

Estimación de los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Petróleo de la Fm. Vaca Muerta disponibles al 31 de diciembre de 2024

Informe realizado por la
Comisión de Exploración y Desarrollo de
Hidrocarburos

Julio de 2026

Realizó	Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG (CED)		 Federico Späth Presidente CED	
Validó	 Alfredo Disalvo UNLP	 Gustavo Vergani UNLP	 Miguel Lavia IGPUBA	 Gabriela Savioli IGPUBA
Aprobó	IAPG		 Ernesto López Anadón Presidente IAPG	

Julio de 2026

ÍNDICE

1. Resumen ejecutivo
 2. Objetivos y alcances del estudio
 3. Metodología
 4. Compilación de datos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN)
 5. Estimaciones de Recursos Recuperables de Petróleo
 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 Petróleo
 9. Visión de las Universidades (UNLP - UBA)
 10. Agradecimientos
 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 SOLICITUD DE ESTIMACIÓN DE RECURSOS
- 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 IGPUBA, 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 Petróleo de la Formación Vaca Muerta al 31 de diciembre de 2024.

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 tres escenarios: una estimación baja (P90), una estimación media (*Pmean*) y una estimación alta (P10):

Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Petróleo (RTRP) al 31 de diciembre de 2024

Estimación Baja (P90):
Mejor Estimación (*Pmean*):
Estimación Alta (P10):

18.062 millones de barriles (MMBO)
30.170 millones de barriles (MMBO)
45.050 millones de barriles (MMBO)

Extraído:
(al 31 de diciembre de 2024)

558 millones de barriles (MMBO)

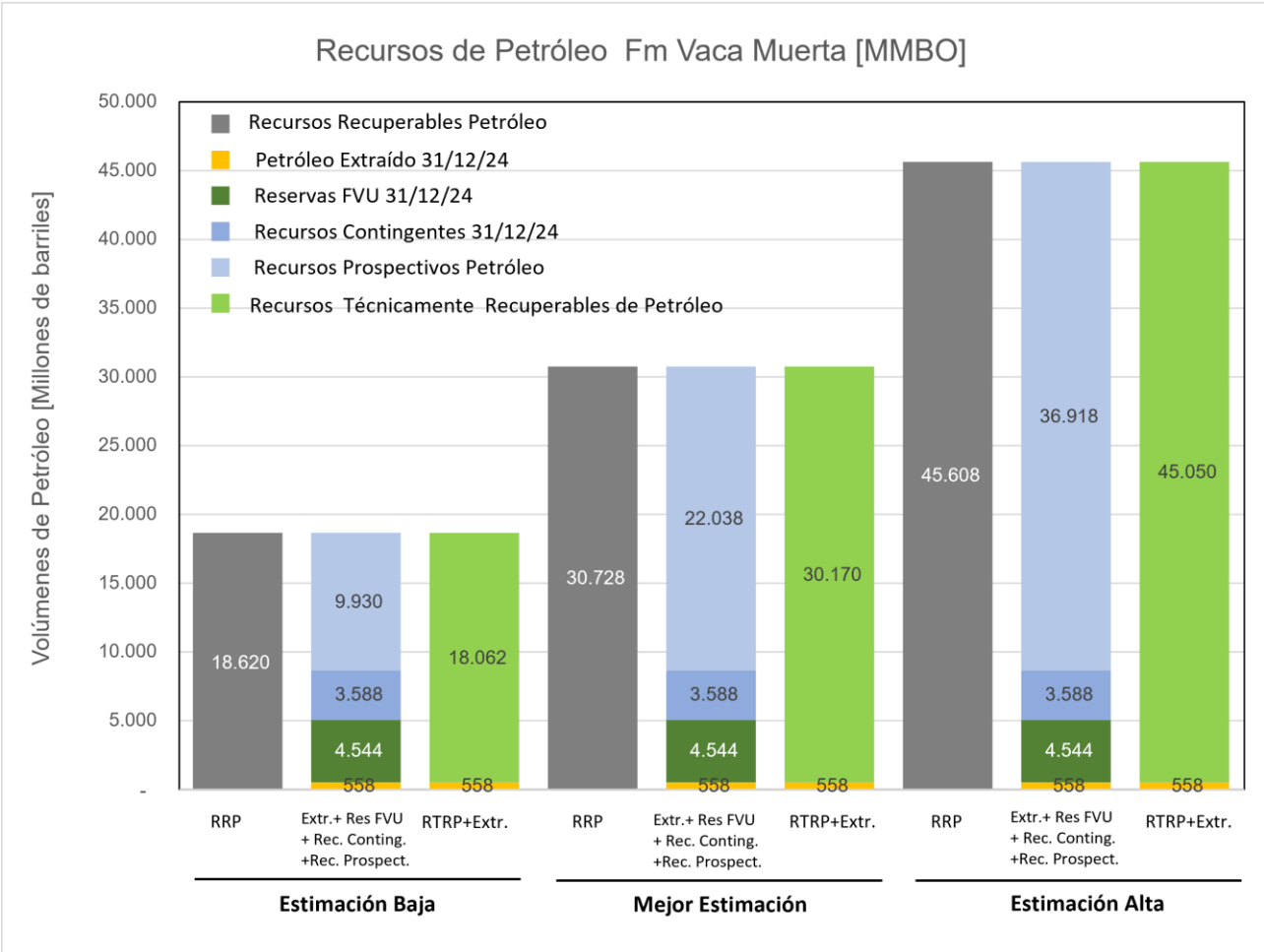


Figura 1: Síntesis de los resultados de este estudio.

Los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Petróleo (RTRP) incluyen Reservas Comprobadas, Probables y Posibles al final de la vida útil (ResFVU), Recursos Contingentes (Rec. Conting.) y Recursos Prospectivos (Rec. Prospect.). RRP: Recursos Recuperables de Petróleo. En la Sección 8 se muestra esta información con más detalle (Figuras 24, 25 y 26).

Los datos utilizados para la realización de este estudio fueron aportados por siete compañías operadoras con experiencia en la exploración y el desarrollo de petróleo 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 27 de octubre de 2025 la Secretaría de Energía de la Nación (SEN) solicita al Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) “evaluar los recursos remanentes de petróleo técnicamente recuperables de la Formación Vaca Muerta” (ver Anexo 3).

El Directorio del IAPG encomienda esta tarea a la Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG (CED) y desde la CED se convoca a:

1. Técnicos integrantes de la CED con experiencia en exploración y desarrollo de recursos de petróleo 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).

Siete 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 2024; 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.

Este estudio complementa el trabajo realizado por el IAPG, a solicitud de la SEN, para la “Estimación de los recursos remanentes técnicamente recuperables de gas de la Fm. Vaca Muerta disponibles al 31 de diciembre de 2023” (IAPG, 2024). El informe integró una parte fundamental de la Resolución S.E. N° 157 del 15 de abril de 2025 “Declaración de disponibilidad de recursos gasíferos al 31 de diciembre de 2023”.

Objetivos y Alcances

Este estudio tiene como objetivos:

1) estimar a partir de un análisis volumétrico los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Petróleo contenidos en los reservorios *shale* no convencionales de la Fm. Vaca Muerta (Cuenca Neuquina) y disponibles al 31 de diciembre de 2024.

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.

3. METODOLOGÍA

Introducción

Para el cálculo de los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Petróleo (RTRP) se utilizó el método volumétrico en el cual en primer término se estimaron los Recursos Recuperables de Petróleo (RRP). Una vez estimados, estos RRP 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.

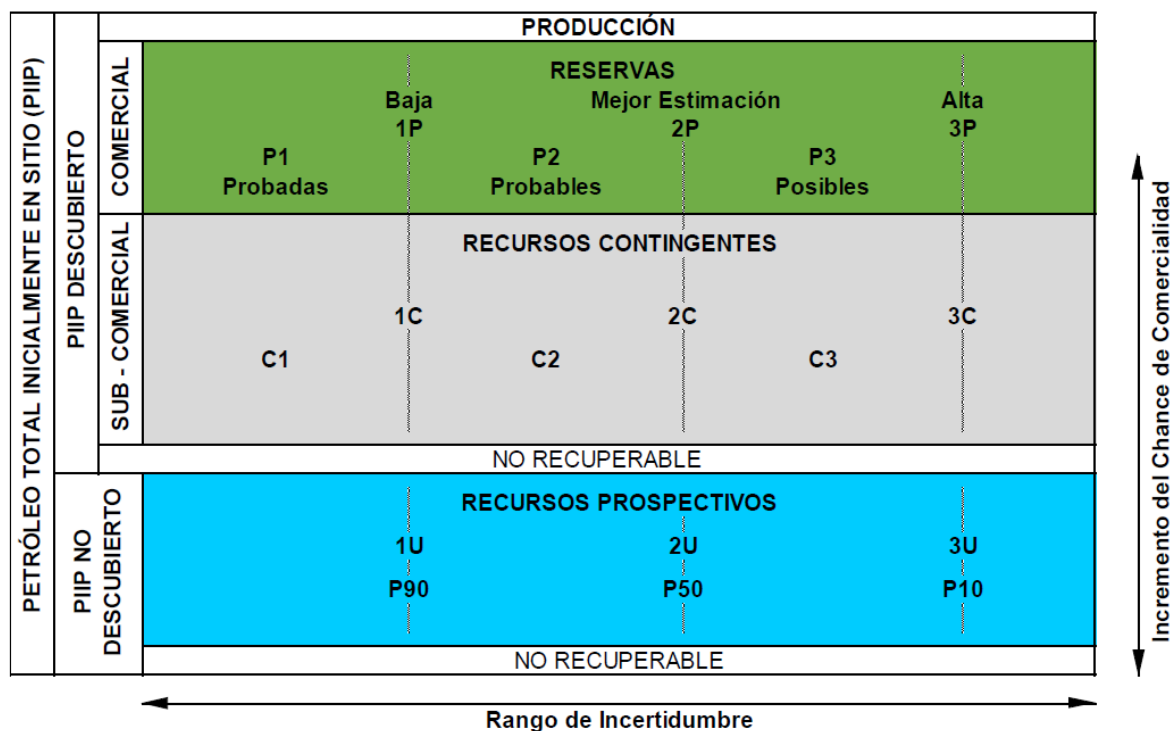


Figura 2: Marco de clasificación de recursos de acuerdo con PRMS (2018).

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

$$RTRP = Reservas + Recursos Contingentes + Recursos Prospectivos \quad (1)$$

El equipo elaboró este estudio con información (*set* de datos) provista por siete compañías operadoras con experiencia en la exploración y el desarrollo de recursos de gas y petróleo 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 siete estimaciones independientes serán referidas de aquí en adelante como Estimación A, Estimación B, Estimación C, Estimación D, Estimación E, Estimación F y Estimación G.

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, E, F y G.

En la sección 6 se presenta el análisis llevado a cabo para validar los parámetros utilizados en las estimaciones de los RRP. 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 RTRP de petróleo 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 4 ventanas de fluidos: ventana de petróleo pesado ($RGP < 50 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y/o Gravedad API $< 30^\circ$), ventana de Petróleo Medio ($50 \text{ m}^3/\text{m}^3 < RGP < 300 \text{ m}^3/\text{m}^3$), ventana de Petróleo volátil ($300 \text{ m}^3/\text{m}^3 < RGP < 700 \text{ m}^3/\text{m}^3$) y ventana de gas y condensado ($700 \text{ m}^3/\text{m}^3 < RGP < 4500 \text{ m}^3/\text{m}^3$). 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 y/o espesor menor a 30 m
- Regiones con alta pendiente
- Sectores donde se constató la presencia de CO_2 , SH_2 , etc.
- Zonas donde la Formación Vaca Muerta se encuentra a profundidades mayores a 3800 m e inferiores a 1700.
- Madurez de la Formación Vaca Muerta menor a 0.7% de reflectancia de vitrinita (%Ro)

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 de navegación 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 SEN.

Relación Líquido/Gas (Yield).

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

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 Húmedo. Como ya se mencionó en total se realizaron siete (7) 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, RRP por nivel de navegación (RRPnn) y RRP por pozo (RRPp). 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 RRP 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 7 distribuciones, una por ventana, que representan el promedio de las estimaciones A, B, C, D, E, F y G. Posteriormente estas 7 distribuciones fueron sumadas (agregación probabilística) para obtener los RRP P90, *Pmean* y P10.

Cuatro Ventanas de Fluidos (Petróleo Pesado, Medio, Volátil, Gas y Condensado)

Siete Sets de
Parámetros para la
estimación de
recursos
(A, B, C, D, E, F y G)



Siete estimaciones
independientes para
cada ventana de
fluido
(A, B, C, D, E, F y G)



Integración
Promedio
Probabilístico por
cada ventana



Agregación
probabilística
de las 4
ventanas

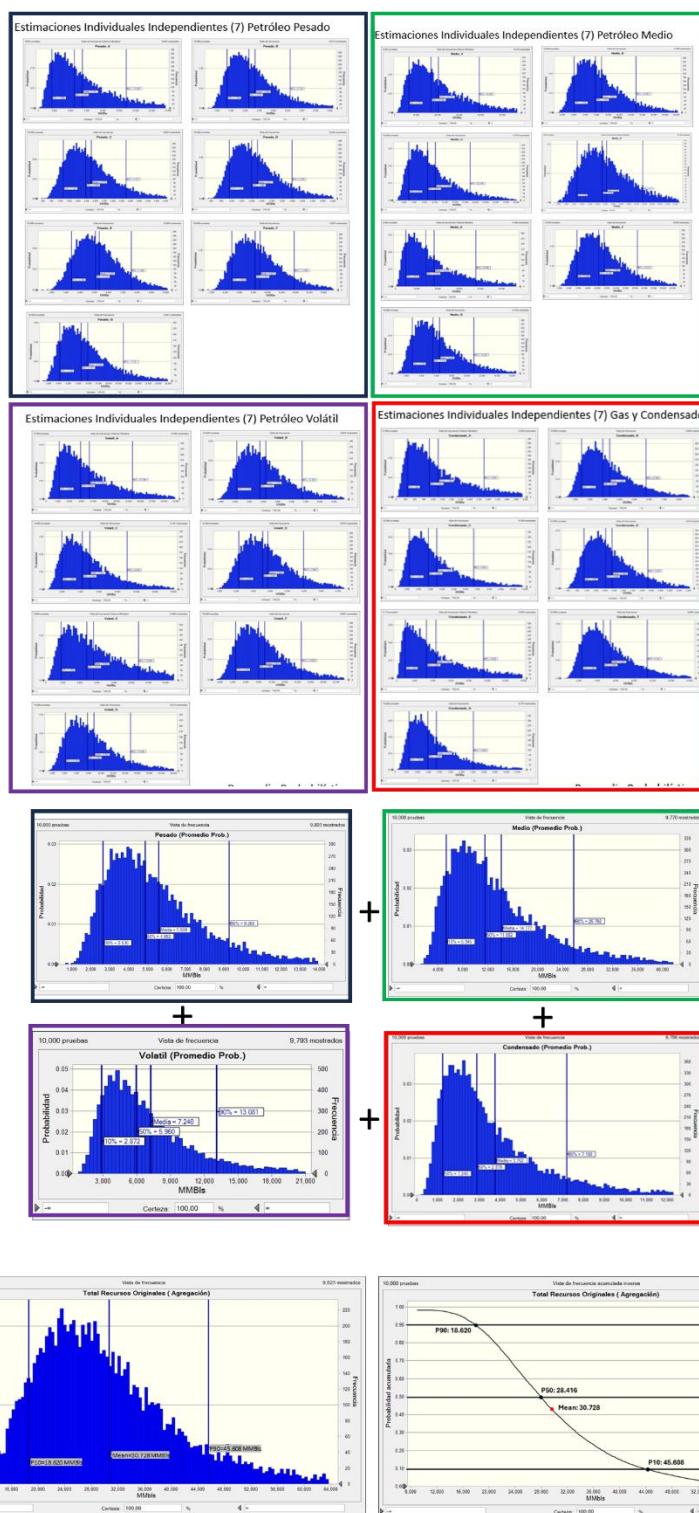


Figura 4: Flujo de trabajo que resume la metodología aplicada para integrar en una única visión las estimaciones independientes A, B, C, D, E, F y G. En la sección 5 (Figuras 8 a 15) y la sección 7 (Figuras 21 a 23) se describe esta metodología con más detalle.

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 N° 324/2006 de la ex Secretaría de Energía, N° E-69/2016 de la ex Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, 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 petróleo, 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 2024 discriminando cada área según la ventana de fluidos correspondiente (petróleo pesado, petróleo medio, petróleo volátil y gas y condensado).

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 petróleo (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).

DATOS PETROFISICOS VACA MUERTA					
VENTANA		PETRÓLEO PESADO	PETRÓLEO MEDIO	PETRÓLEO VOLATIL	GAS Y CONDENSADO
ESPOSOR (m)	Mínimo	9	25	34	40
	Máximo	110	90	200	85
POROSIDAD (%)	Mínimo	7,6%	8%	8%	9,0%
	Máximo	11,0%	14,3%	12,0%	18%
Saturación HC (%)	Mínimo	60%	48%	55%	55%
	Máximo	80%	85%	80%	83%
1/Bg (SCF/RCF)	Mínimo	-			333
	Máximo	-			357
1/Bo (RB/STB)	Mínimo	0,7	0,61	0,47	
	Máximo	0,85	0,85	0,67	
FR (%)	Mínimo	7,0%	6,0%	3,0%	8,0%
	Máximo	10,7%	12,0%	11,4%	46,5%

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

RESERVAS Y RECURSOS VACA MUERTA CUENCA NEUQUINA AL 31/12/2024

	POIS (Mm ³)			RESERVAS (Mm ³)					RECURSOS CONTINGENTES (Mm ³)
	POIS COMP	POIS PROBABLE	POIS POSIBLE	COMPROBADAS ORIGINAL	EXTRAÍDO	COMPROBADAS REMANENTE	PROBABLES	POSIBLES	
Petróleo Pesado	381.446	204.118	165.766	30.768	2.943	27.825	23.779	33.674	22.033
Petróleo	3.380.991	1.290.352	1.133.053	300.904	76.406	224.498	144.273	152.520	140.692
Petróleo Volátil	229.123	429.386	181.820	17.801	4.032	13.769	44.492	19.567	370.235
Condensado	294	2.195	439	29.374	5.304	24.070	8.048	5.967	37.551

	POIS (MMBO)			RESERVAS (MMBO)					RECURSOS CONTINGENTES (MMBO)
	POIS COMP	POIS PROBABLE	POIS POSIBLE	COMPROBADAS ORIGINAL	EXTRAÍDO	COMPROBADAS REMANENTE	PROBABLES	POSIBLES	
Petróleo Pesado	2.399	1.284	1.043	194	19	175	150	212	139
Petróleo	21.266	8.116	7.127	1.893	481	1.412	907	959	885
Petróleo Volátil	1.441	2.701	1.144	112	25	87	280	123	2.329
Condensado	2	14	3	185	33	151	51	38	236

Tabla 2: Reservas al Final de la Vida Útil (FVU) y Recursos Contingentes declarados por las empresas operadoras en cumplimiento de la Res. N° 324/06 y modificatorias. Fuente: Informes de Certificación de Reservas y Recursos presentados por las empresas.

5. ESTIMACIONES DE RECURSOS RECUPERABLES DE PETRÓLEO

Como se describe en la sección 3, para estimar los volúmenes totales de Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Petróleo de la Fm. Vaca Muerta (Cuenca Neuquina), se utilizó un método de estimación probabilística, que es una de las metodologías recomendadas por PRMS (2018) para la estimación de los Recursos Técnicamente Recuperables.

De esta manera, a partir de rangos continuos de datos provenientes de geociencias e ingeniería conocidos y de sus probabilidades asociadas, se generaron siete estimaciones independientes (como se menciona en la sección 3) con un rango continuo de volúmenes de RRP y sus probabilidades asociadas para cada ventana de madurez de la Fm Vaca Muerta, teniendo en cuenta los fluidos asociados (Petróleo Pesado, Petróleo Medio, Petróleo Volátil y Gas y Condensado), 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 RRP (Figuras 9, 11, 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.

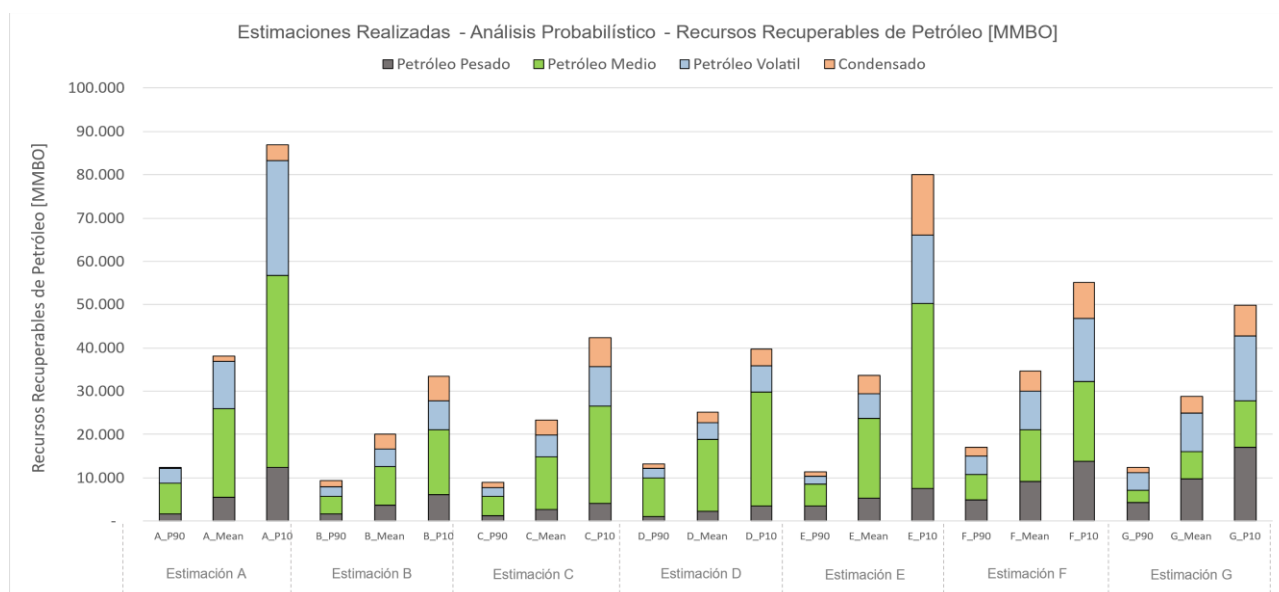


Figura 5: Cuadro de síntesis mostrando las estimaciones probabilísticas de las siete estimaciones independientes realizadas. Se muestran cada una de las ventanas de fluidos discriminadas por color.

Estimación	Escenario	Petróleo Pesado	Petróleo Medio	Petróleo Volátil	Condensado
		RRP [MMBO]	RRP [MMBO]	RRP [MMBO]	RRP [MMBO]
Estimacion A	P90	1.723	6.982	3.390	377
	Mean	5.459	20.449	10.938	1.352
	P10	12.454	44.256	26.644	3.579
Estimacion B	P90	1.707	4.092	2.111	1.434
	Mean	3.705	8.835	4.161	3.401
	P10	6.171	14.865	6.736	5.775
Estimacion C	P90	1.332	4.442	1.980	1.210
	Mean	2.609	12.182	5.035	3.547
	P10	4.188	22.418	9.019	6.671
Estimacion D	P90	1.113	8.903	2.144	1.080
	Mean	2.264	16.548	3.825	2.448
	P10	3.579	26.289	5.972	3.844
Estimacion E	P90	3.398	5.068	1.830	999
	Mean	5.360	18.428	5.661	4.254
	P10	7.575	42.684	15.880	13.910
Estimacion F	P90	4.909	5.777	4.428	2.021
	Mean	9.192	11.820	9.005	4.741
	P10	13.780	18.490	14.620	8.207
Estimacion G	P90	4.245	2.815	4.141	1.252
	Mean	9.807	6.323	8.919	3.740
	P10	16.959	10.895	14.909	7.038

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

En las figuras 6 y 7 se comparan las mejores estimaciones (*Pmean*) de cada una de las siete estimaciones independientes en base a los RRPnn y los RRPp resultantes en cada caso.

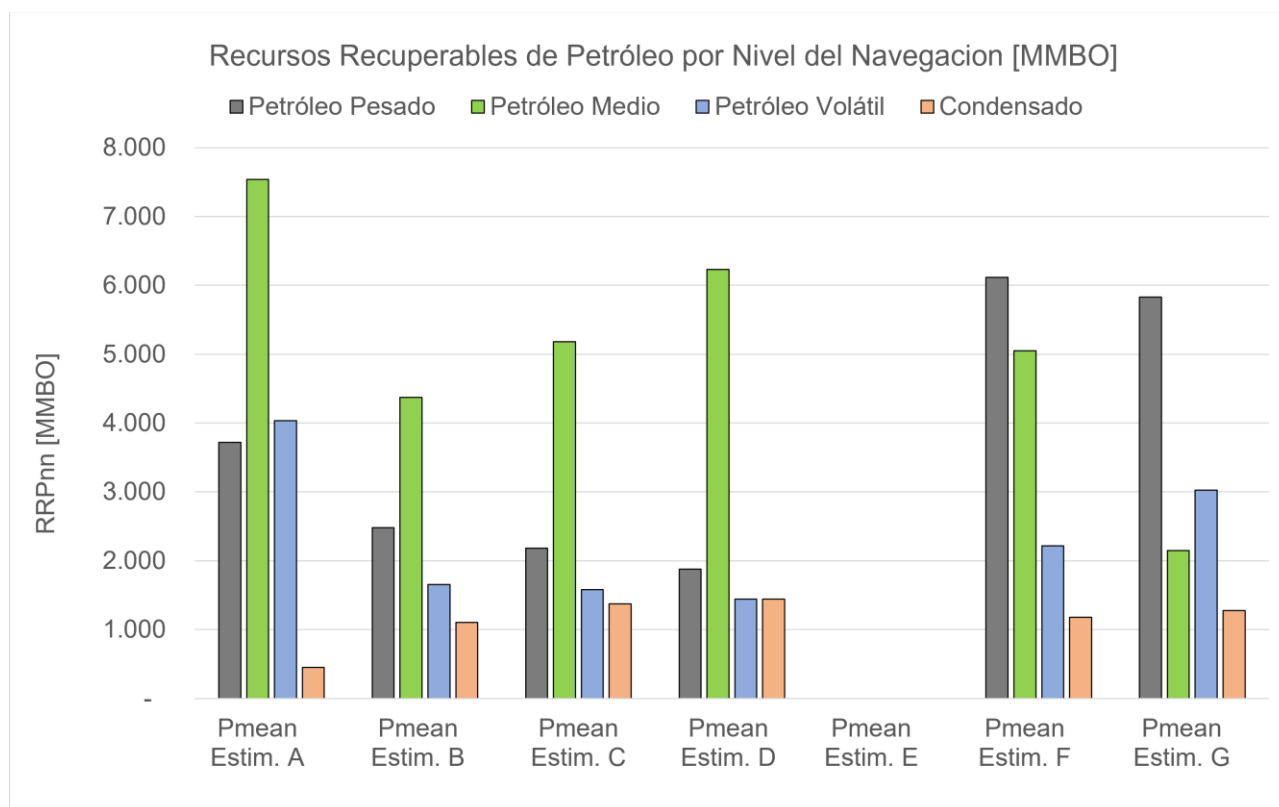


Figura 6: Recursos recuperables de petróleo por nivel de navegación para la mejor estimación (*Pmean*) de cada Estimación.

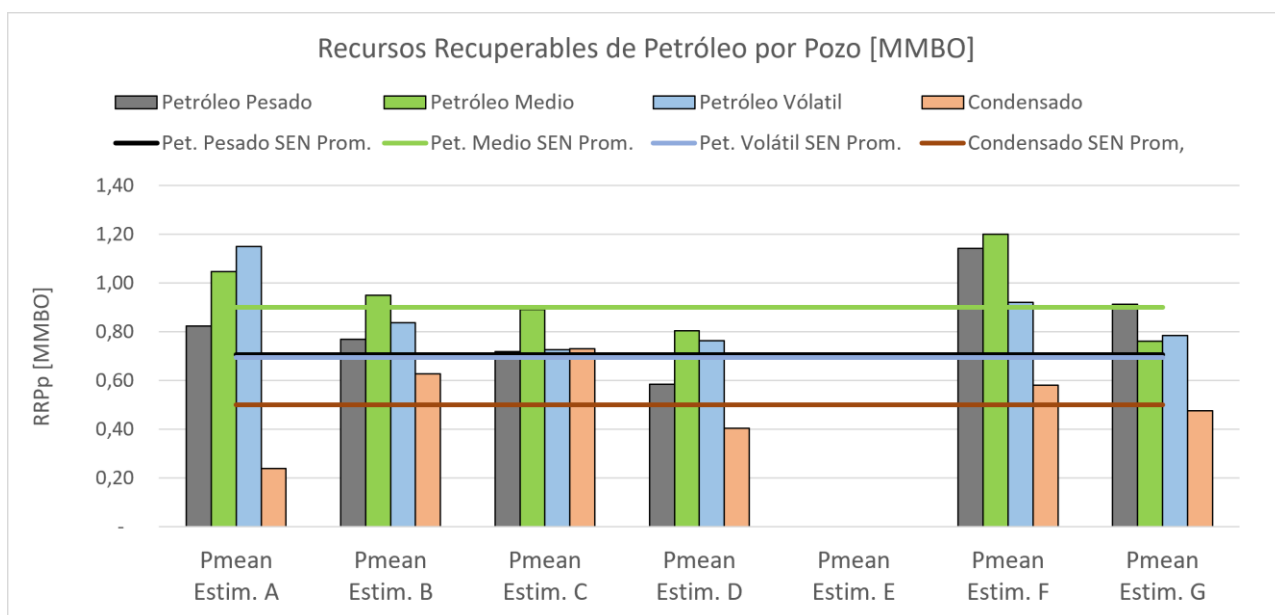


Figura 7: Recursos recuperables de petróleo por pozo. Las líneas llenas representan los pozos tipo promedio por ventana relevados por la SEN (ver sección 4).

Distribuciones de Recursos Recuperables Ventana de Petróleo Pesado

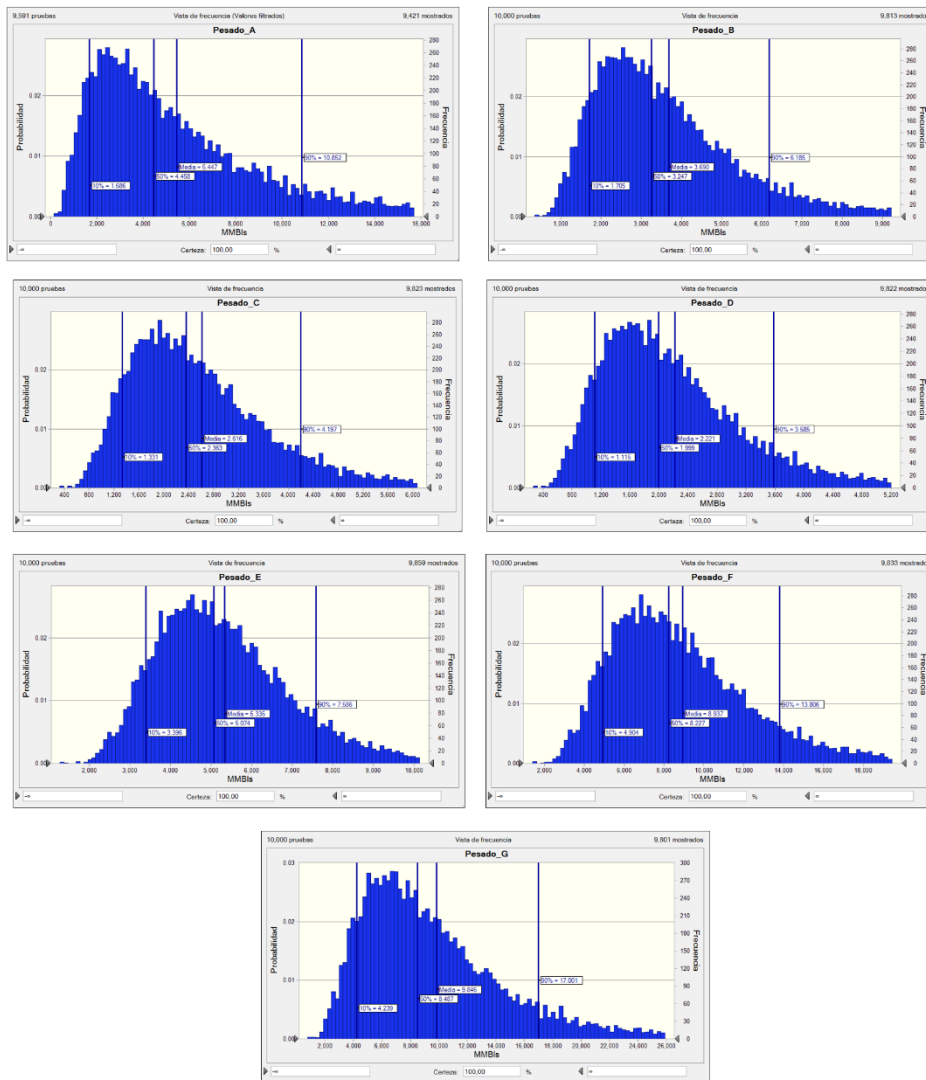
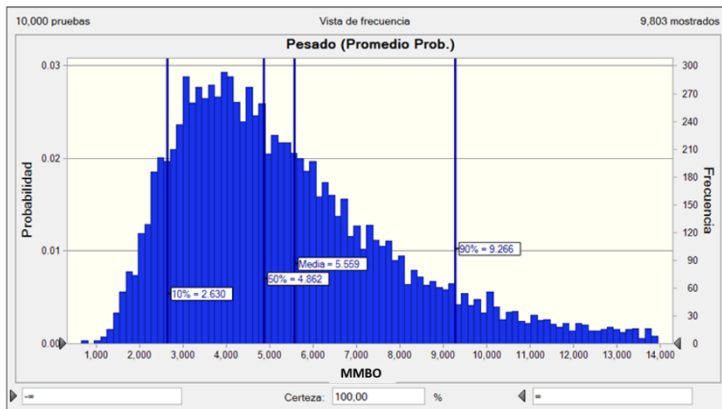


Figura 8: Distribuciones probabilísticas para la ventana de petróleo pesado de las siete estimaciones independientes realizadas.



RRP [MMBO]
P90: 2.630
Pmean: 5.559
P10: 9.266

Figura 9: Promedio probabilístico de las siete estimaciones de petróleo pesado.

Distribuciones de Recursos Recuperables Ventana de Petróleo Medio

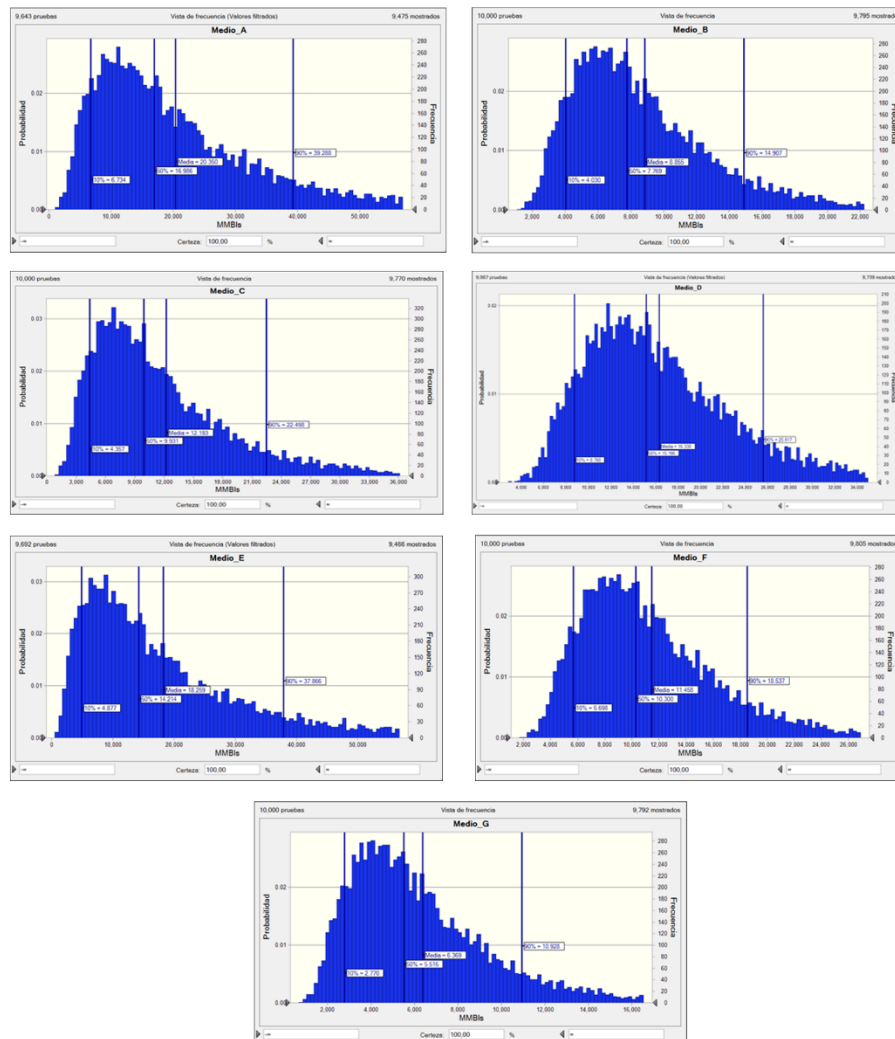
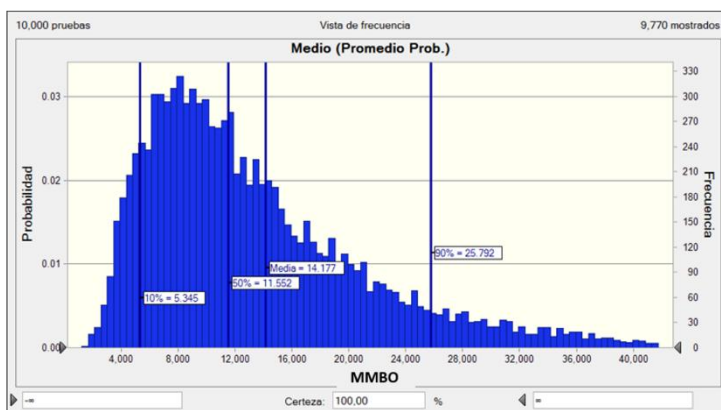


Figura 10: Distribuciones probabilísticas para la ventana de petróleo medio de las siete estimaciones independientes realizadas.



RRP [MMBO]
P90: 5.345
Pmean: 14.177
P10: 25.792

Figura 11: Promedio probabilístico de las siete estimaciones de petróleo medio.

Distribuciones de Recursos Recuperables Ventana de Petróleo Volátil

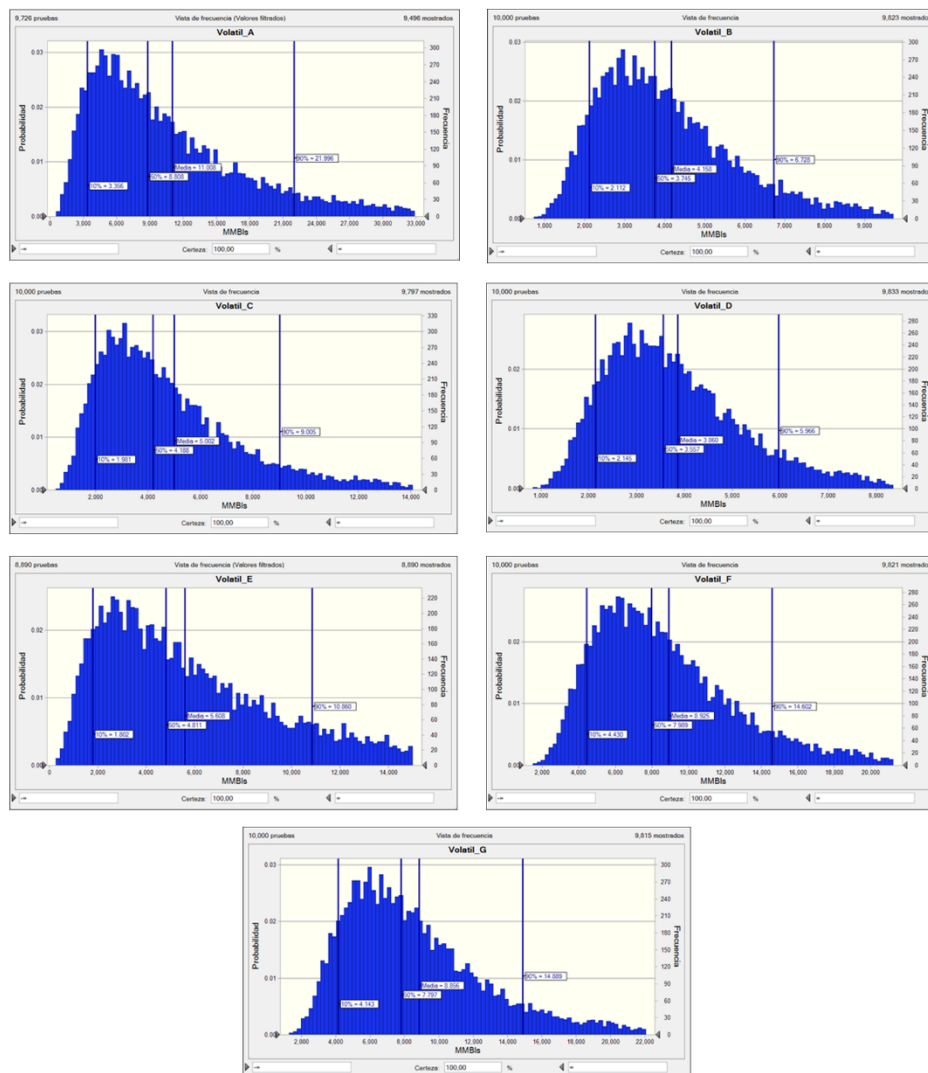
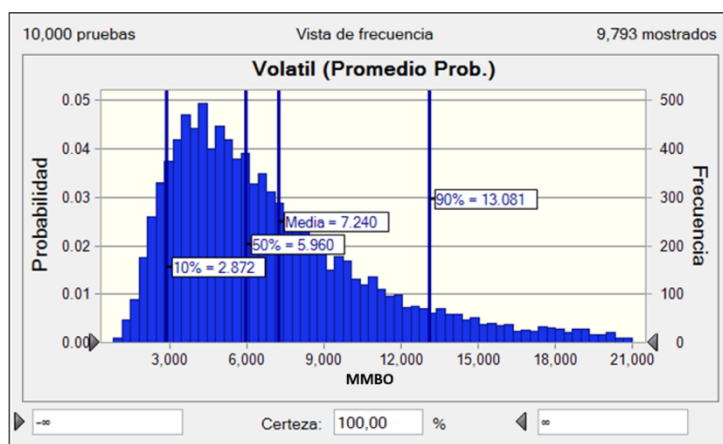


Figura 12: Distribuciones probabilísticas para la ventana de petróleo volátil de las siete estimaciones independientes realizadas.



RRP [MMBO]
P90: 2.872
Pmean: 7.240
P10: 13.081

Figura 13: Promedio probabilístico de las siete estimaciones de petróleo volátil.

Distribuciones de Recursos Recuperables Ventana de Condensado

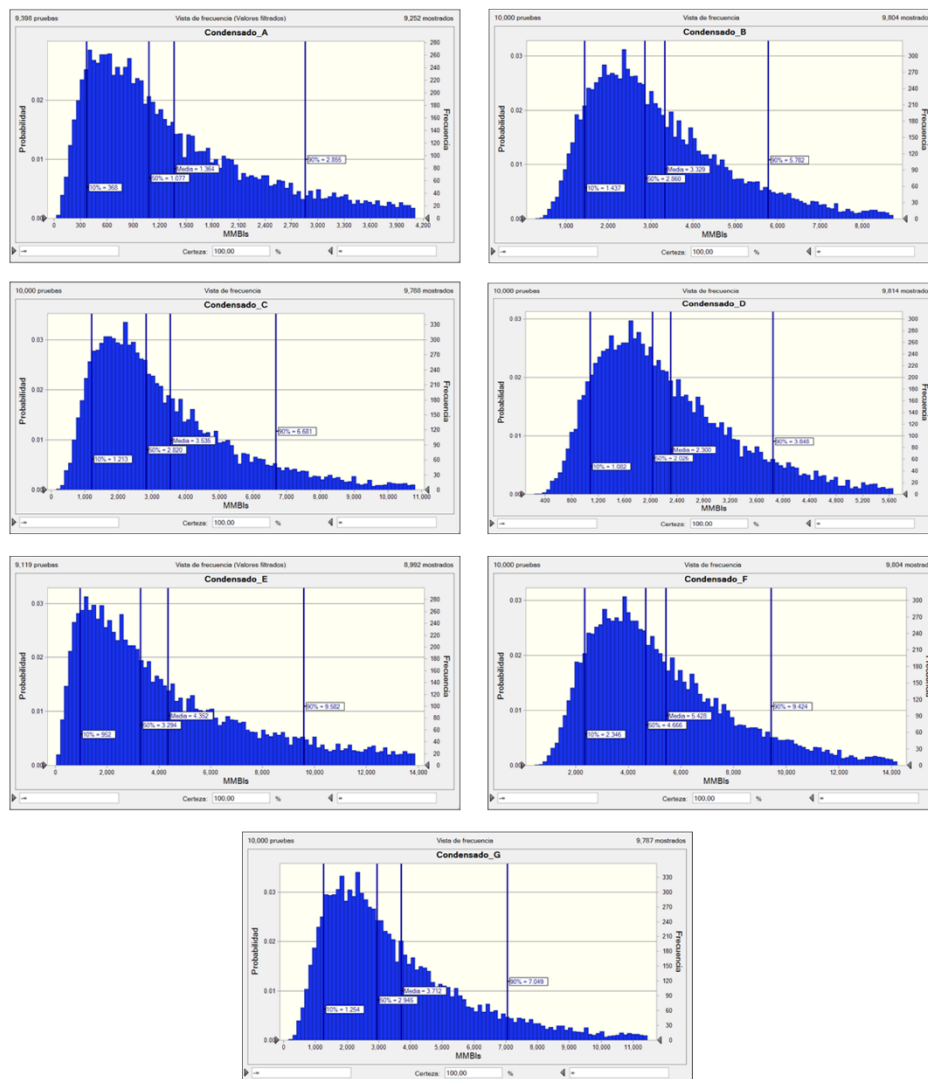
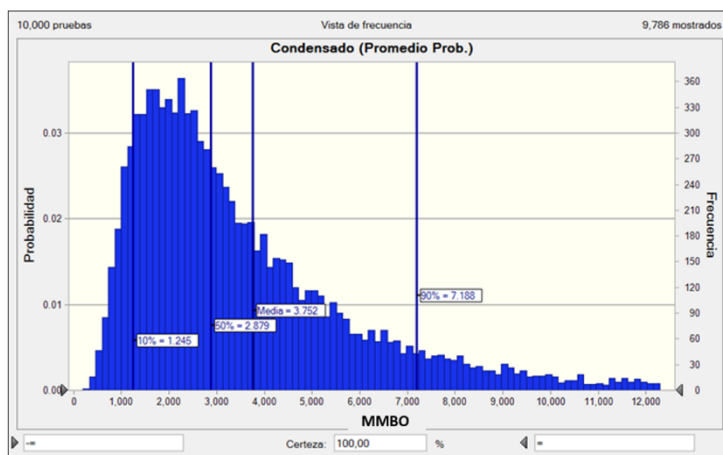


Figura 14: Distribuciones probabilísticas para la ventana de gas y condensado de las siete estimaciones independientes realizadas.



RRP [MMBO]
P90: 1.245
Pmean: 3.752
P10: 7.188

Figura 15: Promedio probabilístico de las siete estimaciones de gas y condensado.

6. COMPARACIÓN DE DATOS UTILIZADOS EN LAS ESTIMACIONES CON DATOS COMPILADOS POR LA 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 2024, 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 siete 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) petróleo pesado, 2) petróleo medio, 3) petróleo volátil y 4) gas y condensado.

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 descriptas en la sección 3 y mapa de gravedad API de petróleo (Figura 16).

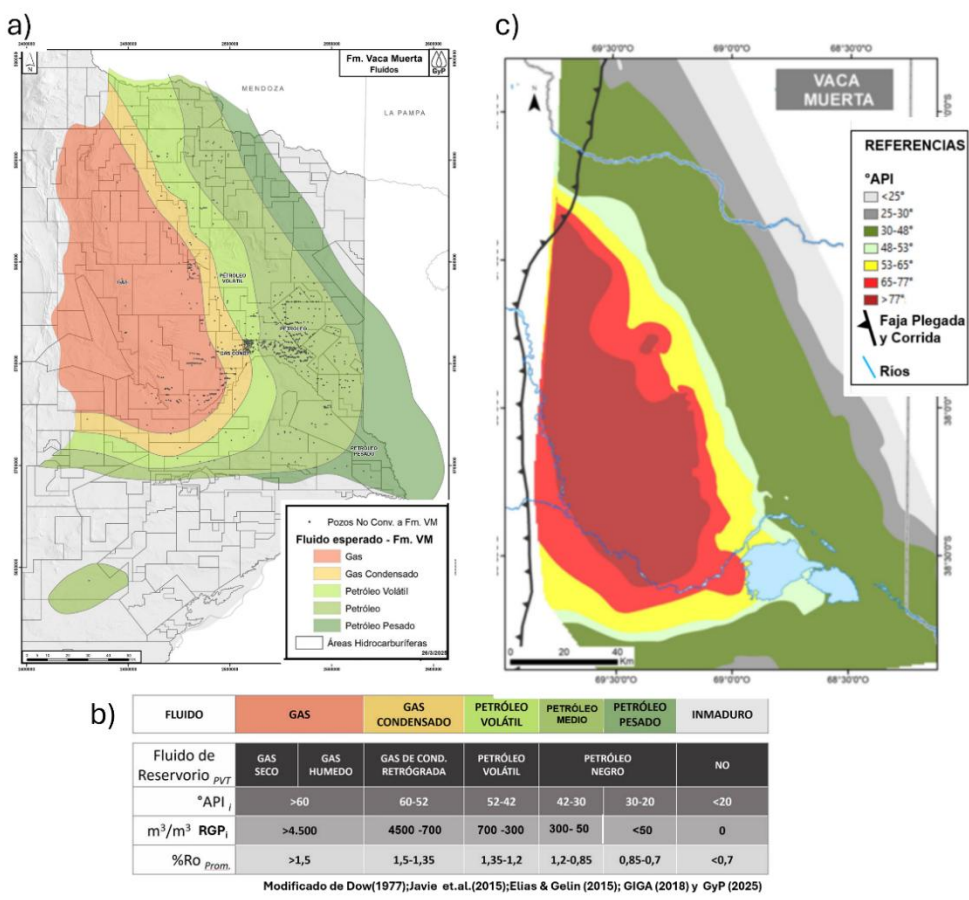


Figura 16: Mapas utilizados para las comparaciones de las áreas útiles. a) Mapa de distribución de los fluidos de la Fm. Vaca Muerta (GyP, 2025); b) Cuadro de Fluidos (modificado de GyP,2025) c) Mapa de gravedad de petróleo para la Fm. Vaca Muerta (Utgé et. al, 2022).

- 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 17)

Área útil: en las ventanas de petróleo y gas y condensado 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 petróleo volátil y en la ventana gas y condensado, al ser más angosta y con límites más difusos, hay una dispersión mayor de datos y algunas estimaciones son próximas al área total de la bibliografía.

Espesor útil: puede observarse en los gráficos que los espesores P90 y *Pmean* están en línea con los reportados en reservas. En cambio, los espesores P10 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 18)

Porosidad: los valores de porosidad utilizados para los cálculos volumétricos coinciden en rango con los reportados en los Informes de Reservas, exceptuando el caso de la ventana de gas y condensado donde los valores máximos reportados para las certificaciones de reservas son algo mayores que los valores máximos de las estimaciones de este trabajo (P10),

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

Propiedades de los Fluidos y Factor de Recobro (Figura 19)

Factor de volumen del petróleo y factor de volumen del gas: Los valores utilizados en este trabajo se distribuyen en los máximos y mínimos del compilado SEN a excepción del máximo P10, en las estimaciones C y F en la ventana de petróleo volátil, que presenta valores ligeramente mayores que los consignados por la SEN.

Factor de Recobro: Los factores de recobro utilizados quedan comprendidos entre los mínimos y los máximos para las ventanas de petróleo pesado y medio. Para el caso de la ventana de petróleo volátil y la de gas y condensado, se observa una mayor dispersión en los valores utilizados en la estimación y en tres casos puntuales los valores P10 exceden el máximo consignado por la SEN para las certificaciones de reservas. Esta variabilidad posiblemente esté causada por la rápida variación en contenido de hidrocarburos líquidos y a la existencia de un límite difuso entre la zona de petróleos negros y petróleos volátiles, donde la relación gas condensado varía rápidamente en sentido este a oeste.

Recursos Recuperables de Petróleo por unidad de volumen (Figura 20)

Se considera una unidad de volumen de 1 km² 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 MMBO/km²/m) y así poder comparar con los que surgen de las

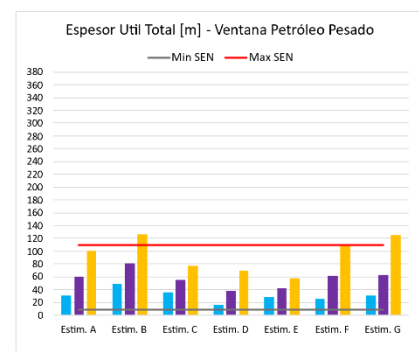
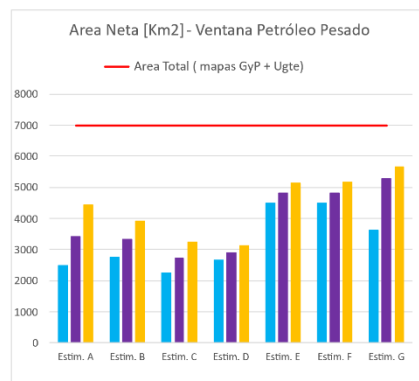
estimaciones individuales. Puede observarse en los gráficos correspondientes que todos los valores obtenidos en este estudio se ubican entre los máximos y los mínimos estimados.

De los gráficos de comparación de las figuras 17, 18, 19 y 20 puede concluirse que en líneas generales los datos aportados para este estudio y su rango de incertidumbre son consistentes con los datos compilados por la SEN a partir de los Informes de Reservas.

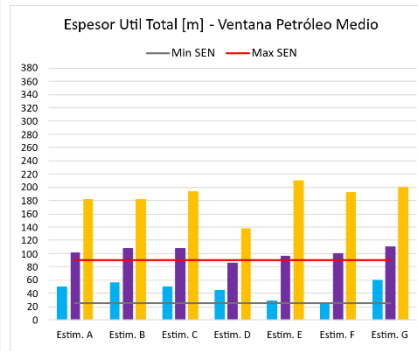
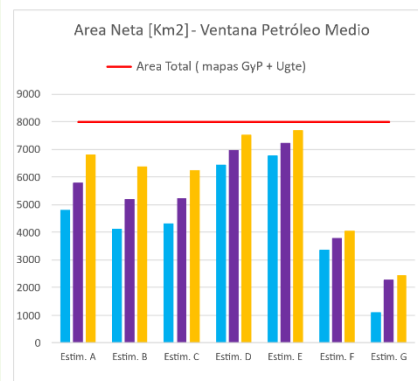
Parámetros del volumen de roca (área neta, espesor útil)

P90 Pmean P10

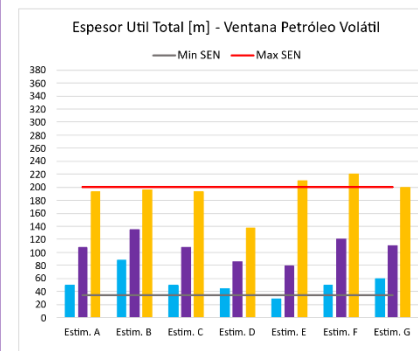
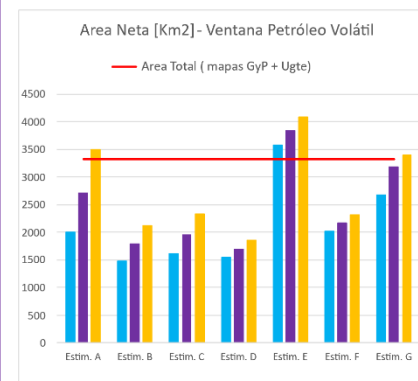
Petróleo Pesado



Petróleo Medio



Petróleo Volátil



Gas y Condensado

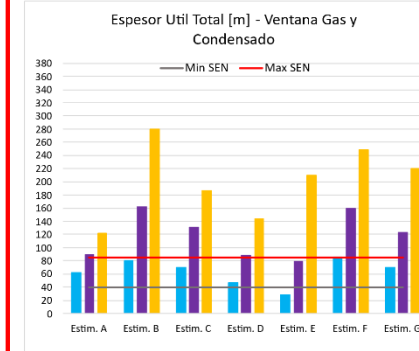
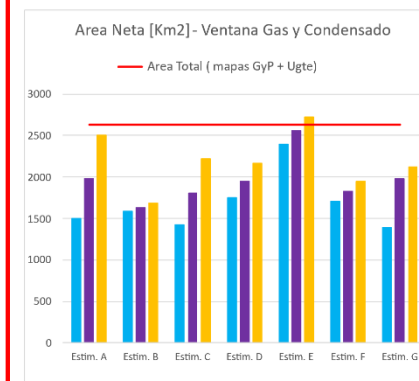


Figura 17: Comparación entre los parámetros del volumen de roca (espesor, área) utilizados en las estimaciones independientes y los datos compilados por SEN y/u obtenidos de la bibliografía.

Parámetros de la roca (porosidad, saturación de petróleo , saturación de gas)

P90 Pmean P10



Figura 18: 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.

Propiedades de los fluidos y factor de recobro (B_o , $1/B_g$, FR%)

P90 Pmean P10



Figura 19: Comparación entre las propiedades de los fluidos (factor del volumen del gas (B_g), factor del volumen del petróleo (B_o) y Factor de Recobro utilizados en las estimaciones independientes y los datos compilados por SEN y/u obtenidos de información pública (Cap. IV SEN).

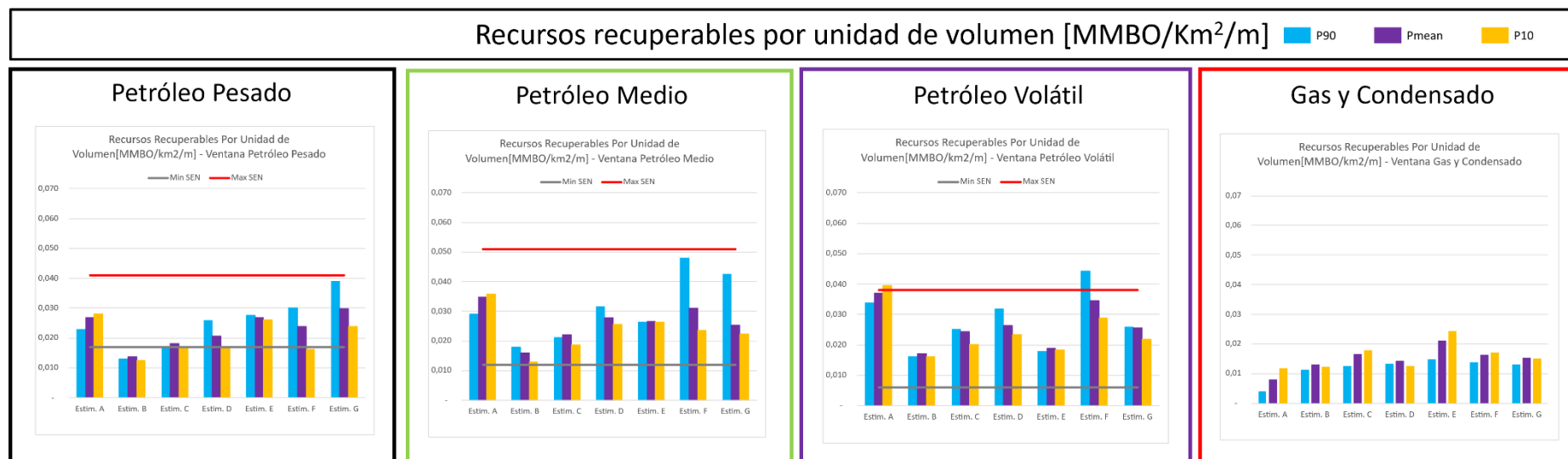


Figura 20: Comparación entre los recursos recuperables de petróleo por unidad de volumen, calculados a partir de los parámetros utilizados en las estimaciones independientes y los datos compilados por SEN y/u obtenidos de información pública (Cap. IV SEN).

7. AGREGACIÓN PROBABILÍSTICA DE LAS ESTIMACIONES POR VENTANA

Con los resultados de la integración estadística de las distribuciones de Recursos Recuperables de Petróleo (RRP), 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 (petróleo pesado, petróleo medio, petróleo volátil y gas y condensado), que se consideran acumulaciones independientes, desde el punto de vista de sus fluidos y condiciones de reservorio. Ver van Elk et. al (2010) y Rosbaco et. al (2024), entre otros, para una descripción teórica del método empleado para realizar la agregación probabilística. Mediante la agregación estadística se obtuvieron los valores de los Recursos Recuperables de Petróleo, en su caso de Estimación Baja de 18.620 MMBO correspondiente al P90, la Mejor Estimación de 30.728 MMBO correspondiente al valor medio o *mean* de la distribución y la Estimación Alta de 45.608 MMBO, correspondiente al P10 (Figuras 21, 22 y 23).

RRP Estimación Baja (P90): 18.620 MMBO

RRP Mejor Estimación (*Pmean*): 30.728 MMBO

RRP Estimación Alta (P10) 45.608 MMBO

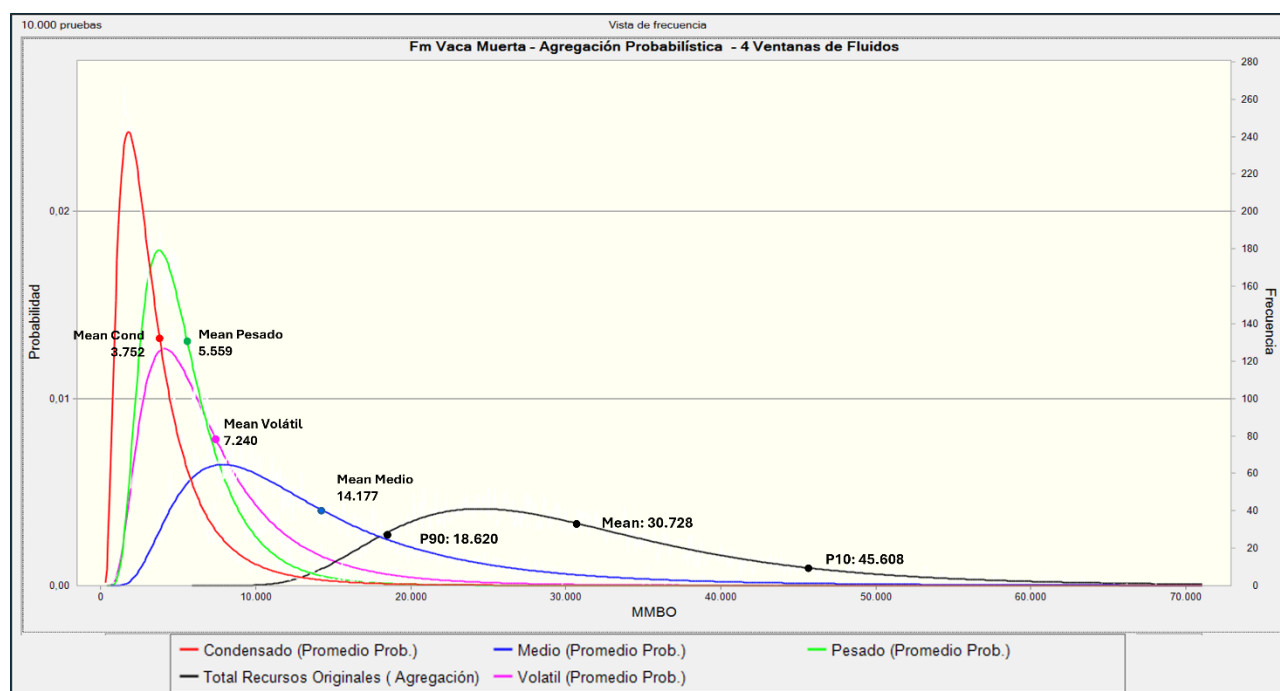


Figura 21: Agregación probabilística de las distribuciones promedio de cada ventana de fluidos graficados en frecuencia. En verde se muestra la distribución probabilística promedio de los RRP en ventana de petróleo pesado, en azul en ventana petróleo medio, en magenta en ventana de petróleo volátil, en rojo en la ventana de gas y condensado, indicando los valores *Pmean*. En negro la curva resultante de la agregación probabilística de las 4 distribuciones por ventana

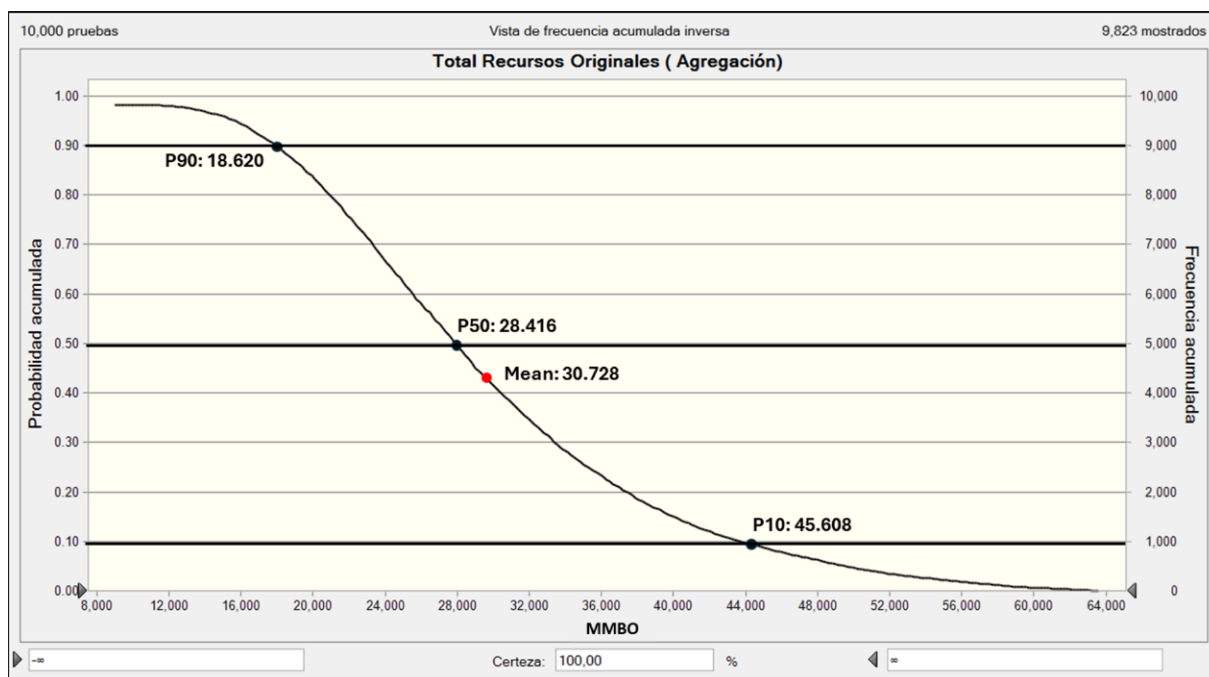


Figura 22: Curva de probabilidad frecuencia acumulada inversa de los RRP resultantes de la agregación probabilística de las distribuciones promedio de cada ventana de fluidos. Corresponde a la curva negra de la Figura 21.

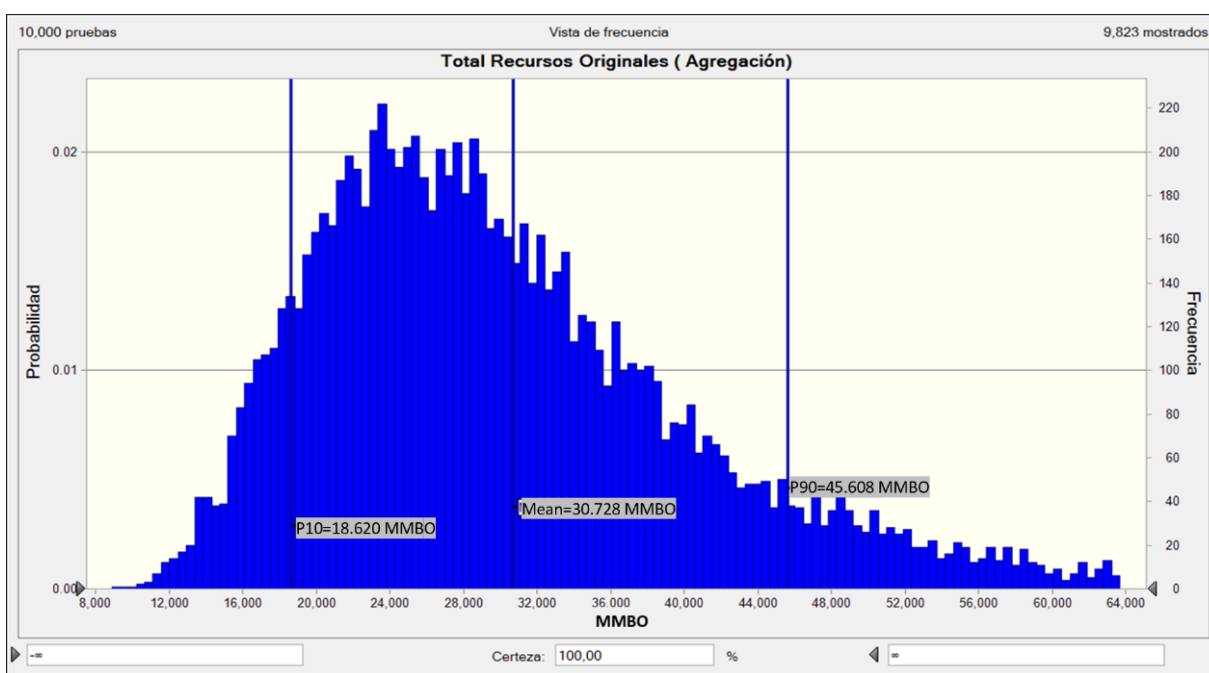


Figura 23: Histograma de frecuencia de distribución probabilística de los RRP resultantes de la agregación probabilística de las distribuciones promedio de cada ventana de fluidos. Corresponde a la curva negra de la Figura 21.

8. RECURSOS REMANENTES TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE PETRÓLEO

Los Recursos Remanentes Técnicamente Recuperables de Petróleo (RTRP) de la Fm. Vaca Muerta a nivel de la Cuenca Neuquina es una estimación del volumen total de petróleo 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 2024.

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

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

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

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 Petróleo (RRP) 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.

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

Teniendo en cuenta la metodología probabilística adoptada y para reflejar el rango de incertidumbre de las estimaciones, los volúmenes de petróleo que potencialmente podrán ser recuperados se categorizaron en una Estimación Baja (P90), Estimación Media (P_{mean}) y Estimación Alta (P10).

El volumen de RTRP para la Estimación Baja (P90), es de 18062 Millones de barriles de petróleo. Esta estimación de los volúmenes de petróleo 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.

Estimación Baja (MMBO)				
P90				
Extraído @31-dic-24	Reservas FVU @31-dic-24	Recursos Contingentes @31-dic-24	Recursos Prospectivos @31-dic-24	RTRP @31-dic-24
558				18062
	4544			
		3588		
			9930	

Extraído, Reservas FVU y Recursos Contingentes. Fuente: SEN

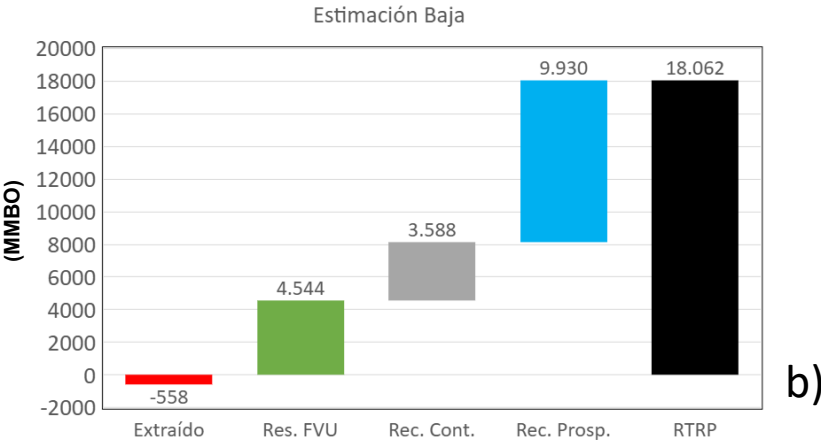


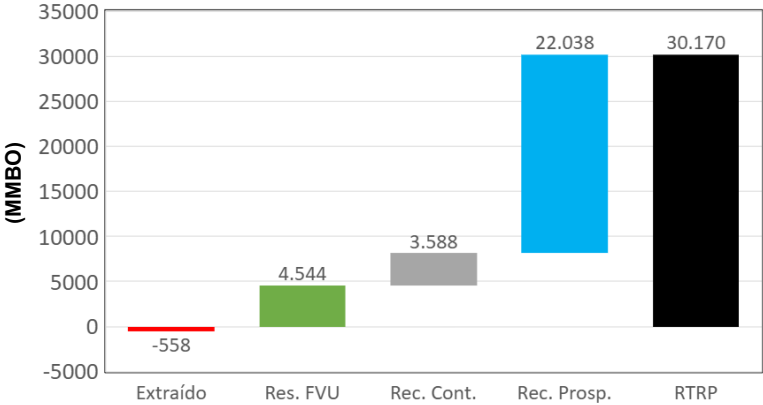
Figura 24: Recursos escenario Estimación Baja. a) Tabla con los volúmenes extraídos, de reservas FVU, de recursos contingentes y prospectivos utilizados para el cálculo de los RTRP al 31 de diciembre 2024. b) Gráfico de cascada mostrando los mismos parámetros

El volumen de RTRP de la Estimación Media, es de 30170 Millones de barriles 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.

Mejor Estimación (MMBO)				
Pmean				
Extraído @31-dic-24	Reservas FVU @31-dic-24	Recursos Contingentes @31-dic-24	Recursos Prospectivos @31-dic-24	RTRP @31-dic-24
558,0				30170
	4544			
		3588		
			22038	

a)

Extraído, Reservas FVU y Recursos Contingentes. Fuente: SEN
Mejor Estimación



b)

Figura 25: Recursos escenario Mejor Estimación. a) Tabla con los volúmenes extraídos, de reservas FVU, de recursos contingente y prospectivos utilizados para el cálculo de los RTRP al 31 de diciembre 2024. b) Gráfico de cascada mostrando los mismos parámetros

Por último, el volumen de RTRP en la Estimación Alta, asciende a 45050 Millones de barriles y se considera como la estimación más optimista y es el límite superior más realista de los volúmenes de petróleo que podrían ser recuperados, se toma el percentil P10 de la de la distribución del total de la Cuenca.

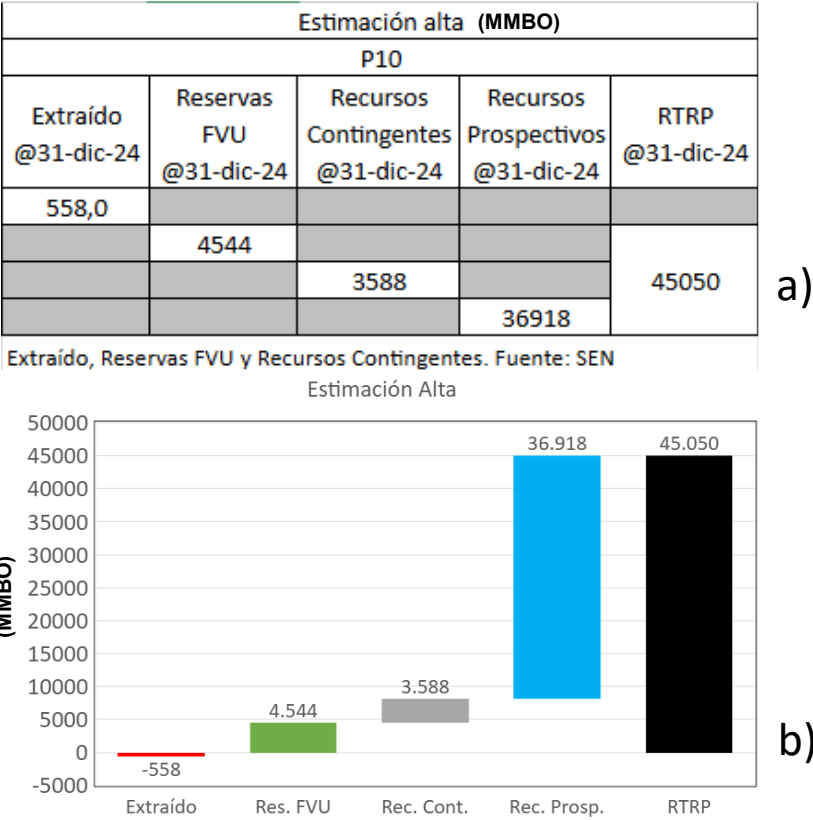


Figura 26: Recursos escenario Estimación Alta. a) Tabla con los volúmenes extraídos, de reservas FVU, de recursos contingente y prospectivos utilizados para el cálculo de los RTRP al 31 de diciembre 2024. b) Gráfico de cascada mostrando los mismos parámetros

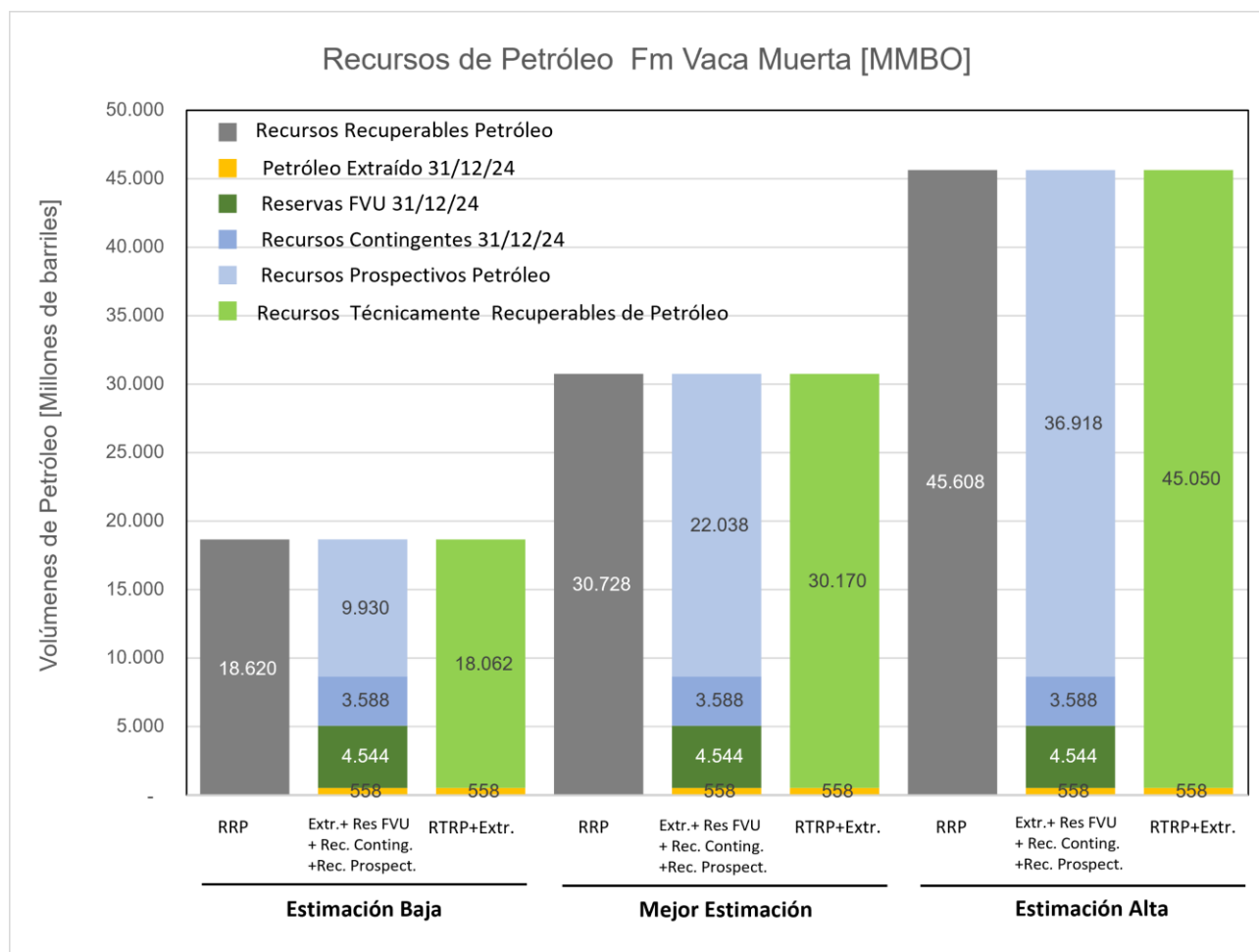


Figura 27: Recursos de Petróleo de Vaca Muerta. Síntesis de los resultados de este estudio.

9. VISIÓN DE LAS UNIVERSIDADES

Evaluación de la Metodología del Cálculo de los Recursos Prospectivos de Petróleo de la Formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina.

Alfredo Disalvo¹, Gustavo Vergani¹, Miguel Lavia² y Gabriela Savioli²

- 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 Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires, formaron parte del equipo de Evaluación de los Recursos Prospectivos de hidrocarburos líquidos de la Formación Vaca Muerta en el año 2026, para garantizar que, los métodos y procedimientos empleados en las reuniones de trabajo, sean los más eficientes y veraces para este tipo de evaluaciones (*“state of the art of evaluation”*), acordes a los criterios y conceptos que se imparten en las materias relacionadas en ambas Universidades.

Como antecedente, durante el año 2024, el mismo equipo de ambas universidades, integró y participó en la Evaluación de los Recursos de Gas de la Formación Vaca Muerta, cuyo informe y conclusiones fueron reportados oportunamente a la Secretaría de Energía a través del Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

Puntos Principales

Se acordó en primer lugar para este análisis, utilizar una Metodología Volumétrica, que consiste en determinar la cantidad de hidrocarburos líquidos que existe en la Formación Vaca Muerta, multiplicada por la fracción de estos que se pueden producir con la tecnología actualmente disponible. Para ello se dividió la cuenca en zonas homogéneas, de acuerdo con los tipos de hidrocarburos existentes. De esta manera se separaron 4 ventanas bien definidas: petróleo pesado, petróleo medio, petróleo volátil y gas y condensado.

De estas áreas, fueron excluidas las partes con problemas de extracción tanto en superficie como en el subsuelo, por ejemplo, regiones cercanas a la faja plegada, que harían altamente improbable su desarrollo.

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 distribuciones log normales o semejantes, de acuerdo con los métodos más usados en la industria (Metodología de P. Rose u otras similares). Se establecieron márgenes máximos y mínimos de área, espesor útil, datos petrofísicos y de fluidos y factor de recobro.

A partir de este análisis se establecieron los valores representativos del percentil 90 (P90) y del percentil 10 (P10) de los volúmenes de hidrocarburos líquidos que contendría la Formación Vaca Muerta en el subsuelo para las distintas zonas de fluidos. Las diferentes compañías intervinientes consensuaron los volúmenes obtenidos.

El volumen final estimado surge de la agregación de las diferentes distribuciones alcanzadas en cada estimación independiente y fueron calculados por métodos probabilísticos. Estos resultados fueron comparados con los obtenidos por expertos en matemática y estadística consultados en las Universidades. Para realizar la agregación de distribuciones lognormales a partir de los mismos datos de entrada de este estudio, los profesionales de la UBA no sólo aplicaron la simulación de Monte Carlo sino también la aproximación analítica de Fenton Wilkinson. Ambas técnicas arrojaron resultados muy similares a los obtenidos en este informe, como se puede ver en la Tabla 4.

	Simulación IAPG					Simulación UBA				
	P90	P50	Mean	P10	P10/P90	P90	P50	Mean	P10	P10/P90
	[MMBO]	[MMBO]	[MMBO]	[MMBO]		[MMBO]	[MMBO]	[MMBO]	[MMBO]	
Pesado	2.630	4.862	5.559	9.266	3,5	2.604	4.933	5.547	9.213	3,5
Medio	5.345	11.552	14.177	25.792	4,8	5.450	11.736	14.179	26.019	4,8
Volátil	2.872	5.960	7.240	13.081	4,6	2.878	6.155	7.356	13.291	4,6
Condensado	1.245	2.879	3.752	7.188	5,8	1.208	2.974	3.778	7.182	5,9
AGREGACION (Suma Probabilística)	18.620	28.416	30.728	45.608	2,4	18.816	28.763	30.880	45.097	2,4
Fenton - Wilkinson						18.373	28.877	30.779	45.584	2,5

Tabla 4: comparación de los resultados de las simulaciones realizadas por el IAPG y por la UBA.

Estos cálculos representan la totalidad de volúmenes de petróleo que pueden ser producidos de la formación Vaca Muerta. Para obtener los recursos prospectivos, a los que apunta este informe, a estos volúmenes totales se les debe restar las reservas producidas y remanentes y los recursos contingentes ya conocidos que se obtuvieron de datos provistos por la Secretaría de Energía.

El proceso de Evaluación de los Recursos Prospectivos se realizó siguiendo los lineamientos del PRMS (Petroleum Resources Management System).

Conclusiones

- Del análisis general de la información presentada por las empresas participantes, principales operadoras en la exploración y desarrollo de la Formación Vaca Muerta, consideramos que los cálculos de los recursos prospectivos de petróleo técnicamente recuperables, en todas sus variantes (petróleo pesado, petróleo medio, petróleo volátil y condensado) son apropiados y consistentes. Los mismos están basados en los datos técnicos presentados por cada empresa y la Secretaría de Energía, y fueron calculados con métodos probabilísticos de uso común en la industria.
- Las empresas participantes, de gran experiencia como operadoras o socias en la cuenca y con gran conocimiento exploratorio y productivo en ella, aportaron los datos para los cálculos los cuales fueron consistentes con la información publicada en medios científicos y técnicos y con los aportados por la Secretaría de Energía. Asimismo, el flujo de trabajo presentado es acorde a las buenas prácticas de la industria.
- En las reuniones que se hicieron entre las partes intervinientes se discutieron y aportaron algunos ajustes a los cálculos de los recursos de petróleo, realizados por las empresas individualmente, consensuándose los volúmenes obtenidos, los que fueron avalados por las universidades.

La Universidad Nacional de La Plata (UNLP) y la Facultad de Ingeniería de 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.

11. 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. and 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.
- Gas y Petróleo del Neuquén S. A., 2025. Mapa de distribución de fluidos de la Fm. Vaca Muerta en la provincia de Neuquén: https://www.gypnqn.com.ar/vaca_muerta.php
- IAPG, 2024. 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.
https://www.iapg.org.ar/documentos/Estimacion_de_los_recursos_remanentes_tecnicamente_recuperables_de_gas_en_la_Formacion_Vaca_Muerta.pdf
- IAPG, 2024. Práctica Recomendada. Consideraciones técnicas para la evaluación de los recursos prospectivos de gas natural y petróleo de la República Argentina.
<https://www.iapg.org.ar/practicarecomendadas/SC-35-2024-00.pdf>
- 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., Krujts, 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.
- Utgé, S., Domínguez, F., Fasola, M., Ponce, C., Bernhardt, C. y Sagasti, G., 2022, Caracterización integral a escala de cuenca de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Exploración y Sistemas Petroleros.

- 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 7 *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: petróleo pesado, petróleo medio, petróleo volátil y gas y condensado.

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 2024.

Ventana Petróleo Pesado																						
Parámetros	Unidades de Medida	Estim. A			Estim. B			Estim. C			Estim. D			Estim. E			Estim. F			Estim. G		
		P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10
Área Desarrollable	Km2	2500	3425	4450	2761	3327	3916	2250	2730	3250	2648	2888	3127	4506	4814	5123	4497	4818	5155	3624	5286	5663
Espesor Útil	m	30,0	39,6	50,0	30,0	41,0	55,0	35,0	44,0	55,0	24,0	31,6	40,0	27,3	41,4	56,8	24,7	40,5	55,0	30,0	40,0	50,0
Porosidad	%	7,00	9,80	13,00	7,00	10,00	14,00	7,00	9,00	12,00	7,00	8,50	10,00	8,60	9,20	9,80	10,00	11,00	12,00	6,00	8,70	11,90
Saturación de Petróleo	%	75,00	77,50	80,00	65,00	70,00	76,00	55,00	65,00	75,00	60,00	64,90	70,00	75,40	79,50	83,60	54,40	59,99	65,35	50,00	75,00	85,00
Factor de Volumen	m3/m3	1,05	1,10	1,11	1,00	1,05	1,10	1,12	1,14	1,16	1,10	1,18	1,25	1,12	1,28	1,30	1,08	1,18	1,29	1,13	1,24	1,33
Factor de Eficiencia	%	4,00	6,30	9,00	3,00	4,00	5,00	4,50	5,20	6,00	6,00	7,00	8,00	6,20	7,00	7,80	7,40	8,90	10,50	8,20	9,30	10,40
RRPnn	MMBO	1723	3717	6227	1174	2478	4090	946	2184	3792	1251	1880	2578				3405	6118	8852	3145	5831	9054
RRPv	MMBO/km2/m	0,023	0,027	0,028	0,013	0,014	0,013	0,017	0,018	0,017	0,026	0,021	0,017	0,028	0,027	0,026	0,030	0,024	0,016	0,039	0,030	0,024
Niveles de Navegación	Unidades	1,0	1,5	2,0	1,2	1,5	1,8	1,0	1,2	1,4	0,7	1,2	1,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	2,0	1,0	1,8	2,5
RRP	MMBO	1723	5459	12454	1707	3705	6171	1332	2609	4188	1113	2264	3579	3398	5360	7575	4909	9192	13780	4245	9807	16959

Tabla 5: Datos aportadas por las empresas. Ventana de Petróleo Pesado.

Ventana Petróleo Medio																						
Parámetros	Unidades de Medida	Estim. A			Estim. B			Estim. C			Estim. D			Estim. E			Estim. F			Estim. G		
		P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10
Área Desarrollable	Km2	4800	5772	6800	4096	5176	6362	4290	5225	6240	6443	6967	7515	6765	7233	7695	3357	3789	4054	1102	2270	2432
Espesor Útil	m	25,0	37,6	52,0	40,0	54,0	70,0	35,0	45,0	55,0	24,0	31,6	40,0	27,3	41,4	56,8	24,7	40,1	55,0	30,0	40,0	50,0
Porosidad	%	7,00	9,80	13,00	7,00	10,00	14,00	7,00	9,00	12,00	8,00	10,00	12,00	8,60	9,20	9,80	9,76	11,03	12,30	5,00	8,50	11,90
Saturación de Petróleo	%	75,00	77,50	80,00	65,00	70,00	76,00	55,00	65,00	75,00	65,00	70,00	75,00	77,60	80,70	83,60	63,40	68,98	74,35	50,00	70,00	85,00
Factor de Volumen	m3/m3	1,20	1,27	1,35	1,20	1,50	1,80	1,40	1,60	1,80	1,25	1,55	1,85	1,34	1,40	1,46	1,48	1,58	1,66	1,22	1,32	1,45
Factor de Eficiencia	%	6,00	9,30	13,00	4,00	5,00	6,00	7,50	9,00	10,50	8,00	10,00	12,00	6,40	8,00	9,60	9,41	10,94	12,62	8,20	9,30	10,40
RRPnn	MMBO	3491	7535	12643	2238	4374	7005	2269	5182	8954	3921	6233	9440				2853	5050	7132	1082	2150	3500
RRPv	MMBO/km2/m	0,029	0,035	0,036	0,018	0,016	0,013	0,021	0,022	0,019	0,031	0,028	0,026	0,026	0,027	0,026	0,048	0,031	0,024	0,043	0,025	0,022
Niveles de Navegación	Unidades	2,0	2,7	3,5	1,4	2,0	2,6	1,4	2,4	3,5	1,8	2,7	3,5	1,0	2,3	3,7	1,0	2,5	3,5	2,0	2,8	4,0
RRP	MMBO	6982	20449	44256	4092	8835	14865	4442	12182	22418	8903	16548	26289	5068	18428	42684	5777	11820	18490	2815	6323	10895

Tabla 6: Datos aportadas por las empresas. Ventana de Petróleo Medio.

Ventana Petróleo Volátil																						
Parámetros	Unidades de Medida	Estim. A			Estim. B			Estim. C			Estim. D			Estim. E			Estim. F			Estim. G		
		P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10
Área Desarrollable	Km2	2000	2713	3500	1482	1787	2121	0	1957	2336	1539	1693	1858	3585	3832	4078	2020	2164	2315	2678	3177	3404
Espesor Útil	m	25,0	38,9	55,0	40,0	54,0	70,0	0,0	44,0	55,0	24,0	31,6	40,0	27,3	41,4	56,8	24,7	40,1	55,0	30,0	40,0	50,0
Porosidad	%	7,00	9,80	13,00	7,00	10,00	14,00	7,00	9,00	12,00	8,00	10,00	12,00	8,60	9,20	9,80	9,23	11,05	12,85	7,40	10,60	13,40
Saturación de Petróleo	%	75,00	77,50	80,00	65,00	70,00	76,00	55,00	62,90	70,00	65,00	70,00	75,00	63,20	71,30	78,30	51,81	59,99	67,81	50,00	60,00	80,00
Factor de Volumen	m3/m3	1,29	1,39	1,49	1,30	1,62	2,00	2,10	2,40	2,70	1,85	2,13	2,40	2,12	2,20	2,28	1,71	2,35	3,08	1,29	1,59	2,06
Factor de Eficiencia	%	7,00	11,20	16,00	5,00	6,00	7,00	9,00	11,00	13,00	11,00	13,00	15,00	8,40	10,00	11,60	11,36	13,89	16,53	8,20	9,30	10,40
RRPnn	MMBO	1698	4032	7039	871	1657	2622	720	1578	2681	946	1441	2089				1102	2214	3592	1621	3025	4733
RRPv	MMBO/km2/m	0,034	0,037	0,040	0,016	0,017	0,016	0,025	0,024	0,020	0,032	0,026	0,023	0,018	0,019	0,019	0,044	0,035	0,029	0,026	0,026	0,022
Niveles de Navegación	Unidades	2,0	2,7	3,5	2,2	2,5	2,8	1,4	2,4	3,5	1,8	2,7	3,5	1,0	1,9	3,7	2,0	3,0	4,0	2,0	2,8	4,0
RRP	MMBO	3390	10938	26644	2111	4161	6736	1980	5035	9019	2144	3825	5972	1830	5661	15822	4428	9005	14620	4141	8919	14909

Tabla 7: Datos aportadas por las empresas. Ventana de Petróleo Volátil.

Ventana Gas y Condensado																						
Parámetros	Unidades de Medida	Estim. A			Estim. B			Estim. C			Estim. D			Estim. E			Estim. F			Estim. G		
		P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10	P90	Pmean	P10
Área Desarrollable	Km2	1500	1978	2500	1584	1632	1681	1392	1695	2024	1756	1952	2167	2399	2563	2726	1704	1825	1953	1390	1986	2128
Espesor Útil	m	25,0	29,9	35,0	40,0	54,0	70,0	35,0	45,0	55,0	24,0	31,6	40,0	27,3	41,4	56,8	24,7	40,1	55,0	35,0	45,0	55,0
Porosidad	%	8,00	11,70	16,00	7,00	9,00	11,00	7,00	9,00	12,00	9,00	11,00	13,00	8,60	9,20	9,80	9,23	11,05	12,85	10,00	11,50	13,00
Factor de Volumen	Sm3/m3	297,0	306,0	315,0	315,0	337,0	360,0	290,0	300,0	310,0	290,0	310,0	330,0	309,0	333,0	362,0	293,2	331,4	371,9	335,0	337,5	340,0
Saturación de Gas	%	75,00	72,40	80,00	65,00	70,00	76,00	55,00	62,90	70,00	65,00	70,00	75,00	63,20	71,30	78,30	48,40	54,10	61,00	58,00	61,50	65,00
Factor de Eficiencia	%	18,00	22,80	28,00	21,00	30,00	40,00	17,00	21,00	25,00	21,96	29,80	51,02	25,00	25,00	25,00	19,72	24,79	30,06	17,90	30,70	46,00
RRPnn	MMBO	151	453	1019	591	1102	1685	425	1376	2777	440	1441	2089				541	1181	2006	473	1279	2360
RRPv	MMBO/km2/m	0,004	0,008	0,012	0,011	0,013	0,012	0,012	0,016	0,018	0,013	0,014	0,012	0,015	0,021	0,024	0,014	0,016	0,017	0,013	0,015	0,015
Niveles de Navegación	Unidades	2,5	3,0	3,5	2,0	3,0	4,0	2,0	2,9	3,4	1,9	2,8	3,6	1,0	1,9	3,7	3,5	4,0	4,5	2,0	2,8	4,0
RRP	MMBO	377	1352	3579	1434	3401	5775	1210	3547	6671	1080	2448	3844	999	4254	13910	2021	4741	8207	1252	3740	7038

Tabla 8: Datos aportadas por las empresas. Ventana de Gas y Condensado.

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.

Nivel de Navegación: corresponde al intervalo estratigráfico objetivo dentro de una formación no convencional en el cual se posiciona y mantiene la rama horizontal del pozo durante la perforación. Este intervalo es seleccionado por presentar las mejores condiciones integradas de calidad de reservorio, comportamiento geomecánico y potencial productivo, maximizando la eficiencia de estimulación hidráulica y la recuperación de hidrocarburos. En este trabajo, los niveles de navegación considerados son y están en proporción con el rango de espesores de las distribuciones lognormal empleadas en cada una de las ventanas de fluidos evaluadas.

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 (RGP): 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, R_s ; la relación de gas/petróleo producido, R_p ; u otra relación definida aceptable de la producción de gas a producción de petróleo.

Ventana de Fluidos: corresponde a la distribución regional de los distintos tipos de hidrocarburos presentes en el sistema petrolero, cuya variabilidad lateral o areal está determinada principalmente por el nivel de madurez térmica de la roca generadora, las condiciones de presión y temperatura, y las características composicionales de los fluidos producidos. La ventana de fluidos define las áreas donde predominan determinados tipos de producción, tales como petróleo negro (*black oil*), petróleo volátil (*volatile oil*), gas-condensado y gas húmedo (*wet gas*). Para este trabajo, y siguiendo la

nomenclatura de los mapas publicados por Gas y Petróleo del Neuquén (GyP, 2025), utilizados como referencia, la ventana de petróleo negro fue subdividida en una zona oriental denominada “petróleo pesado”, con valores de gravedad entre 20° y 30° API, y una zona occidental denominada “petróleo negro” (denominada “petróleo medio” en este trabajo), con valores aproximados entre 30° y 42° API. Cabe destacar que el término “Petróleo Pesado” y/o “Ventana de Petróleo Pesado” utilizado en el presente trabajo NO hace referencia a un crudo denso y viscoso con gravedad API inferior a 20° API (media a 60° F o 15,6°C).

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 Petróleo (RRP): en este informe representa la fracción recuperables del Petróleo Inicialmente en Sitio. Corresponde a la suma del Extraído de petróleo más las Reservas FVU de petróleo más los Recursos Contingentes de petróleo más los Recursos Prospectivos de petróleo.

Recursos Recuperables de Petróleo por nivel de navegación (RRPnn): representa los Recursos Recuperables de Petróleo por nivel de navegación (*landing zone*).

Recursos Recuperables de Petróleo por unidad de área (RRPa): representa los Recursos Recuperables de Petróleo por unidad de área (1 km²).

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

Recursos Recuperables de Petróleo por pozo (RRPp): representa los Recursos Recuperables de Petróleo 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 Petróleo (RTRP): en este informe representa a aquellas cantidades de petróleo 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 Mm³ = 1.000 m³

1 MMm³ = 1.000.000 m³

1 MMBO (*millon barrels of oil*) = 1.000.000 barriles de petróleo.

ANEXO 3 – NOTA SOLICITUD DE ESTIMACIÓN DE RECURSOS



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
AÑO DE LA RECONSTRUCCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA

Nota

Número: NO-2025-119399614-APN-SE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES

Lunes 27 de Octubre de 2025

Referencia: Solicitud de Estimación de Rec. Remanentes de petróleo de la formación Vaca Muerta.

A: INSTITUTO ARGENTINO DE GAS Y PETROLEO (IAPG) (Maipú 639, C1006 Cdad. Autónoma de Buenos Aires),

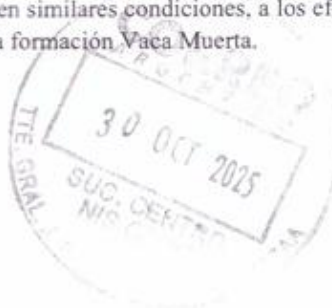
Con Copia A: Horacio Federico Veller (SSCL#MEC), Adriana Alvarez (DNEY#MEC),

De mi mayor consideración:

Como es de su conocimiento, mediante la NO-2024-97242075-SE#MEC del 9 de setiembre de 2024 la SECRETARIA DE ENERGIA le solicitó al Instituto Argentino de Petróleo y 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...".

Luego de un fructífero trabajo en el que participaron técnicos integrantes de la Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG y pertenecientes a empresas socias, profesores universitarios de la UNLP y del IGPUBA, personal técnico de la Secretaría de Energía de la Nación e integrantes de la Dirección Técnica de Petróleo y Gas del IAPG, el IAPG presentó a esta SECRETARIA DE ENERGÍA el informe de la "ESTIMACIÓN DE LOS RECURSOS REMANENTES TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE GAS DE LA FM. VACA MUERTA DISPONIBLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023". El informe integró una parte fundamental de la Resolución S.E. N° 157 del 15 de abril de 2025 "DECLARACION DE DISPONIBILIDAD DE RECURSOS GASÍFEROS al 31 de diciembre de 2023".

Aprovechamos esta ocasión para agradecerles su importante colaboración y, en consideración al antecedente mencionado, en esta oportunidad le solicitamos al Instituto una estimación en similares condiciones, a los efectos de evaluar los recursos remanentes de petróleo técnicamente recuperables de la formación Vaca Muerta.



Esta información resulta de gran importancia en el proceso de toma de decisiones, en línea con los objetivos de la política energética, tendientes a maximizar la renta obtenida de la explotación de los recursos y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país (art. 3º de la Ley 17.319).

En el entendimiento que esa prestigiosa institución coincide con los objetivos planteados, 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 con base en los datos de Reservas y Recursos Contingentes relevados en el marco de la Resolución S.E. N° 324/2006.

Sin otro particular saluda atte.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2025.10.27 17:22:23 -03:00

Maria Carmen Tettamanti
Secretaria
Secretaria de Energia
Ministerio de Economia

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL
ELECTRONICA - GDE
Date: 2025.10.27 17:22:23 -03:00

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

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

Prácticas Recomendadas 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 acuíferos.
 - 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 acuíferos.
 - 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

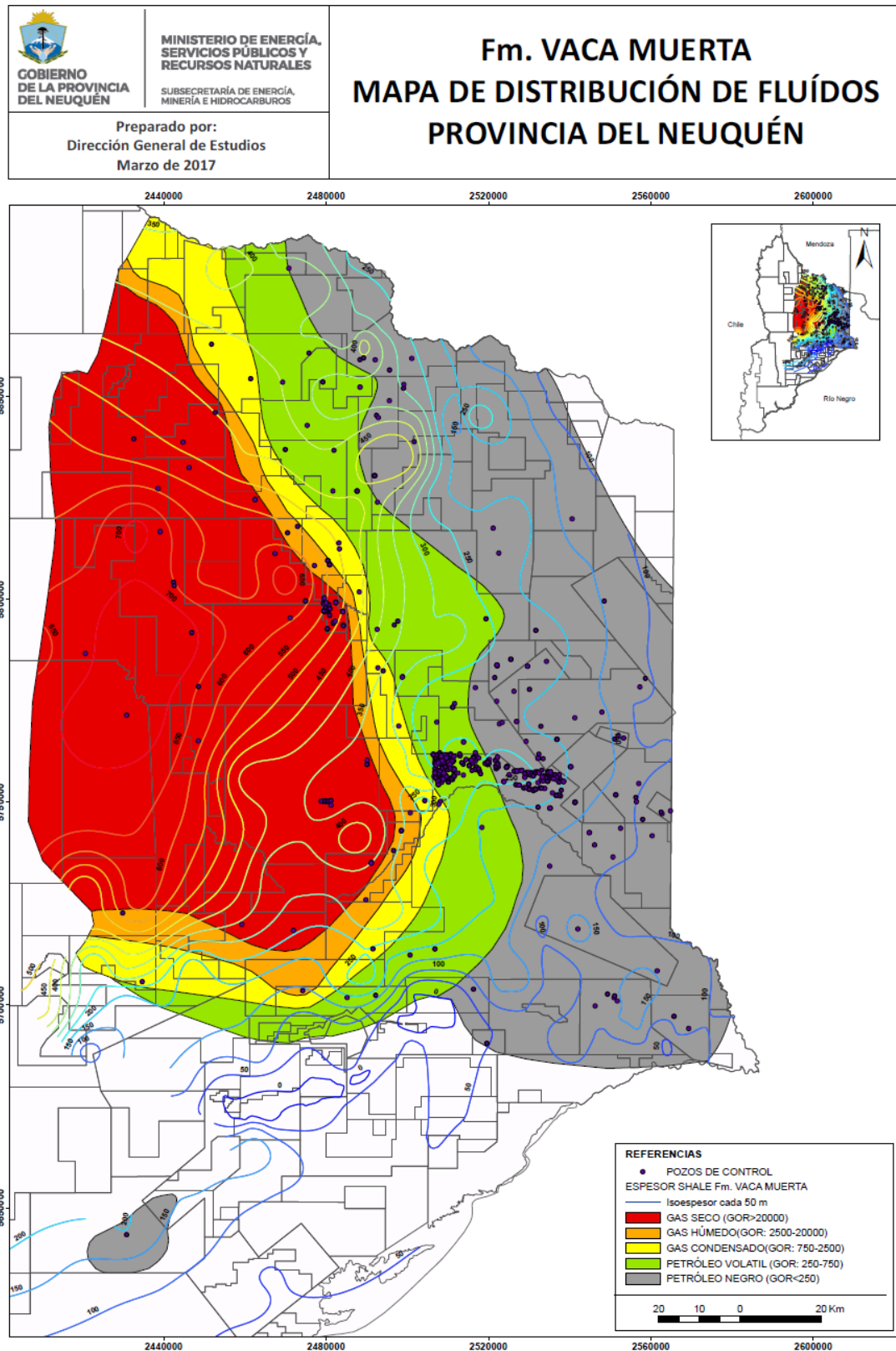


Figura 1: mapa de distribución de fluidos de la Fm. Vaca Muerta en la provincia de Neuquén.

Mapa de profundidades

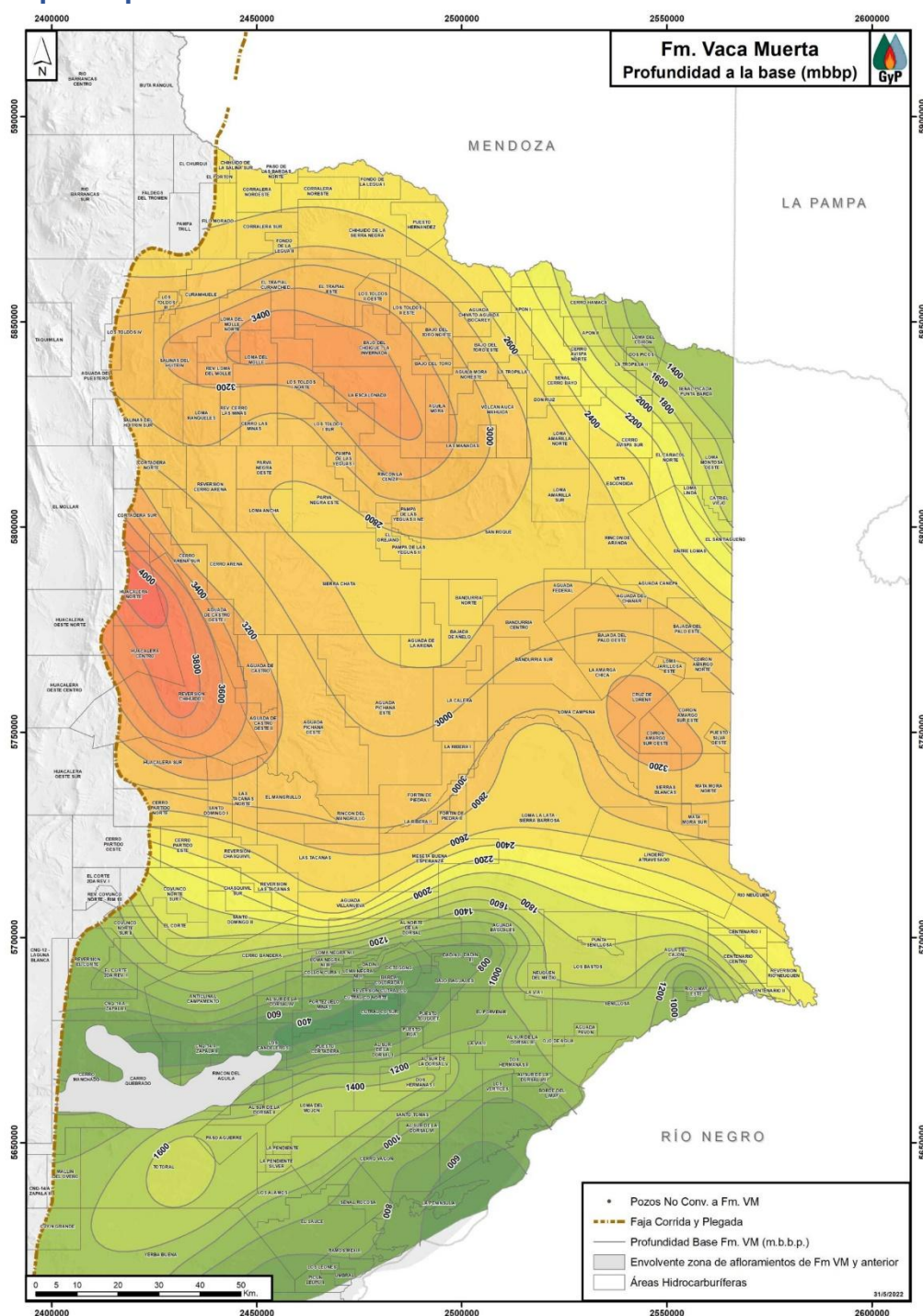


Figura 2: mapa con la profundidad a la base de la Fm. Vaca Muerta en la provincia de Neuquén.

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.

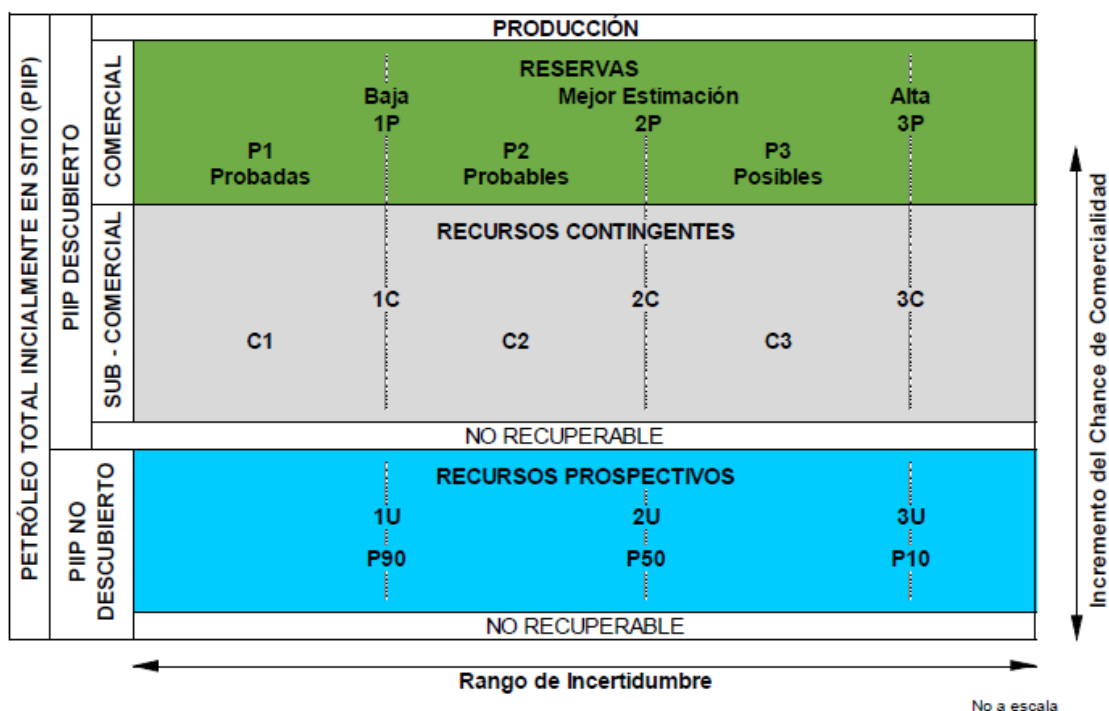


Figura 1.1 — Marco de clasificación de recursos

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.energianeiquen.gov.ar/mapa>

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