

**El peligro de valorizar una petrolera  
sólo en función de sus reservas**

Tesis

por

Alvaro Bugari

Presentado a la oficina conjunta

ITBA – UCEMA

Maestría en Evaluación de Proyectos

Diciembre de 2018

El peligro de valorizar una petrolera sólo en función de sus reservas

Copyright 2018 Alvaro Bugari

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer la ayuda recibida de parte del ITBA en forma de una beca parcial para realizar esta maestría.

Y al Ingeniero Juan Rosbaco, que hizo las veces de tutor, profesor, jefe y (por qué no decirlo) corrector ortográfico.

## RESUMEN EJECUTIVO

Los volúmenes de Reservas presentados por las empresas petroleras se utilizan cotidianamente para un gran número de análisis. Entre ellos pueden mencionarse algunos de los más importantes como ser la compra y venta de activos, la cotización de las acciones de la empresa en las bolsas de valores del mundo, renovaciones de contrato entre partes privadas y públicas, etc.

Pero la normativa vigente para la certificación de estos volúmenes de Reservas incluye un grado de arbitrariedad y subjetividad no despreciable. Esto ocasiona que empresas con mismos volúmenes de Reservas puedan tener diferente valor “real”, considerando real a la estimación con métodos teóricamente más robustos, pero que no siempre pueden llevarse a cabo por falta de disponibilidad de información o tiempo. O, viceversa, diferentes Reservas para empresas que parecerían tener el mismo valor.

Este trabajo tratará de localizar los mayores puntos de conflicto, es decir, los que ocasionarán mayores diferencias entre las diferentes estimaciones. Explicará, cuando apliquen, la causa de esas diferencias por la forma en que está normada la certificación de Reservas y, en otros casos, las causas matemáticas que ocasionan diferencias.

Para hacerlo se construyó un modelo analítico de certificación de Reservas en que, para una empresa teórica de mediano tamaño, se plantea un amplio abanico de proyectos disponibles. Luego se modifican aleatoriamente las variables de entrada al modelo y se estiman valores de la empresa de la forma más robusta (valor presente) y de forma indirecta, para millares de combinaciones.

Los resultados obtenidos son los esperados intuitivamente. Las diferencias de concepción entre ambos métodos de evaluación devuelven diferencias significativas sobre todo cuando se tiene en consideración cambios habituales en la industria para las variables de entrada utilizadas, como ser el precio de venta del hidrocarburo, los costos operativos o las inversiones.

Puede concluirse que la valuación de activos o empresas petroleras utilizando únicamente sus valores de Reservas se vuelve tan incierto que debería tratar de evitarse siempre que sea posible. No hacerlo implica enmascarar riesgos y subestimar casos de éxito.

El valor final está fuertemente ligado a los escenarios de desarrollo de la empresa que los presenta y está limitado por ellos.

Una forma de disminuir el error introducido por esta variable es valorizar no sólo por la categoría de Reservas sino también por el grado de desarrollo, aunque esto incurrirá en información adicional con la que no siempre se cuenta.

Además, todo lo discutido hasta este punto (y todo lo tratado en este trabajo) toma como premisa la imparcialidad tanto de la empresa como del certificador de Reservas; proposición que es siempre, en menor o mayor medida, incorrecta.

# TABLA DE CONTENIDOS

## Tabla de contenido

AGRADECIMIENTOS.....	3
RESUMEN EJECUTIVO .....	4
TABLA DE CONTENIDOS .....	6
INTRODUCCIÓN.....	7
SITUACIÓN ACTUAL .....	9
CERTIFICACIÓN DE RESERVAS .....	10
CATEGORIZACIÓN DE RESERVAS .....	11
LÍMITACIONES DEL ANÁLISIS DE RESERVAS .....	14
ANÁLISIS PROPUESTO .....	16
MODELO DE EMPRESA.....	17
MODELO DE VARIABLES.....	23
MODELO DE CÁLCULO .....	26
PROCESO DE CÁLCULO .....	30
RESULTADOS .....	31
VALOR PRESENTE NETO - VPN .....	31
VALOR PRESENTE ESTIMADO A TRAVÉS DE LAS RESERVAS - VPR.....	35
CONCLUSIONES.....	41
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS .....	43
ANEXOS .....	44
ANEXO I: Definiciones de Reservas y Recursos.....	44
ANEXO II: Distribución Log normal .....	54

# INTRODUCCIÓN

La industria del upstream, como todos los rubros, cuenta con la necesidad imperante y recurrente de valorizar activos.

Esta valorización se puede utilizar para negociar las diferentes alternativas de contratos de sociedades participativas (que compartan la propiedad o la operación de los permisos de explotación de hidrocarburos); como también las diversas compras o fusiones entre empresas; las negociaciones con las provincias o el estado nacional; la búsqueda de inversiones locales e internacionales; las auditorías internas y externas; entre muchas otras circunstancias. La necesidad de estimar el valor de una empresa o un activo se vuelve inescapable.

En este aspecto, el rubro del Oil & Gas diverge de la media ya que su propósito fundamental es la comercialización de *commodities*.

Este hecho presenta algunas ventajas y algunas desventajas a la hora de la valuación propiamente dicha, respecto de la que se aplicaría a la mayor parte de las industrias. Por un lado, elimina (aunque no del todo) la necesidad del cálculo de la demanda de los productos en el mercado ya que, exceptuando circunstancias particulares, la posibilidad de vender cualquier volumen de hidrocarburo a precio de mercado suele ser absoluta.

Pero, por otro lado, el rango de incertidumbre de la oferta de dicho volumen puede ser de varios órdenes de magnitud superior a cualquier empresa de producción convencional.

Este alto grado de incertidumbre está asociado a una combinación de factores de diverso origen. Siendo estos físicos, geológicos, operativos, tecnológicos; así como también a factores más comunes como ser los políticos, sociales, macroeconómicos, etc.; donde, en determinados casos, esta industria es más sensible que otras.

Si sobre esta base se agrega el hecho de que los datos relevados en el yacimiento son indirectos, inferidos, esporádicos o inciertos (o cualquier combinación de estos), el resultado es indudablemente un espectro de posibles pronósticos de enorme amplitud.

Imagínese entonces a usted mismo como un posible inversor, en una situación de *farm-in* o adquisición de una empresa mediana de estas características, con sólo una porción de la información mencionada hasta el momento, provista a través de un *data-room* abierto hace pocos días, sin muchas explicaciones (o peor aún, con explicaciones subjetivas), y con sólo otro puñado más de días antes de tener que tomar la decisión de cuánto vale, para usted, dicha empresa, valor sobre el cual estará basada la oferta a realizar.

Esta situación (aterradora) es la forma más común de operación hoy en día en nuestro país y muchos otros. Tanto es así que la falta de tiempo, recursos, capacidad de análisis de la información o posibilidad de ponderación de la incertidumbre prácticamente imposibilita la valuación “correcta” de las empresas y el valor finalmente asignado a las compañías termina proviniendo de una mezcla entre un cálculo incompleto o parcial y el estudio del volumen de **Reservas** certificadas históricamente por la empresa

Este trabajo buscará cuantificar el riesgo de proceder de esta forma y los errores posibles de cometer, por exceso o defecto, respecto del valor “real” de la empresa. Se discutirán también, algunas precauciones mínimas e indispensables a tomar de verse obligado, de todas formas, a continuar utilizando la metodología existente.



## SITUACIÓN ACTUAL

A diferencia de las industrias productivas habituales de nuestro país, como lo son las agrícolas, productoras, ensambladoras, entre otras; la industria del petróleo y gas tiene un arreglo particular en lo que respecta a su distribución de valor.

El activo más valioso de una operadora es el recurso hidrocarburífero existente en el subsuelo y no la totalidad de los bienes de cambio y uso existentes en superficie, que proporcionalmente al valor de una empresa mediana a grande pueden ser bajos o incluso despreciables. Sin embargo, la totalidad de los recursos no se ven reflejados en los estados contables de la empresa, sino en los anexos complementarios. Y aun allí no siempre detallados en su totalidad.

Estos recursos, otorgados a la empresa en forma de concesión con plazos determinados, serán explotados con una intervención mínima de los estados nacional y provincial, siempre y cuando se respeten las condiciones acordadas. Estas suelen ser, en el mayor número de casos, el cumplimiento del cronograma asociado a un compromiso de inversiones, el pago de regalías y la presentación anual de un informe de certificación de reservas independiente.

Asumiendo que los primeros condicionamientos están siendo cumplidos, el principal mecanismo de control a largo plazo de los entes provinciales a las empresas concesionarias es el estudio del informe mencionado.

En nuestro país este informe es realizado anualmente por consultores o universidades independientes, no pudiendo repetir la firma dos años consecutivos ni, recientemente, más de dos veces en un período de cinco años.

Además, el estándar utilizado para la certificación de los volúmenes es acorde a la norma internacional denominada PRMS<sup>1</sup>: Petroleum Resources Management System, revisada en 2007 y publicada en conjunto por cuatro organismos idóneos en el tema: SPE<sup>2</sup>, AAPG<sup>3</sup>, WPC<sup>4</sup> y SPEE<sup>5</sup>.

## CERTIFICACIÓN DE RESERVAS

Una certificación de reservas se encarga de definir qué volumen del recurso podrá computarse como reservas y qué otro permanecerá en la categoría de recurso contingente (o recurso prospectivo, siendo este un recurso aun no descubierto; este caso no será tratado en el presente trabajo).

El proceso habitual en que se desenvuelve una certificación es el siguiente: la empresa operadora presenta los volúmenes que desea certificar (los criterios para hacerlo serán explicados en un capítulo posterior), la consultora independiente los analiza, propone cambios en donde lo crea conveniente, se llega a un acuerdo entre las partes y se confecciona un informe que contiene los volúmenes acordados. Por supuesto que el consenso puede ser, a veces, difícil de lograr y que siempre habrá diferencias técnicas que salvar, pero, salvo casos particulares, ese es el camino normal de una certificación.

Respecto a los volúmenes a certificar, existe un espectro amplísimo de normas, criterios, técnicas y combinaciones posibles como para detallar en este trabajo pero que de todas formas no son imprescindibles para arribar a las conclusiones deseadas.

Serán mencionadas entonces, las condiciones mínimas necesarias para que un volumen de recurso de petróleo y/o gas pueda ser certificado como reserva:

- Descubierto: el hidrocarburo tiene que haber sido fehacientemente descubierto. Es decir, haber tenido evidencia del mismo en superficie.
- Remanente: sólo se considerarán como reservas los volúmenes de hidrocarburo aun no producidos; es decir, aun en el subsuelo.
- Técnicamente recuperable: sólo podrá certificarse un volumen de hidrocarburo como reserva si su extracción es factible. Mientras no exista la tecnología o la técnica necesaria para extraerlo, o no se haya analizado como hacerlo, ningún volumen de recurso podrá ser reserva.
- Económicamente recuperable: la extracción de dicho hidrocarburo debe ser rentable y crear valor para la empresa, no destruirlo. Existen casos reales donde una empresa optará por producir hidrocarburo a pérdida por motivaciones no económicas; esos volúmenes (perfectamente determinables) no podrán ser considerados como reservas.

- **Un proyecto concreto:** las cuatro condiciones anteriores son necesarias, pero no suficientes. Para poder certificar definitivamente un volumen de reservas es indispensable que se encuentre enmarcado dentro de un proyecto de desarrollo propio. Esto incluye todo lo necesario para pronosticar el camino real que seguirá el hidrocarburo desde el subsuelo hasta el punto de venta: metodología de desarrollo; cronograma; precios de venta; inversiones necesarias; estructura de costos, aprobaciones legales, medioambientales, sociales o de cualquier otra índole; método de transporte; etc.

Si se superan todas las condiciones y se diagrama un proyecto de desarrollo rentable, entonces el volumen asociado a dicho plan puede certificarse como reserva.

En caso contrario, si no se cumple con alguna de las condiciones, dicho volumen se certificará como Recurso Contingente hasta tanto se resuelva la contingencia.

## CATEGORIZACIÓN DE RESERVAS

Estas reservas tendrán entonces al menos dos subclasificaciones posibles. Una de ellas en función de su grado de desarrollo y otra asociada a la probabilidad de ocurrencia.

El grado de desarrollo hace foco en cuán cerca está un elemento productivo (pozo, formación, capa, etc.) de estar produciendo. Si bien hay varias alternativas y cada empresa puede tener divisiones propias, las particiones mayores y aceptadas internacionalmente son las siguientes:

- Reservas desarrolladas en producción (**DP**): son aquellas reservas asociadas a elementos que se encuentran produciendo al momento de la certificación.
- Reservas desarrolladas no en producción (**DNP**): son aquellas reservas asociadas a elementos que no se encuentran produciendo al momento de la certificación y que su puesta en producción incurrirá en un bajo costo: terminaciones sencillas, reparaciones menores, paradas transitorias, pozos en estudio, etc.
- Reservas no desarrolladas (**ND**): son aquellas reservas asociadas a elementos que no se encuentran produciendo al momento de la certificación y cuya puesta en producción incurrirá en un alto costo: perforación de un pozo nuevo,

terminaciones muy costosas, reparaciones mayores, proyectos incrementales importantes, construcción y montaje de instalaciones costosas, etc.

Es decir que el tipo de reservas dependerá de si para estar produciéndolas la empresa deberá invertir (en palabras simples) nada, poco o mucho. La cuantificación del poco o mucho es, en parte arbitraria, pero una práctica común es referenciarla al costo de la perforación de un pozo en la zona. Una reparación cuyo costo ronde el 10% del costo de un nuevo pozo sería clasificada como **desarrollada no en producción**, en cambio una que cueste 80% probablemente sea **no desarrollada**. Existe sin duda una zona gris entre ambas, pero no influye sobre este trabajo.

La otra subclasificación hace hincapié en el grado de incertidumbre asociado al pronóstico de producción de los elementos productivos con que se desarrolla un campo de petróleo y gas. Una diferencia fundamental entre esta industria y otras es el grado de incertidumbre con la que convive cotidianamente. Si se comparara contra, por ejemplo, una metalúrgica se vería que esta tiene un error intrínseco mínimo dado que todo el proceso está medido con precisión a lo largo de toda la cadena productiva. El rubro petrolero, en cambio, tiene que trabajar con errores de varios órdenes de magnitud mayores, asociados a mediciones indirectas de propiedades físicas del subsuelo y modelos simulados simplificados de realidades de mucha mayor complejidad.

Para lidiar con esta situación parcialmente inevitable, se introducen la categorización de reservas en función de su probabilidad de ocurrencia:

- Reservas Probadas (**P1**): son aquellos volúmenes de hidrocarburos que tienen al menos un 90% de probabilidades de producirse. Es la categoría más conservadora ya que, en promedio, nueve de cada diez veces la realidad producirá más volumen que lo que las reservas probadas indican.
- Reservas Probables (**P2**): son aquellos volúmenes que, adicionados a las reservas probadas, tienen al menos un 50% de probabilidades de producirse. Es decir que serán la diferencia entre el caso más conservador y el caso más real.
- Reservas Posibles (**P3**): son aquellos volúmenes que, adicionados, a los anteriores, devolverá una probabilidad de ocurrencia de 10%. Dicho de otra manera, las probabilidades de que la realidad supere la suma de los volúmenes probados + probables + posibles es sólo del 10%.

En resumen: un pronóstico conservador tendrá altas probabilidades (90%) de cumplirse y es a éste al que se denomina Probado (P1); un pronóstico medio es el que tendrá tantas probabilidades de caer por encima como por debajo de la realidad (50%) y se lo denomina Probado + Probable (P1 + P2) y un pronóstico optimista con menores chances de ocurrencia (10%) se llamará Probado + Probable + Posible (P1 + P2 + P3). Por simplicidad, estos pronósticos también se conocen como 1P, 2P y 3P respectivamente; donde:

- 1P = P1
- 2P = P1 + P2
- 3P = 2P + P3 = P1 + P2 + P3

De esta forma queda definido cualquier volumen de reservas como la porción de hidrocarburos originales que:

- 1) cumple las condiciones necesarias para ser reserva,
- 2) cuenta con un plan de desarrollo/producción determinado para su extracción,
- 3) se establece el grado de desarrollo que posee al momento de la certificación,
- 4) se define su categoría en función de las probabilidades de concreción.

A modo de ejemplo se mencionarán a continuación algunos casos concretos:

- A. Reserva P1 desarrollada en producción: el pronóstico conservador de un pozo que se encontraba produciendo al momento de la certificación.
- B. Reserva P3 desarrollada no en producción: reparación relativamente barata de una zona productiva pero cuyas chances de éxito son bajas.
- C. Reserva P2 no desarrollada: un pozo futuro propuesto para una fecha determinada cuyo análisis económico resulta favorable y cuyas probabilidades de ocurrencia no son tan ciertas.

Resulta sencillo comprender que, trabajando con ambas subcategorías, puede situarse cualquier volumen de reservas en una grilla de 3 x 3 como la siguiente:

Clasificación de Reservas		Categoría de Reserva		
		P1	P2	P3
Grado de Desarrollo	DP	A		
	DNP			B
	ND		C	

Tabla 1 - Se agregan al gráfico los ejemplos concretos mencionados previamente

Si bien todas las combinaciones son válidas, no todas se utilizan usualmente. Las celdas pintadas de verde representan las clasificaciones utilizadas con mayor frecuencia, en amarillo se muestran las menos frecuentes y en rojo las que la mayoría de las empresas no suelen siquiera presentar a las certificadoras.

Las ubicaciones rojas están asociadas a pronósticos menos conservadores de elementos (pozos, formaciones, capas, etc.) en producción al momento de la certificación. Se hace especial hincapié en ellas porque volverán a aparecer a lo largo de este trabajo.

## LÍMITACIONES DEL ANÁLISIS DE RESERVAS

Siguiendo los lineamientos determinados por las normas se pueden estimar entonces los volúmenes de reservas de una empresa como la sumatoria por categoría de todos los volúmenes del portfolio de proyectos rentables propuestos por dicha empresa en el momento de la certificación. Dicho de otra forma, las reservas P1 totales serán la suma de las reservas P1 de todos los proyectos con  $VPN > 0$  que la empresa tenga en cartera (lo mismo con las P2 y las P3).

Esta conclusión abre el camino para dos preguntas fundamentales:

¿Se certificaría el mismo volumen de reservas hoy cuando el precio internacional del barril se encuentra en un valor determinado, que dentro de una semana cuando ese valor es 10% más o 10% menos?

¿Vale lo mismo una empresa cuyo valor presente neto es de un dólar y otra cuyo VPN es de un millón de dólares?

La respuesta es no, en ambos casos.

En el primer caso, los valores de reservas podrían ser muy diferentes pero un inversor avezado podría asociar quizás la variación, por ejemplo, a una fluctuación transitoria del precio de venta, sin ningún cambio sustancial en la configuración de la empresa.

En el segundo, ambas empresas podrían compartir el mismo volumen de reservas certificadas, a pesar de la diferencia entre sus valores presentes netos. Quién mirara únicamente los volúmenes de reservas para compararlas estaría cometiendo un error.

De estas dos preguntas debería surgir espontáneamente una tercera: ¿se puede deducir de las reservas el verdadero valor de una empresa o el grado de arbitrariedad con que están concebidas las vuelve intrínsecamente ineficaces para estimarlo?

La respuesta a esta pregunta es de lo que trata este trabajo.

## ANÁLISIS PROPUESTO

Antes de comenzar a analizar el problema se deberán asumir dos premisas básicas. La primera de ellas es que, exceptuando situaciones particulares, las empresas tratarán de maximizar sus volúmenes de reservas. Esas situaciones particulares pueden ser accidentales, como errores, falta de capacitación, etc.; o premeditadas.

Un ejemplo de una decisión premeditada de disminución de reservas ocurrió en nuestro país hace algunos años cuando, como condición de renovación de sus concesiones la secretaría de hidrocarburos de una provincia petrolera decidió cobrar a las empresas operadoras un canon proporcional a su volumen de reservas.

Como se explicó anteriormente, para certificar reservas hay que presentar un plan detallado de cómo serán desarrolladas. Bastó que las empresas decidieran presentar planes de desarrollo conservadores, sin necesidad de justificación alguna, para que sus volúmenes de reservas de ese año se redujeran drásticamente. Es fácil asumir, que el costo indirecto de esta caída transitoria fue menor que el ahorro obtenido en el canon.

La segunda premisa fundamental que deberá aceptarse es que la información con que se contará para cualquier evaluación será parcial, en parte por decisión de la empresa y en parte por desconocimiento propio de la empresa.

Para salvar esta situación la norma establece concretamente la inclusión, en toda certificación, de un *disclaimer* aclarando que el trabajo está realizado pura y exclusivamente con el material recibido.

De estas premisas se desprende entonces que, exceptuando motivos particulares o maquiavélicos, la empresa utilizará la incertidumbre intrínseca de los cálculos con el objetivo de maximizar los volúmenes de reservas dentro de los límites técnicos y el espectro permitido por las normas, a sabiendas de que serán auditados por un agente externo.

Asumiremos entonces, desde este punto en adelante, que los volúmenes presentados serán siempre aquellos acordados entre la empresa y el certificador, y que cumplen con las normas vigentes para considerarse reservas.



## MODELO DE EMPRESA

Para contestar la pregunta planteada al final del capítulo anterior se generó el modelo de una “empresa petrolera” que cuenta con un gran número de proyectos en cartera, cuya factibilidad técnica está demostrada pero cuya viabilidad económica dependerá de los precios y costos vigentes en el mercado a la hora de construir su pronóstico de producción (o estimar sus reservas).

La empresa será una productora principalmente de hidrocarburos líquidos utilizando parte del gas de producción para autoabastecimiento energético y vendiendo el sobrante (práctica muy común). Además, comercializará también las corrientes de derivados líquidos de dicho gas: condensado y gasolina.

Los proyectos, por supuesto, están subdivididos en función de su grado de desarrollo (DP, DNP, ND) y su grado de certidumbre (1P, 2P, 3P).

Además, algunos de estos proyectos dependen de la ejecución de otros no pudiendo realizarse, por ejemplo, una mejora en un pozo antes de haberlo perforado.

A continuación, se realizará una explicación sencilla de los proyectos técnicamente viables en portfolio:

- **Pozos en producción:** la empresa a evaluar cuenta, al momento de la certificación, con 100 pozos que se encuentran en extracción efectiva de petróleo, gas y agua salada (esta última como un subproducto desfavorable pero inevitable, aunque en otros casos puede favorecer o directamente posibilitar un proyecto de recuperación secundaria).

Como estos pozos ya han sido perforados y están en producción al momento del cálculo, se les podrá confeccionar siempre tres pronósticos (técnicos) de producción. Particularmente se construirán aquellos que tengan un 90%, un 50% y un 10% de probabilidades de ocurrencia para poder emparejarlos a las categorías

de reservas explicadas anteriormente y que se vuelvan, respectivamente, los pronósticos 1P, 2P y 3P.

Para explicarlo con un ejemplo (aunque sea con algunos términos que aún no han sido profundizados) podría decirse que hay un 90% de probabilidades de que esos pozos produzcan, entre hoy y el final de su vida útil 100 mil m<sup>3</sup>, un 50% de que produzcan 120 mil m<sup>3</sup> y sólo un 10% de que produzcan 150 mil m<sup>3</sup>. Por lo tanto, tendrían 100 mil m<sup>3</sup> de Reservas Probadas, 20 mil m<sup>3</sup> de Reservas Probables y 30 mil m<sup>3</sup> de Reservas Posibles.

- **Campaña de Workovers Probada:** este proyecto propone trabajos de mejora sobre los pozos existentes al momento de la evaluación. Como en el caso anterior, su probabilidad de respuesta se subdividen en las mismas tres categorías, asociadas a la incertidumbre de su pronóstico.

Además, por estimarse su costo en un valor de aproximadamente un 20% de un pozo en esta región, todo su volumen será considerado como Desarrollado No en Producción. Esto se debe a que el desarrollo propiamente dicho (el pozo) ya está realizado y que, por lo tanto, el volumen incremental esperado de esta campaña de reparaciones incurrirá sólo en el “pequeño” costo indicado.

Este proyecto tendrá una duración de 5 años, durante los cuales se propone estimular un 10% de los pozos existentes y se estima que un 7% de las operaciones fallarán por diversos motivos (geológicos, operativos, petrofísicos, etc.).

- **Campaña de Fracturas Probada:** este proyecto es similar al anterior, pero de costo más elevado del que se esperan mejores resultados. Se propone únicamente sobre el 5% de los pozos activos, pues se asume un menor número de candidatos. Se estimó nuevamente un índice de fracaso operativo del 7% y se propone el cronograma bienal asociado a una menor disponibilidad de equipos para este tipo de trabajos que para el proyecto anterior.

Los tres pronósticos generados para este proyecto (1P, 2P y 3P) se considerarán también como Reservas Desarrolladas No en Producción ya que su costo ronda el 30% del valor completo de un pozo.

- **Punzado de una nueva capa de peor petrofísica:** este proyecto, de bajo costo, también se categorizará como Desarrollado No en Producción, pero a diferencia de los anteriores, como su probabilidad de éxito se estima en menor valor, sólo contará con pronósticos 2P y 3P. Esto es válido, y usual, en proyectos cuya incertidumbre física es tal que imposibilita el cálculo de un volumen rentable que cumpla con el 90% de certeza para considerarse Probado. En este caso, el índice de fracasos se estima en un valor de 18%, y se aplica al 10% de los pozos activos a lo largo de una campaña de trabajos de 5 años de duración.
- **Estimulación utilizando una nueva tecnología:** similar al caso anterior, la incertidumbre, esta vez física y operativa elimina como pronósticos válidos aquellos de 90% y 50% de probabilidad de éxito, permaneciendo únicamente el pronóstico 3P. Es decir, este proyecto contará únicamente con Reservas Posibles Desarrolladas No en Producción. Su aplicación se realizará únicamente a modo de piloto, sobre un grupo de 8 pozos; y el número de fracasos estimado para este proyecto de mayor incertidumbre es de 25%.
- **Campaña de perforación de pozos nuevos:** este proyecto incurre en las inversiones más altas del desarrollo propuesto y, a su vez, se subdivide en varios subproyectos. Para su mejor comprensión se explicarán todos ellos en simultáneo. Los pozos nuevos a perforar se ubican en posiciones aun no desarrolladas comúnmente llamadas “Locaciones”. Estas locaciones serán más confiables mientras más cercanas se encuentren a la zona ya desarrollada y más inciertas a medida que se alejen de ella. Por tal motivo es una práctica común que la primera hilera de pozos se categorice como Locaciones P1, a la cuales se les podrán

asignar tres pronósticos 1P, 2P y 3P. La segunda hilera de pozos, hacia el exterior del desarrollo, estará compuesta entonces por Locaciones P2, a las que se podrán asignar pronósticos 2P y 3P (pero no 1P). Y la tercera hilera será de Locaciones P3 y sólo tendrán un pronóstico 3P.

Además, el momento del tiempo en que se perforen los pozos de cualquiera de las tres hileras tendrá un impacto estimable sobre su comportamiento global, por no ser iguales las condiciones al momento en que el pozo entra en producción. Para considerar este efecto se divide los resultados esperados de los pozos nuevos entre aquellos que se perforan los primeros dos años del desarrollo y aquellos que se perforan entre el tercer y el quinto año del desarrollo.

De esta forma, todos los pozos futuros tendrán un comportamiento esperado (y pronósticos asociados a dicho comportamiento) en función de la cercanía a la zona desarrollada en donde van a perforarse; al momento en que se ponen en producción; y un índice de fracasos asociado a la incertidumbre de cada uno de ellos. Se obtiene de esta forma una combinación bastante importante de resultados. Todo el volumen pronosticado se categoriza como Reservas No Desarrolladas por tratarse de valores de inversión altos.

- **Campaña de perforación In Fill:** se denomina pozos “In Fill“ a aquellos que se perforaron dentro del área ya desarrollada, con el objetivo de disminuir la distancia entre pozos y, de esa forma, incrementar y/o acelerar (usualmente ambas) el volumen recuperado. Si el campo se hubiera desarrollado únicamente por pozos productores, la perforación de pozos In Fill puede ser una gran oportunidad para regularizar el desarrollo en vista de un posible proyecto de recuperación secundaria, convirtiendo algunos de ellos en inyectores. La incertidumbre de este tipo de pozos suele ser baja, como así también su resultado esperado. Si el doble efecto de incremento y aceleración de reservas es suficiente para devolver un VPN positivo, no habría razones técnicas para no hacerlos. Tendrán curvas de pronóstico en las tres categorías y su volumen se categorizará como Reservas No Desarrolladas.

- **Profundización a un nuevo objetivo:** este proyecto consiste en continuar perforando por debajo del fondo de pozos existentes con la intención de alcanzar un objetivo conocido más profundo, hasta ese momento inexplorado. Su riesgo es en parte operativo y en parte geológico; y su costo alto. Asumiendo que existen dos zonas en donde desarrollar este proyecto, una con mayores probabilidades de éxito geológico y otra con menores, entonces se podrán categorizar Reservas No Desarrolladas Probables y Posibles, en la zona “buena” y únicamente Reservas No Desarrolladas Posibles en la zona “mala”, asumiendo también un mayor número de fracasos en esta zona.
  
- **Proyecto de Recuperación Secundaria:** este proyecto incurre en el segundo bloque de inversiones más altas del yacimiento. Consiste en la conversión de muchos pozos productores a inyectores de agua para movilizar petróleo hacia los productores remanentes. Incluye tendidos nuevos de líneas, bombas inyectoras, plantas de tratamiento de agua, mantenimiento adicional, etc. Asumiendo que el análisis petrofísico no presenta mayores riesgos físicos al éxito del proyecto, se podrán certificar pronósticos en las tres categorías clasificándolos todos como Reservas No Desarrolladas. El proyecto comenzará en el octavo año posterior al comienzo del pronóstico y demorará en llevarse a cabo seis años más.

Desarrollo	Categoría	Descripción
DP	1P	Pozos en Produccion
DP	2P	Pozos en Produccion
DP	3P	Pozos en Produccion
DNP	1P	Campaña de WO 1P
DNP	2P	Campaña de WO 1P
DNP	3P	Campaña de WO 1P
DNP	1P	Campaña de Fracturas 1P
DNP	2P	Campaña de Fracturas 1P
DNP	3P	Campaña de Fracturas 1P
DNP	2P	Punzado de nueva capa, peor petrofísica
DNP	3P	Punzado de nueva capa, peor petrofísica
DNP	3P	Estimulación nueva tecnología
ND	1P	Campaña de perforación - 1-2 años
ND	2P	Campaña de perforación - 1-2 años
ND	3P	Campaña de perforación - 1-2 años
ND	1P	Campaña de perforación - 3-5 años
ND	2P	Campaña de perforación - 3-5 años
ND	3P	Campaña de perforación - 3-5 años
ND	1P	Campaña de perforación - In Fill
ND	2P	Campaña de perforación - In Fill
ND	3P	Campaña de perforación - In Fill
ND	1P	Proyecto de Rec. Asistida
ND	2P	Proyecto de Rec. Asistida
ND	3P	Proyecto de Rec. Asistida
ND	2P	Profundización a nuevo objetivo
ND	3P	Profundización a nuevo objetivo
ND	2P	Campaña de perforación - 1-2 años
ND	3P	Campaña de perforación - 1-2 años
ND	2P	Campaña de perforación - 3-5 años
ND	3P	Campaña de perforación - 3-5 años
ND	3P	Campaña de perforación - 3-5 años
ND	3P	Profundización a nuevo objetivo

Tabla 2 - Descripción de la cartera de proyectos de la empresa con el Grado de Desarrollo y el Grado de Incertidumbre con que se certificarán las Reservas de cada uno de ellos.

## MODELO DE VARIABLES

Una vez definida la cartera de proyectos disponibles en el yacimiento se construyó un modelo de evaluación para calcular el valor de reservas y el valor de la empresa para miles de posibles combinaciones de condiciones de mercado, propias de la empresa y resultados esperados de los proyectos.

De esta forma se obtiene el análogo a miles de certificaciones de reservas y el valor real de la empresa en dicho momento para cada una de ellas (“valor real” hace referencia al valor presente neto de la suma de todos los proyectos que llevará a cabo la empresa bajo las condiciones determinadas de cada caso; algunas de las asunciones pueden prestarse a discusión, pero no afectan al resultado de este trabajo).

Las variables introducidas fueron:

- De mercado y de la empresa:
  - El precio internacional del barril de crudo
  - El precio internacional del millón de BTU de gas natural
  - Los costos fijos mensuales del yacimiento
  - Los costos variables mensuales por pozo activo en el yacimiento
  - Los costos variables mensuales por barril de petróleo producido
  - Los costos variables mensuales por millón de BTU de gas producido
  - Los costos variables mensuales por barril de agua producido
  - Los costos mensuales por inyección de agua
  - Tasa de regalías provinciales por venta de hidrocarburos
  - Tasa de impuesto a los ingresos brutos
  - Tasa de impuesto a las operaciones bancarias
  - Tasa de impuesto a las ganancias
  - Tasa de descuento

De estas, precios y costos se modelaron con variables de distribución y las tasas se mantuvieron constantes. Estas variables aleatorias se elegían una única vez por cada caso analizado.

- Variables físicas:
  - Comportamiento de la fase de petróleo
  - Caudal de gas asociado al caudal de petróleo (GOR)
  - Volumen de gasolina a extraer del gas producido (Yield)
  - Caudal de agua inicial y final en función de la producción de petróleo (RAP)
  - Porcentaje de consumo de gas para autoabastecimiento energético
  - Inversión requerida para llevar a cabo el proyecto (CAPEX)
  - Incremento particular de los costos de fijos y/o variables de un proyecto respecto de la media del yacimiento (OPEX)

Estas variables también se modelaron con variables de distribución, pero se toma un valor para cada una de ellas por proyecto por caso de análisis, siendo entonces el número total de variables aleatorias por caso igual a 288.



Proyecto	Oil	GOR	Yield	RAPi	RAPf	Consumo	Capex	Opex Fij	Opex Var
Proyecto (1)	7,5%	135	0,68	0,11	1,10	11%	0,00	110%	110%
Proyecto (2)	7,0%	150	0,75	0,1	1,00	10%	0,00	100%	100%
Proyecto (3)	6,5%	167	0,83	0,09	0,91	9%	0,00	90%	90%
Proyecto (4)	20,0%	135	0,68	0,33	3,30	11%	0,55	0%	11%
Proyecto (5)	14,5%	150	0,75	0,3	3,00	10%	0,50	0%	10%
Proyecto (6)	10,0%	167	0,83	0,27	2,73	9%	0,45	0%	9%
Proyecto (7)	30,0%	135	0,68	0,55	5,50	11%	0,83	0%	11%
Proyecto (8)	21,5%	150	0,75	0,5	5,00	10%	0,75	0%	10%
Proyecto (9)	15,0%	167	0,83	0,45	4,55	9%	0,68	0%	9%
Proyecto (10)	20,0%	150	0,75	0,1	1,00	10%	0,30	0%	10%
Proyecto (11)	14,5%	167	0,83	0,09	0,91	9%	0,27	0%	9%
Proyecto (12)	8,0%	150	0,75	0,1	1,00	10%	0,10	0%	10%
Proyecto (13)	15,0%	135	0,68	0,22	2,20	11%	2,75	11%	110%
Proyecto (14)	11,4%	150	0,75	0,2	2,00	10%	2,50	10%	100%
Proyecto (15)	7,5%	167	0,83	0,18	1,82	9%	2,25	9%	90%
Proyecto (16)	15,0%	135	0,68	0,28	2,75	11%	2,48	11%	110%
Proyecto (17)	11,6%	150	0,75	0,25	2,50	10%	2,25	10%	100%
Proyecto (18)	7,5%	167	0,83	0,23	2,27	9%	2,03	9%	90%
Proyecto (19)	15,0%	135	0,68	0,44	4,40	11%	2,20	11%	110%
Proyecto (20)	11,4%	150	0,75	0,4	4,00	10%	2,00	10%	100%
Proyecto (21)	7,5%	167	0,83	0,36	3,64	9%	1,80	9%	90%
Proyecto (22)	100,0%	135	0,68	0,22	22,00	11%	0,83	55%	28%
Proyecto (23)	100,0%	150	0,75	0,2	20,00	10%	0,75	50%	25%
Proyecto (24)	100,0%	167	0,83	0,18	18,18	9%	0,68	45%	23%
Proyecto (25)	15,0%	150	0,75	0,1	1,00	10%	1,25	0%	10%
Proyecto (26)	11,4%	167	0,83	0,09	0,91	9%	1,13	0%	9%
Proyecto (27)	15,0%	150	0,75	0,2	2,00	10%	2,50	10%	100%
Proyecto (28)	11,4%	167	0,83	0,18	1,82	9%	2,25	9%	90%
Proyecto (29)	15,0%	150	0,75	0,25	2,50	10%	2,25	10%	100%
Proyecto (30)	11,6%	167	0,83	0,23	2,27	9%	2,03	9%	90%
Proyecto (31)	15,0%	150	0,75	0,25	2,50	10%	2,25	10%	100%
Proyecto (32)	15,0%	150	0,75	0,1	1,00	10%	1,25	0%	10%

Tabla 3 – Valores medios de las distribuciones aleatorias de las variables por proyecto.

Respecto a los datos concretos utilizados, los valores medios de las distribuciones de “Precios” y “Costos” se elaboraron de forma propia en base a información del mercado. Los valores impositivos constantes se elaboraron de forma propia en base a información impositiva vigente en el país.

## MODELO DE CÁLCULO

Para el cálculo propiamente dicho, se generó en Microsoft Excel un modelo que opera de la siguiente manera.

Se elige al azar un valor para las 295 variables mencionadas (7 generales + 288 individuales) pertenecientes a la distribución aleatoria de cada una de ellas. Llamaremos a este set de resultados el Caso 1.

Se construye para los 32 proyectos un cashflow incorporando la totalidad de las variables involucradas. Algunas de ellas son evidentes, como precio, costos y comportamiento de los fluidos; pero otras son más complejas, como el número total de trabajos de estimulación a realizarse sobre los pozos activos, porque ese número dependerá de la cantidad de proyectos que se lleven a cabo (este genera un cierto grado de circularidad en el cálculo que, si bien demora, el Excel logra resolver).

Para cada uno de los proyectos se calcula el valor presente esperado. Nuevamente, algunos de ellos son más sencillos, como pozos que se vuelven antieconómicos y se cierran para no continuar solventando sus costos; y otros en donde es necesario continuar operando pozos a pérdida porque sobre ellos se montan proyectos adicionales cuyo VPN es mayor a la pérdida incurrida.

Se toma la decisión, en función de la economicidad de cada uno de ellos (y su impacto sobre proyectos anidados) de ejecutarlos o no. En caso de hacerlo, su VPN se verá reflejado en el total de la empresa para el Caso 1, y sus volúmenes de reservas se sumarán a las de los otros proyectos para estimar el valor total de Reservas Caso 1. En caso de no llevarse a cabo el proyecto, se desestimarán en ambas agregaciones.

Cuando se apruebe/rechace la ejecución de todos los proyectos su valor agregado será el valor de la empresa para el Caso 1, y la suma de las reservas individuales (en las tres categorías) de cada uno de ellos serán las Reservas totales de la empresa para el Caso 1.

Año	Probadas (P1)					Probables (P2)				Posibles (P3)				Total				Total	
	Perf		WO			Perf		WO		Perf		WO		Perf		WO		Perf	WO
	Prod	Iny	Prod	Prod	Iny	Prod	Iny	Prod	Iny	Prod	Iny	Prod	Iny	Prod	Iny	Prod	Iny	Total	Total
1	8		10			5								13	0	10	0	13	10
2	7		9	4		7								14	0	13	0	14	13
3	6		9			5		22		4				15	0	31	0	15	31
4	5		8	4		4		21		4				13	0	33	0	13	33
5	5		8			2		20		3				10	0	28	0	10	28
6	4			3				19				8		4	0	30	0	4	30
7	4				10			18						4	0	18	10	4	28
8	4			3	10			17						4	0	20	10	4	30
9	3				10			3						3	0	3	10	3	13
10	3			3	7			3						3	0	6	7	3	13
11	2							2				8		2	0	10	0	2	10
12	2							2				5		2	0	7	0	2	7
13								2				2		0	0	4	0	0	4
14														0	0	0	0	0	0
15														0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>53</b>	<b>0</b>	<b>44</b>	<b>17</b>	<b>37</b>	<b>23</b>	<b>0</b>	<b>129</b>	<b>0</b>	<b>11</b>	<b>0</b>	<b>23</b>	<b>0</b>	<b>87</b>	<b>0</b>	<b>213</b>	<b>37</b>	<b>87</b>	<b>250</b>

Tabla 4 – Cronograma completo en caso de llevarse a cabo todos los proyectos.

Ref.:

- Perf: perforaciones
- WO: workover
- Prod: pozos productores
- Iny: pozos inyectores

PERIODO	Mid Period	VOLUMENES					INGRESOS	INVERSIONES		GASTOS						IMPUESTOS					CASHFLOW	
		PET + COND	GAS	GASOLINA	AGUA	CONSUMO INTERNO	VENTAS	CAPEX	OTROS CAPEX	OPEX FIJOS	OPEX POZOS	OPEX PET	OPEX GAS	OPEX AGUA	OPEX TOTAL	REGALIAS	IIBB	IC	IIGG	IMP TOTAL	CF	CF para VPN
		km3	Mm3	km3	km3	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
0		2.125	287	194	11.049	\$ 2,6	\$ 676,9	\$ 30,5	\$ 53,5	\$ 37,6	\$ 20,3	\$ 183,4	\$ 14,1	\$ 176,5	\$ 431,9	\$ 81,2	\$ 28,4	\$ 8,1	\$ 15,1	\$ 132,9	\$ 28,1	\$ 54,8
1	1/7/2017	0,00	0,00	0,00	0,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
2	1/7/2018	0,00	0,00	0,00	0,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
3	1/7/2019	0,00	0,00	0,00	0,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
4	1/7/2020	0,00	0,00	0,00	0,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 5,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -0,08	\$ -0,08	\$ 4,9	\$ 4,9
5	1/7/2021	0,00	0,00	0,00	0,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 10,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -0,25	\$ -0,25	\$ 9,8	\$ 9,8
6	1/7/2022	0,00	0,00	0,00	0,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 36,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -0,88	\$ -0,88	\$ 5,1	\$ 5,1
7	1/7/2023	20,00	2,70	1,82	4,59	\$ 0,02	\$ 6,37	\$ 8,3	\$ 0,8	\$ 1,98	\$ -	\$ 1,73	\$ 0,13	\$ 0,07	\$ 3,91	\$ 0,76	\$ 0,27	\$ 0,08	\$ -0,72	\$ 0,39	\$ 7,0	\$ 7,0
8	1/7/2024	100,00	13,50	9,11	28,54	\$ 0,12	\$ 31,86	\$ 8,3	\$ 0,8	\$ 1,98	\$ 0,33	\$ 8,63	\$ 0,66	\$ 0,46	\$ 12,06	\$ 3,82	\$ 1,34	\$ 0,38	\$ 3,55	\$ 9,09	\$ 1,6	\$ 1,6
9	1/7/2025	200,00	27,00	18,23	88,04	\$ 0,24	\$ 63,72	\$ 8,3	\$ 0,8	\$ 1,98	\$ 0,66	\$ 17,27	\$ 1,33	\$ 1,41	\$ 22,64	\$ 7,65	\$ 2,68	\$ 0,76	\$ 8,50	\$ 19,59	\$ 12,4	\$ 12,4
10	1/7/2026	240,00	32,40	21,87	177,74	\$ 0,29	\$ 76,46	\$ 5,8	\$ -	\$ 1,98	\$ 0,99	\$ 20,72	\$ 1,59	\$ 2,84	\$ 28,12	\$ 9,18	\$ 3,21	\$ 0,92	\$ 10,12	\$ 23,42	\$ 19,1	\$ 19,1
11	1/7/2027	220,00	29,70	20,05	262,48	\$ 0,27	\$ 70,09	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 18,99	\$ 1,46	\$ 4,19	\$ 27,84	\$ 8,41	\$ 2,94	\$ 0,84	\$ 8,48	\$ 20,67	\$ 21,6	\$ 21,6
12	1/7/2028	180,00	24,30	16,40	317,25	\$ 0,22	\$ 57,35	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 15,54	\$ 1,19	\$ 5,07	\$ 25,00	\$ 6,88	\$ 2,41	\$ 0,69	\$ 6,00	\$ 15,98	\$ 15,4	\$ 15,4
13	1/7/2029	160,00	21,60	14,58	398,90	\$ 0,19	\$ 50,97	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 13,81	\$ 1,06	\$ 6,37	\$ 24,45	\$ 6,12	\$ 2,14	\$ 0,61	\$ 4,46	\$ 13,33	\$ 13,2	\$ 13,2
14	1/7/2030	140,00	18,90	12,76	472,78	\$ 0,17	\$ 44,60	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 12,09	\$ 0,93	\$ 7,55	\$ 23,77	\$ 5,35	\$ 1,87	\$ 0,54	\$ 2,96	\$ 10,72	\$ 10,1	\$ 10,1
15	1/7/2031	126,00	17,01	11,48	559,13	\$ 0,15	\$ 40,14	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 10,88	\$ 0,83	\$ 8,93	\$ 23,84	\$ 4,82	\$ 1,69	\$ 0,48	\$ 1,72	\$ 8,70	\$ 7,6	\$ 7,6
16	1/7/2032	113,40	15,31	10,33	643,43	\$ 0,14	\$ 36,13	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 9,79	\$ 0,75	\$ 10,28	\$ 24,02	\$ 4,34	\$ 1,52	\$ 0,43	\$ 0,56	\$ 6,85	\$ 5,3	\$ 5,3
17	1/7/2033	102,06	13,78	9,30	722,47	\$ 0,12	\$ 32,51	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 8,81	\$ 0,68	\$ 11,54	\$ 24,23	\$ 3,90	\$ 1,37	\$ 0,39	\$ -0,50	\$ 5,16	\$ 3,1	\$ 3,1
18	1/7/2034	91,85	12,40	8,37	793,47	\$ 0,11	\$ 29,26	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 7,93	\$ 0,61	\$ 12,67	\$ 24,41	\$ 3,51	\$ 1,23	\$ 0,35	\$ -1,45	\$ 3,64	\$ 1,2	\$ 1,2
19	1/7/2035	82,67	11,16	7,53	854,26	\$ 0,10	\$ 26,34	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 7,14	\$ 0,55	\$ 13,65	\$ 24,53	\$ 3,16	\$ 1,11	\$ 0,32	\$ -2,29	\$ 2,30	\$ -0,5	\$ -
20	1/7/2036	74,40	10,04	6,78	903,39	\$ 0,09	\$ 23,70	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 6,42	\$ 0,49	\$ 14,43	\$ 24,55	\$ 2,84	\$ 1,00	\$ 0,28	\$ -3,01	\$ 1,12	\$ -2,0	\$ -
21	1/7/2037	66,96	9,04	6,10	940,05	\$ 0,08	\$ 21,33	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 5,78	\$ 0,44	\$ 15,02	\$ 24,44	\$ 2,56	\$ 0,90	\$ 0,26	\$ -3,62	\$ 0,09	\$ -3,2	\$ -
22	1/7/2038	60,27	8,14	5,49	964,10	\$ 0,07	\$ 19,20	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 5,20	\$ 0,40	\$ 15,40	\$ 24,20	\$ 2,30	\$ 0,81	\$ 0,23	\$ -4,12	\$ -0,77	\$ -4,2	\$ -
23	1/7/2039	54,24	7,32	4,94	975,94	\$ 0,07	\$ 17,28	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 4,68	\$ 0,36	\$ 15,59	\$ 23,83	\$ 2,07	\$ 0,73	\$ 0,21	\$ -4,51	\$ -1,50	\$ -5,1	\$ -
24	1/7/2040	48,81	6,59	4,45	976,38	\$ 0,06	\$ 15,55	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 4,21	\$ 0,32	\$ 15,60	\$ 23,34	\$ 1,87	\$ 0,65	\$ 0,19	\$ -4,81	\$ -2,10	\$ -5,7	\$ -
25	1/7/2041	43,93	5,93	4,00	966,54	\$ 0,05	\$ 14,00	\$ -	\$ -	\$ 1,98	\$ 1,22	\$ 3,79	\$ 0,29	\$ 15,44	\$ 22,72	\$ 1,68	\$ 0,59	\$ 0,17	\$ -5,02	\$ -2,58	\$ -5,1	\$ -

Tabla 5 – Cashflow ejemplo de un proyecto para un caso enésimo.

De esta forma se corren miles de Casos análogos, obteniéndose todo el espectro de posibles resultados desde el caso en que las condiciones son tan desfavorables que se discontinúa la producción del yacimiento el primer día del pronóstico o tan favorables que se lleva a cabo la totalidad de los proyectos; siendo la realidad, la mayor cantidad de veces, un punto intermedio entre ambos.

Resta hacer algunas aclaraciones adicionales para definir completamente los resultados obtenidos.

La primera de ellas es que, usualmente en una certificación de reservas, los precios de venta de los productos permanecen estáticos en el tiempo. Es decir, que una vez elegidos los precios de venta de petróleo y gas, para cada Caso, este valor permanecía “flat” a lo largo del todo el pronóstico. El motivo por el cual la norma sigue este protocolo es el mismo por el cual resulta provechoso en este estudio: le quita un grado de subjetividad a los pronósticos. Para ser consistentes, lo mismo se respetó para inversiones y costos, evitando construir pronósticos para cualquiera de ellos (no así con el resultado esperado de los pozos con el paso de tiempo, como se discutió previamente).

La segunda aclaración es que, por su concepción, los pronósticos 1P, 2P y 3P tienen asociados diferentes grados de probabilidad de ocurrencia. Por lo tanto, agregar los VPNs obtenidos de esta forma introduciría un error inaceptable. Para resolver esta inconsistencia, Swanson<sup>6</sup> publicó una forma aproximada de estimar la Media de valores con probabilidades 90%, 50% y 10% de certeza asociados a volúmenes de reservas, en distribuciones moderadamente asimétricas (usualmente lognormales<sup>7</sup>):

$$\overline{VPN} = 0,3.VPN_{1P} + 0,4.VPN_{2P} + 0,3.VPN_{3P}$$

Utilizando esta fórmula se puede estimar la Media del VPN de la empresa para cada caso. Si bien esta forma de estimar el valor promedio no es perfecta, es más que suficiente para arribar a las conclusiones del presente trabajo.

## PROCESO DE CÁLCULO

Se simularon para este estudio 100.000 casos de forma tal de minimizar el impacto que el muestreo aleatorio tuviera sobre los resultados finales.

Para cada uno de ellos se obtuvo el VPN y los valores de reservas por proyecto. Luego se adicionaron todos los pronósticos 1P entre sí; lo mismo con los 2P y los 3P; obteniéndose los VPNs 1P, 2P y 3P totales de la empresa. Con ellos se calculó el VPN promedio utilizando la aproximación de Swanson.

Además, para cada caso se adicionaron las Reservas 1P, 2P y 3P de igual forma que una empresa lo haría habitualmente y se calcularon, por diferencia, los valores de Reservas Probadas (P1), Probables (P2) y Posibles (P3) como:

$$P1 = 1P$$

$$P2 = 2P - 1P$$

$$P3 = 3P - 2P$$

Ya que esta es la forma en que se presentan. Todo aquel volumen asociado a proyectos cuyo VPN (para cada caso) fue menor a 0 se computa como Recurso Contingente y no se le asignará valor (porque de hacerlo se estaría adjudicando un valor estratégico y no uno económico-financiero, que es el fin de este análisis).

## RESULTADOS

¿Cómo se valoriza entonces a esta empresa?

### VALOR PRESENTE NETO - VPN

Se comenzará estudiando los valores de VPN 1P, 2P y 3P obtenidos. El promedio de valores presentes netos 1P modelados para los 100.000 casos es de 96 millones de dólares. Esto incluye todo el espectro desde casos muy negativos, en donde ni las Reservas Desarrolladas en Producción son rentables, hasta el desarrollo completo de todos los proyectos.

El valor presente neto promedio de las 2P de todos los casos es de 158 millones de dólares, y el 3P de 262 millones de dólares.

Un primer chequeo a realizarse es si esta distribución de valores se corresponde a una distribución Lognormal (de forma tal de poder aplicar las aproximaciones de dicha función). Una propiedad de las distribuciones Lognormales es que la distancia entre dos valores de probabilidad inversa y la Mediana no es un mismo valor absoluto (como sí ocurriría en una distribución Normal) sino en un mismo valor porcentual. Dicho de otra forma:

$$\frac{3P}{2P} = \frac{2P}{1P} = \frac{P_{10}}{P_{50}} = \frac{P_{50}}{P_{90}}$$

Si se realiza esta comprobación para los valores promedio obtenidos del modelo, se observa:

$$\frac{3P}{2P} = 1,65 \quad ; \quad \frac{2P}{1P} = 1,66$$

Por ser tan similares los valores, se puede considerar aceptable su tratamiento como Lognormalmente distribuidos.

La Media de Swanson promedio para todos los casos resulta entonces de 170,8 millones de dólares. La media matemática exacta de una distribución Lognormal que incluya este mismo set de valores devuelve 170,9 millones de dólares. Si bien, con estos datos, sería preferible utilizar la Media exacta, esto no puede hacerse para los 100.000 casos ya que existirán algunos que, de esta forma, devolverán inconsistencias. La Media de Swanson, a pesar de no ser matemáticamente perfecta, suavizará de una manera mucho más satisfactoria los resultados extraños de borde, algo que no se podría revisar manualmente por tratarse de un número tan grande de casos.

El histograma resultante de los VPN de Swanson obtenido, de los 100.000 casos, es el siguiente:

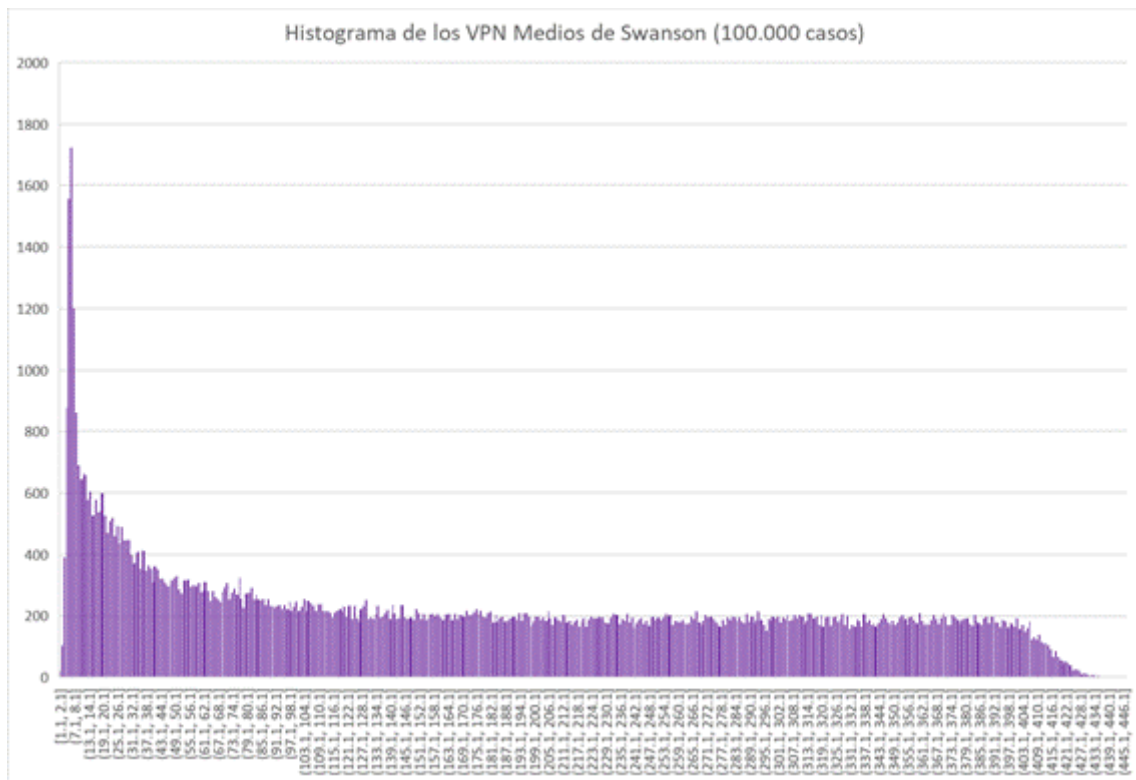


Gráfico 1 – Histograma de VPN medios de Swanson para los 100.000 casos

Es consistente con lo esperable: una porción importante de valores de VPN bajo (se volverá a mencionar a este grupo más adelante); la mayor parte de los valores cubriendo



el espectro de posibles aceptaciones/rechazos de proyectos y una pequeña “cola” declinante de aceptación completa y condiciones económicas muy favorables.

Este histograma, por otro lado, no parece responder a alguna distribución particular, fácilmente interpretable. Sino que requiere un análisis más minucioso y no simplemente calcular su Media y continuar el estudio.

Para poder apreciar mejor el comportamiento del VPN en función de las variables económicas que lo rigen, es necesaria introducir otra dimensión al análisis. Una opción sensata es graficarlos en función de alguna de ellas.

Para decidir qué variables es la que mayor impacto tiene sobre él, se construye el siguiente gráfico “spider”:

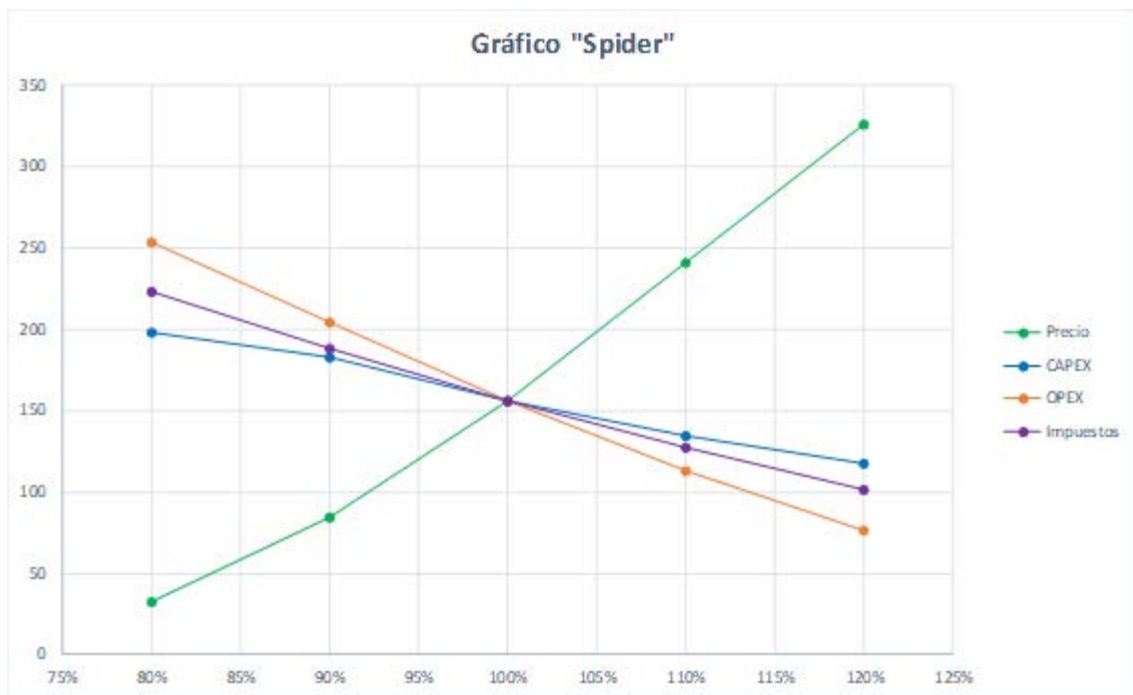


Gráfico 2 – Gráfico Spider de sensibilidad del VPN en millones de USD, a variaciones en las variables externas

Por ser el precio de venta del hidrocarburo la variable que mayor impacto tiene sobre el VPN medio de cada caso se la utilizará como referencia para estudiar fluctuaciones en él (pero podría utilizarse cualquier otra y arribar a las mismas conclusiones).

De esta forma, puede graficarse el VPN Medio de cada caso vs el Precio de Venta de ese mismo caso y estudiar su comportamiento:

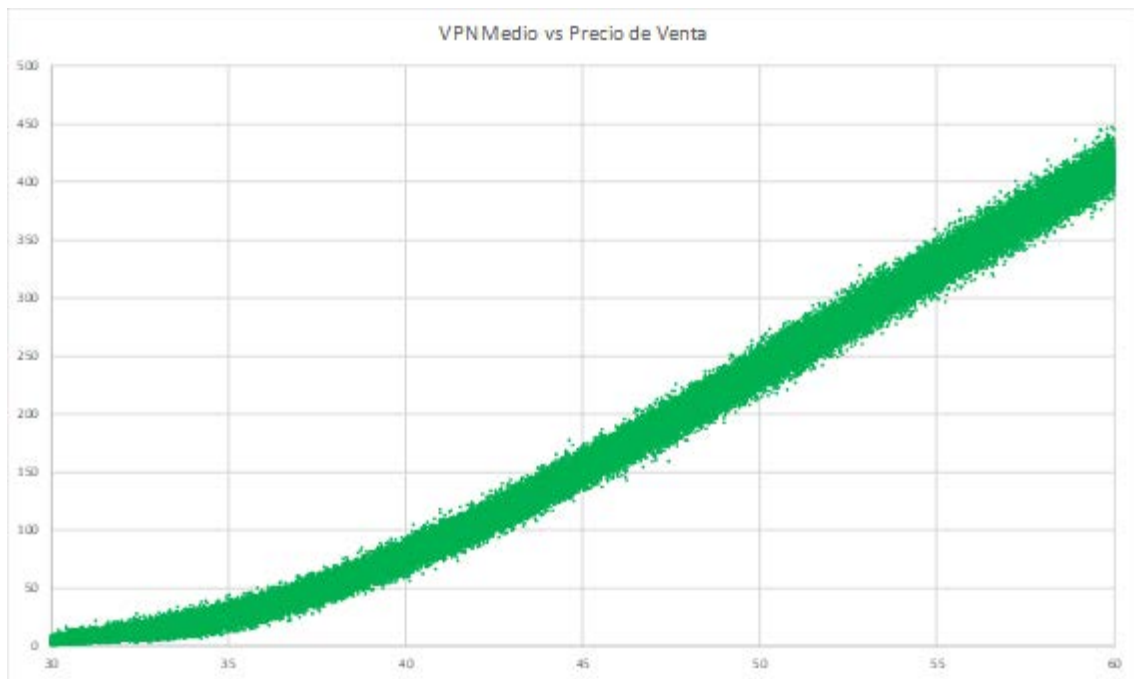


Gráfico 3 –VPN Medio en millones de USD vs Precio de Venta del Hidrocarburo USD/bbl (para los 100.000 casos)

Puede observarse, en la mitad izquierda del gráfico, que a medida que los dólares por barril vendido aumentan, el VPN crece de forma acelerada. Es decir que, proporcionalmente, el VPN crece más que el precio. Esto se debe a que a medida que el precio aumenta más proyectos se vuelven rentables y el VPN no sólo aumenta en función de la rentabilidad por proyecto sino también por el número de ellos.

En la mitad derecha, en cambio, el valor presente neto promedio asciende de forma casi lineal respecto del precio. Esto es debido a que la mayor parte de los proyectos están

aprobados en el mayor número de casos, por lo que las variaciones se deben mayoritariamente a fluctuaciones en cada uno de ellos y no en el número de ellos.

Nótese también que la curva tiene una forma similar a la curva “Precio” del gráfico spider. Pero si bien en la anterior, se modificó únicamente el precio permaneciendo las demás variables constantes, en este gráfico se grafican todas las combinaciones obtenidas para todos los casos. Es por eso que, por ejemplo, para el valor de 55 USD/bbl, el VPN fluctúa entre 300 y 360 millones de dólares (aproximadamente).

## VALOR PRESENTE ESTIMADO A TRAVÉS DE LAS RESERVAS - VPR

La otra forma habitual de valorizar empresas de estas características suele ser en función a su volumen de reservas. Esto es verdad sobre todo para inversores o financieras ajenas a la industria, licitaciones u ofertas con márgenes de tiempo cortos o procesos de evaluación con información limitada o insuficiente.

¿De qué forma se realizaría una evaluación así? Habría que hallar una forma de convertir los volúmenes de reservas a dinero.

Cabe recordar que las Reservas se encuentran muy alejados del volumen de recurso original del que partieron. Son la fracción de dicho recurso que tiene asociadas inversiones; costos; disponibilidad tecnológica; acuerdos legales; pronósticos técnicos y económicos; y cuyo valor esperado es obligatoriamente mayor a cero.

El conjunto de todas estas variables le infiere un valor a cada barril de Reservas que se elegirá, en muchos casos, de forma arbitraria pero decididamente mayor a cero.

El valor propiamente dicho, lo pondrá cada inversor o evaluador, pero la práctica común es fijar un único monto para cada barril de Reservas en función de lo que consideren apropiado considerando el riesgo asociado a ellas.

Es por este último motivo que se dan valores independientes a las Reservas Probadas (P1), Probables (P2) y Posibles (P3), ya que su incertidumbre intrínseca fomenta valorizar más a las de mayor probabilidad de ocurrencia (P1) que a las de menor (P3).

Para continuar con el análisis del modelo se asignará un valor de 4 USD a cada barril de Reserva Probada, 2 USD a cada barril de Reservas Probable y 1 USD/bbl a las Reservas Posibles.

Esta combinación:  $P2/P1 = 50\%$  y  $P3/P1 = 25\%$  se utiliza, pero por supuesto no es la única ( $P2/P1 = 70\%$  y  $P3/P1 = 30\%$ ;  $P2/P1 = 50\%$  y  $P3/P1 = 10\%$ ;  $P2/P1 = 30\%$  y  $P3/P1 = 0\%$ ) y su elección dependerá, entre otras cosas, de la aversión al riesgo del evaluador.

De todas formas, y como se mencionó anteriormente, estos valores suelen ser arbitrarios (como los elegidos para este análisis) pero el mecanismo explicado y las conclusiones son independiente de los valores elegidos.

Entonces, retomando la empresa del modelo, en cada uno de los 100.000 casos cuyo VPN ya se había estimado, se pueden extraer también los valores de Reservas 1P, 2P y 3P. Y calcular, por diferencia, las Reservas P1, P2 y P3.

Si al volumen de Reservas de cada categoría se lo multiplica por el valor asignado (arbitrariamente) a cada una de ellas se pueden obtener una estimación del valor presente de la empresa por reservas (le llamaremos “VPR”) de la siguiente forma:

$$VPR = \frac{4 \text{ USD}}{\text{bbl}} \cdot \text{Reservas P1} + \frac{2 \text{ USD}}{\text{bbl}} \cdot \text{Reservas P2} + \frac{1 \text{ USD}}{\text{bbl}} \cdot \text{Reservas P3}$$

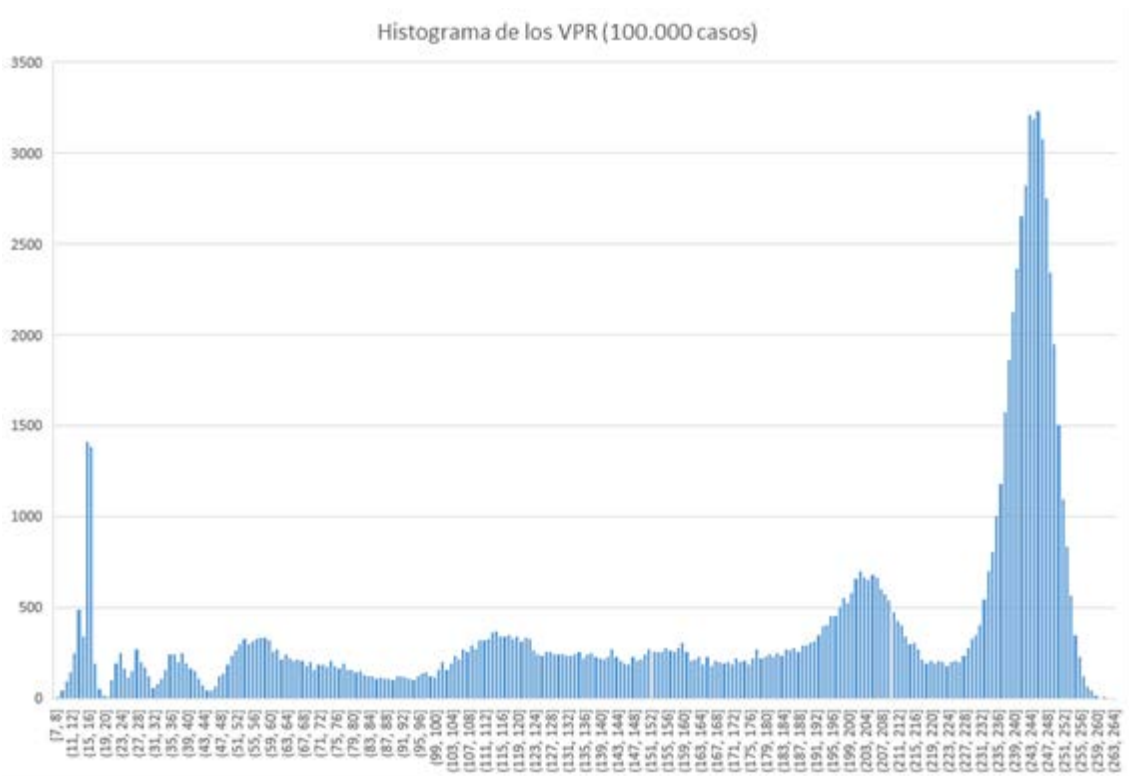


Gráfico 4 – Histograma de VPR para los 100.000 casos

La forma de este histograma es muy diferente al obtenido con la media de los valores presentes netos. Aquella, exceptuando una porción de casos al principio y otra al final, tenía el grueso de sus casos distribuidos de forma prácticamente equiprobable.

Este resultado en cambio muestra una tendencia sinusoidal con picos de frecuencia alrededor de ciertos valores discretos.

Esto se debe exclusivamente a la forma en que se está realizando el cálculo: los picos de alta frecuencia de valor son picos de alta frecuencia de incorporación de reservas. Es decir, son los puntos de inflexión entre la aceptación o rechazo de proyectos.

Cuando un proyecto no se estima rentable, su valor presente neto es cero y sus Reservas son cero (y su valor estimado a través de las Reservas es cero). Este es uno de los únicos dos momentos en que las dos evaluaciones coinciden.

Sin embargo, cuando el proyecto se vuelve apenas rentable, el VPN es muy pequeño pero las Reservas se computan casi en su totalidad. Recordemos que para que las Reservas

puedan certificarse como tal basta con que sean rentables, sin importar el grado de rentabilidad. En este momento, ambas estimaciones del valor del proyecto difieren enormemente.

Luego, en casos posteriores, a medida que el precio (o cualquier variable que mejore la rentabilidad) va creciendo, el VPN comienza a acompañar la subida, mientras que las Reservas permanecen prácticamente invariantes. Y por lo tanto el valor asociado a ellas también.

En un momento determinado, el VPN, que había comenzado en cero, alcanzará al valor estimado a través de las Reservas ya que estas variaron muy poco a lo largo de la crecida; y es el segundo y último momento en que coinciden.

A partir de ese punto, el VPN continuará creciendo como lo hizo hasta ese momento y el VPR permanecerá casi constante, por no haber incremento de Reservas.

Este comportamiento es inevitable y si se grafican en simultaneo los valores de VPN y VPR para todos los casos del estudio en función del precio de venta, puede verse gráficamente el ejemplo aquí explicado:

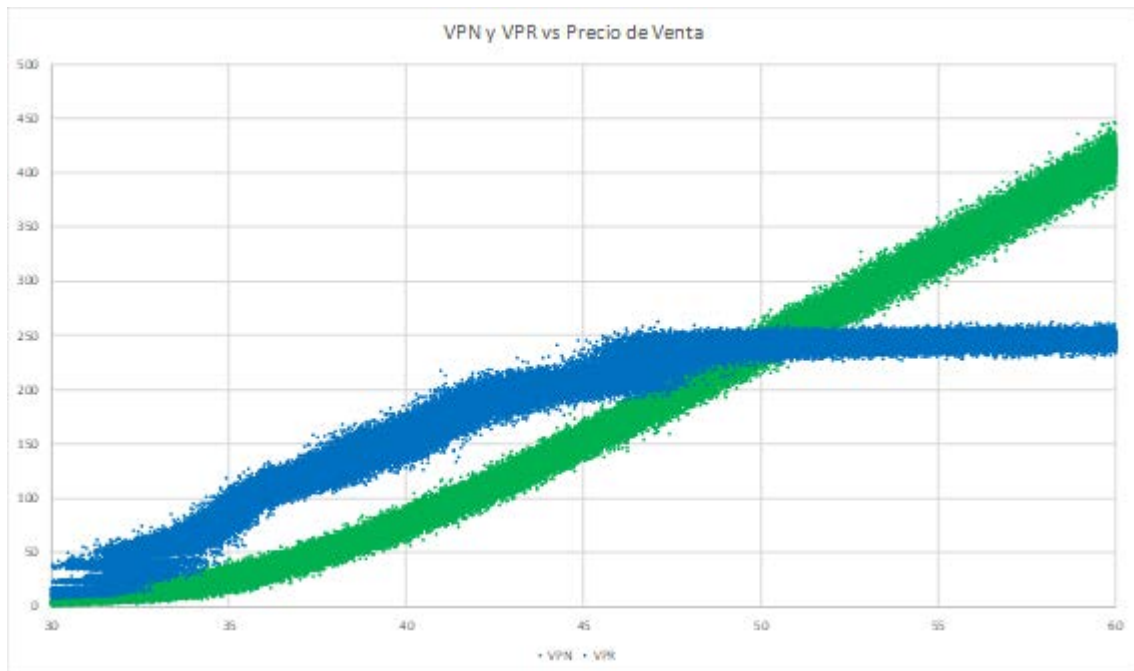


Gráfico 5 –VPN y VPR en millones de USD vs Precio de Venta del Hidrocarburo USD/bbl (para los 100.000 casos)

Este gráfico muestra, para una población mucho mayor, el efecto discutido puntualmente en los párrafos anteriores. Una coincidencia cercana a cero para valores de precio de venta bajos, una separación en las curvas, un cruce en un valor intermedio y una última sección de incremento del VPN con VPR casi constante.

Estos resultados nos permiten extraer varias conclusiones. La primera y más evidente es que a excepción de los casos en donde los valores de dólares por barril elegidos hacen que casualmente coincidan, los valores de VPN y VPR difieren.

La siguiente radica en la forma que toma esa diferencia. Asíumase que el VPN es la forma más completa y confiable de realizar la evaluación pero que requiere de una gran cantidad de información con la que no siempre se cuenta. El VPR en cambio, es una forma premeditadamente simple de estimar valor. Requiere poca información y si bien depende fuertemente de los dólares por barril elegidos para cada categoría de Reservas, estos pueden estimarse por otros medios o realizando benchmarking.

Pero incluso aunque se estimara el valor correcto, es decir, se utilizaran los USD/bbl que devolvieran un VPR igual a VPN, faltaría resolver el problema de la incertidumbre. Para un mismo valor central, el caso de VPN tiene un comportamiento suave hacia la baja como al alza del valor de precio de venta.

El VPR en cambio, a medida que el precio del barril cae, tiende a mantener valores altos y a bajar de forma escalonada a medida que los proyectos menos atractivos se van volviendo antieconómicos.

Por otro lado, cuando el precio del barril sube, el VPR alcanza un techo, cuando todos los proyectos propuestos son rentables y las Reservas alcanzan un máximo. En estos casos, mientras el VPN continúa aumentando, el VPR se estanca.

Ambos efectos son nocivos a la hora de la evaluación: en el caso de baja, se sobreestima el valor de la empresa ocultando potencialmente una situación peligrosa. En el caso de alza, se subestima el premio real que puede obtenerse en caso de una situación favorable. Alguien podría pensar que esta situación confiere un grado de conservadorismo, pero la realidad es que simplemente no tiene forma de incorporar ese aspecto.

La tercera conclusión, también está asociada al riesgo. Imagínese esta situación: dos empresas con mismo volumen de reservas. La primera con 10 pozos en producción, sin

planes de perforar, y la totalidad de sus Reservas categorizadas como Desarrolladas. La segunda, con un pozo en producción y un plan de desarrollo con 9 locaciones propuestas. Mismos pronósticos, mismas Reserva, pero la mayor parte de ellas categorizadas como No Desarrolladas (requiriendo fuerte inversiones). ¿Pueden valer lo mismo? La respuesta a todas luces es No. Y, sin embargo, el VPR sería igual.

Entonces, de querer utilizarse el VPR para valorar, debería utilizarse una apertura adicional valorizando en menor medida, no sólo a las Reservas P2 respecto a las P1, sino a las No Desarrolladas respecto de la Desarrolladas.

Afortunadamente, en el caso de la empresa del modelo, por contarse ya con los valores de VPN y Reservas para los 100.000 casos pudo realizarse el camino inverso. Se tomó todos los datos de VPN P1, P2 y P3 de proyectos Desarrollados en Producción, Desarrollados No Producción y No Desarrollados, y se los dividió por su volumen de Reservas.

De esta forma se obtuvo una matriz de 3x3 de valores “correctos” de USD/bbl para cada combinación de grado de incertidumbre y grado de desarrollo.

<b>USD/bbl</b>	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>
<b>DP</b>	\$ 3.88	\$ 2.89	\$ 1.35
<b>DNP</b>	\$ 2.00	\$ 0.87	\$ 0.62
<b>ND</b>	\$ 1.18	\$ 1.01	\$ 0.51

Tabla 6 – Cashflow ejemplo de un proyecto para un caso enésimo.

Se sobreentiende que estos valores son particulares a la empresa de este modelo y que diferentes proyectos devolverían diferentes resultados. Pero resulta interesante observar que se cumple la predicción propuesta: el valor que debería asignarse a cada barril de reservas disminuye con la categoría y con la necesidad de desarrollo. Otro punto interesante, pero que es propio de este modelo, es que los barriles P2 Desarrollados en Producción resultan más valiosos que los P1 Desarrollados No en Producción y P1 No Desarrollados. Esto quiere decir que la menor probabilidad de ocurrencia de esas P2 no les sustrae tanto valor como si lo hace la necesidad de una inversión a las P1, cuya variación tiene un impacto mayor sobre en el resultado.



# CONCLUSIONES

Como conclusiones generales, pueden resumirse las siguientes:

- Valorizar una empresa guiándose únicamente por sus Reservas es una práctica peligrosa y debe evitarse cuando sea posible.
- Se enmascaran riesgos y se subestima valor.
- Una parte de las inconsistencias puede salvarse utilizando la matriz de 3x3 para valorizar Reservas introduciendo a la valuación también el grado de desarrollo.
- Quizás es conveniente construir un modelo sintético, aunque no se cuente con toda la información, con tal de incorporar de mejor forma a la valuación los casos al alza y a la baja.
- Todo lo analizado para variaciones en el precio de venta resulta cierto para variaciones en cualquier otra variable económica financiera que desee analizarse.
- No así con las variables físicas ya que estas usualmente sí están asociadas a mayores recuperaciones y, por lo tanto, a incrementos en las Reservas.
- En función del portfolio de proyectos y su rentabilidad, estos efectos pueden verse potenciados o suavizados, pero nunca desaparecerían por completo.
- Si bien este modelo está compuesto por un set particular de proyectos, las conclusiones se extienden a cualquier desarrollo complejo. Por otro lado, mientras más grande sea la empresa y mayor sea el número de proyectos (y por lo tanto menor sea el impacto de cada uno de ellos sobre el valor total) las curvas de VPN

y VPR vs Precio se volverán más similares. En una empresa pequeña, donde quizás la única actividad propuesta es una campaña de perforación, la economicidad o no de esta campaña impactará sensiblemente en ambos valores y los volverá más disimiles.

- No debe olvidarse que una de las primeras premisas postuladas fue el correcto cálculo de Reservas y su aprobación por el certificador. Pero si se relajara este supuesto, y se incorporaran todos los casos de incrementos tendenciosos por parte de la empresa (que independientemente del motivo el certificador admitiera) o decrementos (sin necesidad de que el certificador se enterara) todos los efectos discutidos en este trabajo podrían acentuarse.

## BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

### Referencias:

1.- PRMS: Petroleum Resources Management System.

[http://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf)

2.- SPE: Society of Petroleum Engineers. <https://www.spe.org/en/>

3.- AAPG: American Association of Petroleum Geologists. <http://www.aapg.org/>

4.- WPC: World Petroleum Council. <https://www.world-petroleum.org/>

5.- SPEE: Society of Petroleum Evaluation Engineers. <https://secure.spee.org/>

6.- Hurst, A., Brown, G.C., and Swanson, R.I. (2000). Swanson's 30-40-30 rule. *AAPG Bulletin* **84** (12): 1883-1891.

# ANEXOS

## ANEXO I: Definiciones de Reservas y Recursos

### I) GLOSARIO

CONDICIONES DE SUPERFICIE O NORMALES PARA LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y GASEOSOS: Presión igual a UNA (1) atmósfera y temperatura igual a QUINCE GRADOS CELSIUS (15 °C).

PETRÓLEO: Hidrocarburos líquidos tanto en condiciones de yacimiento como en condiciones de superficie.

CONDENSADO: Es la mezcla de hidrocarburos presentes en el gas natural extraído de los yacimientos, que se encuentra en el estado líquido o vaporizado, y que son separados a través de operaciones primarias. En condiciones normales de presión y temperatura se presentan en estado líquido. Tienen una densidad relativa de más de SETECIENTAS DIEZ MILÉSIMAS (0,710) y menor de OCHOCIENTAS MILÉSIMAS (0,800), equivalente a SESENTA Y OCHO GRADOS API (68 °API) y CUARENTA Y CINCO GRADOS API (45 °API) respectivamente; una presión de Vapor Reid, a TREINTA Y SIETE GRADOS CELSIUS CON OCHO DÉCIMAS (37,8 °C), no mayor de CIENTO TRES KILOPASCALES CON CUARENTA Y DOS CENTÉSIMAS (103,42 kPa), o QUINCE LIBRAS POR PULGADA CUADRADA RELATIVA (15 psig), y un punto final de destilación mayor de DOSCIENTOS GRADOS CELSIUS (200 °C) y menor de CUATROCIENTOS GRADOS CELSIUS (400 °C).

GASOLINA: Mezcla de hidrocarburos presentes en el gas natural extraído de los yacimientos, separados al estado líquido por medio de operaciones de enfriamiento mecánico o por procesos industriales propios de las plantas de acondicionamiento del gas natural y/o extracción de gas licuado. Se encuentra en estado líquido en condiciones normales de presión y temperatura, el que estabilizado debe tener una presión de Vapor Reid, a TREINTA Y SIETE GRADOS CELSIUS CON OCHO DÉCIMAS (37,8 °C), no mayor de CIENTO TRES KILOPASCALES CON CUARENTA Y DOS CENTÉSIMAS

(103,42 kPa), o QUINCE LIBRAS POR PULGADA CUADRADA RELATIVA (15 psig).

Tienen una densidad relativa mayor de SEISCIENTAS MILÉSIMAS (0,600) y menor de SETECIENTOS DIEZ MILÉSIMAS (0,710) equivalentes a CIENTO CUATRO GRADOS API (104 °API) y SESENTA Y OCHO GRADOS API (68 °API), respectivamente, y un punto final de destilación mayor de CIEN GRADOS CELSIUS (100 °C) y menor de DOSCIENTOS GRADOS CELSIUS (200 °C).

**GAS:** Hidrocarburos livianos que en condiciones de yacimiento pueden ser líquidos o gaseosos y en condiciones de superficie siempre son gaseosos. Se pueden diferenciar en: gas en solución, gas asociado y gas no asociado.

**GAS EN SOLUCIÓN:** Gas disuelto en el petróleo en condiciones de yacimiento y que se separa en condiciones de superficie pasando al estado gaseoso.

**GAS ASOCIADO:** En yacimiento y en superficie se mantiene como gas, pero en yacimiento ocupa las partes altas de las estructuras de las trampas coexistiendo con el petróleo.

**GAS NO ASOCIADO:** El estado es gaseoso en yacimientos y superficie, constituyendo acumulaciones exclusivamente gasíferas.

## II) DEFINICIONES Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS

Las definiciones que se detallan a continuación son el resultado de la unificación de criterios aprobados por la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Council), y a partir de febrero de 2000 se agrega la definición de Recursos, de acuerdo con la AAPG (American Association of Petroleum Geologists) y las entidades mencionadas anteriormente, y que han sido aceptadas internacionalmente.

### 1. RECURSOS.

**RECURSOS** son todas las cantidades de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, recuperables y no recuperables, descubiertos o no descubiertos.

**RECURSOS CONVENCIONALES:** Son acumulaciones discretas de hidrocarburos relacionadas con trampas: estructurales, estratigráficas, hidrodinámicas y/o combinaciones de las anteriores.

**RECURSOS NO CONVENCIONALES:** Son aquellos hidrocarburos que, por las características de la roca que los contiene, para ser recuperados requieren de tecnologías no convencionales. Se consideran en esta categoría, a los hidrocarburos ubicados en rocas de esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

## 2. RESERVAS.

Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados por la aplicación de proyectos de desarrollo en un tiempo definido, de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación. Las reservas deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales, y remanentes (para una fecha determinada) sustentadas por el/los proyecto/s de desarrollo aplicados.

Si bien el plazo para el inicio del desarrollo puede variar según las circunstancias específicas y el alcance del proyecto, se considera CINCO (5) años como un tiempo razonable para su comienzo. Se puede considerar un plazo de tiempo más largo, siempre que la justificación para su clasificación como Reservas se encuentre suficientemente documentada.

En relación a las prácticas de producción, sólo serán considerados en las definiciones y posterior clasificación, aquellos hidrocarburos líquidos o gaseosos normalmente producidos a través de pozos y con viscosidad no superior a DIEZ MIL (10.000) centipoises en las condiciones de presión y temperatura originales del yacimiento.

Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos.

El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como COMPROBADAS y NO COMPROBADAS.

Las reservas NO COMPROBADAS tienen menor certeza en la recuperación que las RESERVAS COMPROBADAS y pueden además clasificarse en RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas.

Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos líquidos o gaseosos mantenidos en inventarios, y si fuera necesario pueden reducirse para uso o pérdidas de procesamiento para los informes financieros.

Las reservas pueden ser producidas por energía natural del reservorio o por la aplicación de métodos de recuperación mejorada. Los métodos de recuperación mejorada incluyen a todos los métodos que suministran energía adicional a la energía natural o alteran las fuerzas naturales en el reservorio para incrementar la recuperación final. Ejemplos de tales métodos son: mantenimiento de presión, reciclo de gas, inyección de agua, métodos térmicos, inyección de químicos y el uso de fluidos de desplazamiento miscible e inmisible. Otros métodos de recuperación mejorada pueden ser desarrollados en el futuro a medida que la tecnología de la industria del petróleo evolucione.

### 3. RESERVAS COMPROBADAS.

Las RESERVAS COMPROBADAS o PROBADAS son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

La estimación de las reservas se efectúa bajo condiciones de incertidumbre.

El método de estimación es llamado determinístico si se obtiene un solo valor de reservas basado en el conocimiento geológico y de ingeniería y datos económicos.

Con el término "razonable certeza", se intenta expresar el alto grado de confiabilidad que tienen los volúmenes a ser recuperados si se usa el método determinístico.

Cuando son empleados métodos de estimación probabilísticos, donde el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimaciones de reservas y sus probabilidades asociadas, debe haber por lo menos un NOVENTA POR CIENTO (90%) de probabilidades de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación.

En general, las reservas son consideradas comprobadas cuando la productividad comercial del reservorio se apoya en ensayos de producción real o pruebas de la formación. En este contexto, el término "comprobadas" se refiere a las cantidades reales de reservas de hidrocarburos y no sólo a la productividad del pozo o del reservorio.

En ciertos casos, el número correspondiente a RESERVAS COMPROBADAS puede asignarse sobre la base de estudios de pozos y/o análisis que indican que el reservorio es análogo a otros reservorios en la misma área que están produciendo, o han probado la posibilidad de producir, en las pruebas de formación.

Las reservas pueden ser clasificadas como comprobadas si los medios para procesar y transportar las reservas para ser comercializadas están en operación a la fecha de evaluación, o si existe una razonable expectativa que dichos medios serán instalados en un futuro inmediato.

El establecimiento de condiciones económicas actuales debe incluir precios históricos del petróleo y los costos asociados, y pueden involucrar un promedio para determinado período que debe ser consistente con el propósito del estimado de reservas, obligaciones contractuales, procedimientos corporativos y regulaciones existentes a la fecha de certificación de las reservas.

Las RESERVAS COMPROBADAS pueden ser clasificadas en: DESARROLLADAS y NO DESARROLLADAS.

#### 4. RESERVAS COMPROBADAS DESARROLLADAS.

Son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas mediante la existencia a la fecha de su evaluación de:

- a) Pozos perforados.



- b) Instalaciones y métodos de operación en funcionamiento.
- c) Métodos de recuperación mejorada, siempre que el correspondiente proyecto de recuperación mejorada esté instalado y en operación.

## 5. RESERVAS COMPROBADAS NO DESARROLLADAS.

Son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas, mediante:

- a) Pozos a ser perforados en el futuro en áreas comprobadas y que incrementen la recuperación.
- b) Profundización de pozos existentes a otros reservorios comprobados.
- c) Intervención de pozos existentes o la instalación de medios de transporte, que impliquen grandes costos o inversiones.
- d) Apertura de niveles colaterales comprobados en pozos ya existentes.
- e) Un proyecto de recuperación mejorada al que se asigne un alto grado de certeza, o que esté operando favorablemente en un área cercana con similares propiedades petrofísicas y de fluidos, que proporcionen soporte para el análisis sobre el cual está basado el proyecto y es razonablemente cierto que el mismo será ejecutado.

## 6. RESERVAS NO COMPROBADAS.

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS son aquellas basadas en datos geológicos y de ingeniería disponibles, similares a los usados en la estimación de las reservas comprobadas, pero las mayores incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación, hacen que estas reservas no sean clasificadas como comprobadas.

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquéllas prevalecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado asignando cantidades apropiadas de reservas a las categorías "PROBABLES" y "POSIBLES".

Las RESERVAS NO COMPROBADAS pueden ser clasificadas en: RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES.

En virtud de los diferentes niveles de incertidumbre, las reservas NO COMPROBADAS no deberían ser sumadas directamente a las RESERVAS COMPROBADAS. El agregado de diferentes clases de reservas es sólo aceptable cuando cada categoría de reservas ha sido apropiadamente descontada para los diferentes niveles de incertidumbre.

## 7. RESERVAS PROBABLES.

Las RESERVAS PROBABLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las RESERVAS COMPROBADAS, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "probable" implica que debe haber por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES.

Por lo tanto, se entiende que las RESERVAS PROBABLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del CINCUENTA POR CIENTO (50%) al NOVENTA POR CIENTO (90%).

## 8. RESERVAS POSIBLES.

Las RESERVAS POSIBLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las RESERVAS PROBABLES.

En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "posible" implica que debe haber por lo menos el DIEZ POR CIENTO (10%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES más las RESERVAS POSIBLES.

Por lo tanto, se entiende que las RESERVAS POSIBLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del DIEZ POR CIENTO (10%) al CINCUENTA POR CIENTO (50%).

## 9. RECURSOS CONTINGENTES.

RECURSOS CONTINGENTES: son todas las cantidades estimadas de hidrocarburos descubiertos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación y para los que no exista, en ese momento, viabilidad económica o comercialidad de la explotación. De tal forma, los hidrocarburos considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado, son RECURSOS CONTINGENTES.

En el futuro, este tipo de RECURSOS pueden volverse reservas si las circunstancias económicas y/ o comerciales cambian, o son adquiridos datos adicionales que permitan evaluar claramente su comercialidad.

## 10. OBSERVACIONES.

La intención de la SPE, el WPC y la AAPG en contar con una clasificación suplementaria a la de RESERVAS COMPROBADAS, es la de facilitar la consistencia y coherencia entre los profesionales que utilizan dichos términos.

Las definiciones y términos aquí vertidos podrán reverse y adecuarse en el futuro, de acuerdo con los nuevos conceptos y circunstancias imperantes, y que sean reconocidos internacionalmente por las entidades mencionadas en el párrafo anterior.

La Autoridad de Aplicación podrá considerar las presentaciones de empresas que hayan certificado sus RESERVAS y RECURSOS CONTINGENTES por un auditor externo en cumplimiento de exigencias de un organismo internacional, siempre y cuando las mismas cumplan con las definiciones y criterios establecidos en la presente resolución.

## III) METODOLOGÍAS DE CÁLCULO

1. La información sobre RESERVAS y RECURSOS CONTINGENTES debe ser estimada a partir de métodos geológicos y de ingeniería que sean técnica y científicamente aceptables. Al realizar esta tarea, el auditor deberá determinar el o los métodos que correspondan, teniendo en cuenta:

- a) La suficiencia y confiabilidad de los datos.
- b) La etapa de desarrollo del yacimiento.
- c) La tendencia histórica de la producción, si existe.
- d) La experiencia existente con respecto al área en cuestión u otras áreas vecinas o de características semejantes.

2. Las empresas deberán incluir además de los resultados obtenidos por el auditor, las premisas que se tomaron en cuenta en su elaboración, la metodología empleada en el cálculo de las reservas y recursos contingentes de hidrocarburos como mejor estimación de los mismos y las fuentes de dónde se adquirieron los datos utilizados. A tal fin, la Autoridad de Aplicación acepta el empleo de una o varias metodologías reconocidas internacionalmente y que se detallan a continuación:

- a) Cálculo Volumétrico.
- b) Balance de Materiales.
- c) Análisis de las Curvas de Declinación.
- d) Simulación Numérica de Reservorios.
- e) Probabilístico.

Resulta importante dejar aclarado que no obstante lo expresado, los certificadores podrán adoptar otras metodologías que pudieran adaptarse mejor, técnica y económicamente, a las características de cada yacimiento o reservorio de que se trate, para lo cual deberá contar con el consentimiento escrito de la Autoridad de Aplicación.

En estimaciones de reservas a través del uso de simulación numérica, las mismas deben estar perfectamente sustentadas, mediante el ajuste histórico de producciones y de presiones.

3. El término "mejor estimación" se usa como una expresión genérica para la evaluación que se considera más certera del volumen de hidrocarburos que será recuperado del yacimiento entre la fecha de la estimación y hasta el fin de la concesión y de la vida útil del yacimiento.

4. Las reservas y los recursos contingentes de gas certificados comprenderán al gas no asociado y al gas asociado, incluyendo el disuelto en el petróleo y deberán ser disminuidos por los volúmenes de condensados o gasolinas naturales a recuperar mediante instalaciones convencionales de separación en el yacimiento, como también los volúmenes de condensados, gases licuados del petróleo (GLP) y los gases naturales licuados (GNL) extraídos mediante plantas de procesamiento.

5. Los volúmenes estimados de condensados o gasolinas naturales recuperables, tanto en condiciones de yacimiento como en condiciones de superficie mediante tratamientos realizados al gas, siempre que las plantas separadoras se encuentren dentro del permiso o concesión correspondiente, deberán ser sumados a las reservas comprobadas de petróleo.

## ANEXO II: Distribución Log normal

El teorema central del límite (TCL) postula que la sumatoria de un número suficientemente grande de variables aleatorias tiende a una distribución Normal o Gaussiana.

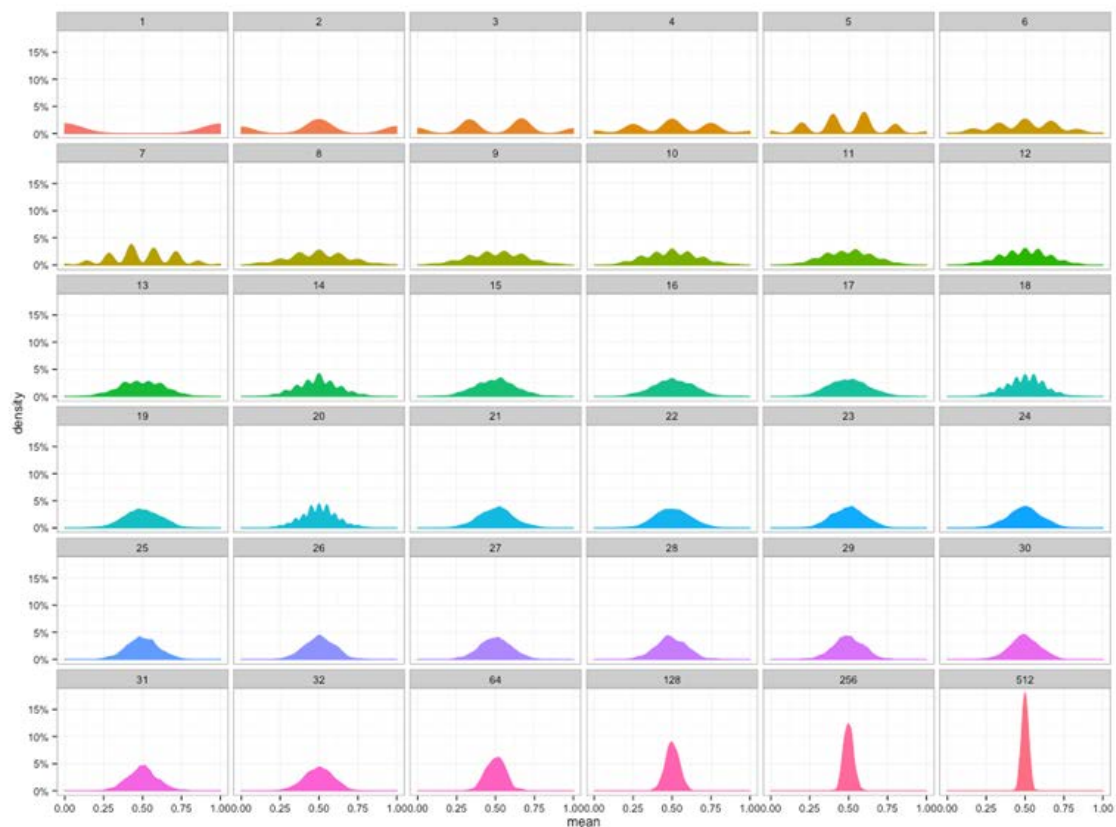


Gráfico A – Suma de variables aleatorias tendiendo a una distribución Normal

Es decir:

$$S_n = X_1 + X_2 + \dots + X_n$$

Pero en la naturaleza las variables físicas no suelen combinarse en forma de sumatorias, sino en forma de productos. En cuyo caso, el TCL deja de valer pues:

$$S_n = X_1 \cdot X_2 \cdot \dots \cdot X_n$$

Se definirá entonces una nueva variable  $Z_n$  que estará conformada por un número enésimo de variables aleatorias multiplicadas entre sí, y cuya forma se desconoce:

$$Z_n = X_1 \cdot X_2 \cdot \dots \cdot X_n$$

Operando sobre esta ecuación, puede aplicarse el logaritmo a ambos términos:

$$\ln(Z_n) = \ln(X_1 \cdot X_2 \cdot \dots \cdot X_n)$$

$$\ln(Z_n) = \ln(X_1) + \ln(X_2) + \dots + \ln(X_n)$$

$$\ln(Z_n) = Y_1 + Y_2 + \dots + Y_n$$

Y sobre esta forma sí rige el teorema central del límite:

$$\ln(Z_n) = Y_1 + Y_2 + \dots + Y_n = S_n$$

$$\ln(Z_n) = S_n$$

Si el objetivo de este procedimiento es hallar la forma de  $Z_n$ . Si bien esto aún se desconoce, se descubrió que  $Z_n$  es una función que, al aplicarle el logaritmo, devuelve una función de distribución Normal.

Existe una variable que comparte esta propiedad y es la distribución Log normal.

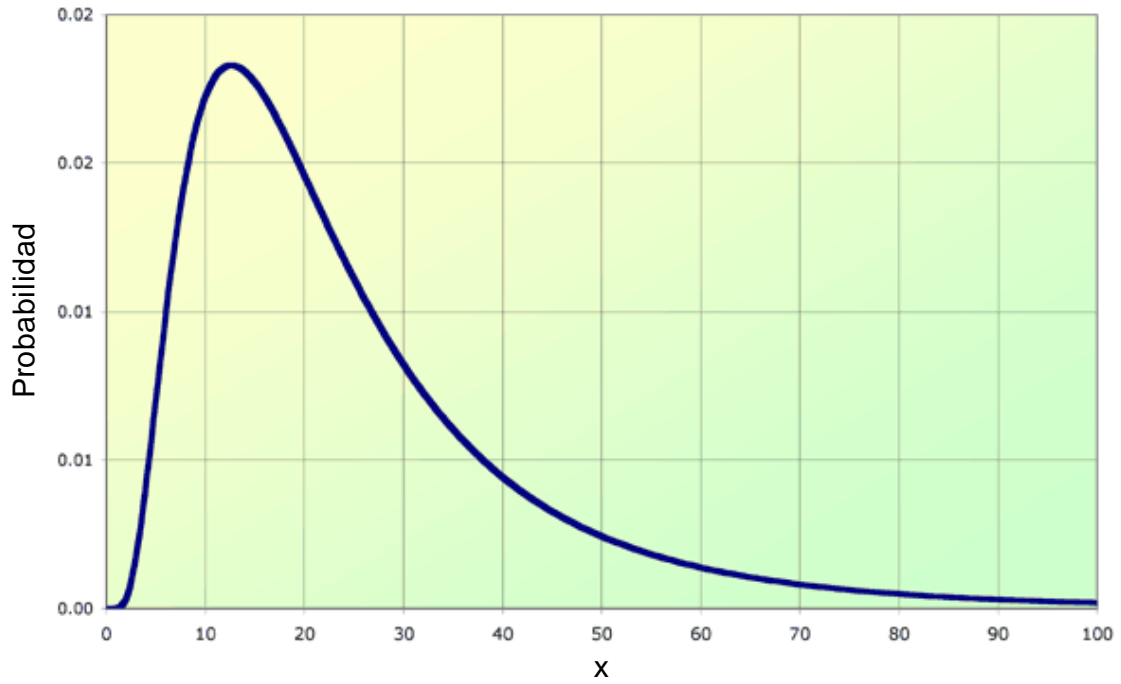


Gráfico B –Gráfico de frecuencia de una variable aleatoria de distribución Log normal

Las siguientes propiedades son válidas para una distribución Lognormal y la función Normal en la que se transforma al aplicarle el logaritmo, en el ámbito de la estimación de Reservas:

Tipo de Declinación	Lognormal (distribución "padre")	Normal (distribución hija")
Media	$M = e^{\mu + \sigma^2/2}$	$\mu = \ln(M - \sigma^2/2)$
	$M = P_{50} \cdot e^{\left(\frac{\ln P_{50} - \ln P_{90}}{\sqrt{2} \cdot 1,28155}\right)^2}$	$\mu = (\ln P_{90} + \ln P_{10})/2 = \ln P_{50}$
Varianza	$V = M^2 \cdot (e^{\sigma^2} - 1)$	$\sigma^2 = \ln(V/M^2 + 1)$
	$V = M^2 \cdot \left( e^{\left(\frac{\ln P_{50} - \ln P_{90}}{1,28155}\right)^2} - 1 \right)$	$\sigma^2 = \left( \frac{\ln P_{50} - \ln P_{90}}{1,28155} \right)^2$
Reservas	$1P = Probadas = P_{90} = e^{\mu - 1,28155 \cdot \sigma}$	
	$2P = Probadas + Probables = Mediana Lognormal = P_{50} = e^{\mu}$	
	$3P = Probadas + Probables + Posibles = P_{10} = e^{\mu + 1,28155 \cdot \sigma}$	
	$\frac{3P}{2P} = \frac{2P}{1P} = \frac{P_{10}}{P_{50}} = \frac{P_{50}}{P_{90}} \quad    \quad \ln 3P - \ln 2P = \ln 2P - \ln 1P$	

Tabla I –Propiedades de las distribuciones Log normal y Normal emparejadas