



CASO DE ESTIMACION DE RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS EN LA FM. VACA MUERTA EN BASE A MONOGRAFÍA 3 DE SPEE

Téc.Sup. ZAMPIERI, Sergio, YPF S.A., sergio.zampieri@ypf.com ; Ing. ABELLA, Fernando, YPF S.A., fernando.abella@ypf.com ; Ing. DIAZ de SOUZA, Osvaldo, YPF S.A., osvaldo.c.diaz@ypf.com; Ing. MONTI, Luciano, YPF S.A., luciano.monti@ypf.com

Palabras claves

Reservas, Shale Oil, Monografía 3, No Convencional

Resumen

De acuerdo con las consideraciones de las Monografía 3 de la SPEE, la creciente actividad en desarrollo de yacimientos no convencionales habilita el uso de principios estadísticos como "tecnología probada" que permiten estimar reservas Probadas No Desarrolladas (PND) a más de 1 distanciamiento de pozos en producción.

Este trabajo describe las similitudes entre los yacimientos Loma Campana Centro-Este, La Amarga Chica y Bandurria Sur, sus analogías geológicas, tecnológicas y de temporalidad, y cómo estas similitudes habilitan la definición de un "Play Estadístico de Recursos" (o "Resource Play" según los conceptos del Monografía 3 de la SPEE). Finalmente, muestra como el empleo del Play Estadístico habilita la estimación y certificación de Reservas en valores superiores a los que serían certificables cumpliendo con la regla de 1 distanciamiento.

Se consideraron en este trabajo los pozos horizontales que navegan dos niveles productivos de la Formación Vaca Muerta ubicados dentro de un área de estudio definida. Mediante un ejercicio estadístico con todas las Estimaciones de Recuperación Final (EURs) de los pozos horizontales, normalizadas a 100m de rama lateral estimulada, se corroboró una razón P10/P90 menor a 4 lo que según la guía práctica para evaluación de Reservas No Desarrolladas de la Monografía 3, permitió aplicar la metodología estadística a una muestra cercana a 150 pozos.

Como resultado del trabajo, se pudo soportar como Área Comprobada toda la superficie interior de la región estudiada y declarar como posiciones PND a todas aquellas que cumplieran, además, con los requerimientos de la Securities and Exchange Commission (SEC).

Abstract

According to the considerations of SPEE Monograph 3, the growing activity in the development of Unconventional hydrocarbon deposits leads to the use of statistical principles such as "Proven Technology" that allows for booking Proved Undeveloped Reserves (PUD) in positions located farther than 1 offset of producing wells.

This work was based on the geological, technological and temporality analogs between the Loma Campana Center-East, La Amarga Chica and Bandurria Sur fields. These similarities are the basis that define a Resource Play, according to the concepts of the Monograph 3 of the SPEE.

We considered the horizontal wells that navigate two of the productive levels in the Vaca Muerta Formation located within a defined study area. Through a statistical exercise involving all EURs from the horizontal wells, normalized to 100m of stimulated lateral length, a lower than 4 P10/P90 ratio was obtained. According to the practical guide for evaluation of Undeveloped Reserves in Monograph 3, this allowed for the application of the statistical methodology with a sample close to 150 wells.

As a result of the work, it was possible to support as a Proven Area the entire interior surface of the studied area and declare as PUD positions all those that comply, in addition, with the requirements of the SEC.

Introducción

YPF estima y publica sus reservas Probadas de acuerdo con los lineamientos de la Comisión Nacional de Valores de los Estados Unidos (Securities and Exchange Commission; SEC). Asimismo, para las demás categorías toma como un estándar de referencia en la industria al Petroleum Resources Management System (PRMS) que constituye el marco normativo elaborado por organizaciones profesionales de reconocida trayectoria como SPE, SPEE, AAPG, SEG y WPC para la Clasificación, Categorización y Reporte de Recursos Petrolíferos. Inicialmente, PRMS emitía guías orientadas casi exclusivamente a campos Convencionales. Recién a partir de 2007, estas instituciones han comenzado a publicar bibliografía en la que analizan criterios de evaluación y estimación de Reservas específicamente para campos No Convencionales. Entre estas publicaciones, la Monografía 3 se dedica íntegramente a la evaluación de Reservas Probadas No Desarrolladas (PND) en campos No Convencionales. Hasta el año 2017, YPF SA sólo había declarado volúmenes menores de reservas PND provenientes de niveles de Esquisto (Shale), y sólo en su principal yacimiento, Loma Campana. A partir del incremento de actividad en dos áreas vecinas en las que la compañía también posee participación, y mediante la aplicación de una metodología estadística propuesta en la Monografía 3, se logró incorporar un volumen importante de Reservas PND en las tres áreas mencionadas, que fue aceptado por las correspondientes Auditorías externas.

Breve repaso normativo

La Clasificación y Categorización para Recursos y Reservas de Campos No Convencionales sigue los mismos preceptos que aplican a la Reservas y Recursos de Campos Convencionales. El estándar es el PRMS. Las definiciones de cada una de las categorías, según indica PRMS son las mismas para ambos tipos de Campos. SEC posee lineamientos y definiciones con diferencias menores respecto de PRMS y que no son objeto de este trabajo.

Los volúmenes estimados de hidrocarburos se Clasifican en función de la chance de Comercialidad y Riesgo del proyecto, y se Categorizan en función de su grado de Incertidumbre

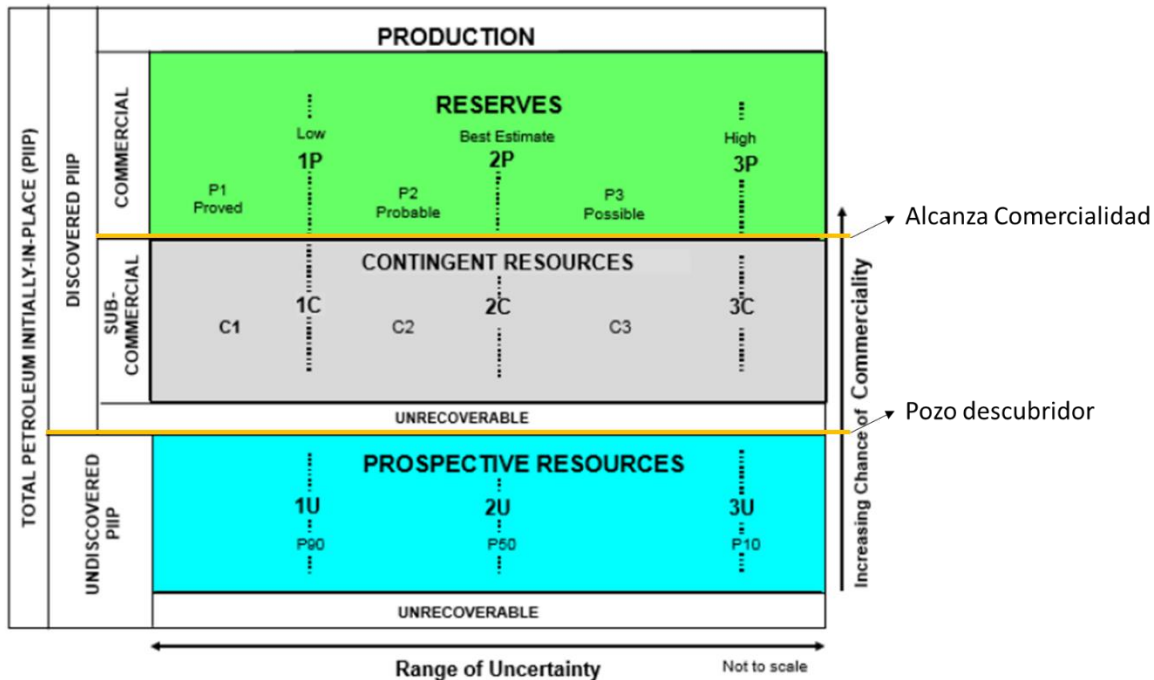


Figura 1 (de PRMS)

Existen dos hitos de Riesgo que actúan como barreras a superar para que las acumulaciones pertenecientes a un proyecto pasen de ser consideradas Recursos Prospectivos a Recursos Contingentes (un pozo Descubridor), o de Recursos Contingentes a Reservas (que el proyecto sea Comercialmente viable).

Para que una acumulación de hidrocarburos pueda ser clasificada Reserva debe cumplir con ciertos requisitos: haber sido descubierta, ser recuperable, ser comercial y ser remanente.

Una vez clasificada como Reserva, se debe determinar la o las categorías a que corresponde esta acumulación, en función del grado de incertidumbre.

PRMS define Reserva Probada a “aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, se entiende por certeza razonable un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% (P90) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación”.

En sus guías, el PRMS indica que el área comprobada incluye:

1. Aquella delineada por perforaciones y limitada por contacto de fluidos, si los hubiera, o bien por LKH (el nivel de hidrocarburo más bajo conocido)
2. Porciones no perforadas, adyacentes del reservorio, que pueden ser razonablemente juzgadas como contiguas y comercialmente productivas en base a datos de geociencia e ingeniería disponibles.

El primer punto es una definición exclusivamente aplicable a yacimientos Convencionales. El segundo punto habilita el concepto de **Resource Play** y la declaración de Areas de Reservas Probadas en yacimientos No Convencionales.

Monografía 3 (SPEE)

Qué se entiende por Resource Play?

Este término, “Resource Play”, comenzó a utilizarse a inicios de la década de 1990. Se usa para describir *una acumulación de hidrocarburos conocida a lo largo de un área extensa, de carácter regional*. No constituye en sí mismo una clasificación de hidrocarburos como serían, según PRMS, los diferentes tipos de Recursos o Reservas.

Las siguientes características principales son casi siempre observadas en un Resource Play:

1. Los pozos exhiben una distribución estadística repetible de sus EURs
2. La performance de un pozo no predice de manera confiable el comportamiento de posiciones vecinas no desarrolladas.
3. Existe un sistema de hidrocarburos continuo, de extensión regional
4. Los hidrocarburos libres no están distribuidos por hidrodinámica.

Si el reservorio analizado satisface estos cuatro criterios, es posible que se trate de un Resource Play y pueda ser evaluado usando las técnicas de la Monografía 3 de la SPEE. En cambio, si alguna de estas características está ausente, es probable que no se trate de un Resource Play.

El Modelo geológico necesita describir un reservorio de alcance regional y la información de ingeniería necesita mostrar estadísticamente la repetibilidad de las EURs en el tiempo. Para estar en condiciones de analizar si estamos ante un Resource Play, se necesitan al menos unos 100 pozos perforados de modo de contar con suficiente información estadística y también suficiente cobertura regional con perforaciones para nutrir en modelo geológico.

Hay otras características importantes, aunque de menor peso que las cuatro primeras, a tener en cuenta para definir un Resource Play:

5. Necesita de grandes estimulaciones para producir a tasas económicas
6. Produce pequeñas cantidades de agua in situ
7. No muestra un evidente sello o trampa
8. Posee baja permeabilidad ($<0,1\text{mD}$)

A pesar de la importancia de estas 8 características, se debe poner foco en la primera, en la repetibilidad estadística, para estimar Reservas y Recursos de acuerdo con la Monografía 3.

Qué pozos pueden considerarse análogos dentro de un Resource Play?

En la Monografía 3 se hace hincapié en que para analizar estadísticamente un área/zona dentro de un Resource Play, se deben tomar solamente aquellos pozos análogos. Dentro de los criterios a tener en cuenta para considerar que un grupo de pozos son análogos, debe contarse que los niveles demuestren continuidad geológica, similares propiedades petrofísicas, un mismo tipo de fluido, similar diseño de terminación y similar comportamiento de producción. Dentro de una misma extensión areal, pueden encontrarse más de un grupo de pozos análogos, por lo que el analista debe examinar exhaustivamente la correlación entre diferentes características que considere representativas para postular la analogía entre pozos. Para medir la representatividad de la muestra se utiliza generalmente la relación P10/P90 de la distribución de un cierto parámetro (EUR normalizada cada 100m, Caudal Inicial normalizado, etc.). Cuando esta relación excede 10, se debe considerar la posibilidad de que se esté ante más de un grupo de pozos análogos. Deben revisarse entonces, con más profundidad, cada uno de los criterios utilizados para considerarlos como análogos y, de ser posible, analizar alguna otra variable que pueda estar diferenciándolos.

Cuál es la población mínima para poder evaluar estadísticamente un área dentro de un Resource Play?

El tamaño mínimo de la muestra es función tanto del tamaño del objetivo como del intervalo de confianza. En la Monografía 3, el Comité de Evaluación de Resource Plays de la SPEE recomienda utilizar las cantidades de pozos de la Tabla 1 como tamaño mínimo de muestra. Los valores de la tabla son la cantidad mínima de muestras que se deben utilizar para obtener un objetivo están estimados en función de un objetivo de mayor que la media menos el 10 por ciento con una confianza del 90 por ciento.

P_{10}/P_{90} Ratio	Recommended Sample Size	Comments
2	15	Ratio not likely to be seen
3	35	Common Ratio
4	60	Common Ratio
5	75	Common Ratio
6	100	Common Ratio
8	130	Common Ratio
10	170	Possible data quality / analogy issues
15	290	Possible data quality / analogy issues
20	420	Possible data quality / analogy issues
30	670	Possible data quality / analogy issues

Tabla 1 - Tamaño mínimo de muestra recomendado (Monografía 3 – SPEE)

Durante el proceso de desarrollo de un Resource Play se distinguen cuatro etapas, relacionadas a su madurez.

La etapa Temprana se caracteriza por la exploración geológica, con pozos distantes entre sí y con resultados de producción diversos. Durante esta etapa, la cantidad de pozos no suele alcanzar los mínimos recomendados en la Tabla 1.

En una etapa Intermedia, la cantidad de pozos se incrementa significativamente y muchos de ellos comienzan a explotar zonas contiguas a productores existentes. La cantidad de pozos exploratorios o de delineación representa menos de la mitad de los pozos nuevos en esta fase. El recuento suele ser alto, pero no todos los pozos son análogos debido a que las operadoras suelen testear diferentes tácticas de construcción y terminación, resultando difícil aún realizar análisis estadísticos.

Llega un momento en que el Resource Play alcanza un conteo de pozos donde el análisis estadístico se torna significativo y útil, la etapa Estadística. La mayoría de estos pozos son de desarrollo y, aunque pueden seguir realizándose pruebas tecnológicas en alguno de ellos, *el análisis estadístico puede definir el área interior como comprobada*.

Finalmente, el Resource Play alcanza la etapa Madura, donde el subgrupo geológico está razonablemente delineado y la densidad de pozos es bastante alta. La cantidad de pozos en esta etapa es suficiente para definir posiciones comprobadas mediante análisis estadístico, aunque puede ya no ser necesario debido a que muchas de esas posiciones ya se encuentran a un distanciamiento de los pozos existentes.

Recomendación: Las Tablas 2 y 3 resumen las cuatro fases de desarrollo de un Resource Play y el número recomendado de posiciones PND por la SPEE.

La práctica recomendada es:

1. Calcular el factor P_{10}/P_{90} para los pozos análogos
2. Calcular la razón Pozos análogos versus tamaño mínimo recomendado de la muestra.
3. Usando el factor del Punto 1 y la Tabla 2, determinar la fase de desarrollo que mejor describe al Resource Play
4. Buscar en la Tabla 3 la cantidad apropiada de posiciones CND que corresponda. La información geológica debe soportar cada locación.

	PHASE OF RESOURCE PLAY DEVELOPMENT			
	Early	Intermediate	Statistical	Mature
RATIO OF ANALOGOUS PRODUCING WELLS TO RECOMMENDED MINIMUM SAMPLE SIZE	< 1	1 to 4	> 3	Very Large
$P_{10}/P_{90} < 4$, APPROXIMATE WELL COUNT	< 50	100	150	> 500
P_{10}/P_{90} 4 TO 10, APPROXIMATE WELL COUNT	< 50-200	100-400	150-600	> 1000
P_{10}/P_{90} 10 TO 30, APPROXIMATE WELL COUNT	< 200-700	200-1400	600-2100	> 4500

Tabla 2 - Cantidad aproximada de pozos producción según la etapa de desarrollo del Resource Play (de Monografía 3 – SPEE)

	PHASE OF RESOURCE PLAY DEVELOPMENT			
	Early	Intermediate	Statistical	Mature
RECOMMENDED MAXIMUM NUMBER OF PUD OFFSETS PER PRODUCING WELL (VERTICAL WELLS)	4	8	Statistical	Statistical
RECOMMENDED MAXIMUM NUMBER OF PUD OFFSETS PER PRODUCING WELL (HORIZONTAL WELLS)	2-4	4-8	Statistical	Statistical

Tabla 3 - Cantidad máxima recomendada de posiciones PND en las diferentes etapas de desarrollo del Resource Play (de Monografía 3 – SPEE)

Estimando Reservas No Desarrolladas en un Resource Play

En la Monografía 3 de la SPEE en su capítulo IV se divide al método de evaluación en 5 pasos:

1. Identificar pozos análogos
2. Crear una distribución estadística para estos pozos.
3. Determinar la cantidad posible de pozos a perforar en base a los planes establecidos.
4. Realizar una simulación de Monte Carlo.
5. Calcular las correspondientes Reservas Probadas, Probables y Posibles.

Área del caso de Estudio:

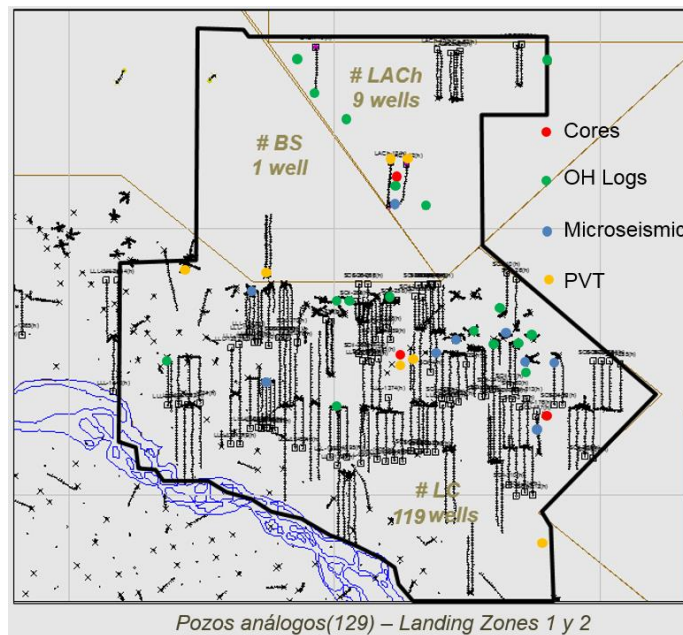


Figura 2 – Área de estudio definida como Resource Play para dos niveles de navegación.

Para el caso de estudio presentado en este trabajo se siguió la secuencia propuesta.

1. **Definir pozos análogos:** primero se estableció un perímetro para la zona que se consideraría análoga desde el punto de vista geológico. Si bien en dicho polígono se han identificado hasta 5 potenciales niveles de navegación, varios de los mismos se encuentran en niveles progradacionales. Estos niveles tienen gran variación lateral de propiedades petrofísicas por lo tanto no forman parte del análisis. Sólo se consideró en este ejercicio los niveles más profundos de Vaca Muerta, correspondientes a eventos agradantes. En estos casos, los principales parámetros petrofísicos y geomecánicos presentan poca variación lateral. Todos los pozos navegados en estos niveles agradantes y ubicados dentro del polígono serán considerados análogos (Figura 2).
2. **Distribución estadística:** se realizó la estimación de recuperación final (EUR) por análisis declinatorio para todos los pozos considerados análogos. El criterio utilizado para declinar la producción fue consistente para todos los pozos y se contrastó con otras metodologías de cálculo para asegurar coherencia en la estimación (RTA y simulación numérica). Esta temática, que no es el objetivo de esta publicación, se trabajó con mucho cuidado y merecería un capítulo aparte. En síntesis, se utilizó metodología de declino aplicando un modelo del tipo hiperbólico modificado. Esto significa que en una primera etapa el pozo declina con un comportamiento hiperbólico y cuando llega a determinada tasa de declino cambia a un declino terminal exponencial a tasa constante hasta alcanzar el caudal límite. La tasa de declino terminal es única y la misma para todos los pozos y fue validada con auditores externos de reservas. Para el tramo hiperbólico, se realizaron estadísticas con los parámetros b y d obtenidos de un primer ejercicio y luego se acotó su variabilidad para restringir la dispersión de resultados. Esta metodología también fue validada por auditores de reservas. Se construyeron curvas de distribución estadística para el EUR y para el EUR normalizado cada 100 m de rama horizontal. Se verificó que la relación P_{10}/P_{90} se encontrara dentro de

los valores esperados para la cantidad de pozos considerados. Este resultado valida la representatividad de la zona y niveles considerados como análogos.

3. **Determinar cantidad de pozos a perforar:** los 3 yacimientos involucrados en el ejercicio cuentan con planes de desarrollo con visión de corto, mediano y largo plazo consensuada con los socios. Estos planes representan un compromiso de las partes de mantener una visión común respecto de niveles de inversión y actividad para los próximos años. En particular, se cuenta con una selección y secuencia tentativa de perforación de las locaciones para los próximos 5 años. De esta selección, se consideraron los pozos ubicados dentro del polígono y en los niveles de navegación del Resource Play.
4. Con el plan de perforación dentro del polígono para los 3 yacimientos, se realizaron **simulaciones de Monte Carlo** para las campañas de perforación de los siguientes 5 años con la EUR/100m como variable de salida.
5. Con los resultados de dichas simulaciones, se estableció el volumen de reservas a considerar como **Probadas No Desarrolladas (PND)**, para las posiciones a perforar en los primeros 3 años. Las ubicaciones a perforar en los 2 años siguientes se consideraron en la categoría Probable (PRO.) Los pozos remanentes dentro del Resource Play cuya perforación fuera a ocurrir pasados los próximos 5 años se consideran en categoría Posible (POS). Si bien las reglamentaciones permitirían haber registrado como Probado No Desarrollado la actividad correspondiente a 5 años, se prefirió como criterio de prudencia considerar sólo 3 años y aguardar mayor tiempo para reforzar la estadística antes de completar 5 años en categoría PND.

Algunas diferencias entre PRMS y SEC que debieron ser consideradas

Precio: SEC establece que se debe utilizar un precio promedio para todo el período a reportar. Este precio será el promedio de los últimos 12 meses, considerando para cada mes el precio del primer día del mes. No se puede utilizar ningún tipo de escalación. Mientras que PRMS sí permite realizar asunciones respecto de precios y costos futuros. Esta diferencia no es de relevancia a fines prácticos de este trabajo.

Desarrollo de Reservas PND en el lapso de 5 años: SEC exige que las reservas registradas como PND deben ser perforadas en el lapso de los próximos 5 años. Esta es una condición que en el caso de los desarrollos Shale se controla con suma rigurosidad en cada auditoría para verificar que se mantiene el compromiso de la compañía de seguir adelante con el desarrollo. A partir de 2018, PRMS considera esta misma regla, pero de manera más flexible: admite excepciones que estén claramente justificadas, como puede ser un desarrollo No Convencional donde la cantidad de pozos a perforar hacen imposible un desarrollo en 5 años, siempre que pueda demostrarse que el nivel de actividad e inversiones propuestos es coherente con la historia reciente del campo. Para PRMS, la Regla de los 5 años aplica a todas las categorías de Reservas

Tecnología de Confianza: este concepto es la clave para cumplir con el criterio de “certeza razonable” y registrar reservas PND a más de un distanciamiento. La definición de la SEC establece: “Reliable technology is a grouping of one or more technologies (including computational methods) that has been field tested and has been demonstrated to provide reasonable certain results with consistency and repeatability in the formation being evaluated or in an analogous formation [...] must be able to support that sample size is adequate and statistically valid.”. La información sísmica por sí sola no es suficiente para la SEC para extender los límites del área considerada Probada. La Tecnología de Confianza que se está utilizando en los yacimientos Shale es la aplicación de la metodología estadística presentada en el Monografía 3 del SPEE basada en la consistencia de

performance de pozos análogos en estos tipos de yacimiento. Esta definición no entra en conflicto con PRMS.

Cantidad de pozos offset: para registrar reservas probadas se requiere “certeza razonable”. Esto se acepta a un distanciamiento de un pozo en producción. La SEC ahora permite el registro de reservas a más de un distanciamiento mediante la aplicación de Tecnologías de Confianza (Reliable Technologies) que permitan establecer con certeza razonable de que esas posiciones tendrán un resultado económico favorable. Para esto deben estar situadas en un área geológica análoga, donde pueda demostrarse con base estadística consistencia en los resultados de producción y que los mismos superen las condiciones de economicidad en un 90% de los casos. Por su parte PRMS también establece que las posiciones PND deben tener una probabilidad de al menos 90% de alcanzar o exceder los volúmenes registrados.

Por lo tanto, las claves de este ejercicio han sido el establecer una zona de geología análoga y aplicar el criterio estadístico presentado en la Monografía 3 como tecnología probada para establecer con un criterio de confianza razonable que se obtendrán los resultados de productivos esperados dentro de esta zona. La cantidad de posiciones a considerarse como probadas no podrá exceder el compromiso de perforación que se tiene para los próximos 5 años.

Metodología de Cálculo

Para el análisis se consideró la metodología de la Monografía3 de la SPEE, para los pozos con propiedades geológicas análogas. Estos pozos se declinaron al límite económico y posteriormente se calculó la EUR normalizada a 100m. de rama horizontal según la siguiente formula:

$$\text{EUR}/100\text{m} = \text{Reservas al Limite Económico} / \text{Long. Estimada} \times 100\text{metros}$$

Con estos datos, se obtuvo la distribución estadística de EUR/100m. y la correspondiente relación P10/P90 (Figura 2).

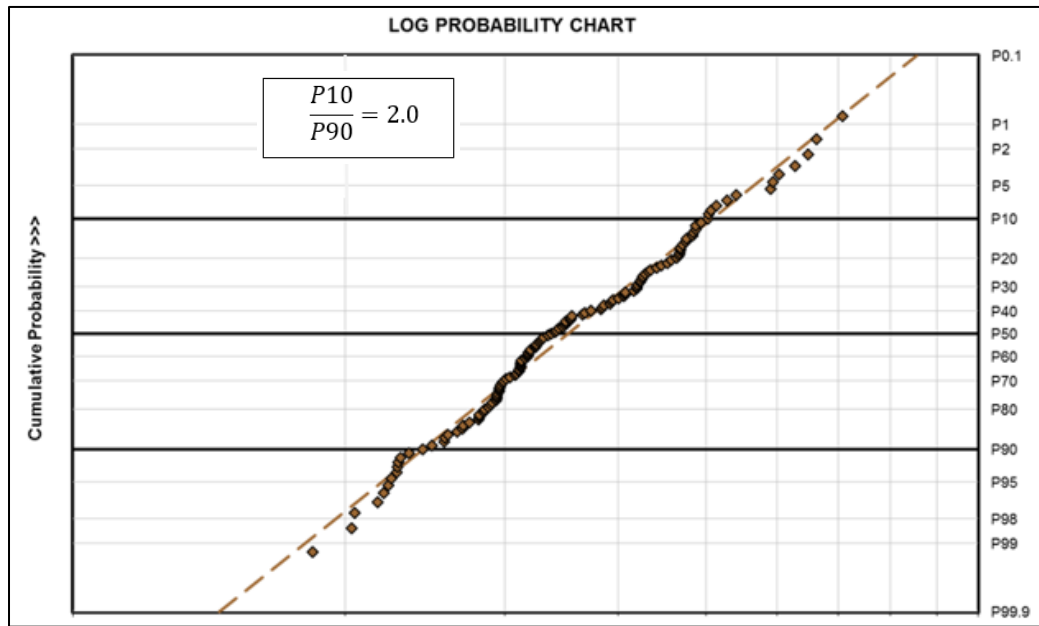


Figura 3- Distribución Probabilística de EUR cada 100m por Pozo

La distribución de esta variable (EUR/100m) se ingresa como distribución de datos en el software de modelado estadístico. La misma variable se grafica mediante histograma en forma discreta y continua, asumiendo una distribución Logarítmica Normal como se aprecia en las siguientes figuras:



Figura 4 - histograma para EUR/100m

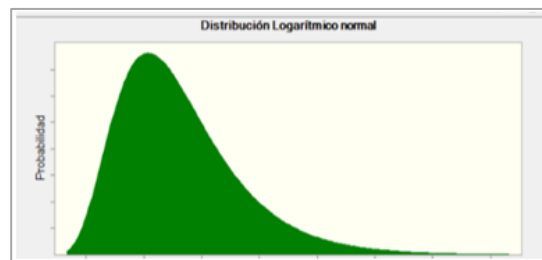


Figura 5 – Dist. Lognormal de EUR/100m.

La distribución continua es la variable de entrada para simular 100 campañas de perforación de 300 pozos cada una con el método de Monte Carlo. Los 300 pozos por campaña surgen de la cuantificación de las posiciones disponibles dentro del polígono de estudio asumiendo un espaciamiento probado.

La media de los resultados de EUR/100m a medida que avanza la campaña de perforación se grafica en función del número de pozos a perforar. El proceso se repite para cada una de las 100 campañas simuladas. El conjunto de campañas (cada una representada por una línea) es lo que forma la figura 6.

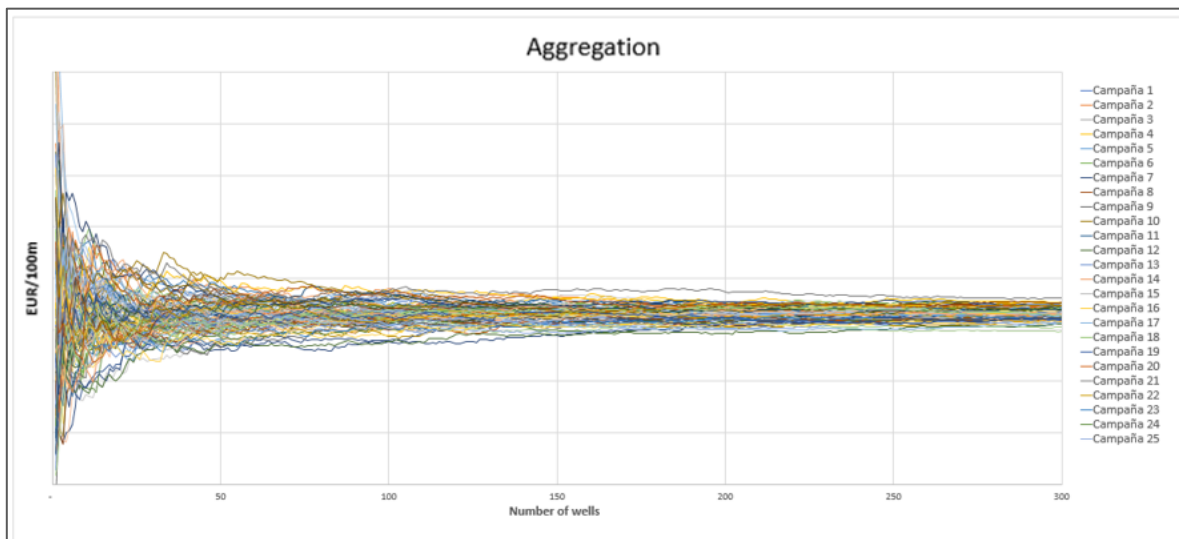


Figura 6- Simulación de 100 campañas de perforación de 300 pozos

Para cada ordenada (número de pozos) se calculan, los percentiles P10, P50 y P90. El gráfico de estas magnitudes estadísticas es lo que se conoce como gráfico Trompeta (Figura 7).

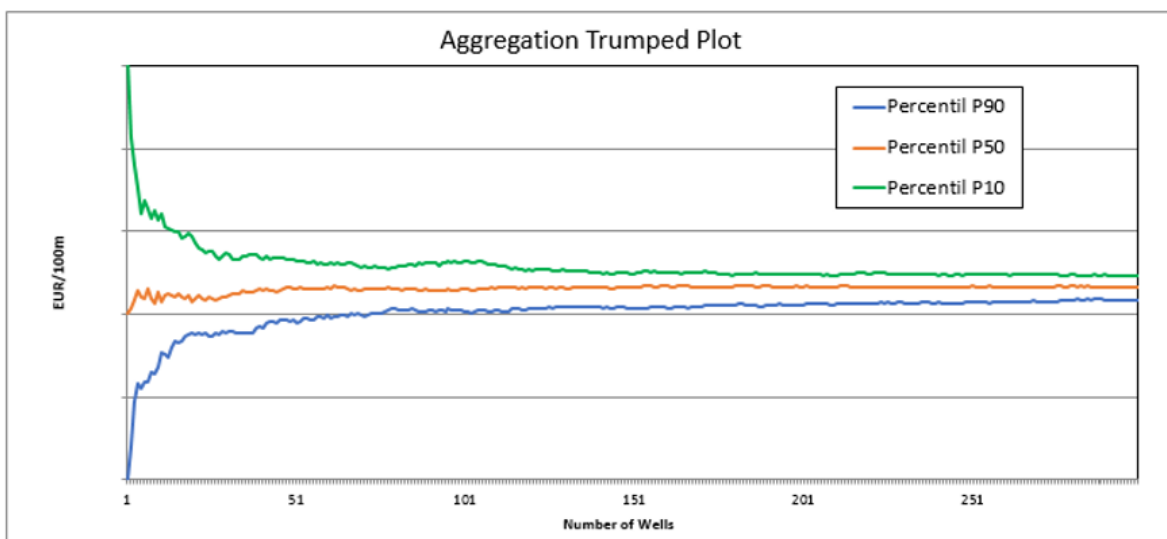


Figura 7 - Gráfico Trompeta

El gráfico Trompeta permite la estimación del valor de EUR/100m y la razón P10/P90 para la campaña de perforación que esté siendo considerada. En el ejemplo de análisis se puede ver que a partir de una campaña de 150 pozos los valores esperados son estables, con poca variación. Se asumió en nuestro caso una longitud de pozo a perforar que permitiera mantener la analogía con datos históricos y emplear el dato estadístico de la simulación de Monte Carlo.

Lo más interesante es el resultado que surge de aplicar el principio de agregación estadística debido a que estamos evaluando es la perforación de una campaña de 300 pozos. Si fuéramos a registrar en categoría PND la perforación de sólo 1 pozo, correspondería utilizar el valor de EUR correspondiente al P90 de nuestra estadística de pozos. Pero como en este caso se evalúa la perforación de 300 pozos,

se utiliza el valor P90 del caso agregado (la perforación de 300 pozos). Como puede verse en gráfico trompeta en la figura 7, el valor P90 para el caso de 300 pozos, es muy cercano al P50 del caso individual de perforación de un solo pozo. Es decir, al aplicar el criterio de agregación, estamos en condiciones de registrar un valor reserva PND para cada pozo mayor al que podríamos registrar si fuéramos a perforar sólo unos pocos pozos.

Las posiciones de pozos a perforar propuestas (y aprobadas) como reservas Probadas No Desarrolladas están justificadas, además del método estadístico, por el compromiso de desarrollo de todos los socios involucrados, la incorporación en el presupuesto y la disponibilidad de instalaciones de evacuación. Las reservas Probables cuentan con los mismos criterios, con la única salvedad de que se encuentran en el cronograma de Perforación entre los años 4 y 5 luego de la fecha en que se realiza la estimación. El compromiso de perforación para los próximos años se sustenta no sólo en la existencia de planes de desarrollo acordados en conjunto con los socios sino también en el registro histórico de las inversiones ya realizadas en estos yacimientos.

Conclusiones:

- La Monografía 3 del SPEE permite, cuando los requisitos se cumplen, proponer Reservas Probadas No Desarrolladas mediante una metodología estadística y el concepto de Resource Play que superan en volumen lo que se puede proponer con la guía de 1 espaciamiento
- La metodología estadística requiere de un número elevado de pozos que inhabilita el método para las etapas temprana e incluso intermedia de un desarrollo de hidrocarburos no convencionales
- El método estadístico es aplicable a través de los límites de distintas áreas de concesión siempre y cuando se mantengan las analogías geológicas y de ingeniería. Esta posibilidad es de suma utilidad para contar con la cantidad de pozos que la metodología requiere.

Referencias:

SPE, 2018, “*Petroleum Resources Management System*”, SPE, revisión Junio 2018
SPEE, 2011, “Guidelines for the Practical Evaluation of Undeveloped Reserves in Resource Plays”.
Soc. Pet. Eval. Eng..

Acerca de los autores:

Zampieri, Sergio M.

Técnico Superior en Producción de Petróleo y Gas – DGES / CPE - Pcia del Neuquén.

Posición actual (desde 2016):

QRC (Quality Reserves Coordinator) No Convencionales / Portafolio y Reservas – YPF S.A.

2013-2016 Líder Reservorios Operativo Area Loma Campana, YPF S.A.

2011-2013 Ing. Reservorios Operativo Area Loma Campana YPF S.A.

2009-2011 Ing. Reservorios Loma La Lata YPF S.A.

1999-2009 Técnico Reservorios Loma La Lata YPF S.A (subcontratado por DIPET SRL)

1995-1999 Técnico de Reservorios RDLS YPF S.A (subcontratado por DIPET SRL)

Abella, Fernando

Ingeniero en Petróleo - Universidad Nacional de Cuyo

2018-Actual Ing. Reservorios -Yac. Gas No Convencional -YPF S.A.

2015-2018 Ing. Reservorios -Yac. No Convencional Loma Campana -YPF S.A.

2006-2015 Ing. Reservorios -Area Puesto Hernández - Medanito – Petrobras Energía SA

2001-2006 Ing. Yacimiento – Piedra Clavada-KK – PAE LLC

1996-2001 Ing. Yacimiento – Las Mesetas-Los Perales – Repsol-YPF

Díaz de Souza, Osvaldo C.

Ingeniero en Petróleo – Instituto Tecnológico de Buenos Aires / MBA IDEA

2018-Actual Líder de Estudios - No Convencionales -YPF S.A.

2016-2017 Gerente de Desarrollo Pre Sal Brasil – BG Group/Shell

2010-2015 Líder de Estudios – No convencionales USA– BG Group

2008-2009 Ing. Reservorios -Mar del Norte UK – BG Group

2005-2007 Ing. Reservorios – Subandino Bolivia – BG Group

2004 Líder de Planeamiento Argentina - Chevron

1998-2003 Ing. Reservorios – Cuencas Neuquina y Austral – PA San Jorge/Chevron

1995-1997 Ing. Perforación e Instalaciones de Superficie – Cuenca GSJ – Amoco

Monti, Luciano J.

Ingeniero Industrial – UBA / Msc in Oil & Gas Exploration and Production - ISE/Heriot Watt U.

2017-Actual Gte de Desarrollo Shale – YPF SA

2013-2017 Líder de Desarrollo Yacimiento Loma Campana -YPF SA

2011-2013 Ing Reservorios Proyecto Vaca Muerta - YPF SA

2005-2011 Ing de Reservorios - Cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Cuyana - YPF SA