

INVERSIONES ISOTÓPICAS Y COMPOSICIONALES EN GASES DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA: IMPLICACIONES EN LA PREDICCIÓN DE FLUIDOS, SOBREPRESIONES Y PRODUCCIÓN

Jesús S. Porras¹, Richard Rodríguez¹, Claudio Naidés¹

1: Pampa Energía, jesus.porras@pampaenergia.com, rrodriguez@pampaenergia.com,
claudio.naides@pampaenergia.com

Keywords: anomalías geoquímicas, inversiones isotópicas, *rollover*, sobrepresiones, fracturas

ABSTRACT

Isotopic and Compositional Inversions in Gases from Vaca Muerta Formation: Implications in Fluids, Overpressure and Production Predictions

Sweet spots assessment within the Vaca Muerta formation in the Neuquén Basin of Argentina, is not only focused to the geological and geomechanical characterization of the rock but also to predict its production potential based on the composition of the existing fluid, its thermal maturity, and the pressures to which the prospective interval is subject. Compositional and isotopic analyses on gases extracted from the Vaca Muerta formation have shown geochemical anomalies, reflected as an enrichment in the proportion of light components of the gas and reversals in the normal trend of thermal maturity. The causal mechanisms involve complex physical-chemical processes, which include the in-situ cracking of oil and/or wet gas, with overpressure generation. It was determined that these anomalies occur in the middle and lower sections of the formation for *wetness* values below 5-7% and Ro values close to 1.76%. The overpressure is observed in the entire Vaca Muerta. Starts at the top, becoming higher, and more evident, at the bottom, in the lower enriched section. It coincides with the appearance- and increase- in beefs frequency and also in the proportion of coarse samples, expressed as cavings with angular, splinter, and tabular shapes of evident signs of overpressure and well instability. In parallel, an enrichment in the content of organic matter is observed. The study also reveals that there is a close relationship between fracture gradients and overpressures. When plotting the local fracture gradient of the wells, obtained from hydraulic stimulation, with the regional fracture gradient, and projected in depth, it is observed that the intersection matches with the start of a pressurized zone, the isotopic reversals, and with an increase in the dry gas. These results suggest the existence of several pressure compartments within Vaca Muerta, so its recognition and delimitation are fundamental for the impact on the design of wells, selection of zones to stimulate, and prediction of production potential, because of its analogy to very productive shales from other basins.

INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente, las composiciones moleculares e isotópicas han sido utilizadas para conocer el tipo, cantidad y calidad de la materia orgánica de la roca madre y el origen, la madurez térmica y la migración de hidrocarburos, llegando a representar los parámetros más importantes

en la caracterización de los gases naturales y el modelado de cuencas petroleras. En este sentido, algunas firmas de n-alcanos han demostrado ser particularmente útiles, incluyendo las relaciones de humedad (*wetness*) y sequedad (*dryness*), la proporción del isobutano al n-butano (iC_4/nC_4), y las relaciones de hidrocarburos tales como C_1/C_4 y C_3/C_4 . La relación iC_4/nC_4 de gases naturales se considera un indicador robusto de la madurez térmica, mientras que la humedad y *dryness*, están influenciados, tanto por la madurez, como por la migración de hidrocarburos (Wood & Sanei 2016).

Con el reciente desarrollo de la exploración de reservorios no convencionales, y con ello de los estudios geoquímicos, se han observado notables variaciones en las composiciones químicas e isotópicas en los gases contenidos en estos reservorios, incluyendo las lutitas orgánicas (Ferworn *et al.* 2008; Hao & Zou 2013; Tang & Xia 2011; Xia *et al.* 2013; Zeng *et al.* 2011; Zumberge *et al.* 2009, 2012) y sistemas tight de centro de cuenca (Burrus & Laughrey 2011; Ostera *et al.* 2016; Tilley & Muehlenbachs 2013; Wood & Sanei 2016).

Variaciones o anomalías geoquímicas, que implican cambios en el origen y madurez termal del gas, se presentan como *rollovers* de las relaciones entre iso-alcanos y n-alcanos (iC_4/nC_4 ; iC_5/nC_5) y de las componentes isotópicas del etano y propano ($\delta^{13}C_2$ y $\delta^{13}C_3$); o como inversiones en las composiciones isotópicas del metano, etano y propano ($\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2 > \delta^{13}C_3$). En el primer y segundo caso se reflejan como desviaciones en el trend de madurez termal, mientras que, en el tercero, como cambios en la distribución de los componentes.

Si bien no se han determinado los mecanismos que generan estos fenómenos, estudios recientes (Burrus & Laughrey 2011; Ferworn *et al.* 2008; Xia *et al.* 2013) indican que su origen está asociado a mezcla y fraccionamiento del gas, por generación y/o cracking, durante el máximo soterramiento. El craqueo secundario implica la conversión de las moléculas de gran tamaño de los componentes pesados C_4 y C_5 en moléculas mucho más pequeñas con el consiguiente incremento de la presión de reservorio. Xia *et al.* (2012) demuestran que las inversiones resultan de la mezcla de gas primario indígena, generado directamente del querógeno, y del gas secundario generado del petróleo y condensado dentro de la roca madre. Zeng *et al.* (2011) señalan que puede ser el resultado de un modelo de generación de gas diferente, o una alteración posterior a la madurez, más que de una mezcla simple.

En Argentina, son pocos los estudios que se tienen al respecto. Ostera *et al.* (2016) observaron inversiones isotópicas en una sección profunda y sobrepresurizada de la Fm. Los Molles en el tramo 4003-4118 m de un pozo del campo Agua del Cajón. Mencionan, sin mayores detalles, que el fenómeno ha sido reconocido también en pozos de Vaca Muerta. Porras *et al.* (2017) identifican *rollovers* tanto composicionales como isotópicos en la Fm. Vaca Muerta en pozos localizados más al noroeste de la Dorsal de Huincul.

En los casos estudiados de Vaca Muerta, se observa una perfecta correspondencia entre la profundidad de las anomalías geoquímicas con el inicio de las zonas presurizadas reconocidas en la formación, bien por registros de gas y cromatográficos adquiridos en pozos, por las densidades

de lodo utilizadas, por la presencia de derrumbes e inestabilidad de pozos observadas durante la perforación, por los valores de presión de fractura obtenidos en las fracturas hidráulicas y/o por pruebas de producción.

Se demuestra en este trabajo, que identificar la sobrepresión y delimitar su variabilidad y distribución dentro de la Fm. Vaca Muerta reducirá el riesgo exploratorio de esta secuencia y contribuirá a la identificación de sweet spots. Debido a que las anomalías geoquímicas suelen presentarse comúnmente en pozos de *shale gas* altamente productivos (Tang & Xia 2010; Ferworn 2008) es objeto del estudio determinar la relación entre todos estos parámetros a fin de recomendar mejores pozos, con las mejores propiedades de reservorio y económicamente viables.

UBICACIÓN Y MARCO GEOLÓGICO

El área de estudio se localiza en la zona central, de engolfamiento, de la cuenca Neuquina, sobre el depocentro de Añelo y hacia el flanco noreste del Dorso de los Chihuidos. Ocupa una extensión aproximada de 1800 km² (Fig. 1a).

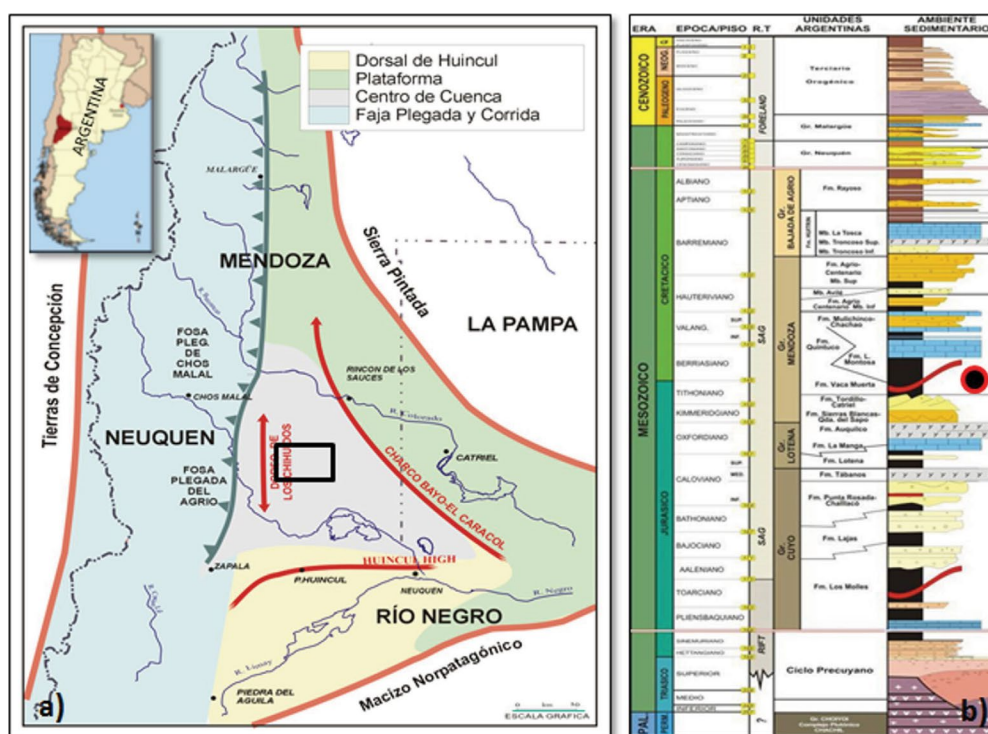


Figura 1. a) Mapa de ubicación del área de estudio b) Columna estratigráfica generalizada

La sección de interés la representan los sedimentos jurásicos de la Fm. Vaca Muerta (Fig. 1b), principal roca madre de la cuenca, constituidos esencialmente por fangolitas carbonáticas, margas bituminosas y lutitas orgánicas desarrolladas sobre una extensa rampa. Hacia este sector, la Fm

Vaca Muerta se encuentra en facies distales, de talud - cuenca profunda.

La formación presenta un espesor aproximado de 700 m, con una sección basal, muy rica en materia orgánica, que supera los 200 m. Valores de madurez indican que la Fm. Vaca Muerta en la zona de interés se encuentra en la ventana de gas seco, mientras que los niveles de carbono orgánico total pueden variar entre 4-10%.

En la zona, la Fm. Vaca Muerta, ha sido perforada como *shale play* por una veintena de pozos, en los campos de Sierra Chata, Parva Negra, Los Toldos, Bajo del Choique, Rincón de la Ceniza, La Escalonada y El Orejano.

La formación está fuertemente sobrepresurizada, con valores de más de 200 kg/cm² de sobrepresión, como lo indican los datos obtenidos de ensayos de pozos y las altas densidades utilizadas para perforar la unidad.

DATA Y MÉTODOS

Para la ejecución del estudio, se utilizaron los registros de gas total y cromatografía de gases de control geológico convencional (C₁-C₅) y de alta resolución (C₁-C₈, Tolueno y Benceno y gases inorgánicos) de 6 pozos de 5 campos localizados al NO de la Dorsal de Huincul.

Un total de 85 muestras de gas de la Fm. Vaca Muerta, de tres pozos, fueron empleadas para los análisis isotópicos. De éstas, 60 fueron de gas de lodo (*mudgas*) y 25 de *cuttings* más lodo (*headspace gas*). Se usaron, además, para validación de resultados, los datos de 9 muestras de otros dos campos, del estudio de Ostera *et al.* (2016). Se emplearon adicionalmente 640 valores de carbono orgánico total de muestras, tanto de *cuttings* como de testigos laterales y coronas, de 4 pozos, y 33 muestras de reflectancia de vitrinita de 3 pozos.

Se utilizaron datos de gradiente de fractura normal, presión poral y gradiente hidrostático y litostático de pozos del área y de gradiente de fractura, ISIP y presiones de fractura de recientes trabajos de estimulación hidráulica.

DISCUSION & RESULTADOS

Inversiones o anomalías isotópicas y composicionales

Una anomalía de *shale gas*, o de gases de lutitas orgánicas, se refiere a todas aquellas propiedades o características geoquímicas, claramente diferentes a las observadas en gases convencionales (Curiale and Curtis 2016; Ferworn *et al.* 2008; Hao & Zou 2013; Tang & Xia 2011; Tilley *et al.* 2011; Zumberge *et al.* 2012). Incluye variaciones en las composiciones químicas, cromatográficas e isotópicas. Han sido diferenciadas en tres grandes grupos: a) inversiones o *rollovers* de la relación isobutano a n-butano (iC_4/nC_4 ; iC_5/nC_5) b) inversiones o *rollovers* de los isótopos de carbono del

etano y propano ($\delta^{13}\text{C}_2$ y $\delta^{13}\text{C}_3$) y c) inversiones de los isótopos del carbono del metano $\delta^{13}\text{C}_1$, etano $\delta^{13}\text{C}_2$ y propano $\delta^{13}\text{C}_3$. Los dos primeros implican cambios en el trend de la madurez isotópica respecto a la humedad, mientras que el tercero se asocia a variaciones en la proporción isotópica de los componentes. *Rollovers* de la composición del isótopo de carbono del etano, de la relación entre butanos, e incluso del isótopo de carbono del CO_2 , en gases de lutitas, son una inversión del trend de madurez, de todos los parámetros, anteriormente citados, a una madurez más alta. Este fenómeno indica un mecanismo especial de generación de gas no convencional (Tang & Xia 2011).

“Rollovers” de las relaciones entre iso-alcanos y n-alcanos ($i\text{C}_4/\text{nC}_4$; $i\text{C}_5/\text{nC}_5$)

Están representados por un aumento inicial, seguido de una disminución de la relación isobutano a n-butano ($i\text{C}_4/\text{nC}_4$), o del isopentano al n-pentano ($i\text{C}_5/\text{nC}_5$), con respecto a la tendencia de la madurez térmica. Incrementos en las relaciones $i\text{C}_4/\text{nC}_4$ e $i\text{C}_5/\text{nC}_5$ sugieren que los componentes $i\text{C}_4$ e $i\text{C}_5$ se generaron más rápidamente, ya que son térmicamente menos estables que los componentes nC_4 y nC_5 (Hao & Zou 2013). El *rollover* del butano sugiere crackeo del gas húmedo con la generación de moléculas de gas en un mismo volumen poral, con la consiguiente generación de sobrepresión.

“Rollovers” de los componentes isotópicos del etano y propano ($\delta^{13}\text{C}_2$ y $\delta^{13}\text{C}_3$)

Se entiende por *rollover* todo cambio en la dirección del trend de la madurez isotópica de un componente del gas (etano y/o propano) con relación a la humedad (Tilley & Muehlenbachs 2013). Esto es, convertirse de menos negativa a ser más negativa con el aumento de la madurez o disminución de la humedad. Se relaciona a la humedad, por ser ésta un indicador muy confiable de la madurez de rocas madres.

Curiale & Curtis (2016) indican que un *rollover* isotópico sucede cuando el trend de madurez de una familia de gases, indicado por la humedad del gas, ocurre de tal manera que el incremento normal en la cantidad relativa de ^{13}C (de hacerse isotópicamente más pesados al incrementarse la madurez) se invierte en la medida que la humedad disminuye y la madurez aumenta. Es decir, los isótopos de carbono estable del etano se vuelven isotópicamente más ligeros (más negativos) con la profundidad, una inversión de la tendencia normal. En sistemas de gas convencionales, los valores isotópicos se vuelven más pesados (más positivos) y la humedad del gas disminuye (por ejemplo, más rico en metano) con el aumento de la temperatura y madurez de la roca madre (Zumberge *et al.* 2012).

Perfiles isotópicos del etano y propano de *shales*, han mostrado sistemáticamente inversión de la pendiente con la profundidad, en el punto donde se craquean a metano. A esta profundidad,

los isótopos $\delta^{13}\text{C}$ del etano y el propano se vuelven más pesados (menos negativos) y luego más livianos (más negativos) (Molga *et al.* 2013, Ferworn *et al.* 2008).

Gráficos de las concentraciones isotópicas del etano y propano y de la relación entre butanos, en profundidad, han permitido identificar inversiones (reversals) en las tendencias de madurez en gases de Vaca Muerta. Esta inversión se da aproximadamente en 2620 m (pozo 1) y más claramente en 2750 m (pozo 2) como se señala en el recuadro punteado de la Figura 2. No se observa en el metano. La inversión se origina por craqueo secundario con generación de metano (gas seco) y se asocia a variaciones en la madurez y a sobrepresión.

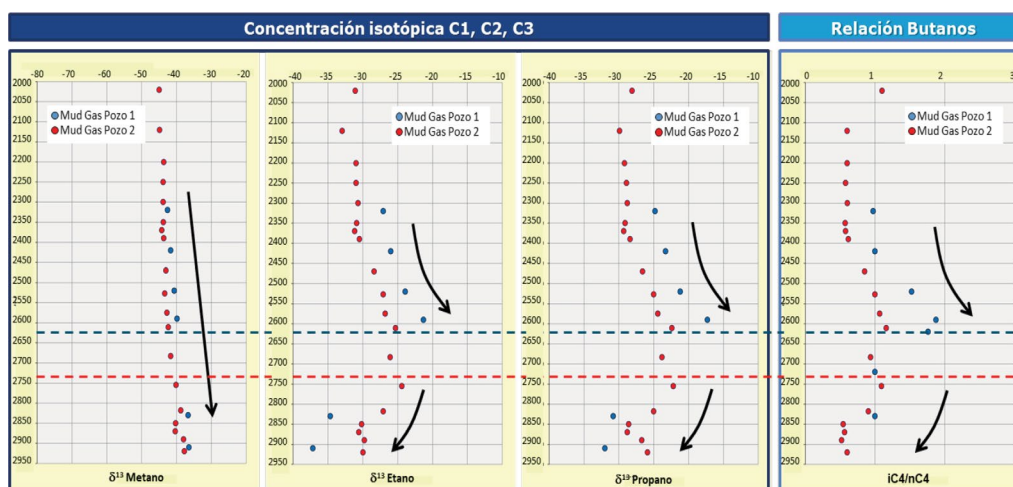


Figura 2. Gráficos de las concentraciones isotópicas del metano, etano y propano y de la relación entre butanos, en profundidad. Se observa inversión en el trend normal de madurez para las concentraciones isotópicas del etano, propano y la relación de butanos (modificado de Porras *et al.* 2017).

Variaciones en la distribución de componentes isotópicas del metano, etano y propano ($\delta^{13}\text{C}_1$, $\delta^{13}\text{C}_2$ y $\delta^{13}\text{C}_3$)

Una distribución normal isotópica está dada por $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3$. Cualquier variación de este orden significa una inversión isotópica. En base a las relaciones entre $\delta^{13}\text{C}_1$, $\delta^{13}\text{C}_2$ y $\delta^{13}\text{C}_3$, se han reconocido tres tipos de inversiones:

- $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ (inversión parcial)
- $\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3$ (inversión parcial) y
- $\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$ (inversión total)

Un gas puede mostrar inversión en sus componentes isotópicos, pero no estar en una zona de *rollover*. Igual sucede al contrario (Tilley & Muehlenbachs 2013). Este fenómeno se reconoció en las 3 muestras de gases analizadas de la Fm. Vaca Muerta.

En los pozos estudiados, se observó, en general, una distribución normal ($\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3$) de los componentes isotópicos del gas de Vaca Muerta. Este hecho no implicó que no pudo observarse el *rollover* del gas por otros métodos, como en efecto sucedió. En la Figura 3, se observa que las muestras analizadas de la Fm. Vaca Muerta, tanto de *mudgas* como de *headspace gas*, se agrupan en el cuadrante normal, no presentan inversión, no así la muestra de la Fm Los Molles la cual muestra inversión parcial. Este resultado ratifica lo obtenido por Ostera *et al.* (2016) mediante Chung Plots, donde identifica la inversión isotópica en la Fm Los Molles.

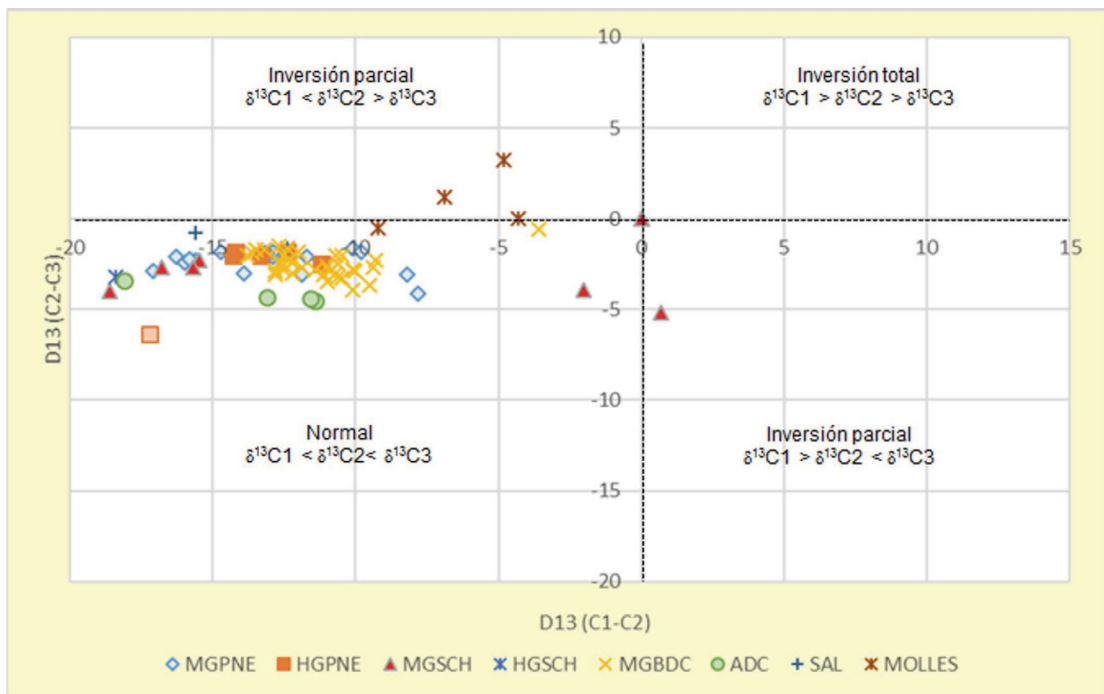


Figura 3. Variación de $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$ en función de $\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$ para gases de lutitas orgánicas mostrando la distribución de isótopos del metano, etano y propano. Los valores de las muestras ADC, SAL y Molles se tomaron del trabajo de Ostera *et al.* (2016). El resto fueron de los pozos seleccionados en el presente estudio. Todas las muestras analizadas presentan distribución normal, a excepción de las muestras de Fm Los Molles y MGSCH, las cuales muestran inversión parcial (MG=*mudgas*, HG=*headspace gas*).

Humedad (*Wetness*)

La composición de los hidrocarburos en *shales* se puede cuantificar de diferentes maneras, por ejemplo, determinando la cantidad de gases pesados relativa al metano (*wetness*) o, conociendo la cantidad de metano relativa a gases pesados (*dryness*). La humedad es muy sensible al origen y madurez de un gas, mientras que otros procesos como biodegradación, expulsión y migración tienen una mayor influencia en las composiciones moleculares e isotópicas (Golding *et al.* 2013). La humedad está definida por la relación de la suma de los componentes C_2 a C_5 a la suma de C_1 a C_5 , esto es $\delta(\text{C}_2\text{-C}_5)/\delta(\text{C}_1\text{-C}_5)$, expresada en porcentaje. Un incremento de la madurez significa una disminución de la humedad.

Gráficos de composición del isótopo de carbono del etano en función de la humedad del gas, han sido utilizados en *shales* de Norteamérica para identificar inversiones de los valores de los isótopos para valores de humedad inferiores a 5% (Ferworn *et al.* 2008; Zumberge *et al.* 2009, 2012). Inversiones similares se obtuvieron al plotear la relación isobutano a n-butano con la humedad. La relación porcentual molar del isobutano a n-butano aumenta progresivamente a medida que la humedad del gas disminuye y luego se invierte rápidamente y disminuye para valores de humedad por debajo de 5%. Xia *et al.* (2012) sostienen que la inversión puede reflejar una más rápida generación de n-butano que de isobutano, y/o una más rápida descomposición del isobutano que del n-butano a mayor madurez, aunque esto último pareciera ser menos probable ya que el isobutano es menos estable cinéticamente que el n-butano.

En los perfiles de la Figura 4a, se reconoce un decrecimiento de la humedad con la profundidad para tres pozos de la zona de estudio. Los pozos 1 y 2, vecinos, ubicados en el mismo contexto estructural-estratigráfico, muestran un cambio en el trend normal de madurez isotópica, mucho

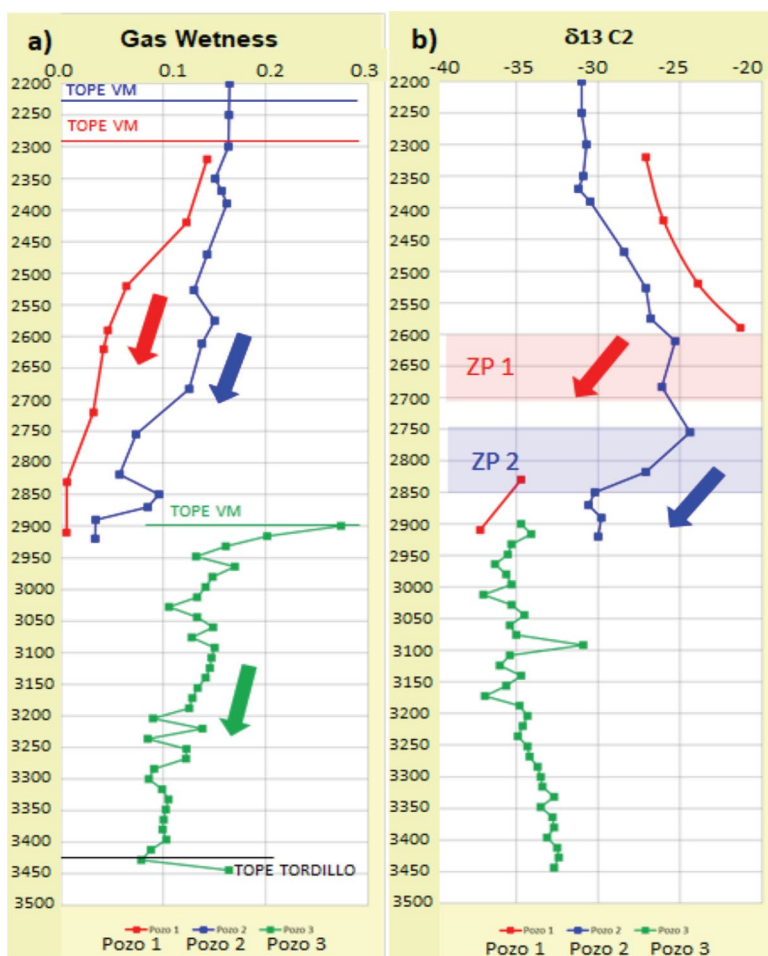


Figura 4. Gráfico de a) humedad (gas wetness) y b) $\delta^{13}C_2$ en profundidad para tres pozos del área de estudio.

más evidente en el pozo 2 (Fig. 4b). Este cambio llega a coincidir con el inicio de zonas presurizadas (ZP). El inicio de la zona presurizada del pozo 2 (ZP2) correlaciona con la sección enriquecida inferior de la Fm. Vaca Muerta. En el pozo 3, localizado mucho más al noreste, no se logran identificar estos cambios.

Como se ha mencionado previamente, diagramas de la relación isobutanos a n-butanos y de la composición del isótopo de carbono del etano, ambos en función de la humedad del gas, han sido utilizados para identificar inversiones isotópicas. En la Figura 5, es obvia la inversión tanto en la relación entre butanos como en la del isótopo del etano del gas de Vaca Muerta.

Con la relación iC_4/nC_4 versus humedad (Fig. 5a), se observan “inversiones o reversals” en la tendencia de madurez en los tres pozos analizados. Se distinguen abruptas caídas en la relación isobutanos a n-butanos de cada pozo para distintos valores de humedad: 4%, 7.5% y 20%.

Igualmente, se nota en la Figura 5b, una inversión de la tendencia normal para el caso del isótopo de carbono estable del etano. Se observa que los isótopos se tornan isotópicamente más ligeros (más negativos) con la profundidad, con mayor madurez termal, al contrario de la tendencia normal donde los isotopos deberían tender a volverse isotópicamente más pesados (más positivos) con la disminución de la humedad y aumento de la madurez. En los tres pozos con data isotópica se identificó el fenómeno.

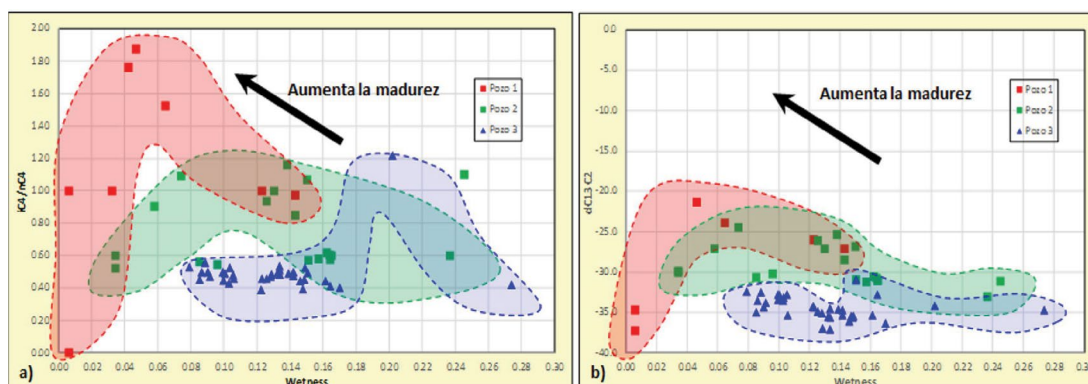


Figura 5. Diagramas de a) relación iC_4/nC_4 y b) isótopo estable del etano versus el índice de humedad (*wetness*). En ambos casos se observa una inversión de la tendencia normal de la madurez. Para el caso del isótopo del etano, estos se vuelven isotópicamente más ligeros (más negativos) con la profundidad, por ello la inversión.

Otra forma de comprobación de la inversión isotópica fue mediante la diferencia entre los valores isotópicos del carbón del etano y metano vs. *wetness*. Si $\delta C_2 - \delta C_1 \cong 0$ en la medida que el *wetness* decrece, entonces la inversión es parcial; si $\delta C_2 - \delta C_1 < 0$, la inversión es total. La Figura 6 es un ejemplo claro de inversión isotópica con la profundidad.

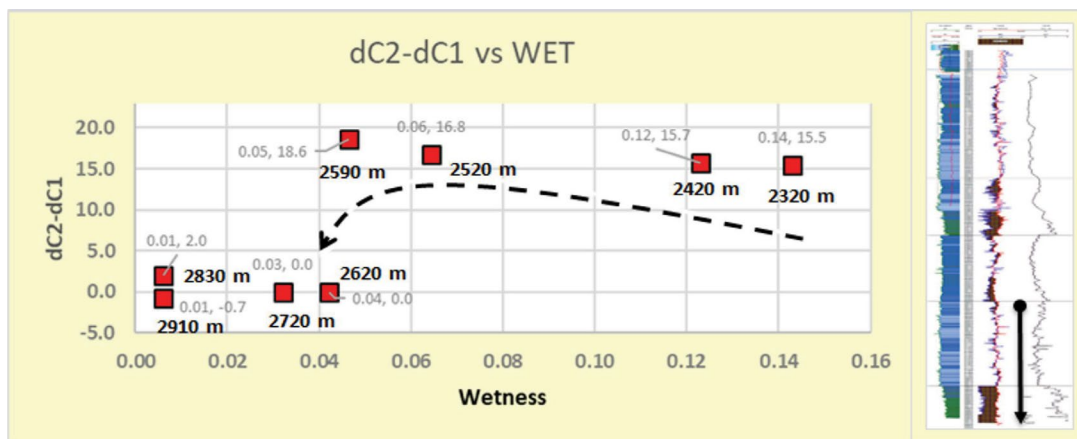


Figura 6. Diagrama de la diferencia entre los valores isotópicos del carbón del etano y metano vs. *wetness*. Se observa clara inversión de los valores isotópicos con la profundidad, indicada para cada punto.

Relaciones entre COT, Reflectancia de Vitrinita e Inversiones Isotópicas

Al combinar gráficos de madurez, definidos por la relación iC_4/nC_4 , con valores de carbono orgánico total (COT) y de reflectancia de vitrinita (R_o), se observa que existe una perfecta correspondencia entre todos estos parámetros. En el ejemplo de la Figura 7, se reconoce que, a partir de 2740 m, profundidad de ocurrencia de la inversión, se normaliza, con tendencia a aumentar, el COT y aumenta la R_o . Esta profundidad coincide también con un incremento notable del gas, de la concentración de metano y de la presión poral y es donde inicia la sección enriquecida que se ha identificado en la base de la formación.

Similares respuestas fueron obtenidas por Wood & Sanei (2016) en *shale plays* de Canadá, donde observaron que las tendencias de las relaciones iC_4/nC_4 y de reflectancia de vitrinita equivalente aumentaron con la profundidad. Señalaron que estos dos indicadores de madurez térmica tienen una fuerte correlación positiva.

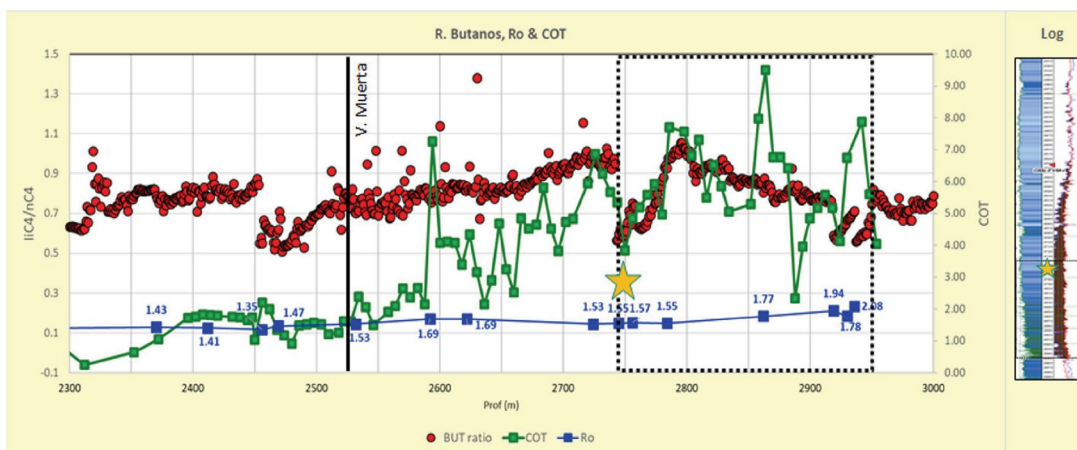


Figura 7. Gráfico combinado de iC_4/nC_4 , COT y R_o . Se observa a partir de 2740 m, inversión del trend de la relación iC_4/nC_4 , estabilización en los valores de COT y aumento de los valores de R_o . La relación C_2/C_3 indicó incremento abrupto de la presión a esa profundidad. Este es el inicio de la zona definida como la sección enriquecida del pozo. El perfil inserto (derecha) indica la profundidad de la inversión y el inicio de la zona enriquecida.

SOBREPRESIONES & PRODUCCIÓN

Presiones de formación

Hay dos formas posibles de generar sobrepresión en las lutitas: (1) rápido soterramiento y (2) generación de hidrocarburos. A diferencia de otras cuencas donde la sobrepresión es generada por desequilibrios en la compactación o soterramiento, las sobrepresiones de la Cuenca Neuquina pudieran deberse a otros factores, entre los cuales se incluye la generación de hidrocarburos y la diagénesis de arcillas. Característico de la zona de estudio, es la elevada presión de poros (250-300 kg/cm² de sobrepresión) con gradientes de presión variables entre 0.65-1.02 psi/ft que presenta la Fm Vaca Muerta. En este caso, la zona sobrepresurizada es el comienzo de la producción de gas seco, donde las moléculas grandes de la fase líquida se convierten en múltiples pequeñas moléculas de la fase gaseosa, con un aumento significativo de la presión interna.

Las sobrepresiones incrementan enormemente los riesgos de la perforación, afectan la seguridad de las operaciones y son responsables de los inlfujos y/o arremetidas de gas y del deterioro de las condiciones y estabilidad de los pozos. Provocan ventanas de trabajo extremadamente reducidas. Ante esto, se han requerido diseños de pozos con un mayor número de revestidores, el uso de lodos de alta densidad, muy viscosos, la previsión de contingencias operativas, como aceros y cabezales especiales, y el empleo de determinadas técnicas de perforación tales como UBD-MPD.

Presión Poral, Fracturas hidráulicas e Inversiones isotópicas

El estudio revela que existe una estrecha relación entre los gradientes de fractura y las sobrepresiones (Chatellier *et al.* 2011, 2013; Chatellier & Pérez 2013). Utilizando la metodología de estos autores, se graficó el gradiente de fractura del pozo (gradiente local), resultante de las presiones obtenidas en la estimulación hidráulica (ISIP + presión hidrostática), y al ser proyectado en profundidad con el gradiente regional de fractura, y luego con la presión de poros y presión hidrostática, se observó que la profundidad de intersección de ambos gradientes es muy próxima al tope del dominio de la sobrepresión y muy cercana a donde los datos geoquímicos indican una inversión isotópica (Figs. 8 y 9). La intersección coincide con la desaparición de los componentes pesados del gas y con el incremento del gas seco.

La metodología supone la estimación del gradiente normal de fractura representativo de la zona de estudio, que se podría asumir como un gradiente subregional, y de gradientes de fractura locales que resultan de las presiones alcanzadas por los pozos durante la estimulación hidráulica. Estas últimas presiones, o presiones combinadas, se corresponden a la suma del ISIP (instantaneous shut-in pressure) más la presión hidrostática. Las curvas de presión poral, sobrecarga, presión de fractura y presión hidrostática, fueron obtenidas de estudios geomecánicos recientes, donde

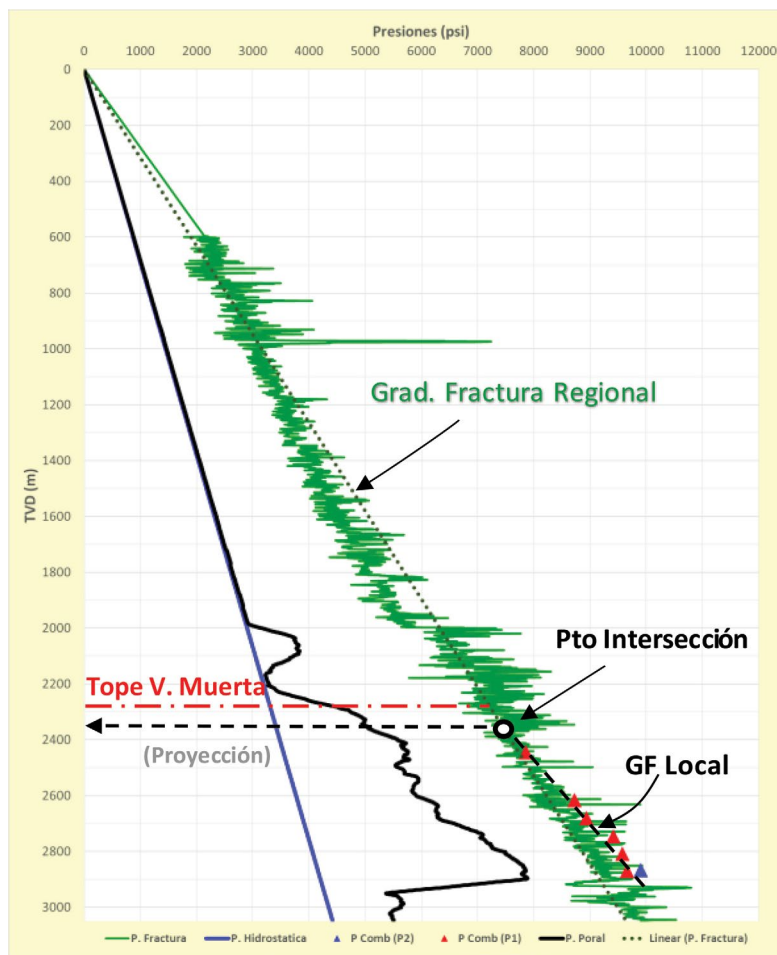


Figura 8. Gráfico TVD vs presiones, correspondiente a dos pozos cercanos del área de estudio, mostrando que los gradientes promedio de fractura regional y local se interceptan a una profundidad cercana al tope del dominio de sobrepresión identificada en la zona (~ 2300 m). (GF = gradiente de fractura, P Comb= presión combinada= ISIP+ P. Hidrostática)

la presión de reservorio fue calculada a partir de perfiles sónico y de densidad y la presión de fractura fue calculada usando como gradiente normal de fractura 0.915 psi/ft (3.002 psi/m), valor propuesto para la zona (Bishop 2015). Para el cálculo de la presión hidrostática, se usó el valor de densidad de 1000 g/l, asumiendo que el fluido empleado en las operaciones de fractura fue agua fresca.

Cabe señalar que la metodología es sólo aplicable a pozos verticales. En caso de pozos horizontales se recomienda utilizar los datos de la primera fractura, ya que para las siguientes etapas las mediciones estarían influenciadas por una roca más debilitada. En el caso presentado en la Figura 8, para el pozo 2, se tomó el dato de la primera etapa de fractura.

Presión Poral, Reflectancia de vitrinita e Inversiones Isotópicas

En el ejemplo de la Figura 9 se observa un incremento notable de la presión poral al entrar a

la Fm. Vaca Muerta. Se observa también inversión en el trend de madurez (isótopos del etano más negativos en profundidad) desde la sección enriquecida media (SEM) hasta la sección enriquecida inferior (SEI), más notable en esta última y con fuerte aumento en la presión. Los valores de reflectancia de vitrinita (Ro) también aumentan al entrar en las secciones enriquecidas. La inversión ocurre para valores de Ro de 1,76%.

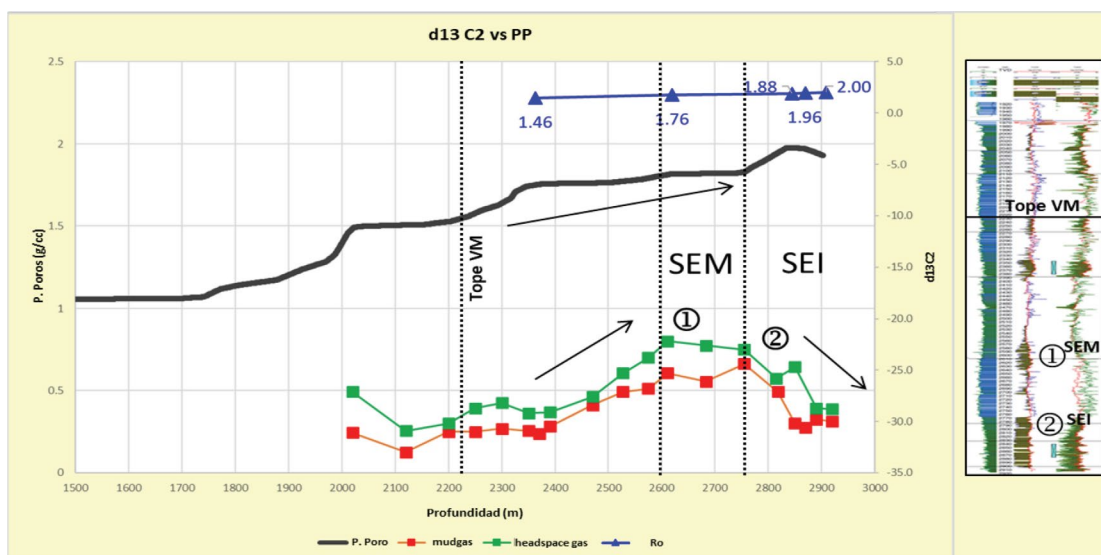


Figura 9. Gráfico compuesto de presión poral, concentración isotópica del etano y Ro. Se observa clara correspondencia entre incrementos en la presión y Ro con la profundidad e inversión en el trend de madurez. La inversión isotópica ocurre desde la SEM hasta la SEI, para valores de Ro $\geq 1,76\%$. (SEM= sección enriquecida media. SEI= sección enriquecida inferior)

La Figura 10 es un ejemplo de la correlación existente entre las presiones porales con las inversiones isotópicas y composicionales. Incremento de las presiones se corresponden con cambios o inversiones en la madurez. La zona de inversión isotópica correlaciona con un aumento significativo en la proporción de metano (ver inserto de la figura).

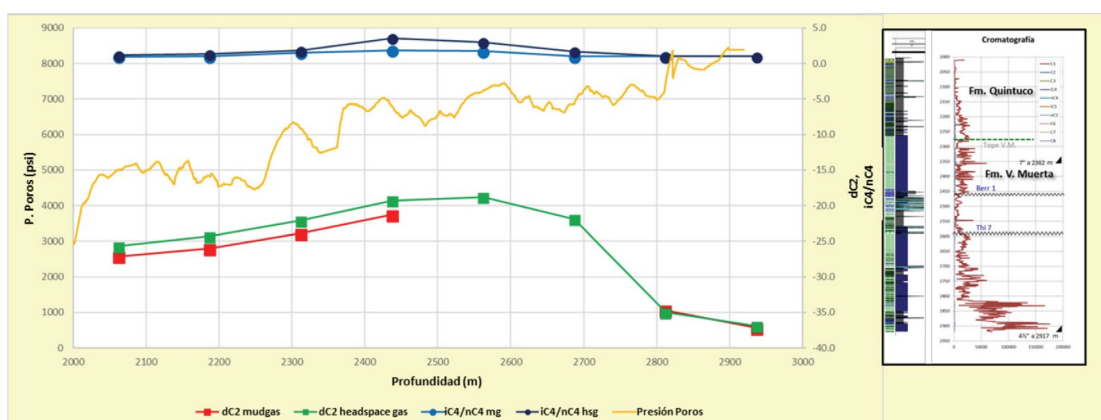


Figura 10. Gráfico compuesto de presión poral, concentración isotópica del etano y relación de butanos, para mudgas y headspace gas. A la derecha, el perfil cromatográfico del pozo. Inversiones en el trend de madurez tanto composicional como isotópica identificados hacia la base de la formación coinciden con incrementos en la presión poral y en la proporción de metano.

Fracturas hidráulicas horizontales (Beefs)

El término “*beef*” se refiere a la presencia de minerales fibrosos en venas paralelas a la estratificación, con fibras aproximadamente perpendiculares a ésta (Zanella *et al.* 2014). Se forman en respuesta a sobrepresiones extremas desarrolladas durante la conversión del kerógeno en hidrocarburo durante la migración primaria (Cobbold *et al.* 2013a,b; Jamison 2103). Representan una directa evidencia de sobrepresión y como ésta se desarrolla una vez alcanzada la madurez de la roca madre, son un indicador de la madurez (Cobbold 2013a, 2013b). Las venas minerales fibrosas generalmente crecen por precipitación a partir de soluciones acuosas sobresaturadas (Cobbold & Rodrigues 2007). Su composición mineralógica correlaciona con la madurez de la roca madre. *Beefs* de calcita o yeso, ocurren cuando la roca madre ha alcanzado la ventana de petróleo o de gas húmedo, mientras que los *beefs* de cuarzo ocurren donde la roca madre ha alcanzado la ventana tardía de gas o está sobremaduro (Zanella *et al.*, 2013).

Comunes en afloramientos de la Fm. Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina (Cobbold 2013a, 2013b; Hernández *et al.* 2015; Rodrigues *et al.* 2009; Zanella *et al.* 2013, 2014, 2015), venas y fracturas rellenas de calcita (*beefs*) han sido identificadas en el subsuelo de la zona de estudio, siendo más abundantes, junto a las concreciones calcáreas, hacia la sección inferior de la formación.

Al Duhailan *et al.* (2015) en observaciones a lutitas orgánicas de diferentes cuencas, incluyendo Vaca Muerta, determinaron que las zonas de intenso fracturamiento, con desarrollo de *beefs*, se corresponden a los intervalos orgánicamente más ricos y mecánicamente anisotrópicos. También reconocieron otros atributos distintivos y asociados a la existencia de *beefs*: madurez termal, sobrepresiones y presencia de materiales calcáreos. Hernández *et al.* (2015), indican que, dentro de la ventana de madurez de petróleo, la sobrepresión en el intervalo inferior de Vaca Muerta se correlaciona con valores significativos de contenido orgánico total (hasta 10% en peso). Las microfracturas observadas en ese intervalo se encontraron rellenas, total a parcialmente, de calcita. Sugieren que estas condiciones determinan el comportamiento mecánico de la formación y que la caracterización de las microfracturas y su relación a facies es fundamental para la identificación de sweet spots.

Weger *et al.* (2017), en análisis petrográficos e isotópicos a muestras de Vaca Muerta, encontraron que los *beefs* se forman simétricamente desde el borde hacia el centro, mostrando terminaciones cristalizadas, residuos de petróleo o bitumen, y ocasionalmente una oquedad central abierta. Indican que este patrón de formación sugiere que la sobrepresión puede haber producido la apertura original y que los fluidos calientes que intentaron escapar son los responsables de la formación del *beef*. Estos resultados son consistentes con la hipótesis presentada por Rodrigues *et al.* (2009) quienes sostienen que la sobrepresión y la compresión horizontal es la causante de los *beefs* de Vaca Muerta. Vetas paralelas de calcita fibrosa también indican apertura progresiva, como resultado de una alta sobrepresión de fluido dentro de los estratos circundantes, comúnmente rocas madres (Zanella *et al.* 2105)

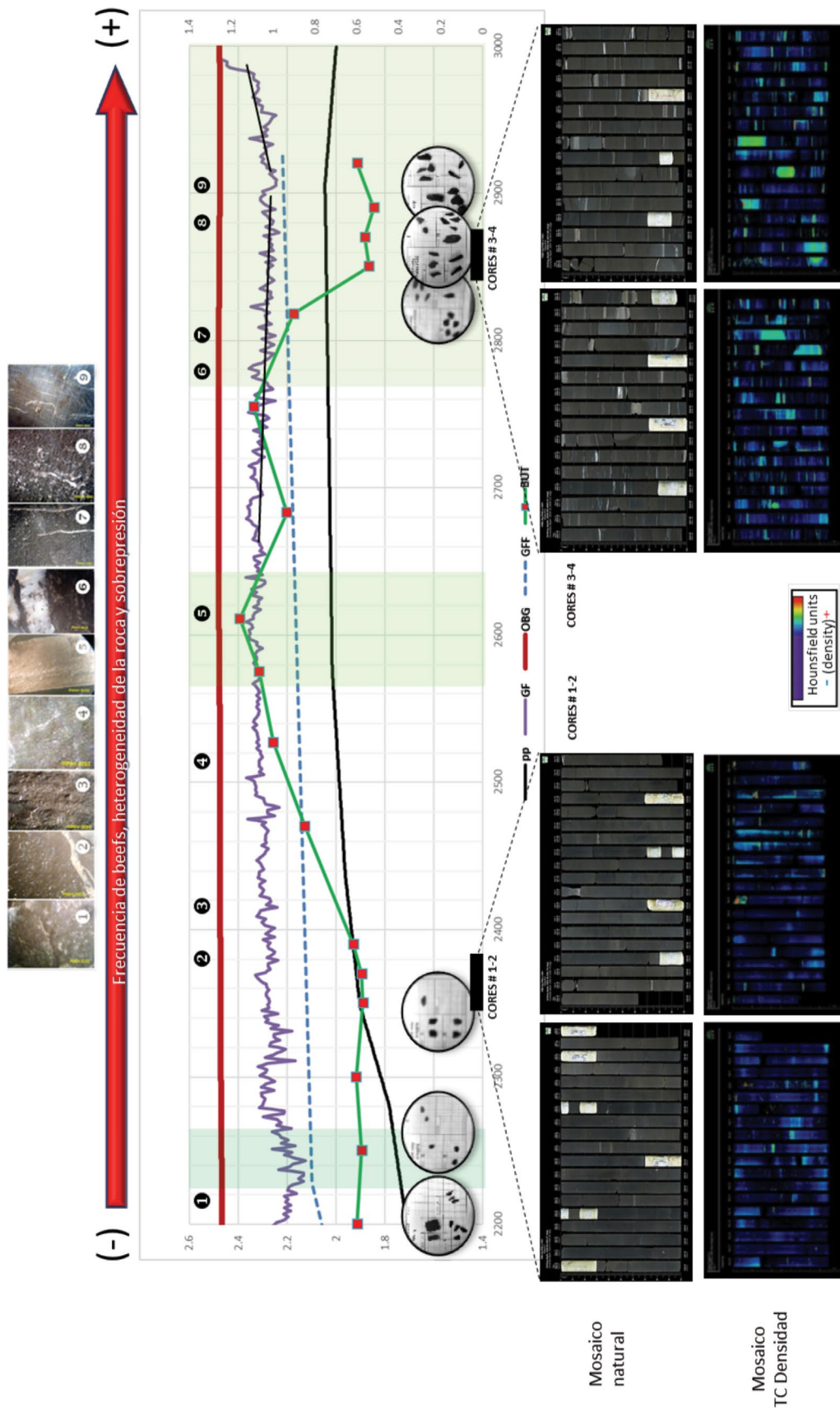


Figura 11. Gráfico compuesto de presión poral, gradientes de fractura, sobrecarga y de la relación iC_4/nC_4 . Se observa incremento de la frecuencia de *beefs*, heterogeneidad de la roca y sobrepresión con la profundidad, tanto por *cuttings* como en los mosaicos de coronas, natural y de densidad TC, así como se identifica una inversión en la relación entre los butanos. La inversión se da en la zona donde se observaron *cuttings* astillosos y numerosos. Se indica con números la profundidad de las muestras de *cuttings*. Las zonas sombreadas en verde claro se corresponden con zonas ricas en COT por cruce de Passey. Nota: la escala de colores es un espectro de violeta a rojo considerando las unidades de Hounsfield (Hu) que corresponden a la distribución de la densidad radiológica. Los intervalos de color azul claro corresponden a los niveles más calcáreos

La existencia de inclusiones acuosas y gaseosas en cementos de microfracturas de *beefs* de la Fm. Vaca Muerta, indican, además de la presencia de dos fases libres de fluidos durante la cementación, que el reservorio estaba presurizado durante el fracturamiento (Fall *et al.* 2017).

Basado en todas estas premisas, se buscó la relación entre diferentes parámetros indicativos de sobrepresiones. La Figura 11 es un gráfico combinado de presión de poros, gradiente de fractura y sobrecarga con la relación iC_4/nC_4 . Se observa un incremento en la frecuencia de fracturas (*beefs*) tanto en coronas como en testigos laterales, coincidente con el cambio o inversión en el trend de la relación iC_4/nC_4 , indicativo del inicio de zonas sobrepresurizadas. *Cuttings* de perforación en esta zona se vieron astillosos, alargados y angulares, a diferencia de los encontrados hacia el tope de la formación. En pozos del área se han registrado influjos de gas, obligando a circular por golpeador y al uso de lodos de elevadas densidades. Estos resultados ratifican la correspondencia entre todos estos parámetros.

Producción

Aunque algunos autores sostienen que la sobrepresión no es un requisito indispensable para la productividad de un reservorio no convencional, está comprobado que aquellos que se encuentran sobrepresurizados son más favorables para la retención y acumulación de hidrocarburos y para ser económicamente más productivos (Ferworn *et al.* 2008). Entre otras causas porque, por lo general, pueden almacenar más cantidad de hidrocarburos, son más fácilmente fracturables debido a la reducción del estrés efectivo, y por la facilidad de recuperación de los fluidos (Askenazi *et al.* 2013; García *et al.* 2013).

Es importante destacar que esta propiedad estará íntimamente relacionada con la profundidad de la unidad y su madurez termal. A mayor profundidad y madurez, mayor gradiente de presión. Esto se cumple en la Fm. Vaca Muerta, la cual presenta gradientes de presión que van desde 0,50 psi/ft, en zonas de borde de cuenca, a 1,1 psi/ft, en el centro de la cuenca.

Tang & Xia (2011) mencionan que la tendencia de “inversión” es más común en pozos de alta producción que en aquellos de baja producción. La correlación entre la productividad del *shale gas* y la geoquímica del gas natural sugiere que el potencial de generación de hidrocarburo, en lugar de las propiedades físicas de la roca, sigue siendo el factor clave que controla el recurso.

CONCLUSIONES

Inversiones isotópicas y composicionales han sido identificadas en gases de la Fm Vaca Muerta. Se comprobó que las inversiones en el trend de madurez y las evidentes disminuciones en la humedad del gas ocurren al tope de zonas sobrepresurizadas.

Se observa una muy buena correspondencia entre presiones porales, contenido de materia

orgánica, reflectancia de vitrinita y madurez termal, todos elementos fundamentales en la generación de sweet spots.

La geoquímica orgánica bien sea utilizada separadamente, o en combinación con otros parámetros, es un elemento complementario para la identificación de sistemas sobrepresurizados. Data composicional e isotópica puede ser utilizada para delinear estas zonas.

Este estudio muestra que delimitar la variabilidad y distribución de la presión dentro de la Fm Vaca Muerta reducirá el riesgo exploratorio de esta secuencia. La comprensión de las relaciones entre las presiones, con los tipos de roca y fluidos y bien el sistema poral, o de fracturas, mejorará notablemente las terminaciones de pozos y la recuperación del gas presente en la formación.

AGRADECIMIENTOS

A Pampa Energía por permitir la publicación del presente artículo

REFERENCIAS CITADAS

- Al Duhailan M.A., Sonnenberg S. and Longman M., 2015, Analyzing Beef Fractures: Genesis and Relationship with Organic-Rich Shale Facies, Unconventional Resources Technology Conference, doi:10.15530/URTEC-2015-2151959, 20-22 July, San Antonio, Texas, USA
- Askenazi A., Biscayart P., Cáneva M., Montenegro S. y Moreno M., 2013, Analogía entre la Formación Vaca Muerta y *Shale gas*/Oil Plays de EEUU, SPE Argentina. Accesible en www.spe.org.ar/locker/pdf/SPE_JJPP0003.pdf
- Bishop, K., 2015, Mechanical Stratigraphy of the Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina. M.S. Degree Thesis, Colorado School of Mines, 123 p.
- Burruss R.C. and Laughrey C.D., 2010, Carbon and hydrogen isotopic reversals in deep basin gas: Evidence for limits to the stability of hydrocarbons, *Organic Geochemistry* 41 (2010), p. 1285–1296.
- Chatellier J., Brooks M. and Molgat M., 2011, Linking Gas Geochemistry with Pressure Domains and Fractability in *Shale gas*, Recovery – 2011 CSPG CSEG CWLS Convention.
- Chatellier, J., Ferworn K., Lazreg Larsen N., Ko S., Flek P., Molgat M., and Anderson, I., 2013, Overpressure in *shale gas*: when geochemistry and reservoir engineering data meet and agree, in J. Chatellier and D. Jarvie, eds., Critical assessment of shale resource plays: AAPG Memoir 103, p. 45–69.
- Chatelier J. and Perez R., 2013. Review of Traditional and New Maturity Indicators: Differences and Complementarities. AAPG Annual Convention and Exhibition, Poster Sessions, Pittsburgh, PA, Search and Discovery Article #41654.
- Cobbold, P.R. and N. Rodrigues, 2007, Seepage forces, important factors in the formation of horizontal hydraulic fractures and bedding-parallel fibrous veins ('beef' and 'cone-in-cone'): *Geofluids*, 7, p. 313–332
- Cobbold P., 2013. Geological Evidence for Fluid Overpressure in Mature Source Rocks within Foreland Basins of the Americas. AAPG International Conference and Exhibition, Cartagena, Colombia, September 8-11, Search and Discovery Article #30291.

- Cobbold P., Zanella A., Rodrigues N. and Helge Løseth, 2013, Bedding-parallel fibrous veins (beef and cone-in-cone): Worldwide occurrence and possible significance in terms of fluid overpressure, hydrocarbon generation and mineralization, *Marine and Petroleum Geology* 43 (2013), p. 1-20.
- Curiale J. A. and Curtis J.B., 2016, Organic geochemical applications to the exploration for source-rock reservoirs – A review, *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources* 13 (2016), p. 1–31.
- Fall A., Ukar E., López R.G., Gale J., Manceda R. and Laubach S. E., 2017, Combined effects of overpressure and bed-parallel contraction on the formation of bed-parallel and vertical fractures in the Vaca Muerta formation, Argentina, *GSA Annual Meeting abstracts*, Paper 207-13.
- Ferworn K, Zumbege J., Reed J. and Brown S., 2008, Gas Character Anomalies Found in Highly Productive *Shale gas* Wells. (www.papgrocks.org/ferworn.pdf) accessed 10/09/2016. Article in *Geochimica et Cosmochimica Acta* · June 2009.
- Golding S.D., Borehamb C. J. and Esterle J.S., 2013, Stable isotope geochemistry of coal bed and *shale gas* and related production waters: A review, *International Journal of Coal Geology* 120 (2013) p. 24-40.
- Hao F. and Zou H., 2013, Cause of *shale gas* geochemical anomalies and mechanisms for gas enrichment and depletion in high-maturity shales, *Marine and Petroleum Geology* 44 (2013), p.1-12.
- Hernández Bilbao E., Humphrey J.D., and Sonnenberg S.A., 2015, Microfracture Characterization in the Lower Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina, AAPG Annual Convention & Exhibition, Denver, Colorado, May 31-June 3, 2015, Search and Discovery Article #10782.
- Molgat M., Chatellier J. and McCoy M., 2013, Using gas carbon isotopes to design and drill better *shale gas* wells, Canada Geoconvention 2013, CSPG Conference abstract archives.
- Ostera H.A., García R., Malizia D., Kokot P., Wainstein L. y Ricciutti M., 2016. *Shale gas* plays, Neuquén Basin, Argentina: chemostratigraphy and mud gas carbon isotopes insights, *Brazilian Journal of Geology*, 46 (Suppl 1): p. 181-196, June 2016
- Porras J., Sereno G. y Pose S., 2017, Contribuciones de la Geoquímica de Subsuelo a la Evaluación y Caracterización de la Fm. Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Argentina, XX Congreso Geológico Argentino, Tucumán, Argentina, Agosto 2017, Actas Simposio “Geología de la Fm Vaca Muerta”, p. 116-121.
- Tang Y. and Xia X., 2010, Kinetics and Mechanism of *Shale gas* Formation: A Quantitative Interpretation of Gas Isotope “Rollover” for *Shale gas* Formation, AAPG Search and Discovery Article #90122, AAPG Hedberg Conference, December 5-10, 2010, Austin, Texas.
- Tilley B. and Muehlenbachs K., 2013, Isotope reversals and universal stages and trends of gas maturation in sealed, self-contained petroleum systems, *Chemical Geology* 339 (2013), p. 194–204.
- Weger R.J., McNeill D.F., Murray S., Swart P.K., Eberli G. P. and the Vaca Muerta Team, CSL- Center for Carbonate Research, University of Miami,
- Wood, J. M. & Sanei, H., 2016, Secondary migration and leakage of methane from a major tight-gas system. *Nature Communications* 7, 13614 doi: 10.1038/ncomms13614, p. 1-9.
- Xia X. Chen J., Braun R. & Tang Y., 2013, Isotopic reversals with respect to maturity trends due to mixing of primary and secondary products in source rocks, *Chemical Geology* 339 (2013), p. 205-212.

- Zanella, A., Cobbold, P.R., Le Carlier de Veslud, C., 2014. Physical modelling of chemical compaction, overpressure development, hydraulic fracturing and thrust detachments in organic-rich source rock. *Mar. Petroleum Geol.* 55, p. 262-274.
- Zanella A., Cobbold P.R., Ruffet G., H. 2015. Geological evidence for fluid overpressure, hydraulic fracturing and strong heating during maturation and migration of hydrocarbons in Mesozoic rocks of the northern Neuquén Basin, Mendoza Province, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences*, Elsevier, 2015, 62, p. 229-242.
- Zanella A., Cobbold P.R. and Rojas L., 2013, Beef veins and thrust detachments in Early Cretaceous source rocks, foothills of Magallanes-Austral Basin, southern Chile and Argentina: Structural evidence for fluid overpressure during hydrocarbon maturation, *Marine and Petroleum Geology* 55, p. 250-261
- Zeng H., Li J., Liu W., 2011, New insight into carbon isotopic reversals of deep gas in Songliao Basin, NE China, AAPG Hedberg Conference Abstracts, May 9-12, Beijing, China
- Zhang T., Sun X., Milliken K.L., Ruppel S.C., and Enriquez D., 2017, Empirical relationship between gas composition and thermal maturity in Eagle Ford Shale, south Texas, AAPG Bulletin, v. 101, no. 8 (August 2017), p. 1277-307.
- Zumberge, J., K. Ferworn, and J. Curtis, 2009, Gas character anomalies found in highly productive *shale gas* wells: *Geochimica et Cosmochimica Acta Supplement*, v. 73, p. 1539.
- Zumberge J., Ferworn K., Brown S., 2012, Isotopic reversal ('rollover') in *shale gases* produced from the Mississippian Barnett and Fayetteville formations, *Marine and Petroleum Geology* 31, p. 43-52.



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

**Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018**