

INFLUJOS DE HIDROCARBURO EN LOS POZOS DE LA FORMACIÓN QUINTUCO DEL YACIMIENTO LOMA LA LATA, CUENCA NEUQUINA

Santiago A. Grosso¹, Gabriela Buchanan², Jorge Barboza³

1: YPF S.A. Talero 360 Neuquén. santiago.grosso@ypf.com

2: YPF S.A. Talero 360 Neuquén. gabriela.buchanan@ypf.com

3: Halliburton Latin America S.R.L. jorgeluis.barboza@halliburton.com

Palabras clave: Influjos, Hidrocarburo, Carbonatos, Formación Quintuco

ABSTRACT

The Quintuco Formation at the Loma La Lata, Loma Campana and Bandurria Sur fields is composed of a thickness of about 750 m of limestones, sandstones and mudstones that shows risky gas kicks for the drilling wells to the underlying Vaca Muerta Formation.

A mapping of the gas kicks was carried out to locate the area of greatest risk, using geological strip log of about 690 wells. The depth, intensity and thickness of the gas manifestations were surveyed for each influx. They were then mapped by stratigraphic units, observing an increase towards the interior of the basin, in the center of the Loma Campana and Bandurria Sur fields.

An intensity scale was made for gas peaks of 1 (0 to 500,000 ppm) and 2 (500,000 to 1,000,000 ppm), and for gas kicks of 3 (saturates the chromatograph), 4 (saturates the chromatograph for a long time) and 5 (strong influx). Mud losses were also surveyed, assigning negative values: -1 slight, -2 strong and -3 strong or total loss.

The intensity of the influxes is interpreted to be associated with certain factors such as: the greater thickness and proximity to the source rock, faults and differential compaction in the shale at the border or carbonate bars that produces fractures in the surrounding material. They are associated with any lithology but are more frequent in mudstones than in grainstones or sandstones.

Higher of influxes values are associated with higher cumulated oil. Mud losses are related to greater intensity of influx values.

INTRODUCCIÓN

La Formación Quintuco en el yacimiento Loma La Lata y sus áreas vecinas de Loma Campana, Bandurria Sur, Bandurria Centro y La Amarga Chica presenta influjos de gas peligrosos para la perforación de pozos productores de petróleo que se realizan en el área con objetivo a la Formación Vaca Muerta infrayacente. Para ubicar la zona de mayor riesgo e intensidad de influjos, con objeto de diseñar la perforación de pozos, se realizó una recopilación y mapeo por nivel estratigráfico.

El yacimiento Loma La Lata, se encuentra ubicado a unos 100 km al NO de la ciudad de Neuquén (Fig. 1), fue descubierto en el año 1977 por el pozo exploratorio 1 con objetivo a

la Formación Sierras Blancas, que fue el más grande de los yacimientos de gas-condensado de Argentina. También producen en menor medida las areniscas de la Formación Lotena y en parte la Formación Lajas en una posición estratigráfica más profunda.

La Formación Quintuco se descubre con el pozo 4 de YPF en el año 1978 y se continua con su desarrollo, mediante campañas de perforación de pozos petrolíferos desde el año 1979 a 1983, observándose manifestaciones de hidrocarburo de distinta intensidad, para contrarrestar estas surgencias se aumenta la densidad del lodo de perforación con el fin de controlar el pozo, existiendo casos en los que se tuvo que dejar produciendo el pozo durante meses para que disminuya la presión del reservorio y continuar perforando.

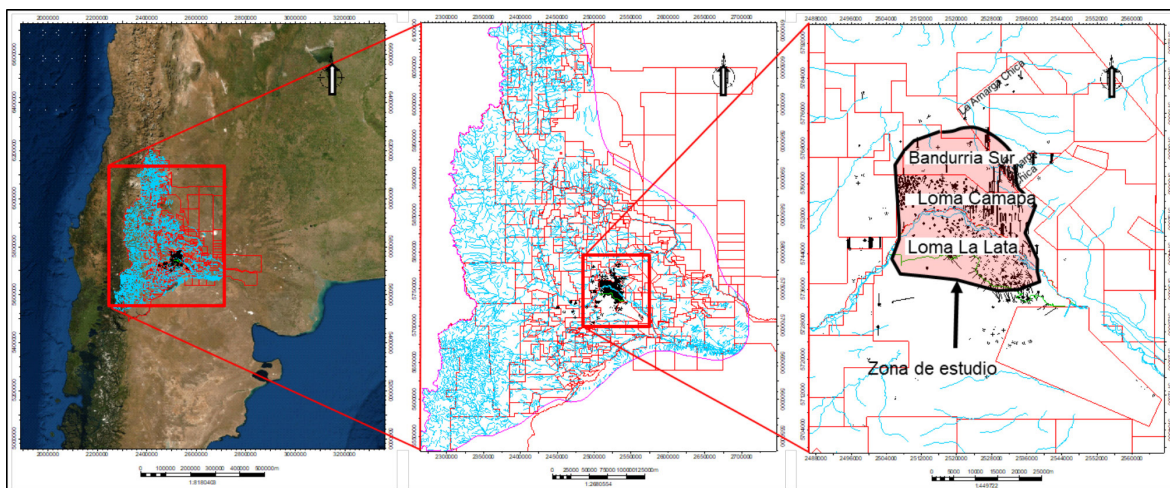


Figura 1. Mapa de ubicación del área de estudio, mostrando los límites de los bloques involucrados de Loma La Lata, Loma Campana, Bandurria Sur y La Amarga Chica.

Características de la Formación Quintuco en la zona estudiada

La Formación Quintuco en el yacimiento Loma La Lata se ubica en el centro del engolfamiento neuquino, donde alcanza un espesor de unos 750 m a una profundidad entre 1900 y 2650 m.b.b.p. Se presenta constituida por calizas (*grainstones* oolíticos, *packstones*) gris claro, compactos, calizas arenosas gris medio, areniscas calcáreas gris verdosas finas, limolitas y arcilitas gris oscuras, depositadas en un sistema marino costero carbonático tipo rampa y plataforma de edad Jurásico-Cretácica (Legarreta y Uliana 1991), constituida por los miembros: inferior, medio y superior (Fernández *et al.* 2003, Massaferrero *et al.* 2009).

El Miembro Inferior está constituido por el Nivel Pre-Q con unos 200 m de espesor con una tendencia depositacional de rumbo NE-SW similar a la de Formación Vaca Muerta con progradaciones hacia el noroeste de tipo sigmoidal (Massaferrero *et al.* 2014).

El Miembro Medio está integrado por los niveles Base-Barra-Q (BBQ), Barra-Q (BQ) y Q, de unos 115 a 200 m de espesor coronado en el tope por una máxima inundación, siendo el más

continuo de todos los niveles para correlacionar en el subsuelo. El rumbo de las barras es NO-SE identificadas en perfiles eléctricos y en sísmica 3D.

El Miembro Superior está integrado por un espesor de unos 400 m, con los Niveles J, L, F y A, con unos 95 m de espesor cada uno, constituido por barras de rumbo NO-SE de patrón de apilamiento grano-estrato-creciente. Este rumbo es similar al borde nororiental de la cuenca conformado por el sistema montañoso de la Sierra Pintada, desde el cual posiblemente se presenten progradaciones paralelas al mismo. La Formación Vaca Muerta infrayacente presenta un espesor total de 200 a 300 m, aumentando el mismo hacia el NW a medida que se profundiza la cuenca, integrados por margas gris castaño oscuras y arcilitas calcáreas gris medio a oscuras que constituyen la roca madre.

La porosidad de la Formación Quintuco es de promedio 6%, con rango de valores desde 3 a 7% y permeabilidades de 0.01 a 10 mD, considerándose un reservorio de baja permeabilidad con presencia de fisuras verticales, horizontales y estilolitas las cuales aumentan la permeabilidad. No se observa dolomitización.

Las coronas extraídas por YPF se obtuvieron en 28 pozos, en campañas de perforación entre los años 1978 a 1996, totalizando un espesor muestreado mayor a 800 m, abarcando tramos de todos los niveles estratigráficos de la Formación Quintuco. En uno de los pozos se realizó una corona continua de 174 m abarcando los niveles J y F, siendo una de las coronas más largas hasta ese momento. Las coronas tuvieron la finalidad de entender el reservorio y su producción. En esos momentos, esta formación era el objetivo exploratorio más grande y atractivo de la cuenca neuquina (Carozzi *et al.* 1993).

En afloramientos la Formación Quintuco fue definida por Weaver (1931) en la zona del Cerro Quintuco-Puerta Quintuco en el piedemonte cordillerano a unos 100 km al norte de la ciudad de Zapala (Garrido and Parent 2017).

La Formación Vaca Muerta se presenta sobrepresionada ejerciendo en la Formación Quintuco el mismo comportamiento. De acuerdo con el mapa de GOR la zona estudiada presenta valores desde 250 hasta 1500 indicando un aumento en dirección al suroeste.

ANTECEDENTES

En el área vecina de Fortín de Piedra, ubicada a unos 15 km al suroeste de Loma La Lata, la empresa Tecpetrol identificó en la Formación Quintuco Inferior pérdidas de lodo e influjos de gas que ocasionaron problemas en la perforación y abandonos de varios pozos en los niveles carbonáticos equivalentes a la Formación Quintuco Inferior y Medio de Loma La Lata. Determinaron arealmente mediante sísmica 3D la zona de riesgo para diseñar los pozos horizontales con objetivo a la Formación Vaca Muerta de modo robusto, que implica un aumento en el diámetro del pozo para agregar un casing extra al mismo y un consiguiente incremento en el costo de perforación.

Determinaron facies de abultamientos carbonáticos correspondientes a bio-construcciones integradas generalmente por floatstone de ostreidos que conforman bancos con una extensión lateral de decenas a cientos de metros y un espesor de un metro hasta 40 metros en sucesivos niveles estratigráficos. Estos bancos se superponen debido a la progradación y regresión normal del sistema carbonático hacia el Suroeste y Oeste dando cierto desplazamiento lateral y solapamiento entre ellos.

Se interpreta que las pérdidas de lodo ocurren en la base de los bancos carbonáticos de facies de abultamiento suprayacentes solapados a los bordes de los bancos de similares facies de niveles infrayacentes.

Interpretaron que se forman fracturas o pequeñas fallas normales debido a la compactación diferencial de las pelitas circundantes al borde del nivel carbonático infrayacente (Smith *et al.* 2019).

Los trabajos de YPF indican que se utilizaba un modelo en donde se prospectaban las zonas fracturadas del borde de las barras carbonáticas del nivel Quintuco Medio (Maretto 2003) y se aconsejaba continuar con la prospección de niveles de Quintuco Superior.

CARACTERIZACIÓN DE LOS INFLUJOS

Con la finalidad de delimitar la zona con mayor riesgo de surgencias de gas para diseñar los pozos horizontales que se perforan en el área para la Formación Vaca Muerta en los yacimientos Loma Campana, Bandurria Sur y La Amarga Chica, se relevaron las manifestaciones y surgencias de gas (influjos).

Metodología

El relevamiento de los influjos de gas se realizó utilizando el control geológico (strip log) de unos 690 pozos de los yacimientos mencionados y los yacimientos vecinos de Bandurria Centro y Loma La Lata. Se analizó el Gas-Total, la cromatografía de gas de C1 a C5, impregnaciones y fluorescencia de hidrocarburo en cutting, testigos laterales y coronas, cambio en la velocidad de perforación (ROP), registrando la profundidad y el espesor de estos.

Se estableció una escala de valores de 1 a 5 que identifica los influjos desde los más bajos a los más altos en función de la problemática observada en el momento de la perforación y la posibilidad de continuar la misma. Se incluyeron las pérdidas asignándole valores negativos de -1 a -3 desde las más bajas a las mayores.

Los valores de escala de 1 a 2 representan a los picos de gas de 0 a 500.000ppm y de 500.000 a 1.000.000ppm; luego cuando se satura el equipo ya se considera influjo de grado 3, en el que se puede continuar perforando con quema de gas al campo, el grado 4 es cuando además de saturar

el cromatógrafo y quemar gas al campo se incrementa el volumen del lodo por aporte de fluido de la formación observándose aporte de petróleo liviano y el grado 5 se presenta surgencia fuerte de gas, se quema gas al campo durante un tiempo prolongado, hay ingreso de fluido de formación al lodo y cambio en la velocidad de penetración. Cuando se presentan solo impregnaciones y rastros de petróleo se toma como valor de 1.

El valor -3 es el más fuerte, indica pérdida total de lodo, debiéndose agregar material obturante, no se puede continuar con la perforación por agarre de herramienta, -2 es una pérdida que se controla con material obturante y -1 en una pérdida que se puede seguir perforando. Cero (0) es el valor del background de gas total (Fig. 2).

Magnitud*	Manifestacion	PPM	Surgencia	Gas-quema-Qg-m3/d	Petróleo m3/h	Espesor Kick (m)	Densidad lodo g/l
-3	Agarre de hta.	..	Pérdida total	..	..	8	1950
-2	Pérdida parcial	..	Pérdida parcial	..	..	4	1500
-1	Admisión leve	..	Admisión leve	..	..	2	1200
0	pico	0-K	no	no	0	0	1000
1	pico	0-500K	no	no	0	2	1100
2	pico	500K-1000K	no	no	0	4	1200
3	influjo	satura equipo	leve	leve	0	8	1300
4	influjo	satura equipo	media	medio	5	20	1600
5	influjo	satura equipo	fuerte	fuerte: >35000	15	50	1950

* si la densidad del lodo es mayor a 1500-gr/lit se sube un grado la escala de magnitud.

Figura 2. Escala implementada para relevar los influjos de gas en la Formación Quintuco, con el grado de magnitud y sus características. El valor 0 es el background del gas total. Los valores 1 y 2 son los picos de gas y de 3 a 5 los influjos o surgencias.

Se tuvo en cuenta la densidad del lodo, el cual, se observa que es variable en distintos pozos, desde el tope a base de Formación Quintuco con valores que oscilan desde 990 gr/lit y hacia el fondo va en aumento hasta valores registrados de 2100 gr/lit. Cuando la densidad del lodo supera los 1500gr/lit se sube arbitrariamente un grado la escala de los influjos, ya que las manifestaciones de gas disminuyen por efecto del aumento de la densidad produciendo un efecto de ahogamiento del pozo. Por el contrario, cuando se perfora con UBD (Underbalance), con chocke abierto, se aumenta la facilidad de surgencia, por lo que se disminuye un grado la escala para compensar la disminución del peso del lodo. En el caso de las pérdidas también se tuvo en cuenta que los valores altos de densidad aumentan la factibilidad de estas.

En la siguiente lámina (Fig. 3) se muestra un pozo con la columna estratigráfica de la Formación Quintuco y los niveles estratigráficos, facies de litología, las curvas de gas total y cromatografías C1, C2 y C3, detallando la metodología utilizada para graficar y cuantificar los influjos. Observando la curva de gas total, en color rojo, cuando sube repentinamente se marca el inicio de un pico o influjo y se grafica de modo escalonado; luego cuando deja de aumentar o baja la curva de gas total, se indica el final del influjo, con lo cual se representa el espesor del mismo. La magnitud es la medida de intensidad en que se miden los influjos por su vigor con el que aportan al pozo fluido de gas o líquido, siendo el máximo valor de 5. La densidad del lodo va en aumento a medida que

van apareciendo picos de gas, y estos se hacen más fuertes avanzando con la profundidad hasta el Nivel J, donde luego la densidad se mantiene en 1770 y eso hace que ya no se manifieste tanto el pozo hacia abajo. La falta de curva de gases es por ausencia de detector de gas por perforar sin zaranda ya que el circuito de lodo se cambia para pasar por el desgasificador o golpeador mientras se quema gas al campo. La litología de carbonatos, en celeste, suele presentar más picos de gas en los niveles F y J. el espesor de los miembros de la Formación Quintuco es de unos 200 m para el

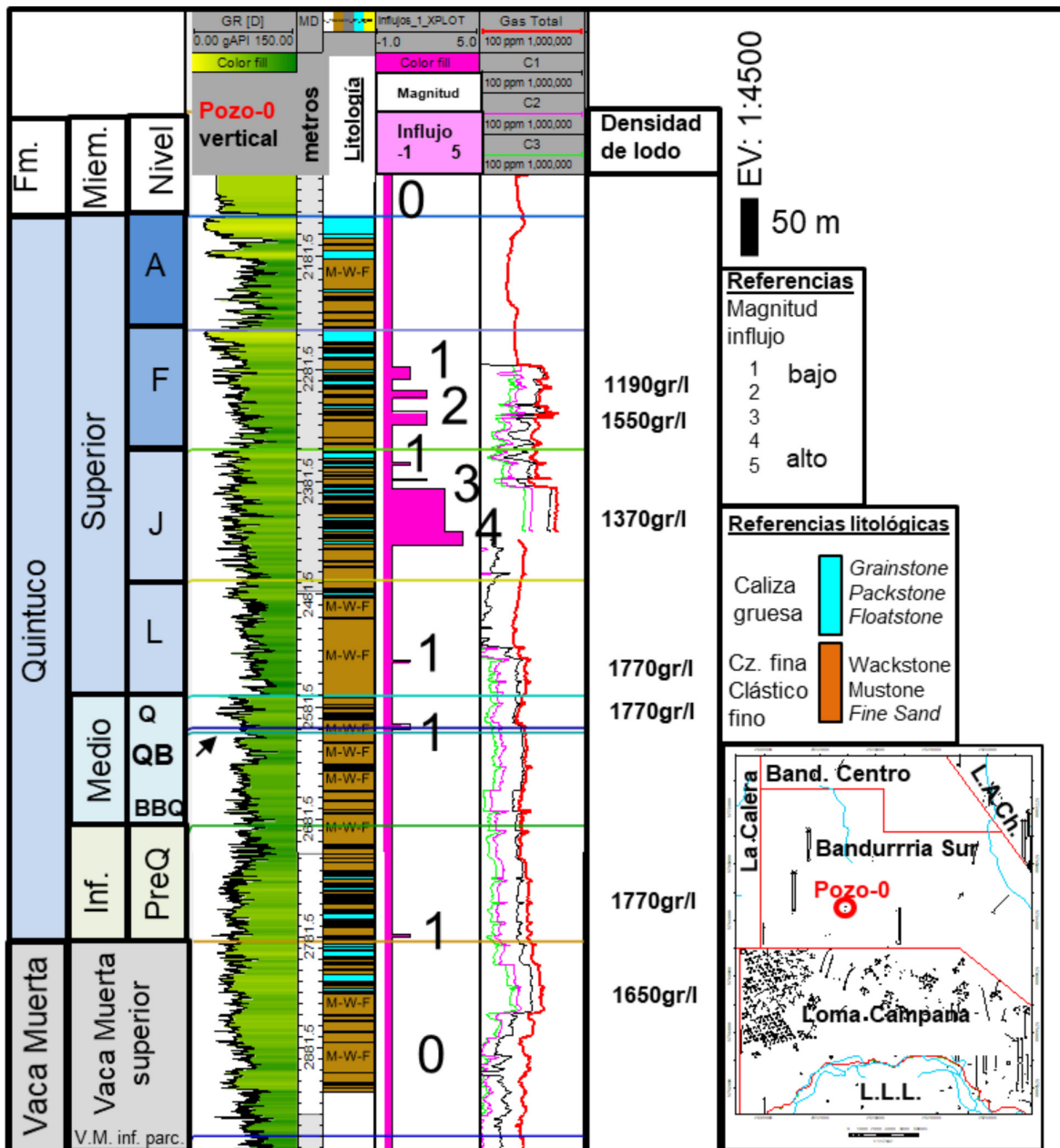


Figura 3. Pozo-0 mostrando la columna estratigráfica de la Formación Quintuco, el perfil de Gamma Ray, la profundidad, la litología, los picos de gas e influjos registrados, las curvas de gas total, cromatográficas C1, C2 y C3 y la densidad del lodo. Un influjo se indica desde que aumenta el gas total repentinamente hasta que disminuye, con su espesor determinado mientras perdure la manifestación y se grafica con una línea escalonada.

basal, 200 m para el Medio y 400 m para el superior, subdividido en los niveles A, F, J y L con unos 95 m cada uno. La Formación Vaca muerta presenta de 200 a 300 m de espesor aumentando en sentido NW hacia donde profundiza la cuenca.

Para relevar los datos de picos de gas y de influjos, del pozo-0 (Fig.3), se completó una tabla Excel con los datos de punto de profundidad en MD (Measured Depth) del aumento repentino de gas total (influjo), la magnitud estimada según la escala mencionada, la diferencia de gas antes y después de la manifestación, la densidad del lodo anterior y posterior a la manifestación, la densidad de entrada y de salida durante el lapso del control de esta (Fig.4). En función de los datos de esta tabla se construye una curva escalonada de influjos en el *software* IP o en Petrel y se carga al pozo para compararla con los niveles estratigráficos correlacionados.

Pozo-0				Gas Total		Delta GT	Nivel	Densidad lodo	
Pozo	Profundidad	Escala	Espesor	Aterior	Pico	ppm	Quintuco	Anterior	Posterior
	m bbb		m	ppm	ppm			gr/cm3	gr/cm3
Pozo-0	2280	1	11	210	20,000	19,790	H	1190	1370
Pozo-0	2300	2	8	15,000	50,000	35,000	H	1370	1370
Pozo-0	2320	2	11	11,000	100,000	89,000	H	1550	1370
Pozo-0	2365	1	2	8,000	35,000	27,000	J	1370	1370
Pozo-0	2379	2	2	12,000	57,000	45,000	J	1370	1370
Pozo-0	2388	3	38	7,000	82,000	75,000	J	1370	1370
Pozo-0	2426	4	12	65,000	198,200	133,200	mfs_J	1370	1800
Pozo-0	2540	1	3	3,000	8,200	5,200	L	1770	1770
Pozo-0	2598	1	4	2,100	5,100	3,000	Barra_Q	1770	1770
Pozo-0	2780	1	2	7,000	10,000	3,000	Pre_Q	1770	1650

Figura 4. Tabla con la recopilación de datos en cada pozo, mostrando la profundidad, escala de intensidad de influjos, espesor de influjos, los valores de gas, nivel estratigráfico y la densidad del lodo.

Algunos de los pozos que carecían de strip-log se revisaron datos de descripciones de coronas o de cutting con mención de impregnaciones o fluorescencia de petróleo, planillas con dato de lodo y se infirieron los valores de magnitud. Asimismo, dentro de los strip-logs modernos, el valor de gas se presenta en ppm correspondiente a cromatógrafos que funcionan a filamento incandescente con puente de Wheatstone por conductividad térmica (TDC) y en otros pozos más antiguos se expresan en unidades cromatográficas de detectores por ionización a llama (FID), para lo cual se consideró un factor de conversión del valor del gas total de 250 ppm (TDC) por 1 unidad cromatográfica (FID).

Mapas y secciones

Se realizó un mapeo de la intensidad y de espesor de influjo para cada nivel estratigráfico y se sectorizó la zona de mayor intensidad, con objeto de determinar el área de mayor riesgo para

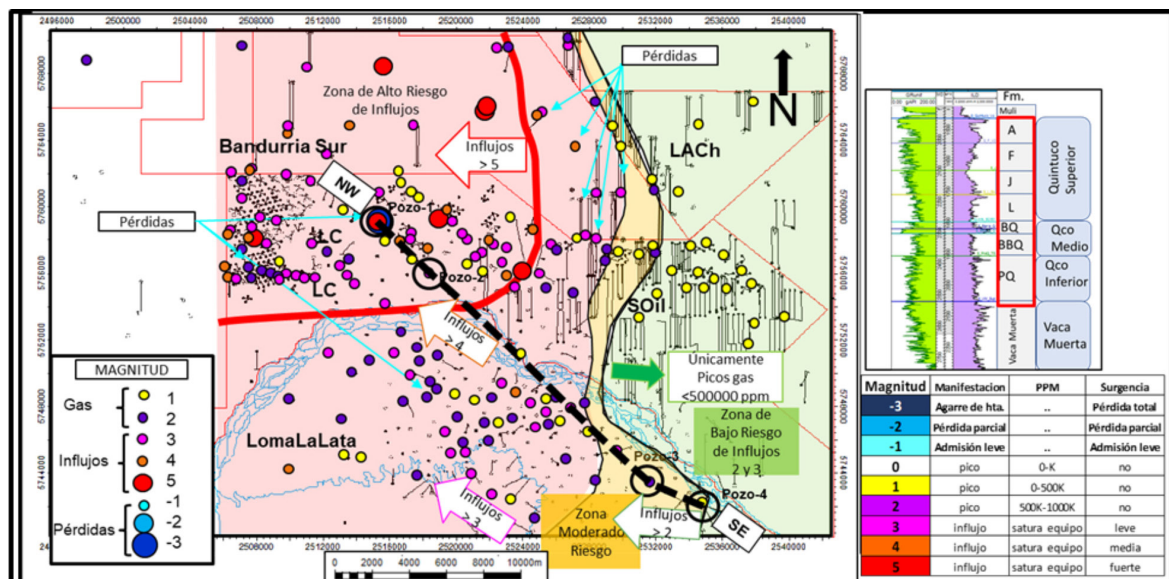


Fig.5-a

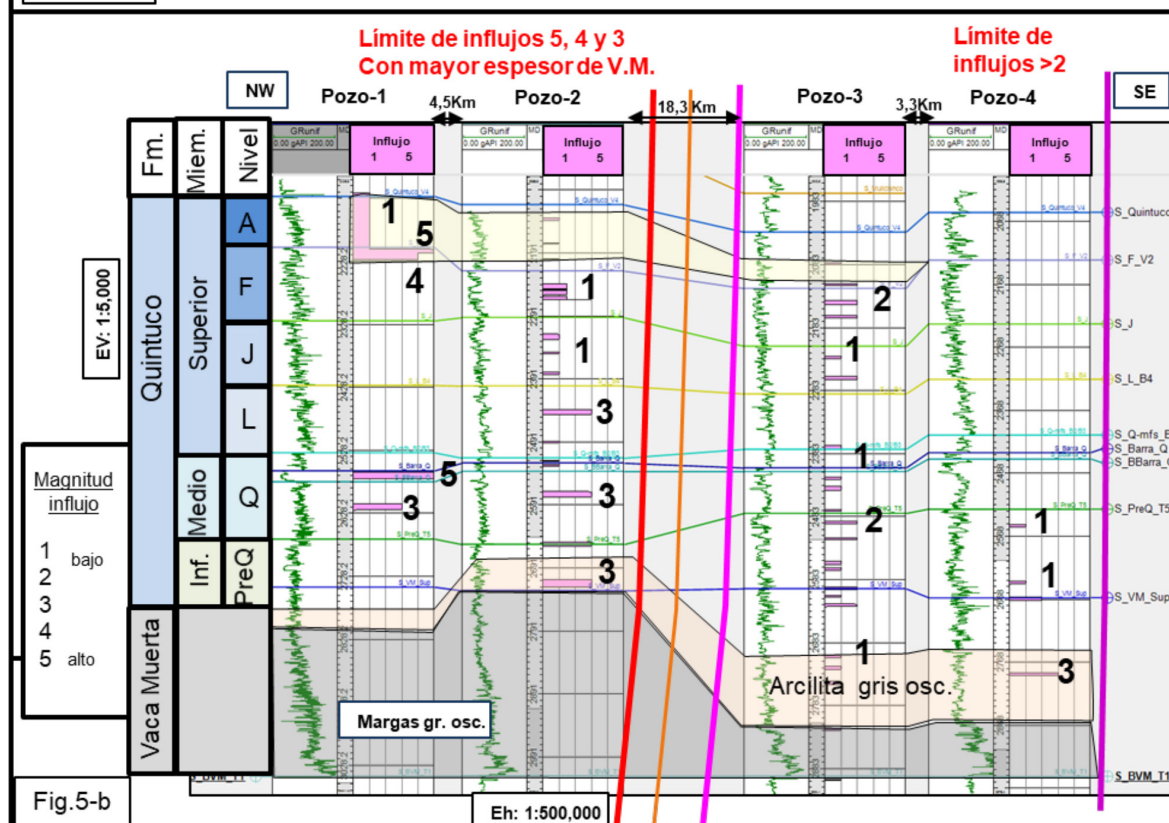


Fig.5-b

Figura 5-a. Mapa del yacimiento Loma La Lata y vecinos con la variación de la magnitud de los inlfujos de la Formación Quintuco aumentando en dirección Noroeste.

Figura 5-b. Corte estratigráfico de rumbo NO-SE, nivelado a la base de Formación Vaca Muerta, ubicado en el mapa anterior, mostrando el incremento de intensidad y espesor los inlfujos en Formación Quintuco hacia el oeste.

la perforación de pozos, teniendo la precaución de conocer la densidad a utilizar y el diseño de cañería de los pozos. También se buscó una relación entre la productividad de petróleo y la intensidad de los influjos.

En la Figura 5-a, se muestra el mapa para la Formación Quintuco completa, con la magnitud de los influjos aumentando desde el sureste a hacia el noroeste desde el yacimiento Loma La Lata hacia el interior de la cuenca en el yacimiento Loma Campana y Bandurria Sur con valores de hasta cinco. Los influjos se indican en el mapa con círculos de colores tipo burbujas al igual que las pérdidas y las líneas envolventes donde cambia el aumento de los influjos hacia el noroeste. Si se mapea cada nivel estratigráfico individualmente se observa algo similar.

En la Figura 5-b se observa un corte estratigráfico nivelado a la base de la Formación Vaca Muerta, que muestra un incremento de espesor hacia el oeste de las margas gris oscuras generadoras portadoras de intervalos ricos en materia orgánica (OVM) con COT mayor al 2%. La magnitud de los influjos en la Formación Quintuco en los pozos 1 y 2 del oeste, presentan los mayores valores de 3 a 5 y mayores espesores, concordando con el incremento del espesor de las margas negras infrayacentes.

En el siguiente mapa (Fig. 6) se observan las acumuladas de petróleo de toda la Formación Quintuco y los límites de los influjos, observándose que la producción de petróleo se asocia donde los influjos son mayores a 3 o sea con picos de gas mayores a 1KKppm y en Loma Campana donde son mayores a 4.

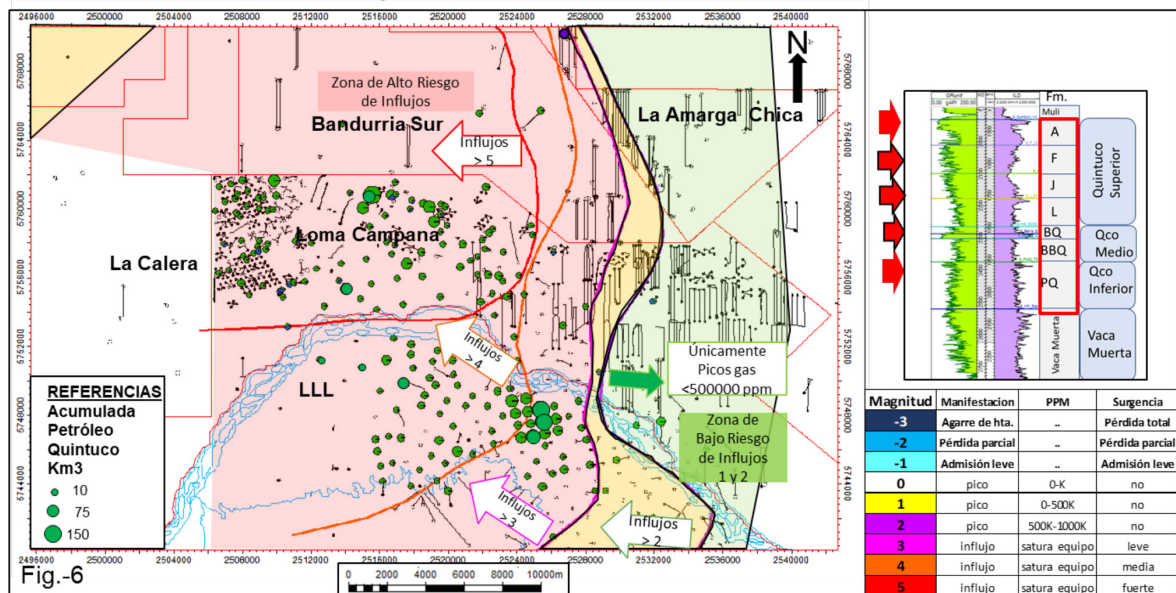


Figura 6. Mapa de isoacumulada de petróleo y límites de intensidad de influjo, obsérvese que el incremento de las acumuladas de petróleo coincide con el límite de influjo mayor a 3.

Nivel Q:

En la Figura siguiente (Fig. 7) se muestra un mapa solo del Nivel Q con el valor de los influjos de -2 a 5, donde se observa un aumento hacia el oeste con los valores llegan a 4 y 5 en Loma

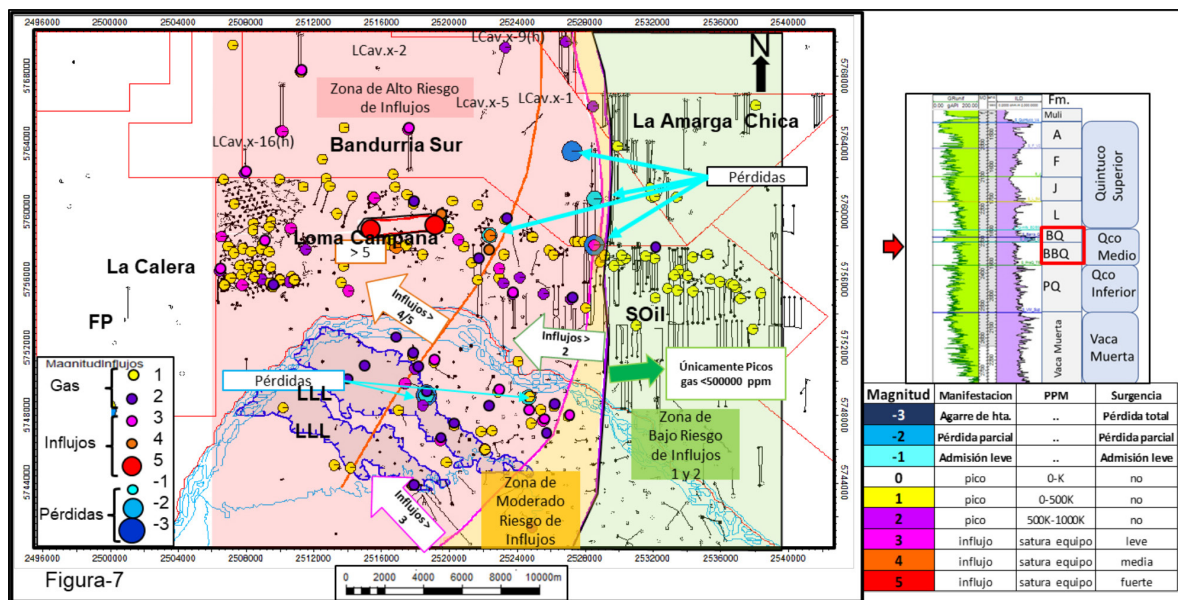


Figura 7. Mapa de intensidad de flujo de Nivel Q. Se observa un incremento hacia el Noroeste con los dos valores máximos de 5 en el centro del yacimiento Loma Campana.

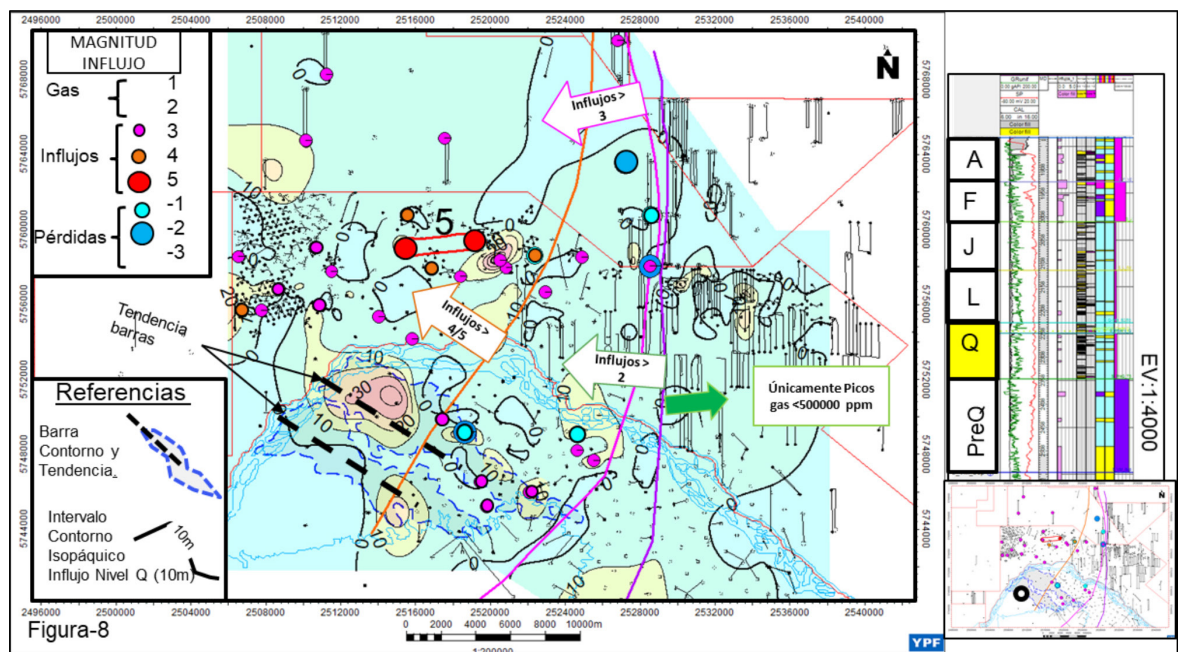


Figura 8. Mapa del Nivel Q (Q+BarraQ+Base-Barra-Q) de espesor de influjo, intensidad de influjos mayores a 3 y límite de influjos. Se observa aumento de espesor donde los influjos comienzan a aumentar en el límite de 2 y en el límite de 4 se observan valores de hasta 30 metros coincidente con una de las barras delimitadas por la sísmica (línea punteada azul).

Campana. Los valores de 3 se extienden hacia Bandurria Sur y Loma La Lata. Las pérdidas de -1 y -2 se asocian a valores de influjo 3 o mayores.

Se observa que el rumbo de los límites de 1 a 2 (zona de bajo riesgo de influjo, color verde) es de rumbo N-S, una delgada banda de influjo 2 (moderada en riesgo de influjo) y luego el límite mayor de 3 se considera una zona con alto riesgo de influjo.

En el siguiente mapa (Fig. 8) se presenta la misma área, con superposición del espesor total de los influjos de 1 a 5, la intensidad de influjos de 3 a 5 y pérdidas con burbujas de color y sus límites. Se observa la tendencia de las barras del Nivel Q delimitadas por la sísmica 3D (Ranalli 2019) con rumbo WNW-ESE y que tienen cierta tendencia con el espesor de los influjos. Los espesores se incrementan hacia el oeste del límite de influjos de valor 2 y los máximos valores se ubican al oeste del límite de valor 4.

INTERPRETACIÓN DE FRACTURAS

Como parte del flujo del trabajo y para tener un cabal entendimiento de los influjos se reinterpretaron las imágenes de pozo en los Yacimientos Loma Campana y norte de Loma de la Lata, con el objetivo de unificar criterios de interpretación, identificar y cuantificar las fracturas naturales presentes y obtener una curva de densidad de fractura por pozo, a fin de relacionar la misma con las manifestaciones del pozo y litologías presentes.

Las fracturas naturales fueron caracterizadas en cuanto a su clasificación, distribución e intensidad (Aguilera 2008 a, b; D'Odorico y Astesiano 2018; Lander *et al.* 2015).

Se trabajó con herramientas: conductivas, para lodos base agua (FMI; STAR); microresistivas, para lodos base aceite (OBMI; EARTH); ultrasónicas, tanto para lodos WBM y OBM, (UBI; CBIL).

Se picaron fracturas conductivas, resistivas, estilolitas y de manera complementaria se realizó la determinación de fracturas inducidas y breakouts.

La estandarización en la nomenclatura de los planos reconocidos es crítica para mantener consistencia en la interpretación. El ángulo de inclinación y azimut de las fracturas, breakouts, fracturas tensiles, estilolitas y pocos bedding se representaron en el ploteo con vectores tradicionales. En la Figura 9 se indica lo mencionado con anterioridad.

Bedding		'tadpoles' rojos esféricos representan la estratificación.
Stylolite		'tadpoles' rojos triangulares representan las estilolitas.
RES FRAC		'tadpoles' naranjas esféricos representan las fracturas resistivas.
COND FRAC		'tadpoles' azules esféricos representan las fracturas conductivas.
Breakout		'Ovalo-Línea con flecha' magenta representan breakouts.
Tensile		'Ovalo-Línea' fucsia representan las fracturas tensiles.

Figura 9. Simbología de estructuras descriptas en imágenes.

Los planos observados se picaron manualmente. Muchas de las fracturas picadas como conductivas y resistivas se observaban como sinusoides parciales. Pocas de ellas mostraban la sinusoide completa. En la siguiente (Fig. 10) se muestra lo dicho precedentemente.

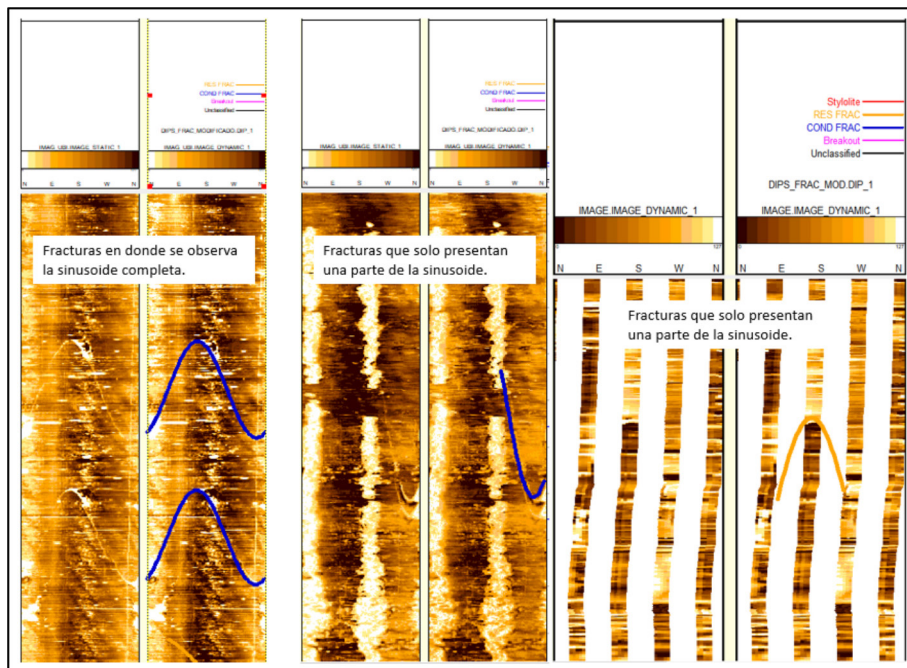


Figura 10. Se muestran planos reconocidos como fracturas conductivas y resistivas los que se observaban como sinusoides parciales; pocas de ellas mostraban la sinusoide completa.

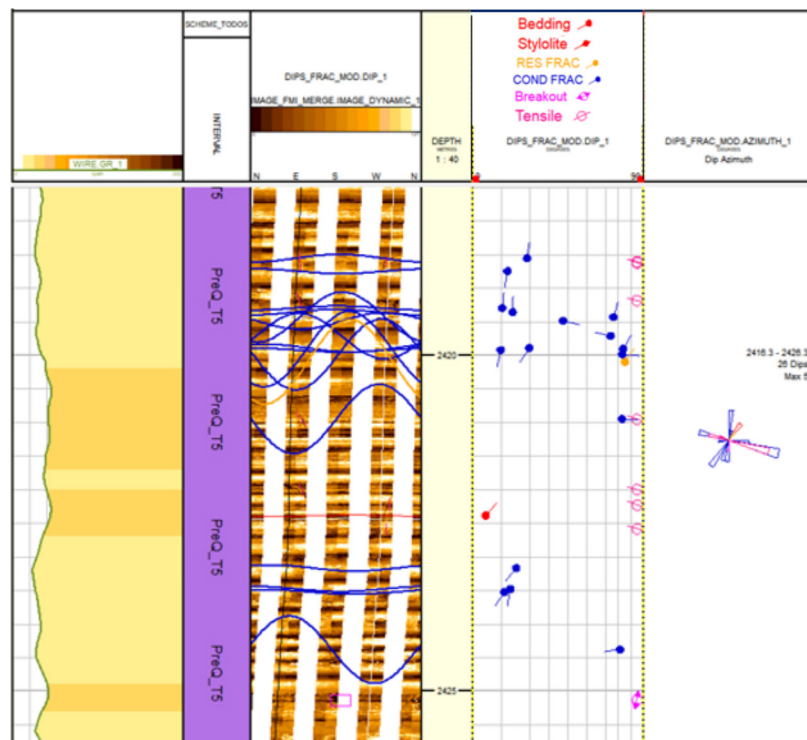


Figura 11. Imagen microresistiva donde se muestran planos de bajo ángulo de fractura.

Para diferenciar las fracturas de bajo ángulo respecto de la estratificación se marcó un plano correspondiente a *bedding* y luego a partir de ese patrón reconocido se trató de visualizar las fracturas de bajo ángulo, esto se realizó solo en caso de contar con imágenes microresistivas.

Luego del análisis de fracturas se obtuvo la curva de densidad de fracturas indicando la cantidad de fracturas por metro presente. Dicha curva permite discriminar la densidad de fracturas tanto para las fracturas conductivas, resistivas y el total de éstas.

Para el análisis estadístico se utilizaron los diagramas de rosas, mostrando: rumbo e inclinación de fracturas, dirección de breakouts, dirección de fracturas tensiles.

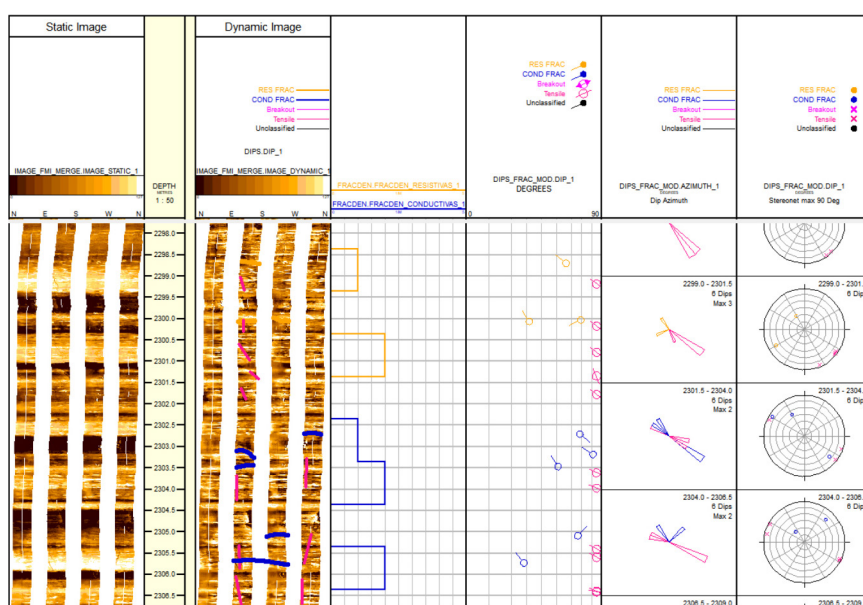


Figura 12. Se muestra la densidad de fracturas por metro, para las totales, conductivas y resistivas y rosetas con rumbos.

Para los pozos que contaban con perfiles de imágenes y datos de control geológico se generaron litofacies a partir de las curvas de GR y DT (Carrizo 2021). Éstas se usaron junto con los datos de influjos y fracturas, para tener un mejor entendimiento del reservorio. Estas facies sintéticas se dividieron en 3:

- 1-Mudstone+wackestone+fangolitas carbonáticas (color gris, CM1).
- 2-Fangolitas y vaques silicoclásticos (color naranja, ST1).
- 3-Grainstone, packstones y bioconstrucciones (color celeste, LS).

Se normalizaron las facies a fin de observar la predominancia de cada una de ellas, en metros, para cada pozo y el total de ellos, dominan las facies de fangos carbonáticos, mientras que las facies restantes se encuentran en la misma proporción.

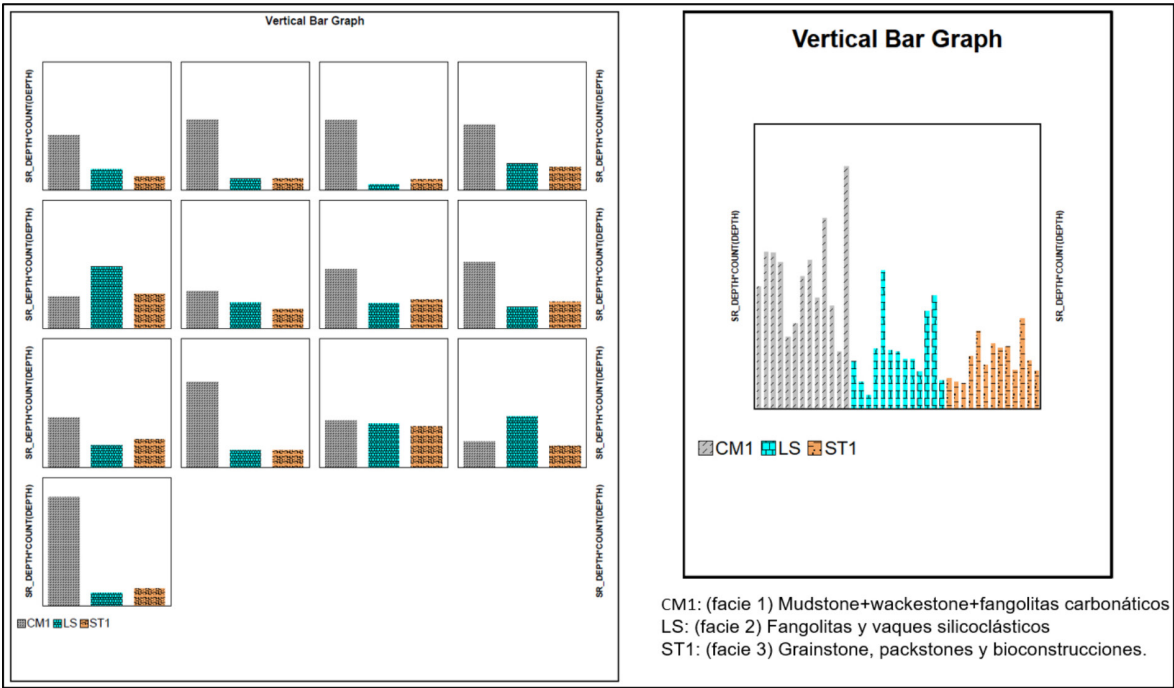


Figura 13. Facies normalizadas de las litologías observadas, mostrando la predominancia de los mudstones y fangolitas carbonáticas.

Se cargaron las curvas de gas total y la curva de influjo, para la cual se observaron valores únicamente de 0 a 3 dentro de la escala establecida.

Se trabajó con el módulo Facimage del *software* Geolog para caracterizar y predecir electrofacies. Este módulo se basa en metodologías de cluster analysis, que utiliza rutinas estadísticas estándar para permitir que los datos se agrupen y poder reproducir un registro de facies eléctricas. Se analizó la similitud entre las curvas de densidad de fractura (contemplándose sólo las fracturas conductivas) y la curva de influjos. Se observó una tendencia de que los mayores influjos se dan en las zonas con mayor promedio de densidad de fracturas (1.32 a 1.34 fracturas/metro). El análisis muestra zonas con influjos de valores 1 a 3, estando todos estos intervalos fracturados, con valores promedios de 1.16 a 1.34 fracturas/metro.

El modelo resultante se muestra en la Figura 14, donde los códigos de colores indican la intensidad de los aportes y la curva de Den_Frac, la cantidad de fracturas por metro.

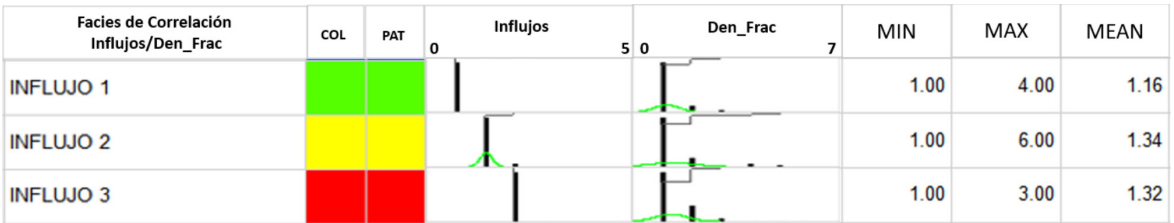


Figura 14. Escala del módulo Facimage del *software* Geolog, con relación entre influjos y densidad de fractura, contemplándose solo las fracturas conductivas.

Se aplicó la misma metodología para correlacionar cuales son las litofacies que presentan mayor densidad de fracturas por metro. De acuerdo con el modelo resultante, las facies 1 correspondientes a fangos carbonáticos presentan hasta 6 fracturas/metro. Continúan las facies 3, *grainstone* y *packstone* con 3 fracturas/metro; y un promedio de 1.5 fracturas/metro para el resto de las facies en su conjunto (indiferenciadas). Los resultados obtenidos son consistentes con el estudio realizado en 3 coronas del yacimiento Loma La Lata (Informe interno YTEC 2021), donde los distintos tipos de fracturas descriptas se concentran en fangolitas carbonáticas, wackstone bioclástico, vaques bioclásticas y *packstone* oolíticos masivos.

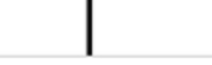
Facies de Correlación: Den_Frac/Facies Sintéticas		PAT	Den_Frac	MIN	MAX	MEAN
1	Facies Mudstone, Wackestone y fangolitas calcáreas			4.00	6.00	4.36
2	Facies Indiferenciadas			1.00	4.00	1.17
3	Facies Grainstone y packstones			3.00	3.00	3.00

Figura 15. Se muestra la correlación de facies litológicas y la mayor densidad de fracturas por metro. Las facies que mostraron mayor cantidad de fracturas fueron los fangos carbonáticos con 6 fracturas por metro.

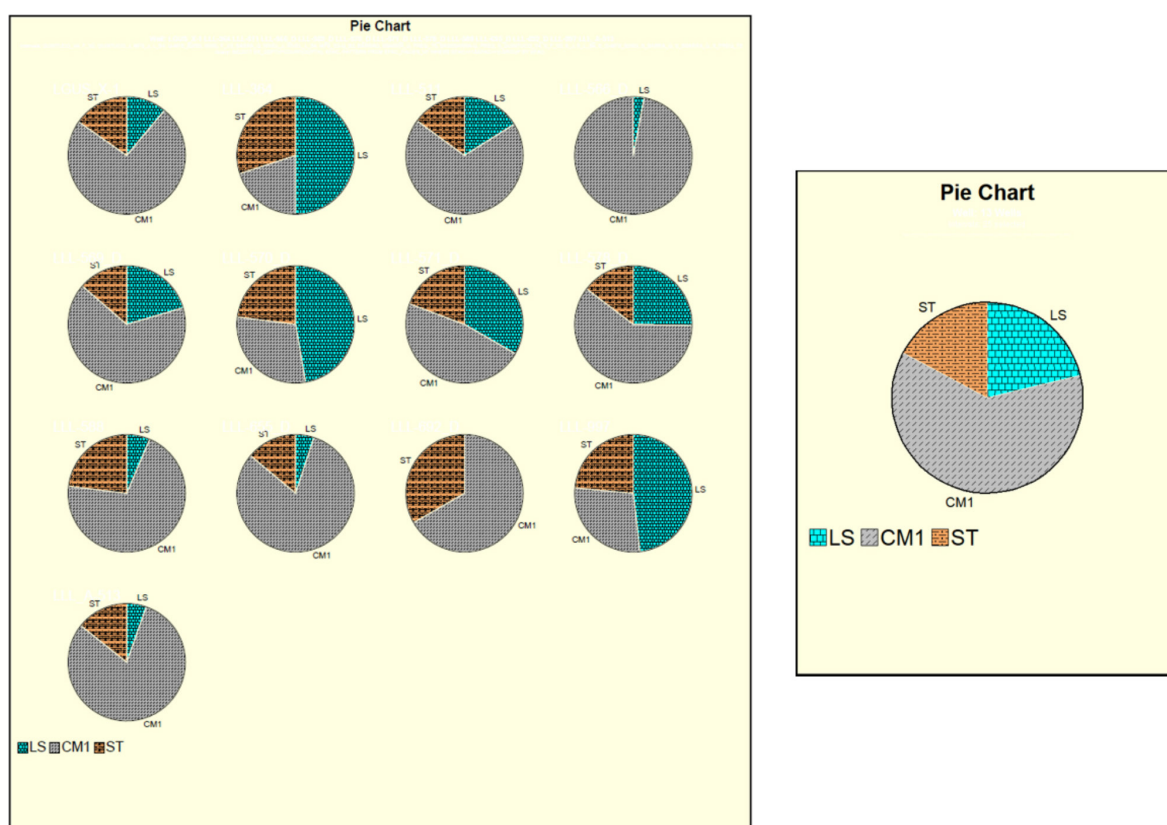


Figura 16. Análisis de los pozos en su conjunto e individualmente, de las facies que presentan los mayores aportes de gas y cantidad de fracturas.

Se correlacionaron también las litofacies con las zonas que presentan mayores fracturas e influjos de gas.

Al realizar un análisis por pozo (Figura 16, gráfico de la izquierda), vemos que hay pozos en que las facies más fracturadas y con mayores aportes son las facies carbonáticas de *grainstone* y *packstone* (facies 3). Estableciendo una correlación entre los mismos se ve que se ubican en dirección NW, posiblemente coincidente con las barras carbonáticas detectadas por sísmica (Fig. 17). Como es de esperarse, de acuerdo a lo que se viene mencionando respecto a las facies más fracturadas, las facies correspondientes a fangos carbonáticos (facies 1) son las que se encuentran entre las de mayores aportes de gas en proporción al resto, Figura 16, gráfico de la derecha, donde se representan la totalidad de los pozos analizados.

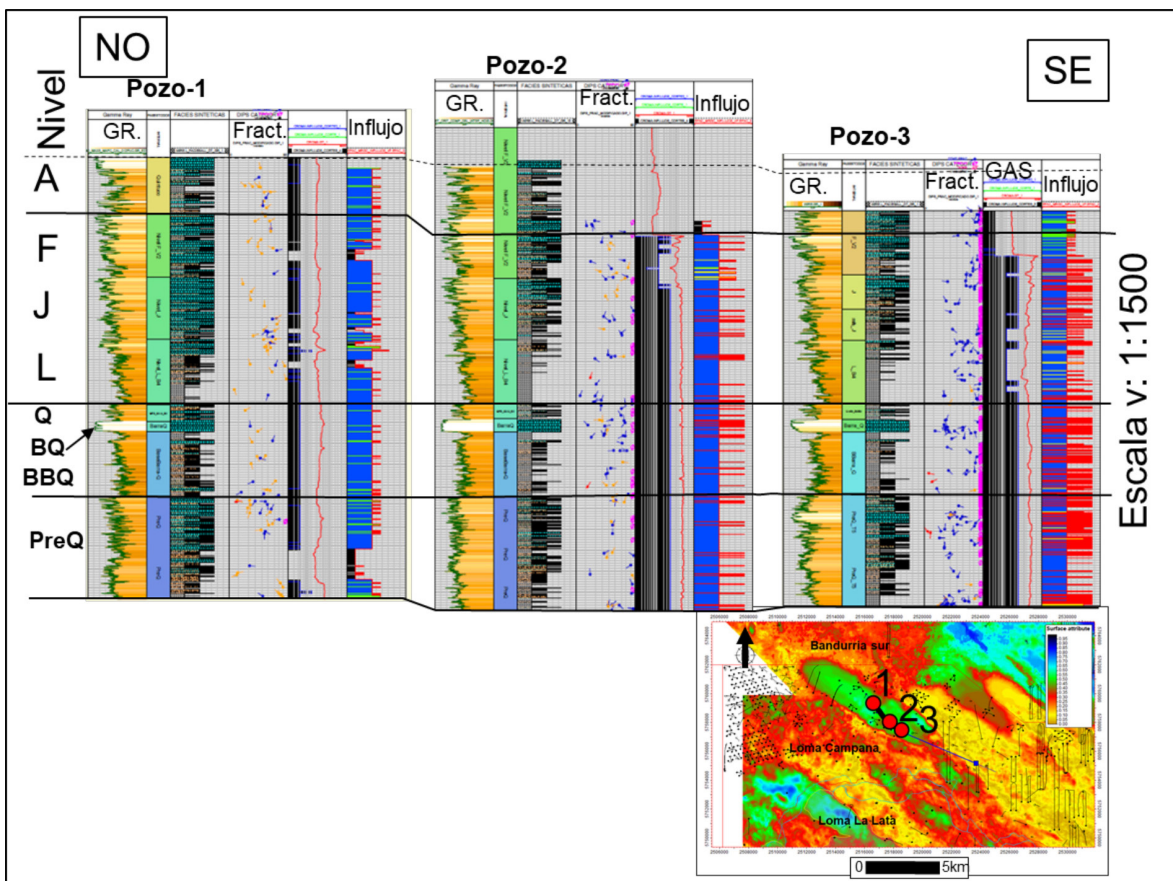


Figura 17. Corte estratigráfico nivelado al Nivel Q que muestra como en la dirección NO-SE, paralelo a la dirección de las barras del Quintuco Medio y Superior, predominan las facies de *grainstone* y *packstone* con mayores influjos. El mapa de ubicación de la sección corresponde al atributo sísmico de impedancia acústica del Nivel Q, Ranalli (2019).

Se representaron en un mapa, para toda la Formación Quintuco, las densidades de fracturas, los influjos y la ubicación de las barras carbonáticas de Nivel Q. En círculos verdes se muestra el espesor, en metros, de las fracturas conductivas para el total de la Formación Quintuco, la parte

superior de Per-Q, Nivel Q y niveles J, L y F). Los influjos se representan a través de círculos de diferentes colores de acuerdo con la intensidad que presentan. Teniendo en cuenta que las imágenes de pozo se analizaron para los yacimientos Loma Campana y norte de Loma de la Lata, vemos como hay relación entre las zonas de mayores aportes y las zonas con mayor espesor fracturado (Fig. 18). También se muestran las fallas a la base de la Formación Vaca Muerta, de tipo inversas (color rojo), normales (color azul) y de desplazamiento lateral (magentas). Las fallas para Formación Quintuco se presentan como flexuras, sin mostrar desplazamiento en sismica y se observaron hacia el sur de Loma La Lata en el límite de la orilla norte del Lago Los Barreales. El espesor fracturado se observa con valores entre 25 y 120 m, y el espesor total del mismo intervalo mencionado es entre 500 y 600 m. Se eligió este intervalo porque la mayoría de los pozos poseen imagen en este tramo, para normalizar sus espesores. Estas barras son de Nivel Q el cual presenta un importante espesor de barras carbonáticas entre 4 y 19 m en Loma La Lata y hasta 23 m en Loma Campana en donde en el borde de la misma se observan influjos altos y también espesores fracturados altos posiblemente debido a fracturas asociadas a la compactación diferencial del borde de las barras.

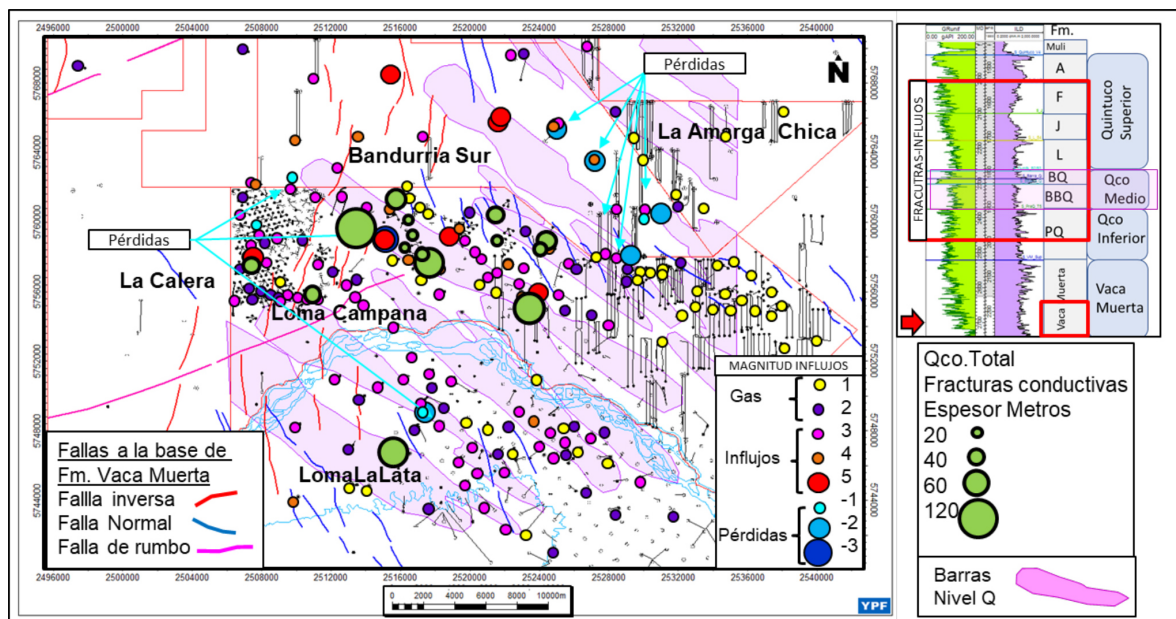


Figura 18. Mapa integrando las fallas a la base de Formación Vaca Muerta, las barras de Nivel Q, influjos, pérdidas y espesor de fractura para casi toda la Formación Quintuco (niveles F-J, L, Q y Pre-Q superior).

El espesor de las fracturas conductivas interpretadas en imágenes de casi todo el espesor de la Formación Quintuco (Parte superior de Pre-Q-Q, QL, J, F) muestra un incremento a medida que nos acercamos a las fallas inversas (Fig. 19).

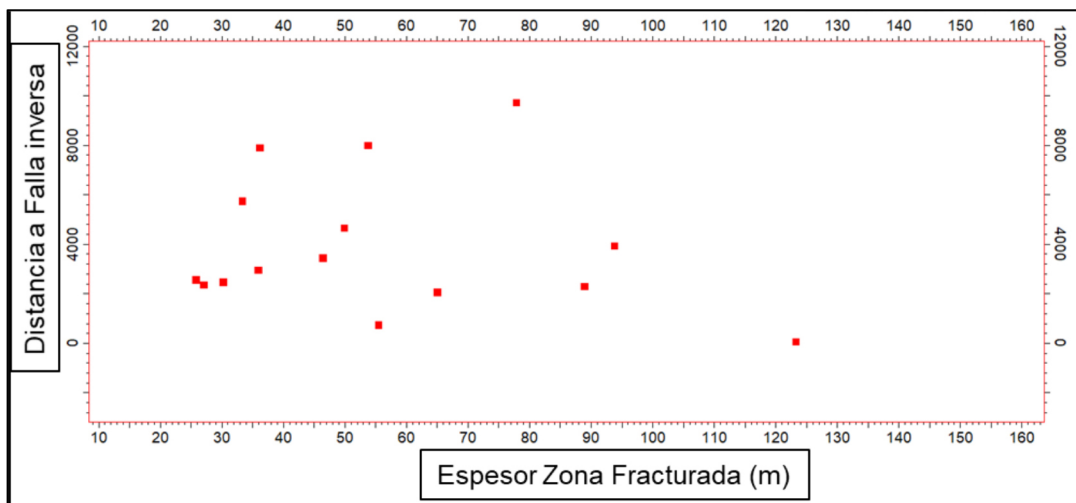


Figura 19. Distancia a las fallas inversas y su relación con el espesor fracturado la Formación Quintuco (Niveles Pre-Q-Q-J-L-F).

INTERPRETACIÓN DE DATOS

La presencia de influjos de gas y pérdidas de lodo en la Formación Quintuco se interpretan que son producidas por un conjunto de factores estratigráficos, estructurales y tipo de fluidos que ayudan a la aparición de los mismos.

Las fallas mapeadas a la base de la Formación Vaca Muerta en la región se presentan de tres tipos, las normales, asociadas a fracturas en échelon a lo largo de corredores de fracturas, las

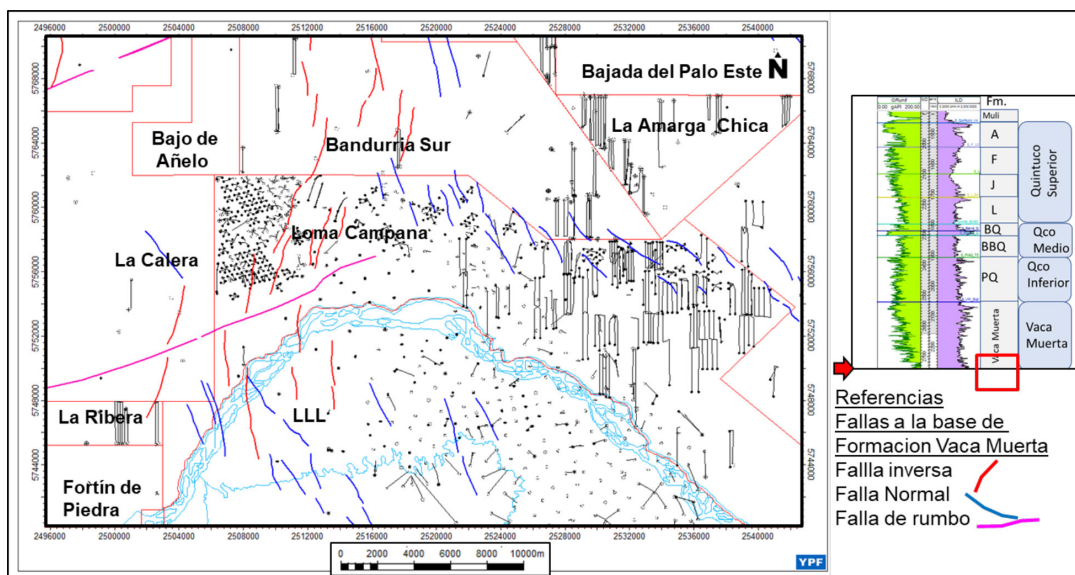


Figura 20. Fallas existentes en la región a la base de la Formación Vaca Muerta, las mayoritarias son las Normales (color Azul) y las inversas (color rojo) también están las de desplazamiento de rumbo (strike slip) de color magenta. Estas fallas hacia arriba en la Formación Quintuco van perdiendo paulatinamente su rechazo convirtiéndose en flexuras que posiblemente generen fracturas que no se pueden resolver en sísmica.

cuales tiene un rumbo NO-SE, las inversas con un rumbo NNE-SSW producto posiblemente a la compresión andina disponiéndose perpendicular a la misma y las fallas de componente lateral (*strike-slip*) con un rumbo aproximado ENE-OSO (Domínguez *et al.* 2017) (Fig. 20). Estas fallas en Formación Quintuco se pierden paulatinamente hacia arriba a modo de flexuras, sin resolución en la sísmica.

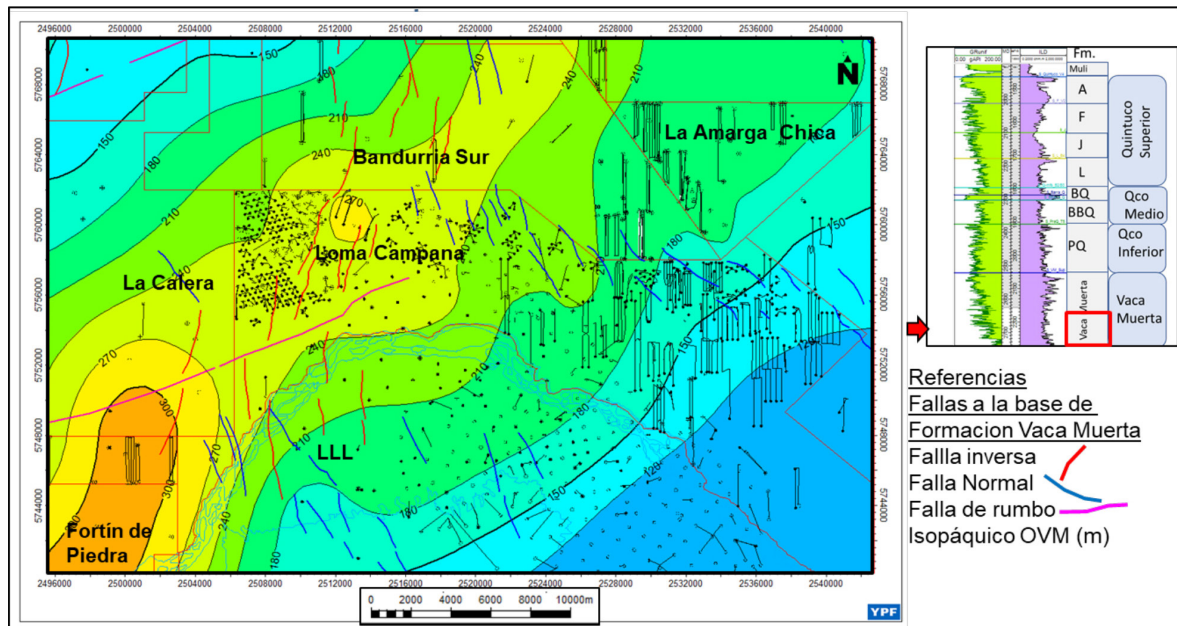


Figura 21. Espesor de las facies OVM con un contenido de mayor a 2% del COT de Formación Vaca Muerta, muestra un incremento hacia el oeste. Luego presenta una disminución debido a una regresión forzada.

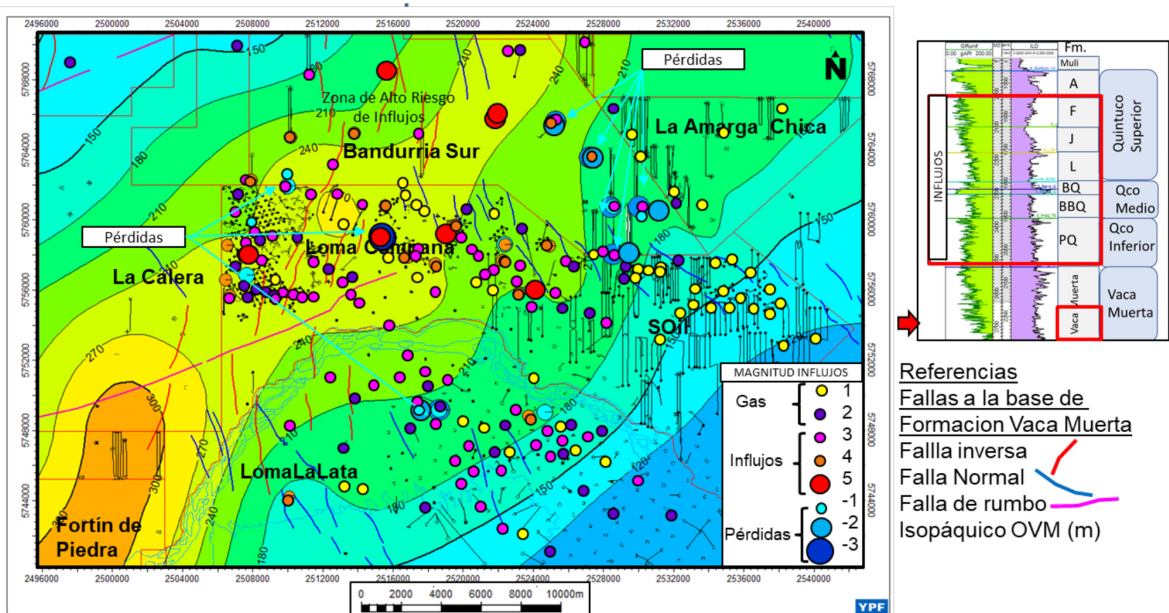


Figura 22. Espesor de Formación Vaca Muerta de intervalos ricos en materia orgánica (OVM) correspondiente a facies con un contenido de mayor a 2% del COT, muestra un incremento hacia el oeste. Fallas directas e inversas y de desplazamiento de rumbo. Influjos de toda la Formación Quintuco. Los influjos de 5 se ubican en la zona de espesores mayores a 210 m y donde confluyen las fallas directas e inversas.

El espesor de la Formación Vaca Muerta en las facies de roca madre con el contenido de Materia Orgánica total (OVM) correspondientes a COT mayor a 2%, presenta aumento hacia el oeste, en la dirección que aumentan los valores de los influjos (Fig. 21).

Al analizar la magnitud de los influjos vemos que estos se ubican hacia la zona con mayor espesor de intervalos ricos en materia orgánica (OVM) correspondiente a las facies con TOC mayor al 2% y hacia donde se ubican más cercanas a las fallas directas e inversas en la zona de Loma Campana (Fig. 22).

La relación de la magnitud de los influjos y el espesor de Formación Vaca Muerta en intervalos ricos en materia orgánica (OVM) en facies con contenido mayor a 2% del COT, se presenta graficado en el cross-plot siguiente (Fig. 23)

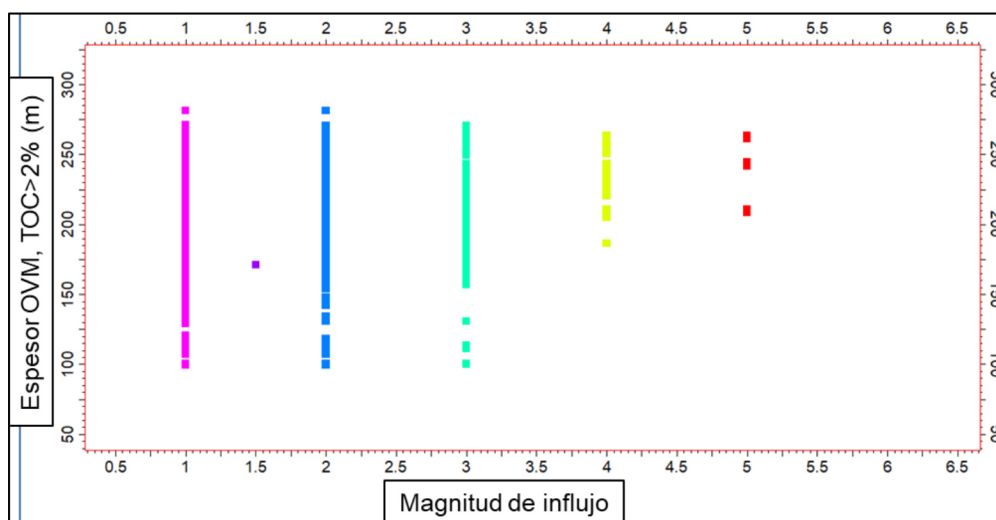


Figura 23. *Crossplot* entre Intensidad de influjos y el espesor de OVM con TOC mayor a 2% en Formación Vaca Muerta. Obsérvese que a medida que los influjos son mayores el espesor de las facies con TOC mayor a 2%, también es mayor.

La cercanía a las fallas es una explicación también a la presencia de los influjos. Si bien las fallas no se pueden detectar por aumento o disminución de espesor estratigráfico en la correlación

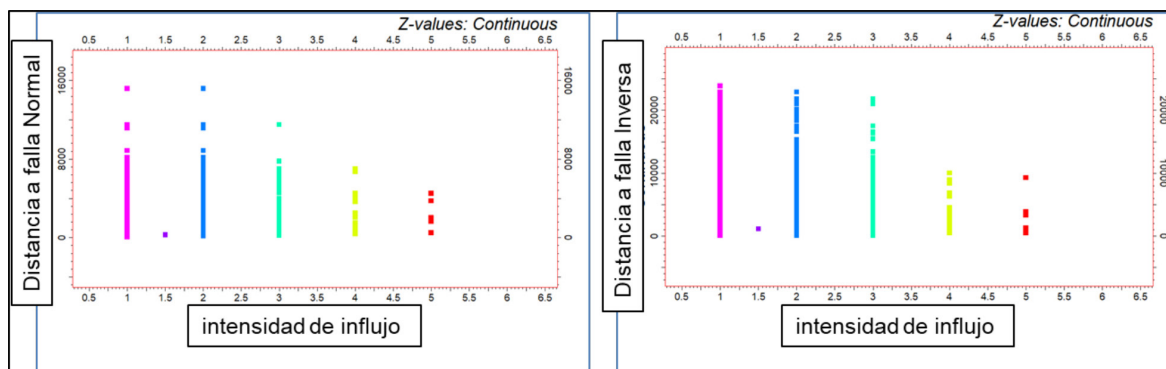


Figura 24. *Crossplot* entre Intensidad de influjos y distancia a las fallas. Obsérvese que a medida que los influjos son mayores la distancia a las fallas inversas o normales es menor.

estratigráfica de los pozos existentes por presentar pequeño rechazo o ser muy verticales y no ser interceptada por el pozo vertical, la relación de distancia a las fallas y la intensidad de los influjos está relacionada (Fig. 24).

CONCLUSIONES

Se observó que el incremento de magnitud de los influjos de Formación Quintuco en Loma La Lata, Loma Campana y Bandurria Sur podría ser interpretado como una serie de factores que ayudan a su presencia. Una de las explicaciones es el aumento del espesor de intervalos ricos en materia orgánica (OVM) de facies con COT mayor al 2% de la Formación Vaca Muerta, la presencia de fallas inversas, fallas directas y la intersección de las mismas en la zona. Posiblemente la compactación diferencial en el borde de las barras carbonáticas también sea una posible explicación a la presencia de fracturas en los mudstones carbonáticos.

Se identificó una zona con los influjos más fuertes (mayores a 3), cuyo límite aproximado se ubica con rumbo NNE-SSW que pasa desde Norte a Sur por los pozos La Amarga Chica, el este de Bandurria Sur, el este de Loma Campana y Loma de La Lata, delimitando hacia el oeste mayor riesgo de surgencias severas para la Formación Quintuco.

De la interpretación de las imágenes de pozo se obtuvo una curva de densidad de fractura. Esta curva, junto con las curvas de influjos y litofacies se cargaron en el modelo Facimage y se establecieron relaciones entre las mismas, presentando resultados concluyentes respecto a que los mayores influjos y densidades de fracturas se vieron en los niveles de fangolitas calcáreas.

La ubicación estratigráfica de los mayores influjos (mayores a 3) es la zona media a inferior de Formación Quintuco Superior y Medio, o sea en los Niveles J, L y Q. No se observaron valores altos en el Nivel A y son leves a medios en Nivel F.

Se observó relación de la producción acumulada de petróleo con las manifestaciones más fuertes de hidrocarburo (influjos con valores de 3 a 5).

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. por el permiso para publicar este trabajo. También queremos expresar el agradecimiento a Agustina Santángelo por el aporte en el mapeo de los influjos, a Rodolfo Corbera y Fabián Gutiérrez por sus sugerencias. A Raúl Comeron, Fabián Domínguez, Mariano Bulher, Diego Licitra, Ramiro López y Nicolás Carrizo por la revisión del trabajo, ayuda en la interpretación de fracturas en imágenes de pozo y facilitarnos datos de la Formación Vaca Muerta y Quintuco de la zona estudiada para comprender mejor el proceso del mecanismo de los influjos en Formación Quintuco. Al equipo de estudios de *tight oil* de la gerencia de reservorios de Neuquén por las sugerencias recibidas y los momentos compartidos.

REFERENCIAS CITADAS

- Aguilera, R., 2008a. Effect of Fracture Dip and Fracture Tortuosity on Petrophysical Evaluation of Naturally Fractured Reservoirs. Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada
- Aguilera, R., 2008b. Role of Natural Fractures and Slot Porosity on Tight Gas Sands. SPE Unconventional Reservoirs Conference, Keystone, Colorado, USA
- Astesiano D., Godino G. and Whitty C. 2005. Petrophysics evaluation of the Loma Las Yeguas Sill. Apply to Aguilera Method. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina.
- Carozzi, A. V., Orchuela, A. and Rodriguez Schelotto M.L., 1993. Depositional models of the Lower Cretaceous Quintuco-Loma Montosa Formation, Neuquén Basin, Argentina, *Journal of Petroleum Geology*, vol.16(4), October 1993, pp.421-450.
- Carrizo, N. 2021. Análisis petrofísico de la Formación Quintuco en el Yacimiento Loma La Lata, Neuquén. Informe interno, YPF.
- D'Odorico, A. y Astesiano, D., 2018. Evaluación de Reservorios Fracturados. Informe interno, YPF.
- Lander, L.A., Silva, A., Chiquito, J. and Cadena, A., 2015. Improved Fracture Characterization in the La Paz Field: A Case Study. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Quito, Ecuador.
- Domínguez, R. F., Cristallini, E. y Leanza, H.A. 2017. Evolución Tectono - Sedimentaria del Sistema Vaca Muerta - Quintuco (Tithoniano a Valanginiano Inferior) en el Engolfamiento Neuquino, Argentina. XX Congreso Geológico Argentino - Simposio 05: Actas Volumen, 31-37. Geología de la Formación Vaca Muerta. San Miguel de Tucumán
- Fernández, M. L., Verzi, H y Sánchez, E., 2003. Actividad tectónica y evolución sedimentaria de los depósitos Tithoniano/Valanginiano Temprano, porción oriental de la Cuenca Neuquina - Argentina. VIII Simposio Bolivariano - Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, paper 77, p. 233-246, Bogotá, Colombia.
- Garrido A.C. and Parent H. 2017. Lithofacies and age of the Quintuco Formation (Lower Cretaceous) in the Mallín Quemado area (Sierra de la Vaca Muerta, Neuquén Basin, Argentina). *Stratigraphic and depositional implications. Boletín del Instituto de Fisiografía y Geología* 87: 1-16. Rosario, Argentina.
- Legarreta, L. y Uliana, M. A., 1991. Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of backarc basin fill, central Argentine Andes. Special Publication Number 12 of the International Association of Sedimentologists, p. 429-450.
- Maretto, H. 2002. Modelo Prospectivo de la Formación Quintuco en el Yacimiento Loma La Lata. Informe interno YPF.
- Massaferro, J.L., Morettini, e., Sagasti, G., Weger, R. y Bonora, M. Multidisciplinary Study for Prediction, Characterization and Modelling of Carbonate Reservoirs: Quintuco Formation, Loma La Lata Field, Neuquen Basin, Onshore Argentina. Informe interno de YPF.
- Massaferro, J.L., Zeller, M., Giunta, D.L., Sagasti, G., Eberli, G.P., 2014. Evolución del sistema mixto Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y equivalentes) a partir de estudios de afloramientos y subsuelo, centro-sur

- de la Cuenca Neuquina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina, In, pp. 251–274.
- Ranalli, J., 2019. Informe interpretación sísmica Loma La Lata, Regional Neuquén-Rio Negro, YPF, informe interno.
- Smith, L., d'Hiriart, J., García Acebal, D., Bardelli, F., Varela, R. y Supplich, M. 2019. Integrated characterization of Lower Quintuco Formation drilling hazard for Vaca Muerta wells in Fortin de Piedra area, Neuquén Basin, Argentina. AAPG, ICE meeting, Poster, Buenos Aires.
- Weaver, C. E., 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina. Memoirs University of Washington 1, 595 p.
- YTEC. 2022. Informe Final Integrado, Estudios Quintuco LLL-116, LLL-45 y LLL-78. Informe interno de YPF.

