



**ESTIMACIÓN
DE LOS RECURSOS REMANENTES
TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE GAS
DE LA FM. VACA MUERTA
DISPONIBLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023**

Comisión de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

Noviembre de 2024

ÍNDICE

1. Resumen ejecutivo.
 2. Objetivos y alcances del estudio.
 3. Metodología.
 4. Compilación datos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN).
 5. Estimaciones de Recursos Recuperables de Gas.
 6. Comparación de datos utilizados en las estimaciones con datos compilados por SEN.
 7. Agregación probabilística de las estimaciones por ventana.
 8. Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Gas.
 9. Visión de las Universidades (UNLP - UBA).
 10. Agradecimientos.
 12. Aprobaciones del documento.
 11. Bibliografía y Referencias Citadas.
- Anexo 1 – Datos aportados por las empresas y estimaciones independientes.
- Anexo 2 – Glosario de Términos Técnicos y Unidades.
- Anexo 3 – Nota de la SEN NO-2024-97242075-APN-SEE#MEC.
- Anexo 4 – Consideraciones técnicas para la evaluación de los recursos prospectivos de gas natural y petróleo de la República Argentina. Prácticas Recomendadas IAPG. Jun-2024.

1. RESUMEN EJECUTIVO

Un equipo multisectorial integrado por: 1) técnicos integrantes de la Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG y pertenecientes a empresas socias, 2) profesores universitarios de la UNLP y del IGPUA, 3) personal técnico de la Secretaría de Energía de la Nación e 4) integrantes de la Dirección Técnica de Petróleo y Gas del IAPG, llevó adelante un estudio para estimar los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Gas de la Fm. Vaca Muerta al 31 de diciembre de 2023.

Esta estimación se realizó siguiendo las definiciones del Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo de 2018 (PRMS de aquí en adelante, por sus siglas en inglés) y utilizando una metodología volumétrica y probabilística. Como resultado se obtuvieron una estimación baja (P90), una mejor estimación (P_{mean}) y una estimación alta (P10):

Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Gas (RTRG) al 31 de diciembre de 2023

Estimación Baja (P90): 144 TCF
Mejor Estimación (P_{mean}): 255 TCF
Estimación Alta (P10): 393 TCF

Extraído: 3 TCF
 (al 31 de diciembre de 2023)

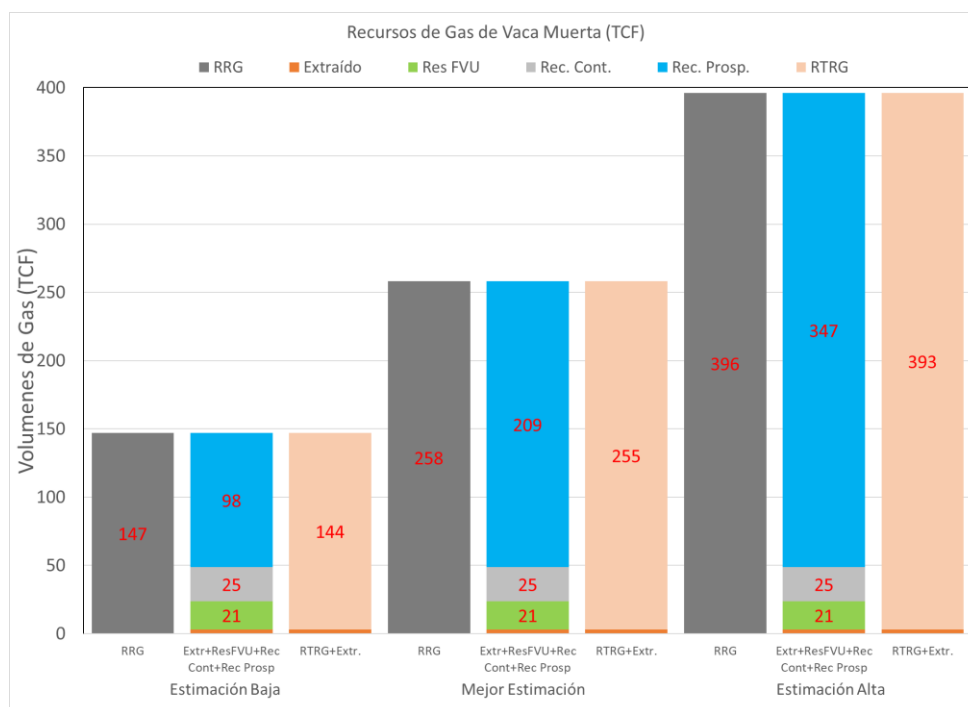


Figura 1: Síntesis de los resultados de este estudio. Los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Gas (RTRG) incluyen Reservas Comprobadas, Probables y Posibles al final de la vida útil (ResFVU), Recursos Contingentes (Rec. Cont) y Recursos Prospectivos (Rec. Prosp). RRG: Recursos Recuperables de Gas. En la Sección 8 se muestra más detalle (Figuras 22, 23 y 24).

Los datos utilizados para la realización de este estudio fueron aportados por cinco compañías operadoras con experiencia en la exploración y el desarrollo de gas de la Fm. Vaca Muerta. Estos datos fueron validados con información aportada por la Secretaría de Energía de la Nación.

La metodología empleada y los resultados obtenidos fueron avalados por los representantes de las Universidades.

2. OBJETIVOS Y ALCANCES DEL ESTUDIO

Contexto

El día 27 de junio de 2024 el Congreso de la Nación sancionó la ley 27.742 denominada Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos. Esta ley, entre otras cosas, establece reglas para la exportación firme de gas natural previo tratamiento de licuefacción o GNL:

- Requiere autorización de la Secretaría de Energía, dentro del plazo de 120 días de recibida la solicitud.
- La Secretaría de Energía realizará -dentro de los 6 meses de la sanción de la ley- una Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos de largo plazo que asegure el abastecimiento interno y los compromisos de exportación en firme.
- El otorgamiento de una autorización de exportación firme de GNL implicará el derecho a exportar todos los volúmenes autorizados en ese carácter en forma continuada y sin interrupciones ni restricciones.

En este contexto, y en relación con la Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos, la Secretaría de Energía del Nación (SEN) solicita al Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) “efectuar una estimación preliminar de los recursos hidrocarburíferos totales de la Formación Vaca Muerta, conforme las normas de uso habitual en la industria hidrocarburífera” (ver Anexo 3).

El Directorio del IAPG encomienda esta tarea a la Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG (CED) con foco principal en los recursos de gas y desde la CED se convoca a:

1. Técnicos integrantes de la CED con experiencia en exploración y desarrollo de recursos de gas de Vaca Muerta y pertenecientes a empresas socias del IAPG.
2. Profesores universitarios de la UBA (Instituto del Gas y del Petróleo) y de la UNLP.
3. Personal de la Dirección Nacional de Exploración y Producción de la SEN.
4. Integrantes de la Dirección Técnica de Petróleo y Gas del IAPG

De esta manera se conforma un equipo multisectorial integrado por técnicos de empresas integrantes de la CED, profesores universitarios, personal de la SEN y técnicos del IAPG que, de manera colaborativa, realiza este estudio siguiendo las definiciones del Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS, 2018).

Cinco empresas aportaron información que incluyó datos de subsuelo y sus estimaciones independientes; la SEN los datos de producción, reservas y recursos contingentes de la Fm. Vaca Muerta junto con un compilado de parámetros de fluidos y reservorios que surgen de los Informes de Reservas al 31 de diciembre de 2023; las Universidades evaluaron la rigurosidad técnica de las estimaciones y validaron la metodología empleada y la Dirección Técnica del IAPG aportó su visión integradora y la coordinación general del estudio para poder cumplir con los objetivos en los tiempos pautados.

Objetivos y Alcances

Este estudio tiene como objetivos:

1) estimar a partir de un análisis volumétrico los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Gas contenidos en los reservorios no convencionales de la Fm. Vaca Muerta (Cuenca Neuquina) y disponibles al 31 de diciembre de 2023

2) generar un documento de soporte técnico para ser remitido a la SEN.

Este estudio no tiene como objetivos estimar la actividad y el nivel de inversión requeridos para explorar y desarrollar estos recursos ni generar pronósticos de producción.

Tampoco forma parte de los objetivos de este estudio estimar, reportar y documentar los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Hidrocarburos líquidos (petróleo y condensado). Los Recursos Recuperables de Petróleo se estimaron al solo efecto de poder derivar de ellos los Recursos Recuperables de Gas asociados al petróleo.

3. METODOLOGÍA

Introducción

Para el cálculo de los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Gas (RTRG) se utilizó el método volumétrico en el cual en primer término se estimaron los Recursos Recuperables de Gas (RRG). Una vez estimados, estos RRG fueron clasificados como Producción (o Extraído), Reservas, Recursos Contingentes o Recursos Prospectivos siguiendo las definiciones de PRMS (2018). Los volúmenes de Extraído, Reservas y Recursos Contingentes fueron aportados por la SEN tal como se describe en la sección 4 de este informe.

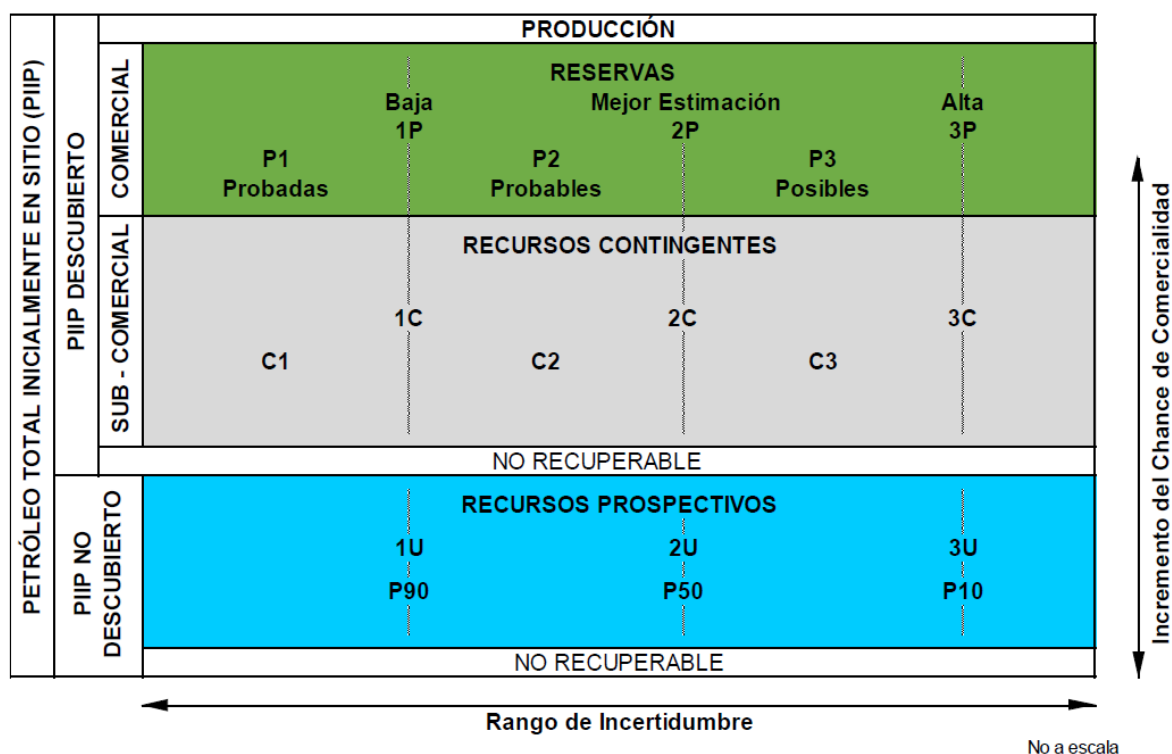


Figura 2: Marco de clasificación de recursos de acuerdo con PRMS (2018). Nota de aclaración: en PRMS el término “petróleo” (“*petroleum*” en la versión original en inglés) hace referencia a los hidrocarburos que se encuentran naturalmente en la corteza terrestre. Como este estudio se enfoca exclusivamente en los recursos de gas, para este trabajo el término PETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE EN SITIO hace referencia al GAS TOTAL INICIALMENTE EN SITIO.

Los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Gas (RTRG) corresponden a la suma de las Reservas, los Recursos Contingentes y los Recursos Prospectivos tal como se muestra en la ecuación 1.

$$RTRG = Reservas + Recursos Contingentes + Recursos Prospectivos (1)$$

El equipo elaboró este estudio con información (*set* de datos) provista por cinco compañías operadoras con experiencia en la exploración y el desarrollo de recursos de gas de la Fm. Vaca Muerta. Cada *set* de datos incluyó tanto los parámetros necesarios para aplicar el método volumétrico como los resultados de las estimaciones obtenidas al aplicar la metodología descrita en esta sección. Estas cinco estimaciones independientes serán referidas de aquí en adelante como Estimación A, Estimación B, Estimación C, Estimación D y Estimación E.

En las secciones 5 y 7 se describe con detalle el tratamiento estadístico aplicado para integrar en una única visión a las Estimaciones A, B, C, D y E.

En la sección 6 se presenta el análisis llevado a cabo para validar los parámetros utilizados en las estimaciones de los RRG. Esta validación consistió en la comparación de estos parámetros con los

parámetros recopilados por la SEN a partir de los Informes de Reservas y Recursos declaradas por todas las empresas operadoras de Vaca Muerta.

En la sección 8 se muestran los resultados finales de este estudio con el reporte de RTRG de gas y su categorización de acuerdo con PRMS (2018).

Finalmente, en la sección 9 los representantes de las UNLP y del IGPUBA manifiestan su visión sobre este trabajo y validan tanto la metodología aplicada como los resultados obtenidos.



Figura 3: Esquema del flujo de trabajo realizado para la confección de este estudio.

Descripción de la Metodología

Para el cálculo de los Recursos Recuperables de Gas (RRG) y Recursos Recuperables de Petróleo (RRP) se utilizó el método volumétrico basado en las ecuaciones 2 (para gas) y 3 (para petróleo). Dado que las ecuaciones 2 y 3 se componen de términos que presentan un rango de variación en sus valores, se ha trabajado con distribuciones probabilísticas log-normales o semejantes que contemplen los rangos de incertidumbres observados en los sets de datos utilizados.

$$RRG = \frac{A * Hu * Phi * SHc}{Bg} * FR \quad (2)$$

$$RRP = \frac{A * Hu * Phi * SHc}{Bo} * FR \quad (3)$$

Donde

RRG= Recursos Recuperable de Gas

RRP= Recursos Recuperable de Petróleo

A= Área

Hu= Espesor útil.

Phi= Porosidad

SHc= Saturación de hidrocarburos

FR= Factor de Recobro

Bg= Factor volumétrico gas

Bo= Factor volumétrico petróleo

En las ecuaciones 2 y 3 los parámetros a evaluar fueron área, espesor útil, porosidad de la roca, saturación en hidrocarburos, factores volumétricos del gas y/o petróleo según el caso y factor de recobro. Dado que en la evaluación de recursos se incluyó el gas asociado al petróleo, también fue requerido estimar la relación gas / petróleo (RGP) esperada.

Para cada variable se tomó un valor que representaba el percentil 90 (P90) y el percentil 10 (P10). Ambos números, P90 y P10, fueron definidos para cada set de datos disponibles de manera independiente. Establecidos estos parámetros para cada variable, se obtuvo el valor promedio, desviación estándar y varianza en cada distribución log-normal usada.

A continuación, se brinda un resumen de los criterios usados para los diferentes factores que impactan en la estimación volumétrica

Área (A)

Para la estimación del área se ha zonificado a la Formación Vaca Muerta en 3 ventanas de fluidos: ventana de gas seco, ventana de gas húmedo y ventana de petróleo. Cada set de datos incluyó la definición de los rangos de áreas P90 y P10 de acuerdo con los conocimientos regionales y datos

disponibles en cada caso. Por otro lado, se acordó excluir regiones donde no era factible realizar desarrollos no convencionales por limitaciones de subsuelo y superficie.

Las limitaciones de subsuelo fueron:

- Zonas falladas y plegadas
- Áreas falladas que generen problemas de perforación
- Regiones con presencia de intrusivos
- Zonas con acuíferos estratigráficos en Vaca Muerta
- Regiones con alta pendiente
- Sectores donde se constató la presencia de CO₂, SH₂, etc.
- Zonas donde la Formación Vaca Muerta se encuentra a profundidades mayores a 3800 m.

Por otro lado, las limitaciones de superficie fueron:

- Zonas con restricción de tipo medioambiental
- Regiones con topografía compleja
- Áreas con riesgo hídrico
- Zonas de actividad económica (agricultura/centros poblados, etc.)

En los casos que no se contara con información de subsuelo o de superficie, en cada estimación se definió un factor de área útil usando un valor entre 0 y 1.

Espesor útil (Hu)

Para los criterios de espesor, cada set de datos incluyó la definición de los espesores mínimos y máximos para desarrollar un nivel de navegación. Por otro lado, también se han definido número de niveles navegables para las diferentes regiones de fluidos y para diferentes sectores de la cuenca.

Porosidad (Phi) y Saturación de Hidrocarburos (Shc)

En cada set de datos quedaron definidos los rangos de porosidad y de saturación de hidrocarburos a utilizar para las diferentes ventanas de fluidos y en diferentes sectores de la cuenca. Asimismo, estos parámetros fueron comparados con los publicados por Cuervo et al. (2016), Veiga et al. (2018), Vittore et al. (2019), Biscayart et al. (2020), Minisini y Sanchez Ferrer (2021), Ortiz et al. (2020), Veiga et al. (2020), Vittore et al. (2020), Panesso et al. (2023), entre otros.

Factores volumétricos (Bg y Bo)

Para la estimación de factores volumétricos de gas (Bg) y de petróleo (Bo) los datos aportados se obtuvieron partir de estudios de PVT. Dichos valores fueron extrapolados a otros sectores de la cuenca teniendo en cuenta profundidad del reservorio, gradientes geotermales, gradiente de presión de reservorio y composición de los fluidos esperados.

Factores de recobro (FR)

Para la determinación de este parámetro, los datos aportados incluyeron factores de recobro para las diferentes ventanas de fluidos (petróleo, gas húmedo y gas seco). Estos factores fueron compatibles con los volúmenes recuperados en los pozos horizontales y por otro lado son comparables a los publicados por el EIA (2015).

Relación Gas / Petróleo (RGP).

Para determinar el volumen de gas asociado al petróleo fue necesario definir rangos de valores en la relación gas-petróleo. Estos datos fueron obtenidos a partir de estudios de PVT y de información de producción tomada de Capítulo IV.

Calculo volumétrico.

Establecidos los rangos P90 y P10 de los diferentes parámetros que integran la ecuación volumétrica se procedió a realizar el cálculo del Gas Total Inicialmente en Sitio, del Petróleo Total Inicialmente en Sitio, de los Recursos Recuperables de Gas (RRG) y de los Recursos Recuperables de Petróleo (RRP). Asimismo, para los RRP se obtuvo el Recurso de Gas Asociado (RGA) que fue adicionado con el volumen de gas obtenido en la zona de Gas Seco y Gas Húmedo. Como ya se mencionó en total se realizaron cinco (5) estimaciones independientes de RRG y RRP, las cuales formaron parte de cada uno de los sets de datos utilizados.

A fin de comparar las distintas estimaciones independientes efectuadas se procedió a calcular indicadores unitarios entre los que destacan, RRG por nivel de navegación (RRGnn), RRG por unidad de área (RRGa), RRG por unidad de Volumen (RRGv) y RRG por pozo (RRGp). Para este último indicador, se normalizó un pozo con largo de rama de 3000 m y distanciamiento de 300 m entre pozos a un mismo nivel de navegación.

Para el cálculo final de RRG en cada estimación se debió definir el número de potenciales niveles de navegación en las diferentes ventanas de fluidos y para distintos sectores de la cuenca. Los respectivos valores de P90, P10 de cada ventana de fluido, fueron promediados de manera probabilística obteniéndose 3 distribuciones, una por ventana, que representan el promedio de las estimaciones A, B, C, D y E. Posteriormente estas 3 distribuciones fueron sumadas (agregación probabilística) para obtener los RRG P90, Pmean y P10.

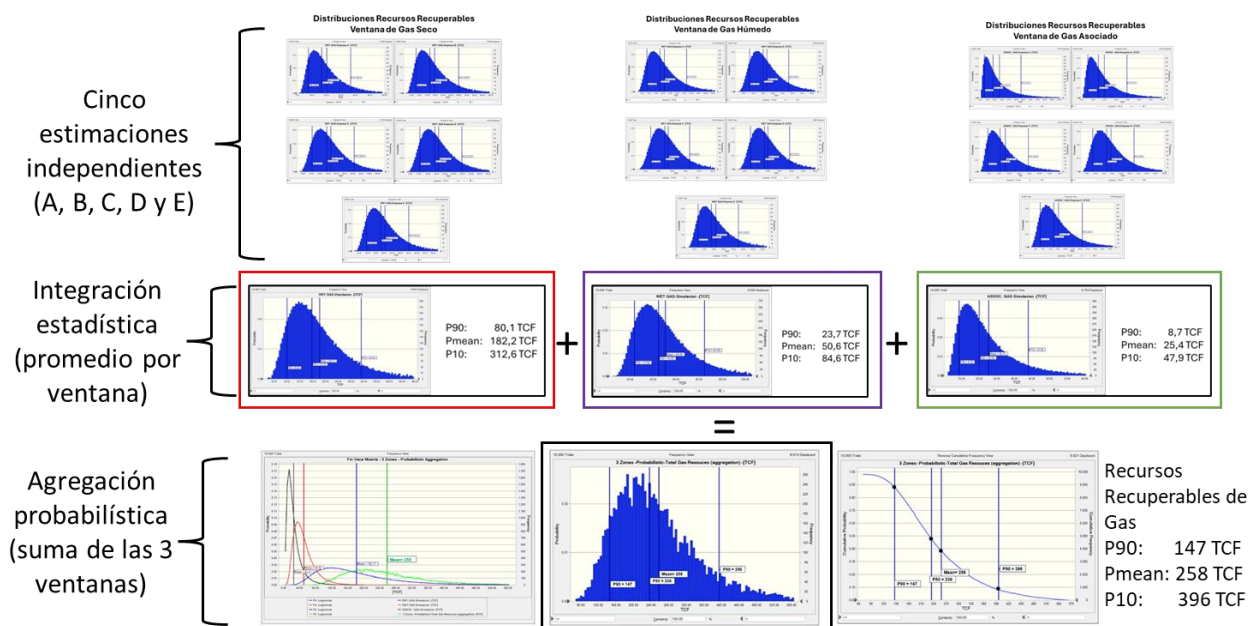


Figura 4: Flujo de trabajo que resume la metodología aplicada para integrar en una única visión las estimaciones independientes A, B, C, D y E. En las secciones 5 y 7 se describe esta metodología con más detalle.

4. COMPILACIÓN DATOS SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN (SEN)

Las empresas permisionarias de exploración y concesionarias de explotación de hidrocarburos presentan anualmente, los informes de certificación de RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES y de RECURSOS CONTINGENTES de hidrocarburos líquidos y gaseosos correspondientes a cada una de las áreas de las cuales sean operadoras. Las mismas revisten carácter de declaración jurada y se realizan en cumplimiento de lo dispuesto por las Resoluciones S.E. N° 324 del 16 de marzo de 2006 y N° 69 del 9 de noviembre de 2016, y sus Normas Complementarias.

Los informes de certificación con información geológica, de producción, volúmenes de reservas y recursos contingentes, tanto convencionales como no convencionales de gas, datos petrofísicos de las formaciones, factores de recuperación estimados, hidrocarburos originales, etc. son cargados por cada empresa operadora en el módulo de Reservas del Sistema Estadístico de la Subsecretaría de Combustibles (SESCO).

Se realizó un relevamiento y análisis de los informes correspondientes a los yacimientos para los cuales las empresas declaran reservas y/o recursos de hidrocarburos *shale* de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina, presentados al 31 de diciembre de 2023 discriminando cada área según la ventana de fluidos correspondiente (gas seco, gas húmedo y petróleo/gas asociado).

El objetivo de dicho análisis fue recabar datos consistentes y actualizados a los efectos de brindar los valores mínimos y máximos para los distintos parámetros disponibles (Datos petrofísicos, estimación de la recuperación final por pozo, etc) utilizados para el cálculo de recursos recuperables de gas (tabla 1). Adicionalmente, el trabajo realizado por la Dirección incluyó el detalle de los volúmenes de reservas y recursos contingentes por cada ventana de fluidos (tabla 2).

Fm. Vaca Muerta				
Ventana		Gas Seco	Gas Húmedo	Petróleo (Gas Asociado)
Espesor (m)	Mínimo	41	35	30
	Máximo	90	90	50
Porosidad (%)	Mínimo	10,0%	10,0%	8,0%
	Máximo	13,8%	14,0%	13,0%
Saturación HC (%)	Mínimo	57%	55%	50%
	Máximo	73%	70%	70%
1/Bg (sm ³ /m ³)	Mínimo	312	322	
	Máximo	357	346	
Bo (m ³ /sm ³)	Mínimo			1,17
	Máximo			2,10
Factor de Recobro (%)	Mínimo	25%	7%	7%
	Máximo	52%	29%	14%
Pozo Tipo de Gas (bcf)	Mínimo	10,59	4,24	0,39
	Promedio	15,89	7,06	1,24
	Máximo	24,72	14,12	4,06

Tabla 1: Datos petrofísicos, de los fluidos, de factores de recobro y de pozos tipo de gas. Fuente: Informes de certificación de Reservas y Recursos presentados por las empresas operadoras en cumplimiento de la Res. SE N° 324/06 y modificatorias.

VENTANA	RESERVAS SHALE GAS Fm. VACA MUERTA CUENCA NEUQUINA (MMm ³) AL 31-Dic-2023						RECURSOS CONTINGENTES SHALE GAS Fm. VACA MUERTA
	COMPROBADAS				PROBABLES	POSIBLES	
	ORIGINALES	EXTRAÍDO	REMANENTES		REMANENTE	REMANENTE	
			DESARROLLADAS	NO DESARROLLADAS			
GAS LIBRE	130.821	28.199	50.966	51.657	78.185	37.931	243.136
GAS HÚMEDO	216.563	47.767	34.808	133.989	50.868	63.213	243.819
PETRÓLEO	44.832	11.973	11.548	21.312	26.753	25.793	214.602

VENTANA	RESERVAS SHALE GAS Fm. VACA MUERTA CUENCA NEUQUINA (TCF) AL 31-Dic-2023						RECURSOS CONTINGENTES SHALE GAS Fm. VACA MUERTA
	COMPROBADAS				PROBABLES	POSIBLES	
	ORIGINALES	EXTRAÍDO	REMANENTES		REMANENTE	REMANENTE	
			DESARROLLADAS	NO DESARROLLADAS			
GAS LIBRE	4,62	1,00	1,80	1,82	2,76	1,34	8,59
GAS HÚMEDO	7,65	1,69	1,23	4,73	1,80	2,23	8,61
PETRÓLEO	1,58	0,42	0,41	0,75	0,94	0,91	7,58

Tabla 2: Reservas al Final de la Vida Útil (FVU) y Recursos Contingentes declarados por las empresas operadoras en cumplimiento de la Res. SE No 324/06 y modificatorias. Fuente: Informes de Certificación de Reservas y Recursos presentados por las empresas.

5. ESTIMACIONES DE RECURSOS RECUPERABLES DE GAS

Como se describe en la sección 3, para estimar los volúmenes totales de Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Gas de la Fm. Vaca Muerta (Cuenca Neuquina), se utilizó un método de estimación probabilística, que es una de las metodologías recomendadas por PRMS (2108) para la estimación de los Recursos Técnicamente Recuperables.

De esta manera, a partir de rangos continuos de datos de geociencias e ingeniería conocidos y de sus probabilidades asociadas, se generaron cinco estimaciones independientes (como se menciona en la sección 3) con un rango continuo de volúmenes de RRG y sus probabilidades asociadas para cada ventana de madurez de la Fm Vaca Muerta, teniendo en cuenta los fluidos asociados (Gas Asociado, Gas Húmedo y Gas Seco), tal como se muestra en las figuras 5, 8, 10 y 12 y en la tabla 3.

Con el fin de obtener un rango continuo de estimaciones promedio por cada una de las zonas anteriormente citadas, a partir de las distribuciones de recursos calculadas de forma independiente, se realizó una agregación probabilística por simulación Monte Carlo, mediante la utilización de *software CrystalBall*, obteniendo así una curva promedio de distribución continua de los volúmenes de RRG (Figuras 9, 11 y 13). Dado que la información de base y la metodología de las evaluaciones fueron consensuadas en las etapas iniciales, se considera que resultados obtenidos presentan cierto grado de dependencia y correlación. Por lo tanto, en el cálculo de los promedios de los valores P90, P50 y Pmean obtenidos por métodos de agregación estadística coinciden con los promedios aritméticos de dichos percentiles.

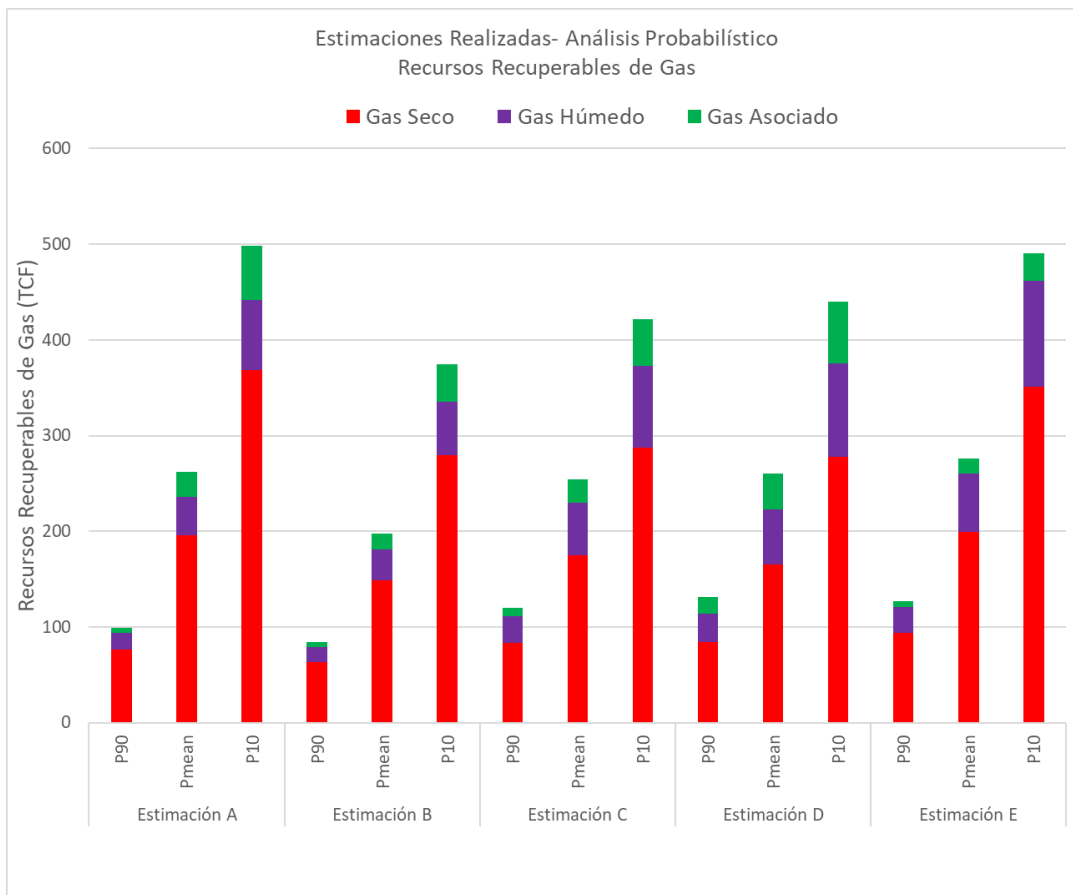


Figura 5: Cuadro de síntesis mostrando las estimaciones probabilísticas de las cinco estimaciones independientes realizadas. Se muestran cada una de las ventanas de fluidos discriminadas por color.

Estimación	Escenario	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Asociado
		RRG (TCF)	RRG (TCF)	RRG (TCF)
Estimación A	P90	77	17	6
	Pmean	196	40	26
	P10	368	73	57
Estimación B	P90	63	16	5
	Pmean	149	33	17
	P10	279	56	39
Estimación C	P90	83	28	9
	Pmean	175	55	24
	P10	287	86	49
Estimación D	P90	84	30	17
	Pmean	165	58	37
	P10	278	97	65
Estimación E	P90	94	27	6
	Pmean	199	62	15
	P10	351	110	29

Tabla 3: Estimaciones independientes de los Recursos Recuperables de Gas.

En las figuras 6 y 7 se comparan las mejores estimaciones (*Pmean*) de cada una de las cinco estimaciones independientes en base a los RRG_{nn} y los RRG_p resultantes en cada caso.

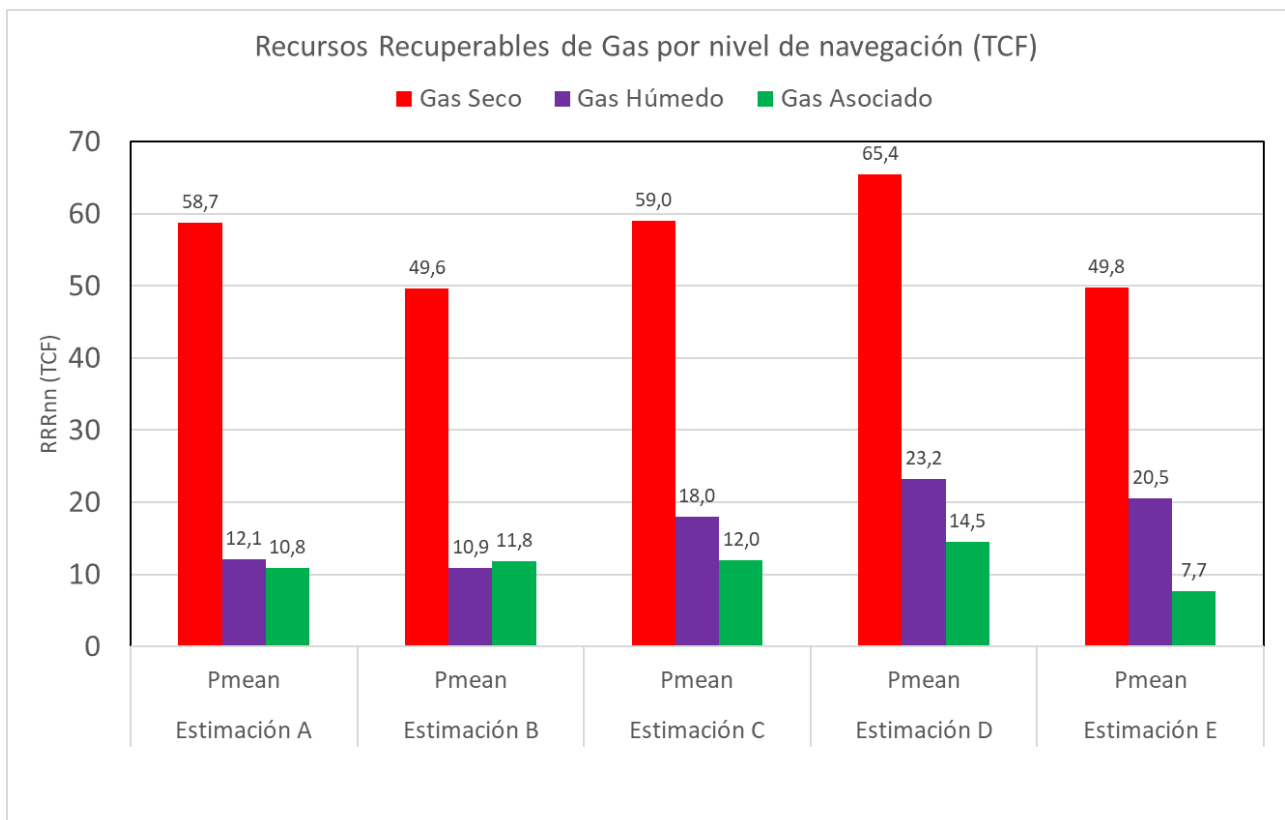


Figura 6: Recursos recuperables de gas por nivel de navegación para la mejor estimación (*Pmean*) de cada Estimación.

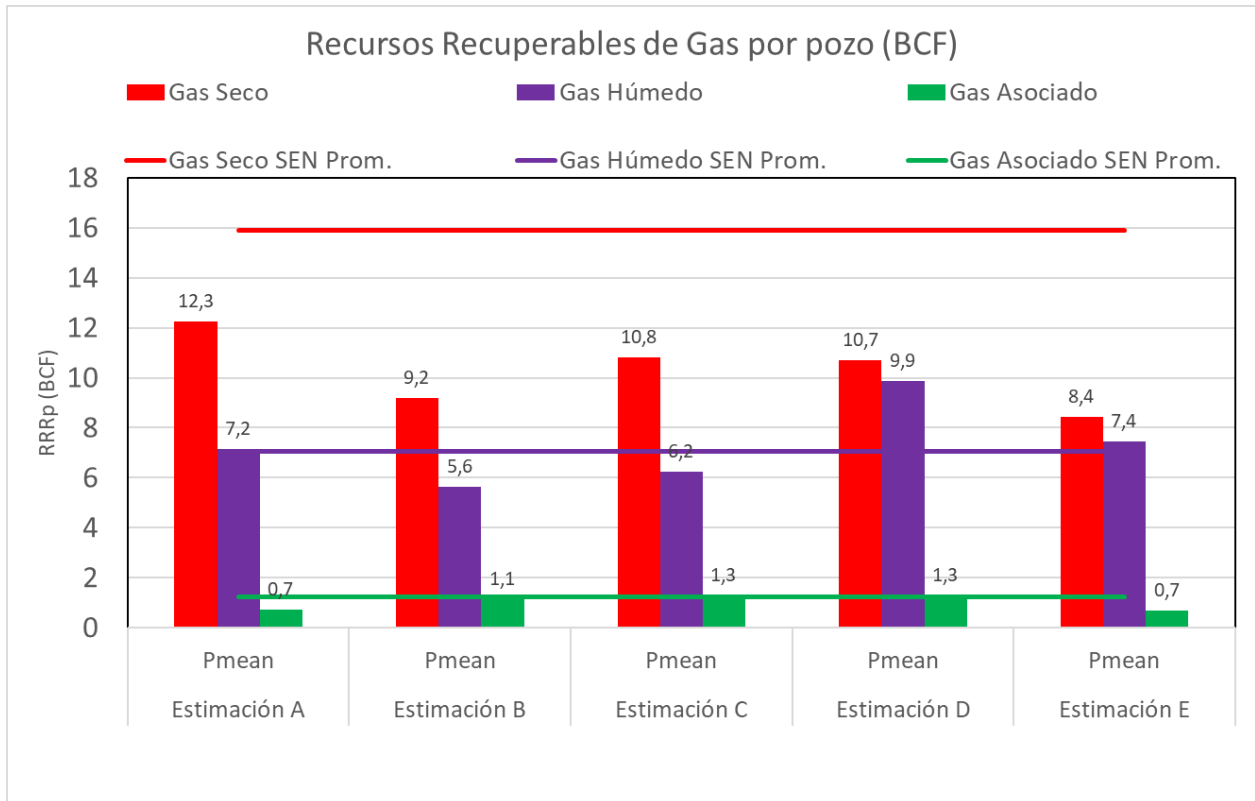


Figura 7: Recursos recuperables de gas por pozo. Las líneas llenas representan los pozos tipo promedio por ventana relevados por la SEN (ver sección 4). Para el gas húmedo y el gas asociado, las estimaciones independientes y los datos provistos por SEN son consistentes. Para el gas seco, la diferencia que se observa seguramente sea reflejo del nivel de incertidumbre existente en aquellos sectores de la cuenca que aún no están siendo desarrollados y/o en potenciales niveles de navegación que aún no han sido explorados.

Distribuciones Recursos Recuperables de Gas Ventana de Gas Seco

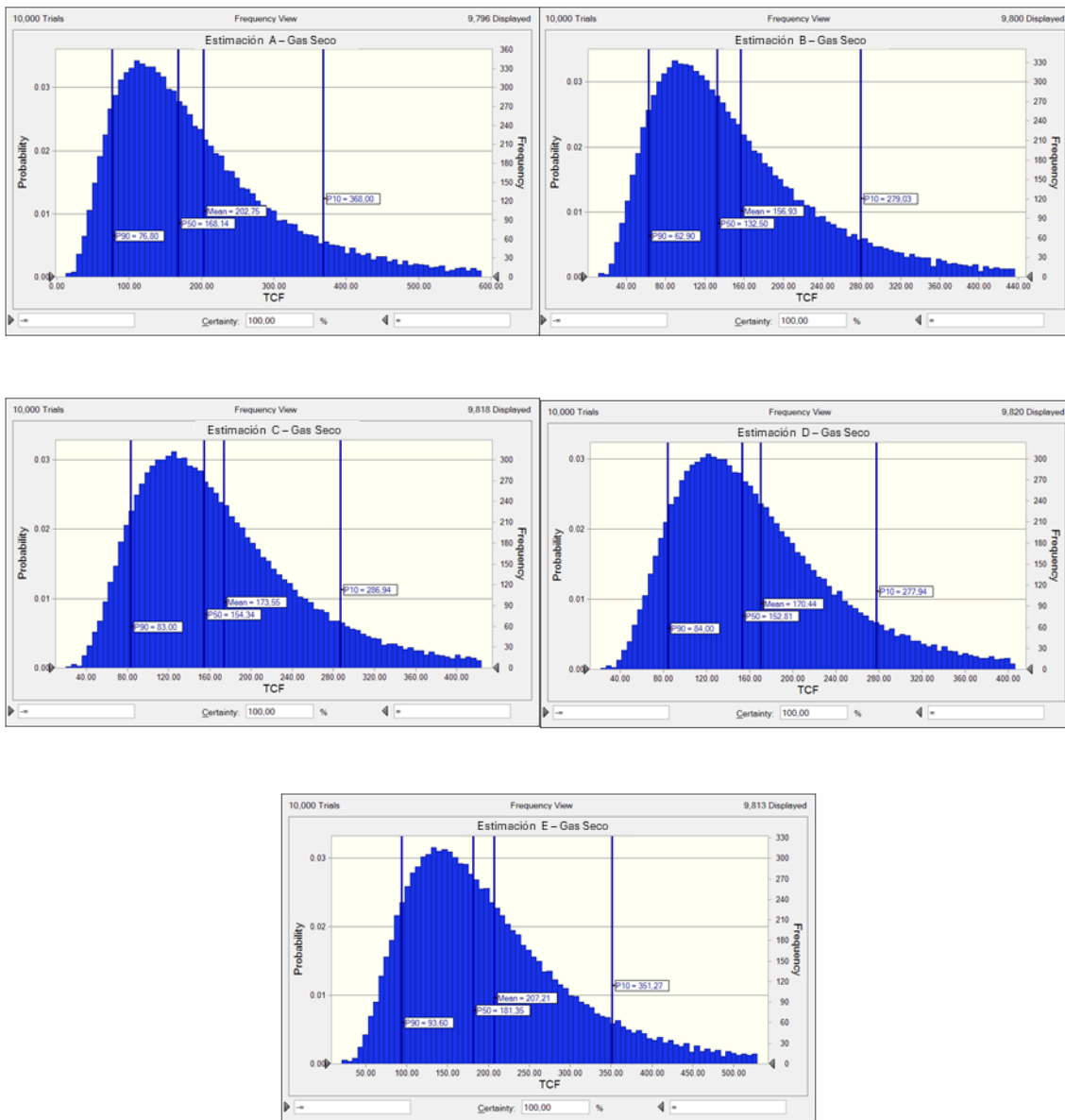
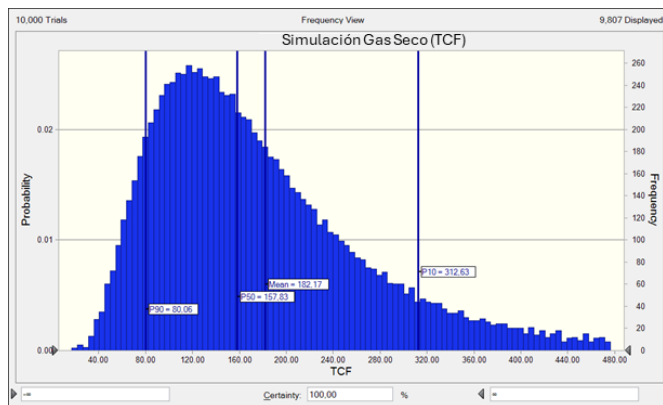


Figura 8: Distribuciones probabilísticas para la ventana de gas seco de las cinco estimaciones independientes realizadas.



RRG (TCF)
 P90: 80,1 TCF
 Pmean: 182,2 TCF
 P10: 312,6 TCF

Figura 9: Promedio probabilístico de las cinco estimaciones de gas seco.

Distribuciones Recursos Recuperables Ventana de Gas Húmedo

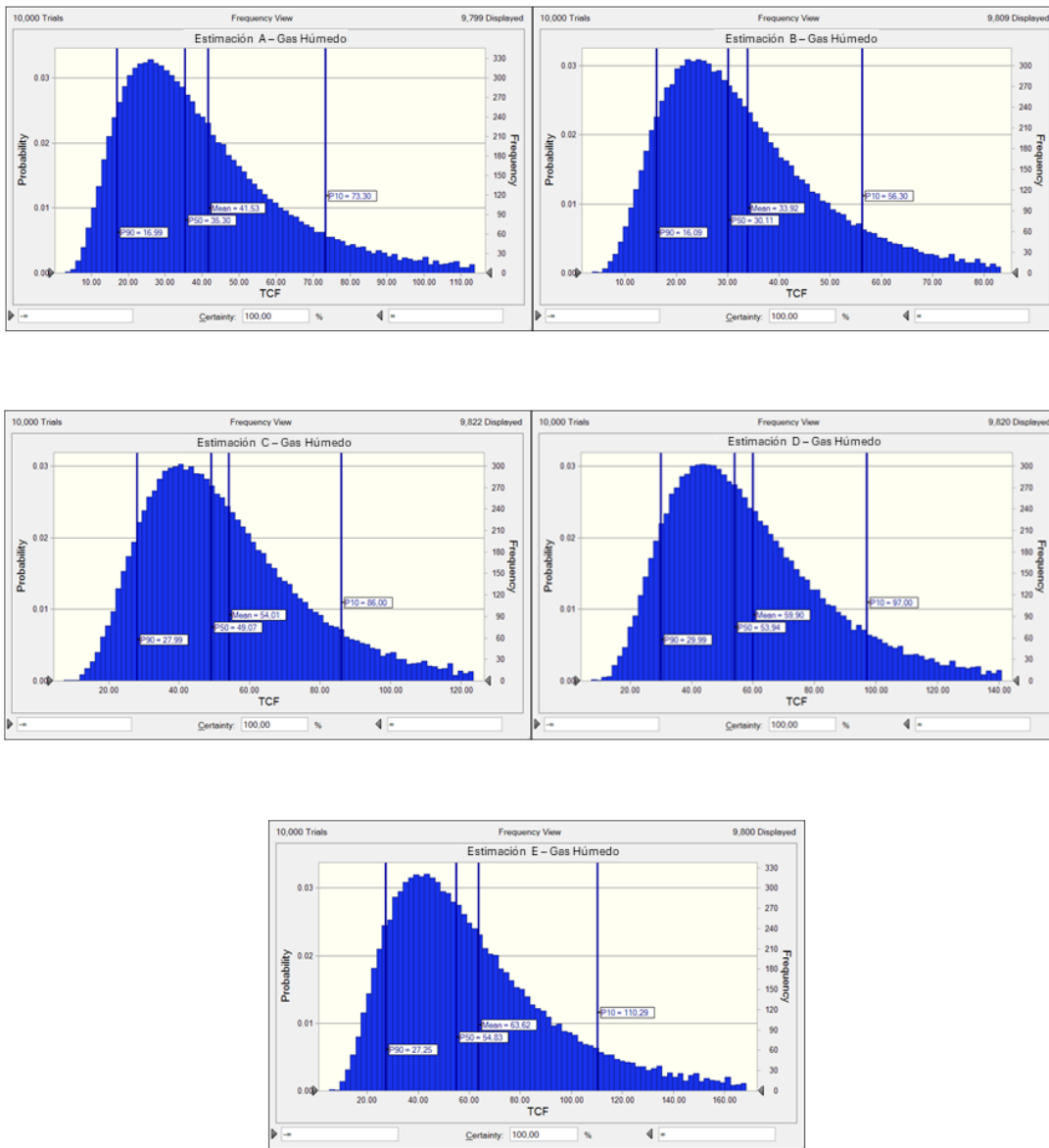
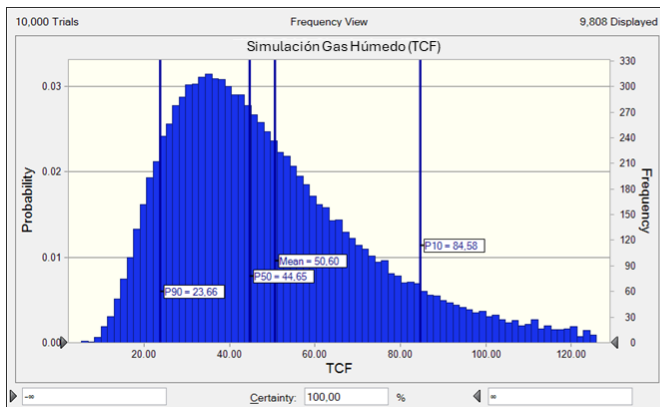


Figura 10: Distribuciones probabilísticas para la ventana de gas húmedo de las cinco estimaciones independientes realizadas.



RRG (TCF)
P90: 23,7 TCF
Pmean: 50,6 TCF
P10: 84,6 TCF

Figura 11: Promedio probabilístico de las cinco estimaciones de gas húmedo.

Distribuciones Recursos Recuperables Ventana de Gas Asociado

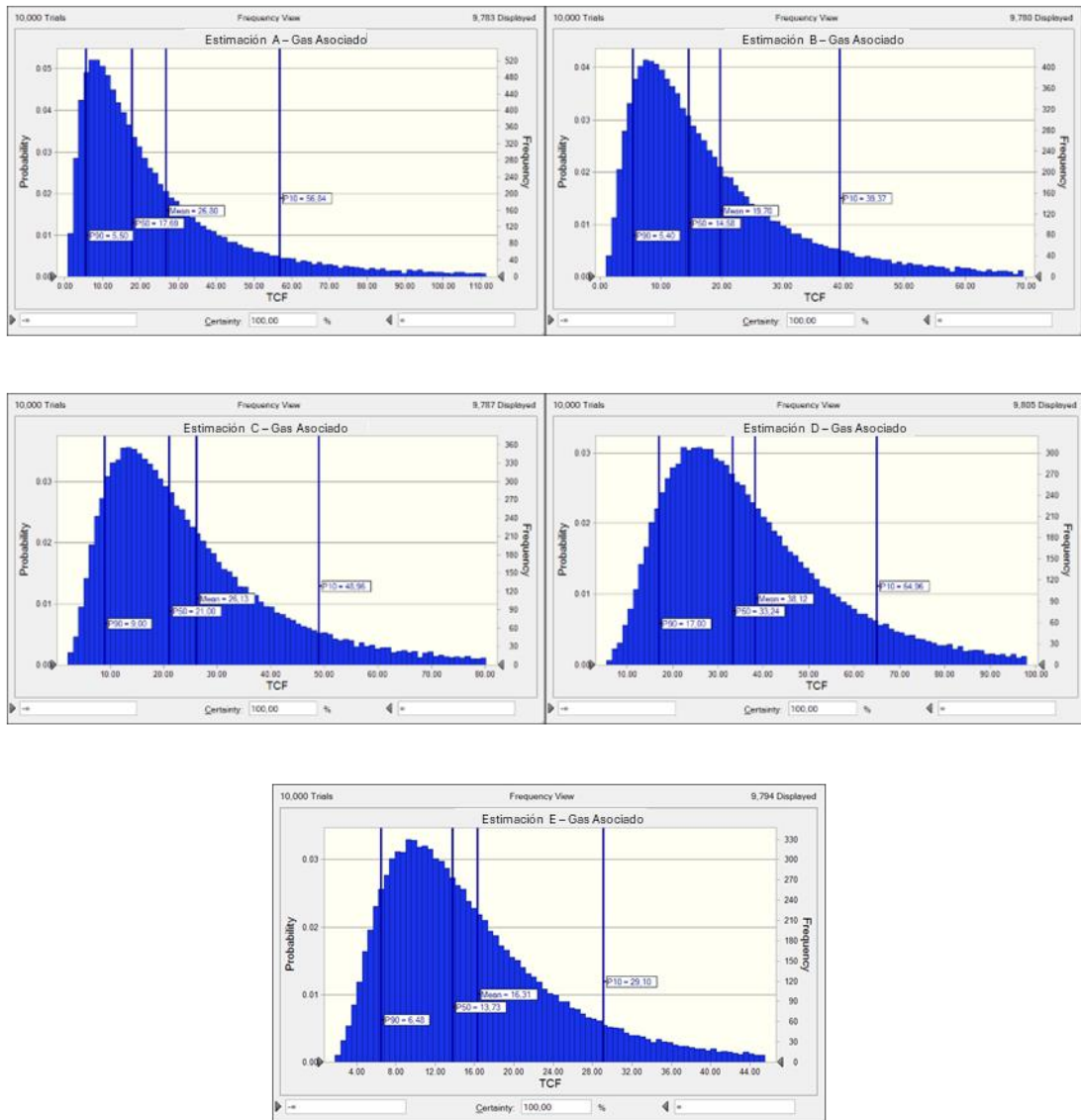
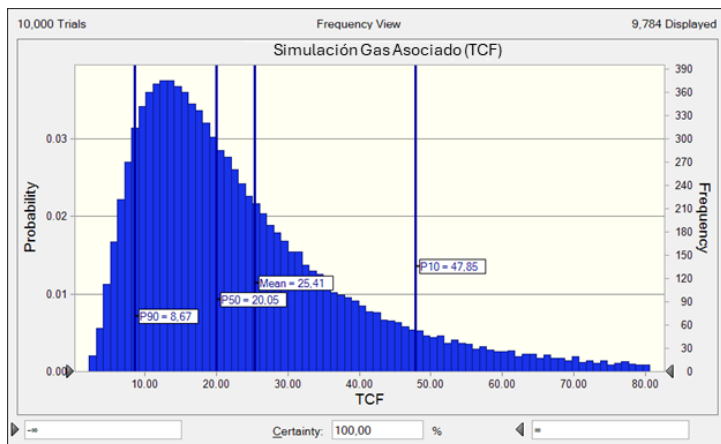


Figura 12: Distribuciones probabilísticas para la ventana de gas asociado de las cinco estimaciones independientes realizadas.



RRG (TCF)
 P90: 8,7 TCF
 Pmean: 25,4 TCF
 P10: 47,9 TCF

Figura 13: Promedio probabilístico de las cinco estimaciones de gas asociado.

6. COMPARACIÓN DE DATOS UTILIZADOS EN LAS ESTIMACIONES CON DATOS COMPILADOS POR SEN

En la sección 4 COMPILACIÓN DATOS SEN se describe el aporte realizado por la SEN compilando los parámetros petrofísicos de la roca, propiedades de los fluidos y los factores de recobro que surgen de todos los Informes de Reservas a diciembre de 2023, los cuales revisten carácter de declaración jurada y son cargados por cada empresa en el sistema SESCO.

En esta sección se presentan comparaciones gráficas entre los parámetros de los cinco sets de datos utilizados para este estudio y los compilados por la SEN y se realiza un análisis de esta comparación y sus implicancias en los resultados de este trabajo.

En aquellos casos en los que no se cuenta con información proveniente de los Informes de Reservas se realizó la comparación con publicaciones técnicas (por ejemplo, con el área) o con datos públicos de producción como es el caso de la RGP en la ventana de petróleo.

Gráficos de comparación.

Se realizaron gráficos de comparación para cada una de las ventanas de fluidos: 1) gas seco, 2) gas húmedo y 3) gas asociado (petróleo).

Los parámetros comparados son los siguientes:

- 1) Parámetros del volumen de roca:
 - i) Área útil

Al no existir estadística de las áreas en los Informes de Reservas, la comparación en este caso se hizo con mapas de madurez de Vaca Muerta existentes en la bibliografía y que en todos los casos representan áreas sin considerar las restricciones descritas en la sección 3. Los mapas utilizados son el publicado por Notta et. al (2020) y el publicado por Veiga et. al (2020), figura 14. Dado que estos dos mapas tienen 5 zonas de madurez, en este trabajo se han agrupado las zonas de Wet Gas y Gas & Condensado en la ventana de Gas Húmedo y las zonas de Volatile Oil y Black oil en la ventana de Petróleo.

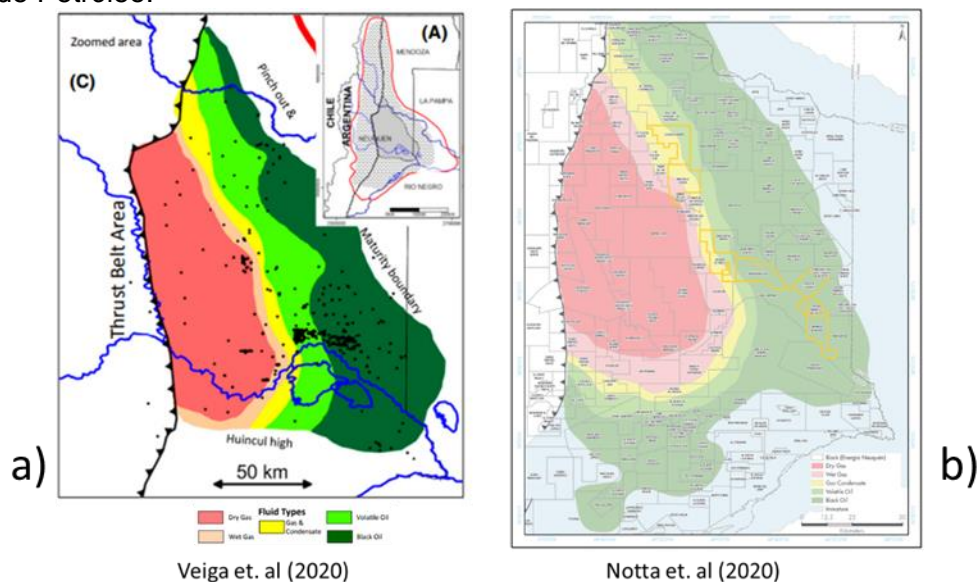


Figura 14: Mapas utilizados para las comparaciones de las áreas útiles. a) Mapa de fluidos esperados de la Fm. Vaca Muerta (Veiga et. al, 2020); b) Mapa de madurez de Vaca Muerta (Notta et. al, 2020).

- ii) Espesor útil total
- 2) Parámetros petrofísicos de la roca:
 - i) Porosidad

- ii) Saturación de gas en las ventanas de gas
 - iii) Saturación de petróleo en la ventana de petróleo.
- 3) Propiedades de los fluidos:
- i) Factor de volumen del gas en las ventanas de gas
 - ii) Factor de volumen del petróleo en la ventana de petróleo
 - iii) Relación gas petróleo en la ventana de petróleo
- 4) Recobro
- i) Factor de recobro de gas en las ventanas de gas
 - ii) Factor de recobro de petróleo en la ventana de petróleo

Análisis

Parámetros del volumen de roca (Figura 15)

Área útil: en las ventanas de gas seco y de petróleo las áreas utilizadas para las estimaciones son sistemáticamente menores a las áreas que surgen de la bibliografía, lo cual es consistente si se considera que en este trabajo se excluyeron todas las zonas con algún tipo de limitación o restricción mientras que las áreas de la bibliografía son áreas totales sin ningún tipo de limitación. En la ventana de gas y condensado, al ser más angosta y con límites más difusos, hay una dispersión mayor de datos.

Espesor útil: puede observarse en los gráficos que los espesores P_{90} y P_{mean} están en línea con los reportados en reservas. En cambio, los espesores P_{10} son sistemáticamente mayores, lo cual es consistente con el concepto de que existen niveles de navegación que aún no han sido probados y por lo tanto son aún prospectivos.

Parámetros de la roca (Figura 16)

Porosidad: los valores de porosidad utilizados para los cálculos volumétricos coinciden en rango con los reportados en los Informes de Reservas.

Saturaciones de gas y de petróleo: en este caso también se observa que los valores de saturación empleados están en su mayor medida comprendidos por los valores de saturación máximos y mínimos que surgen de las certificaciones de reservas.

Propiedades de los Fluidos (Figura 17)

Factor de volumen del gas y factor de volumen del petróleo: en ventana de gas seco y en ventana de petróleo todos los valores (con excepción del valor P_{10} del Bo de la Estimación A) utilizados en este trabajo se distribuyen en los máximos y mínimos del compilado SEN. En ventana de gas húmedo la dispersión es mayor, algo similar a lo que se describe más arriba con otros parámetros.

Relación Gas Petróleo (RGP): los valores de RGP utilizados para estimar los volúmenes de gas asociados al petróleo representan la RGP promedio de toda la ventana de líquidos en la que existe una marcada disminución de contenido de gas de Oeste a Este. La definición de una RGP máximo y una RGP mínimo a partir de la historia de producción de los bloques ubicados en esta ventana permite validar los valores de RGP promedio considerados en este estudio.

Factores de Recobro (Figura 18)

Gas: los factores de recobro empleados en este trabajo son consistentes con los reportados por las empresas en los Informes de Reservas para los casos P_{90} y P_{mean} . En el caso P_{10} existen dos valores que superan al máximo reportado por SEN en la ventana de gas húmedo.

Petróleo: los factores de recobro utilizados quedan comprendidos entre los mínimos y los máximos declarados en SESCO con excepción un valor (Estimación A) P_{90} que es menor al mínimo.

Recursos Recuperables de Gas por unidad de volumen (Figura 18)

Gas: considerando una unidad de volumen de 1 km^2 de área y 1 m de espesor se utilizaron los valores máximos y mínimos de porosidad, saturación de hidrocarburos, factores de volumen y factores de recobro del compilado SEN para estimar los recursos recuperables por unidad de volumen (expresados en $\text{bcf}/\text{km}^2/\text{m}$) y así poder comparar con los que surgen de las estimaciones individuales. Puede observarse en los gráficos correspondientes que todos los valores obtenidos en este estudio se ubican entre los máximos y los mínimos estimados.

De los gráficos de comparación de las figuras 15, 16, 17 y 18 puede concluirse que en líneas generales los datos aportados para este estudio y su rango de incertidumbre son consistentes con los compilados por la SEN a partir de los Informes de Reservas.

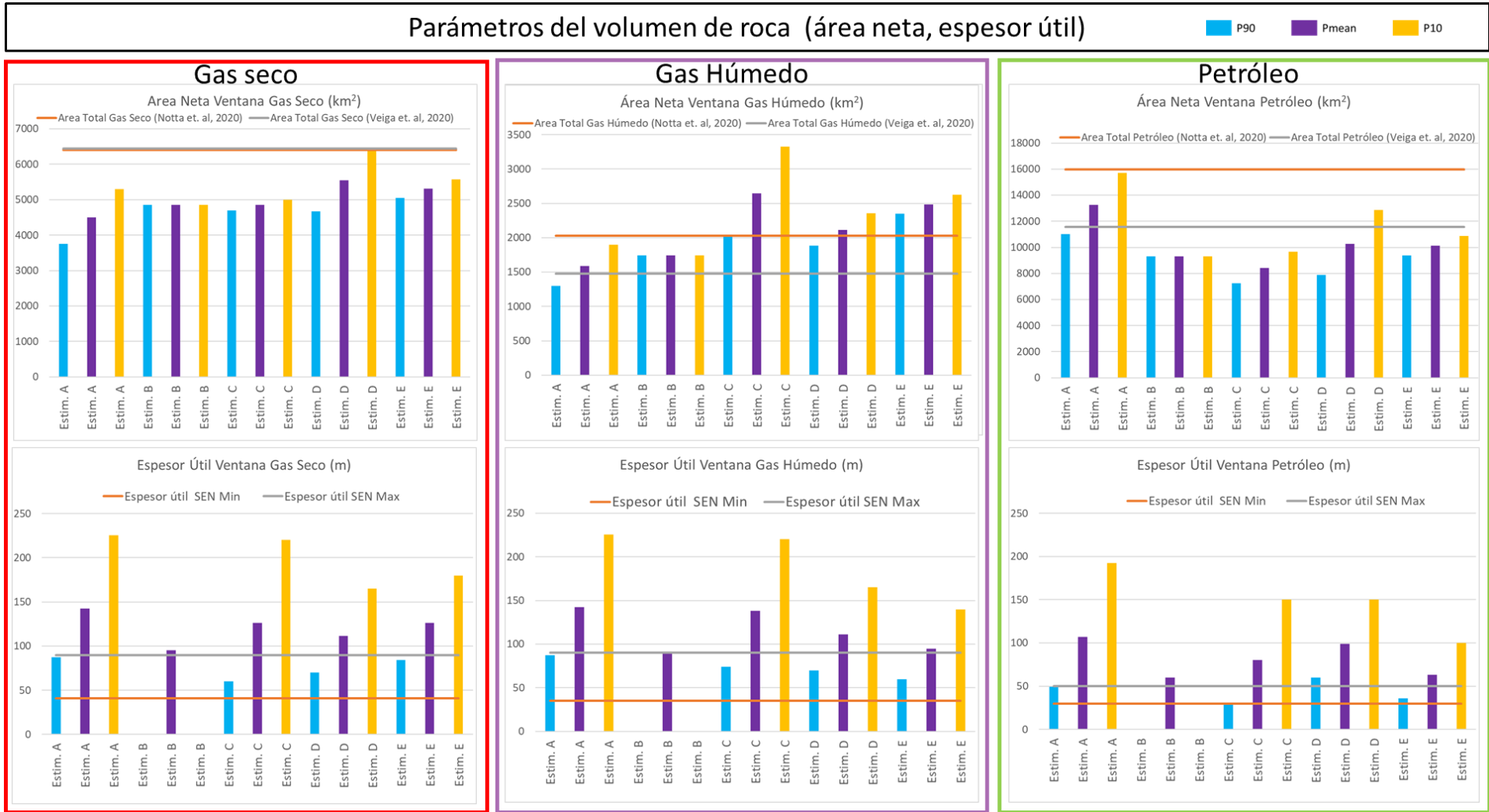


Figura 15: Comparación entre los parámetros del volumen de roca (espesor, área) utilizados en las estimaciones independientes y los datos compilados por SEN y/u obtenidos de la bibliografía.

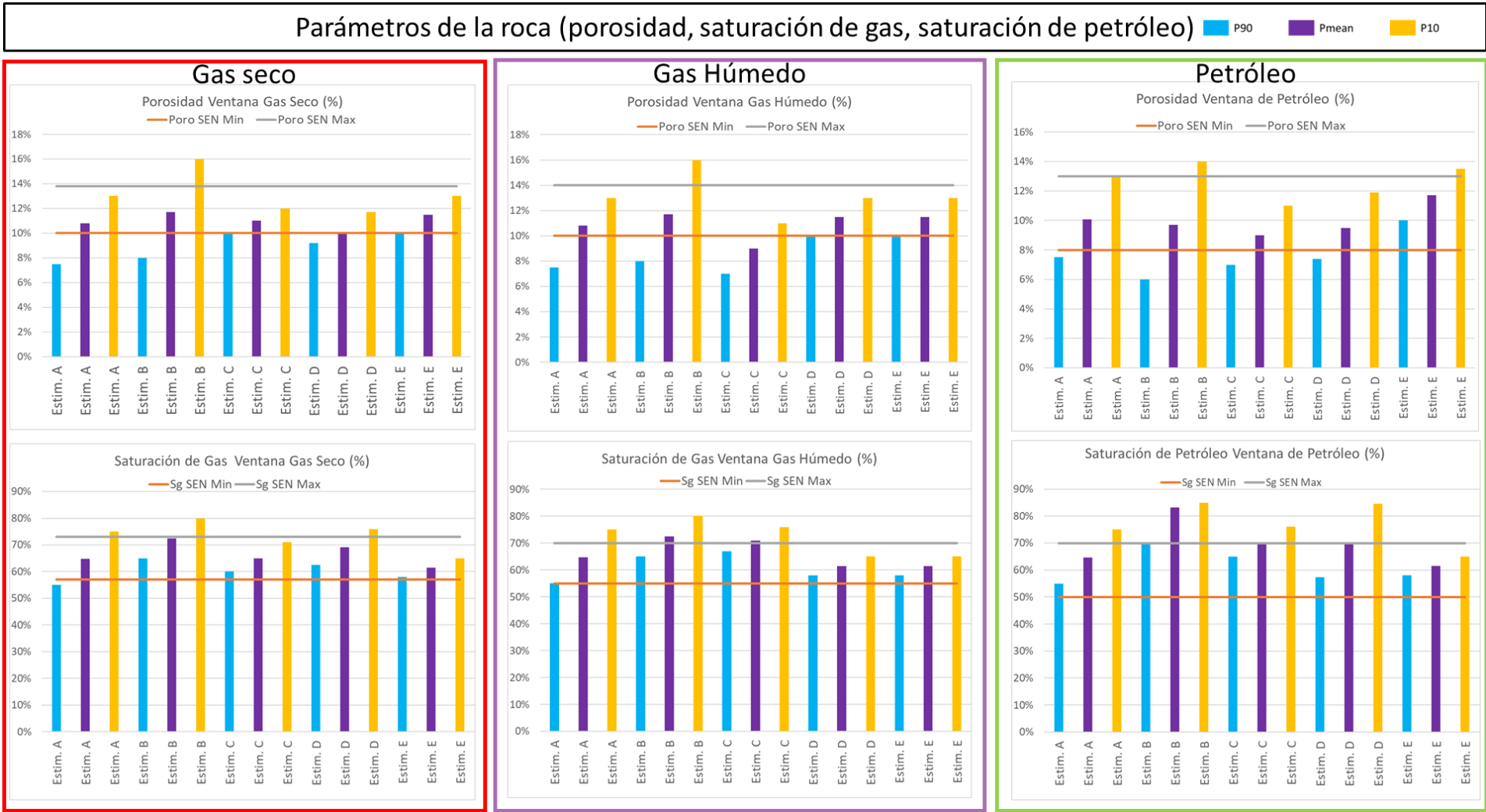


Figura 16: Comparación entre los parámetros de la roca (porosidad, saturación de gas, saturación de petróleo) utilizados en las estimaciones independientes y los datos compilados por SEN y/u obtenidos de la bibliografía.

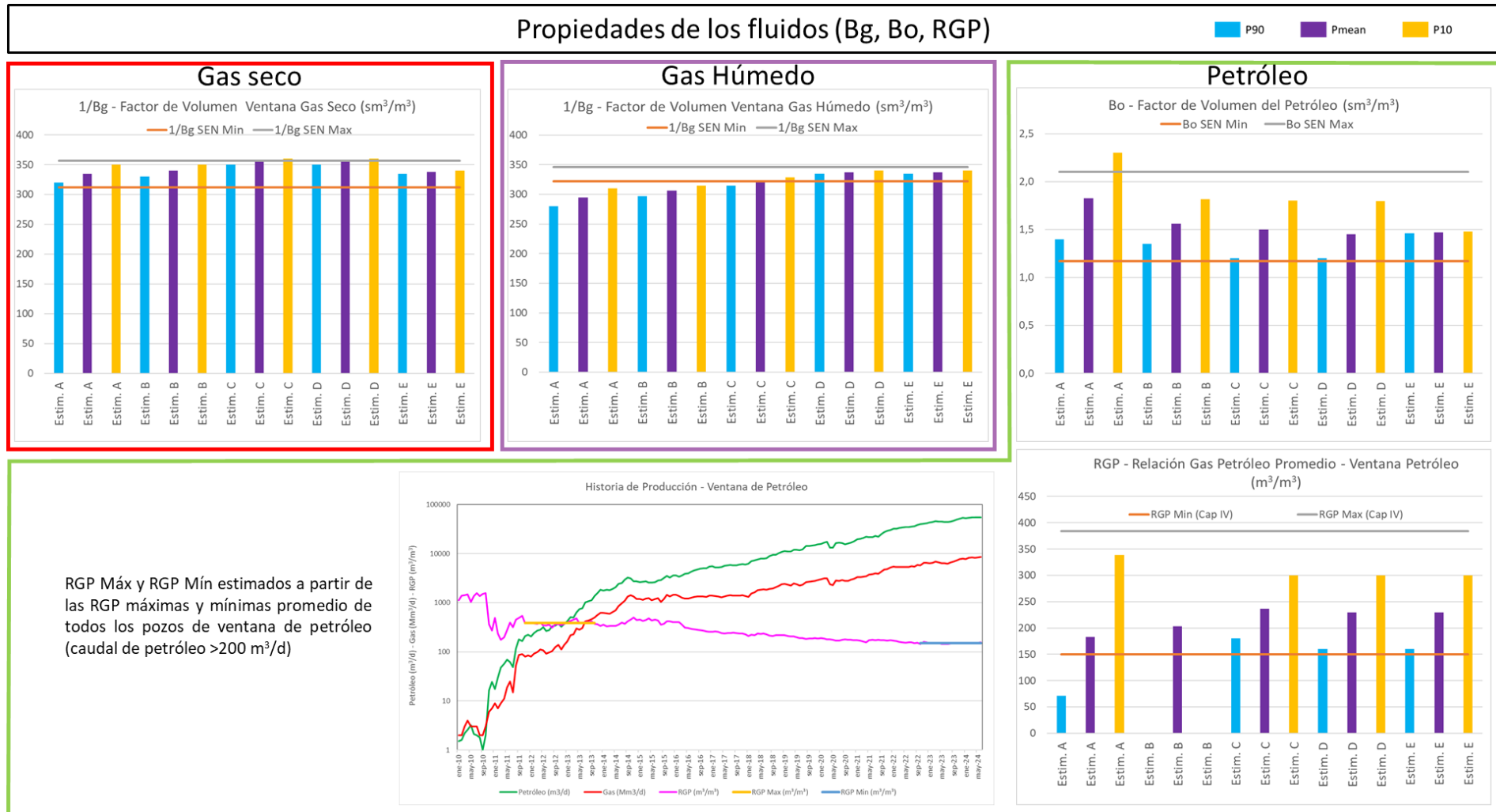


Figura 17: Comparación entre las propiedades de los fluidos (factor del volumen del gas (Bg), factor del volumen del petróleo (Bo), relación gas/petróleo (RGP) utilizados en las estimaciones independientes y los datos compilados por SEN y/u obtenidos de información pública (Cap. IV).

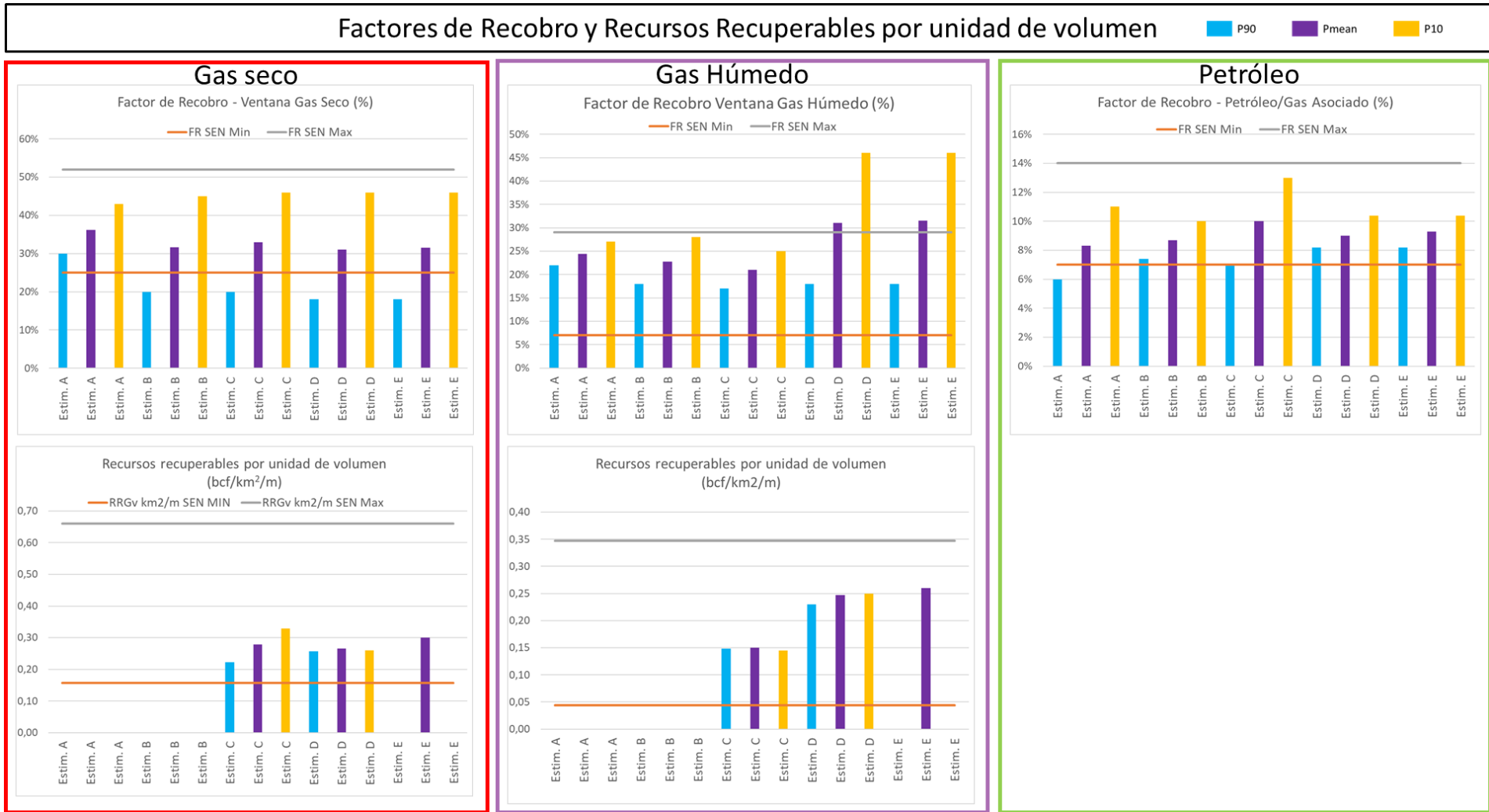


Figura 18: Comparación entre los factores de recobro utilizados en las estimaciones independientes y los datos compilados por SEN y/u obtenidos de información pública (Cap. IV).

7. AGREGACIÓN PROBABILÍSTICA DE LAS ESTIMACIONES POR VENTANA

Con los resultados de la integración estadística de las distribuciones de Recursos Recuperables de Gas (RRG), cuya metodología de cálculo se describe en las secciones 3 y 5 de este informe, se realizó una agregación probabilística, mediante la utilización de una simulación estocástica mediante el *software CrystalBall*, que ha permitido calcular la suma de las distribuciones de los volúmenes recuperables de cada ventana (Gas Asociado, Gas húmedo y Gas Seco), que se consideran acumulaciones independientes, desde el punto de vista de su fluidos y condiciones de reservorio. Ver van Elk et. al (2010) y Rosbaco et. al (2024), entre otros, para descripción teórica del método empleado para realizar la agregación probabilística.

Mediante la agregación estadística se obtuvieron los valores de los Recursos Recuperables de Gas, en su caso de Estimación Baja de 147 TCF correspondiente al P90, la Mejor Estimación de 258 TCF correspondiente al valor medio o *mean* de la distribución y la Estimación Alta de 396 TCF, correspondiente al P10 (Figuras 19, 20 y 21).

RRG Estimación Baja (P90): 147 TCF

RRG Mejor Estimación (Pmean): 258 TCF

RRG Estimación Alta (P10) 399 TCF

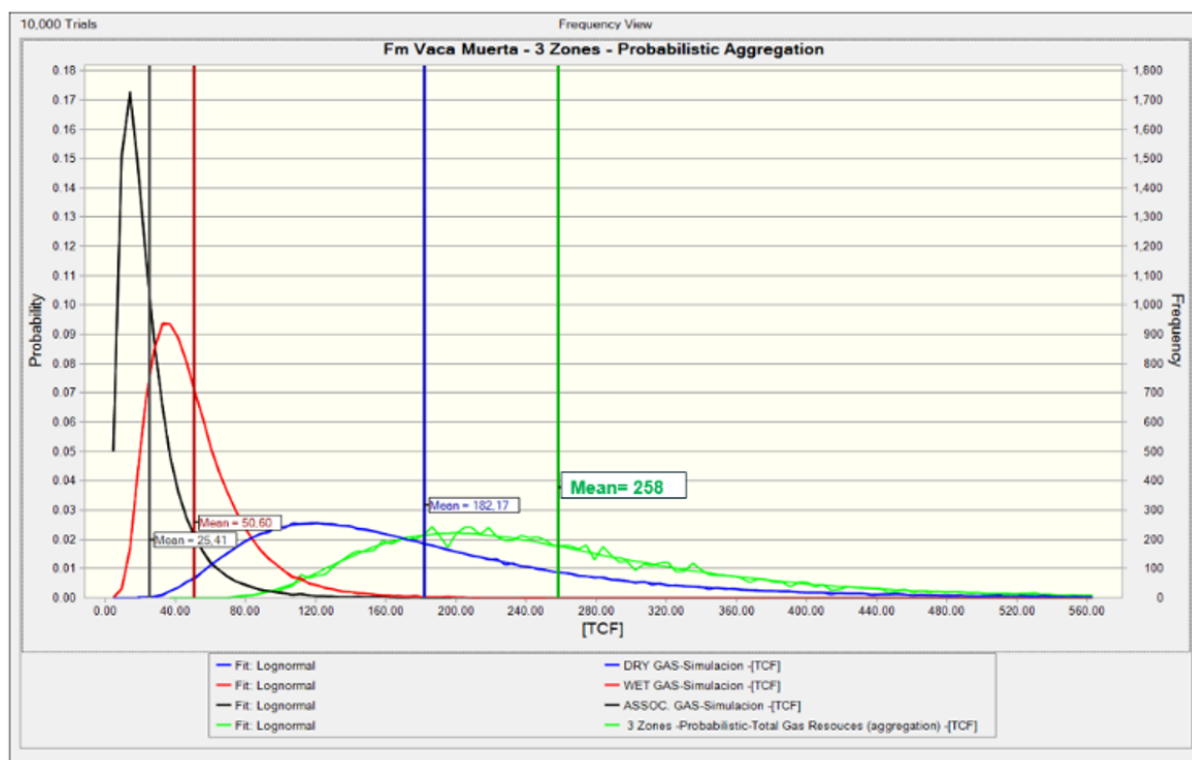


Figura 19: Agregación probabilística de las distribuciones promedio de cada ventana de fluidos. En azul se muestra la distribución probabilística promedio de los RRG en ventana de gas seco, en rojo en ventana gas húmedo, en negro en ventana de petróleo – gas asociado y en verde la curva resultante de la agregación probabilística de las 3 distribuciones por ventana.

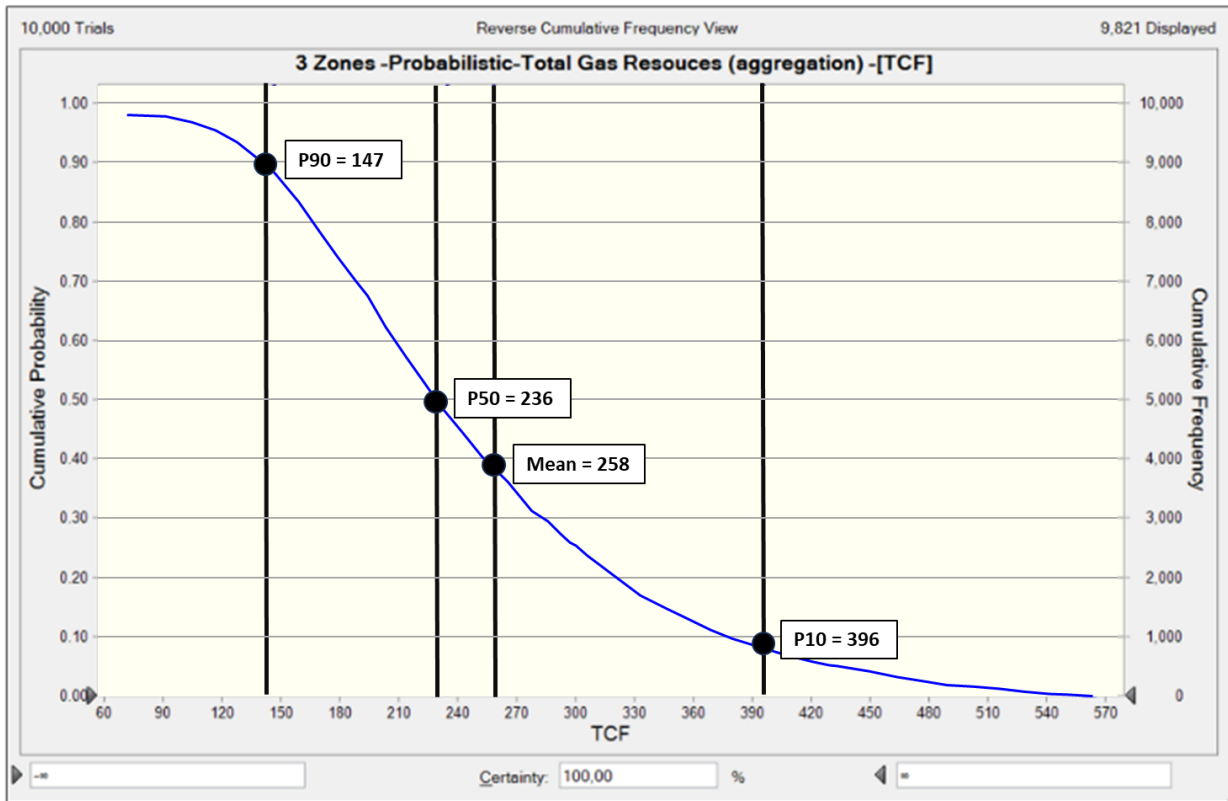


Figura 20: Curva de probabilidad acumulada de los RRG resultantes de la agregación probabilística de las distribuciones promedio de cada ventana de fluidos. Corresponde a la curva verde de la Figura 19

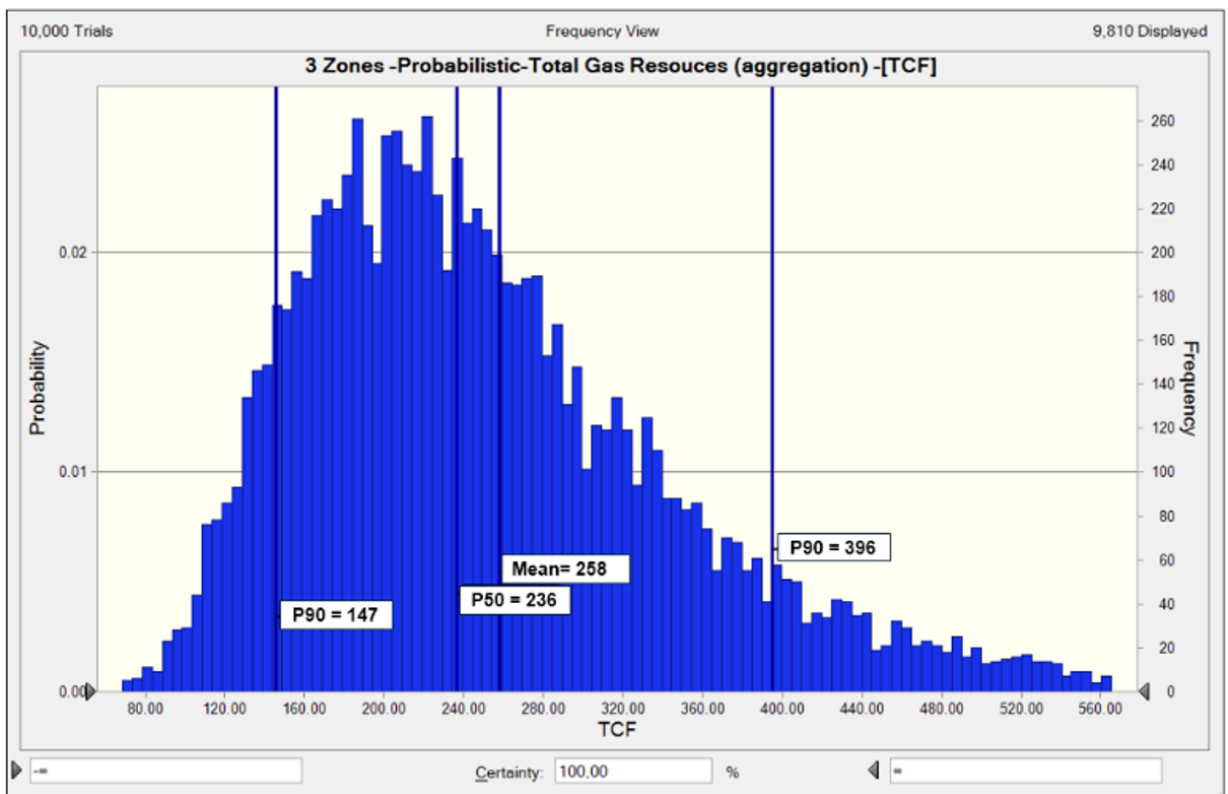


Figura 21: Histograma de distribución probabilística de los RRG resultantes de la agregación probabilística de las distribuciones promedio de cada ventana de fluidos. Corresponde a la curva verde de la Figura 19

8. RECURSOS REMANENTES TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE GAS

Los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Gas (RTRG) de la Fm. Vaca Muerta a nivel de la Cuenca Neuquina es una estimación del volumen total de gas producible de acuerdo con las tecnologías y prácticas actualmente disponibles en la industria, que se consideran independientes de las condiciones comerciales y de mercado, a una fecha dada, en este caso al 31 de diciembre de 2023.

Estos RTRG están conformados por la Reservas de Gas, por los Recursos Contingentes de Gas y por los Recursos Prospectivos de Gas tal como se muestra en la ecuación 4.

Por lo tanto, y tomando como fuente los datos provistos por SEN, los RTRG de Vaca Muerta se estiman de la siguiente manera:

$$RTRG = Reservas FVU + Recursos Contingentes + Recursos Prospectivos \quad (4)$$

donde:

- Las Reservas hasta el final de la vida útil (FVU) provienen de los informes de certificación de Reservas Comprobadas, Probables y Posibles y de Recursos Contingentes que presentan anualmente las empresas, tal como se describe en la sección 4 de este informe.
- Las Recursos Contingentes provienen de los informes de certificación Reservas Comprobadas, Probables y Posibles y de Recursos Contingentes que presentan anualmente las empresas, tal como se describe en la sección 4 de este informe.
- Los Recursos Prospectivos se estimaron por diferencia sustrayendo a los Recursos Recuperables de Gas (RRG) presentados en la sección 7 de este informe el volumen ya producido (Extraído), las Reservas FVU y los Recursos Contingentes, tal como se muestra en la ecuación 5.

$$Recursos Prospectivos = RRG - Extraído - Reservas FVU - Recursos Contingentes \quad (5)$$

Teniendo en cuenta la metodología probabilística adoptada y para reflejar el rango de incertidumbre de las estimaciones, los volúmenes de gas que potencialmente podrán ser recuperados se categorizaron en una Estimación Baja (P90), Estimación Media (P_{mean}) y Estimación Alta (P10). El volumen de RTRG para la Estimación Baja (P90), es de 144 TCF de gas. Esta estimación de los volúmenes de gas que podrían ser técnicamente recuperable a la fecha por la aplicación de distintos proyectos de exploración y desarrollo se considera como la más conservadora y debería existir una probabilidad de al menos 90% de que las cantidades a recuperar igualarán o excederán la Estimación Baja.

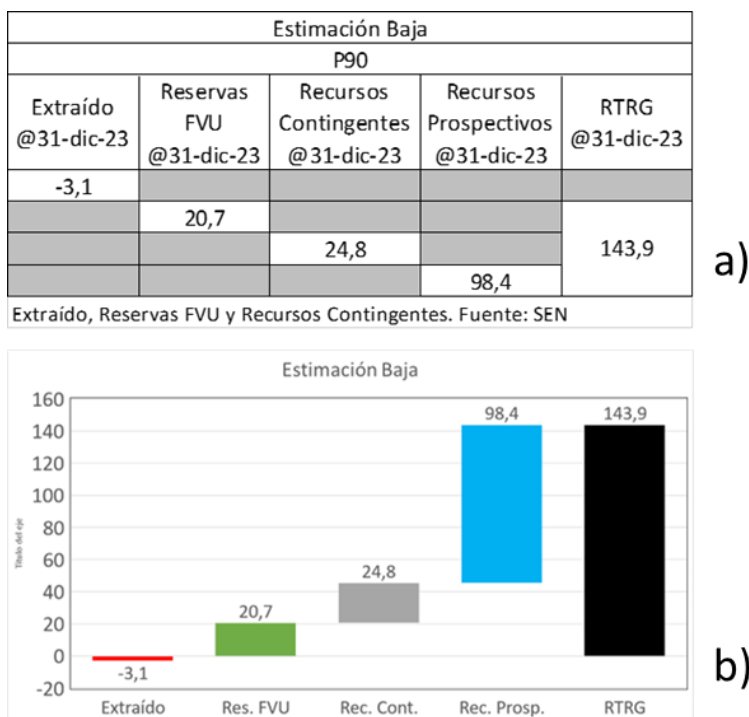


Figura 22: Recursos escenario Estimación Baja. a) Tabla con los volúmenes extraídos, de reservas FVU, de recursos contingentes y prospectivos utilizados para el cálculo de los RTRG al 31 de diciembre 2023. b) Gráfico de cascada mostrando los mismos parámetros

El volumen de RTRG de la Estimación Media, es de 255 TCF que se corresponde con el valor medio (*mean*), de la distribución de la agregación y se considera la mejor estimación como la representación más realista y razonable, representativa de los volúmenes que se esperan recuperar a la fecha.

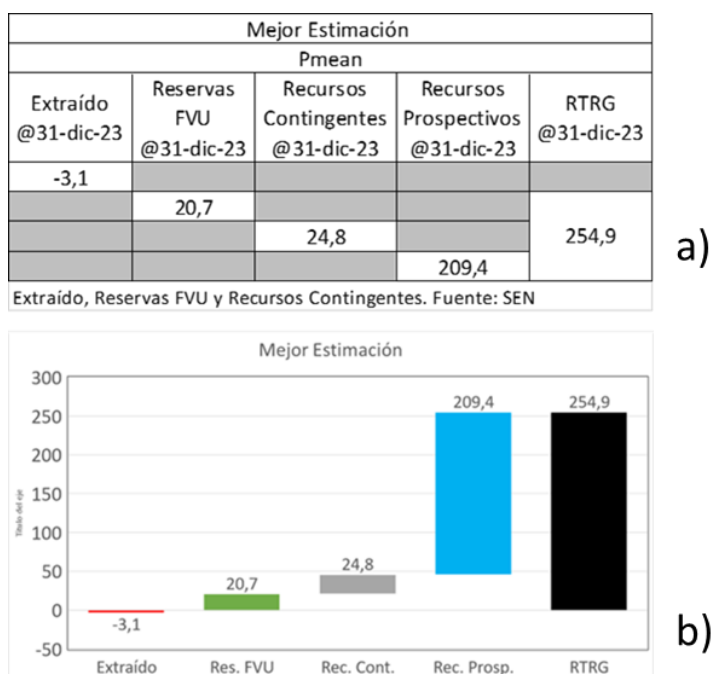


Figura 23: Recursos Escenario Mejor Estimación. a) Tabla con los volúmenes extraídos, de reservas FVU, de recursos contingente y prospectivos utilizados para el cálculo de los RTRG al 31 de diciembre 2023. b) Gráfico de cascada mostrando los mismos parámetros

Por último, el volumen de RTRG en la Estimación Alta, asciende a 393 TCF y se considera como la estimación más optimista y es el límite superior más realista de los volúmenes de gas que podrían ser recuperados, se toma el percentil P10 de la de la distribución del total de la Cuenca.

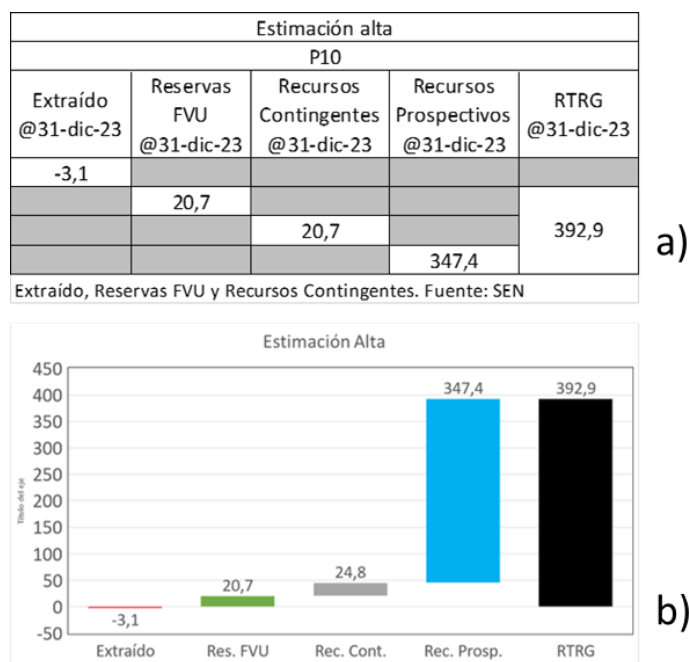


Figura 24: Recursos escenario Estimación Alta. a) Tabla con los volúmenes extraídos, de reservas FVU, de recursos contingente y prospectivos utilizados para el cálculo de los RTRG al 31 de diciembre 2023. b) Gráfico de cascada mostrando los mismos parámetros

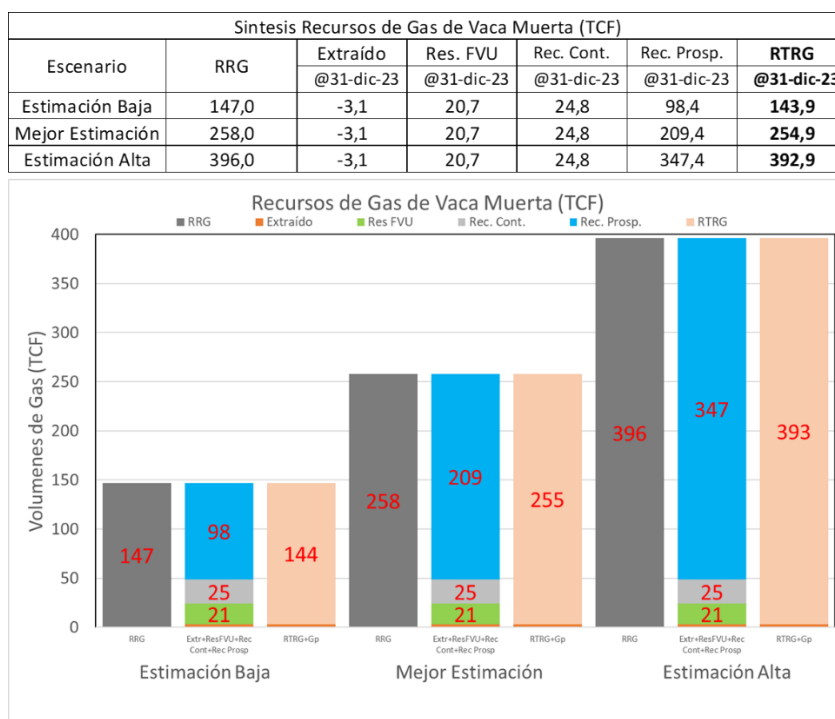


Figura 25: Recursos de Gas de Vaca Muerta. Síntesis de los resultados de este estudio.

9. VISIÓN DE LAS UNIVERSIDADES

Evaluación de la Metodología del Cálculo de Recursos de Gas No Convencionales de la Formación Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina.

Alfredo Disalvo¹, Gustavo Vergani¹ y Miguel Lavia²

- 1 Facultad de Ciencias Naturales y Museo – Universidad Nacional de La Plata
- 2 Instituto del Gas y del Petróleo de la UBA (IGPUBA), Facultad de Ingeniería – Universidad de Buenos Aires

Introducción

Profesores y académicos relacionados a la industria de los hidrocarburos, pertenecientes a la Universidad Nacional de La Plata y al Instituto del Gas y del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires, formaron parte del equipo de Evaluación de los Recursos de gas de la Formación Vaca Muerta, para avalar que los métodos y procedimientos empleados sean los más eficientes y veraces para este tipo de evaluaciones (“*state of the art of evaluation*”) y acordes a los criterios y conceptos que se imparten en las materias relacionadas en ambas Universidades.

Análisis de la metodología utilizada

Se acordó en primer lugar para este análisis, utilizar una Metodología Volumétrica, que consiste en determinar la cantidad de hidrocarburos “in situ” que existen en la Formación Vaca Muerta, multiplicada por la fracción de hidrocarburos que técnicamente se pueden producir de ella.

Para ello se dividió la cuenca en zonas homogéneas de acuerdo con el tipo de hidrocarburos existentes en la Formación. De esta manera se separaron 3 zonas bien definidas: gas seco, gas húmedo y gas disuelto en petróleo.

De estas zonas, fueron excluidas las áreas donde la extracción de hidrocarburos se hace difícil para la tecnología actual sino imposible, por problemas de superficie como, por ejemplo, zonas urbanas, o de subsuelo, grandes profundidades o regiones cercanas a la faja plegada.

Para el cálculo volumétrico se utilizaron las distribuciones probabilísticas de los principales parámetros petrofísicos y de fluidos, considerando que cada uno de estos elementos muestra una distribución del tipo log normal o semejante, de acuerdo con los métodos más comunes usados en la industria. También se determinaron los espesores que son impactados por los métodos de fractura donde se genera la permeabilidad necesaria para la producción de hidrocarburos. Se establecieron márgenes máximos y mínimos de área, espesor útil y también para los datos petrofísicos y de fluidos acordes con los resultados obtenidos en laboratorio, perforaciones y datos de superficie. Estos valores fueron aportados por cinco compañías operadoras.

Por otro lado, se establecieron los niveles con mejores condiciones geomecánicas para estimularse, a lo largo de las cuales se realizará la perforación horizontal (zonas de navegación o *landings*) para las distintas zonas de fluidos.

A partir de este análisis se establecieron volúmenes de hidrocarburos máximos y mínimos que contendría la formación Vaca Muerta en el subsuelo para las diferentes zonas de fluidos.

Del volumen total de hidrocarburos in situ, pero medidos a condiciones de superficie, solo una fracción de este volumen se recuperará, dependiendo de un Factor de Recobro (FR) que fue consensuado por los integrantes del equipo de trabajo. Este FR es el parámetro que posee mayores incertidumbres debido a la variabilidad de la calidad de la Formación Vaca Muerta, a los diferentes métodos de explotación usados, a factores económicos, a la escasa cantidad de superficie explotada a la fecha y a la poca historia de producción. Por otra parte, creemos que este factor de recuperación mejorará con el desarrollo tecnológico y aumento de la infraestructura con el tiempo. Estos FR fueron sostenidos y validados por los pozos tipos aportados por la Secretaría de Energía y por los integrantes de la CED. A pesar de estas incertidumbres damos como válidos los FR que se utilizaron en este trabajo para las diferentes ventanas de fluidos.

Con cada *set* de datos se realizaron cálculos independientes que representan la totalidad de los volúmenes de gas que pueden ser producidos de la formación Vaca Muerta.

El volumen final obtenido surge de la agregación de las diferentes distribuciones alcanzadas en cada estimación independiente y fueron calculados por métodos probabilísticos, que fueron avalados por expertos en matemática y estadística de ambas universidades.

Los Recursos Técnicamente Recuperables de Gas a los que llegó este informe son el resultado de sumar las Reservas y Recursos Contingentes (aportados por la SEN) y los Recursos Prospectivos estimados en este Informe.

El proceso de Evaluación de los Recursos se realizó siguiendo los lineamientos del PRMS (Petroleum Resources Management System, 2018 op cit).

Resumen Visión Universidades

- Del análisis general de la información aportada por las principales operadoras en la exploración y desarrollo de Vaca Muerta, consideramos que los cálculos de recursos de gas No Convencionales de Vaca Muerta, en todas sus variantes (gas seco, gas húmedo, gas disuelto en petróleo) son apropiados y consistentes. Los mismos están basados en los datos técnicos aportados por cada empresa y fueron calculados con métodos probabilísticos y un flujo de trabajo acorde a las buenas prácticas de la industria.
- La experiencia adquirida por las empresas aportantes de información, como operadoras o socias en la cuenca, y con gran conocimiento exploratorio y productivo en ella, nos permite sustentar y avalar los cálculos de recursos de gas que fueron realizados con la mejor información disponible.
- En las reuniones realizadas entre las partes se discutieron y aportaron algunos ajustes a los cálculos de recursos de gas realizados por las empresas individuales, consensuando los valores más probables.

La Universidad Nacional de La Plata (UNLP) y la Universidad de Buenos Aires (UBA) avalan los resultados de este informe.

10. AGRADECIMIENTOS

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas agradece:

A las empresas que contribuyeron con la información y con sus estimaciones para poder llevar adelante este trabajo. La experiencia de sus profesionales y el tiempo dedicado por sus técnicos han sido fundamentales para el desarrollo de este estudio y la elaboración de este informe.

Al presidente de la Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG por liderar técnicamente este trabajo y a los integrantes de la CED que formaron parte del equipo por el tiempo dedicado a la ejecución de este estudio.

A los profesores del IGPUBA (FIUBA) y de la Facultad de Cs. Naturales y Museo de la UNLP por su activa participación en todas las reuniones de trabajo y por sus aportes para la confección de este estudio siguiendo las mejores prácticas.

Al personal de la Dirección Nacional de Exploración y Producción de la Secretaría de Energía de la Nación por su contribución al estudio a través de la compilación de datos y de la participación en todas las discusiones técnicas y normativas.

A la Dirección Técnica de Petróleo y Gas del IAPG por la coordinación general de este trabajo.

11. APROBACIONES DEL DOCUMENTO.

Documento realizado por:

- Comisión de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Instituto Argentino del Petróleo y del Gas – IAPG

Federico Späth
Presidente

Documento validado por:

- Alfredo Disalvo
Universidad Nacional de La Plata

- Gustavo Vergani
Universidad Nacional de La Plata

- Miguel Lavia
Instituto de Gas y Petróleo de la Universidad de Buenos Aires - IGPUBA

Documento aprobado por:

- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas – IAPG

Ernesto A. López Anadón
Presidente

12. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS

- Biscayart, P., Brolli, M., D'Hiriart, J., Garcia Acebal, D., Giachino, A., Olmos, S., Requena, N. and Varela, R., 2020, "Factory Mode" development of Fortín de Piedra block, gas window, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor Leanza, eds., *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121*, p. 515–528.
- Cuervo, S., Lombardo, E., Vallejo, D., Crouse, L. y Hernandez, C., 2016. Towards a simplified Petrophysical model for the Vaca Muerta Formation. *Unconventional Resources Technology Conference (URTEC)*. DOI 10.15530/urtec-2016-2437257.
- EIA, 2015. (Energy Information Administration). *Technically Recoverable Shale Oil and Shales Gas Resources*. Argentina, 27 pp.
- Minisini, D. and Sanchez Ferrer, F., 2021, *Geology and economy to de-risk the unconventional Vaca Muerta play, Argentina*, in Charles A. Sternbach, Robert K. Merrill, and John C. Dolson, eds., *Giant Fields of the Decade: 2010–2020: AAPG Memoir 125*, p. 189–212.
- Notta, R., Krujis, E., Jain, V., Diaz-Perez, G. y Mandler, H., 2020. De-Risking the Sierras Blancas and Cruz de Lorena Blocks, Black-Oil Window, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor Leanza, eds., *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121*, p. 445–468.
- Ortiz, A., Crousse, L., Bernhardt, C., Vallejo, D and Mosse, L., 2020, *Reservoir properties: Mineralogy, porosity, and fluid types*, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor Leanza, eds., *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121*, p. 329–350.
- Panesso, R., Quaglia, A., Alzate, G. and Porras, J., 2023, *Integrated Petrophysical Characterization of Hydrocarbon Shale Unconventional Reservoirs Using a Rock Typing Approach, Case Study, Vaca Muerta Play, Neuquén Basin, Argentina. Unconventional Resources Technology Conference (URTEC)* DOI 10.15530/urtec-2023-3860586.
- Rosbaco, J., Crotti, M., Bugari, A. y Labayén, I., 2024, *La Física de los Reservorios de Hidrocarburos*, Tomo II. 373p, Ed. IAPG - SPE. ISBN: 978-987-88-5241-6.
- van Elk, J. F., Gupta, R. and Wann, D, 2010, *Probabilistic Aggregation of Oil and Gas Field Resource Estimates and Project Portfolio Analysis*. (SPE 116395-PA). *SPE Res Eval & Eng* 13 (01): 72–81. <https://doi.org/10.2118/116395-PA>
- Veiga, R., Bande, A., Micucci, E., Mosquera, A. y Macellari, C., 2018. Análisis en la capacidad de almacenamiento de gas a partir del uso de registros de pozo. Ejemplos en la Formación Vaca Muerta Cuenca Neuquina, Argentina. *10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales*. P. 503-521.
- Veiga, R., Vergani, G., Brisson, I. Macellari, C. and Leanza, H. 2020. The Neuquen Super Basin. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin* V. 104 N°12 2521-2555.
- Vittore, F., Licitra, D., Monti, L. Lanusse Noguera, I., Hernández, C., Reijenstein, H. and Quiroga, J., 2020, *Full development phase of the Loma Campana block: Black oil to gas and condensate windows*, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor A. Leanza, eds., *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121*, p. 417–444.
- Vittore, F., Bernhart, C., Gonzalez Tomassini and Manestar, G. 2019, *Highly productive zones characterization through an integrated electrofacies-core workflow in Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina. Unconventional Resources Technology Conference (URTEC)* DOI 10.15530/urtec-2019-139Cuervo et al. (2016).

Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System (PRMS), 2011, SPE. Sponsored by SPE, AAPG, WPC, SPEE and SEG.

Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS), Revisado junio de 2018, Traducido septiembre 2019, SPE. Sponsored by SPE, WPC, AAPG, SPEE, SEG, SPWLA, EAGE.

ANEXO 1 –DATOS APORTADOS POR LAS EMPRESAS

En esta sección se presentan como anexo las tablas resúmenes con los 5 sets de datos que fueron aportados por las empresas. Cada set de datos incluye los parámetros utilizados para aplicar el método volumétrico y las estimaciones probabilísticas resultantes. Existe una tabla resumen por ventana: gas seco, gas húmedo y petróleo.

En la sección 4 de este informe se realiza una comparación gráfica entre estos parámetros y la compilación de parámetros realizada por la SEN a partir de los Informes de Reservas y Recursos Contingentes al 31 de diciembre de 2023.

Estimación de los Recursos Remanentes
Técnicamente Recuperables de Gas de la Fm. Vaca Muerta
disponibles al 31 de diciembre de 2023

Ventana Gas Seco																
Parámetros	Unidades de medida	Estimación E			Estimación D			Estimación A			Estimación C			Estimación B		
		P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10
Área Desarrollable	km ²	5046,0	5309,2	5580,0	4667,2	5546,0	6483,0	3750,0	4496,0	5300,0	4700,0	4848,0	5000,0	4853,3	4853,3	4853,3
Espesor útil	m	24,0	31,5	40,0	35,0	44,6	55,0	35,0	44,5	55,0	30,0	42,0	55,0	26,0	31,8	38,0
Porosidad	fracción	0,10	0,12	0,13	0,09	0,10	0,12	0,08	0,11	0,13	0,10	0,11	0,12	0,08	0,12	0,16
Saturación de Gas	fracción	0,58	0,62	0,65	0,63	0,69	0,76	0,55	0,65	0,75	0,60	0,65	0,71	0,65	0,72	0,80
Factor de Volumen	sm ³ /m ³	335,0	337,5	340,0	350,0	355,0	360,0	320,0	334,9	350,0	350,0	355,0	360,0	330,0	340,0	350,0
Factor de Eficiencia	fracción	0,18	0,32	0,46	0,18	0,31	0,46	0,30	0,36	0,43	0,20	0,33	0,46	0,20	0,32	0,45
RRGnn	TCF	26,8	49,8	86,0	42,0	65,4	92,6	27,0	58,7	103,2	31,0	59,0	91,0		49,6	
RRGv	BCF/km ² /m		0,3		0,257	0,265	0,260				0,223	0,279	0,329			
Niveles de Navegación	unidades	3,5	4,0	4,5	2,0	2,5	3,0	2,5	3,2	4,1	2,0	3,0	4,0		3,0	
RRG	TCF	93,6	199,1	351,4	84,0	165,0	278,0	76,8	195,9	368,1	83,0	175,0	287,0		148,8	

Tabla 4: Datos aportadas por las empresas. Ventana de Gas Seco

Ventana Gas Húmedo																
Parámetros	Unidades de medida	Estimación E			Estimación D			Estimación A			Estimación C			Estimación B		
		P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10
Área Desarrollable	km ²	2349,0	2485,2	2625,5	1883,0	2113,0	2353,0	1300,0	1587,7	1900,0	2030,0	2648,0	3329,0	1740,0	1740,0	1740,0
Espesor útil	m	24,0	31,5	40,0	35,0	44,6	55,0	35,0	44,5	55,0	37,0	46,0	55,0	25,0	29,9	35,0
Porosidad	fracción	0,10	0,12	0,13	0,10	0,12	0,13	0,08	0,11	0,13	0,07	0,09	0,11	0,08	0,12	0,16
Saturación de Gas	fracción	0,58	0,62	0,65	0,58	0,62	0,65	0,55	0,65	0,75	0,67	0,71	0,76	0,65	0,72	0,80
Factor de Volumen	sm ³ /m ³	335,0	337,5	340,0	335,0	337,5	340,0	280,0	294,9	310,0	315,0	322,0	329,0	297,0	306,0	315,0
Factor de Eficiencia	fracción	0,18	0,32	0,46	0,18	0,31	0,46	0,22	0,24	0,27	0,17	0,21	0,25	0,18	0,23	0,28
RRGnn	TCF	10,9	20,5	31,5	8,1	11,0	13,8	11,0	12,1	20,3	5,0	7,0	8,0		10,9	
RRGv	BCF/km ² /m		0,3		0,230	0,247	0,250				0,148	0,150	0,145			
Niveles de Navegación	unidades	2,5	3,0	3,5	2,0	2,5	3,0	2,5	3,2	4,1	2,0	3,0	4,0		3,0	
RRG	TCF	27,3	61,6	110,3	30,0	58,0	97,0	17,0	40,4	73,3	28,0	55,0	86,0		32,6	

Tabla 5: Datos aportadas por las empresas. Ventana de Gas Húmedo

Ventana Petróleo - Gas Asociado																
Parámetros	Unidades de medida	Estimación E			Estimación D			Estimación A			Estimación C			Estimación B		
		P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10
Área Desarrollable	km ²	9396,0	10113,1	10858,0	7887,0	10256,0	12860,0	11000,0	13259,7	15700,0	7260,0	8436,0	9680,0	9310,0	9310,0	9310,0
Espesor útil	m	24,0	31,5	40,0	30,0	39,5	50,0	35,0	44,5	55,0	30,0	40,0	50,0	25,0	29,9	35,0
Porosidad	fracción	0,10	0,12	0,14	0,07	0,10	0,12	0,08	0,10	0,13	0,07	0,09	0,11	0,06	0,10	0,14
Saturación de Gas	fracción	0,58	0,62	0,65	0,57	0,70	0,85	0,55	0,65	0,75	0,65	0,70	0,76	0,70	0,83	0,85
Factor de Volumen	m ³ /sm ³	1,5	1,5	1,5	1,2	1,4	1,8	1,4	1,8	2,3	1,2	1,5	1,8	1,4	1,6	1,8
Factor de Eficiencia	fracción	0,08	0,09	0,10	0,08	0,09	0,10	0,06	0,08	0,11	0,07	0,10	0,13	0,07	0,09	0,10
RRGnn	TCF	4,3	7,7	11,7	8,6	14,5	21,7	3,1	10,8	22,7	5,0	12,0	23,0		11,8	
Relación Gas Petróleo	sm ³ /m ³	160	230	300	160	230	300	71	183	339	180	237	300		203	
Niveles de Navegación	unidades	1,5	2,0	2,5	2,0	2,5	3,0	1,4	2,4	3,5	1,0	2,0	3,0		2,0	
RRG	TCF	6,5	15,3	29,1	17,0	37,0	65,0	5,5	25,9	56,9	9,0	24,0	49,0		23,7	

Tabla 6: Datos aportadas por las empresas. Ventana de Petróleo - Gas Asociado

ANEXO 2 – GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS Y UNIDADES

Términos técnicos definidos en “Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS), Revisado junio de 2018, Traducido septiembre 2019” y utilizados en este informe

Agregación: es el proceso de sumar los estimados de Recursos a nivel de pozos, yacimientos o proyectos a niveles más altos o la combinación de totales por campo, país o compañía. La suma aritmética de categorías incrementales puede producir resultados diferentes de la agregación probabilística de las distribuciones.

Estimación Alta: con respecto a la categorización de recursos, esta se considera como una estimación optimista de la cantidad que será recuperada realmente de la acumulación mediante un proyecto. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos de 10% (P10) de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación alta.

Estimación Baja: con respecto a la categorización de recursos, este es un estimado conservador de la cantidad que será realmente recuperada de la acumulación por un proyecto. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 90% (P90) de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación baja.

Factor de Recobro: es una expresión numérica de la porción (expresada como un porcentaje) de cantidades en sitio de petróleo estimadas como recuperables por procesos o proyectos específicos, la mayoría de las veces se representa como un porcentaje. Se estima utilizando los recursos recuperables divididos por los hidrocarburos inicialmente en sitio.

Gas Asociado: es el gas natural encontrado en contacto o disuelto en petróleo crudo dentro del yacimiento.

Gas Húmedo: es el gas natural del que no se han eliminado líquidos antes del punto de referencia. El gas húmedo se contabiliza en las evaluaciones de recursos y no hay una contabilidad separada para los contenidos líquidos. Se debería reconocer que esta es una definición de evaluación de recursos y no una definición de comportamiento de fases.

Media (mean): la suma de un conjunto de valores numéricos dividida por el número de valores en el conjunto.

Método Probabilístico: el método de estimación de recursos se denomina probabilístico cuando los datos de geociencias, de ingeniería y económicos conocidos se utilizan para generar un rango continuo de estimaciones y sus probabilidades asociadas.

Petróleo Inicialmente En Sitio: es la cantidad total de petróleo estimada que existe originalmente en los yacimientos de ocurrencia natural, a una fecha dada. El petróleo crudo en sitio, el gas natural en sitio y el bitumen natural en sitio se definen de la misma manera.

Petróleo Total Inicialmente En Sitio: son las cantidades de petróleo que se estima existen originalmente en acumulaciones naturales, descubiertas y no descubiertas, antes de la producción.

Producción Acumulada: Es la sumatoria de los volúmenes de Petróleo (o Gas) que se han producido en una fecha dada. (Ver también Producción).

Recursos: término utilizado para abarcar todas las cantidades de petróleo (recuperable y no recuperable) que ocurren naturalmente en una acumulación sobre o dentro de la corteza terrestre, descubierto y no descubierto, más las cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos

de petróleo, ya sean actualmente considerados convencionales o no convencionales. (Ver Petróleo Inicialmente en sitio).

Recursos Contingentes: son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias.

Recursos Prospectivos: 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.

Recursos Recuperables: son aquellas cantidades de hidrocarburos que se estima que son producibles por el proyecto a partir de acumulaciones descubiertas o no descubiertas.

Recursos Técnicamente Recuperables: son aquellas cantidades de petróleo producible que utilizan la tecnología y prácticas de la industria actualmente disponibles, independientemente de las consideraciones comerciales o de accesibilidad.

Reservas: son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante, bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de una fecha dada) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).

Simulación Monte Carlo: es un tipo de simulación matemática estocástica que selecciona aleatoria y repetidamente las distribuciones de entrada (por ejemplo, las propiedades del yacimiento) para generar una distribución resultante (por ejemplo, cantidades recuperables de petróleo).

Recuperación Final Estimada: son aquellas cantidades de petróleo estimadas, en una fecha dada, a ser potencialmente recuperables más aquellas cantidades ya producidas de la acumulación. Para mayor claridad, el EUR (por sus siglas en inglés) debe referirse a las condiciones técnicas y comerciales asociadas a los recursos; por ejemplo, el EUR probado son las Reservas Probadas más la producción acumulada.

Relación Gas Petróleo: es la relación calculada usando los volúmenes medidos de gas natural y petróleo crudo a condiciones establecidas. La relación gas/petróleo puede ser la relación gas/petróleo en solución, Rs; la relación de gas/petróleo producido, Rp; u otra relación definida aceptable de la producción de gas a producción de petróleo.

Términos técnicos adaptados de “Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS), Revisado junio de 2018, Traducido septiembre 2019” y utilizados en este informe

Extraído: en este informe se utiliza este término para representar la Producción Acumulada a una fecha determinada.

Gas Total Inicialmente En Sitio: son las cantidades de gas que se estima existen originalmente en acumulaciones naturales, descubiertas y no descubiertas, antes de la producción.

Mejor Estimación (P_{mean}): en este informe este término representa la evaluación más realista de las cantidades que se esperan recuperar si solo se reportara un único valor utilizando y considerando el valor medio (P_{mean}) como mejor estimación.

Recursos Recuperables de Gas (RRG): en este informe representa la fracción recuperables del Gas Inicialmente en Sitio. Corresponde a la suma del Extraído de gas más las Reservas FVU de gas más los Recursos Contingentes de gas más los Recursos Prospectivos de gas.

Recursos Recuperables de Petróleo (RRP): en este informe representa la fracción recuperable del Petróleo Inicialmente en Sitio.

Recursos Recuperables de Gas por nivel de navegación (RRGnn): representa los Recursos Recuperables de Gas por nivel de navegación (*landing zone*).

Recursos Recuperables de Gas por unidad de área (RRGa): representa los Recursos Recuperables de Gas por unidad de área (1 km²).

Recursos Recuperables de Gas por unidad de Volumen (RRGv): representa los Recursos Recuperables de Gas por unidad de volumen (1 km² x 1m).

Recursos Recuperables de Gas por pozo (RRGp): representa los Recursos Recuperables de Gas por pozo considerando una rama horizontal de 3000m de longitud y un distanciamiento entre ramas de 300m.

Relación Gas Petróleo (RGP): bajo este término, en este informe se hace referencia a la relación gas/petróleo producido.

Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Gas (RTRG): en este informe representa a aquellas cantidades de gas producible y remanente (de acumulaciones descubiertas y no descubiertas) a partir de una fecha dada y que utilizan la tecnología y prácticas de la industria actualmente disponibles, independientemente de las consideraciones comerciales o de accesibilidad. Incluye a las Reservas FVU, a los Recursos Contingentes y a los Recursos Prospectivos.

Reservas FVU: son las reservas estimadas al final de la vida útil (FVU) de los yacimientos sin tener en consideración el final de las concesiones, tal como se reportan en los Informes de Reservas SEN.

Unidades

1 BCF (*billion of cubic feet*) = 1.000.000.000 pies cúbicos

1 TCF (*trillion of cubic feet*) = 1.000.000.000.000 pies cúbicos.

1 MMm³ = 1.000.000 m³

ANEXO 3 – NOTA SOLICITUD DE ESTIMACIÓN DE RECURSOS



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
AÑO DE LA DEFENSA DE LA VIDA, LA LIBERTAD Y LA PROPIEDAD

Nota

Número: NO-2024-97242075-APN-SE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Lunes 9 de Septiembre de 2024

Referencia: SOLICITUD DE ESTIMACION DE RECURSOS

A: Instituto Argentino de Petróleo y Gas ((IAPG)).

Con Copia A:

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a usted en el marco del art. 3º bis de la ley 24.076, recientemente incorporado por la Ley N° 27.742 de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos.

Tal como es de su conocimiento, dicha norma establece la obligación de esta SECRETARIA DE ENERGIA de realizar un estudio para la emisión de una Declaración de Disponibilidad de Recursos Gasíferos en el largo plazo que contemple la suficiencia de recursos gasíferos en el país proyectada en el tiempo y el suministro de gas natural de otros orígenes para abastecer regularmente en el curso ordinario de los acontecimientos la demanda interna.

Ello, a fin de contribuir al proceso de toma de decisión sobre base firme e ininterrumpible de los proyectos de exportación de GNL cuyo desarrollo y ejecución se prevea durante el mismo periodo de análisis.

Sin perjuicio de las pautas y premisas que oportunamente establezca la reglamentación del PODER EJECUTIVO NACIONAL al respecto, se solicita a Uds efectuar una estimación preliminar de los recursos hidrocarburíferos totales de la Formación Vaca Muerta, conforme las normas de uso habitual en la industria hidrocarburífera.

La necesidad de contar con dicho estudio a la brevedad posible se justifica en la misma publicación de la Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos N° 27.742 el pasado 8 de julio.

En materia de hidrocarburos, dicha norma focalizó en el principio de la libertad, seguridad y confiabilidad del abastecimiento, habiéndose eliminado el concepto de soberanía energética y autoabastecimiento incorporados en la Ley N° 26.741 de expropiación de YPF SA. Además, se introdujeron modificaciones normativas para conciliar los principios en la materia, a fin de unificar los objetivos de la política energética nacional (art. 3° de la Ley 17.319 y 3° de la Ley 26.741). Por otra parte, a fin de recuperar el dinamismo de las inversiones, se fijaron los objetivos de maximizar la renta obtenida de la explotación de los recursos y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país (art. 3 de la Ley 17.319).

En el entendimiento que dicha prestigiosa institución coincide con los objetivos allí establecidos, se aclara que el estudio que realice el Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) se integrará a los que realice esta SECRETARIA de ENERGIA en función de la reglamentación a dictar por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Sin otro particular saluda atte.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2024.09.09 09:23:01 -03:00

Eduardo Javier Rodriguez Chirillo
Secretario
Secretaría de Energía
Ministerio de Economía

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL
ELECTRONICA - GDE
Date: 2024.09.09 09:23:02 -03:00

ANEXO 5. CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA LA EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS DE GAS NATURAL Y PETRÓLEO DE LA REPÚBLICA ARGENTINA. PRÁCTICA RECOMENDADA IAPG. JUN-2024

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

Práctica Recomendada IAPG
ETAPA 1, FASE I - junio 2024

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.

OBJETIVOS

- 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:
 - Zonas con fallamiento que generen problemas de perforación o salida de nivel de navegación
 - Zonas con presencias de cuerpos intrusivos
 - Zonas con acuñamientos.
 - Altas pendientes
 - Presencia de gases inertes (CO₂, sulfhídrico, etc.)
 - Restricciones de superficie
 - Zonas de restricción medio-ambiental
 - Zonas de topografía compleja (volcanes, coladas, lagos, etc.)
 - Zonas con riesgo hídrico
 - 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 (CO₂, 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

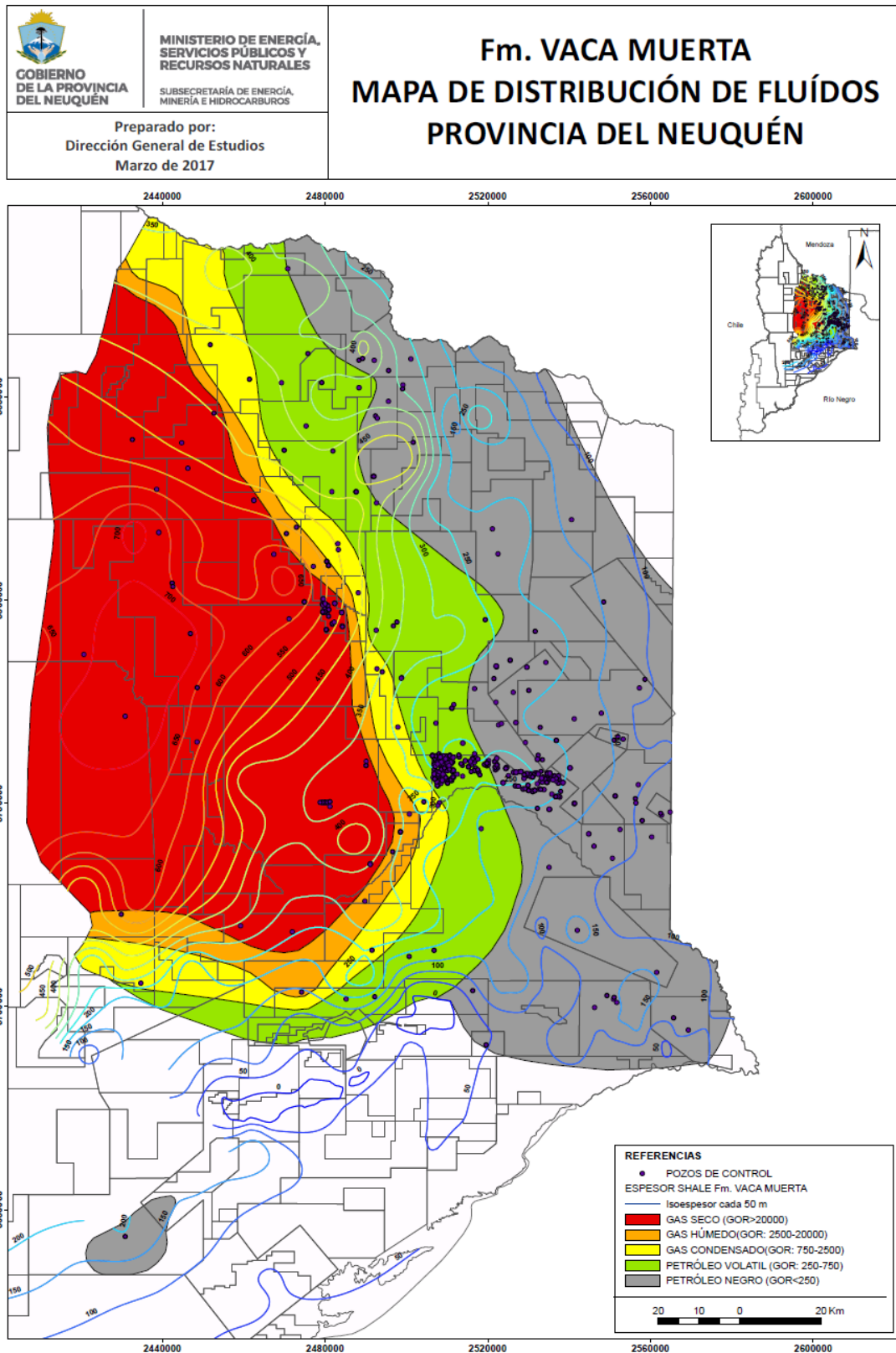


Figura 1: mapa de distribución de fluidos de la Fm. Vaca Muerta en la provincia de Neuquén.

Mapa de profundidades

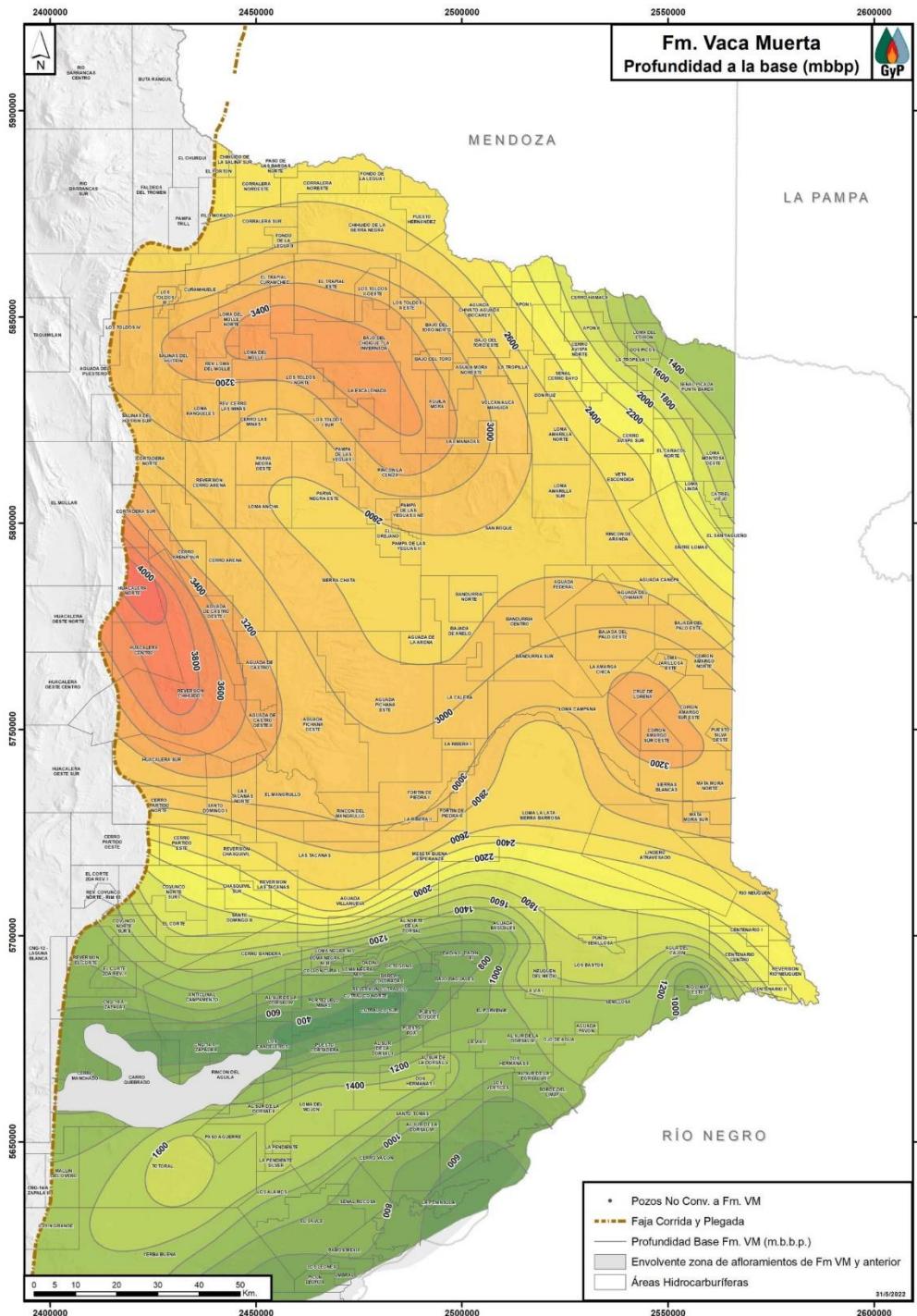


Figura 2: mapa con la profundidad a la base de la Fm. Vaca Muerta en la provincia de Neuquén.

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.

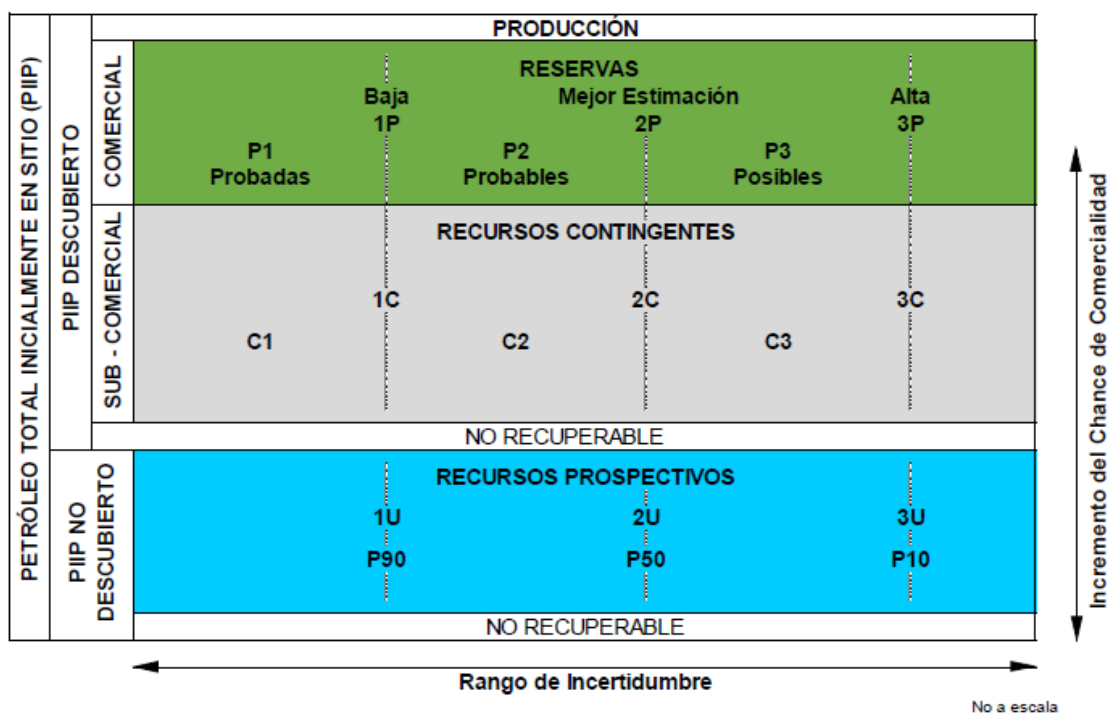


Figura 1.1 — Marco de clasificación de recursos

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.
---	----------------	--

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

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