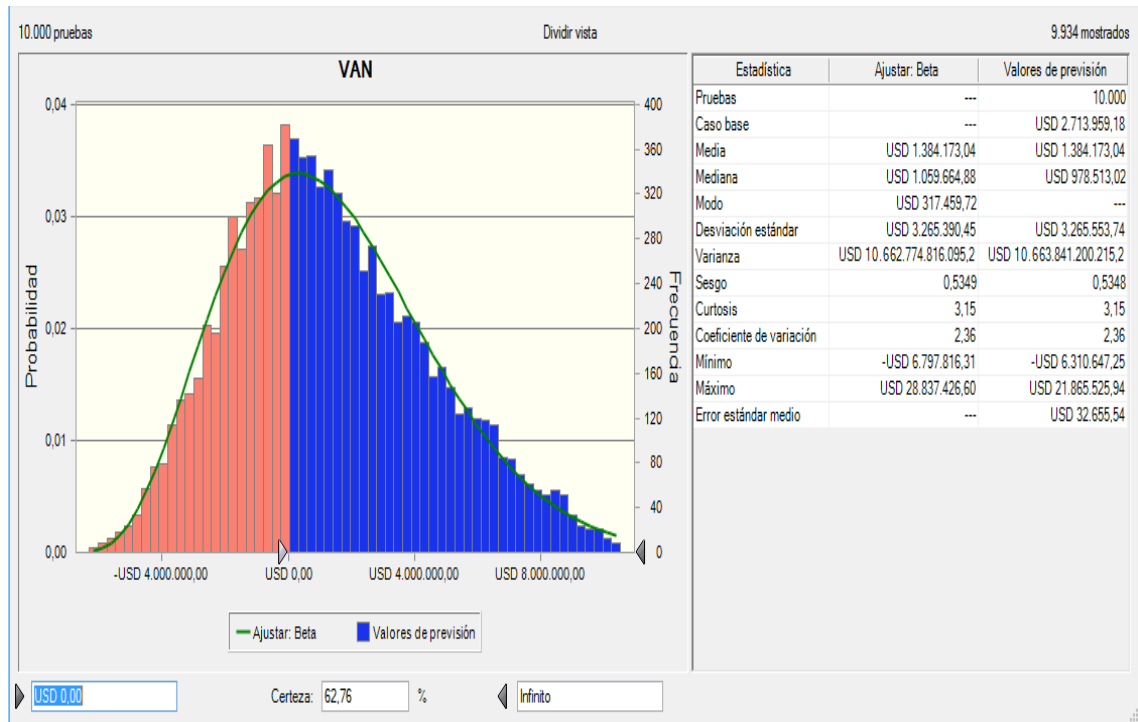


Gráfico 18. Histograma del VAN obtenido por la simulación.

El gráfico anterior permite determinar la distribución que caracteriza a la variable que estamos estudiando, siendo el resultado una función normal.

Finalmente a partir de la distribución anterior se puede determinar que la probabilidad de que el VAN sea positivo es de un 62,76% y cuyo valor es de USD 2.713.959.

Con respecto al análisis de la TIR del proyecto, el histograma obtenido es el que se puede apreciar a continuación:

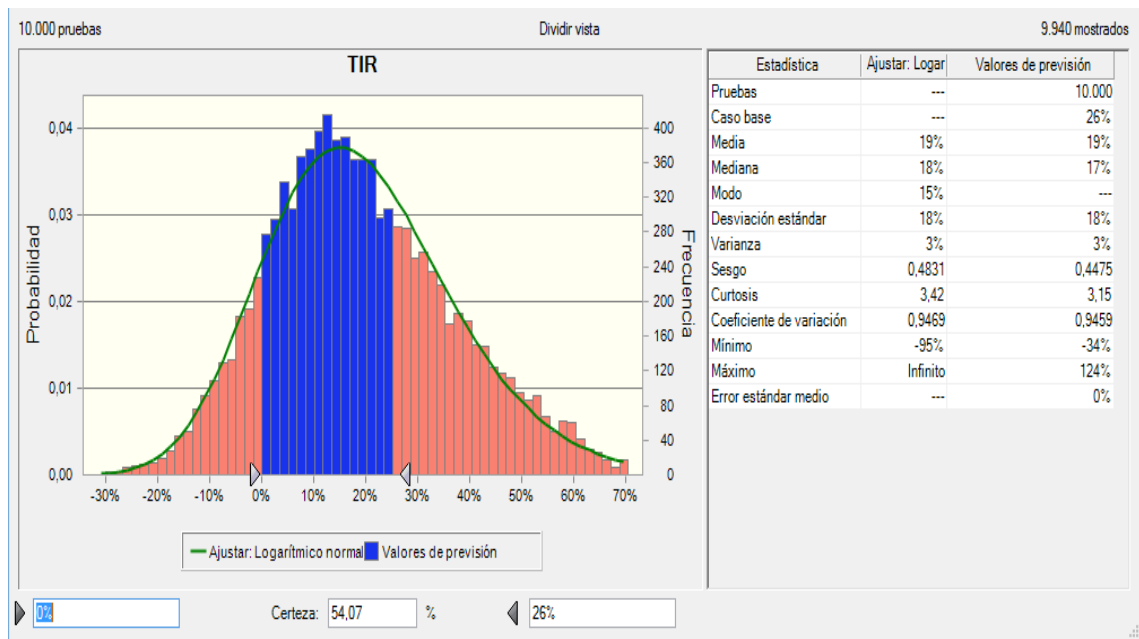


Gráfico 19. Histograma de la TIR obtenido por la simulación.

6.5.1 Validación analítica

Para validar los resultados obtenidos a través del *Crystal Ball*, se determinaron cinco escenarios posibles: negativo, pesimista, normal, optimista y óptimo. Para cada uno de ellos, se determinaron los valores de las variables *assumptions* que mejor describían cada escenario y se determinó la probabilidad de ocurrencia de los mismos. De esta forma, se determinaron los valores esperados de la variable forecast (VAN) y de la TIR, que surgen de la ponderación del resultado obtenido en cada escenario por su probabilidad de ocurrencia. Éstos fueron los siguientes: USD 1.384.067 y 19% para el VAN y la TIR, respectivamente, que se corresponden con el valor medio de ambos, obtenidos a través de la simulación.

6.5.1.1 Escenario negativo

En el escenario negativo se consideraron los valores que hacen el proyecto menos atractivo, en su valor límite. En este caso se tomaron los precios mínimos de venta del petróleo y gas siendo estos 71,6USD/barril y 2,8 USD/MMBTU, respectivamente. Cabe aclarar que además, en el caso del precio del gas, se presupone que dentro de este escenario, no se mantendrá el programa Gas Plus.

Con respecto al gradiente de disminución se consideraron los máximos, siendo el 42% para el petróleo y 38% para el gas. A su vez se

tuvieron en cuenta los costos operativos máximos y los costos de producción del petróleo 0,684USD/barril y 0,108USD/Mpie3 para el gas. En cuanto a la duración de la etapa de perforación, se estimaron 35 días.

Para las variables de producción, tanto de petróleo como de gas, se estimó para cada una, un decaimiento del 35% con respecto al valor medio.

En este escenario se obtiene un VAN de USD -4.612.182, que al compararse con el gráfico obtenido mediante la simulación a través de *Crystal Ball* resulta estar a la izquierda de la curva, y una TIR del -18%.

A dicho escenario se le asigna una probabilidad de ocurrencia del 14%.

6.5.1.2 Escenario pesimista

Para este escenario, se tomaron precios, tanto de petróleo, como de gas de 77 USD/barril y 4,3 USD/MMBTU, respectivamente, Estos valores se encuentran en el medio entre los valores mínimos y el valor medio. En este caso también, la empresa no se mantendría dentro del Programa Gas Plus.

En cuanto a las producciones, se estima una reducción del 10% en este caso, con respecto al valor medio. A su vez, el gradiente de disminución se encuentra en 32% y 29% para el petróleo y gas, respectivamente.

En cuanto a los costos operativos, de petróleo y de gas, son USD 21.583 anuales, 0,63 USD/barril y 0,10USD/Mpies3, respectivamente, encontrándose en un valor intermedio entre la media y el máximo.

Por último, se mantiene la estimación de 35 días para la finalización de la tapa de perforación.

En este escenario se obtiene un VAN de USD -2.007.904 y una TIR del 0%. Se le asigna una probabilidad de ocurrencia del 19%.

6.5.1.3 Escenario normal

Para este último escenario se tomaron todos los valores más probables de cada variable.

Para el precio de venta de petróleo se tomó el valor medio de 83USD/barril y para el del gas el valor de 7,5 USD/MMBTU ya que se estima más probable permanecer en el programa, y éste es el precio que se obtiene.

En el caso de los gradientes, se tomó para ambos el valor medio, de 21% y 19%, para petróleo y gas respectivamente.

En el caso de los costos y las producciones, también se tomaron sus valores medios.

Por último, se consideró un lapso de 30 días para la etapa de perforación.

Se obtuvo entonces un VAN de USD 2.555.851 y una TIR del 25%. El valor del VAN obtenido no corresponde exactamente con el VAN del proyecto, ya que la diferencia radica en el precio del gas, que para este caso se toma el valor de 7,34 USD/MMBTU, que se obtiene de la ponderación entre los valores medios del precio del gas manteniéndose el Programa y sin mantenerse y la probabilidad de ocurrencia de ambas situaciones. En cambio para el proyecto se toman los 7,5USD/MMBTU, presuponiendo que el Programa se mantendrá.

La probabilidad de ocurrencia de este escenario es la mayor, del 41%.

6.5.1.4 Escenario optimista

Para este escenario se tomaron valores intermedios entre el valor máximo y el medio para el precio del petróleo y gas y para los costos.

Las producciones se estiman que aumentan en un 10% con respecto al valor medio, tanto para el caso del petróleo como para el del gas.

El gradiente de disminución es de 18% y 17% para el petróleo y gas, respectivamente.

La duración de la etapa de perforación se estima en 25 días.

En este escenario, se obtuvo un valor de USD 4.258.183 para el VAN y una TIR del 37%.

La probabilidad de ocurrencia en este caso es del 22%.

6.5.1.5 Escenario óptimo

En el escenario óptimo se tuvieron en cuenta los valores que hacen máxima la viabilidad del proyecto, convirtiéndolo en uno muy atractivo. El precio de venta del petróleo se considera de 87 USD/barril y el precio de venta para el gas es también en este caso, el considerado en el Programa Gas Plus, siendo éste de 7,5 USD/MMBTU. Para el gradiente de disminución de la producción se tomaron los mínimos, 14% y 15% para el petróleo y el gas respectivamente.

Las producciones de petróleo y gas se consideraron máximas, un 37% superior al valor medio en el primer caso y un 35% superior en el segundo caso.

Se tomaron los mínimos correspondientes a los costos operativos y de producción y en este caso, la duración de la etapa de perforación se estimó en 25 días.

En este escenario se obtuvo un VAN de USD 10.664.382, que al compararse con el gráfico obtenido mediante la simulación a través de *Crystal Ball* resulta estar completamente a la derecha de la curva, y una TIR del 67%.

La probabilidad para este escenario es del 4%.

6.5.1.6 Conclusiones

Al determinar cada escenario y los respectivos valores del VAN y la TIR, se ponderaron los valores de ambas variables utilizando las probabilidades de ocurrencia especificadas.

Se obtiene entonces un VAN de USD 1.384.067 y una TIR del 19%, que se corresponden con los valores medios que se obtuvieron de la corrida hecha para cada una de las variables con el *Crystal Ball*, validando de esta forma el análisis de sensibilidad obtenido a través del mismo.

7 CONCLUSIONES FINALES

En principio el proyecto tiene un VAN positivo de USD2.713.959 con una TIR del 26% y un período de repago de 4 años por lo cual el proyecto resultaría rentable y se recomienda invertir en el mismo.

En cuanto a la parte ingenieril se cuenta con la experiencia de la empresa en la industria avalada por una larga trayectoria. Se cuenta con el *know how* de los procesos y procedimientos para la explotación de pozos en la Estación Fernández Oro, yacimiento donde se encuentran más de 40 pozos activos operados por la empresa. Se dispone de los equipos y el personal con la *expertise* necesaria para este tipo de tareas.

En cuanto al medio ambiente, éste es un factor clave en una industria como la del petróleo y gas ya que está fuertemente expuesta tanto a la opinión pública como a regulaciones gubernamentales. En este sentido, una de las fortalezas de la empresa es que cuenta con un plan de gestión ambiental que abarca todas las fases de la explotación de un pozo, siendo éste imperativo para prevenir y mitigar cualquier tipo de riesgo que pueda ocurrir. A su vez, ya se encuentran desarrolladas las relaciones con la comunidad circundante al yacimiento lo que evitaría problemas a la hora de realizar un nuevo pozo en la localización en cuestión.

Por los motivos anteriormente mencionados, no se encuentran restricciones ingenieriles y medioambientales que impidan que el proyecto se lleve a cabo.

Sin embargo, es necesario tener en cuenta las variables que tienen mayor incidencia en el proyecto y por ende podrían afectarlo negativamente convirtiéndolo en uno poco atractivo. Las producciones estimadas de petróleo y gas son las variables críticas ya que con un desvío en su valor medio generarían un impacto directo en el resultado del proyecto. Si bien la probabilidad de un desvío es baja debido a la cantidad de información que se tiene de los pozos en el yacimiento, la producción no se conocerá hasta que el pozo esté finalmente perforado.

Por otro lado, la tercera variable significativa para el proyecto es la continuidad del Programa Gas Plus ya que afecta al precio de venta del gas. Se espera que mientras dure este proyecto la empresa seguirá participando de este Programa percibiendo un precio mayor que el de mercado.

Teniendo en cuenta las variables estudiadas que podrían incidir en el presente proyecto, el VAN presenta una probabilidad del 62,8% de ser positivo.

Se concluye entonces a través del presente estudio que el proyecto de explotación de un pozo de petróleo y gas en la Estación Fernández Oro es factible.

8 BIBLIOGRAFÍA

8.1.1 Libros consultados

SEBA, Richard D. *Economics of worldwide petroleum production*. 3ª ed. Tulsa: OGCI Publications, 2008. 140 p.

PIRSON, Sylvain J. *Ingeniería de yacimientos petrolíferos*. 2ª ed. Barcelona: Ediciones Omega S.A. 1965. 20 p.

8.1.2 Otras páginas consultadas

IAPG. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas [en línea]. IAPG. (f.d.) [consulta 30 Marzo 2014]. Disponible en: <<http://www.iapg.org.ar>>.

Secretaría de Energía [en línea]. [consulta 01 Abril 2014]. Disponible en: <<http://energia3.mecon.gov.ar/home/>>.

Bolsa de Cereales [en línea]. [consulta 15 Abril 2014]. Disponible en: <<http://www.bolcereales.com.ar/historico>>.

Trencome [en línea]. [consulta 15 Abril 2014]. Disponible en: <<http://www.trencome.com/petroleumindustry.htm>>.

IDITS Instituto de Desarrollo Industrial Tecnológico y de Servicio [en línea]. [consulta 15 Abril 2014]. Disponible en: <<http://www.idits.org.ar/Espanol/SectoresInd/EnergPetroleoGas/Publicaciones/Inf%20estudio%20competitivo%20de%20petroleo%20y%20gas%20Mza%20-%20IDITS.pdf>>.

Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos [en línea]. [consulta 10 Mayo 2014]. Disponible en: <<http://www.energianeuquen.gov.ar>>.

Diario de Fusiones y Adquisiciones [en línea]. [consulta 20 Abril 2014]. Disponible en: <<http://www.diariodefusiones.com>>.

Damodaran, Aswath [en línea]. [consulta 31 Julio 2014]. Disponible en: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>.

Consultora KPMG [en línea]. [consulta 1 Agosto 2014]. Disponible en: <<http://www.kpmg.com/global/en/services/tax/tax-tools-and-resources/pages/corporate-tax-rates-table.aspx>>.

Tesoro de Estados Unidos [en línea]. [consulta 1 Agosto 2014]. Disponible en: <<http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield>>.

Banco Mundial [en línea]. [consulta 1 Agosto 2014]. Disponible en: <<http://data.worldbank.org/indicator/FR.INR.RISK>>.

8.2 Legislación

Resolución 24/2008. Créase el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus". Establécense las condiciones que deberá cumplir un Proyecto de Desarrollo Gasífero para ser caracterizado como Gas Plus. Boletín Oficial. Bs. As., 06/04/2008.

Resolución 3/2013. Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección excedente de Gas Natural. Boletín Oficial. Bs.As, 16/04/2013.

8.3 Papers consultados

Wood Mackenzie, *Apache Neuquén Basin Assets*. 2013.

9 ANEXOS

9.1 Curva de Producción de Pozos Representativos y Pozo Tipo

9.1.1 Petróleo

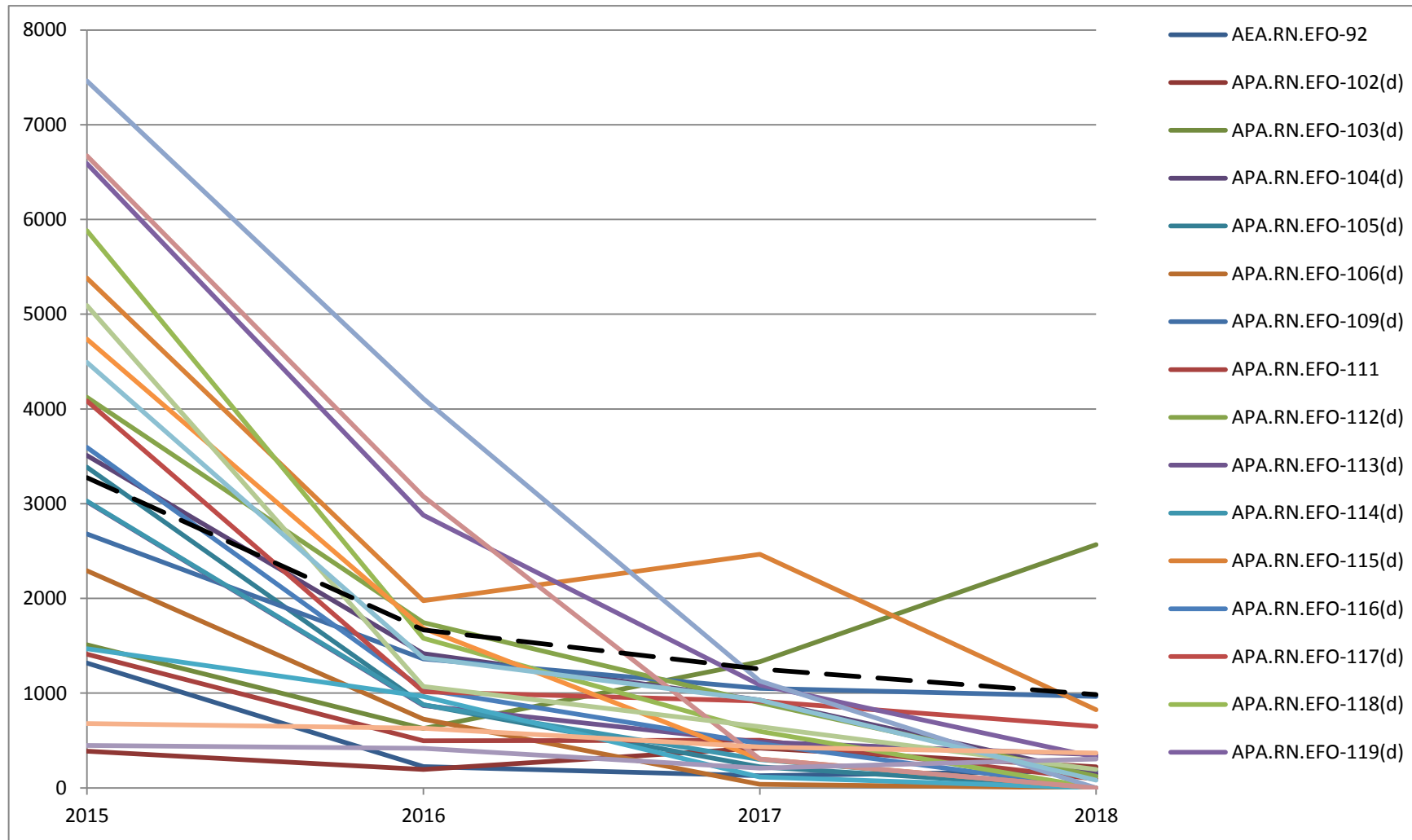


Gráfico 208. Curvas de producción de petróleo de pozos Representativos y pozo tipo. Elaboración propia.

9.1.2 Gas

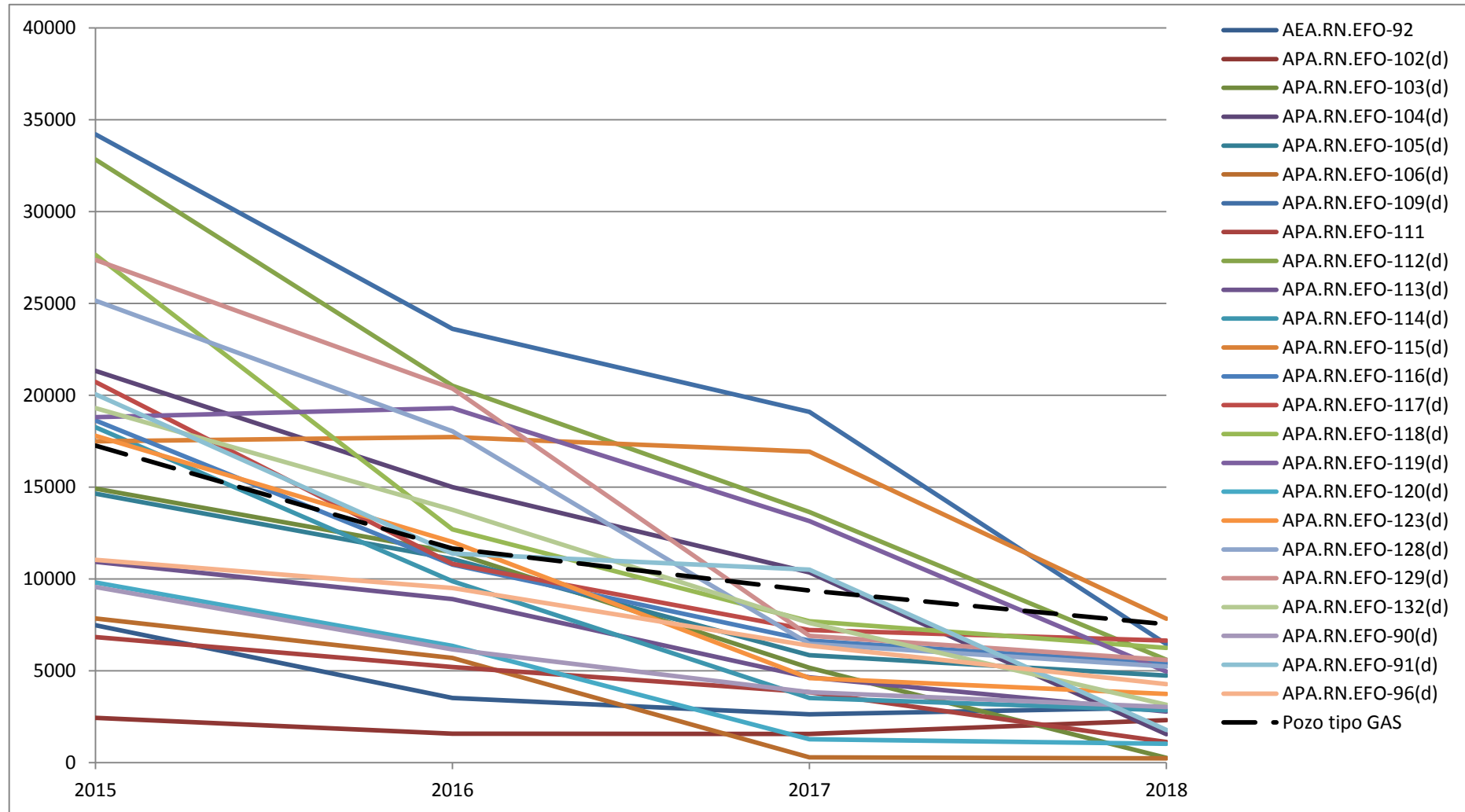


Gráfico 19. Curvas de producción de gas de Pozos Representativos y pozo tipo. Elaboración propia.

9.2 Cuadro de Resultados del Proyecto

Cuadro de resultados en USD

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ventas Petróleo	1.709.800	914.726	721.262	594.753	493.348	409.232	339.458	281.580	233.571	193.747	160.713
Ventas Gas Natural	4.707.862	3.180.390	2.555.669	2.053.660	1.663.465	1.347.407	1.091.399	884.033	716.067	580.014	469.812
Miles de Pies cúbicos Gas	609.432	411.701	330.831	265.846	215.335	174.422	141.281	114.438	92.695	75.083	60.817
Barril petróleo	20.600	10.496	7.882	6.190	4.890	3.863	3.052	2.411	1.905	1.505	1.189
Costo gas	54.849	37.053	29.775	23.926	19.380	15.698	12.715	10.299	8.343	6.757	5.474
Costo petróleo	11.742	5.983	4.493	3.528	2.787	2.202	1.740	1.374	1.086	858	678
Costo por pozo	19.621	19.621	19.621	19.621	19.621	19.621	19.621	19.621	19.621	19.621	19.621
Costo de cambio de tubos					120.000						
Regalías	770.119	491.414	393.232	317.810	258.817	210.797	171.703	139.874	113.957	92.851	75.663
Otros Impuestos	128.353	81.902	65.539	52.968	43.136	35.133	28.617	23.312	18.993	15.475	12.610
Resultado Bruto	5.561.331	3.541.046	2.829.812	2.283.529	1.856.207	1.508.321	1.225.079	994.446	806.632	653.674	529.090
Impuestos a las ganancias (35%)	1.946.466	1.239.366	990.434	799.235	649.672	527.912	428.778	348.056	282.321	228.786	185.181
Resultado Neto	3.614.865	2.301.680	1.839.378	1.484.294	1.206.534	980.409	796.301	646.390	524.311	424.888	343.908

Tabla 23. Cuadro de Resultados del Proyecto. Elaboración propia.

9.3 Flujo de Fondos del Proyecto

Flujo de Fondos del Proyecto												
	Año 0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Egresos												
Inversión Activo Fijo	6.855.000											
IG		1.946.466	1.239.366	990.434	799.235	649.672	527.912	428.778	348.056	282.321	228.786	185.181
Total de Egresos	6.855.000	1.946.466	1.239.366	990.434	799.235	649.672	527.912	428.778	348.056	282.321	228.786	185.181
Ingresos												
Utilidad antes de impuestos		5.561.331	3.541.046	2.829.812	2.283.529	1.856.207	1.508.321	1.225.079	994.446	806.632	653.674	529.090
Recupero del crédito fiscal		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total de Ingresos	0	5.561.331	3.541.046	2.829.812	2.283.529	1.856.207	1.508.321	1.225.079	994.446	806.632	653.674	529.090

	Año 0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
FF del Proyecto Neto	-6.855.000	3.614.865	2.301.680	1.839.378	1.484.294	1.206.534	980.409	796.301	646.390	524.311	424.888	343.908
Flujo de Fondo Neto descontado	-6.855.000	3.230.443	1.838.166	1.312.746	946.672	687.685	499.375	362.466	262.938	190.598	138.030	99.842
Flujo descontado Acumulado	-6.855.000	-3.624.557	-1.786.391	-473.646	473.026	1.160.711	1.660.086	2.022.551	2.285.489	2.476.087	2.614.117	2.713.959

Tasa de descuento	11,9%
VAN	USD 2.713.959
TIR	26%
Período de repago	4

Tabla 24. Flujo de Fondos del Proyecto. Elaboración propia.

9.4 Informe de Crystal Ball

Informe de Crystal: completo

Simulación iniciada el 02/08/2014 a las 05:56 p.m.
Simulación detenida el 02/08/2014 a las 05:57 p.m.

Prefs ejecución:

Número de pruebas ejecutadas	10.000
Velocidad extrema	
Monte Carlo	
Inicialización aleatoria	
Control de precisión activado	
Nivel de confianza	95,00%

Estadísticas de ejecución:

Tiempo de ejecución total (seg)	2,84
Pruebas/segundo (promedio)	3.520
Números aleatorios por segundo	38.716

Datos de Crystal Ball:

Suposiciones	11
Correlaciones	0
Matrices de correlación	0
Variables de decisión	0
Previsiones	2

Previsiones

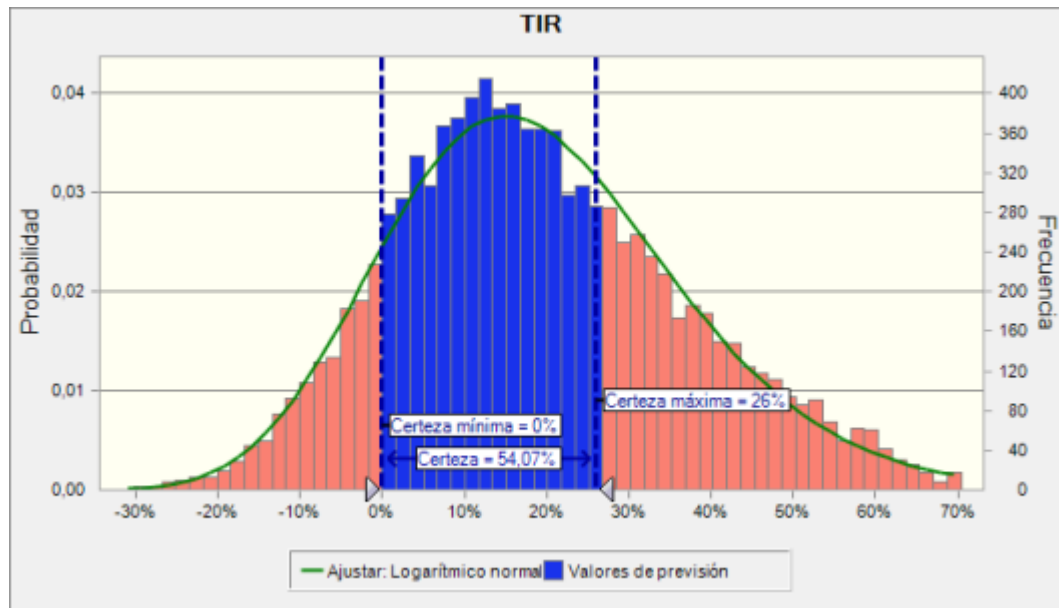
Hoja de trabajo: Flujo de Fondos

Previsión: TIR

Celda:
C26

Resumen:

El nivel de certeza es 54,07%
El rango de certeza es de 0% a 26%
El rango completo es de -34% a 124%
El caso base es 26%
Después de 10.000 pruebas, el error estándar de la media es 0%



Previsión: TIR (cont.)

**Celda:
C26**

Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	10.000
Caso base	26%
Media	19%
Mediana	17%
Modo	---
Desviación estándar	18%
Varianza	3%
Sesgo	0,4475
Curtosis	3,15
Coefficiente de variación	0,9459
Mínimo	-34%
Máximo	124%
Ancho de rango	158%
Error estándar medio	0%

Percentiles:	Valores de previsión
P100	-34%
P90	-3%
P80	4%
P70	9%
P60	13%
P50	17%
P40	22%
P30	28%
P20	34%
P10	44%
P0	124%

Previsión:
VAN

Celda:
C25

Resumen:

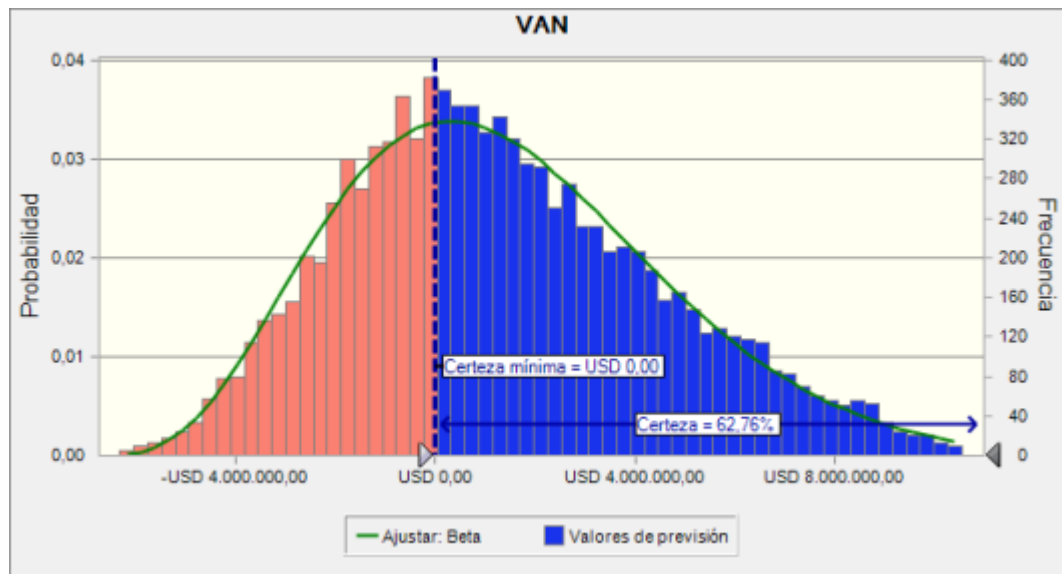
El nivel de certeza es 62,76%

El rango de certeza es de USD 0,00 a Infinito

El rango completo es de -USD 6.310.647,25 a USD 21.865.525,94

El caso base es USD 2.713.959,18

Después de 10.000 pruebas, el error estándar de la media es USD 32.655,54



Estadísticas:

Valores de previsión

Pruebas	10.000
Caso base	USD 2.713.959,18
Media	USD 1.384.173,04
Mediana	USD 978.513,02
Modo	---
Desviación estándar	USD 3.265.553,74
Sesgo	0,5348
Curtosis	3,15
Coefficiente de variación	2,36
Mínimo	-USD 6.310.647,25
Máximo	USD 21.865.525,94
Ancho de rango	USD 28.176.173,19
Error estándar medio	USD 32.655,54

Celda:
C25

Previsión: VAN (cont.)

Percentiles:	Valores de previsión
P100	-USD 6.310.647,25
P90	-USD 2.520.068,65
P80	-USD 1.407.656,93
P70	-USD 568.013,56
P60	USD 193.770,33
P50	USD 978.347,85
P40	USD 1.837.938,68
P30	USD 2.841.888,46
P20	USD 4.120.775,08
P10	USD 5.946.942,09
P0	USD 21.865.525,94

Fin de previsiones

Suposiciones

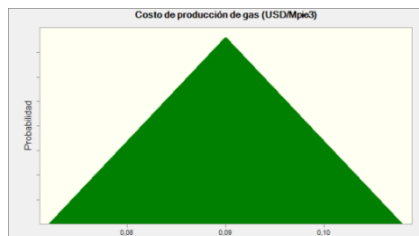
Hoja de trabajo: Costos Operativos

Suposición: Costo de producción de gas (USD/Mpie3)

Celda:
E7

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	0,07	(='Variables Crystal Ball'!H20)
Más probable	0,09	(='Variables Crystal Ball'!I20)
Máximo	0,11	(='Variables Crystal Ball'!J20)



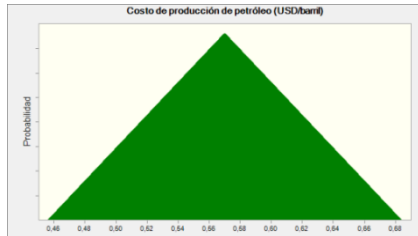
Celda:
D7

Suposición: Costo de producción de petróleo (USD/barril)

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	0,46
Más probable	0,57
Máximo	0,68

(='Variables Crystal Ball!E20)
 (= 'Variables Crystal Ball!F20)
 (= 'Variables Crystal Ball!G20)



Suposición: Costo Operativo (USD/año)

**Celda:
C7**

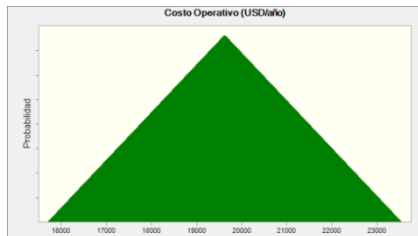
Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	15697
Más probable	19621
Máximo	23545

(='Variables Crystal Ball!B20)
 (= 'Variables Crystal Ball!C20)
 (= 'Variables Crystal Ball!D20)

Suposición: Costo Operativo (USD/año) (cont.)

**Celda:
C7**



Hoja de trabajo: Proyecciones Ventas

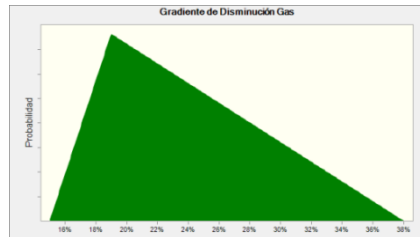
Suposición: Gradiente de Disminución Gas

**Celda:
E25**

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	15%
Más probable	19%
Máximo	38%

(='Variables Crystal Ball'!B15)
(='Variables Crystal Ball'!C15)
(='Variables Crystal Ball'!D15)



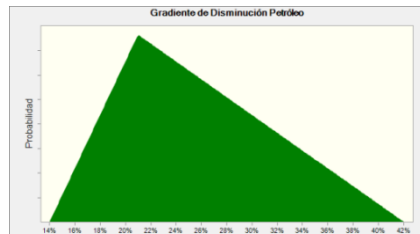
Suposición: Gradiente de Disminución Petróleo

**Celda:
D25**

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	14%
Más probable	21%
Máximo	42%

(='Variables Crystal Ball'!B11)
(='Variables Crystal Ball'!C11)
(='Variables Crystal Ball'!D11)



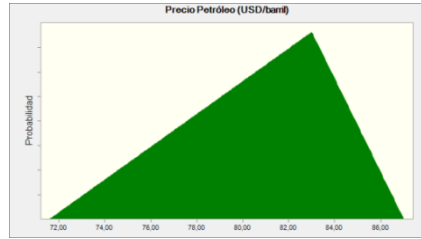
Suposición: Precio Petróleo (USD/barril)

**Celda:
E6**

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	71,60
Más probable	83,00
Máximo	87,00

(='Variables Crystal Ball'!B7)
(='Variables Crystal Ball'!C7)
(='Variables Crystal Ball'!D7)



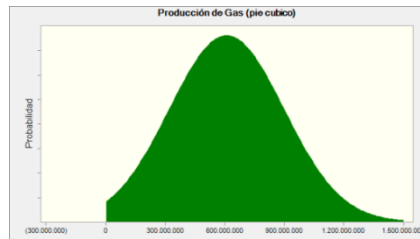
Suposición: Producción de Gas (pie cubico)

**Celda:
I6**

Normal distribución con parámetros:

	609.432	(='Variables Crystal Ball'!K11)
Media	.000	(='Variables Crystal Ball'!K12)
Desv est	.281	

El rango seleccionado es de 0 a Infinito



Suposición: Producción de Petróleo (barriles)

**Celda:
D6**

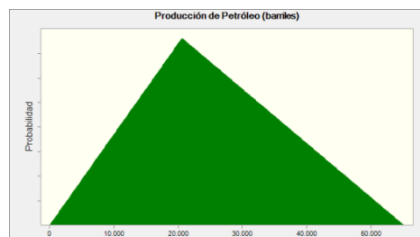
Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	0	(='Variables Crystal Ball'!J7)
Más probable	20.600	(='Variables Crystal Ball'!K7)
Máximo	55.119	(='Variables Crystal Ball'!L7)

El rango seleccionado es de 0 a Infinito

Suposición: Producción de Petróleo (barriles) (cont.)

**Celda:
D6**



Hoja de trabajo: Variables Crystal Ball

Suposición: Días de perforación

Celda:
J26

Uniforme discreta distribución con parámetros:

Mínimo 0,00
Máximo 1,00

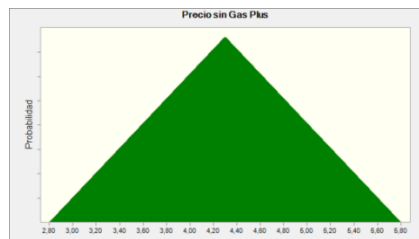


Suposición: Precio sin Gas Plus

Celda:
G8

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo 2,80 (=F10)
Más probable 4,30 (=G10)
Máximo 5,80 (=H10)

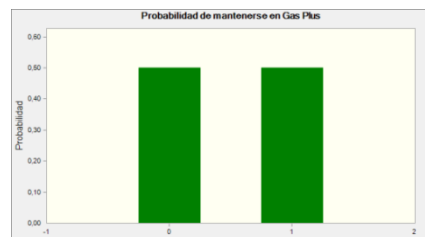


Suposición: Probabilidad de mantenerse en Gas Plus

Celda:
H6

Uniforme discreta distribución con parámetros:

Mínimo 0,00
Máximo 1,00



9.5 Informe de Escenarios

Resumen de Escenario		Valores Actuales	NORMAL	ÓPTIMO	OPTIMISTA	PESIMISTA	NEGATIVO	PONDERADO
Probabilidad:								
% Ocurrencia	-	41%	4%	22%	19%	14%	100%	
Celdas cambiantes:								
Precio anual petroleo	USD 83,00	USD 83,00	USD 87,00	USD 85,00	USD 77,00	USD 71,60	USD 80,86	
Precio Gas Plus	USD 7,50	USD 7,34	USD 7,50	USD 7,50	USD 4,30	USD 2,80	USD 6,17	
Producción de petroleo	20.600	20.600	55.119	22.660	18.540	13.390	21.033	
Producción de gas	609.432.000	609.432.000	822.733.200	670.375.200	548.488.800	396.130.800	589.930.176	
Gradiente de producción de petroleo	21%	21%	14%	18%	32%	42%	25%	
Gradiente de producción de gas	19%	19%	15%	17%	29%	38%	23%	
Costos Operativos	USD 19.621	USD 19.621	USD 15.697	USD 17.659	USD 21.583	USD 23.545	USD 19.954	
Costos de producción de petroleo	USD 0,57	USD 0,57	USD 0,46	USD 0,51	USD 0,63	USD 0,68	USD 0,58	
Costos de producción de gas	USD 0,09	USD 0,09	USD 0,07	USD 0,08	USD 0,10	USD 0,11	USD 0,09	
Probabilidad de dias	0,5	0,5	0	0,14	0,9	1	0,5468	
Celdas de resultado:								
VAN	0%	USD 7.307.958	USD 7.073.059	USD 19.755.249	USD 9.609.497	USD 68.729	USD -3.731.500	USD 5.294.902,10
	5%	USD 4.965.738	USD 4.769.997	USD 15.062.710	USD 6.869.840	USD -966.001	USD -4.160.590	USD 3.303.549,36
	10%	USD 3.248.662	USD 3.081.620	USD 11.697.489	USD 4.876.107	USD -1.755.683	USD -4.500.926	USD 1.840.397,66
	12%	USD 2.713.959	USD 2.555.851	USD 10.664.382	USD 4.258.183	USD -2.007.904	USD -4.612.182	USD 1.384.067
	15%	USD 1.949.204	USD 1.803.871	USD 9.200.165	USD 3.377.061	USD -2.374.445	USD -4.776.190	USD 730.736,06
	20%	USD 938.338	USD 809.883	USD 7.290.506	USD 2.217.529	USD -2.870.334	USD -5.002.633	USD -134.203,49
	25%	USD 133.039	USD 18.021	USD 5.791.560	USD 1.298.304	USD -3.275.514	USD -5.191.691	USD -824.506,71
	30%	USD -521.810	USD -625.910	USD 4.587.975	USD 553.932	USD -3.612.146	USD -5.351.598	USD -1.386.770,57
	35%	USD -1.063.855	USD -1.158.925	USD 3.602.336	USD -60.029	USD -3.895.897	USD -5.488.409	USD -1.852.869,72
	40%	USD -1.519.483	USD -1.606.968	USD 2.781.274	USD -574.557	USD -4.138.101	USD -5.606.651	USD -2.245.178,81
	45%	USD -1.907.625	USD -1.988.655	USD 2.087.090	USD -1.011.762	USD -4.347.132	USD -5.709.774	USD -2.579.776,28
	50%	USD -2.242.160	USD -2.317.631	USD 1.492.551	USD -1.387.774	USD -4.529.293	USD -5.800.439	USD -2.868.464,25
TIR	26%		25%	67%	37%	0%	-18%	19%

Tabla 255. Informe de Escenarios. Elaboración propia.

