

EL RESERVORIO TIGHT DE LA FM. LAJAS Y SU RELACIÓN CON LA ROCA MADRE, ESTACIÓN FERNÁNDEZ ORO, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Amalia Rosemblat¹, Silvana Utgé¹, Francisco Fernández Bell Fano¹, Ariel Galarza¹, Rodolfo Guerello¹

1: Gerencia de Exploración, YPF S.A., amalia.rosemblat@ypf.com, silvana.utge@ypf.com, francisco.

Fernandezbellfano@ypf.com, ariel.galarza@ypf.com, rodolfo.guerello@ypf.co

Palabras clave: Fm. Lajas, Fm. Los Molles, migración vertical, depocentro

ABSTRACT

The Tight Reservoir of Lajas Fm. and its relationship with the Source Rock, Estación Fernández Oro, Neuquén Basin, Argentina.

Estación Fernández Oro block is located in the southeastern most sector of the Neuquén Basin. The field produces mainly gas and condensate from Lajas Fm. In this area, Lajas Fm. is characterized as a tight reservoir. Accumulation is explained from the proven petroleum system Los Molles - Lajas (!). Although estimated porosity is similar throughout the formation, only the lower section produces hydrocarbons. This suggests the hypothesis of a predominantly vertical migration through faults and fractures connecting source rock with reservoir levels of Lajas Fm. Characterization and delineation of source rock becomes then very important.

A 55 km² depocenter for Los Molles Fm. was located within the block based on lithological, geochemical and seismic characteristics. Los Molles Fm. is to be found in the condensate to gas window in the area. Wells with highest EURs in the field are located just above the depocenter.

Play concept was recently adjusted after the drilling of two exploratory wells. Although petrophysical properties in both wells proved to be similar, oil and gas shows during drilling are completely different. Location from the depocenter differs in each well. Well #1 was drilled just above a thickness of at least 200 m of proven source rock, whilst well #2 was drilled 4 km away from the depocenter, above an area with no source potential for Los Molles Fm.

Drilling of these two exploratory wells confirms the hypothesis of migration being mainly vertical from Los Molles Fm. source rock to Lajas Fm. tight reservoirs. Presence of thick levels of source rock immediately below pay levels is emphasized. Therefore, a complete characterization of Los Molles Fm. allows an optimization of the development plan. Play concept proven in EFO should be evaluated in other areas of the basin to check plausibility, and consequently improve development plans.

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

El Bloque Estación Fernández Oro (EFO), ubicado en la provincia de Río Negro, forma parte del sector sureste de la Cuenca Neuquina, abarcando la localidad de Allen, con un área de aproximadamente 200 km² (Fig. 1). En la actualidad es una concesión perteneciente 100 % a YPF S.A.

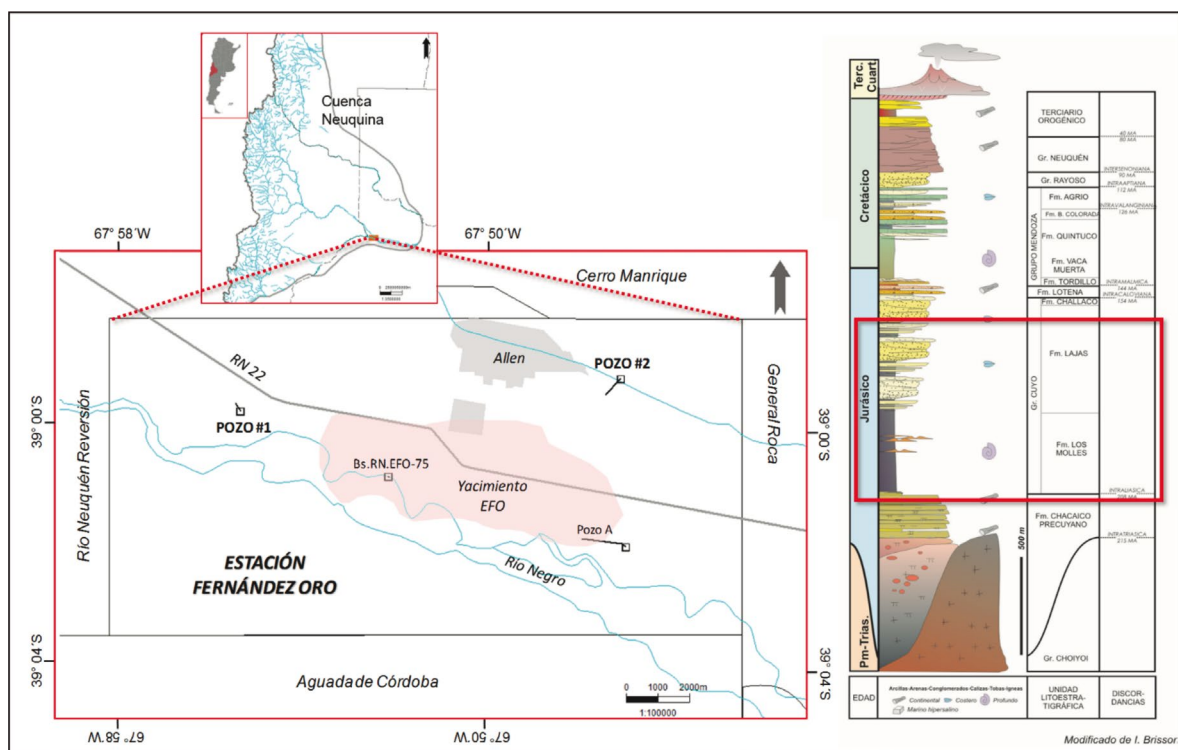


Figura 1. Mapa de ubicación del de la Cuenca Neuquina y del Bloque Estación Fernández Oro. A la derecha: Columna estratigráfica generalizada del sector suroriental de la Cuenca y detalle del Gr. Cuyo, tomada de Brisson y Veiga, 1999.

El yacimiento EFO posee actualmente más de 120 pozos produciendo de la sección inferior de la Fm. Lajas, algunos de los cuales corresponden a profundizaciones y sidetracks de antiguos pozos productores de las Fms. Quintuco y Sierras Blancas, reservorios que estuvieron en producción de petróleo y gas por más de 35 años. El pozo descubridor de hidrocarburos en la Fm. Lajas es el BR.RN.EFO.xp-74 (1.994) que alcanzó 3.685 mbbp, sin atravesar en forma completa dicha formación. Dos años más tarde se perforó el pozo BR.RN.EFO.a-75, con una profundidad final de 4.127 mbbp penetrando 400 m en la Fm. Los Molles. A partir de 2.007, luego de haber perforado un tercer pozo exitoso y haber registrado sísmica 3D por parte de Apache, cubriendo todo el bloque EFO, se inició el desarrollo del reservorio de la sección inferior de la Fm. Lajas, cuyas principales características en el área son la baja permeabilidad y porosidad, configurando un reservorio tipo tight. Posteriormente, con la entrada de YPF en 2.014, se inició una campaña de pozos de avanzada y exploratorios hacia el norte y oeste del yacimiento con diversos resultados. Durante el año 2.017 se perforaron dos pozos exploratorios (Fig. 1). El pozo #1, se perforó con el objetivo de evaluar la extensión de los niveles productivos de la Fm. Lajas hacia el oeste del yacimiento más allá del nivel más bajo de gas conocido hasta el momento, y como objetivo secundario perforar al menos 300 m de la Fm. Los Molles para su caracterización como roca madre. El pozo #2 fue perforado hacia el noreste del yacimiento con el objetivo principal de evaluar la continuidad de las facies arenosas de la Fm. Lajas y evaluar su contenido de fluidos.

Este pozo alcanzó la profundidad final de 4.207 m, siendo el único pozo en el bloque que penetra más de 120 m en el Ciclo Precuyano. Debido a los resultados del Pozo #1 durante la perforación, se pudo establecer un nuevo LKG (lowest known gas) respecto al identificado en los pozos del yacimiento, 300 m más bajo.

Estratigrafía del Gr. Cuyo

El Gr. Cuyo yace en discordancia sobre los depósitos continentales del Ciclo Precuyano y constituye la primera transgresión marina de la cuenca. Se asocia a un estadio de syn-rift, rellenando depocentros con espesas columnas de depósitos de pelitas, areniscas y conglomerados de ambientes marinos profundos. El inicio de esta unidad fue datado con fósiles de edad Pliensbachiano – Toarciano (Arregui *et al.* 2011).

A partir del Toarciano, los depósitos marinos sobrepasan los depocentros de rift que se encontraban aislados y comienzan a amalgamarse dando comienzo a la depositación del Grupo Cuyo superior. La sección superior está constituida por depósitos de ambientes marino somero y transición hacia continentales donde culmina la secuencia.

En el ámbito de estudio, la Fm. Lajas está compuesta principalmente por areniscas tobáceas, arcillitas tobáceas, limoarcillitas, arcillitas, conglomerados y niveles de tobas. Estos depósitos corresponden a un ambiente subáqueo de transición continental marino somero. De acuerdo con estudios realizados en coronas, la depositación de la sección inferior de la Fm. Lajas correspondería a un sistema de lóbulos deltaicos que evoluciona a facies de planicie deltaica distal a proximal.

Play Lajas Tight Gas

El término “Tight gas” hace referencia a los reservorios de muy baja permeabilidad, la cual se ha definido que en promedio debería ser menor de 0,1 mD (Spencer 1985, 1989). Por lo tanto, en este tipo de reservorios, se hace necesario la estimulación hidráulica masiva para obtener una producción económica.

Los reservorios tight gas han sido ampliamente estudiados en numerosas cuencas del mundo y el concepto más utilizado es el de Gas de Centro de Cuenca (BCGS – Basin Centered Gas System), primeramente, identificado por Masters (1979) caracterizando los reservorios profundos de la Cuenca de Alberta, Canadá.

Según la definición de Law (2002), las acumulaciones de gas de centro de cuenca se caracterizan por su continuidad regional en reservorios de baja permeabilidad con presiones anormales (subpresión o sobrepresión), muy baja saturación de agua móvil y, comúnmente, ausencia de contacto de agua.

Raggio *et al.*, (2014), realizó una caracterización de la Fm. Lajas Tight como Basin Centered

Gas System a nivel regional de la Cuenca Neuquina enumerando cada uno de los elementos presentes. Además, describió su potencialidad y enmarcó las estrategias exploratorias del play.

Otros trabajos que han desarrollado ampliamente los conceptos son los de Cumella y Scheevel (2008), Surdam (1997), Shanley *et al.*, (2004), entre otros.

La sección inferior de la Fm. Lajas, de 700 m de espesor en el ámbito de estudio EFO, presenta una porosidad promedio de 11 %, saturación de agua del 45 % y permeabilidad entre 0,1 y 0,005 mD, en base a estudios en testigos corona. Además, presenta un rango de sobrepresión del orden de 0,5 – 0,58 psi/pie, datos obtenidos a partir de DFIT (diagnostic fracture injection test), siendo éste un factor clave para el análisis del play. Su espesor útil promedio es de 70 m, concentrado en la sección basal. Las características petrofísicas permiten clasificarla como una roca tight.

En la última campaña exploratoria se perforaron dos pozos con objetivo en el play Lajas Tight. El pozo #1 (Fig. 1) fue perforado con lodo base agua de densidad de 1.300 gr/l y velocidad de penetración promedio de 6 m/h en la sección de interés. Durante la perforación de la sección inferior de la Fm. Lajas presentó un aumento del gas total con manifestaciones en todos los intervalos arenosos atravesados, alcanzando valores de 60.000 ppm. La evaluación petrofísica mostró una muy buena correlación entre el net pay calculado y las manifestaciones de gas, tal como ocurre en los pozos del yacimiento, con un espesor neto de 72 metros (Fig. 2). El pozo actualmente está en espera de terminación. A partir de estos resultados preliminares se estableció un nuevo LKG, 350 m más bajo que el conocido hasta el momento, lo que permite incorporar un área de 12 km² para desarrollo.

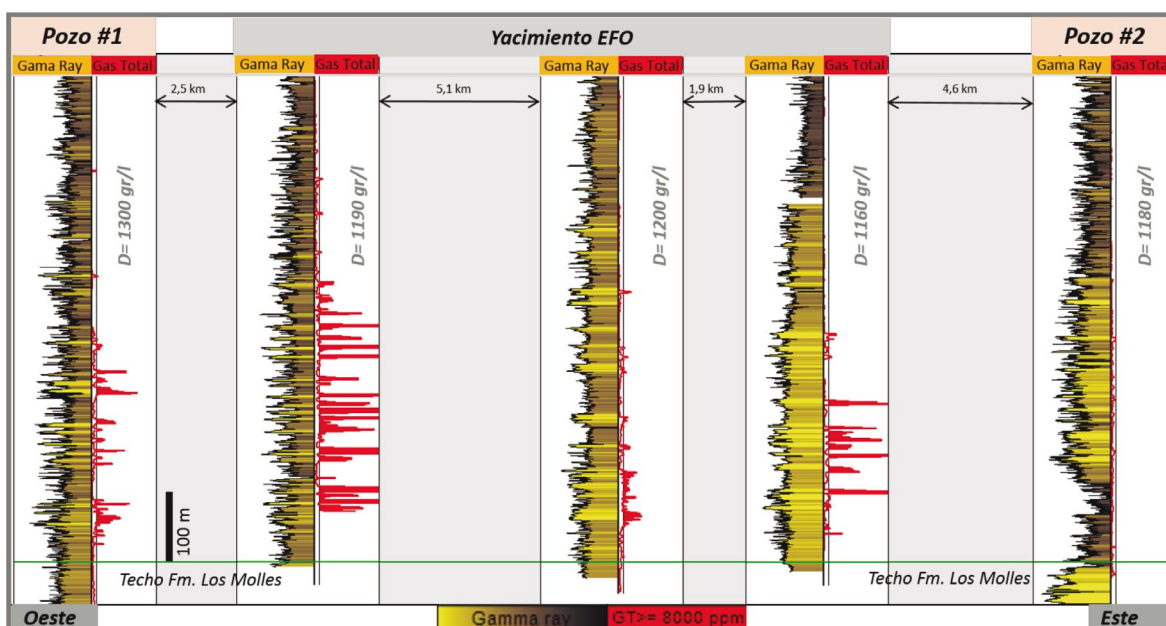


Figura 2. Correlación este – oeste de pozos en la sección inferior de la Fm. Lajas, que incluye el Pozo #1 a la izquierda, pozos productores del yacimiento en el centro y el Pozo #2 a la derecha. El primer track es el perfil Gama Ray aumentando hacia la derecha y el segundo track es el gas total registrado en la perforación, aumentando hacia la derecha y resaltado en rojo cuando supera las 8.000 ppm. Se indica en cada pozo la densidad del lodo de perforación.

El pozo #2 (Fig. 1) fue perforado con lodo base agua de densidad 1.180 gr/l, y una velocidad de penetración promedio de 8 m/h. A diferencia del anterior, el cambio en el background de gas total fue mínimo, pasando de 900 ppm a 2.000 ppm en promedio y alcanzando valores máximos de sólo 7.000 ppm hacia la base de la Fm. Lajas. Con la evaluación petrofísica se interpretó un net pay de 11 m en la sección inferior de Fm. Lajas, los cuales fueron completados con dos fracturas masivas tipo tight. El pozo fue ensayado obteniendo como resultado 100 % agua vertida, quedando el pozo estéril de la Fm. Lajas.

Roca Madre y migración de Hidrocarburos

En este ámbito de la cuenca las facies marinas profundas de la Fm. Los Molles fueron depositadas rellenando el relieve precuyano preexistente. La geometría del depocentro se definió a partir de la sísmica y los pozos (Fig. 3B y 3C). El mismo tiene una extensión de 55 km² y se desarrolla principalmente en el oeste y centro del bloque. Hacia el norte y este del yacimiento, pozos recientes (Pozo #2 y Pozo A, Fig. 1) han verificado el adelgazamiento del depocentro y la presencia de facies heterogéneas sin características generadoras.

Previo a la campaña exploratoria del año 2.017, se contaba en el bloque con sólo tres pozos con estudios de geoquímica orgánica, ambos ubicados en el centro del yacimiento. Los pozos #1 y #2, recientemente perforados, permitieron realizar una caracterización geoquímica, facial y mineralógica de mayor detalle, debido a un muestreo más completo de la unidad.

La Fm. Los Molles en el ámbito del depocentro no fue perforada en forma completa por lo que hasta el momento sólo se conocen los 400 m superiores de esta unidad, estimando espesores máximos de hasta 900 metros. Hacia el techo, subyaciendo las facies deltaicas del ciclo inferior de la Fm. Lajas, se reconocen 100 m de limoarcilitas gris claro con delgadas intercalaciones arenosas y calcáreas que no presentan potencial generador. En los pozos más profundos, EFO.a-75 y pozo #1, se identificaron a continuación al menos 300 m de limoarcilitas gris oscuras a negras de aspecto bituminoso con escasas intercalaciones de areniscas y calizas (Fig. 3A). Su composición mineralógica no presenta importantes variaciones verticales predominando la componente silícea y alta participación de arcillas y calizas según estudios de difracción de rayos x sobre cutting. El COT (carbono orgánico total) actual promedio en todo el intervalo atravesado es de 1,7 %, alcanzando 3,7 % hacia la base. La microscopía orgánica realizada en los intervalos con mayor contenido orgánico permite cuantificar el porcentaje de los macerales que componen el querógeno. Se describe una organofacies compuesta por material amorfo algal (80-90 %) y vitrinita (10 %), lo que permite confirmar un continuo aporte continental durante la deposición de las facies marinas. Estos últimos niveles descriptos se corresponderían con los responsables de la generación del hidrocarburo alojado en la Fm. Lajas.

Un punto clave para avanzar con la hipótesis de carga vertical es el análisis de la madurez

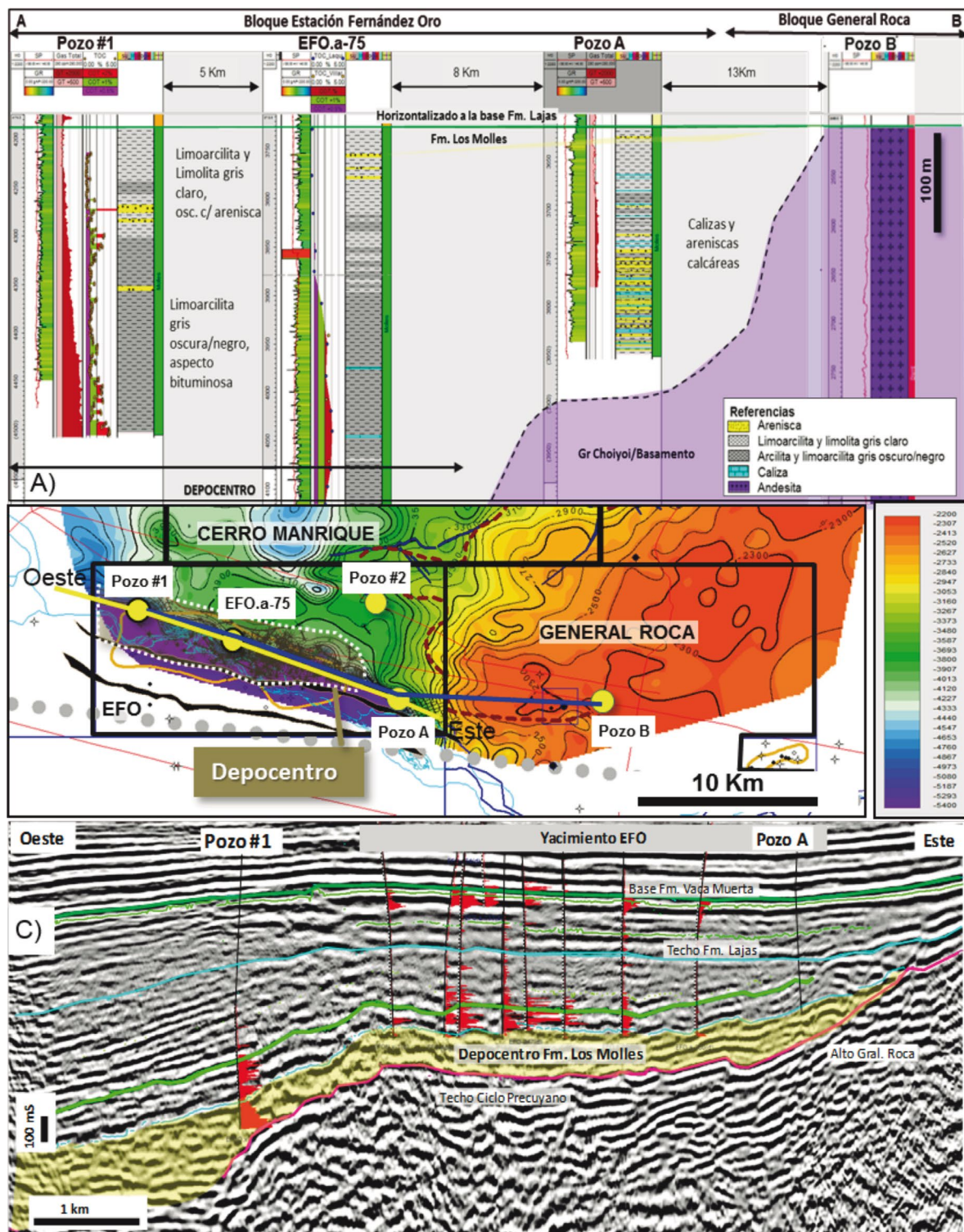


Figura 3. A) Corte O-E horizontalizado al techo de la Fm. Los Molles. Se destaca la reducción del espesor correspondientes a facies generadoras del Gr. Cuyo y las columnas litológicas que caracterizan cada uno de los ámbitos del bloque. B) Mapa estructural al techo del Ciclo Precuycano donde se resalta la ubicación del depocentro de Fm. Los Molles y el corte de la figura A en línea azul. C) Corte sísmico de dirección O-E que llega hasta el Pozo A, en línea amarilla en el mapa, donde se visualiza la forma del depocentro con la ubicación de los pozos #1, A y algunos ejemplos del yacimiento. En rojo el perfil de Gas Total registrado durante la perforación.

térmica de los niveles generadores de la Fm. Los Molles. Esta fue estimada por diferentes métodos: temperatura máxima de pirólisis (Tmax) y reflectancia de vitrinita (%Ro). Estas técnicas permitieron diferenciar que el ámbito oriental y central del depocentro se encuentra actualmente en ventana de generación de gas húmedo y condensado, mientras que el sector occidental presenta una madurez térmica más alta, alcanzando la ventana de generación de gas seco (Fig. 4). Esto se ve claramente reflejado en los hidrocarburos producidos de la Fm. Lajas en el yacimiento, con GOR (gas oil ratio) que aumenta hacia el sector occidental.

El pozo #2 resulta importante en la delimitación del borde NE del depocentro. En este pozo, que es el único del bloque que alcanza niveles precuianos, se reconocen para la Fm. Los Molles sólo 20 m de limolitas gris oscuro con COT actual promedio de 2%, IH mayor al estimado en el pozo #1 y valores de %Ro que indican inmadurez térmica. Subyacen a estos niveles 200 m de tobas, arcilitas tobáceas y tobas arenosas (Fig. 3A y Fig. 4). Mediante estudios bioestratigráficos realizados sobre el cutting del pozo se les asigna a estos niveles edad toarciana. Esto permite confirmar que en este sector del bloque los niveles correspondientes al Gr. Cuyo inferior no presentan facies generadoras de hidrocarburos.

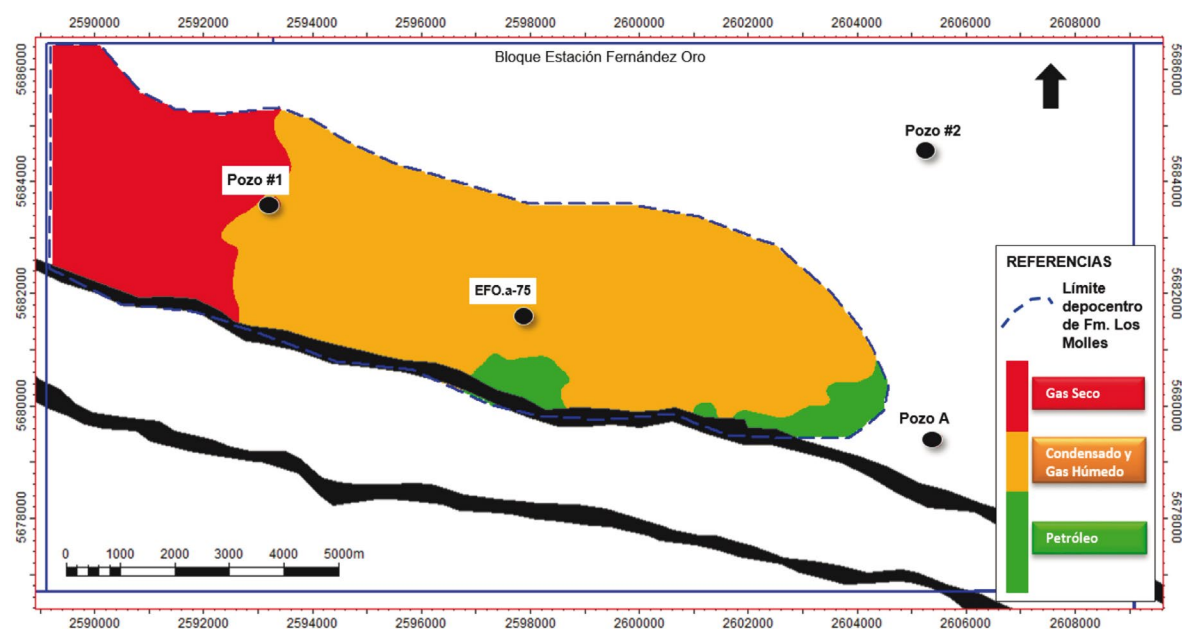


Figura 4. Mapa de madurez térmica de la Fm. Los Molles. Se incluyen aquellos pozos con datos de geoquímica orgánica.

En el sector oriental del yacimiento, en pozos de avanzada y desarrollo, también se identifican intervalos de edad de Gr. Cuyo inferior con muy delgados niveles de limoarcilitas negras que intercalan con tobas, areniscas y calizas (Fig. 4), sin embargo, tampoco corresponderían a niveles generadores.

DISCUSIÓN

En el yacimiento EFO el modelo de migración supone carga directa vertical del hidrocarburo por fallas y fracturas que conectan a la roca madre de Fm. Los Molles con los niveles reservorios de Fm. Lajas. Debido a ello cobra importancia la delimitación y caracterización de la roca madre en el bloque. La Fm. Los Molles, precursora de gas, genera una carga directa atravesando cortas distancias, en línea con lo propuesto por Law (2002). Cruz *et al.*, 2002, proponen que la migración se da principalmente a través del sistema de fallas y fracturas cuando existe buena calidad de roca madre, y desestiman la migración lateral debido a las pobres condiciones petrofísica de los reservorios.

En EFO se observa una clara correlación entre los pozos productivos de la sección inferior de la Fm. Lajas y la ubicación del depocentro de la Fm. Los Molles (Fig. 5). A muy corta distancia del límite del depocentro se han testeado pozos con el propósito de verificar el contenido de hidrocarburos en los niveles reservorio, los cuales podrían actuar como vías de migración lateral. Sin embargo, esos pozos han resultado improductivos, como el caso del Pozo #2, o de una producción no económica, como algunos pozos de avanzada (Fig. 5). La migración lateral a través de los niveles arenosos de la sección inferior de la Fm. Lajas no habría funcionado en este ámbito, lo que permite interpretar condiciones de reservorio tight para al momento de la expulsión del hidrocarburo desde la roca madre.

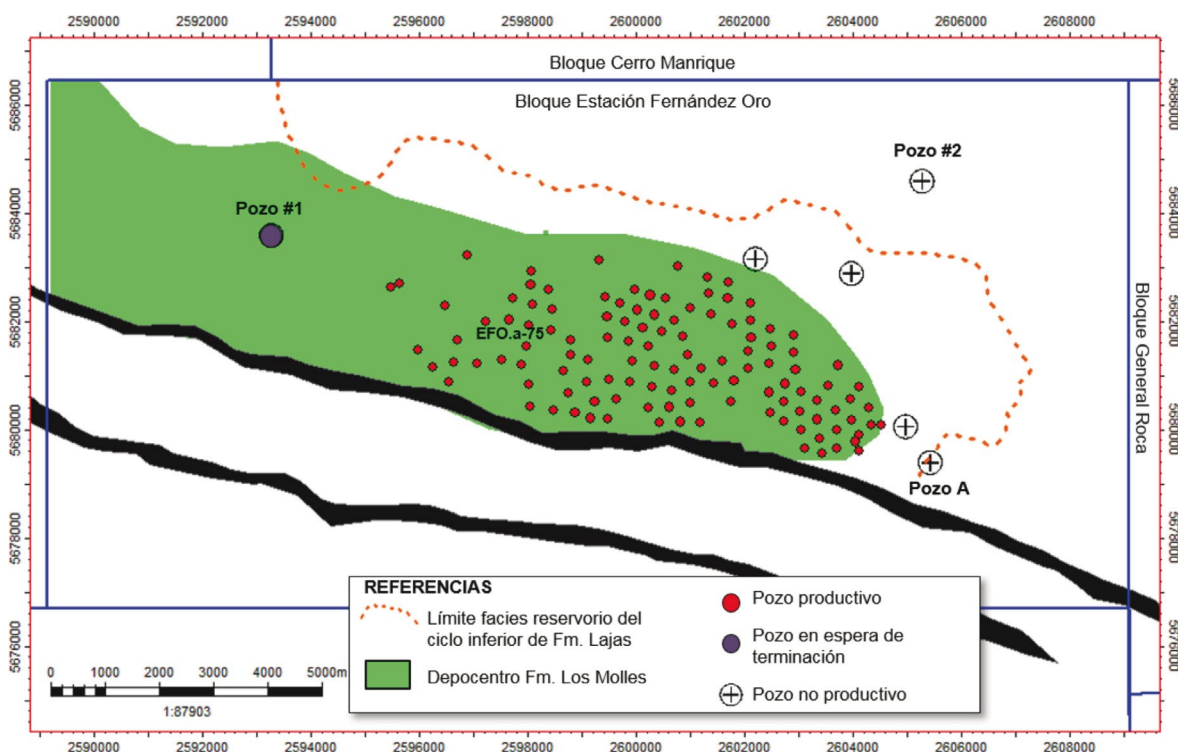


Figura 5. Mapa de delimitación del depocentro de Fm. Los Molles con ubicación de pozos productivos y no productivos.

En la Figura 6 se muestra un esquema con dirección norte - sur del modelo de migración y carga adoptado para el área de estudio. El mayor net pay de la sección inferior de la Fm. Lajas se concentra en la zona delimitada por el depocentro de la Fm. Los Molles, donde se han depositado los mayores espesores de facies generadoras.

Cabe destacar la ausencia de una estructura en el área que favorezca la acumulación de hidrocarburos, condición que difiere de otros campos productores conocidos de la Fm. Lajas, tales como Río Neuquén y Aguada Toledo - Sierra Barrosa. El pozo #1 que permitió establecer un nuevo LKG, 350 m más bajo y encontró un net pay equivalente al del campo en producción, confirman dicha hipótesis. Por lo tanto, para el sistema petrolero del área se asume una trampa estratigráfica.

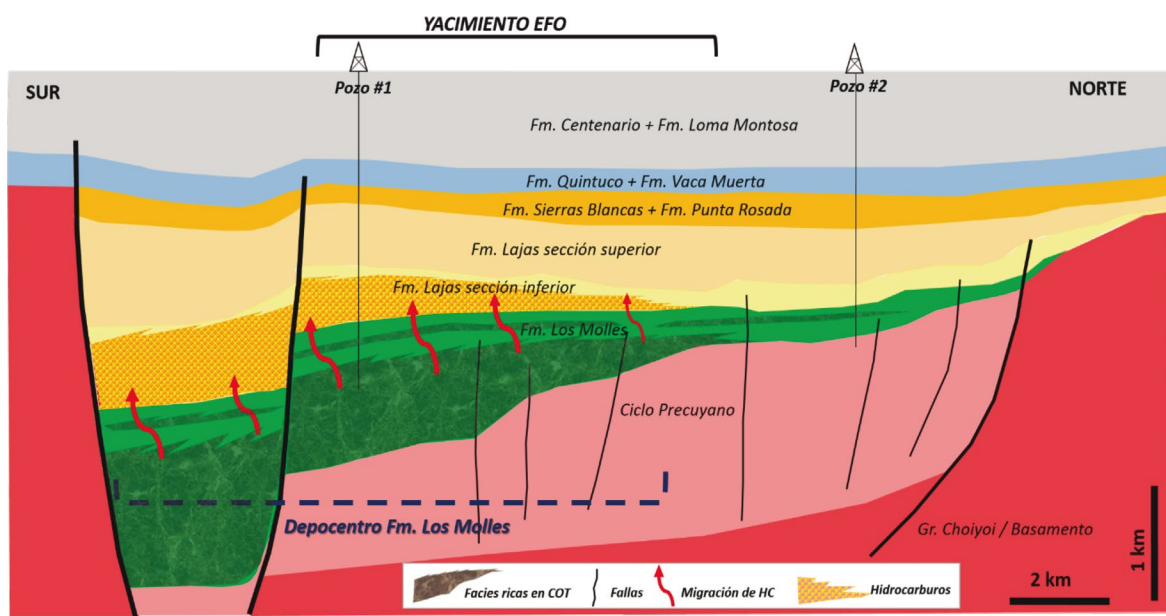


Figura 6. Esquema norte - sur del modelo de migración vertical adoptado para el área EFO, con la ubicación de los pozos exploratorios proyectados.

CONCLUSIONES

- En el yacimiento EFO la acumulación de hidrocarburos y el espesor del net pay no responderían a la presencia de una estructura, sino a la existencia de un importante depocentro de la Fm. Los Molles por debajo. El sistema petrolero del área asume una trampa estratigráfica.
- La delimitación y caracterización del depocentro de la Fm. Los Molles resultan fundamentales para la identificación de posibles sweet spots.
- El estudio permitiría optimizar el plan de desarrollo de la sección inferior de la Fm. Lajas.
- El modelo de migración y carga que se asume en este trabajo es el propuesto por Cumella

y Scheevel (2008) con carga vertical por fracturas que conectan de forma directa a la roca generadora Fm. Los Molles con los niveles reservorio del ciclo inferior de la Fm. Lajas.

- Este Play Concept podría utilizarse como análogo en otras zonas de la cuenca.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a YPF S.A. por permitir la publicación de este trabajo, así como a los colegas y revisores que lo enriquecieron.

REFERENCIAS CITADAS

- Arregui, C., O. Carbone, R. Martínez, 2011, El Grupo Cuyo (Jurásico Temprano-Medio) en la Cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, p. 77 – 89. Neuquén.
- Brisson, I y Veiga, R. 1999, Guía de campo de la Cuenca Neuquina. Informe inédito YPF.
- Cumella, S. P., and J. Scheevel, 2008, Influence of stratigraphy and rock mechanics on Mesaverde gas distribution, Piceance Basin, Colorado, in S. P. Cumella, K. W. Shanley, and W. K. Camp, eds., Understanding, exploring, and developing tight-gas sands – 2005 Vail Hedberg Conference: AAPG Hedberg Series, no. 3, p. 137-155.
- Cruz, E. C., A. Boll, R. GomezOmil, E. A. Martínez, C. Arregui, C. Gulisano, G. A. Lafitte, H. J. Villar, 2002, Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga Los Molles y Vaca Muerta en el sector Central de la Cuenca Neuquina. Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Nov. 2002, IAPG. CD-ROM.
- Law, B. E., 2002, Basin-Centered gas systems: AAPG Bulletin, v.86, p 1891-1919.
- Masters, J. A., 1979, Deep Basin gas trap, Western Canada: AAPG Bulletin, v. 63, p. 152-181.
- Raggio, F., G. López Pezéz, F. Spath, M. Atencio, 2014, Modelo de Gas de Centro de Cuenca (Basin-Centered Gas System) en la Formación Lajas. Un desafío exploratorio No Convencional en el ámbito del Engolfamiento Neuquino.
- Shanley, K. W., R. M. Cluff, J. W. Robinson, 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, p.1083-1122.
- Spencer, C. W., 1985, Geologic aspects of tight gas reservoirs in the Rocky Mountain region: Journal of Petroleum Geology, p. 1308–1314.
- Spencer, C. W., 1989, Review of characteristics of low permeability gas reservoirs in western United States: AAPG Bulletin, v. 73, p. 613–629.
- Surdam, R. C., 1997, A new paradigm for gas exploration in anomalously pressured tight gas sands in the Rocky Mountain Laramide basins, in R. C. Surdam, ed., Seals, traps, and the petroleum system: AAPG Memoir 67, p. 283–298.