

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS EXPLORATORIOS NO CONVENCIONALES: EJEMPLO PARA LA FORMACIÓN VACA MUERTA, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Juan Francisco Pedro Iñigo¹, Alfredo Disalvo², Martín Alarcón¹, Francisco Herrero Clar¹, Diego Solís¹

1: Pluspetrol S.A. jinigo@pluspetrol.net, malarcon01@pluspetrol.net, fherrero@pluspetrol.net, dsolis@pluspetrol.net

2: Consultor Independiente alfredodisalvo4@gmail.com

Palabras clave: Vaca Muerta, No Convencional, Cálculo de Recursos, Evaluación de Proyectos

ABSTRACT

Exploration and development of unconventional resources has dominated Argentinian hydrocarbon activity in the last decade, being the Neuquén Basin and in particular the Vaca Muerta Formation its main objective. However, criteria for volumetric calculations and risk assessments, and the comparison of different projects within this play is complex due to a methodological void. Generally, it can be considered that all the wells that have correctly tested the Vaca Muerta Formation, have produced hydrocarbons, giving a Probability of Geologic Success (Pg) close to 100%, at the basin center. This transforms the geologic risk into a hardly useful variable when defining and comparing unconventional projects. As an alternative we propose the definition of uniform zones regarding reservoir behavior and fluid properties, equivalent to conventional prospects, and to consider as an evaluation parameter the Probability of Economic Success (Pe). Calculation of this Pe will depend on technical variables: productivity, fluid type, fraccability, etc.; as well as economic parameters such as Capital Expenditures (CAPEX) and Operational Expenditures (OPEX), in addition to contractual and fiscal terms. This will allow obtaining a Net Present Value (NPV) for those cases that are economic, and based on this and the Pe, define an Expected Value which will allow selecting the best alternative among comparable projects. Additionally, this methodology can be implemented to assess the number of wells needed in each stage of a phased exploration and development approach, considering the risk that a particular company wants to take.

INTRODUCCIÓN

La exploración y desarrollo de los recursos no convencionales en la Argentina, ha mostrado un incremento constante a partir del año 2010, constituyendo actualmente la principal actividad de la mayoría de las empresas petroleras que operan en el país (Fig. 1a). Es en este contexto que hoy la producción no convencional de gas representa un porcentaje similar a la producción convencional en el ámbito de la Cuenca Neuquina (Fig. 1b); mostrando además una proyección a futuro que implicaría un cambio en la matriz energética, pasando de un país importador a un

país exportador de energía. En este marco la Formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina constituye el principal objetivo de la exploración y desarrollo no convencional; sin embargo, debe destacarse la existencia de otros posibles plays no convencionales como la Formación D-129 en la Cuenca del Golfo San Jorge o las facies generadoras cretácicas de la Formación Inoceramus en la Cuenca Austral, que se encuentran en una etapa temprana de conocimiento.

Asociado al aumento de proyectos exploratorios no convencionales, aparece la necesidad de evaluación de este tipo de oportunidades, incluyendo estimación de riesgos, volúmenes, indicadores económicos y otras variables que permitan validar si la hipótesis de desarrollo tiene sentido y también seleccionar las mejores oportunidades dentro de un portafolio. Sin embargo, a diferencia de los proyectos exploratorios convencionales que poseen una metodología de evaluación ampliamente difundida y aceptada (Rose 1987), existe un vacío metodológico para la evaluación de proyectos no convencionales. Tal vez el ejemplo más claro respecto a las diferencias entre ambos tipos de proyectos lo constituye la identificación de un prospecto y la estimación de su chance de éxito geológica o Pg, definida como la chance de que, perforando un pozo exploratorio, encontremos un reservorio que al realizar una prueba de producción permita obtener un flujo sostenido por un tiempo determinado (Rose 1987). La Pg es un factor crítico en la evaluación y toma de decisiones de prospectos convencionales; sin embargo, este mismo concepto carece de sentido cuando se lo intenta aplicar a proyectos no convencionales con un cierto grado de madurez exploratoria, como la Formación Vaca Muerta. Para comenzar, la individualización de un prospecto en una acumulación de tipo continua (Schmoker 1995) no resulta evidente, debido a que no hay una definición de la trampa, la roca madre y el reservorio están en contacto uno con otro o son el mismo elemento, y presentan gran continuidad areal.

Por otro lado, la chance de éxito geológica (Pg) para un pozo con este objetivo se encontrará en un valor cercano al 100%. Es por esto que debemos entender que la posibilidad de su desarrollo económico es el riesgo real de este tipo de proyectos (Rose 2001). Es importante mencionar que en una acumulación no convencional donde la estadística a la fecha no es tan amplia como podría ser la Fm. La Luna en el Valle Medio de Magdalena en Colombia, o la misma Fm. Vaca Muerta en zonas menos desarrolladas de la Cuenca Neuquina, existen factores geológicos que deben ser considerados (carbono orgánico total-COT, madurez térmica, GOR, tipo de kerógeno, espesor, porosidad, etc.) a fin de realizar un análisis de riesgo y definir una Pg dada la incertidumbre existente (Rose 2022). Sin embargo, consideramos estos factores solo son aplicables en zonas donde el conocimiento del play es muy limitado.

A fin de subsanar este vacío metodológico, los objetivos aquí propuestos son los de generar un flujo de trabajo que permita evaluar la probabilidad de éxito económico para la exploración/ desarrollo de recursos no convencionales, separando regiones de características homogéneas respecto a variables geológicas. Además, esta metodología permite definir el mínimo de pozos necesarios previo a tomar la decisión de invertir en el desarrollo del prospecto o área (FID, *Final*

Investment Decision) dentro de un determinado rango de incertidumbre, mediante la identificación de puntos críticos en la toma de decisión. Finalmente, esta metodología permite además comparar entre distintos proyectos definiendo cuál de ellos resulta más atractivo.

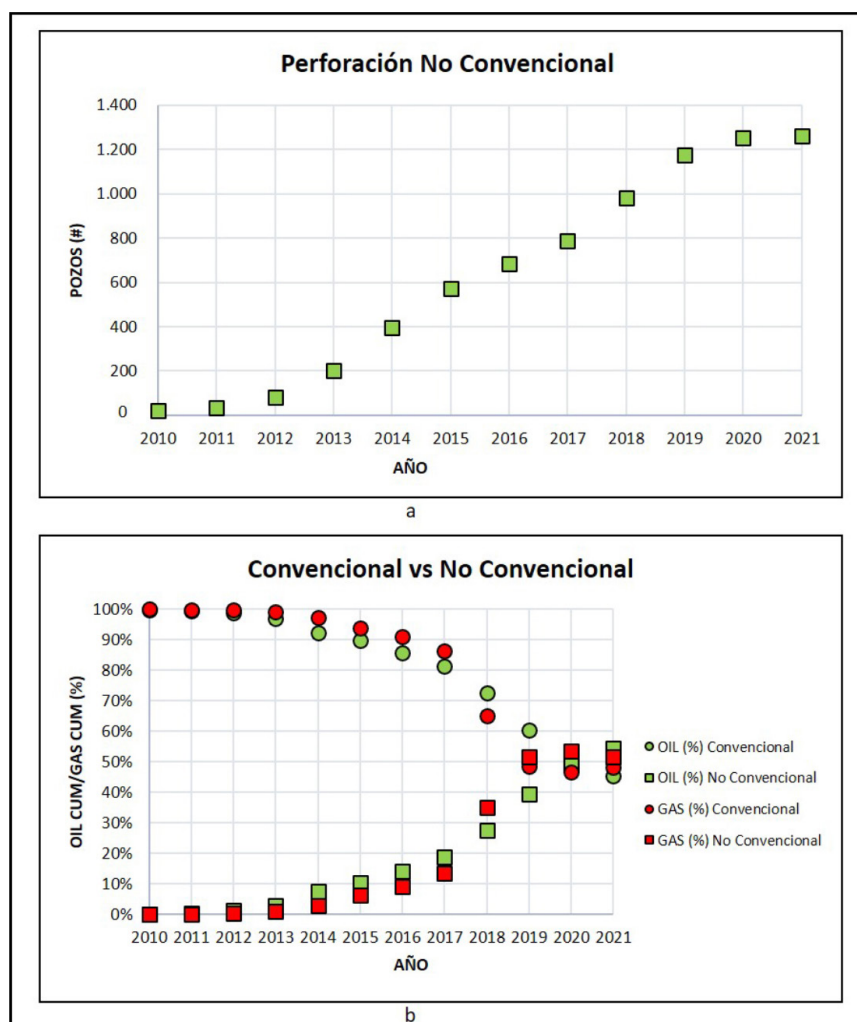


Figura 1. a. Historial cumulativo de perforación de pozos no convencionales en la Cuenca Neuquina desde 2010. b. Comparativa porcentual de producción de gas y petróleo convencional y no convencional desde 2010 en la Cuenca Neuquina. Capítulo IV Secretaría de Energía.

MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca Neuquina está limitada por el macizo Norpatagónico al S, la Sierra Pintada al N y la Cordillera de los Andes al W, presenta una geometría triangular y contiene una secuencia Mesozoica-Cenozoica de por lo menos 7 km de espesor (Vergani *et al.*, 1995) (Figura 2a). Presenta variados estilos estructurales que responden a una historia evolutiva controlada por la superposición

de al menos tres cuencas regidas por mecanismos de subsidencia diferentes (Howell *et al.*, 2005). Esta evolución se desarrolla desde el Mesozoico al Cenozoico abarcando unos 220 m.a. En la Figura 2b se muestra un esquema estratigráfico idealizado del centro de la cuenca, con los tres ciclos tectónicos y las formaciones o unidades litoestratigráficas más comunes (según Brisson y Veiga 1999).

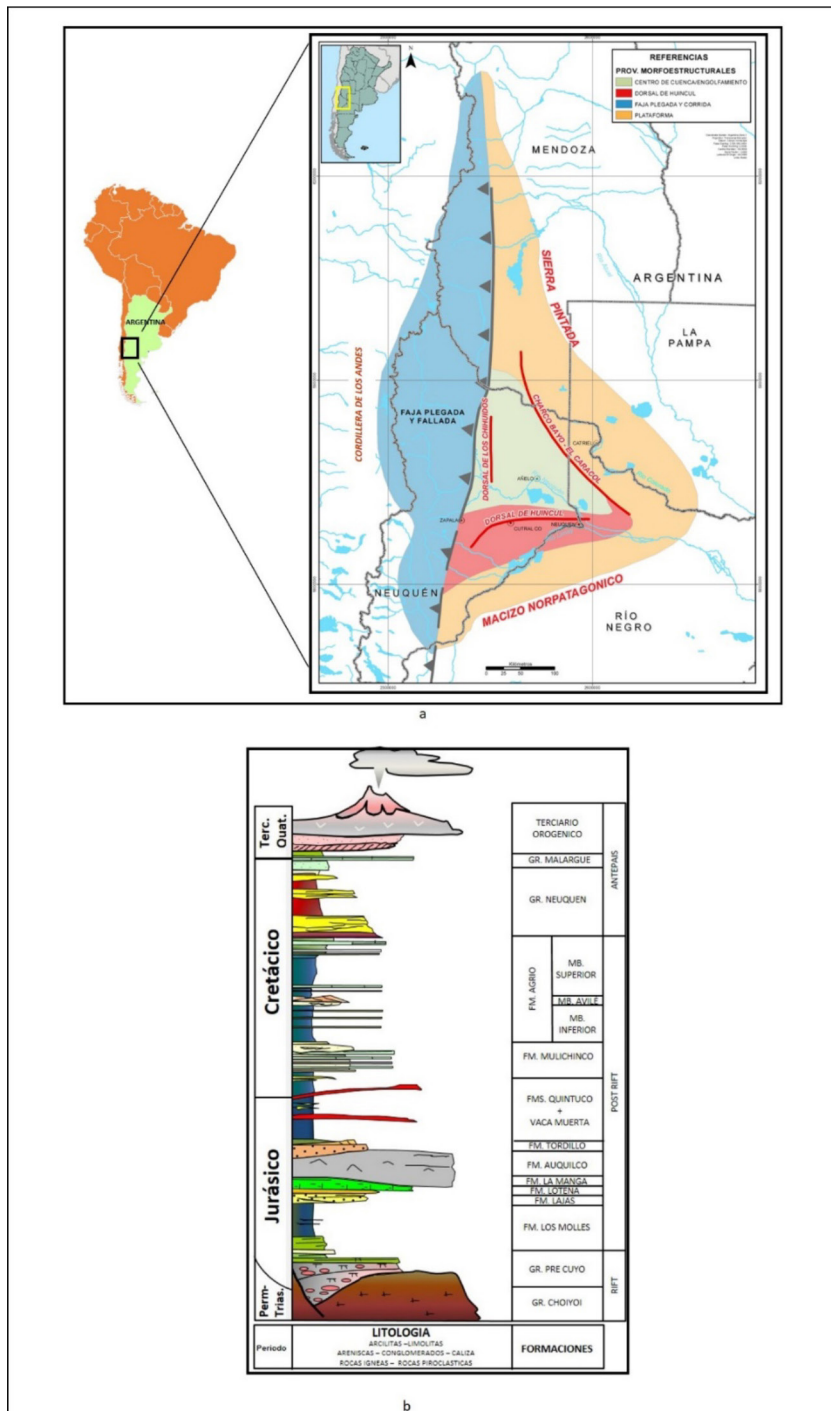


Figura 2. a. Ubicación de la cuenca Neuquina y principales rasgos morfo estructurales b. Columna geológica para la zona central de la Cuenca Neuquina (Modificado de Brisson y Veiga 1999).

Dentro de este contexto la Formación Vaca Muerta depositada entre el Tithoniano y el Valanginiano superior, está formada por sedimentos finos de rocas marinas, en general pelitas negras, margas y micritas con delgados niveles intercalados de areniscas muy finas y tobas. Presenta alto contenido de COT (Carbono Orgánico Total) pudiendo alcanzar en su base valores cercanos al 12%. Tiene un espesor mayor a 500 m en el centro de la cuenca, decreciendo a valores de unos pocos metros en los bordes. Su límite inferior está dado mayormente por una paraconcordanza con la Formación Tordillo, mientras que su límite superior es transicional con la Formación Quintuco. Internamente presenta un arreglo progradacional que de acuerdo a Mitchum & Uliana (1982 y 1985) puede dividirse en diez secuencias de tercer orden en un arreglo general transgresivo/regresivo y con una geometría interna dada por clinoformas (Figura 3a). Desde un punto de vista paleoambiental cada una de estas progradaciones corresponde a ambientes de plataforma carbonática interna, talud y sedimentos abisales (Figura 3b). Geográficamente se extiende por más de 60,000 km² pero solo la mitad de este área tendría potencial como reservorio no convencional.

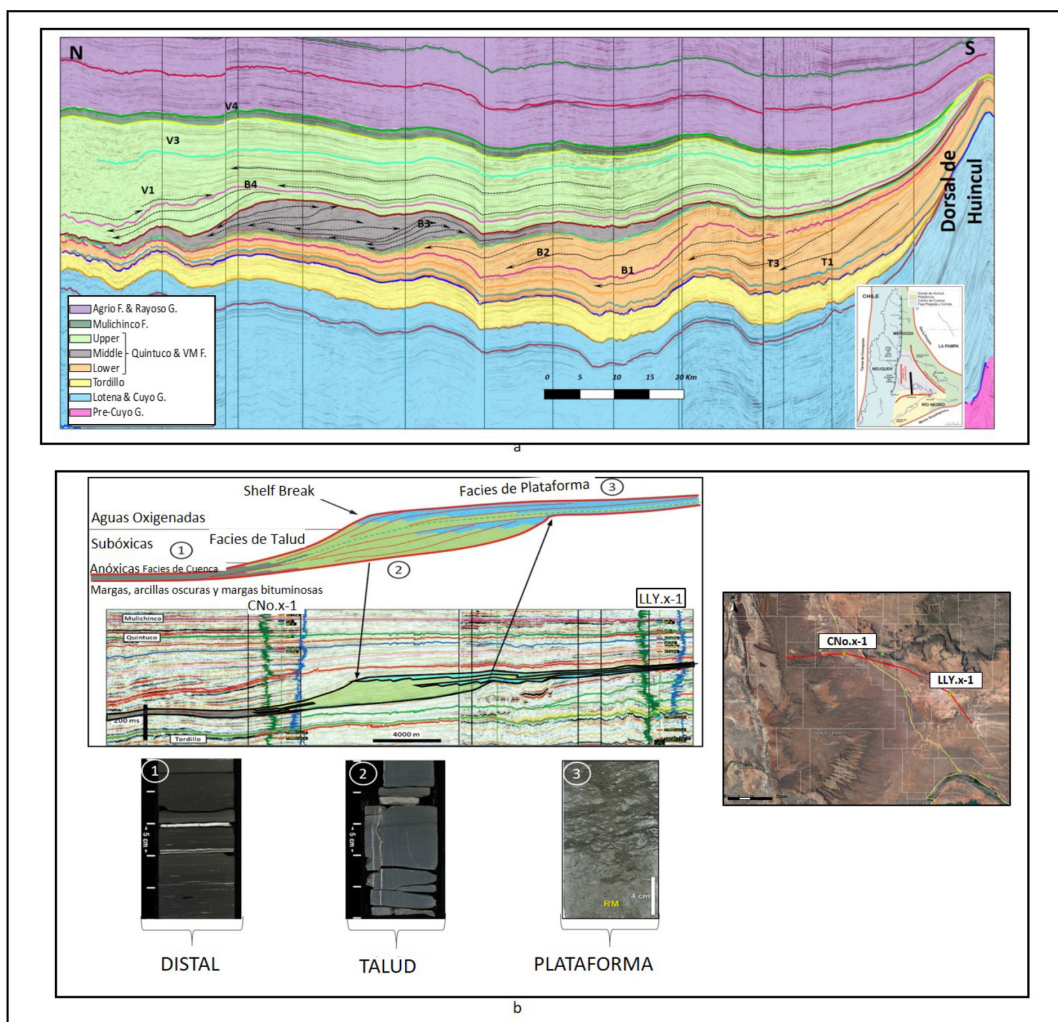


Figura 3. a. Configuración estratigráfica del Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta y Quintuco) b. Caracterización facial y paleoambiental para la Fm. Vaca Muerta (Modificado de Pose *et al.*, 2014).

METODOLOGÍA Y DISCUSIÓN

La metodología presentada en este trabajo está dada por una serie de pasos concatenados.

Un primer paso consiste en la definición de zonas geográficas, que serían equivalentes a lo que entendemos por prospectos en acumulaciones de tipo convencional. Las zonas a analizar deben ser lo más uniformes posible respecto a sus propiedades geológicas (contenido de materia orgánica, presión poral, cantidad de niveles de navegación, madurez térmica, régimen local de estrés, contexto estructural, etc.) (SPEE Monograph 3, 2011). La inversión sísmica simultánea constituye una herramienta excelente para discretizar y agrupar las regiones con parámetros semejantes (Kautyian *et al.* 2018; Muzzio y Maria 2019; Maria *et al.* 2022). Dentro de cada una de estas zonas una serie de parámetros asociados a un desarrollo no convencional deben ser asumidos en una primera instancia a fin de poder emplear esta metodología; estos incluyen: número de niveles de navegación a desarrollar (*landing levels*), longitud de rama en desarrollos horizontales, espaciamiento entre pozos, costos asociados a perforación, terminación y facilidades, costos operativos, número de equipos de perforación con los que se realizará un potencial desarrollo, precio de venta de gas y precio de venta de petróleo, etc. Estos parámetros y los costos podrán optimizarse iterativamente a medida que se cuente con más información del proyecto o en zonas cercanas y análogas.

Una vez definidas las zonas, el siguiente paso consiste en definir una Distribución Probabilística de Pozos Tipo (TWD, *Type Well Probabilistic Distribution*) para cada zona particular, considerando características uniformes (fluido a ser producido, relación gas/petróleo, presión poral, etc); estos datos deben estar basados en análogos cercanos que cuenten con historia de producción. Se considera que como mínimo se debe contar con información de al menos 5 pozos. Sin embargo, es importante destacar que una mayor cantidad de pozos reducirá sensiblemente la incertidumbre.

En caso de que el área a ser evaluada se encuentre en una etapa temprana de exploración, y no se cuente con datos cercanos pueden tomarse análogos a nivel global considerando similitudes en cuanto a las variables previamente definidas. Para estos casos, se debe ampliar la distribución en el rango de los parámetros de los pozos tipo, extendiendo los mínimos y máximos de productividad y tipo de fluidos tal que refleje la incertidumbre existente.

La Figura 4 constituye un ejemplo de TWD para tres zonas geográficas dentro de la extensión de la Fm. Vaca Muerta. En cada una de ellas varía tanto la relación de producción entre hidrocarburos líquidos y gaseosos (GOR, *Gas to oil ratio*), como los valores de presión poral iniciales y por ende el potencial de producción. En base a esto, para cada una de estas zonas se obtiene pozos tipo (P90, P50 y P10), que reflejan parámetros máximos, promedio y mínimos de GOR y producción final acumulada. Las distintas zonas presentan una variación en el nivel de certidumbre en base al control existente de zonas cercanas o análogas; se considera que las optimizaciones en cuanto a diseño de fractura y costos de perforación han sido alcanzadas en aquellos análogos que cuenten

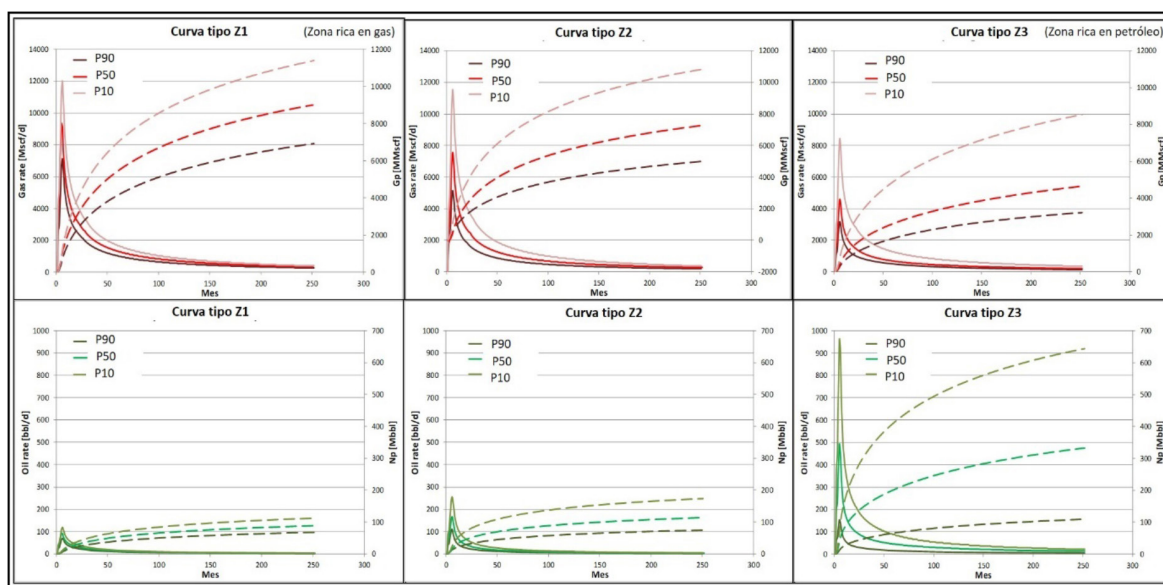


Figura 4. Type Well Probabilistic Distribution (TWD) para pozos de 2000 m de rama horizontal y definidas para tres Zonas geográficas (Z1, Z2 & Z3) dentro de la Cuenca Neuquina con distintas presiones & valores de GOR. Las curvas llenas representan historia de producción, mientras que las curvas punteadas corresponden a la producción acumulada.

con una cantidad de pozos estadística. En los casos en que la información de análogos sea limitada y la incertidumbre sea mayor, estas optimizaciones podrían incluirse de forma determinística o estocástica.

Un segundo paso consiste en realizar una evaluación económica inicial, definiendo los Costos de Capital (*Capital Expenditure*, CAPEX) y Costos Operativos (*Operation Expenditure*, OPEX) de un potencial desarrollo. Como fue dicho, este cálculo estará basado en costos conocidos en zonas o yacimientos análogos dentro de la región que se está estudiando y por ende se considera un costo de desarrollo optimizado.

El tercer cálculo en la evaluación radica en convertir el volumen final recuperable por pozo (EUR) de la distribución de pozo tipo (TWD) obtenida en el punto anterior, a Valores de Corte Económico (BEP, *Break Even Price*) (Figura 5) expresado en este ejemplo en dólares por millón de BTU; en caso de evaluar una oportunidad donde el petróleo constituye el principal fluido a ser recuperado el BEP deberá ser expresado como dólares por barril. El BEP expresa el valor a partir del cual un pozo resultará económicamente rentable. De acuerdo al EUR y al tipo de fluido producido y considerando los CAPEX y OPEX definidos en el punto anterior, se obtendrán distintos rangos de BEP por Zona. En un ejemplo donde el mercado de petróleo es más valioso que el mercado de gas, si consideramos los mismos costos, un pozo con igual EUR en BOE y con mayor GOR, será menos rentable desde un punto de vista económico y tendrá un BEP mayor, que un pozo que tenga mayor producción de líquidos con respecto al gas (figuras 4 y 5). Tomando en cuenta un precio de venta de gas y petróleo (en nuestro ejemplo gas en USD/MMBTU) puede definirse un

Valor Umbral de Corte (BET, *Break Even Threshold*), este valor definirá una probabilidad de casos de éxito económico para cada una de las Zonas, representada por todos aquellos casos donde el BEP sea menor al BET. La Figura 5 muestra una distribución de BEP para 3 zonas que poseen distintos valores de EUR y GOR. La Zona 1 presenta un P80 de casos con BEP menor al BET definido, es decir que el 80% de los casos serán económicos. La Zona 2 presenta el valor de corte en P59, indicando que el 59% de los casos serán económicos; mientras que en la Zona 3 el corte se encuentra en el P63, o sea el 63% de los casos son considerados económicos. Puede observarse en la Figura 4 que los pozos de la Zona 3 son los que presentan una mayor incertidumbre respecto de EUR y GOR debido a un menor control estadístico y por encontrarse en una posición menos conocida del play. Esta incertidumbre está representada por una mayor relación entre el P90 y el P10; asociado a esto se obtiene una mayor dispersión de los BEP (Figura 5). Se observa que los pozos tipo P10 de la Zona 3 (Figura 4 y 5) presentan un *Break Even Price* cercano a cero y resultaran económicos, aun considerando BET muy bajos, debido a la alta producción de líquidos asociada. Contrariamente, en la misma zona para el pozo tipo P90 (ver Figura 4 y 5) resultará casi imposible alcanzar casos económicamente positivos aún con un incremento en el precio de venta del gas.

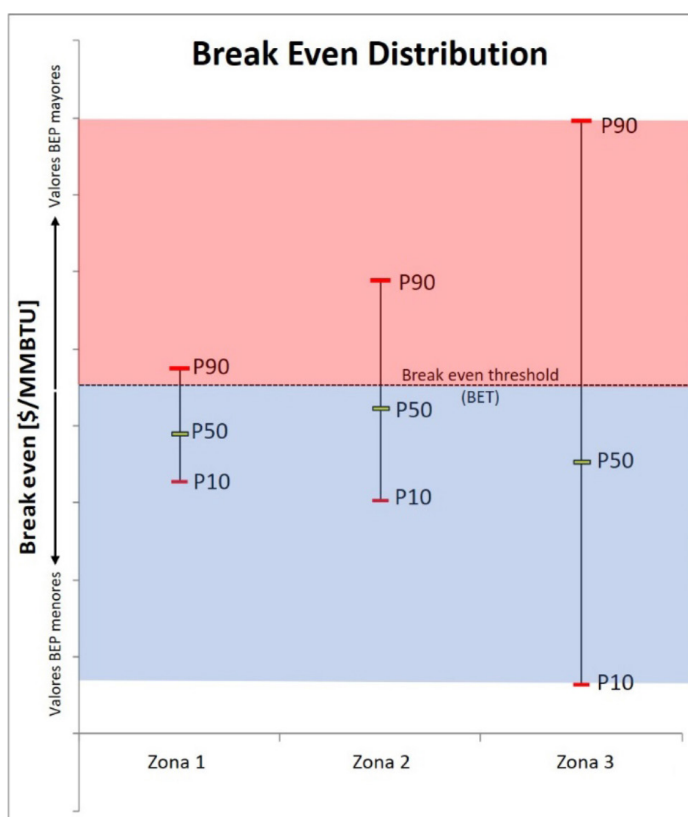


Figura 5. Probabilistic Break Even Price Distribution (BEP) y casos económicos por Zona asociados a Precio de Venta de Gas, considerado como Valor Umbral de Corte (BET). El rectángulo rojo define los pozos que resultarán no económicos, mientras que el azul aquellos que si lo serán. La distribución de Break Even Price es obtenida a partir de las distribuciones de EUR y GOR de la Figura 4.

Como vimos en el punto anterior, considerando un BET podremos definir a partir de qué percentil del EUR los pozos se vuelven económicos; este percentil es considerado como la Probabilidad de Éxito Económica P_e (80% en Zona 1, 59% en Zona 2 y 63% en Zona 3). El paso siguiente consiste en truncar la Distribución Probabilística de Pozos Tipo representados como distribución de BEP (Figura 5) para considerar sólo aquellos pozos económicos.

Para realizar este paso, en cada una de las zonas analizadas la distribución de BEP (Fig. 5) es ajustada a una Log Normal. La Figura 6a constituye un ejemplo de este análisis para todos los casos considerados en la Zona 2. Luego la distribución es truncada por encima del BET a fin de considerar únicamente los casos exitosos, ya que no proseguiremos con un desarrollo en el cual los pozos perforados resulten antieconómicos (Fig. 6 b, casos económicos representados en azul).

Un siguiente paso consiste en reconvertir la distribución de Valores de Corte Económico (BEP) a valores de EUR (Fig. 6 c) en base a las asunciones realizadas previamente. Finalmente, la distribución de EUR obtenida considera únicamente los pozos que presentaran un EUR económico o *Break Even Volume* (BEV) (Fig. 6 d). En base a esto, obtendremos un nuevo pozo tipo, correspondiente al P_{mean} o promedio de la distribución truncada (Fig. 6d).

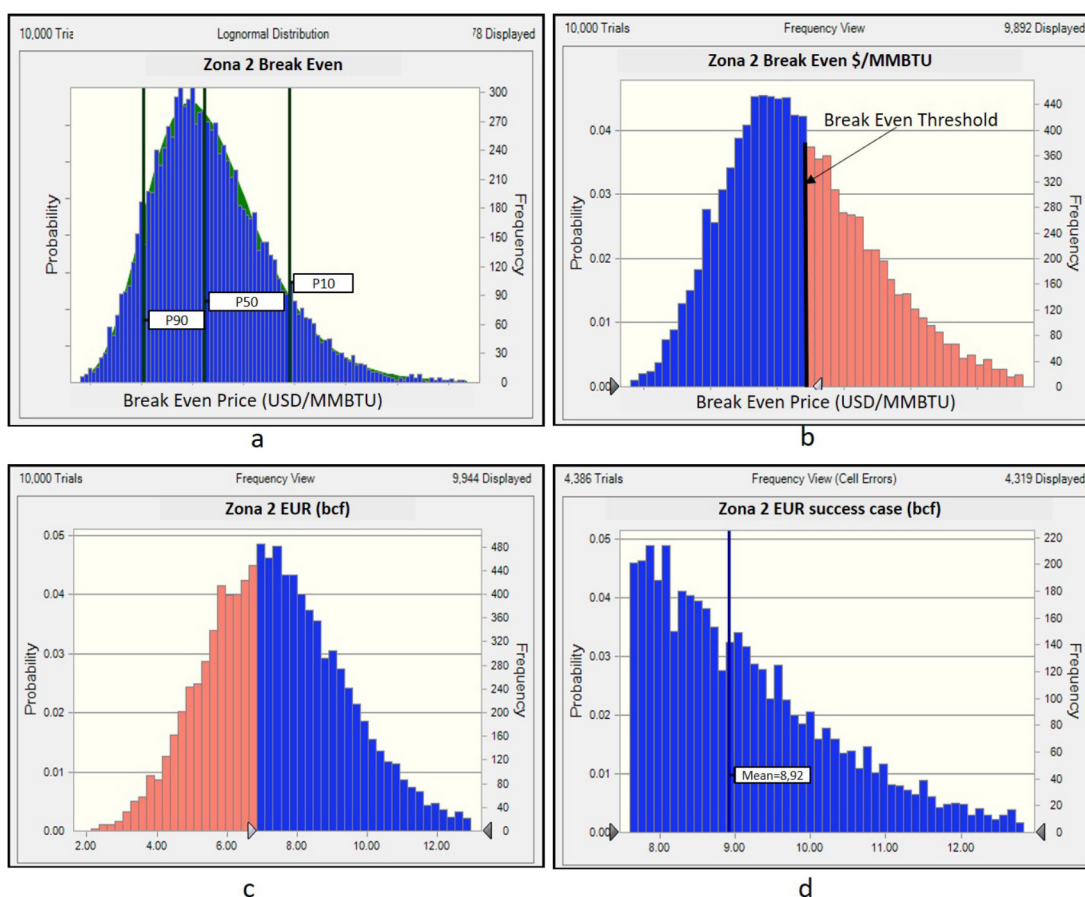


Figura 6. a. Distribución Lognormal de Valor de Corte Económico (BEP). b Truncamiento de distribución de BEP por economicidad. c Reconversión a EUR equivalente. d. Distribución de EUR de pozos truncada por encima del BEV.

El flujo continúa con la generación de un pronóstico de producción, utilizando las premisas previamente definidas para el área estudiada, y considerando el valor de pozo P *Mean* de la distribución TWD truncada (Fig. 6d y 7). Esto permitirá realizar una nueva evaluación económica, y definir una serie de parámetros que nos indicarán las virtudes del proyecto, incluyendo: el Valor Presente Neto (NPV, *Net Present Value*), la Tasa Interna de Retorno (IRR, *Internal Rate of Return*), etc. No es el objetivo de este trabajo definir cada una de estas variables, para comprender el significado e importancia de las mismas se recomienda la lectura de Newendrop & Schuyler, 2013 y Mian, 2011a. Adicionalmente, en base al pozo tipo truncado, el área disponible, y el número de landings a desarrollar se definirán los recursos de Gas y Petróleo prospectivos. A fin de validar los volúmenes de hidrocarburos recuperables especialmente los que se encuentran en el rango mayor de la curva (P10), se pueden considerar los volúmenes *in situ* calculados y aplicar un factor de recobro típico de acumulaciones no convencionales, tal que los resultados de ambos métodos presenten valores en el mismo orden de magnitud. Sin embargo, se debe mencionar que tanto los volúmenes *in situ* como los valores de factor de recobro presentan un grado de incertidumbre tan alto que podrían limitar la validez de esta comparación.

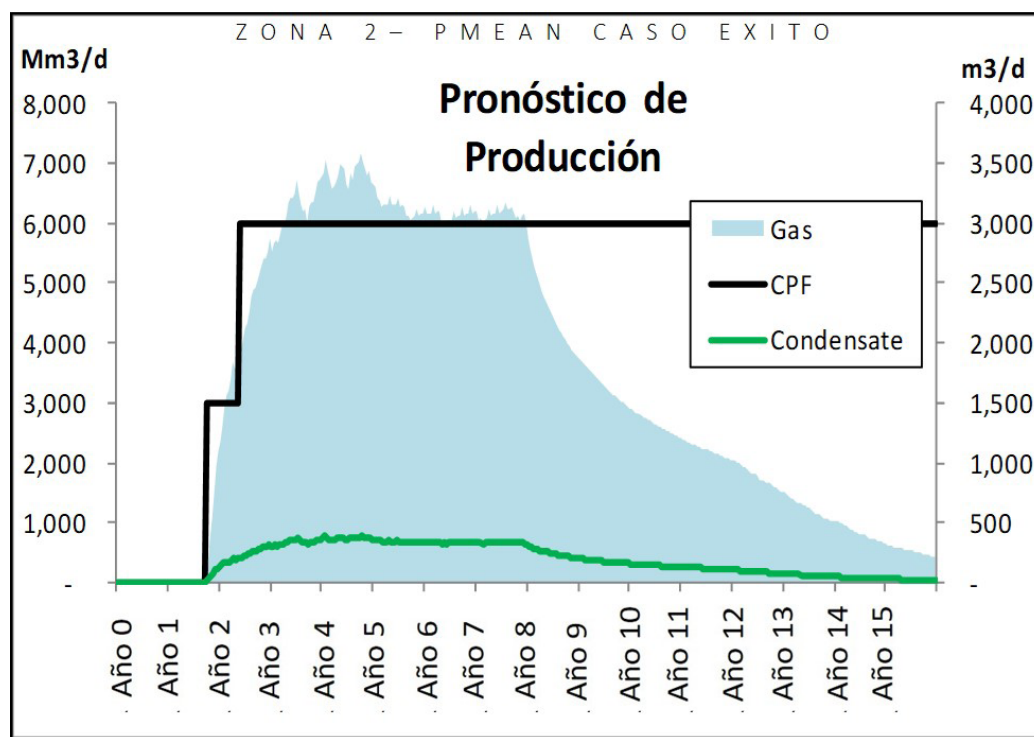


Figura 7. Asumiendo un escenario de producción de largo plazo para el caso PMean pueden obtenerse una serie de variables que definirán las características económicas del proyecto. La CPF (Central Production Facilities) define un desarrollo modular donde el primer escalón responde a las early production facilities o un primer módulo para luego pasar a un full development.

Un siguiente paso en nuestra metodología de evaluación consiste en calcular el Valor Esperado (EV, *Expected Value*). Esta variable constituye un indicador fundamental de cualquier evaluación,

ya que de presentar valores positivos indicará que el proyecto podría realizarse y con valores negativos sugiere que el mismo tiene chances de destruir valor económico (Rose, 2001, Mian 2011b).

El EV se define como:

$$EV = (ECOS * NPV) - (ECOF * \text{Costo de Fracaso})$$

En nuestro caso la ECOS (chance de éxito económico) corresponde al Pe (Percentil de Éxito Económico) obtenido al truncar la distribución de pozos por economicidad (Porcentaje de pozos con BEP menor a BET, ver Figura 5), mientras que el ECOF (chance de fracaso económico) se define como 1-ECOS. El Costo de Fracaso se asocia a la inversión necesaria para la definición de economicidad del proyecto, esto puede considerarse como la perforación y ensayo de sólo un pozo, o la perforación y ensayo de un piloto de producción, cualquiera sea su número de pozos, que nos permitan ajustar estadísticamente las producciones obtenidas dándonos un grado mayor de certeza. Es importante destacar que el EV nos permitirá comparar proyectos de similar magnitud de inversión. La Figura 8 muestra cómo se calcula el EV en cada una de las zonas de nuestro ejemplo. Las variables A, B y C representan el NPV Éxito de cada zona, mientras que la variable Y asociada al NPV del fracaso es asumida como constante en las tres zonas. Los valores porcentuales 0.8, 0.59 y 0.63 representan el Pe obtenido previamente para cada zona.

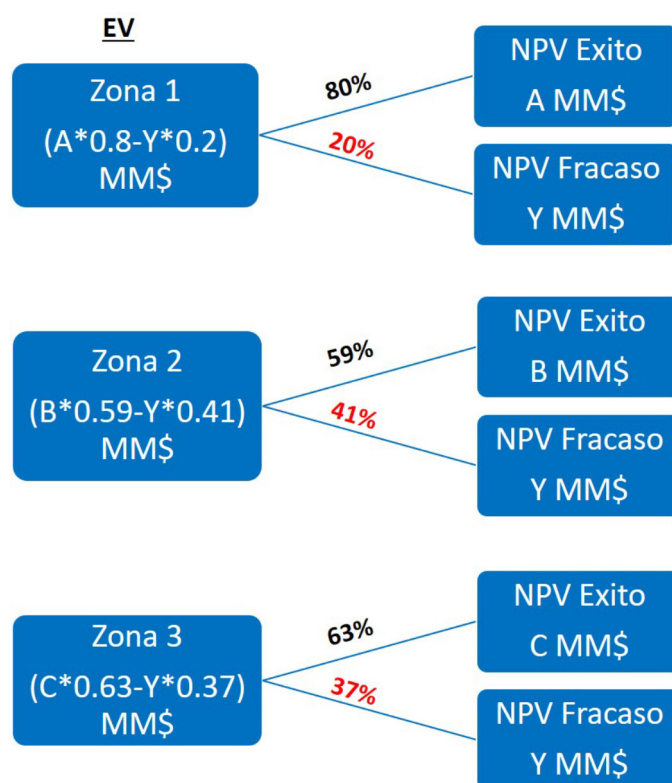


Figura 8. Cálculo de EV para cada una de las Zonas en base a Pe y NPV. A, B y C corresponden al NPV de cada Zona, mientras que Y representa el costo de fracaso asumido como constante en las tres zonas.

Una vez calculado el EV de cada zona, es posible sensibilizar este valor ante distintas variables, de las cuales el precio de venta sea probablemente la más importante. La Figura 9 muestra cómo varía el EV de la Zona 2 en función del precio de venta del gas. Es importante mencionar que, para poder calcular la curva, la TWD debe ser truncada en un punto distinto para cada valor de precio. Es decir que la chance de éxito P_e y el valor de la rama del éxito NPV cambian para cada punto de la curva.

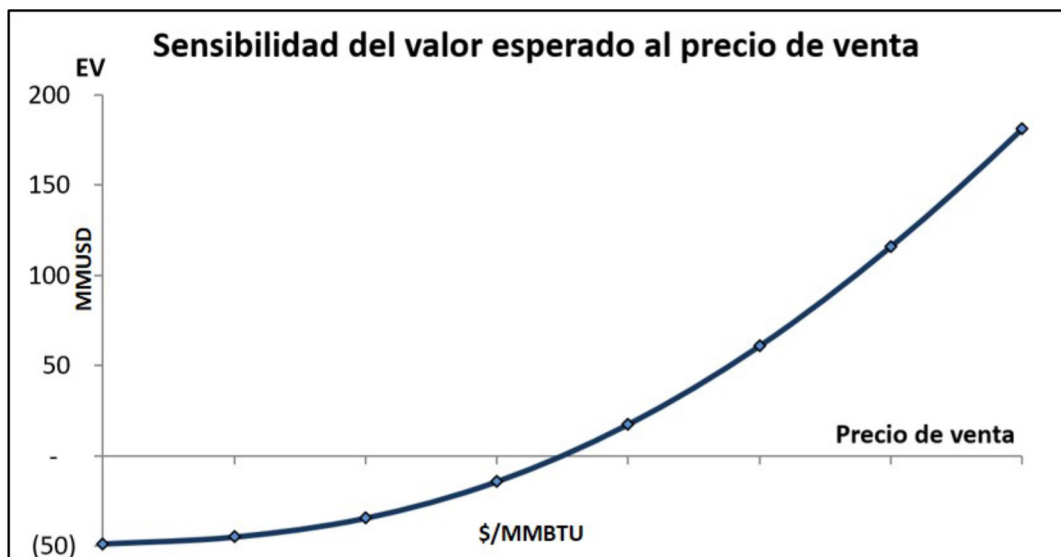


Figura 9. Curva de sensibilidad de EV en función del precio, mostrando como el EV varía de manera no lineal respecto al precio de venta del fluido.

De la Figura 9 puede observarse que existe un precio breakeven del proyecto exploratorio (cuando la curva de EV cruza el eje de las abscisas), este no debe confundirse con el breakeven en la rama del éxito (BET Figura 5) que suele ser más bajo dado que el mismo no está afectado por la multiplicación de la chance de éxito económico P_e . El *breakeven* del proyecto exploratorio debe interpretarse como el precio mínimo al que se justifica realizar la inversión exploratoria para adquirir información. Si nuestro precio de venta está por debajo de este valor, implica que el premio y la chance de éxito no son suficientes para justificar la adquisición de la información.

También puede observarse en la Figura 9 la no linealidad de esta sensibilidad. El origen de este comportamiento tiene que ver con la opción de decidir si aprobar o no el proyecto de desarrollo en función de los resultados obtenidos en la exploración y el contexto de precios en ese momento.

Por último, debemos mencionar que generalmente un pozo exploratorio no es suficiente para obtener un muestreo estadístico del EUR. En base a esto, la metodología debe ser refinada luego de haber perforado y terminado una cantidad de pozos, cuyo número dependerá tanto de los resultados obtenidos como del riesgo que asuma cada compañía. La metodología expuesta hasta aquí, aplica al caso más simple en el que luego de una fase exploratoria se decide si aprobar

o no el proyecto de desarrollo. En la práctica suele suceder que se plantean varias fases sucesivas de adquisición de información antes de tomar la decisión de un desarrollo total del área (*full field development*). Estas incluyen pilotos de producción y fases tipo *early production*. La cantidad de pozos suele ir creciendo en cada una de estas etapas ya que el riesgo está más acotado por la información adquirida en las anteriores. El análisis propuesto en este trabajo puede adaptarse a esquemas exploratorios más complejos generando un árbol con fases sucesivas, donde el éxito de una fase es seguido por las ramas de éxito o fracaso de la siguiente (Fig. 10).

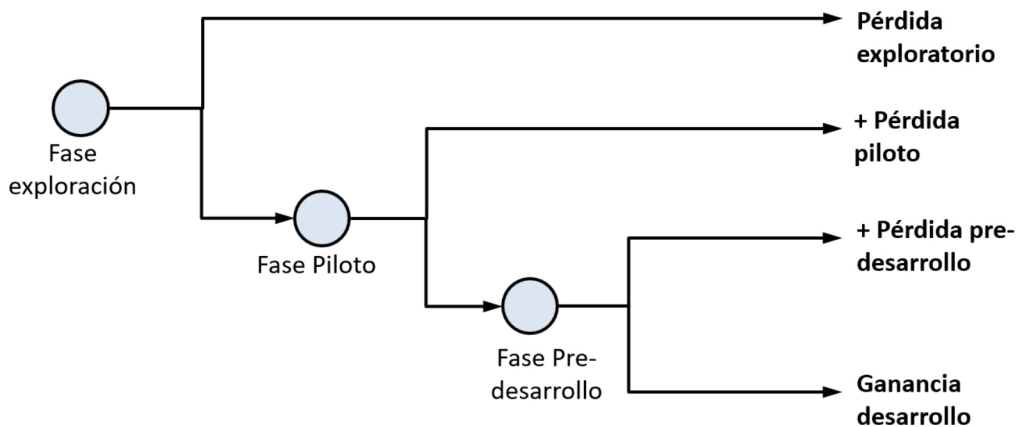


Figura 10. árbol de decisión por fases sucesivas donde cada nodo define un punto de decisión que tendrá un costo y un riesgo asociado. Un caso común está dado por la perforación y terminación de 1 pozo exploratorio, seguido por la perforación y terminación de 6 a 12 pozos horizontales considerados como una fase piloto.

A fin de realizar este análisis, se debe definir la cantidad de pozos que se perforarán en cada fase y los criterios de decisión para pasar a la fase siguiente; estos pueden definirse con métodos estadísticos en función del riesgo que la compañía esté dispuesta a asumir. Una herramienta que pretende ayudar en la toma de esta decisión se basa comparar el resultado de la muestra obtenida con el mínimo económico y analizar qué tan significativa es esa diferencia en función del tamaño muestral.

Para esto debemos comprender que la performance de los pozos es caracterizada con una distribución de probabilidad de media μ y desvió estándar σ . Lo que determinará finalmente la economía del proyecto es la media μ , ya que en un desarrollo aquellos pozos que estén por encima de la media se compensarían con los que estén por debajo. Ahora bien, μ es un parámetro que desconocemos cuando iniciamos la exploración y que iremos acotando a medida que vayamos incorporando información de pozos nuevos. Su valor exacto sólo lo conoceremos cuando terminemos el desarrollo. Mientras tanto, contaremos con el valor de $\bar{X}$, la media muestral, que se calcula haciendo el promedio de los pozos obtenidos hasta el momento. Si bien esta media muestral $\bar{X}$ nunca coincidirá con el valor de μ exactamente, es probable que se acerque más a él cuanto más pozos hayan en la muestra y menor sea la dispersión σ .

En definitiva, lo que se busca responder es cuál es el grado de confianza de que la media μ sea mayor al pozo mínimo económico, dado por un determinado *Break Even Volume* (BEV) en BCF o MMBO (ver Fig. 6). Estadísticamente, esto puede resolverse planteando la hipótesis inversa, es decir que la media sea menor o igual al BEV y analizar si los resultados de la muestra permiten rechazar esta hipótesis con un nivel de confianza determinado (Jensen *et al.* 2000; García 2010). El criterio de rechazo de la hipótesis se da cuando

$$\bar{X} > BEV + \frac{S}{\sqrt{n}} * t_{n-1, 1-\alpha}$$

donde $\bar{X}$ y S son la media y desvío estándar muestral respectivamente, n el tamaño de la muestra y $t_{n-1, 1-\alpha}$ el fractil de la distribución *t-student* de $n-1$ grados de libertad y α nivel de confianza. Por ejemplo, en una muestra de 5 pozos si el nivel de confianza requerido es del 80%, entonces $t_{n-1, 1-\alpha}$ es igual a 0,94. Si el *BEV* fuera de 5 BCF y S de 2 BCF entonces el criterio para rechazar la hipótesis planteada sería que $\bar{X}$ estuviera por encima de 5,8 BCF. Si esto ocurre, el proyecto pasa a la siguiente fase.

Tal como lo indica la fórmula anterior, a mayor tamaño muestral es necesaria una menor diferencia entre $\bar{X}$ y el *BEV* para rechazar la hipótesis y pasar a la siguiente fase. La Figura 11 ilustra este concepto. En el eje de ordenadas se grafica la diferencia, entre $\bar{X}$ y el *BEV*, mientras que el eje de abscisas representa la cantidad de pozos incluida en la muestra. Las curvas representan los criterios para pasar a la siguiente fase en función del nivel de confianza requerido.

A modo de ejemplo la Figura 11 ilustra el caso de un proyecto de 3 fases de adquisición de información previas al lanzamiento del desarrollo. Una fase exploratoria de 1 pozo, un piloto de 9 pozos y un pre-desarrollo de 20 pozos. Se ha definido previamente un nivel de confianza del 30% para pasar de la fase exploratoria al piloto, 60% para pasar del piloto al pre-desarrollo y 80% para lanzar el desarrollo de toda la zona (*full field*). El nivel de confianza requerido se incrementa entre cada fase ya que el capital a riesgo es mayor en cada una de éstas. La zona en rojo es aquella en la que no puede rechazarse la hipótesis planteada y en consecuencia no se puede concluir que la media μ se encuentre por encima del *BEV* con el nivel de confianza requerido. Si alguna de las fases cae dentro de esta zona se abandonaría el proyecto. De caer en la zona verde, por el contrario, se avanzaría a la fase siguiente.

Es importante mencionar que el eje de ordenadas (Y) de la Figura 11 muestra la diferencia entre $\bar{X}$ y *BEV* dividida por el desvío estándar σ con el fin de estandarizar la gráfica. Esto permite el uso generalizado de este gráfico para cualquier proyecto ya que queda independizada de los parámetros de un proyecto en particular.

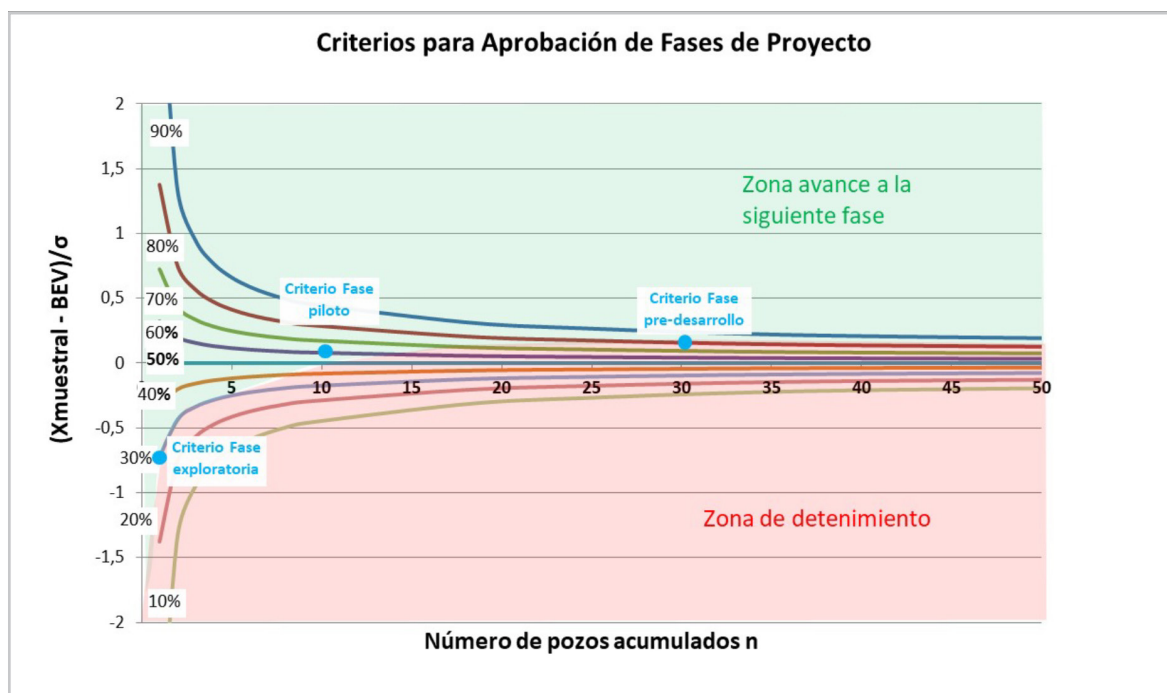


Figura 11. Esquema de criterio para la toma de decisión en base a perforación de pozos e intervalos de confianza. El eje de las ordenadas muestra la diferencia entre $\bar{X}$ y BEV dividida por el desvío estándar σ mientras que el eje de las abscisas indica el número total de pozos perforados. Se destacan tres fases de un proyecto y sus nodos de decisión (Fase Exploratoria, Fase Piloto y Fase Pre-Desarrollo). De acuerdo a la $\bar{X}$ de la muestra analizada respecto del BEV y el grado de confianza se podrá decidir si avanzar o no con el proyecto.

CONCLUSIONES

La exploración y el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en Argentina constituye la principal actividad hidrocarburífera del país en la última década. En este contexto, una gran área de la Formación Vaca Muerta ha probado un alto potencial como reservorio no convencional si es correctamente estimulada. Sin embargo, la distribución de propiedades que definen su productividad (presión poral, niveles de *landing*, tipo de fluido, etc.) es variable y no todos los proyectos tendrán el mismo potencial ni probabilidades de resultar en un proyecto económico.

Con el fin de estimar parámetros que permitan evaluar las condiciones de un proyecto se define una metodología de evaluación tal que permite discretizar zonas geográficas equivalentes a prospectos, y obtener así las principales variables económicas y volumétricas de una zona.

A fin de que el resultado sea válido, las zonas o prospectos a analizar deben ser relativamente uniformes en cuanto a sus propiedades y comparables con los pozos de referencia utilizados. La nobleza de esta metodología es que permite seleccionar la mejor alternativa entre diferentes zonas, basándose en la truncación económica de sus pozos tipo y determinando así el Valor Esperado para cada región homogénea que se quiera explorar.

Por último, esta metodología permite estimar la cantidad de pozos necesarios para realizar una Decisión Final de Inversión en base a un riesgo definido como tolerable para la empresa que lleve adelante el proyecto.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la compañía Pluspetrol S.A. por haber permitido la publicación de este trabajo. A Carlos Macellari e Iván Lanusse Noguera por las valiosas sugerencias aportadas y la lectura crítica del manuscrito original.

REFERENCIAS

- Brisson, I. y Veiga, R. 1999. Gira de campo, Cuenca Neuquina. YPF, informe inédito
- Garcia, R., M., 2010. Inferencia Estadística y Diseño de Experimentos. EUDEBA, Argentina. 736 p.
- Howell, J.A., Schwarz, E., Spalletti, L.A. y Veiga, G.D., 2005. The Neuquén Basin: an Overview. En: The Neuquén Basin, Argentina: a case study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics (Eds. Veiga, G., Spalletti, L., Howell, J. A. and Schwarz, E.), Geological Society of London, Special Publications, v. 252, p. 1-14.
- Jensen, J., Lake, L., Corbett, P., Goggin, D., 2000. Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists. Handbook of Petroleum Exploration and Production, 2. Elsevier, The Netherlands, 338 p.
- Kautyian, A., Spath, F., Santana, T., Dvorkin, J., Mavko, G., Masferro, J.L., 2018 Incertidumbre en la caracterización elástica en la Formación Vaca Muerta y su impacto en la estimación de parámetros petrofísicos. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza, Argentina p.39-54
- Maria, S., Rodriguez, L.G., Herrera, J.M. y Reynaldi, J., 2022. Evolución de un Proyecto No Convencional Greenfield en la Fm. Vaca Muerta, Yacimiento a La Calera, Cuenca Neuquina. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza, Argentina (En Prensa).
- Mian, M.A., 2011a. Project Economics and Decision Analysis. Vol 1. Deterministic Analysis PennWell Corporation, USA . 462 p.
- Mian, M.A., 2011b. Project Economics and Decision Analysis. Vol 2. Probabilistic Analysis PennWell Corporation, USA. 408 p.
- Mitchum, R.M. y Uliana, M.A., 1982. Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico superior y Cretácico inferior de la Cuenca Neuquina, República Argentina: I° Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Conferencias, p. 439-484.
- Mitchum, R. M. y Uliana, M.A., 1985, Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquén basin, Argentina. En: D. R. Berg and D. G. Woolverton, eds., Seismic Stratigraphy II: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration: AAPG Memoir 39, p. 255-274.
- Muzzio, M. E. y Maria, S. 2019, Caracterización sísmica de la Fm. Vaca Muerta en Cuenca Neuquina: cómo aprovechar al máximo la información disponible,

- manejando sus incertidumbres. Análisis Pre y Post-drilling. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza, Argentina p.1-18.
- Newendrop, P. y Schuyler, J., 2013. Decision Analysis for Petroleum Exploration. Planning Press, 606 p.
- Pose, F., Gangui A., Galeazzi, S. 2014. Estratigrafía secuencial del intervalo Quintuco Vaca Muerta en el Engolfamiento Neuquino, Cuenca Neuquina, Argentina. 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de recursos no convencionales: Ampliando el horizonte energético, p. 211-229.
- Vergani, G.D., A.J. Tankard, H.J. Belotti y H.J. Welsink, 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. En A.J. Tankard, R.S. Soruco, y H.J. Welsink (Eds.), Petroleum Basins of South America. American Association of Petroleum Geologists, Special Publication 62:383-402. Tulsa.
- Rose, P.R., 1987. Dealing with Risk and Uncertainty in Exploration: How Can We Improve?: AAPG Bulletin, Vol. 71, No. I, p. 1-16.
- Rose, P., 2001. Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures. AAPG Methods in Exploration Series, No. 12, 164 p.
- Rose, P., 2020. MMRA, Prospect Risk Analysis: Multi-Method Risk Analysis (for oil and gas prospects including the URA estimating method). User Guide, 368 p.
- Schmoker, J. W., 1995. Method for assessing continuous-type (unconventional) hydrocarbon accumulations in W. Schmoker, D.L. Gautier, G.L. Dolton, K.I. Takahashi, K.L. Varnes (Eds.), National assessment of United States oil and gas resources—results, methodology, and supporting data, U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-30, CD-ROM.
- SPEE, Monograph 3, 2011. Guideline for the Practical Evaluation of Undeveloped Reserves in Resource Plays. Society of Petroleum Evaluation Engineers, 44 p.

