

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

Ricardo Veiga¹, Alejandro Bande¹, Eduardo Micucci¹, Alfonso Mosquera¹, Carlos Macellari¹

1: Tecpetrol S.A., veiga@tecpetrol.com, alejandro.bande@tecpetrol.com, eduardo.micucci@tecpetrol.com, alfonso.mosquera@tecpetrol.com, carlos.macellari@tecpetrol.com

Palabras clave: Cuenca Neuquina, Vaca Muerta, petrofísica, COT, porosidad, saturación de agua, factor expansión de gas, capacidad de almacenamiento, recursos

ABSTRACT

The storage capacity (STO) is defined as the product between the porosity (PHIT) multiplied by the saturation of hydrocarbons (SHc) and divided by the gas expansion factor (Bg), or the volumetric factor (Bo) in the oil case. This property was calculated in 20 wells of the Neuquen Basin (within the dry gas window). The total organic carbon content (TOC), the clay volume (VCLAY), the porosity (PHIT), the water saturation (Sw), the pore pressure (PP) and the gas expansion factor (Bg) were calculated in each well. Finally, a storage curve was built to identify the levels with high STO. Based on the calculated data, the storage capacity for the Vaca Muerta Formation is 1.5 MMcf / Acre * ft with a relation P90 / P10 between 0.8 and 2.1 MMcf/Acre*ft.

INTRODUCCIÓN

El análisis de los recursos en un reservorio no convencional es objeto de estudio dado que existen diferentes aproximaciones para abordar esta problemática y cada compañía puede utilizar diferentes criterios en distintas etapas de un proyecto. En aspectos muy amplios, los diferentes métodos se pueden agrupar en 2 grandes categorías: 1) análisis volumétrico y 2) evaluación de pozos tipo. El primero se basa en la estimación de área, espesor productivo, porosidad, saturación de hidrocarburos, factor volumétrico y/o factor de expansión del gas. La segunda metodología aborda la problemática a partir de la declinación de curvas producción.

El presente trabajo se enfoca en el primer método dado que es el más usado durante la fase exploratoria y puede ser calculado con información pre-existente (registro de pozos antiguos e información geoquímica básica) que no reviste un carácter confidencial. Por el contrario, el segundo método requiere del análisis de historia de producción y/o ensayos lo cual conlleva una demora en el tiempo, son datos menos accesibles y también dependen de aspectos operativos (largo de rama horizontal, número de fracturas, tipo de estimulación, etc.)

METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para el análisis volumétrico se realizó un estudio de la capacidad de almacenamiento (STO) en la Formación Vaca Muerta. La STO se define como el producto entre la porosidad (PHIT) y la saturación de hidrocarburos (SHc) dividido por el factor de expansión del gas (Bg)(o el factor volumétrico en caso de petróleo-Bo). Esta propiedad fue calculada en 20 pozos de la Cuenca Neuquina ubicados en la zona de gas seco (Figura 1). El objetivo era identificar las regiones de mayor STO y ver las variaciones existentes dentro de un mismo pozo para definir potenciales niveles de navegación.

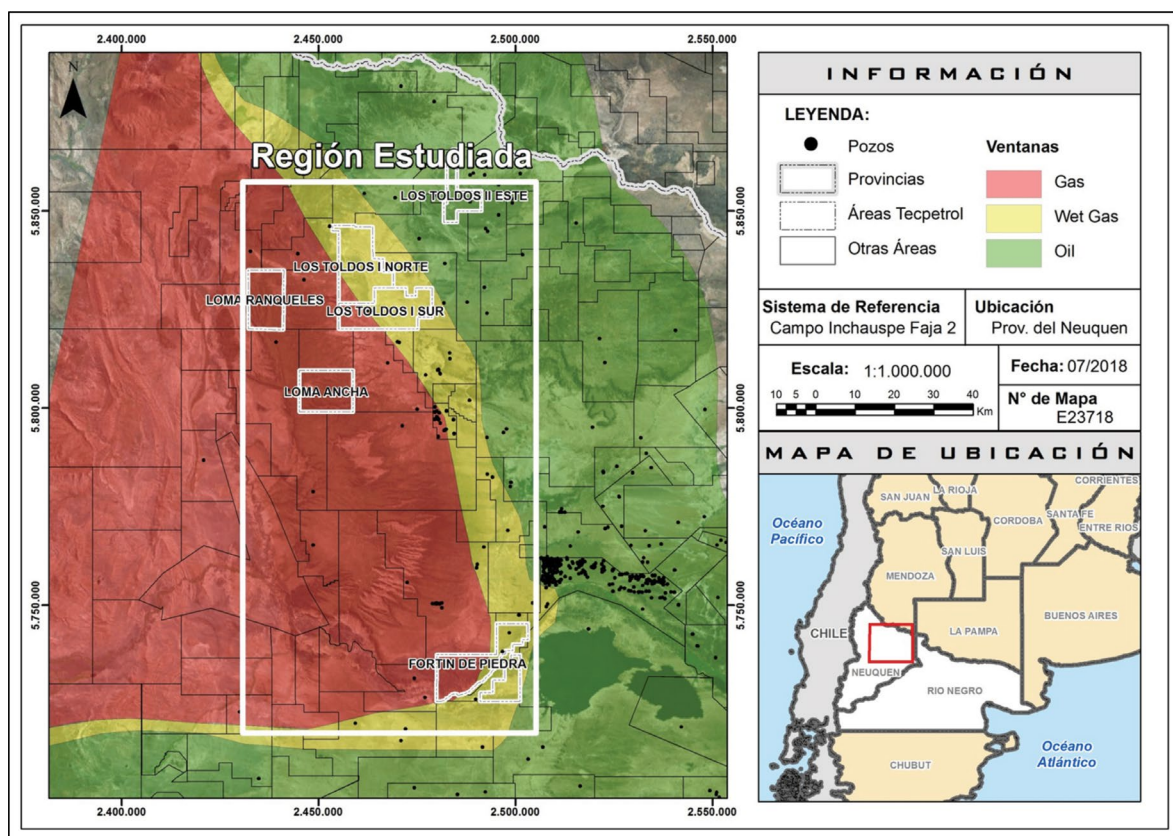


Figura 1. Mapa de ubicación zona de estudio. Para realizar cálculos de la capacidad de almacenamiento (STO) se ha trabajado con datos de pozos ubicados dentro de la ventana de gas seco

El flujo de trabajo consistió de 5 pasos

- 1) Determinación del COT.
- 2) Estimación del Volumen de Arcilla
- 3) Cálculo de PHIT y S_w
- 4) Calculo de presión poral (PP) y B_g
- 5) Obtención del STO

Para ello se analizaron los tramos con alto contenido Carbono Orgánico Total ($COT > 2\%$) y sobre esta sección se realizó una estimación de la porosidad total (PHIT) y saturación de agua (Sw) a partir de los registros de pozo. Paralelamente se efectuó un análisis de la presión de poros (PP) y las respectivas temperaturas de formación (TEMP) para calcular el factor de expansión del gas (B_g).

Con las curvas de PHIT, Sw y B_g se obtuvo una curva de STO. Esta curva se utilizó como un elemento de análisis, que junto con los datos geoquímicos y la evaluación geomecánica, ayudan a definir los niveles de mejor potencialidad para navegar. Asimismo las curvas de STO de diferentes pozos fueron correlacionadas para reconocer cambios laterales y variaciones dentro de la zona de alto COT.

Posteriormente se realizó una cuantificación de los valores de STO definiendo valores P90/ Mean/P10 en los diferentes sondeos. Finalmente, se aplicaron estos valores al área de drenaje de un pozo para obtener un valor de producción acumulada por pozo (EUR) y cuantificar la chance de éxito comercial de un proyecto no convencional.

Determinación del COT

Existe una extensa lista de trabajos que tratan sobre este tema. No es la intención de este trabajo hacer un análisis de los diferentes métodos, simplemente se desea puntualizar aquellos en donde se ha obtenido una buena correlación entre los datos de laboratorio y el análisis de registros. Para el cálculo de COT en la Formación Vaca Muerta se ha usado el método de Passey et al. 1990 y también formulas empíricas que correlacionan el COT con la densidad (Figura 2).

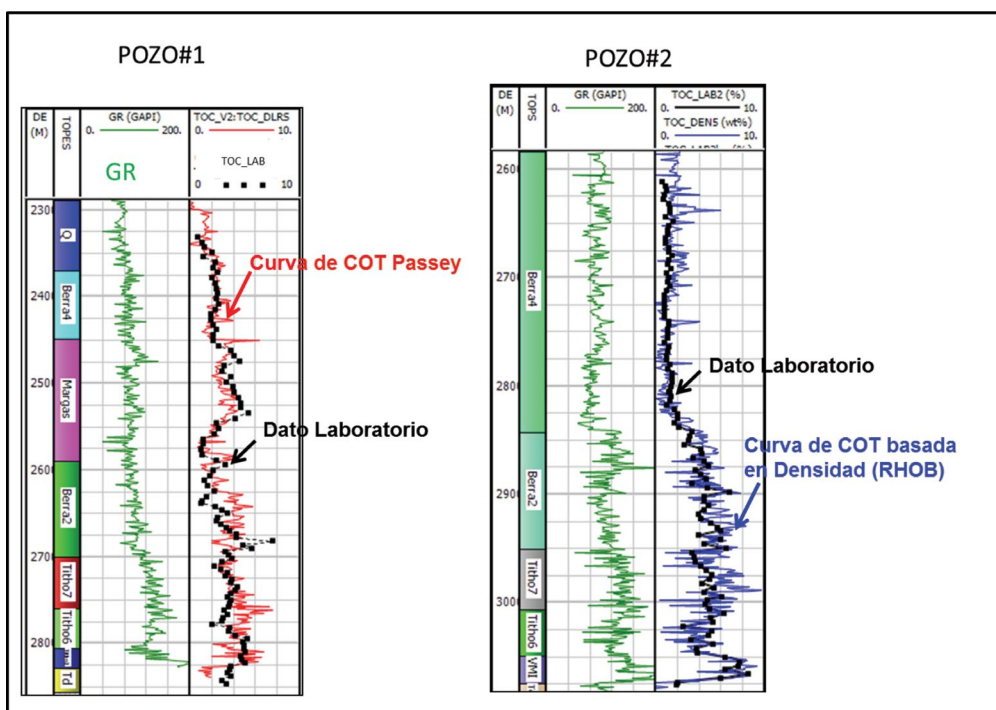


Figura 2. Ejemplo de calibración de COT mediante método de Passey et al (Pozo#1) y mediante correlación Densidad (RHOB) vs COT (Pozo#2).

La correlación entre el COT obtenido de laboratorio en muestras extraídas y el COT obtenido con perfiles de densidad (RHOB) muestran una regresión (R^2) entre 0.67 y 0.84 (Figura 3). En todos los casos se ha contado con datos de laboratorio que permitieron calibrar los cálculos realizados.

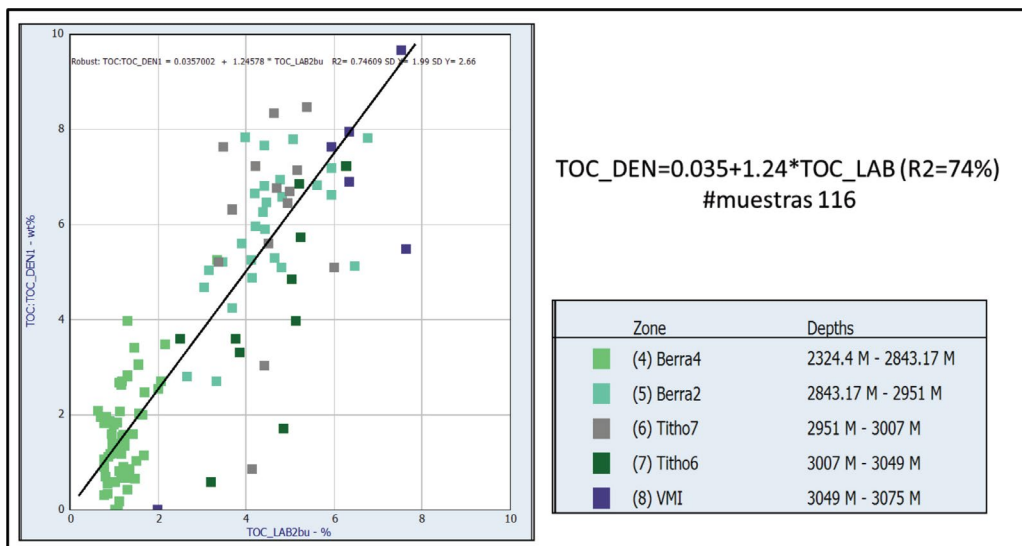


Figura 3. Correlación COT obtenido a partir de perfiles de Densidad (TOC_DEN) y datos de laboratorio (TOC_LAB). La regresión (R^2) obtenida fue del 74%. Los puntos de diferentes colores representan las secciones en que fue subdividida la Formación Vaca Muerta.

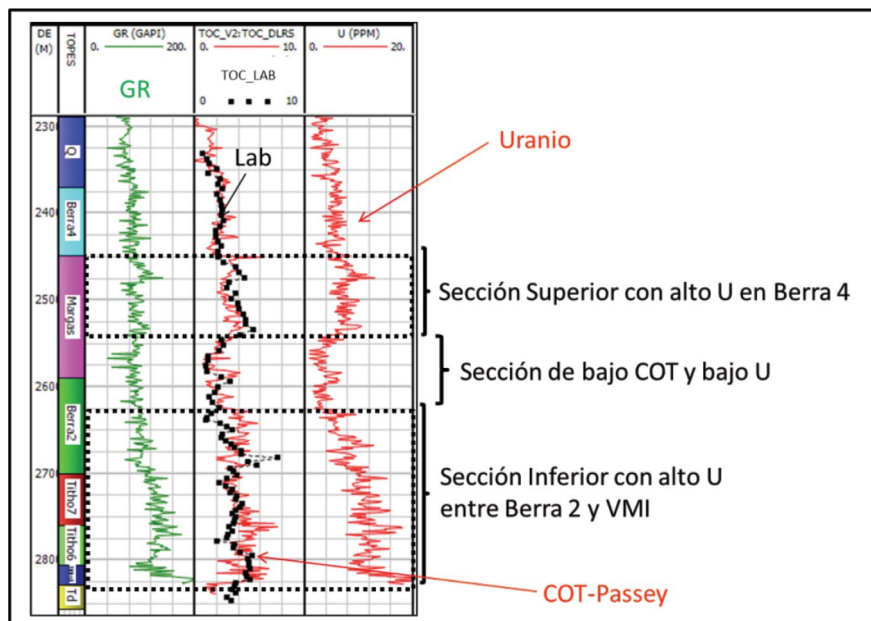


Figura 4. Correlación COT y Perfil de Uranio (U). Notar que las zonas de alto COT se correlacionan cualitativamente con los intervalos de alta concentración de Uranio. En este pozo se observan 2 secciones de alto COT y alto U.

El uso del perfil de Uranio y de perfiles mineralógicos fue muy útil para visualizar las zonas de alto contenido de COT sin embargo tuvieron regresiones (R^2) más bajas en el orden de 0.15 a 0.30. De todas formas, este tipo de registros permitió identificar la presencia de un intervalo

de alto COT inmediatamente al Este del Dorso de los Chihuidos, ubicado entre 270-300 m por arriba de la base de la Formación Vaca Muerta, con un espesor de aproximadamente de 100 m y un COT de 3.8% (Figura 4). Similar observación fue realizada por Marchalet al. (2016) para la región de Sierra Chata.

Los estudios de fluorescencia de rayos x (FRX) muestran que las zonas de alto COT de la sección basal de la F. Vaca Muerta coinciden con un aumento en la presencia de S, Mo, Mn y V indicando fuerte condiciones reductoras y la depositación en aguas estratificadas anóxicas y con presencia de SH₂. Estas condiciones disminuyen en posiciones estratigráficas más altas indicando una disminución en las condiciones de estratificación de las aguas (Figura 5).

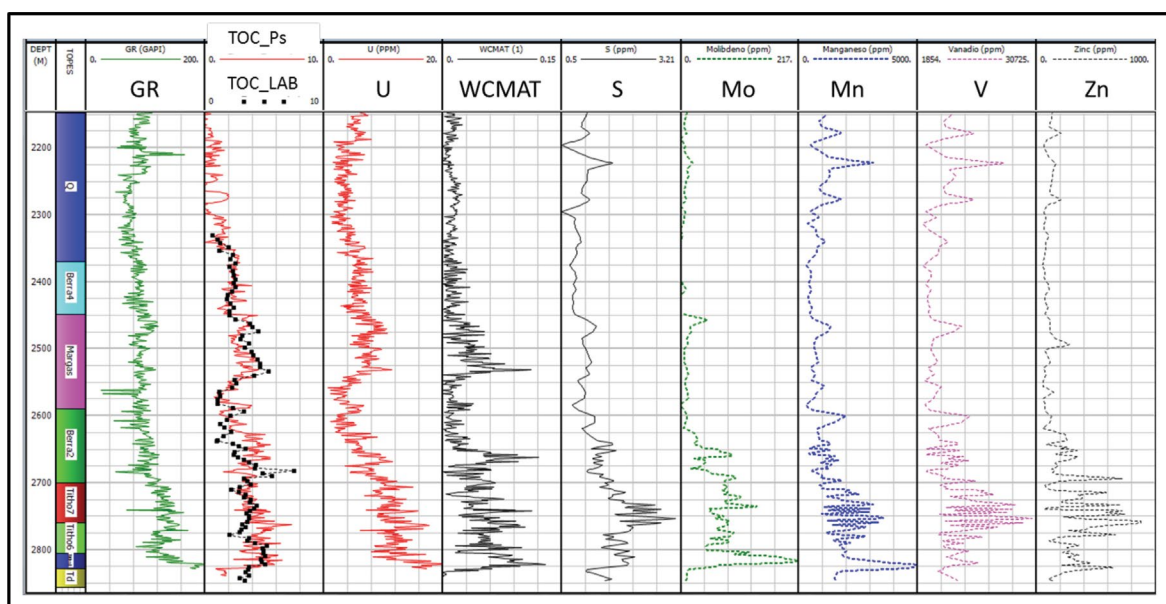


Figura 5. Correlación entre los intervalos de alto COT y la presencia de Azufre (S), Molibdeno (Mo), Manganeseo (Mn), Vanadio (V) y Zinc (Zn). Notar la correspondencia entre la zona de alto COT con una alta concentración de Uranio (U) y alto contenido de Materia Orgánica (WCMAT) obtenido a partir de perfiles mineralógicos

Realizada la determinación de COT se debe transformar esta masa a volumen de kerógeno (V_{ker}), dado que este parámetro tendrá un fuerte impacto en la porosidad total de la roca. Para ello se procedió a graficar en diferentes pozos la relación de COT medido en laboratorio con la inversa de la densidad (1/RHOB). Este gráfico ayudó a cuantificar 2 parámetros: 1) la densidad de matriz y 2) la densidad del kerógeno. Este análisis fue efectuado para 7 pozos ubicados en diferentes ventanas de fluidos y diferente grado de madurez para todo el intervalo de alto COT.

De acuerdo este análisis, los valores de densidad de matriz oscilan entre 2.54 a 2.66 g/cm³, la y la densidad de kerógeno entre 0.95 a 1.56. Para este trabajo se tomo una media de 1.28 g/cm³. (Figura 6). Valores similares fueron reportados por Bernhart et al. (2017) obteniendo una densidad de kerógeno de 1.3 g/cm³. Por otro lado, no se encontró relación entre la madurez de la materia orgánica y los valores de densidad de kerógeno. Esto puede deberse a 2 aspectos: 1) el uso de

valores promedios para caracterizar a toda la sección de alto COT y/o 2) cambios composicionales en las características de la materia orgánica en diferentes sectores de la cuenca. Un análisis de mayor detalle analizando las diferentes secuencias de la F. Vaca Muerta debería ser realizado para definir alguna de estas 2 opciones

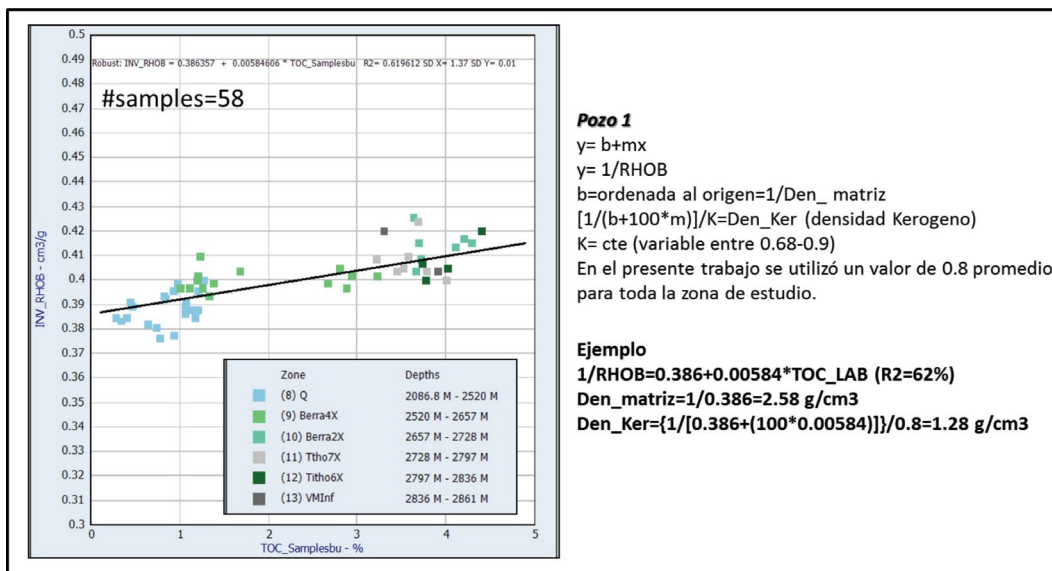


Figura 6. Correlación COT medido en laboratorio (eje x) y la inversa de la densidad 1/RHOB (eje y). Este grafico permite obtener de manera sencilla un valor de densidad de matriz, densidad de carbono orgánico y densidad de kerógeno.

.Con los valores obtenidos de densidad de matriz y densidad del kerógeno se procedió a calcular el volumen ocupado por el kerógeno (V_{ker}) para ello se consideró una densidad promedio de 1.28 g/cm³. Este análisis se efectuó para la región de Fortín de Piedra y Dorso de los Chihuidos, (tabla 1). A modo de ejemplo en el sondeo Fortín de Piedra x-1 el COT medido equivale a un promedio de 3.26% en peso el cual pasado a volumen representa un 7.3% del volumen total de la roca. Si estos valores de COT actuales son restituidos a sus valores originales (COT_o) usando la técnica de Peters et al, (2005) y Chen y Jiang (2016) el porcentaje en masa de carbonoorgánico original representa un 8.5% y el volumen equivalente alcanza al 17% del total de la roca. Para el cálculo de COT_o se ha utilizado un Índice de Hidrogenooriginal (IHo) entre 750 a 800 mgHc/gCOT. De

Tabla 1

Zona	Fluido	COT	V _{ker}	COT _o	V _{kero}	MCOT _o -MCOT	V _{kero} -V _{ker}	TR
		%	V/V	%	V/V	g/gR	Decimal	decimal
Centro Cuenca	gas	3.26	0.07	8.55	0.17	0.053	0.10	0.99
Dorso Chihuidos	gas	4.51	0.10	11.85	0.23	0.073	0.14	0.98

Tabla 1. Conversión de relación en peso de COT a VKer en la zona de Fortín de Piedra (Centro de Cuenca) y Dorso de los Chihuidos. COT (carbono orgánico total en %), VKer (volumen de kerógeno en V/V), COT_o (carbono orgánico original en %), VKero (volumen de kerógeno original en V/V) diferencial de volumen (VKero-Vker) y tasa de transformación (TR).

obtenidos muestran que para el intervalo rico en COT, la Formación Vaca Muerta presenta un VCLAY de 20% (media) con una relación P90/P10 entre 11% y 30% respectivamente (Figura 8).

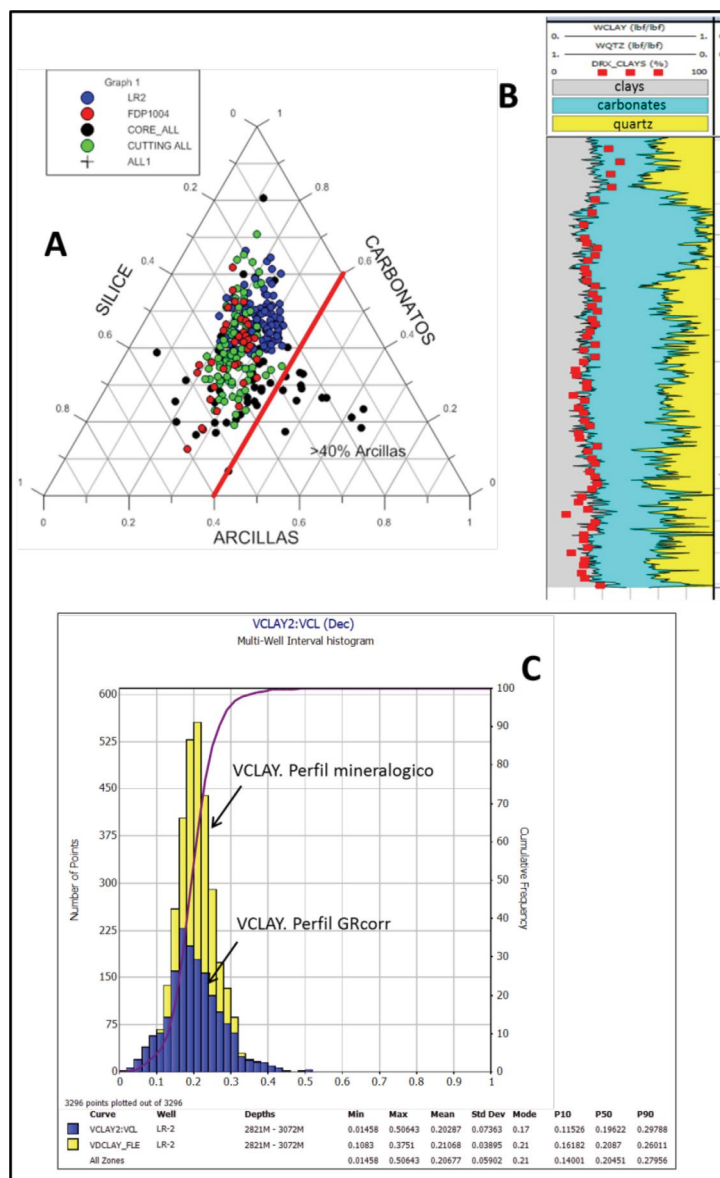


Figura 8. A) Diagrama ternario mostrando la relación Arcilla-Sílice-Carbonatos en diferentes pozos. La mayoría de las muestras analizadas tienen un porcentaje de arcillas inferior al 40%, B) Correspondencia entre el perfil mineralógico y los estudios de DRX mostrando un muy buen ajuste de los datos. C) Estimación del VCLAY mediante GRcorr y el perfil mineralógico mostrando valores similares de ajuste. Perfiles mineralógicos y VCLAY calibrados con datos de DRX

Cálculo de Porosidad (PHIT) y Saturación de agua (Sw)

Para el cálculo PHIT y Sw se han usado los siguientes datos de entrada: porosidad neutrón (NPHI), densidad (RHOB), sónico (DT), resistividad profunda (Rt), resistividad somera (Rs), temperatura (Temp), volumen de arcilla (VCLAY), COT transformado a volumen (VCOT) y

volumen de minerales pesados (VHVV). El método de porosidad usado fue a partir del perfil de densidad (RHOB) y el método para el cálculo de S_w fue la ecuación de Archie. Lamentablemente no se cuenta con datos de corona para calibrar la PHIT y la S_w , por lo tanto los mismos deben considerarse como valores preliminares que necesitan ser calibrados con datos de laboratorio. En 2 sondeos se contó con información obtenida a partir de perfiles de resonancia magnética nuclear (NMR) del cual se obtuvo las porosidades total (PHIT_{NMR}) y efectiva (PHIE_{NMR}). Estos datos se usaron para comparar la PHIT obtenida a partir del perfil RHOB con la PHIT_{NMR}.

En términos generales, la Formación Vaca Muerta presenta una porosidad total del 11% (Media) con un distribución P90/P10 entre 6 y 16%. La relación P90/P10 ronda en 2.85 y los cocientes Media/P90 y P10/Media varían entre 1.98 y 1.41 respectivamente. En los perfiles analizados se observó que para los pozos ubicados en la porción sur de la zona de estudio existe un incremento de la PHIT hacia la base de la unidad, mientras que en el sector norte esta gradación no es evidente. Por otro lado en todos los casos se observa una buena correlación entre los valores de PHIT y la Impedancia P (Z_p) obteniendo ecuaciones lineares con regresiones (R^2) superiores al 75% (Figura 9)

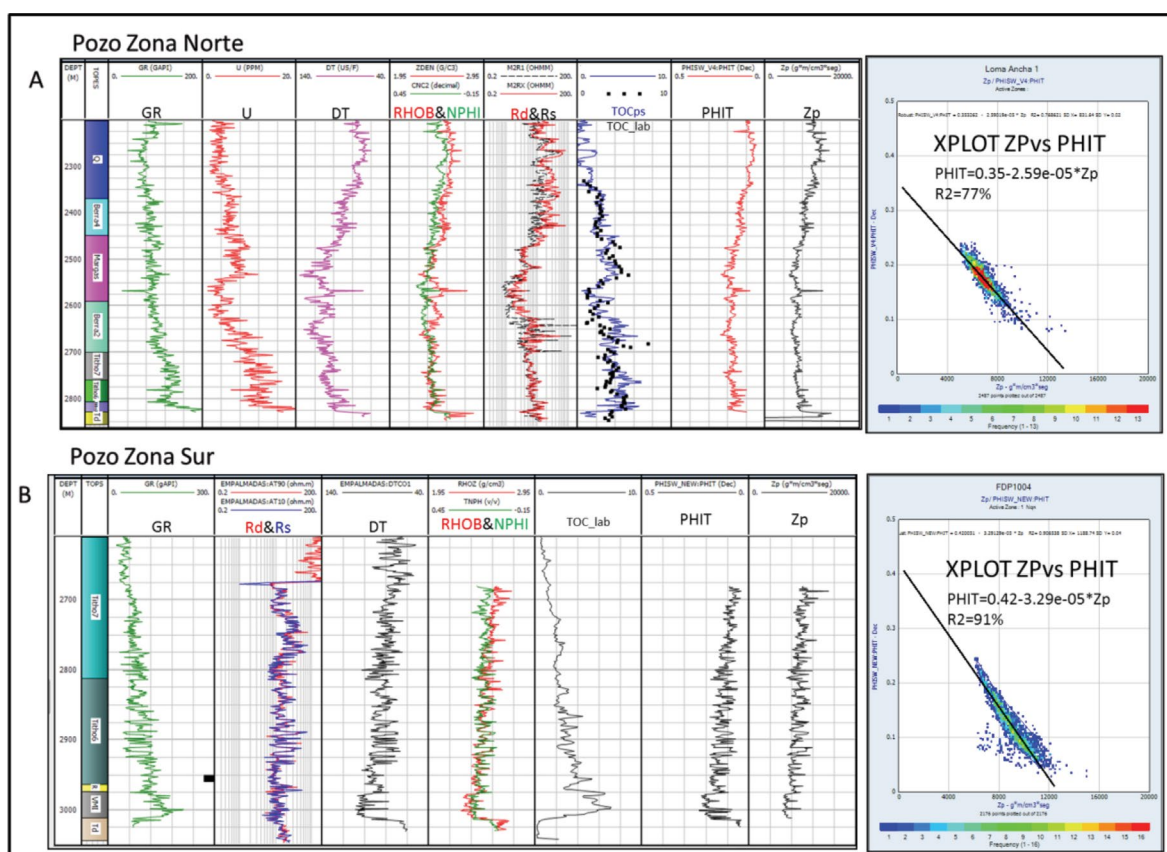


Figura 9. A) Ejemplo de evolución de PHIT vs Profundidad en un pozo ubicado en la zona Norte (Dorso de los Chihuidos) y correlación entre PHIT y Z_p (impedancia acústica). B) El mismo caso pero para un pozo ubicado en el ámbito de centro de cuenca. Notar que en ambos ejemplos se obtuvo una buena correlación entre PHIT y Z_p .

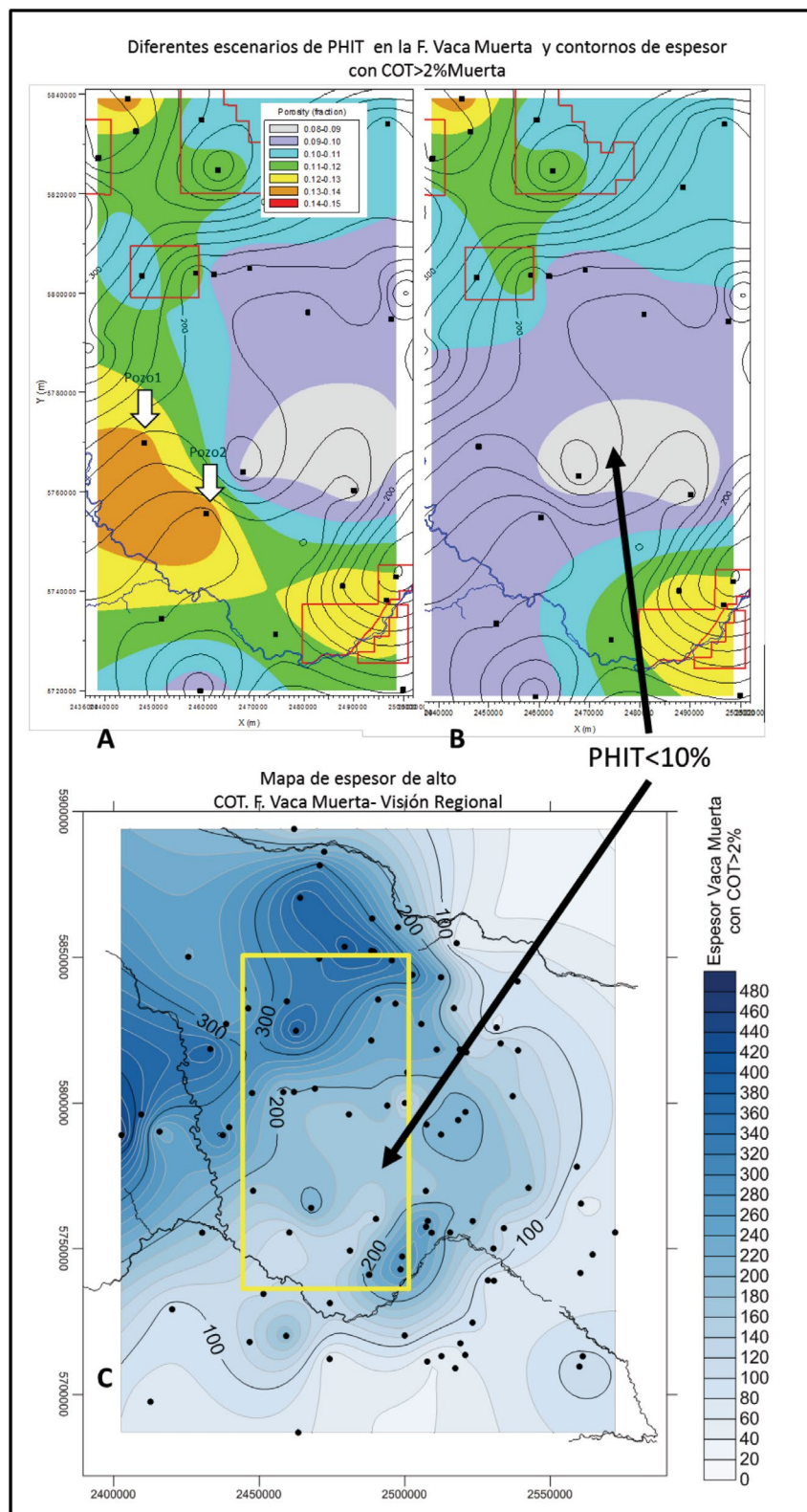


Figura 10. Escenarios de PHIT y su relación con el mapa de espesor rico en COT de la F. Vaca Muerta. A) Mapa original mostrando valores de PHIT promedio. Los pozos 1y 2 tienen valores de PHIT altos debido a perfiles RHOB de mediana calidad (RHOB derivadas de registros sísmicos). B) Nuevo mapa obtenido con valores normalizados de RHOB. C) Mapa regional de espesor con COT>2% en la Formación Vaca Muerta

La distribución de la porosidad promedio muestra una disminución de los valores de PHIT hacia la región con menor espesor de la sección rica en COT(Figura 10).

Para la S_w se utilizó la fórmula de Archie (1942). El valor de m usado osciló entre 1.8 y 2 mientras que el valor de n fue de 2. La fórmula de Archie tiene limitaciones en rocas arcillosas atento al incremento del volumen de agua retenida por las arcillas. En línea a esta observación, trabajos realizados por Kim et al (2016) demuestran que las ecuaciones de Archie (1942) y Waxman y Smits (1968) tienden a dar valores más altos a los reales. Por lo tanto este parámetro fue analizado como un escenario pesimista para la posterior estimación de STO. Para el dato de resistividad de agua de formación se usó la información de los ensayos de flowback, los que habitualmente arrojan valores de salinidad entre 100000 y 150000 ppm de cloruro de sodio. Este dato coincide con la salinidad reportada por Bernhardt et al (2017) de 116000 ppm. En un solo pozo se ha observado salinidades en el orden de 70000 ppm.

En los pozos analizados se observó un incremento en la S_w hacia términos estratigráficos más altos dentro de la Formación Vaca Muerta. Estas observaciones tienden a ser coincidentes con los valores obtenidos del perfil de resonancia magnética (NMR) los cuales muestran un incremento en el volumen de agua no móvil hacia el tope de la unidad en consonancia con caídas en el perfil de resistividad (Figura 11). Debido a la falta de datos de coronas es imposible realizar una calibración de este parámetro, por lo tanto el mismo debe ser tomado como un factor de alta incertidumbre y tiene la finalidad de hacer un uso principalmente comparativo entre pozos.

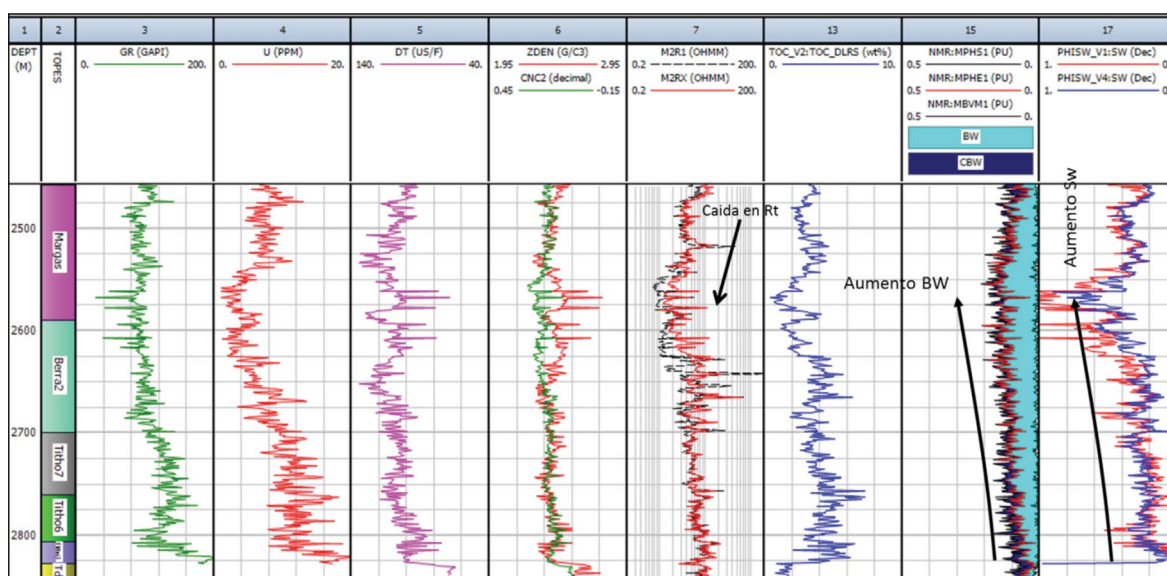


Figura 11. El aumento en la S_w al tope de la sección con alto COT coincide con cambios en el registro de resistividad, sísmico y densidad. Este aumento en la S_w también es observado en el perfil NMR como un aumento en el volumen de agua no móvil.

Determinación de la presión poral y factor de expansión de gas

El análisis de la presión poral fue realizado con el objeto de ajustar los valores de expansión de gas (Bg). Para este cálculo se utilizó el método de Eaton (1975) calibrado con la densidad de ahogo que se obtiene en los partes de perforación (Loza Peirano, 2004).

Por cada pozo se grafica una tendencia de compactación de arcillas a partir del perfil sónico (DT). A esta curva de compactación normal (obtenida a partir del DT) se la denomina DTN (Figura 12). Luego se realiza un cálculo del esfuerzo vertical a partir de los registros de densidad (RHOB) y de la presión hidrostática (PHY). Con estos 4 datos de entrada: DT, DTN, Sv y PHY se aplica la ecuación de Eaton (1975) obteniendo la presión poral

$$PHY = DEPTH * 3.28 * 0.465$$

$$Sv = \sum 0.052 * 8.34 * RHOB * DEPTH * 3.28$$

$$PP = Sv - \{Sv - [PHY * (DTN/DT)^k]\}$$

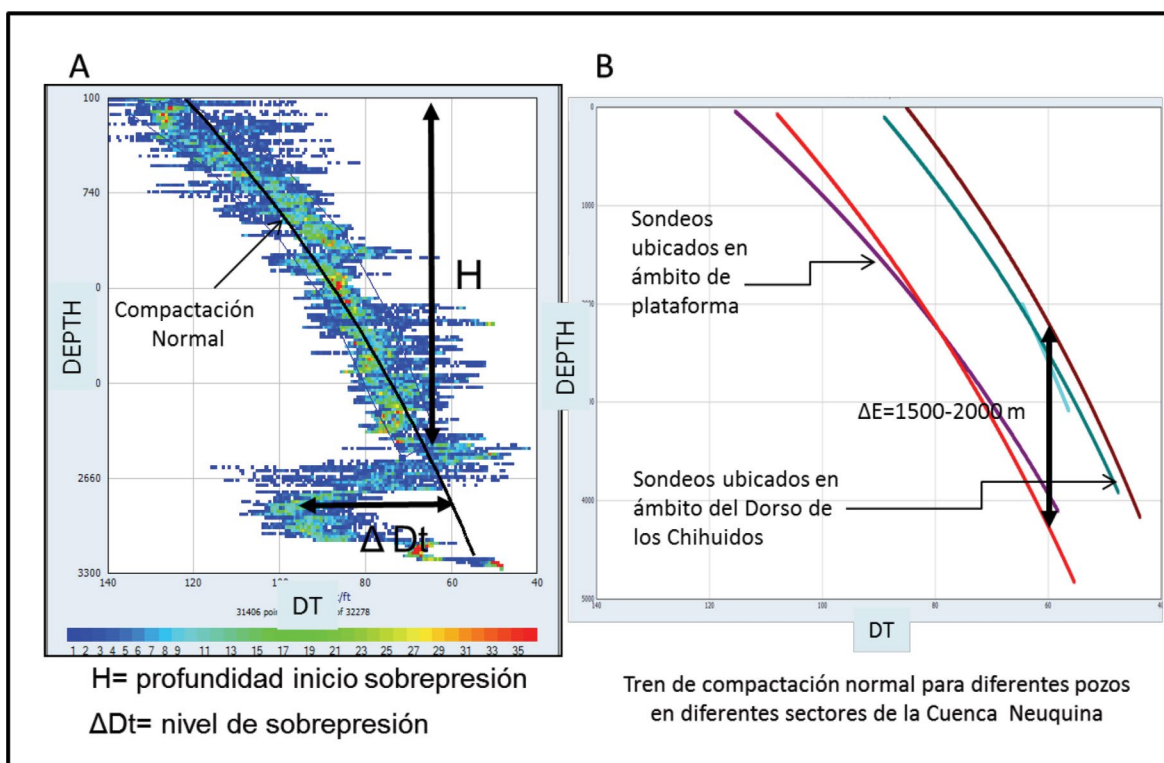


Figura 12. A) Tendencia de compactación normal (DTN) y datos de DT. La zona donde $DT \gg DTN$ es una sección sobrepresionada. La profundidad H indica el tope de la zona sobrepresionada mientras que la separación entre DT y DTN (ΔDt) es proporcional a la magnitud de la sobrepresión. B) Ejemplos de curvas de DTN para diferentes pozos en diferentes sectores de la cuenca. Los pozos ubicados en las cercanías del Dorso de los Chihuidos presentan una curva de DTN con menores tiempos de tránsito sónico que permite inferir una remoción de sedimentos en el orden de los 2000 m

Donde:

PHy= presión hidrostática (psi),

DEPTH= Profundidad (metros),

3.28= factor de conversión metros a pies, 0.465=gradiente hidrostático [psi/ft],

Sv= esfuerzo vertical (psi),

RHOB= densidad medida en perfiles,

PP= presión poral (psi),

DTN= tiempo de tránsito sónico en arcillas con compactación normal [usec/ft],

DT= tiempo de tránsito sónico medido en perfiles [usec/ft],

k= constante de Eaton (habitualmente es 2, pero se calibra con la densidad del lodo de perforación)

El proceso de análisis consistió en determinar la profundidad de inicio de sobrepresión y la magnitud de la misma expresada en gradiente de presión poral. El análisis realizado en 28 sondeos muestra que la zona de sobrepresión se inicia a una profundidad entre -1000 a -1800 mnm y magnitud varían desde 0.6 a 0.9 psi/ft (Figura 13).

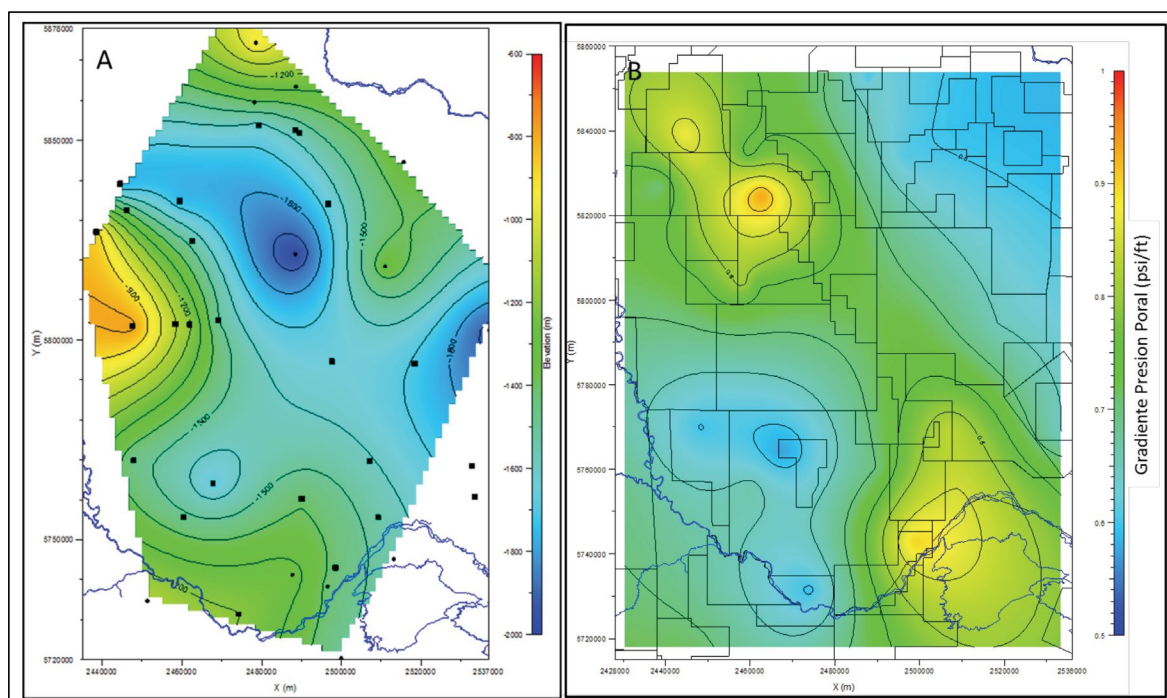


Figura 13. A) Mapa al tope de la sección sobre-presionada. B) Mapa de gradiente de presión poral a la base de la Formación Vaca Muerta

Con el dato de presión poral y de temperatura se calculó el factor de expansión del gas (B_g), dado que este factor tiene un fuerte impacto en los recursos de gas calculados. Para la estimación este parámetro se consideró solo la presencia de gas metano a los efectos de trabajar con un solo factor de compresibilidad. La fórmula usada para obtener el B_g es:

$$B_g = (z \cdot T_{\text{res}} \cdot R \cdot P_{\text{sup}}) / (T_{\text{sup}} \cdot P_P)$$

Z = coeficiente compresibilidad metano = 1.17

T_{res} (°Rankine) = temperatura en condiciones de reservorio

P_{sup} : presión en superficie = 14.65 psi

T_{sup} (°Rankine) = Temperatura en superficie

P_P = presión poral

Cálculo de la capacidad de almacenamiento.

Con los datos calculados de PHIT, S_w y B_g se procedió a calcular la curva de capacidad de almacenamiento (STO) a través de la siguiente fórmula:

$$STO = [PHIT \cdot (1 - S_w) \cdot 43.56] / B_g [\text{Mcf/acre} \cdot \text{ft}]$$

Donde:

PHIT = Porosidad total calculada

S_w = Saturación de agua calculada

B_g = factor de expansión del gas (rcf/scf)

De esta manera se puede generar una curva de STO por cada pozo siendo posible identificar las zonas con mayor capacidad de retención en una sección vertical y visualizando variaciones laterales al correlacionar diferentes pozos (Figura 14).

El cálculo de STO realizado en 12 pozos, ubicados dentro de la ventana de gas seco, indica que la sección de alto COT en la Formación Vaca Muerta contiene un volumen in place promedio de 1.5 MMcf / acre · ft ($P_{90}/P_{10} = 0.8$ y 2.1 MMcf / Acre · ft). La correlación de los valores de STO con la RHOB muestra que existen 2 poblaciones que presentan regresiones lineares. Estas regresiones pueden usarse como una estimación aproximada para determinar los valores de STO (Figura 15). Los pozos ubicados en la población con menor pendiente son los que tienen una menor densidad en la formación Vaca Muerta y habitualmente son los que presentan una menor capacidad de almacenamiento. Por otro lado, se observa un conjunto de pozos con una roca de mayor densidad y que se alinean en una recta de mayor pendiente y

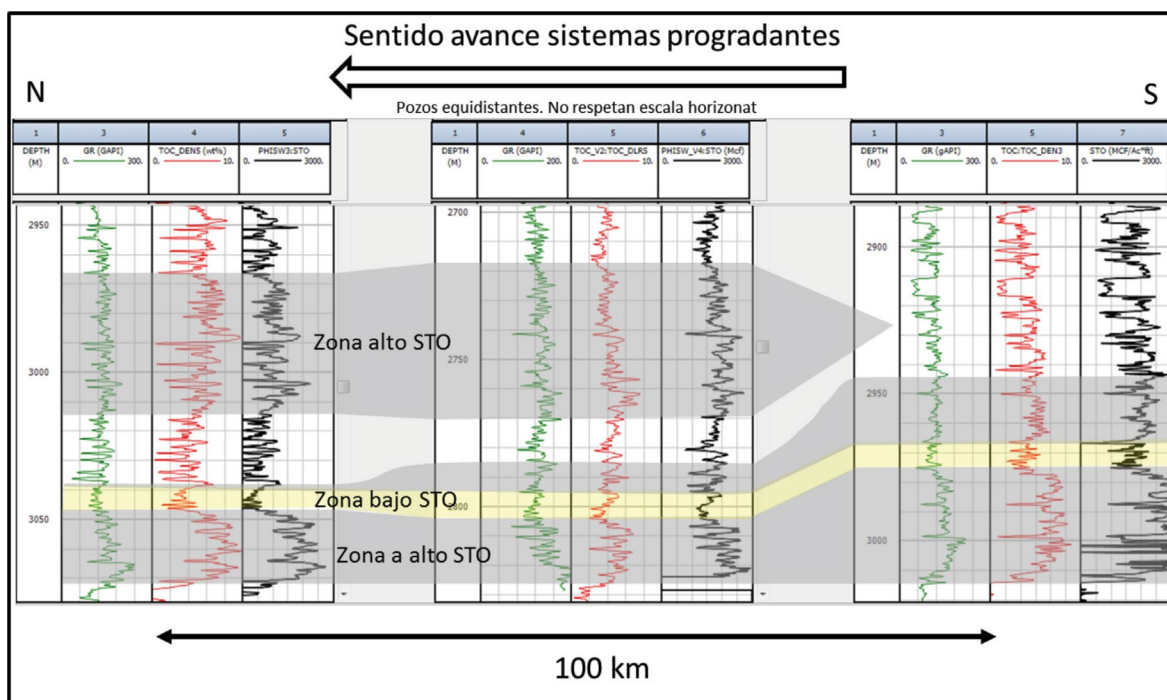


Figura 14. Identificación de zonas de alto STO en diferentes sondeos.

que contienen una mayor STO. Las regresiones encontradas fueron las siguientes:

$$\text{STO} = 20177 - 7637 \cdot \text{RHOB} \quad R^2 = 84\%$$

$$\text{STO} = 13126 - 5149 \cdot \text{RHO}_B \quad R^2 = 67\%$$

Donde:

RHOB = densidad (g/cm^3)

STO = almacenamiento ($\text{Mcf}/\text{Acre} \cdot \text{ft}$)

De igual forma, cuando se realiza un gráfico entre COT y STO se observa que la mayoría de las muestras caen en un triángulo definido por 2 ecuaciones lineares. Estos límites superior e inferior pueden considerarse los extremos en la distribución de STO estableciendo una ecuación promedio que pasa por la zona de mayor frecuencia (Figura 15). Las ecuaciones obtenidas fueron:

$$\text{STO}_{\text{max}} = 605 \cdot \text{COT}$$

$$\text{STO}_{\text{med}} = 340 \cdot \text{COT}$$

$$\text{STO}_{\text{min}} = 125.7 \cdot \text{COT}$$

Donde:

STO = capacidad de almacenamiento ($\text{Mcf}/\text{Acre} \cdot \text{ft}$).

COT = porcentaje en peso

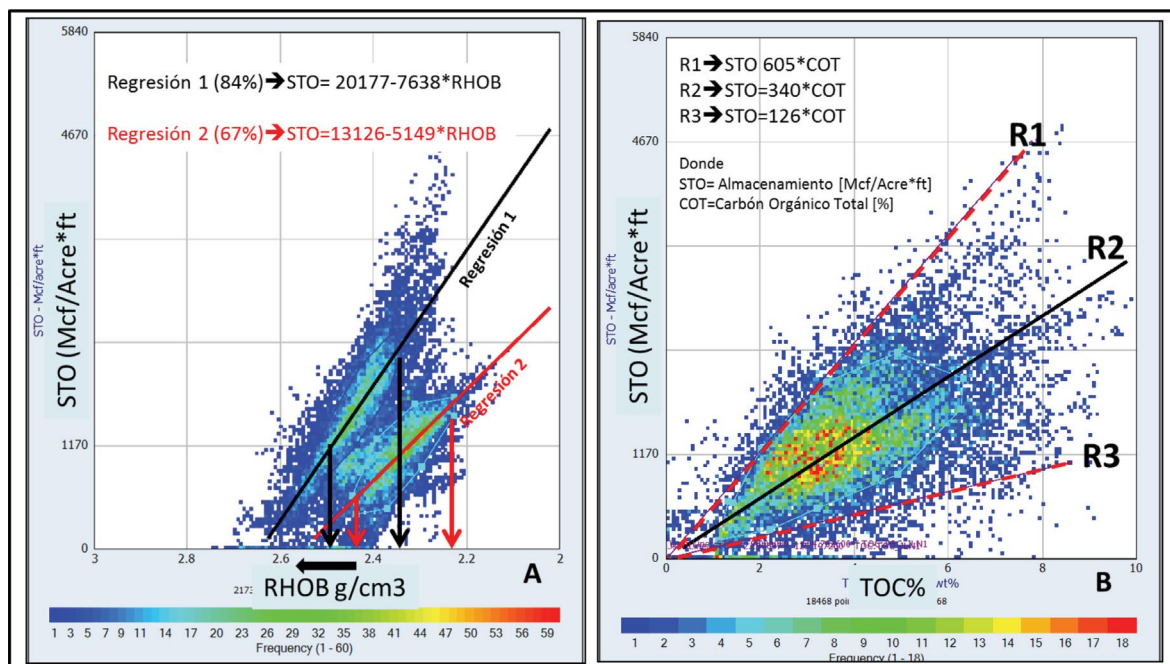


Figura 15. A) Correlación STO vs RHOB. Se observa 2 regresiones. La regresión 1 representa a los pozos en donde la F. Vaca Muerta presenta mayor RHOB y tienen los mayores valores de STO. La regresión 2 comprende al grupo de pozos con menor densidad y un menor valor de STO. B) Correlación STO vs COT Se observa una región limitada por 2 ecuaciones lineares que abarcan a la totalidad de puntos muestreados (R1 y R3). La recta R2 se ubica en la región de datos con mayor frecuencia. Dado un valor de COT actual puede llegar a ser predefinido el rango en el valor de STO.

Chance de éxito comercial

Uno de los aspectos críticos que se quería pretendía cuantificar era la chance de éxito de un proyecto no convencional. Debido al carácter continuo de la mineralización, habitualmente se piensa que este tipo de proyectos tiene poco riesgo. Cabe aclarar que los elementos y procesos que se ponderan en la matriz de riesgo de un proyecto convencional no aplican para un proyecto no convencional.

Generalmente se considera que el riesgo principal de un proyecto no convencional se focaliza en la productividad del reservorio y el recurso estimado por pozo (EUR). Si no existen datos de pozos vecinos, este parámetro puede considerarse con un chance de 50% de ocurrencia. Bajo este aspecto, los proyectos no convencionales casi siempre tendrían un riesgo menor (o chance de éxito más alta) que los proyectos convencionales y por lo tanto son considerados de “poco riesgo”. Sin embargo las chances de éxito comercial se reducen notablemente.

Por ejemplo si se toma un pozo horizontal con largo de rama de 2000 m, distanciamiento entre pozos de 225 m y considerando que la estimulación hidráulica contacta un espesor de capa de 50 m. Los cálculos volumétricos estarían indicando que ese pozo tendría un OGIP de 18 BCF. Si a esto se le aplica un factor de recobro entre 20% y 40% (P90/P10) el valor de recursos recuperable (EUR) se aproxima 5.6 Bcf (P90/P10=2.8/9.0). Si el límite comercial ronda en un

EUR= 6Bcf =1MMboe, entonces la chance de éxito comercial se reduce al 19% (Figura 16). Por lo tanto, este análisis debería ser tenido en cuenta cuando se realizan las evaluaciones económicas en proyectos no convencionales.

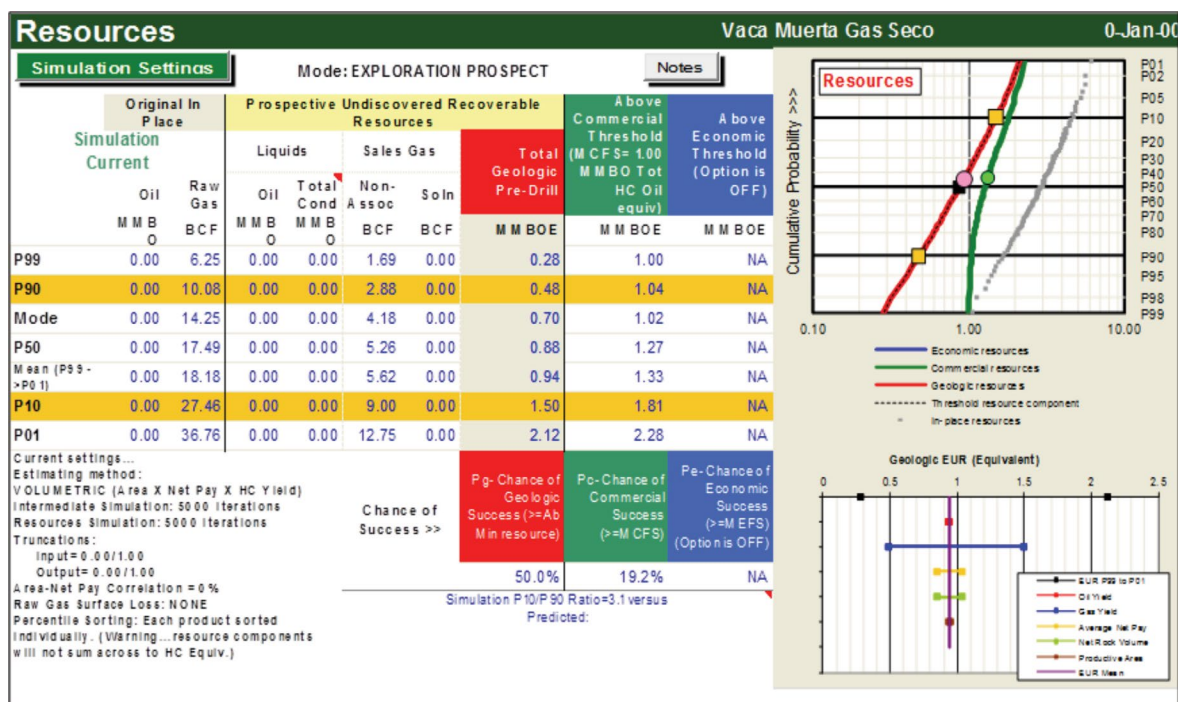


Figura 16. Ejemplo de evaluación volumétrica de pozo tipo asumiendo área de drenaje de 0.45 km², espesor estimado de 50 m, PHIT=11%, Sw=30% Bg=310 scf/rcf y factor de recobro (RF) de 30%. Con estos datos de entrada el EUR del pozo tipo sería 5.6 Bcf. Notar que si el límite comercial es truncado a 6 Bcf, la chance de éxito pasa del 50% (geológica) al 19% (comercial).

CONCLUSIONES

Las principales conclusiones de este trabajo se pueden resumir en los siguientes puntos:

- 1) La determinación del COT mediante el método de Passey y/o correlaciones lineares con la RHOB han presentado buenos ajustes con los datos de laboratorio alcanzando regresiones entre el 67 y 84%
- 2) La densidad de matriz promedio obtenida es de 2.62 g/cm³, mientras que la densidad de kerógeno promedio es de 1.28 g/cm³.
- 3) La masa de carbono orgánico total a tiempo presente (en la zona de ventana de gas seco) promedia 110 mg/cm³ de roca y ocupa un volumen poral de aproximadamente el 9%. Cuando estos valores son restaurados a sus condiciones originales, la masa de carbono orgánico total fue de 180 mg/cm³ roca y ocupaba un volumen poral del 25%. La diferencia promedio entre el volumen de materia orgánica original y el volumen actual es del 16% aproximadamente.

- 4) Se ha observado la presencia de un segundo intervalo de alto COT a 250m-300m por encima de la base de la Formación Vaca Muerta con un espesor de 100m y un COT promedio de 3.8%.
- 5) El cálculo de VCLAY a partir de la corrección del perfil de GR por presencia de materia orgánica muestra resultados similares a los obtenidos con los datos de perfiles mineralógicos y estudios de DRX.
- 6) Los cálculos de PHIT realizados muestran que la Formación Vaca Muerta tiene una porosidad total promedio del 11% con una relación P90/P10 entre el 6% y 16%. Los valores más bajos de PHIT se observan hacia el Bajo de Añelo–Cortaderas debido a la profundidad de soterramiento. Asimismo se observa una correlación del 75% entre los valores de impedancia acústica (Z_p) y la PHIT.
- 7) La S_w muestra un incremento de base a tope de la sección orgánica, esta tendencia es confirmada en los perfiles de resonancia magnética. La salinidad del agua de formación sería superior a 100000 ppm de ClNa con resistividades de agua (R_w) menores a 0.07 ohm.m a 15°C.
- 8) El gradiente de presión poral en la zona de estudio varía entre 0.6 a 0.9 psi/ft. El inicio de la sobrepresión se produce entre -1000 y -1800 mnm.
- 9) La capacidad de almacenamiento (STO) de la Formación Vaca Muerta promedia 1.5 MMcf/Acre*ft con una relación P90/P10 entre 0.8 y 2.1 MMcf/Acre*ft. Se ha observado correlaciones lineales entre RHOB y STO como así también entre COT y STO.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Claudia Galarza, Darío Siehankiewicz y Yoseberling Castillo por ayudarnos en la preparación de figuras y a las autoridades de Tecpetrol por permitir la publicación de este trabajo. Asimismo se agradece a los miembros del jurado quienes con sus comentarios y recomendaciones ayudaron a mejorar la calidad técnica de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|---|
| Archie, G., 1942. "The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics". Transactions of the AIME, 146/1 | lema de la calibración roca/perfil". XX Congreso Geológico Argentina. Actas. |
| Bernhardt, C. A. Ortiz F, Gonzalez Tomassini, 2017, "Interpretación petrofísica de detalle en la Formación Vaca Muerta a partir de datos de testigos de roca y perfiles de última generación. El prob- | Chen, Z & C. Jiang, 2017, "A revised method for organic porosity estimation using Rock-Eval data: Example from Duvernay Fm, in the Western Canadian Sedimentary Basin". AAPG Bull V100 # 3. |
| | Eaton, B., 1975, "The Equation for Geopressure Predic- |

- tion from WellLogs”, SPE 5544.
- Kim, T., S. Hwang & S. Jang, 2016, “Petrophysical approach for estimating porosity, clay volume, and watersaturation in gas-bearing shale: A case study from the Horn River Basin, Canada”. *Austrian Journal of Earth Sciences*. Volume 109/2.
- Loza Peirano, J., 2004, “Mapa de sobrepresiones en las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta. Repsol.” YPF informa interno.
- Marchal, D., Sattler, F. y Köhler, G., 2016, “Sierra Chata”. En: Gonzalez, G. et al. (eds) *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registro de pozos, coronas y afloramientos*, capítulo 14: 155-167. IAPG-AGA, Buenos Aires.
- Passey, Q. S. Creaney, J. Bulla, F. Moretti and J. Stroud, 1990, “A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs”. *AAPG Bulletin* V.74.
- Peters, K., C. Walters, and J. Moldowan, 2005, “The biomarker guide” volume 1. *Biomarkers and isotope in the environment and human history*. Cambridge University Press.
- Waxman, M. and L. Smits, 1968, “Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands”. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 8/2



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

**Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018**