

ANÁLISIS DE TIPOS DE ROCA E IMPLEMENTACIÓN DE PERMEABILIDADES EFECTIVAS AL GAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS TIGHT DE LA FORMACIÓN LOS MOLLES, YACIMIENTO CENTENARIO

Basilio Giménez¹

1: Pluspetrol S.A., bgimenez@pluspetrol.net

Palabras clave: Formación Los Molles, Tipos de Roca, Permeabilidad efectiva al gas, Tight-gas

ABSTRACT

Rock typing analysis and Gas Effective Permeability deployment for Tight-Gas reservoir characterization, Los Molles Formation, Centenario Field.

The low permeability reservoirs of Los Molles Formation in Centenario Field have particular petrophysical characteristics that should be taken in consideration when stimulating the reservoirs, or for the understanding of the reservoir behavior itself. Anomalous fluid distributions (reservoir layers with scarce movable free water above gasiferous layers), layers with effective porosity and gas saturated but low or null productivity, or even sweet spots surrounded by low permeability reservoirs, among others, are typical aspects of these Tight-gas sands. With the objective of productivity optimization of these kind of reservoirs, two petrophysical methods were developed in order to define with high confidence the reservoir intervals that should be stimulated with hydraulic fractures. The first one is applying the Rock Typing analysis that allows the simulation of absolute gas permeability at surface conditions, calibrated with core data. The second one is to calculate an Initial Water Saturation (Swi) curve with effective/relative gas permeability measurements in rock samples at reservoir conditions; this curve in combination with a gas saturation curve can differentiate between high or low productivity gas layers in Los Molles Formations reservoirs.

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Los reservorios de la Formación Los Molles fueron descubiertos como productivos comercialmente de gas seco en el año 1998, con la perforación del pozo exploratorio Ce.xp-1116. Dicho descubrimiento permitió incrementar notablemente la producción de gas del campo, caracterizada hasta ese momento por la depletación natural de los reservorios más someros y convencionales. Las areniscas y conglomerados de esta formación fueron desarrolladas mediante distintos planes de perforación, concentrándose la explotación en la cresta de una estructura anticlinal que domina en la zona sur del yacimiento, y en parte del flanco norte de la misma.

Debido a que el objetivo principal es desarrollar el campo hacia posiciones cada vez más profundas del flanco norte, es necesario comprender cuales son los principales controles sobre la productividad de los pozos, debido a que las condiciones petrofísicas, principalmente la

permeabilidad, disminuyen progresivamente con la profundidad. Bajo este concepto, se delinearon los siguientes objetivos principales:

- Analizar la base de datos de petrofísica básica y especial de testigos-corona del área, con la finalidad de construir un modelo de Tipos de Roca (*Rock Typing*) que refleje las condiciones de almacenamiento y flujo de los reservorios.
- Identificar los conceptos principales sobre los controles que rigen las distribuciones de porosidad y permeabilidad absoluta, y determinar la relación de ésta con la Permeabilidad efectiva al gas.
- Extrapolar los resultados obtenidos de las muestras de testigos-corona a los perfiles de pozos, utilizando técnicas analíticas de cálculo.

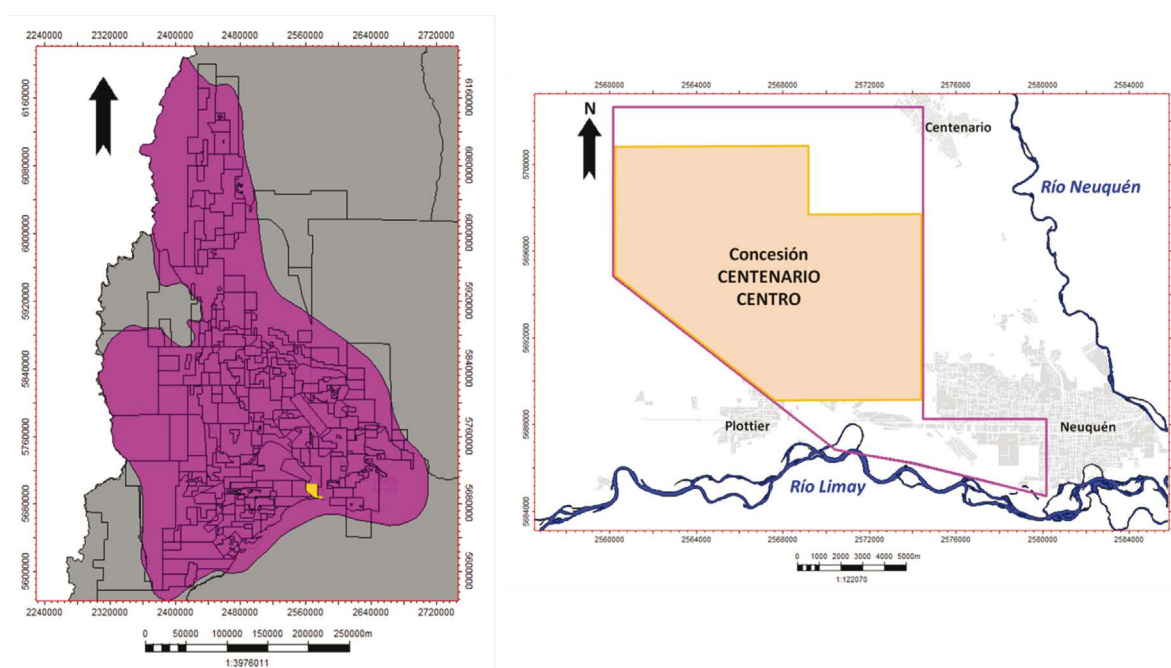


Figura 1. Mapas de ubicación de la Concesión Centenario en el borde SE de la Cuenca Neuquina.

MARCO GEOLÓGICO

La concesión Centenario se encuentra en el límite SE de la Cuenca Neuquina, sobre los ejidos municipales de Plottier, Neuquén y Centenario. Actualmente se encuentra subdividida en 3 partes debido a la adjudicación de una concesión de explotación no convencional denominada Centenario Centro (Fig. 1).

La Formación Los Molles fue definida originalmente en afloramientos por una sucesión de pelitas oscuras y areniscas intercaladas de interior de cuenca a plataforma (Weaver, 1931), depositados desde el Pliensbachiano medio hasta el Aaleniano-Bajociano (Volkheimer, 1973;

Gulisano *et al.*, 1984). En el bloque Centenario, se define a la Formación Los Molles como una sucesión clástica de pelitas grises y oscuras en la base, que pasan verticalmente a areniscas y conglomerados gruesos de edad Pliensbachiano a Bajociano, en clara relación regresiva. Se apoya en discordancia sobre el Precuyo y está limitada en su parte superior por la discordancia Intrabajociana que la separa de la Fm. Lajas (Fig. 2).

El área Centenario se ubica sobre el sistema morfológico denominado Dorsal de Huincul en la zona sur de la Cuenca Neuquina, que consiste en un tren de estructuras anticlinales orientadas E-O, con cierre sur contra un sistema de fallas con desplazamiento diversos: transpresión y transcurrencia, compresión pura e inversión por compresión oblicua, asociados a un campo de esfuerzos regional NW-SE (Mosquera *et al.*, 2011). La estructura de Centenario se corresponde con un anticlinal de orientación WNW-ESE con cierre en tres direcciones, en cuya cresta y flanco norte se lleva a cabo el desarrollo de gas seco proveniente de la Fm. Los Molles.

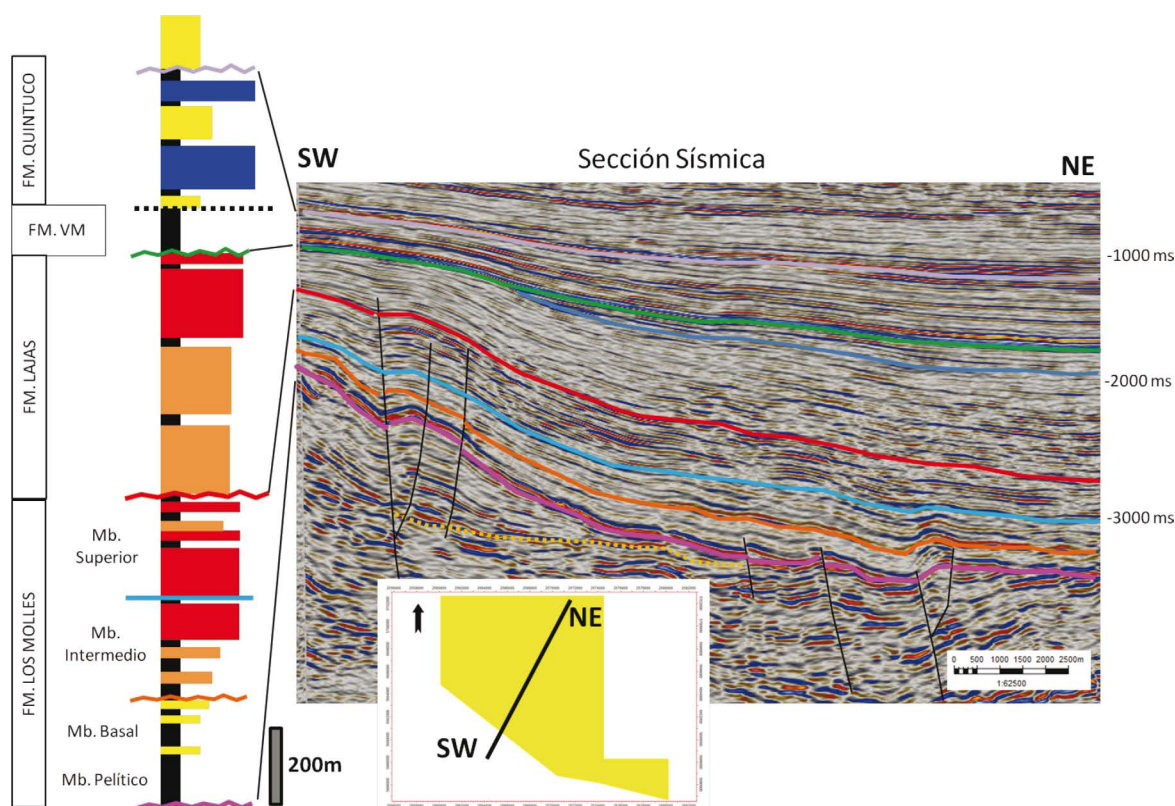


Figura 2. Columna estratigráfica ilustrativa y sección sísmica SW-NE mostrando la estructura anticlinal y el flanco Norte del bloque Centenario.

MATERIALES Y MÉTODOS

La información utilizada proviene de 11 pozos con testigos-corona, que totalizan 190,19 m en 23 carreras. La distribución areal y estratigráfica se observa en la Figura 3. De este set de testigos-corona, se analizó la petrofísica básica (porosidad, permeabilidad al gas, densidad), que en promedio fue muestreada y medida cada 30 cm. También se cuenta con mediciones de petrofísica básica a condiciones de reservorio (@NOBP), de 8 pozos en algunas de las muestras medidas a condiciones ambiente.

En cuanto a la petrofísica especial, se utilizaron 22 mediciones de presiones capilares por inyección de mercurio, y 11 mediciones de permeabilidad efectiva al gas.

La metodología implementada consistió en tres actividades principales:

1. Se realizó un análisis de las presiones capilares de modo de integrarlas con las mediciones de porosidad y permeabilidad al gas, generando una curva de radio de garganta poral promedio representativa de las condiciones de almacenamiento y flujo (curva R20) y su discretización permitió generar Tipos de Roca Hidráulicos (*Hydraulic Rock Types*, HRTs), ambas para los intervalos con testigo-corona;
2. se simuló una curva de R20 a nivel de pozo para toda la Fm. Los Molles, mediante el método analítico de Regresión Multi-Lineal (MLR por sus siglas en inglés); en base a la curva de porosidad efectiva del pozo y la curva de R20, se despejó una curva de permeabilidad absoluta al gas para el pozo, calibrada con los datos de roca;
3. se utilizó la curva de permeabilidad absoluta al gas simulada a nivel de pozo, se la vinculó con las condiciones de NOBP y K efectivas/relativas al gas para generar una curva de saturación de agua inicial (S_{wi}) que permite diferenciar, conceptualmente, las productividades del reservorio *Tight* de la Fm. Los Molles.

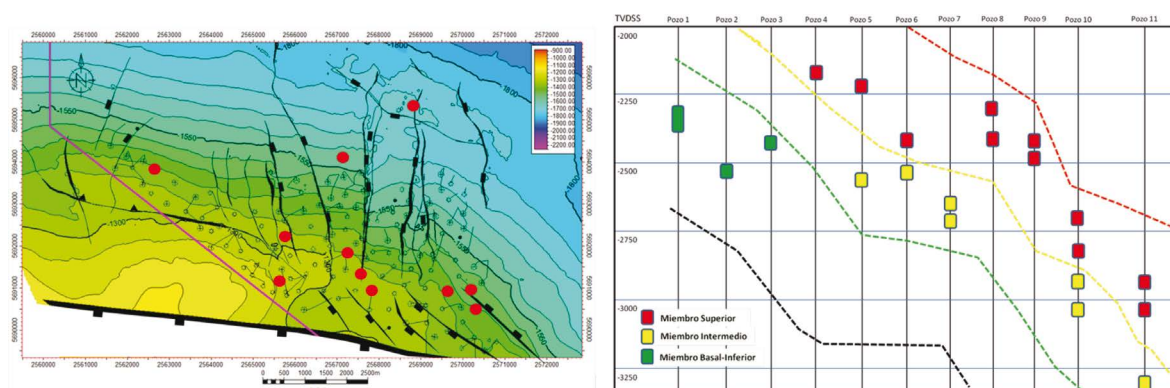


Figura 3. Mapa estructural del tope de la Fm. Los Molles con la ubicación de los pozos con información de testigos-corona (izquierda). Sección estructural esquemática con la distribución de los tramos de testigo-corona por profundidad y Miembro de la Fm. Los Molles (derecha).

GENERACIÓN DE TIPOS DE ROCA HIDRÁULICOS (HRT)

Las mediciones de presión capilar por inyección de mercurio fueron realizadas a 55000-60000 psi (Fig. 4A) debido a sus condiciones de baja permeabilidad. La distribución de radios de garganta poral tienen la característica de ser bimodales (Fig. 4B y 4C), siendo la moda μ_1 (Xu, 2013) la principal responsable de la permeabilidad absoluta de la roca (Fig. 4D).

Utilizando estas presiones capilares, se realizaron dos gráficos de diagnóstico que permiten relacionar los radios de garganta poral con las ecuaciones de Pittman (1992); estos gráficos son de “Ápice” (*Apex plot*) y “uno a uno” (*one-to-one plot*) (Fig. 5). Ambos tipos de gráfico dieron como resultado que la ecuación de Pittman de R20 (Fig. 5) es la que mejor representa las condiciones promedio de flujo del reservorio.

Mediante la ecuación de Pittman para una saturación de fase no mojannte del 20%, se puede calcular una curva continua de R20 con los datos de porosidad y permeabilidad absoluta al gas a condiciones ambiente para los intervalos coroneados (*track* 9 en Fig. 6). Discretizando dicha curva de R20, se obtienen los distintos Tipos de Roca Hidráulicos que son fundamentales para el entendimiento de las condiciones de almacenamiento y flujo del reservorio de la Fm. Los Molles en Centenario (*tracks* 10 y 11 en Fig. 6).

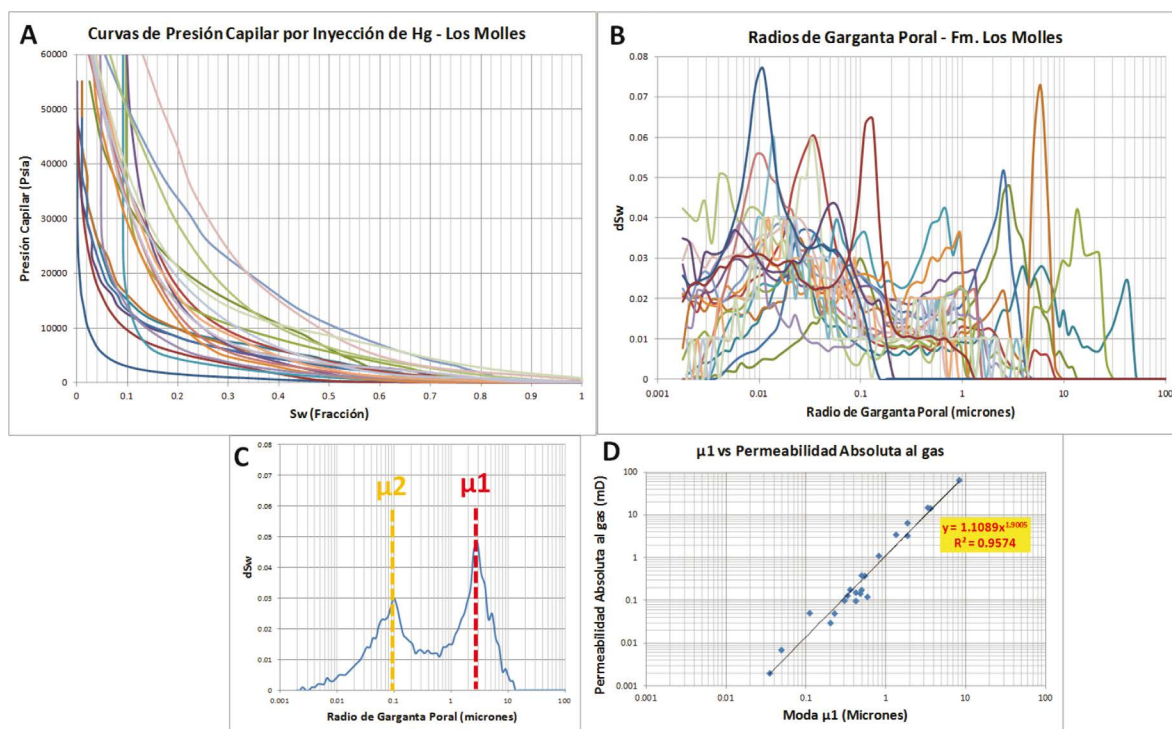


Figura 4. Datos de presión capilar por inyección de mercurio de la Fm. Los Molles en Centenario. A: curvas de presión capilar; B: distribución de gargantas porales en micrones; C: ejemplo de bimodalidad en las curvas de garganta poral; D: relación entre permeabilidad absoluta y moda μ_1 .

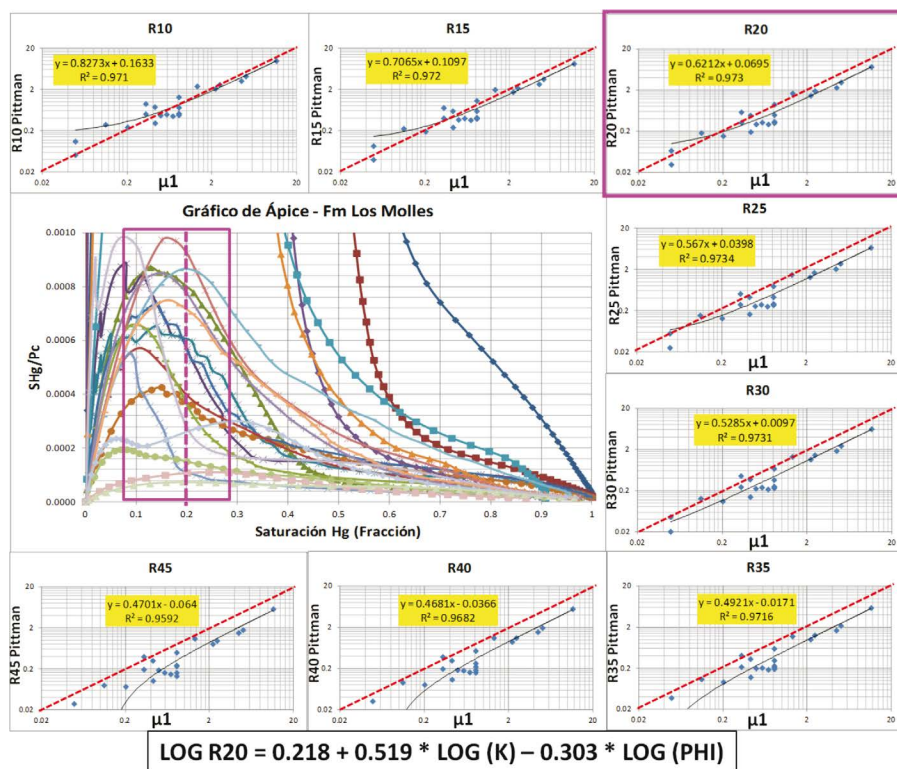


Figura 5. Gráfico de “Ápice” (centro) y gráficos “uno-a-uno”. Ecuación R20 de Pittman (1992).

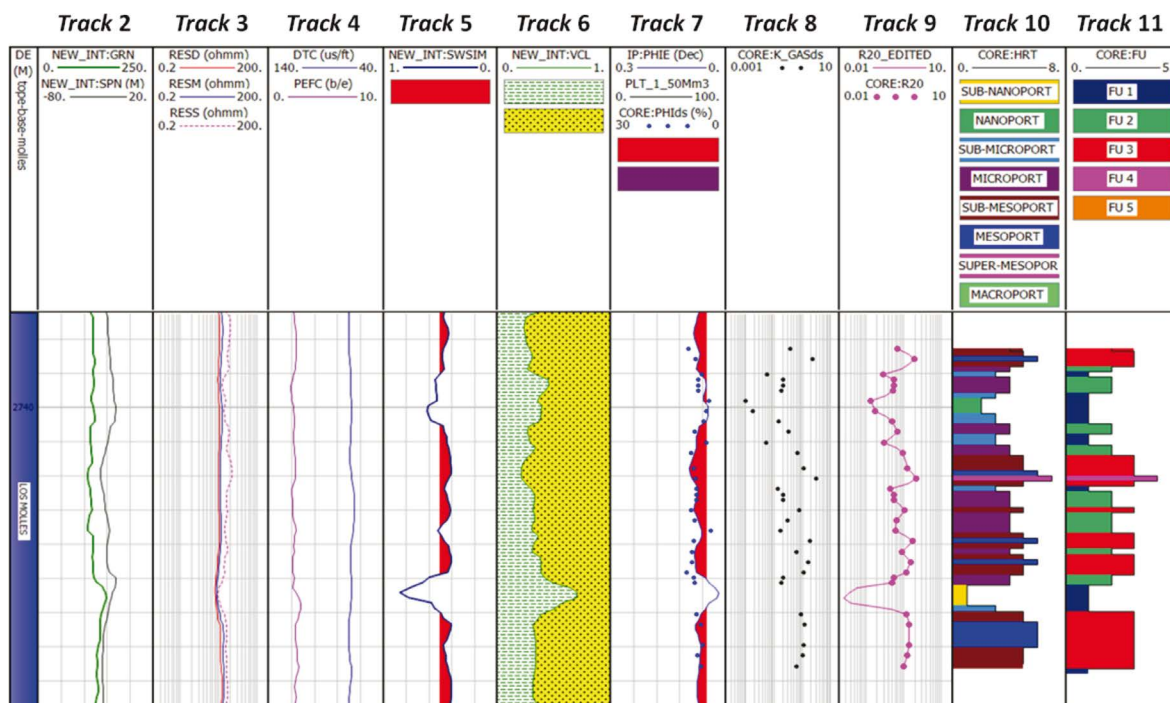


Figura 6. Interpretación petrofísica de perfiles y generación de curvas de R20 y HRTs en un intervalo de testigo-corona en la Fm. Los Molles.

SIMULACIÓN DE CURVA R20 MEDIANTE REGRESIÓN MULTI-LINEAL (MLR)

Una vez obtenida la curva de R20 para los intervalos con testigo-corona, basadas en su porosidad y permeabilidad absoluta al gas de la petrofísica básica, se aplicó el método analítico de MLR con la finalidad de extrapolarla al resto de los pozos. Para esto, se probaron diferentes modelos con distintas combinaciones de curvas de entrada, encontrando el mejor factor de correlación con curvas de pozo abierto (Gamma-ray, Resistividad Profunda), interpretadas (Volumen de arcilla, Porosidad efectiva) y calculadas (MB1, DIF_RESIST y RAT_RESIST; sus fórmulas se observan en la Fig. 7).

Curvas de Entrada			
	Use	Default	Log
	Curve	Name	
Well Name →	↓		
Curve to Predict →	✓	R20_EDITED	✓
Input Curve 1 →	✓	GRN	
Input Curve 2 →	✓	RESS	✓
Input Curve 3 →	✓	VCL	
Input Curve 4 →	✓	MB1	
Input Curve 5 →	✓	PHIE	
Input Curve 6 →	✓	DIF_RESIST	✓
Input Curve 8 →	✓	RAT_RESIST	

CORE R20 (a predecir)
 GAMMA RAY NORMALIZADO
 RESISTIVIDAD PROFUNDA
 VOLUMEN DE FINOS
 -LOG (RES_D) / LOG (PHIT)
 POROSIDAD EFECTIVA
 (RES_D) - (RESS)
 (RES_D) / (RES_M)

Modelo MLR		
R2 0.68898		
Input Variables	Coefficients	Norm Coefficients
Constant	-0.91613419	0.14279742
GRN	0.00909823	0.16597047
RESS	-0.86887441	0.15798246
VCL	-2.63608349	0.14992269
MB1	1.4718118	0.27405679
PHIE	-4.33607462	0.04128129
DIF_RESIST	0.11650496	0.00337032
RAT_RESIST	-0.38646998	0.06461851

Figura 7. Curvas de entrada utilizadas para el modelo de Regresión Multi-lineal. El factor de correlación entre la curva de R20 a predecir y la simulada es de 65%.

Es importante destacar que se realizaron dos modelos por separado, uno para el Mb. Basal y otro para los Mbs. Intermedio y Superior, debido a que sus diferencias en los ambientes de depositación (marino somero para el Mb. Basal y deltas de grano grueso en Mb. Intermedio-Superior, Gimenez *et al.*, 2018) influyen sobre las características petrofísicas de cada caso. Ejemplos de calibración entre las curvas de R20 simuladas y las de testigos-corona, se observan en el track 9 de la Fig. 8.

CARACTERIZACIÓN DE PERMEABILIDADES EFECTIVAS AL GAS

El yacimiento Centenario cuenta con 14 mediciones de permeabilidad efectiva y relativa al gas a distintas saturaciones de agua. Estas muestras presentan algunas inconsistencias en la forma de medición al realizarse en distintos momentos del desarrollo del campo y por distintos laboratorios, como ser: algunas muestras no fueron medidas a condiciones de reservorio (3 muestras del Mb. Basal), otras fueron medidas en “*stack*” (conjunto de muestras de condiciones petrofísicas similares, pero de distintas profundidades y coronas), etc.

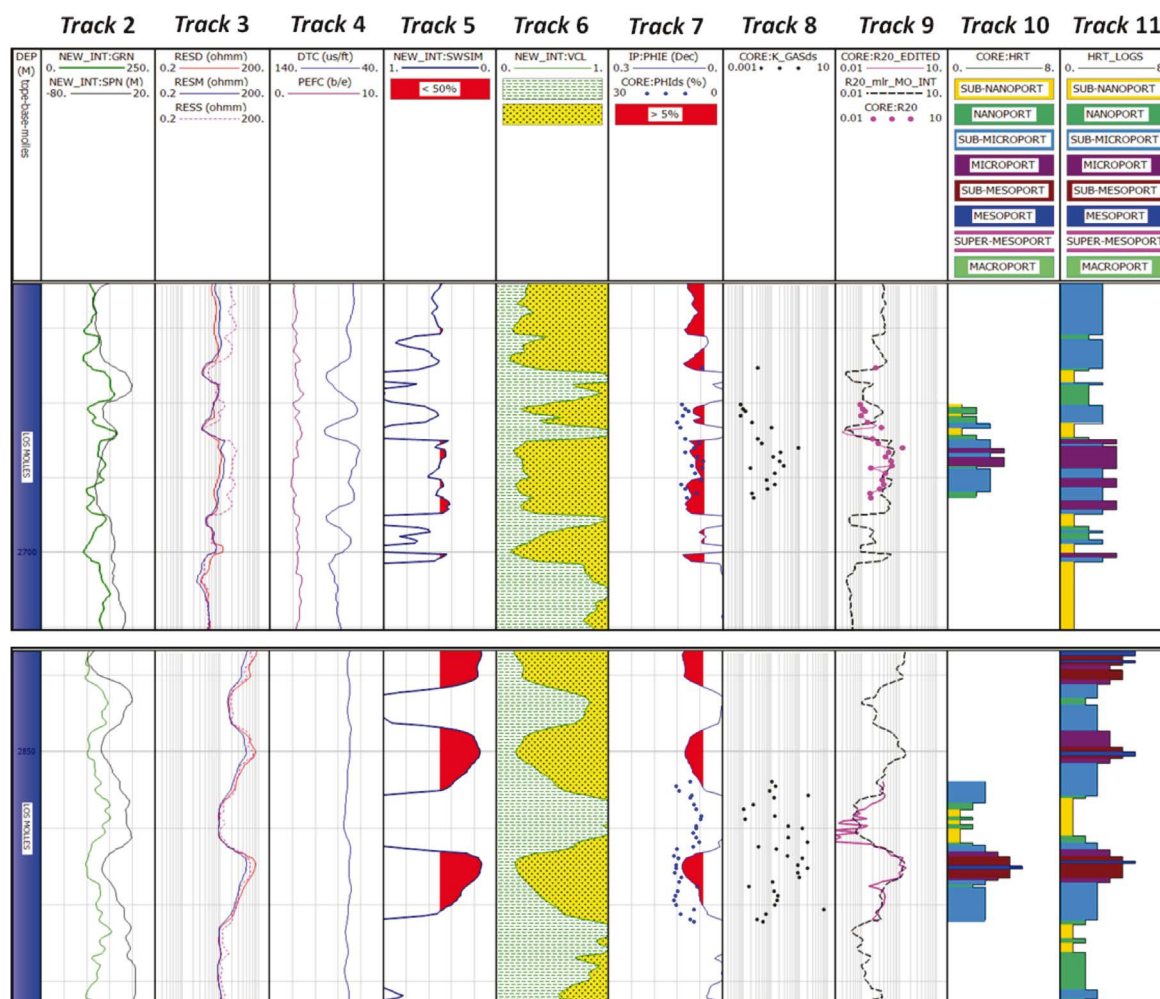


Figura 8. Ejemplos de correlación entre curvas de R20 de testigos-corona y las simuladas mediante regresión multi-lineal.

Del total de 14 muestras, 11 se utilizaron para generar un modelo conceptual de la movilidad de fluidos y análisis de productividad de los reservorios de la Fm. Los Molles. En este grupo de muestras utilizadas, se decidió incluir las mediciones del Mb. Basal aunque no estuvieran medidas a NOBP; esto permite, al menos conceptualmente, caracterizar las diferencias en los reservorios entre ambos tipos de ambientes sedimentarios.

Al analizar los datos de permeabilidades efectivas y relativas al gas, se observan comportamientos diferentes a medida que cambian las propiedades petrofísicas, en especial la permeabilidad absoluta. Cuando las K absolutas son altas (para la población de permeabilidades del yacimiento), se obtienen permeabilidades relativas altas con bajas Sw (gráfico de la izquierda en Fig. 9), mientras que ocurre lo contrario cuando la permeabilidad absoluta es muy baja (gráfico de la derecha en Fig. 9).

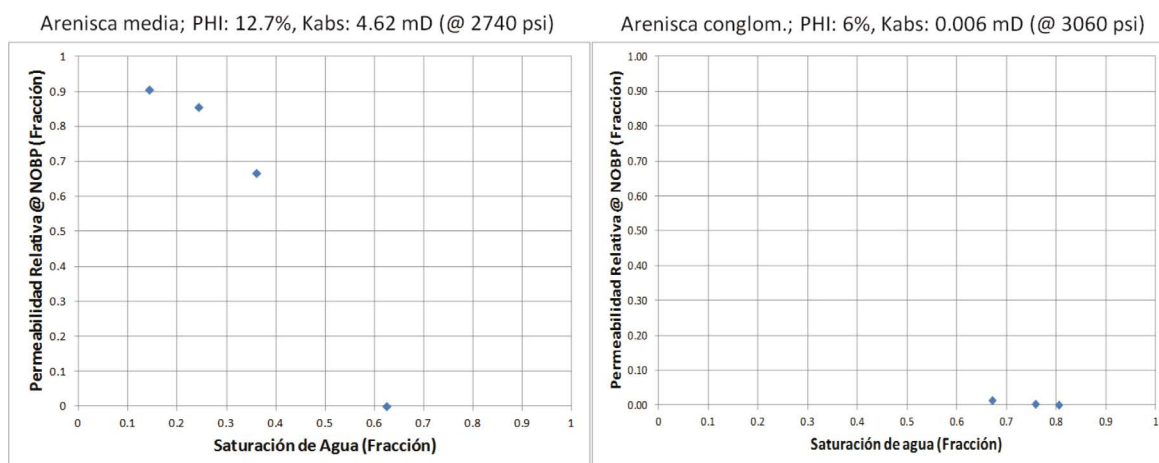


Figura 9. Ejemplos de permeabilidades relativas al gas medidas a condiciones de reservorio, para muestras con buenas (izquierda) y malas (derecha) condiciones petrofísicas.

Utilizando los valores de S_w más bajos (Saturación de agua inicial, S_{wi}) que pueden alcanzarse con las distintas mediciones de permeabilidad relativa al gas de laboratorio para cada muestra, se puede construir el gráfico de la Figura 10, separando entre Mb. Basal y Mbs. Intermedio-Superior. En este gráfico se observa como la permeabilidad relativa al gas a condiciones de reservorio disminuyen de forma exponencial con la saturación de agua inicial S_{wi} , debido a que la permeabilidad absoluta al gas también disminuye.

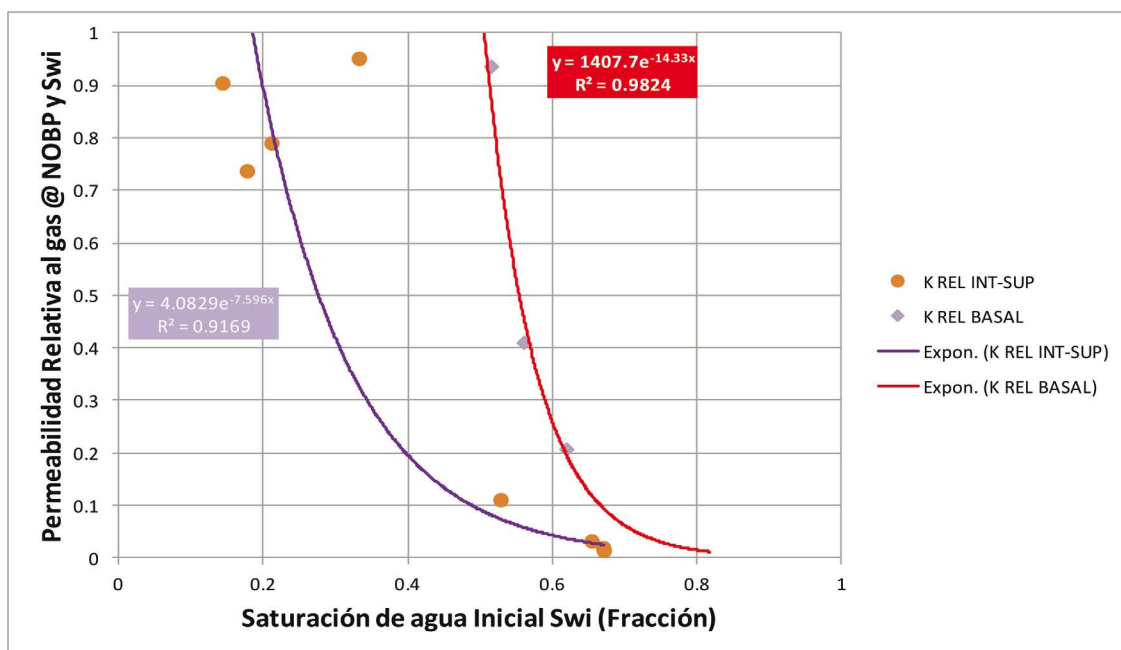


Figura 10. Gráfico de Saturación de agua Inicial (S_{wi}) y permeabilidad relativa al gas a condiciones de reservorio, tanto para el Mb. Basal como para los Miembros Intermedio y Superior. Mientras mayor es la S_{wi} , el reservorio presenta menor permeabilidad relativa al gas, disminuyendo de forma exponencial.

APLICACIÓN DE LOS CONCEPTOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS A LOS RESERVORIOS DE LA FORMACIÓN LOS MOLLES

Debido a que mediante la técnica de Tipos de Roca y su posterior simulación con MLR se puede obtener una curva continua de permeabilidad absoluta al gas a condiciones ambiente para un pozo dado, es posible vincularla con los conceptos de la permeabilidad relativa al gas y tener una mejor aproximación a la diferenciación de reservorios productivos en la Fm. Los Molles, de modo de agregar un nuevo dato que apoye las decisiones de terminación de los pozos perforados.

Para generar esta relación, es necesario utilizar distintas correlaciones entre propiedades para diferenciar que proporción de la permeabilidad absoluta se convierte en efectiva a la fluencia de gas. De esta forma, se generaron gráficos que, por un lado llevan la permeabilidad absoluta de condiciones ambiente a condiciones de reservorio (Fig. 11A), y por otro lado, otra correlación que identifica la relación entre la permeabilidad absoluta a condiciones de NOBP y la permeabilidad efectiva a condiciones NOBP (Fig. 11B).

Como existe una gran dispersión de datos de permeabilidad absoluta a condiciones NOBP, se toma como válida una relación del 10% de la K absoluta a condiciones ambiente (Fig. 11A). Para relacionar la permeabilidad absoluta al gas a condiciones NOBP con la permeabilidad efectiva, se utilizó la ecuación de la Figura 11B; para permeabilidades mayores a 4 mD, la relación es prácticamente unitaria.

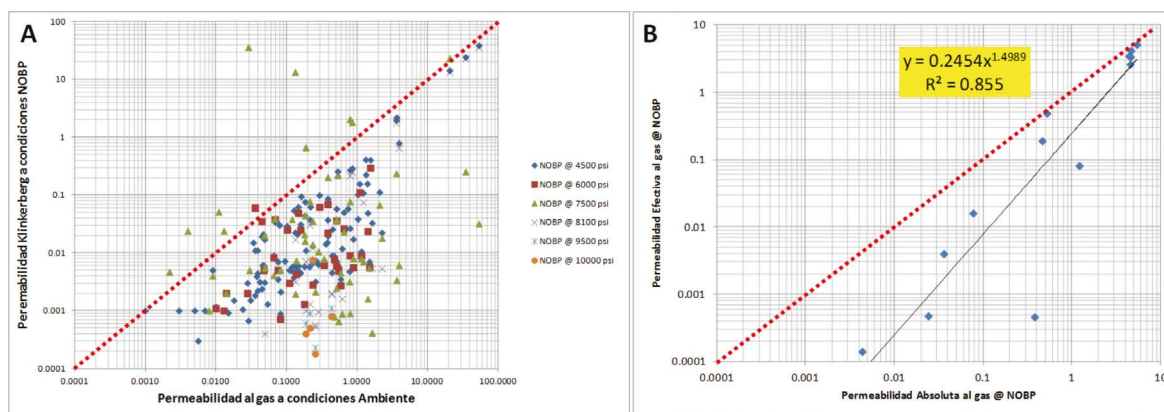


Figura 11. Correlaciones para transformar la permeabilidad absoluta al gas a condiciones ambiente a permeabilidad efectiva al gas a condiciones de reservorio. A: relación entre permeabilidades absolutas a condiciones ambiente y a NOBP; B: relación de permeabilidad absoluta a NOBP y permeabilidad efectiva a NOBP.

Con las permeabilidades absolutas y efectivas a NOBP, se puede obtener la permeabilidad relativa a NOBP, y utilizarla como valor de entrada para la ecuación de S_{wi} de la Figura 10.

Ejemplos de estos cálculos se observan en las Figuras 12 y 13. En la Figura 12, la permeabilidad absoluta al gas a condiciones ambiente proveniente de la simulación de R20 con MLR se encuentra en el *Track* 9, mientras que en el *Track* 10 se encuentra la permeabilidad absoluta al gas a condiciones

de reservorio (curva negra continua) y la permeabilidad efectiva al gas a condiciones NOBP (curva roja discontinua). Esta última curva de permeabilidad es la que representa las condiciones reales de capacidad de flujo de gas dentro del reservorio. En el *Track* 11 se observa la relación entre las curvas del *Track* 10, dando la permeabilidad relativa al gas a condiciones NOBP del sistema. En el *Track* 12 se observa el resultado final que permite un mejor asesoramiento en la decisión de la terminación del pozo: por un lado, la curva de Saturación de gas (igual a $1-S_w$, curva proveniente de la interpretación rutinaria de perfiles, curva roja), y la curva de S_{wi} (curva azul; calculada con la permeabilidad relativa al gas como dato de entrada en la ecuación de la Figura 10). Cuando ambas curvas se cruzan, el reservorio es productivo de gas como lo denota el PLT corrido en el pozo (*Track* 14); cuando el cruce es poco relevante, la productividad de la capa es baja (por ejemplo, intervalo en 3390-3400 m en Figura 12).

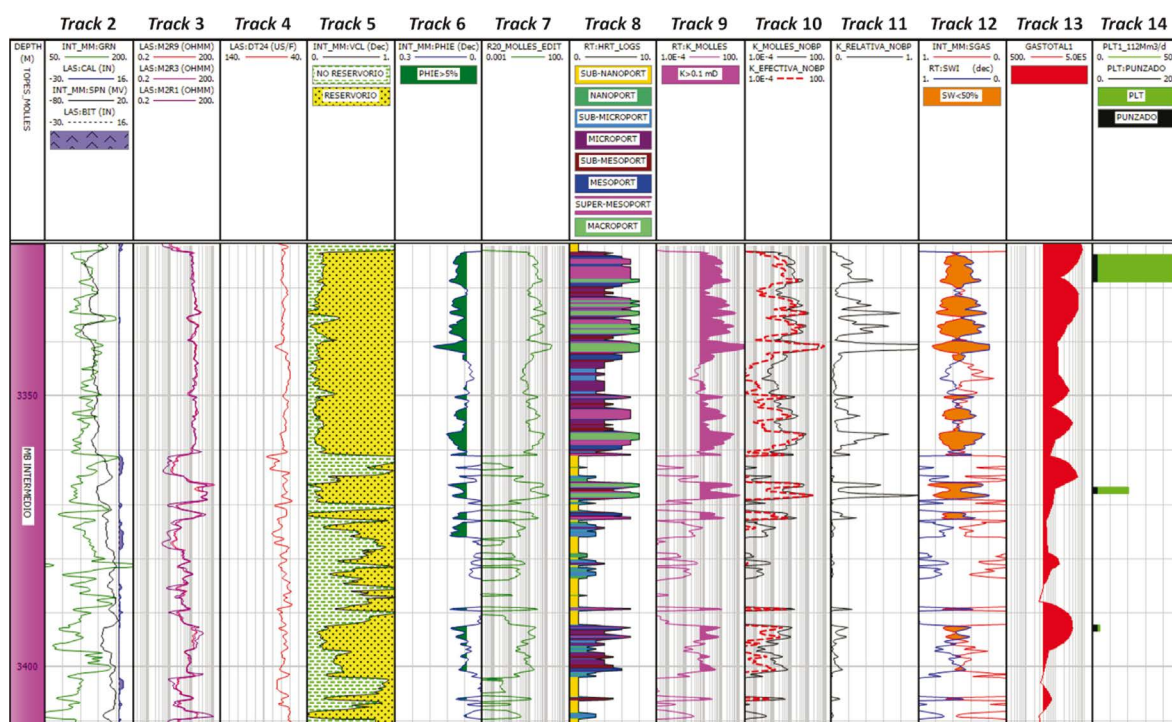


Figura 12. Ejemplo de pozo con alta productividad de la Fm Los Molles. El *Track* 12 muestra el cruce entre la Saturación de Gas (S_{gas}) y la Saturación de agua inicial (S_{wi}); a mayor cruce, mejor productividad de la capa, como lo indica el PLT del *Track* 14.

En el caso de la Figura 13, se observan los resultados de otro pozo cuya productividad no fue la esperada. Si bien se encuentra a un distanciamiento de pozos con buena producción de la Fm. Los Molles, en este caso la productividad es baja de todo el intervalo en general, aún cuando las curvas de la interpretación básica de perfiles (VCL, PHIE y S_w) muestran varios intervalos reservorio de buen espesor que superan los valores de cutoff. La diferencia con el caso del pozo de la Figura 12 es la permeabilidad. En este caso, la permeabilidad absoluta al gas a condiciones ambiente simulada por MLR es menor y está calibrada con puntos medidos por testigos laterales

(puntos verdes en *Track 9*). Cuando se transforma esta curva a permeabilidad relativa al gas y se calcula S_{wi} , los cruces con la saturación de gas son escasos. Incluso, en algunos casos como la capa entre 3190-3200 m, la S_{wi} del reservorio es muy alta, por lo que el cruce de curvas se da en un contexto de saturación de gas muy alta pero de muy poca movilidad.

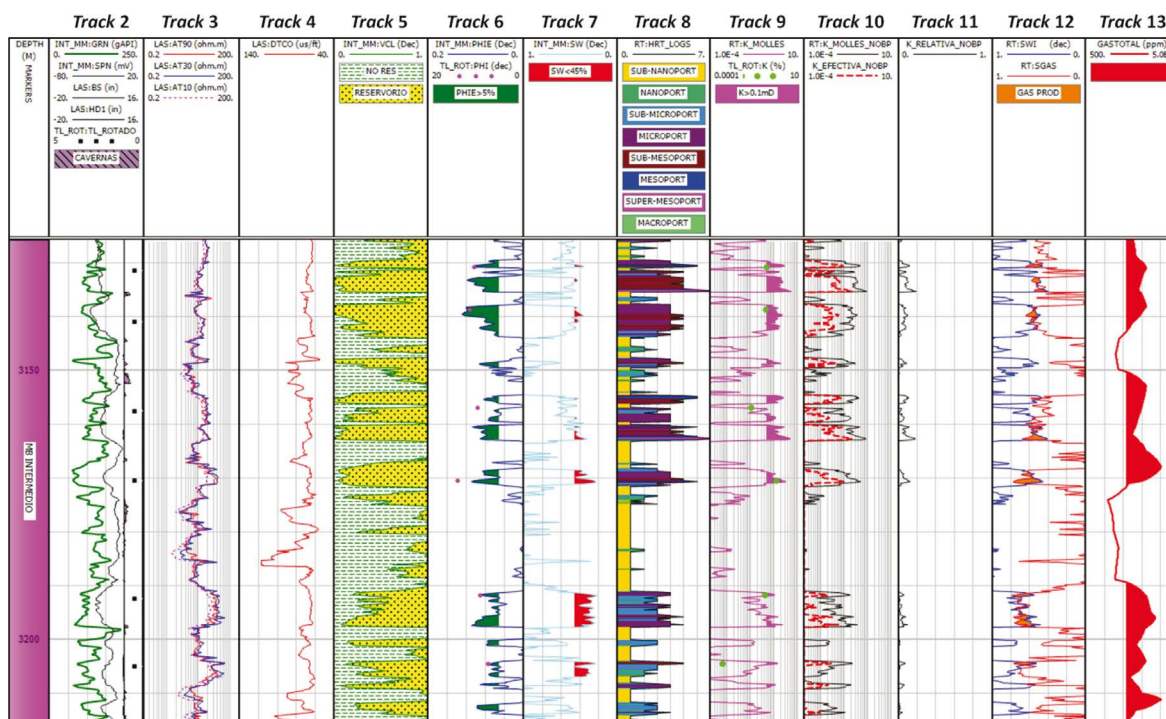


Figura 13. Ejemplo de pozo con baja productividad de la Fm Los Molles. El Track 12 muestra los escasos cruces entre la Saturación de Gas (S_g) y la Saturación de agua inicial (S_{wi}), debido a la baja permeabilidad del reservorio en este pozo.

CONCEPTO DE CRUCE ENTRE CURVAS DE SATURACIÓN DE GAS Y SATURACIÓN DE AGUA INICIAL

La utilización de los cruces entre curvas de Saturación de Gas (S_g) y Saturación de agua inicial (S_{wi}) tiene su sustento en el gráfico de la Figura 14. Cuando una muestra de roca presenta buena permeabilidad absoluta al gas, se obtiene una curva de permeabilidad relativa como la de color rojo oscuro en el gráfico de la Figura 14, con lo que si se ubica por arriba de un contacto gas-agua ficticio, va a presentar alta saturación de gas móvil y baja S_{wi} . Cuando una muestra de roca tiene baja permeabilidad absoluta como la curva azul del gráfico de la Figura 14, ocurre lo contrario: presenta muy baja permeabilidad relativa al gas, por lo que si se ubica por arriba de un contacto gas-agua ficticio, va a presentar baja saturación de gas (lo que es casi inmóvil) y muy alta S_{wi} , de muy baja a nula movilidad también, dado que estos reservorios prácticamente no producen agua de formación y en algunas mediciones aisladas, la permeabilidad efectiva al agua es un ciclo logarítmico menor que la efectiva al gas.

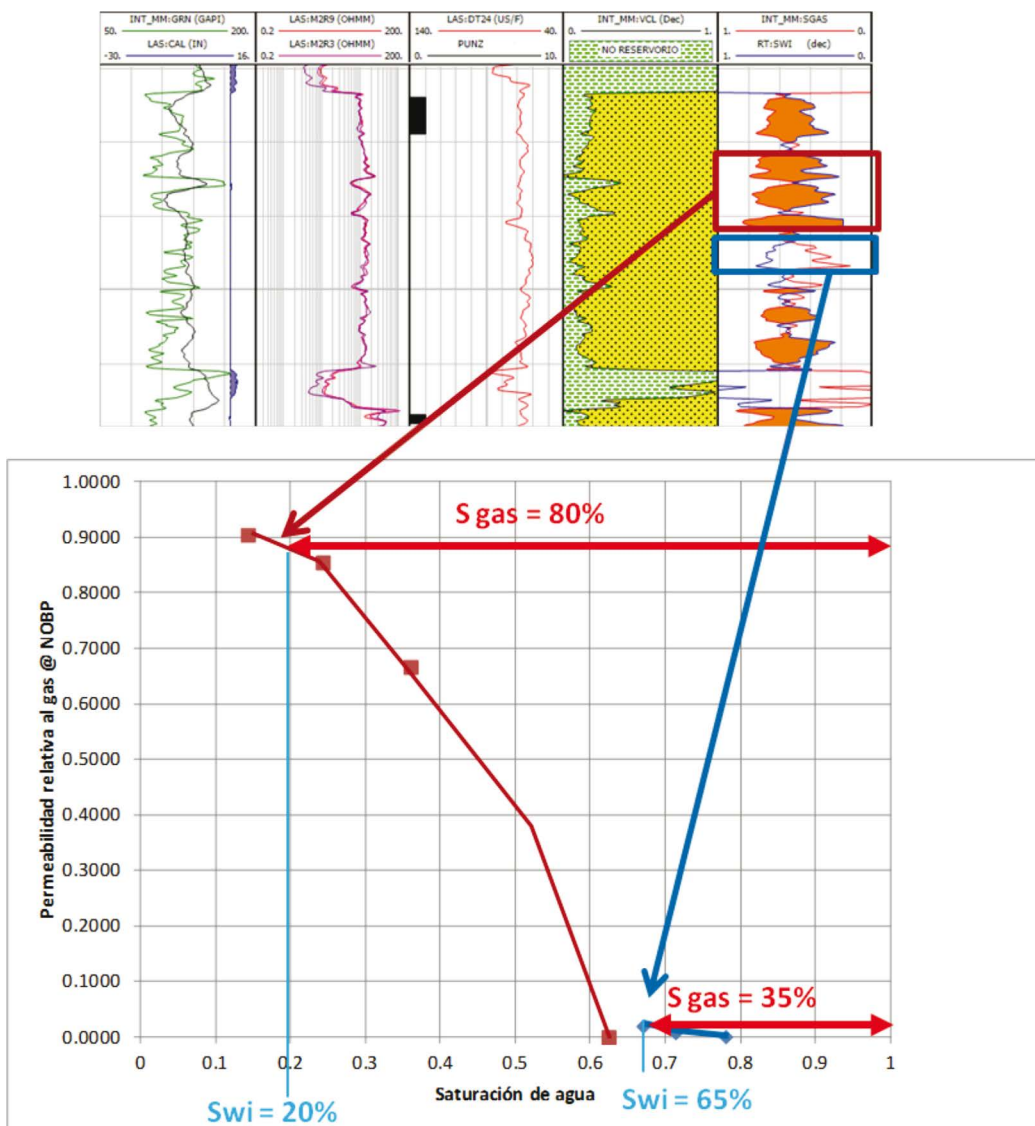


Figura 14. Gráfico de permeabilidades relativas al gas a condiciones de reservorio para dos muestras de buenas (curva rojo oscuro) y malas (curva azul) condiciones petrofísicas. Cuando existe un cruce entre las curvas de saturación de gas y Swi, el sistema se comporta como la curva rojo oscuro; si no hay cruce, el sistema reservorio funciona como la curva azul.

CONCLUSIONES

La utilización de conceptos de permeabilidad relativa al gas puede ser una herramienta adicional de alto valor agregado para sustentar las decisiones que se toman durante la terminación de un pozo recientemente perforado, además de constituir la base de futuros proyectos de modelos estáticos 3D y simulaciones numéricas en el campo. Aprovechando uno de los resultados de la aplicación de técnicas de generación de Tipos de Roca, se demuestra en este trabajo que se pueden vincular las curvas de permeabilidad absoluta al gas en condiciones ambiente con las permeabilidades

relativas al gas medidas a condiciones de reservorio, y generar curvas de diagnóstico (Saturación de gas y Saturación de agua inicial) que se relacionan directamente con la productividad de los reservorios de la Fm. Los Molles en el yacimiento Centenario.

Estos conceptos aplicados en reservorios de baja permeabilidad se alinean con lo observado por Shanley *et al.* (2004), Cumella *et al.* (2005), y Crotti (2007), ya que se comportan de forma muy distinta a los reservorios tradicionales. En este tipo de yacimientos, es fundamental el entendimiento del efecto del soterramiento (condiciones NOBP) y la variación de la Saturación de agua sobre la permeabilidad efectiva al gas. En este trabajo se demuestra que con buenas condiciones de porosidad efectiva, saturación de agua e incluso excelentes manifestaciones de gas de control geológico, no es suficiente para asegurar una buena productividad de un pozo. El recurso de gas está presente, pero si la permeabilidad efectiva al gas en condiciones NOBP es muy baja, sólo puede extraerse o fluir la porción entrampada en la porosidad de la roca molida por el avance del trépano, dejando con escaso efecto las fracturas hidráulicas realizadas posteriormente en la terminación de pozo.

Es importante destacar que este trabajo pretende mostrar los conceptos fundamentales de la aplicación de esta técnica. La baja cantidad de muestras con medición de permeabilidades efectivas/relativas al gas, las inconsistencias de algunas de estas mediciones y la posibilidad de mejora de las ecuaciones utilizadas, no permiten que los resultados obtenidos sean los definitivos y, por el contrario, serán sujetos a continuas revisiones a medida que se vayan despejando algunas de las incertidumbres enumeradas. Aún así, es notable el nivel de entendimiento alcanzado sobre el comportamiento de fluencia de gas en el reservorio, permitiendo comprender conceptualmente, muchas de las dudas que surgen a medida que se desarrolla el yacimiento hacia posiciones más marginales.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|---|---|
| Crotti, M.A., 2007, "Water saturation in Tight Gas reservoirs", SPE 107145. | Neuquina", 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina. |
| Cumella, S.P., Shanley, K.W., Camp, W.K. (Eds.), 2005, "Understanding, Exploring, and Developing Tight Gas Sands", 2005 Vail Hedberg Conference, AAPG Hedberg Series, vol. 3. | Gulisano, C.A., Gutiérrez Pleimling, A.R. y Digregorio, R.E. 1984, "Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la provincia del Neuquén", IX Congreso Geológico Argentino (S. C. Bariloche), Actas 1, p. 236-259. |
| Gimenez, B., Veiga, G., Montenegro, M.S., Schwarz, E., 2018, "Nueva interpretación paleoambiental y su implicancia en la distribución de los reservorios areno-conglomerádicos de la Formación Los Molles en el área Centenario, Cuenca | Mosquera, A., Silvestro, J., Ramos, V.A., Alarcón, M., Zubiri, M., 2011, "La estructura de la Dorsal de Huincul", Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén, p. 385-397. |

- Pittman, E.D., 1992, "Relationship of Porosity and Permeability to various parameters derived from Mercury Injection-Capillary pressure curves for Sandstone", AAPG Bulletin, V. 76, No.72 (February 1992), p. 191-198.
- Shanley, K.W., Cluff, R.M., Robinson, J.W., 2004, "Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis", AAPG Bulletin, v. 88, No. 8 (August 2004), p. 1083-1121.
- Volkheimer, W. 1973, "Palinología estratigráfica del Jurásico de la Sierra de Chacaico y adyacencias (cuenca Neuquina, República Argentina)", en I. Estratigrafía de las Formaciones Sierra Chacaico (Pliensbachiano), Los Molles (Toarciano, Aaleniano), Cura Niyeu (Bayociano) y Lajas (Caloviano inferior), Ameghiniana 10, p. 105-131.
- Weaver, C.E. 1931, "Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina", University of Washington, Memoir 1, p. 1-469, Seattle.
- Xu, C., 2013, "Reservoir Description with Well-Log-Based and Core-Calibrated Petrophysical Rock Classification", University of Texas at Austin, EEUU, disertación de Doctorado.