



**INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETROLEO Y DEL GAS**

# PRÁCTICA **RECOMENDADA**

---

**PR IAPG-SC-35-2024-00**

---

**Consideraciones técnicas para la  
evaluación de los recursos  
prospectivos de gas natural y  
petróleo de la República Argentina**

## INTRODUCCIÓN

El IAPG solicitó a la Comisión de Exploración y Desarrollo elaborar una práctica recomendada que establezca cuales deben ser las consideraciones técnicas a tener en cuenta para la evaluación de los recursos prospectivos de gas natural y petróleo no convencional.

## OBJETOS

Elaborar una práctica recomendada (PR) que establezca cuales deben ser las consideraciones técnicas a tener en cuenta para la evaluación de los recursos prospectivos de gas natural y petróleo no convencional.

## GRUPO DE TRABAJO

Para avanzar con las PR solicitadas por el IAPG se creó una subcomisión, dependiente de la Comisión de E&D, conformada por:

- 1) Técnicos integrantes de la Comisión de Exploración y Desarrollo de empresas socias del IAPG.
- 2) Universidades: UNLP y UBA.
- 3) Secretaría de Energía.

## TAREAS

- Compartir y consensuar las metodologías de cálculo empleadas por las diferentes compañías.
- FASE I: redacción de Prácticas Recomendadas. Fecha límite: junio 2024.
- FASE II: cálculo de EUR de la cuenca para la Fm. Vaca Muerta al cual se restarán las producciones acumuladas, reservas y recursos contingentes informados por las compañías operadoras a la Secretaría de Energía de la Nación consolidada a la última certificación disponible de manera pública.

## PRÁCTICAS RECOMENDADAS

Consiste en estimar el volumen de HC que es capaz de producir un determinado volumen de roca. Existen 2 metodologías diferentes para el cálculo de recursos prospectivos, cada una con su flujo de trabajo:

**Método volumétrico:** Es menos preciso, accesible con menos datos, más fácil de consensuar sin compartir tanta información, etc.

**Empleando pozo tipo:** es más preciso, requiere de información que no puede ser compartida dentro de este grupo. Los cálculos debería realizarlos cada operadora por su cuenta. Esta es la información que habitualmente requiere la SEN en las presentaciones formales de reservas.

Estos métodos no son excluyentes y podrían ser complementarios de acuerdo a la disponibilidad de datos. En relación a la escala de trabajo se definirá en qué medida se usará una u otra aproximación. Para cualquiera de los 2 métodos este grupo puede realizar recomendaciones sobre el flujo de trabajo.

## 1 METODOLOGÍA VOLUMÉTRICA

Los criterios a considerar son:

### 1. Área útil:

- Zonificación de fluidos (3 zonas) para cálculo de recursos en ventanas de gas, gas y condensado, y petróleo. Acordar el rango de GOR y extensión.
- En toda la cuenca salvo faja plegada.
- Máxima profundidad vertical operativa actual de 3600 m a 4200 m, máxima profundidad operada.
- Restricciones de subsuelo:
  - o Zonas con fallamiento que generen problemas de perforación o salida de nivel de navegación
  - o Zonas con presencias de cuerpos intrusivos
  - o Zonas con acuñamientos.
  - o Altas pendientes
  - o Presencia de gases inertes (CO<sub>2</sub>, sulfhídrico, etc.)
- Restricciones de superficie
  - o Zonas de restricción medio-ambiental
  - o Zonas de topografía compleja (volcanes, coladas, lagos, etc.)
  - o Zonas con riesgo hídrico
  - o Zonas de actividad económica (ej Chacras).
- En caso de no contar con información definir un rango de porcentaje de área efectiva.

### 2. Espesor útil

- Número de landings.
- Espesor neto por landing (30 o 40m).
- Definir número de landings por zona.

### 3. Propiedades de reservorio. Distribución probabilística log normal de parámetros acorde a la definición de espesor útil (P10, mean, P90). Porosidad, Bg, Bo, Sw, etc.

### 4. Cálculo volumétrico de gas:

#### a. Ventana de gas - Gas Libre

- Original gas in place (P10, mean, P90)
- Incluir la chance (según definiciones del PRMS)
- FR (factor de recobro): gas recuperable en superficie acorde a la definición de espesor útil. Porcentaje de recuperación de gas mínimo de 15%, mean de 30% y máximos 45% (landings) similar evaluación EIA (TOC+GP). Según distanciamiento, intensidad de estimulación y pozo tipo.

#### b. Ventana de petróleo - Gas Disuelto

- Original Oil in place (P10, mean, P90)
- Incluir la chance (según definiciones del PRMS)
- FR (factor de recobro): petróleo recuperable en superficie acorde a la definición de espesor útil. Porcentaje de recuperación de petróleo mínimo de 5 %, mean de 8 % y máximos 11% (landings) similar evaluación EIA (TOC+GP). Según distanciamiento, intensidad de estimulación y pozo tipo.
- El Gas asociado al petróleo se deberá estimar utilizando un GOR representativo constante. Deberá definirse en cuántas subventanas se dividirá la ventana de petróleo y el GOR asociado a cada una de estas subventanas.
- En caso de definir usar más de una subventana el gas asociado total al petróleo será la sumatoria del gas asociado al petróleo de cada subventana.

## **2** METODOLOGÍA DE POZO TIPO

Los criterios a considerar son:

### **1. Área útil:**

- Zonificación de fluidos (3 zonas) para cálculo de recursos en ventanas de gas, gas y condensado, y petróleo. Acordar el rango de GOR y extensión.
- En toda la cuenca salvo faja plegada.
- Máxima profundidad vertical operativa actual de 3600 m a 4200 m, máxima profundidad operado.
- Restricciones de subsuelo:
  - o Zonas con fallamiento que generen problemas de perforación o salida de nivel de navegación
  - o Zonas con presencias de cuerpos intrusivos
  - o Zonas con acuñamientos.
  - o Altas pendientes
  - o Presencia de gases inertes (CO<sub>2</sub>, sulfhídrico, etc.)
- Restricciones de superficie
  - o Zonas de restricción medio-ambiental
  - o Zonas de topografía compleja (volcanes, coladas, lagos, etc.)
  - o Zonas con riesgo hídrico
  - o Zonas de actividad económica (ej Chacras).
- En caso de no contar con información definir un rango de porcentaje de área efectiva.

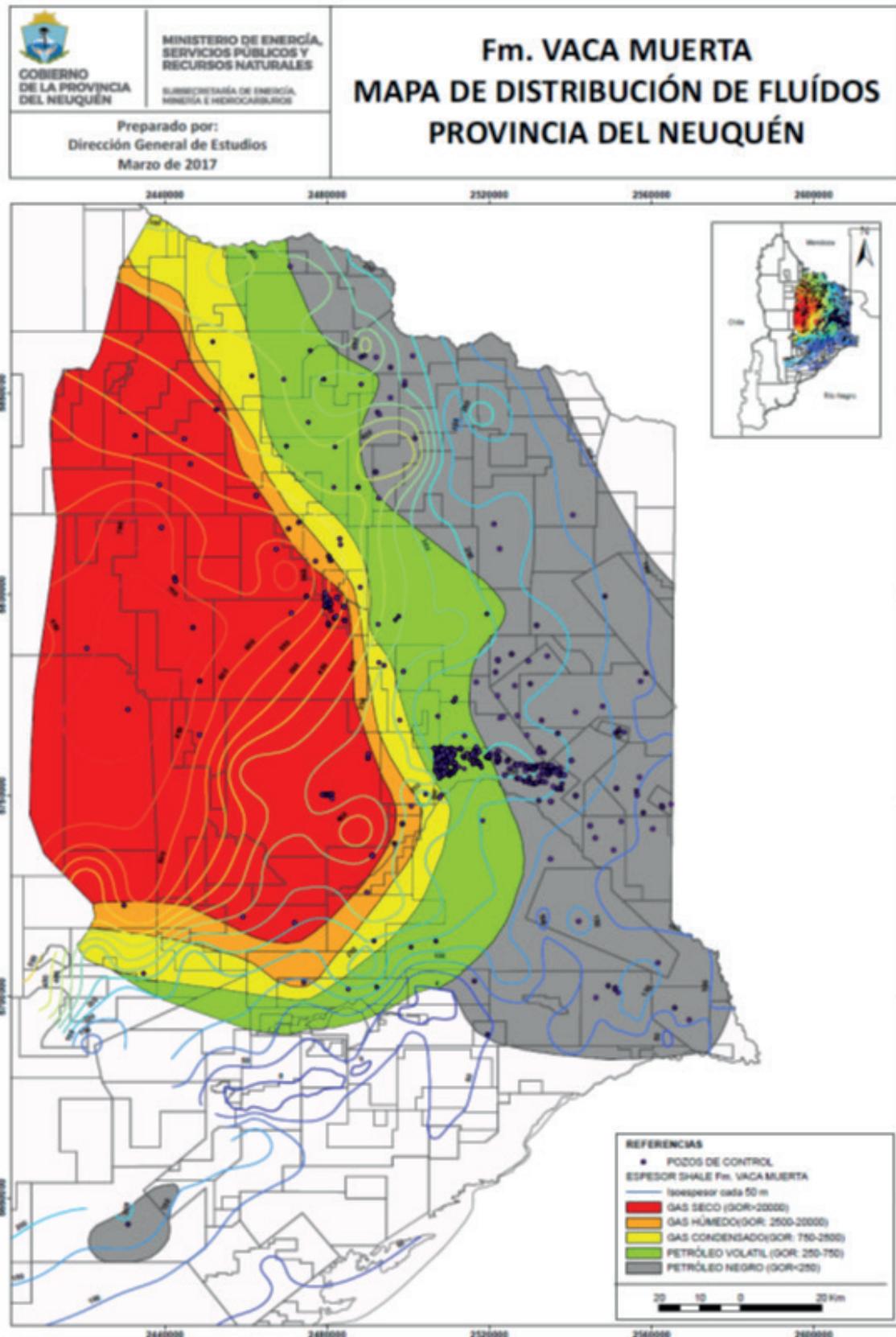
### **2. Pozo tipo:**

- Por landing
- Por ventana de fluidos
- Por sector. Definidos por características geológicas de la roca madre, gradiente de presión poral, profundidad, espesor, etc.
- Normalizar las características de estimulación: longitud de rama, distanciamiento, cantidad de etapas de fractura, etc.
- Se deberá normalizar el tipo de declinación utilizada.

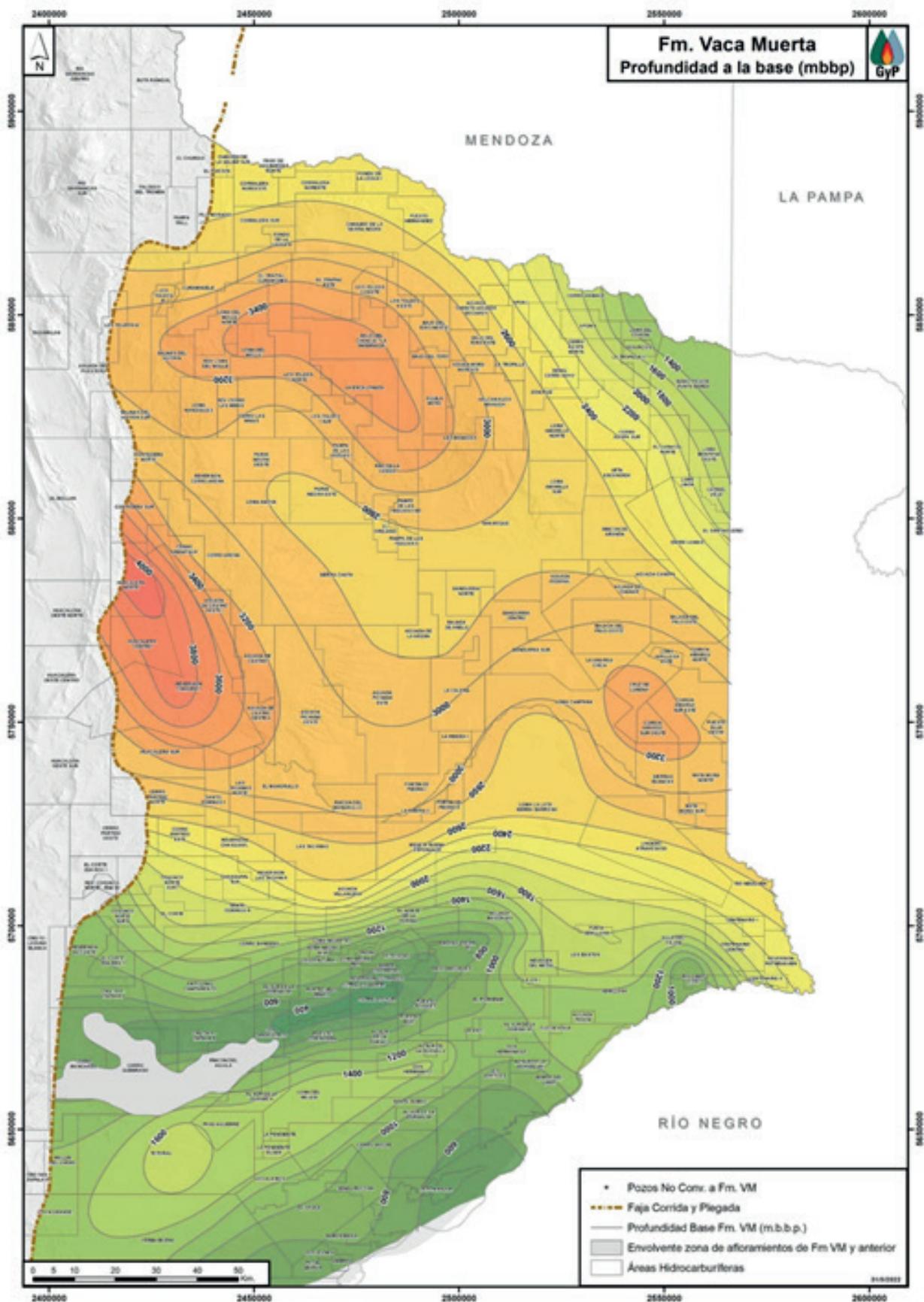
### **3. Cálculo volumen recuperable**

- Gas recuperable en superficie

**FIGURAS**  
**Mapa de fluidos**



Mapa de profundidades



### 3 ANEXO - Recursos prospectivos (PRMS)

#### Marco de Clasificación de Recursos de Petróleo

- El petróleo se define como una mezcla de ocurrencia natural compuesta por hidrocarburos en sus fases gaseosa, líquida o sólida. El petróleo también puede contener compuestos no hidrocarburos, ejemplos comunes de éstos son dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico y azufre. En casos poco comunes, el contenido de no hidrocarburos del petróleo puede ser mayor al 50%.

- El término recursos, usado en este documento, pretende abarcar todas las cantidades de petróleo presentes naturalmente dentro de la corteza terrestre, tanto descubiertas como no descubiertas (sean recuperables o no recuperables), más aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo ya sean actualmente considerados como recursos convencionales o no convencionales.

- La Figura representa gráficamente el sistema de clasificación de recursos del PRMS. El sistema clasifica los recursos en descubiertos y no descubiertos y define clases de recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos, así como Petróleo No Recuperable.

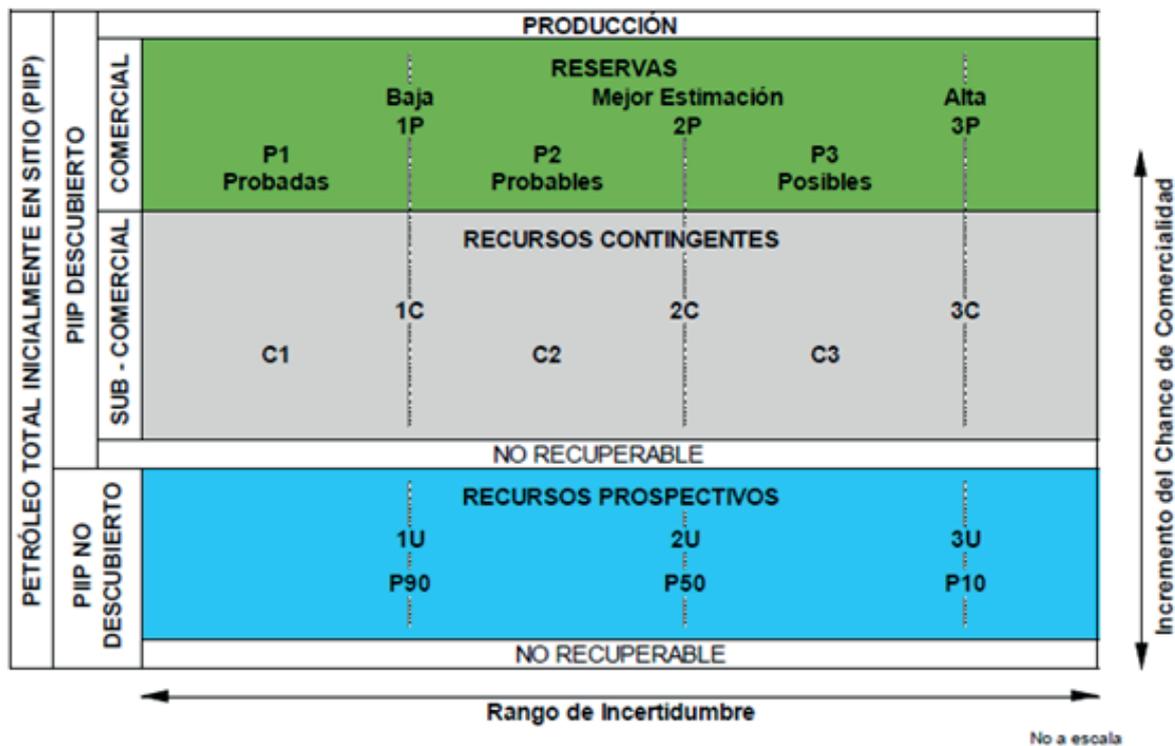


Figura 1.1 — Marco de clasificación de recursos

Recursos Prospectivos (Prospective Resources)	1.1 Tabla 1	Son las cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.
---	----------------	--

## 4 REFERENCIAS

- PRMS. Sistema de gerencia de los recursos de petróleo. Rev. Junio 2018. Traducido septiembre 2019:

[https://www.spe.org/media/filer\\_public/a1/f2/a1f29a2d-f0b9-4872-8648-ffa055af93f3/2018\\_sistema\\_de\\_gerencia\\_de\\_los\\_recursos\\_de\\_petroleo\\_-\\_traduccion\\_en\\_espanol\\_-\\_vf.pdf](https://www.spe.org/media/filer_public/a1/f2/a1f29a2d-f0b9-4872-8648-ffa055af93f3/2018_sistema_de_gerencia_de_los_recursos_de_petroleo_-_traduccion_en_espanol_-_vf.pdf)

- Mapa de distribución de fluidos de la Fm. Vaca Muerta en la provincia de Neuquén: <http://hidrocarburos.energianeuenen.gov.ar/mapa>

Mapa con la profundidad a la base de la Fm. Vaca Muerta en la provincia de Neuquén: <https://www.energianeuenen.gov.ar/profundidad-a-la-base/>