

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA
ESCUELA DE POSTGRADO



ANÁLISIS DE GEOMECÁNICA DE INTERFACES PARA OPTIMIZAR LOS LANDINGS EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA

AUTOR: Barrere, Juan Pablo (Legajo N° 32.024)

TUTOR: Lederhos, Martín

DOCENTE TITULAR: Acosta, Gustavo

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
LA ESPECIALIZACIÓN EN TERMINACIÓN DE POZOS EN RESERVORIOS
NO CONVENCIONALES (SHALE & TIGHT)**

BUENOS AIRES
SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2020

Índice

1. Resumen.....	3
2. Introducción	5
3. Geología de la cuenca Neuquina y de la Formación Vaca Muerta	6
4. Análisis post mortem de pozo horizontal fracturado hidráulicamente en la Formación Vaca Muerta	11
5. Geomecánica de interfaces	12
6. Calibración de la presión poral y de los esfuerzos del régimen tectónico	16
7. Análisis de productividad de pozos gasíferos a Vaca Muerta con gradiente de apertura WL.....	18
8. Conclusiones	24
9. Recomendaciones	25
10. Bibliografía	26

1. Resumen

En este trabajo se analizará la productividad de pozos horizontales en la Formación shale de Vaca Muerta en función principalmente de la propagación de las fracturas hidráulicas en altura a partir de la influencia de la presión poral, el régimen tectónico y las magnitudes de los esfuerzos, para procurar detectar, mediante la geomecánica de interfaces, la factibilidad de cruzar o no las laminaciones horizontales carbonáticas de alto UCS de esta Formación.

De este modo se podrán indicar secciones de esta Formación y zonas geográficas, donde haya mayor probabilidad de desarrollar fracturas hidráulicas que no sean contenidas por laminaciones, de modo de maximizar el EUR optimizando el capital invertido.

Se repasa la ejecución de un pozo horizontal con producción muy por debajo de la esperada, donde se considera que sus fracturas hidráulicas fueron contenidas por laminaciones carbonáticas de alta densidad, en lugar de por contraste de esfuerzos como se creía inicialmente, de donde surge la importancia de profundizar la geomecánica de interfaces. Por otra parte, el ISIP post-frac obtenido de 1.1 Psi/ft resultó superior al overburden de 1.07 Psi/ft, lo que fortalece la hipótesis de la contención por parte de las laminaciones de alta densidad.

La resolución vertical del scratch test efectuada sobre la corona del pozo estudiado es de un milímetro, lo que le confiere un sustancial valor dado que puede detectar laminaciones carbonáticas que por su reducido espesor pueden pasar desapercibidas o no se aprecien en su magnitud por los perfiles (perfiles sínicos tienen en el orden de 0.5 pié de resolución vertical). El UCS obtenido del scratch test, mediante el ajuste del exponente del DTC_v , se calibró con la correlación entre el UCS y el DTC_v (Varela et. al 2017).

Se estima el esfuerzo mínimo para determinar el régimen tectónico, asegurando de que no sea un régimen inverso, donde las fracturas indefectiblemente son horizontales. También se estima y calibra la presión poral, con el ensayo de early flowback. La presión poral resulta fundamental para determinar el stress efectivo que se puede aplicar para superar el tensile strength, y de este modo que se pueda definir la factibilidad o no de cruzar las laminaciones de alto UCS. La limitante es que no se debe superar el overburden, dado que en dicho caso se formarían fracturas en forma de "T", lo cual es indeseado porque no aporta producción por prácticamente nula porosidad.

Se exponen ensayos de laboratorio con distintos materiales de interface, donde se comprueba que las laminaciones con materiales rígidos son más fáciles de cruzar que las que presentan materiales plásticos. Se presenta un caso de un pozo horizontal en Vaca Muerta, en el que se aprecia por microsísmica que el tramo que se fracturó en "la parrilla" no aportó producción porque las fracturas han quedado contenidas por las laminaciones carbonáticas.

Para seleccionar el intervalo donde va a navegar el pozo horizontal se deben tener en cuenta las laminaciones existentes en esta Formación y su interacción con la fractura, ya que las mismas pueden actuar como barreras y limitar el crecimiento de la fractura.

Se considera la calibración del perfil de esfuerzos a través de verificar los valores de presión poral y el esfuerzo mínimo observados en los eventos durante la etapa de perforación y los parámetros medidos en la completación. En los pozos en los que se pueda contar con la información de la presión del gradiente de apertura del wireline tomada dentro de la hora posterior a la finalización de la completación de cada etapa de fractura, se analiza el diferencial de dicha medición respecto de la presión de overburden de la Formación.

La medición de la presión mencionada cuenta con las ventajas de ser un parámetro que permite tener una cuantificación del esfuerzo mínimo menos influenciada por las presiones netas de las fracturas que el ISIP. También al ser tomada de forma estática no está afectada por el diámetro del pozo, cantidad de fracturas/clusters/tpp (tiros por pié), como sucede con la presión durante el bombeo tomada en superficie de los distintos pozos analizados.

Para contactar mayor área en sentido vertical, la fractura necesita poder ejercer presión neta sobre las barreras para atravesarlas. Si el valor del esfuerzo mínimo o presión poral es muy cercano al overburden, la presión neta que es posible ser ejercida antes de generar una fractura en dirección horizontal en una interface será menor. El diferencial entre la presión del gradiente de presión del wireline y la presión del overburden, podrá indicar mayores productividades para un rango determinado de valores, interpretándose que la caída de presión respecto del overburden puede estar vinculada a que las fracturas tienden a una propagación vertical, posiblemente porque ha podido atravesar satisfactoriamente las laminaciones duras de la Formación.

Con los pozos cercanos de los que se dispone su gradiente de presión de apertura del wireline, se los mapea en la dirección norte - sur, detectando zonas que resultan conveniente para desarrollar y otras que no, al menos en una primera fase. El gradiente de presión de apertura del wireline, funciona para la ventana de gas

y no para la de petróleo, dado que el primero posee mayor movilidad, y en zonas donde la permeabilidad no sea extremadamente reducida.

En áreas de interés que se encuentren en régimen de strike slip, se recomienda procurar zonas donde el esfuerzo mínimo incremente su diferencial respecto al overburden, o que tengan una presión poral con valores más distanciados del overburden, para incrementar la probabilidad de que las laminaciones puedan ser atravesadas por la fractura vertical de modo de maximizar el EUR. También debe considerarse navegar el pozo en intervalos que no contengan intercalaciones de duros carbonáticos que no puedan ser atravesados.

Para una mejor información de los esfuerzos mínimos y presiones porales presentes en la Formación Vaca Muerta, es recomendable una transecta regional que incluya relevamientos de esfuerzos geomecánicos, así como la realización de DFIT's y/o straddle packer microfracs, mencionando que este último ha tenido resultados satisfactorios recientemente para la estimación de esfuerzos mínimos en esta Formación.

Con la metodología propuesta, se podrá evitar zonas o secciones cuyo EUR no sobrepase el breakeven, aunque esto último podría contrarrestarse con el estudio de tratamientos alternativos, por ejemplo, elevando las concentraciones de proppant o modificando la viscosidad del fluido. Por otra parte, también será de utilidad esta propuesta para orientar la selección de zonas que maximicen el cumplimiento de las expectativas de producción.

2. Introducción

Desde la introducción de la fractura hidráulica, ha sido y seguirá siendo una de las principales herramientas de ingeniería para incrementar la productividad de los pozos fruto de que se expone mayor área de contacto de la Formación productiva.

En los últimos años, ha sido comprobado que perforar pozos horizontales en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo (Sh_{\min}) así como un aterrizaje y diseño de fractura apropiados, son aspectos fundamentales en el desarrollo de reservorios no convencionales de baja permeabilidad. También se ha verificado que el régimen de esfuerzos está relacionado con la producción, dado que los regímenes inversos se asocian a bajas producciones mientras que a los regímenes normales y de cizallas se los vincula con elevadas performances de producción.

En el caso de la Formación Vaca Muerta, al estar afectada tectónicamente, los esfuerzos horizontales cobran relevancia dado que, según la magnitud de los mismos, se podrá determinar el régimen de esfuerzos. Más aún, se podrá verificar cuan cercana o lejana está la magnitud del esfuerzo mínimo respecto del overburden dentro del régimen de cizalla, pudiéndose comprobar que dentro de este régimen existen diferencias que tienen impacto en la producción.

Por otra parte, se ha aprendido que las laminaciones carbonáticas de elevada densidad de la Formación Vaca Muerta, no son lo positivas que se creía en un principio dado que se suponía que facilitaban la propagación de fracturas por su brittleness index (BI). Al contrario, se ha comprobado que conviene evitar, estas interfaces de elevada dureza dado que son fuente de contención de fracturas, por encima de la contención por contraste de esfuerzos. De aquí la importancia de la geomecánica de interfaces que se expone en el presente trabajo.

Para una estimación del perfil de estreses, es necesario tener mediciones de presión poral y de presión de cierre de fractura para poder calibrar. Con ausencia de Diagnostic Fracture Injection Tests (DFIT's) por cuestiones presupuestarias y de la incipiente aplicación en Vaca Muerta de Straddle Packer Microfracs (Ferlaza et al., 2020), utilizar la información del gradiente de apertura del wireline dentro de la hora posterior a la finalización de la fractura resultará clave para determinar áreas de mayor interés para desarrollar primeramente, así como postergar zonas que no tengan un promisorio EUR con la estimulación actualmente aplicada aunque susceptible de mejorar con incremento de la viscosidad de fluido y/o concentración de proppant, de mayor valor cuando el contexto económico es más desafiante.

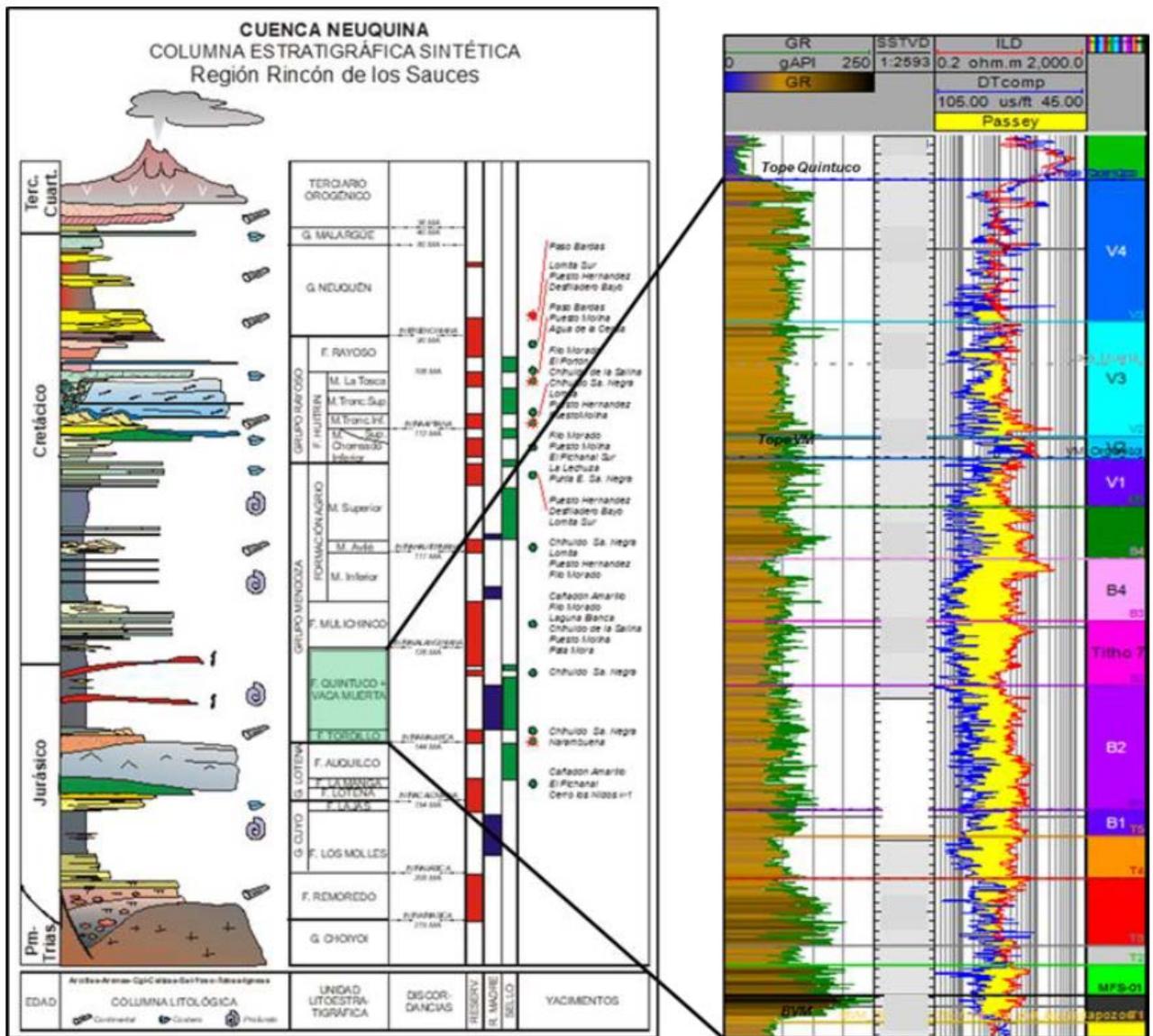


Figura 2: Columna Estratigráfica de la Cuenca Neuquina con registros en la Formación Vaca Muerta de Gamma Ray y estimación de TOC por el método de Passey (Ferrals et al., 2020)

La Formación Vaca Muerta es considerada la principal roca generadora de la cuenca neuquina y está constituida por una sucesión de lutitas, margas y calizas de grano fino en un ambiente marino de superficial a profundo, correspondiente al Tithoniano-Berriasioano, donde predomina materia orgánica del tipo I/II. La Formación Vaca Muerta es considerada uno de los mayores depósitos de tipo "shale" del mundo, con una superficie prospectable del orden de los 23,500 km² para petróleo y 14,300 km² para gas (Sales et al., 2014) (Figura 3).

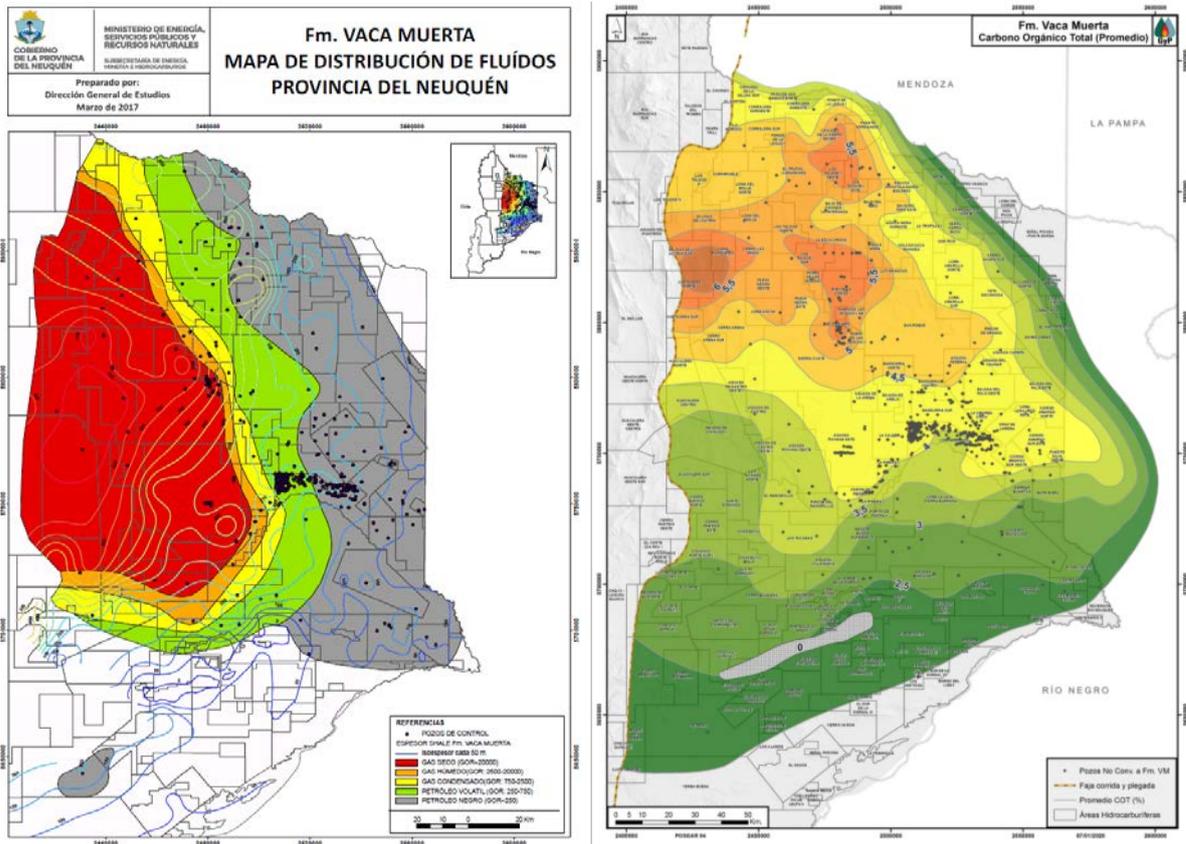


Figura 3: Izquierda. Mapa de distribución de fluidos de Vaca Muerta (Ministerio de Energía de Neuquén, 2017), Derecha. Mapa de distribución del TOC promedio en porcentaje de Vaca Muerta (Gas y Petróleo del Neuquén).

La Formación Vaca Muerta tiene una profundidad total entre 2,000 y 3,500 m, un espesor que varía entre 50 a 350 m y un contenido orgánico total (COT) entre 2 a 12%. La Formación se encuentra fuertemente sobre presionada con un gradiente de presión poral que varía entre 0.5 psi/ft y 1.1 psi/ft (Askenazi et al., 2013), y exhibe una de los más alta presiones iniciales entre los actuales “plays” no convencionales conocidos (Lerza et al., 2018).

De acuerdo con los registros eléctricos y coronas, la porosidad de la matriz de los “shales” de la Formación Vaca Muerta está entre 4 a 14% con un promedio de 9%, mientras que las permeabilidades están entre cientos de nanodarcies y decenas de microdarcies.

Debido a las bajas permeabilidades y porosidades de la Formación Vaca Muerta, los pozos perforados con objetivos estos yacimientos no convencionales, deben ser fracturados hidráulicamente para contactar mayor volumen de roca y aumentar su productividad, y de esta manera ser económicamente rentables.

Se destaca que si bien no existe en Estados Unidos una Formación shale análoga (propriadamente dicha) a la Formación Vaca Muerta, en algunos casos, se advierten similitudes con respecto a algunos parámetros importantes (Cuadro 1), como sucede con Eagle Ford que presenta una madurez térmica y mineralogía similares, o como sucede con Haynesville que muestra gradientes de presión tan altos como los de Vaca Muerta. Tal vez, la principal diferencia radica en el gran espesor útil que presenta el play Vaca Muerta (Askenazi et al., 2013).

Shale Play	Barnett	Marcellus	Fayetteville	Haynesville	Woodford	Lewis	Eagle Ford	Vaca Muerta
Edad (Ma)	320	410	330	150	370	85	95	140
Extensión Areal (km ²)	13.000	250.000	23.000	23.000	28.900	26.000	5.000	30.000
Profundidad (km)	2,0 - 2,6	1,2 - 2,6	0,3 - 2,1	3,2 - 4,2	1,8 - 3,4	0,9 - 1,8	1,2 - 4,2	2,0 - 3,5
Gradiente de Presión (psi/ft)	0,43 - 0,44	0,15 - 0,40		> 0,9		0,2 - 0,25	0,6	0,6 - 1,1
Porosidad (%)	4,0 - 5,0	10,0 - 11,0	2,0 - 8,0	8,0 - 9,0	3,0 - 9,0	3,0 - 6,0	4,0 - 15	4,0 - 12,0
Espesor (metros)	60 - 90	30 - 120	30 - 210	60 - 90	90 - 300	150 - 580	20 - 150	30 - 550
Espesor Útil (metros)	15 - 60	15 - 60	15 - 60	61	35 - 67	61 - 92	25 - 100	50 - 350
Tipo Kerogeno	II	II - III	II - III	III	II	II - III	II	II
Madurez Térmica (% Ro)	0,5 - 1,5	0,5 - 2,0	1,0 - 3,0	0,94 - 2,62	0,5 - 3,0	1,7 - 1,9	0,5 - 2,2	0,5 - 2,6
COT (%)	3,0 - 6,0	3,0 - 12	4,0 - 9,8	4,0 - 10	0,6 - 1,0	0,45 - 2,5	4,5 - 5,5	2,0 - 12,0

Cuadro 1: Comparación de parámetros principales de la Formación Vaca Muerta con las principales formaciones shales de Estados Unidos (Askenazi et al., 2013).

En la Figura 4 se muestra el modelo geomecánico para un pozo ubicado al noroeste de la Formación Vaca Muerta. Si bien es de una zona en particular, hay características que resultan representativas de esta Formación en general, como la elevada presión poral y magnitud del esfuerzo mínimo horizontal registrada, donde el esfuerzo máximo horizontal puede superar el stress vertical (overburden), pasando de un régimen normal a uno de cizalla.

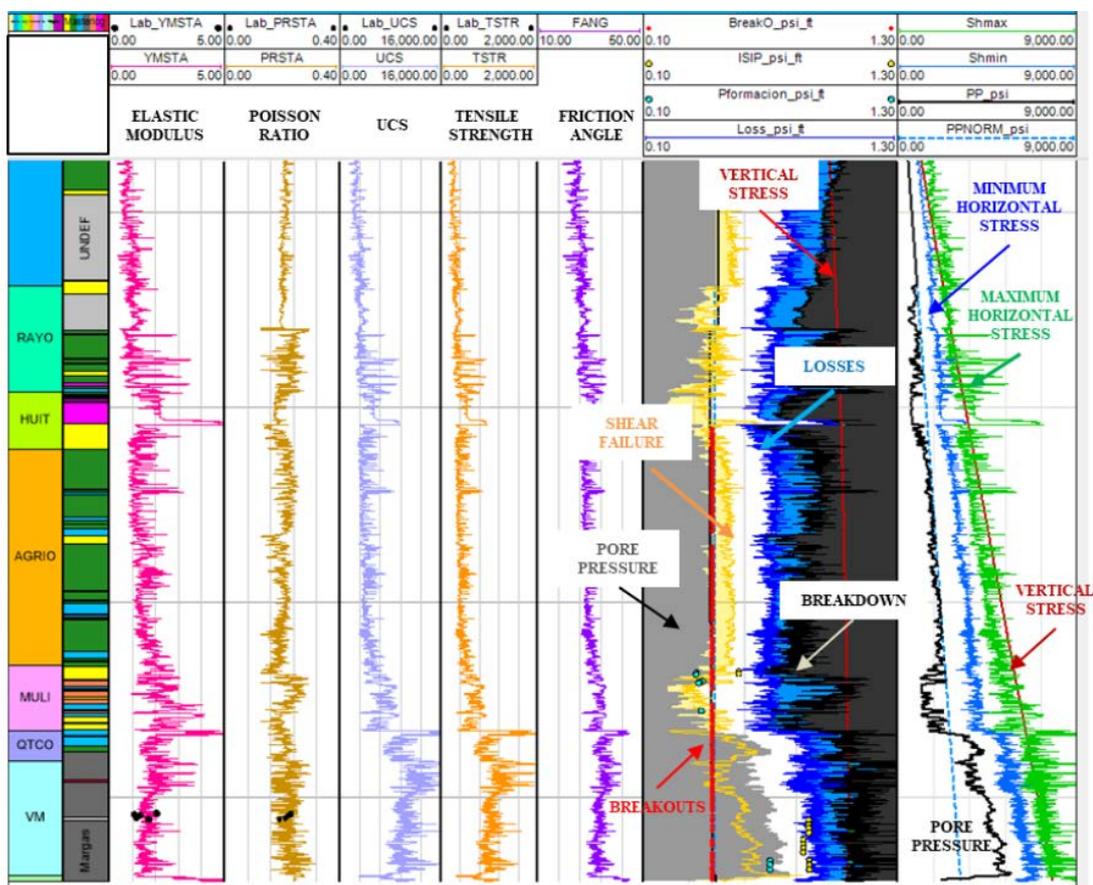


Figura 4: Modelo geomecánico de un pozo ubicado al noroeste de la Formación Vaca Muerta (Ferlaza et al., 2020).

Dentro de los rasgos y elementos más relevantes observados en distintos afloramientos de la Formación Vaca Muerta podemos mencionar (Vittore et. al, 2018): 1) Litofacies: Se reconocen dos litofacies bien distintivas: a) Margas oscuras, con laminación penetrativa, presencia de amonites y fisuras tortuosas; b) Calizas de coloración clara, duras, masivas y con fisuras planares (Imagen 1 a.); 2) Nódulos carbonáticos: se interpretan como producto de una diagénesis temprana de la interface agua/sedimento, evidenciada por la ausencia de compactación en el interior los mismos. Son duros y masivos, pudiendo tener de pocos centímetros a 1 metro de longitud y 50 cm de altura. Muestran mayor ocurrencia hacia la base de la Formación Vaca Muerta (Imagen 1 b.); 3) Niveles carbonáticos (beef): Ampliamente distribuidos en distintos afloramientos de la Formación Vaca Muerta, principalmente hacia la base de la misma. En la bibliografía se los define bajo el término beef (Rodrigues et al. 2009, Imagen 1 c. y d.) y son indicadores de sobrepresión de la roca madre. Presentan espesores variables entre 1 y 10 cm, integrados por dos familias de cristales: la interna, desarrollada perpendicularmente a la roca de caja, y la externa, con ángulo respecto a la roca de caja; 4) Niveles tobáceos: en campo se reconocen estratos finos de entre 1 y 5 cm de espesor promedio, se describen como arena fina, con clastos subredondeados, de buena selección, compuestos por plagioclasas. Al microscopio se reconocen dos modas, arena fina y limo.



Imagen 1: a. Principales litofacies de Formación Vaca Muerta identificadas en afloramiento; b. Nódulos carbonáticos en la base de Formación Vaca Muerta; c. Bancos de calcita fibrosa (beefs); d. Muestra de mano donde se observa el arreglo y disposición de cristales de calcita fibrosa (Vittore et. al, 2018).

4. Análisis post mortem de pozo horizontal fracturado hidráulicamente en la Formación Vaca Muerta

Partiendo del análisis post mortem de un pozo horizontal fracturado hidráulicamente en la Formación Vaca Muerta (Cerutti, 2019), se pone de manifiesto el impacto en la productividad por parte del régimen tectónico, de las magnitudes de los esfuerzos y de la presión poral, así como por las laminaciones carbonáticas de esta Formación.

Las principales características del pozo estudiado son representativas de lo que se viene realizando en la ventana de gas seco de la Formación Vaca Muerta, destacando, que el pozo horizontal se perforó como un sidetrack sobre un tapón de cemento fijado en la sección de 8 ¾" del pozo piloto vertical. Fue aterrizado dentro del intervalo "orgánico superior" a la mitad de la sección enriquecida inferior y contó con una sección horizontal de 2,500 metros de largo. La sección de producción se entubó con cañería de 5½".

Se realizaron 36 etapas de fractura, de las cuales en sólo 3 etapas no se cumplió con las fracturas programadas. Se requirió 44,163 m³ de agua fresca total, 355 m³ de HCl al 15%, fluidos híbridos (ácido, slickwater, gel lineal, gel activado), 159,000 sacos de proppant (10% malla 100, 70% arena natural malla 40/70, y 20% cerámico malla 30/50), tecnología "plug-and-perf" y tapones mecánicos.

La conexión pozo-formación se realizó mediante el punzado con cargas explosivas. Se ejecutaron etapas cada 70 metros, 5 clústers por etapa, 6 tiros por pie (tpp) en cada clúster, 30 agujeros por etapa en total. El caudal de bombeo fue de 60 bpm.

Del análisis del pozo piloto, la sección enriquecida inferior (SEI) registra los valores más altos de COT de la columna perforada, con un promedio de 4% y valores máximos de hasta 10%. Esta sección es sobrepresionada y laminada en forma heterogénea. Las laminaciones son una mezcla de carbonatos, cuarzo y lechos de ceniza, que cuando son suficientemente gruesas se detectan mediante la determinación de torio por espectrometría gamma. Las laminaciones y la alta presión del yacimiento añaden un grado de complejidad a la efectividad de la estimulación de la fractura. Las altas presiones de tratamiento pueden superar el gradiente de sobrecarga creando fracturas en forma de T.

El régimen de esfuerzos en este pozo es predominantemente de strike slip ($S_{H_{máx}} > S_v > S_{H_{mín}}$) o cizalla, con magnitudes de esfuerzo mínimo ($S_{H_{mín}}$) que se pueden acercar, aunque por debajo de las de la sobrecarga (S_v), posiblemente generado por la elevada presión poral.

La producción acumulada de gas del pozo fue un 45-50% menor que el pronóstico inicial, interpretándose a partir del análisis RTA (Rate Transient Analysis) que se alcanza de forma temprana el flujo dominado por los límites, aproximadamente a los cuatro meses de inicio de producción.

Como explicación de la baja performance de producción de este pozo que debe ser superada en los próximos desarrollos, la interpretación que cobra más peso es que las fracturas han quedado contenidas verticalmente por laminaciones carbonáticas de alta densidad que no pudieron ser atravesadas. Para procurar superar estas intercalaciones en adelante, se encuentra como un aspecto clave que en la selección del landing point se considere en mayor profundidad un análisis geomecánico de interfaces, en conjunto con el régimen y magnitudes de los esfuerzos tectónicos y de la presión poral.

5. Geomecánica de interfaces

A partir del aprendizaje del pozo fracturado horizontalmente mencionado en el apartado anterior, se pone de manifiesto que cada Formación shale no convencional tiene características y desafíos propios. La combinación de una elevada presión poral, un régimen de esfuerzos de strike slip en el que el esfuerzo mínimo se acerca a la sobrecarga, con intercalaciones de duros carbonáticos de alta densidad, es una particularidad que se puede encontrar en la Formación Vaca Muerta, que la distingue de otras formaciones shale ya desarrolladas extensamente en Estados Unidos.

Para superar estos desafíos distintivos de la Formación Vaca Muerta, de modo de procurar capturar el máximo potencial universalmente reconocido de esta Formación, es donde entra en juego la geomecánica de interfaces, que estudia precisamente la interacción entre las fracturas hidráulicas y las laminaciones carbonáticas que se procuran atravesar.

Un dato clave en el pozo estudiado que refuerza que el mecanismo principal de contención de las fracturas es por geomecánica de interfaces en lugar de por contraste de esfuerzos, es que el post-frac ISIP (Instantaneous Shut In Pressure) ajustado por el TVD (True Vertical Depth) de cada etapa de fractura, dio un promedio de 1.10 psi/ft para las 36 etapas de fracturas. Si observamos el perfil de esfuerzos mínimo calibrado no existen valores que sobrepasen el overburden, por lo tanto, para que la fractura haya superado el overburden de 1.07 Psi/ft y generado neta por sobre el mismo, se interpreta que se debe a la existencia de interfaces que contienen las fracturas, no permitiendo que se propaguen verticalmente tal lo esperado. Estas interfaces que se producen en las laminaciones carbonáticas fueron detectadas en la corona extraída del pozo y los altos valores de resistencia a la tracción muestran su capacidad de contener la fractura.

A partir del análisis geomecánico y de los registros eléctricos, en la zona de aterrizaje se observa un régimen de esfuerzos del tipo strike slip con intercalaciones de duros carbonáticos de alta densidad. Esta interpretación se observa en el track #2 de la Figura 5, en el overlay entre las curvas de densidad y porosidad neutrónica (RHOB, NPHI). Una disminución de la porosidad queda expresada en azul en dicho track. En el mismo track se observa coincidente con los cruces, una disminución en los valores de rayos gamma que indica presencia de niveles carbonáticos.

En el track # 5, se registra la estimación de las magnitudes de los esfuerzos, notando que el régimen es de strike slip, dado que $Sh_{\min} < S_v < Sh_{\max}$. Asimismo, se denota que el Sh_{\min} tiende a acercarse a la sobrecarga en las laminaciones carbonáticas, y que la presión poral presenta un valor elevado de 9,250 psi, equivalente a 0.98 psi/ft.

En el track #6 se muestra el perfil de Unconfined Compressive Strength (UCS) obtenido a partir de la correlación de (UCS) con el registro sísmico compresional vertical (DTC_v), mediante el ajuste del exponente del DTC_v con 1.73 de la Ecuación 1 y Gráfico 1, para que quede calibrado con el scratch test obtenido del ensayo de laboratorio realizado a la corona.

$$UCS_v[\text{psi}] = 40,000,000 * DTC_v^{-1.779}$$

Ecuación 1: Vertical Unconfined Compressive Strength (UCS) a partir del registro sísmico compresional vertical (DTC_v) (Varela et al., 2017)

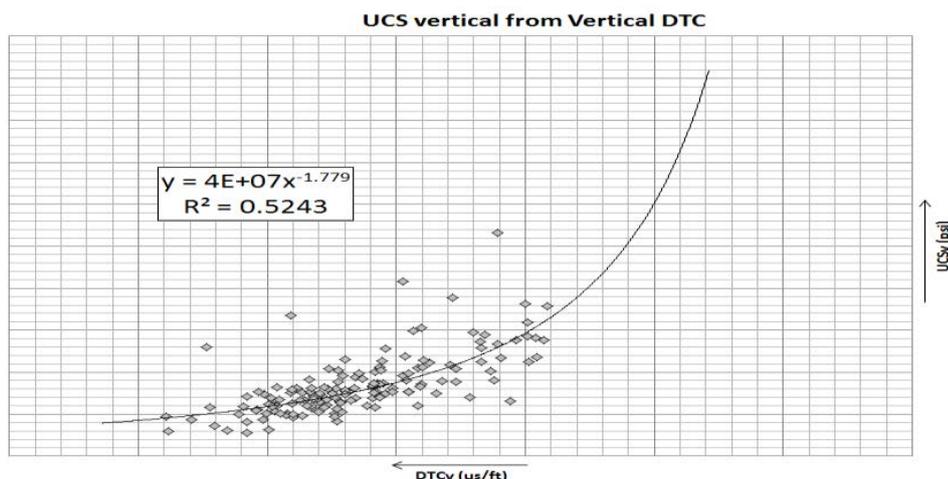


Gráfico 1: Vertical Unconfined Compressive Strength (UCS) a partir del registro sísmico compresional vertical (DTC_v) (Varela et al., 2017)

La resolución vertical del scratch test efectuada sobre la corona en laboratorio es de un milímetro, lo que le confiere un sustancial valor dado que puede detectar laminaciones carbonáticas que por su reducido espesor pueden pasar desapercibidas o no se aprecien en su magnitud por los perfiles aplicados en los pozos (perfiles sínicos tienen en el orden de 0.5 pie de resolución vertical).

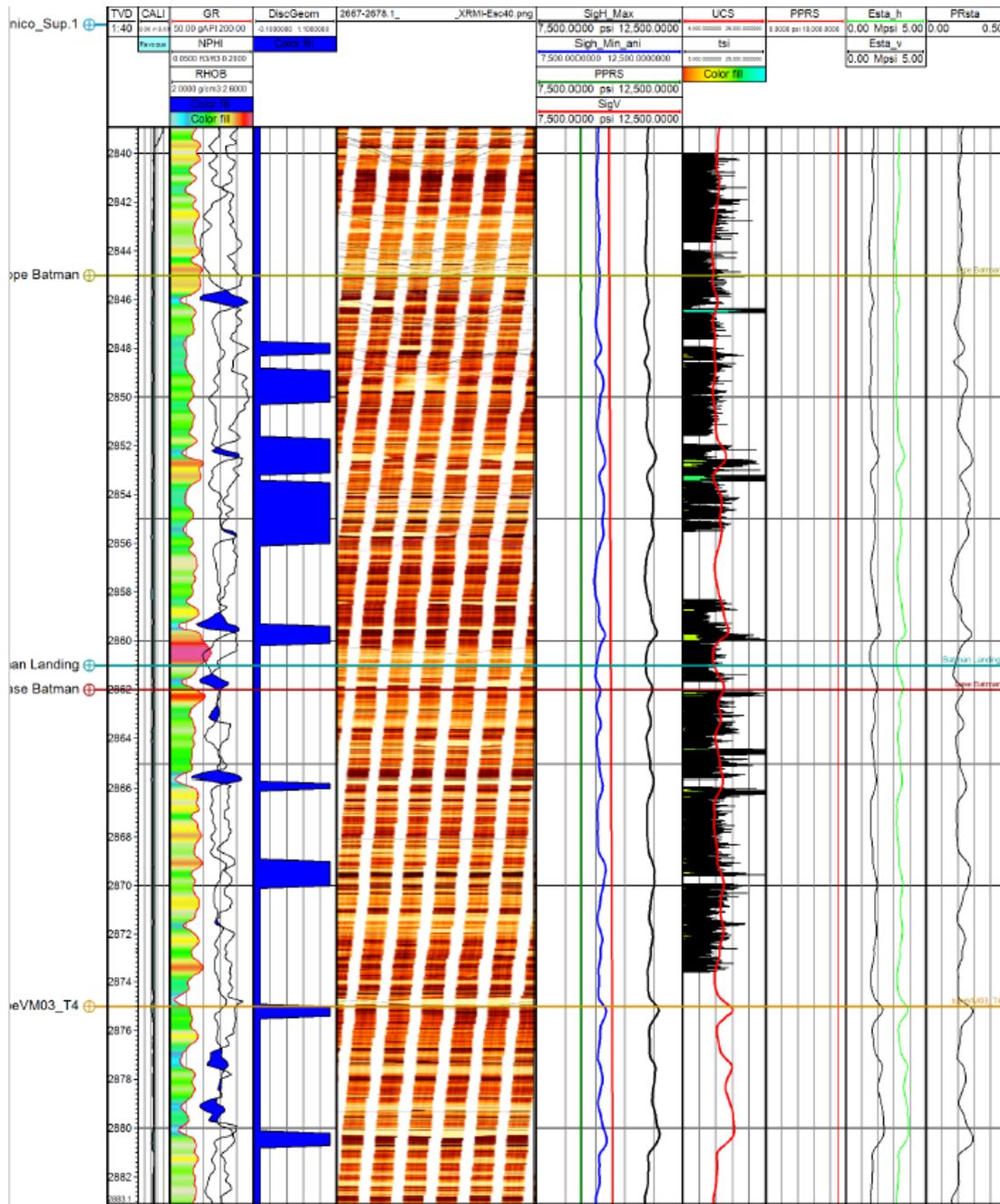


Figura 5: Identificación de duros carbonáticos, presión poral, régimen de esfuerzos, y UCS estimado y calibrado con scratch test. Perfiles tomados en el pozo piloto vertical (el landing del pozo horizontal se encuentra a unos 500 m del pozo piloto vertical).

Durante la ejecución de la estimulación, las intercalaciones/laminaciones con duros carbonáticos constituyen una barrera de crecimiento de las fracturas hidráulicas. En ambientes strike slip con esfuerzos mínimos cercanos a la sobrecarga, como en este caso, las intercalaciones con duros tienden a limitar el crecimiento en altura de la fractura o a generar mayor tortuosidad a la fractura. En estos casos, dependiendo de la capacidad de la interface (“el pegamento”) entre el duro y la marga de transmitir el esfuerzo neto de propagación de la fractura en forma de esfuerzo de corte, es de esperarse que las fracturas se arresen formando “T shapes” si la interface no permite la propagación como se muestra en la Figura 6. En el caso en que la interface lo permita, aunque sea parcialmente, en la propagación de la fractura se producirá un cambio de dirección incrementando la tortuosidad de la red de fracturas.

El cruce de la interface va a ser posible siempre que la presión dentro de la fractura hidráulica no sobrepase el overburden al transmitir por shear el esfuerzo en la interface. Por lo tanto la máxima presión que se puede transmitir en la interface es al nivel del overburden (S'_v) multiplicado por el coeficiente de fricción ($\mu_{friction}$) de la laminación y para que atraviese la interface, este valor debe ser mayor que el tensile strength (T_{str}) o resistencia a la tracción, de la interface (Teufel, 1978).

Cruce de interface se da cuando: $S'_v \times \mu_{friction} > T_{str}$

Siendo, $S'_v = S_v - Pp$

Ecuación 2: Basada en Teufel, 1979.

Esta relación indica que cuanto mayor sea el diferencial entre el overburden y la presión poral (stress efectivo de la fractura hidráulica) y/o el coeficiente de fricción de la interface, y menor sea la resistencia a la tracción de la laminación, mayor serán las probabilidades de que la fractura atraviese la laminación carbonática. El máximo stress efectivo que se puede aplicar para que no se formen fracturas en forma de "T" es el overburden (S_v), dado que al superarlo la fractura hidráulica hace despegar la interface, propagándose horizontalmente a través de la misma.

Para interfaces con pegamento carbonático (menor contención de la interface) el coeficiente de fricción aplicada es de 0.6. En cambio, para interfaces con pegamento débil, el coeficiente de fricción es menor del orden 0.3, lo que tiende a dificultar el cruce de la laminación. La interface actúa como una barrera cuando el coeficiente de fricción tiende a cero (Sarmadivaleh, 2012), por lo que cuanto mayor sea dicho coeficiente de fricción, mayor será la probabilidad de cruzar la laminación.

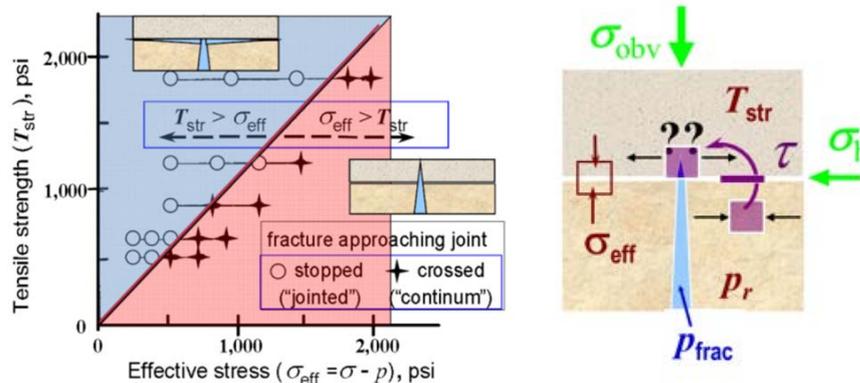


Figura 6: Creación de complejidad de Fractura (Teufel, L.W, 1979).

Dado que el mecanismo de interfaces existe siempre que haya una discontinuidad marcada en el material, nos focalizaremos en el estudio entorno a las laminaciones de alto UCS, y asumimos como un material continuo la sección orgánica donde los valores de UCS son en promedio menores. La fractura que se inicia por el material continuo va a propagar por el mismo en función del contraste de esfuerzos y cuando la fractura llegue a una interface va a superarla siempre que la presión que se transmite por fricción a la interface supere la resistencia a la tracción de la laminación.

En el track#6 de la Figura 5, con el scratch test se registran algunas laminaciones carbonáticas que pueden superar los 25,000 Psi de UCS, correspondiendo a un tensile strength del orden de 1,750 Psi según relación del orden de 7% entre dichos valores (Varela et. al, 2017). Para evitar que la fractura despegue la interface en forma de "T", la presión efectiva debe ser menor que la sobrecarga. Considerando que la sobrecarga estimada se encuentra en 10,000 Psi y que la presión poral estimada en 9,250 Psi, la presión efectiva resulta en 750 Psi, la cual al multiplicarse por el coeficiente de fricción de 0.6, se obtiene un valor de 450 Psi, que resulta inferior a los 1,750 Psi del tensile strength para poder atravesar dichas laminaciones de valores extremos de UCS.

Otro fenómeno que impacta en la interacción entre las fracturas hidráulicas y las interfaces son las propiedades del material de la laminación (Casas et. al, 2006a). En la Imagen 2, se muestran pruebas de fracturas en escala que verifican que las interfaces rígidas (cementadas o grout en inglés) son más fáciles de cruzar que las interfaces plásticas (epoxy).

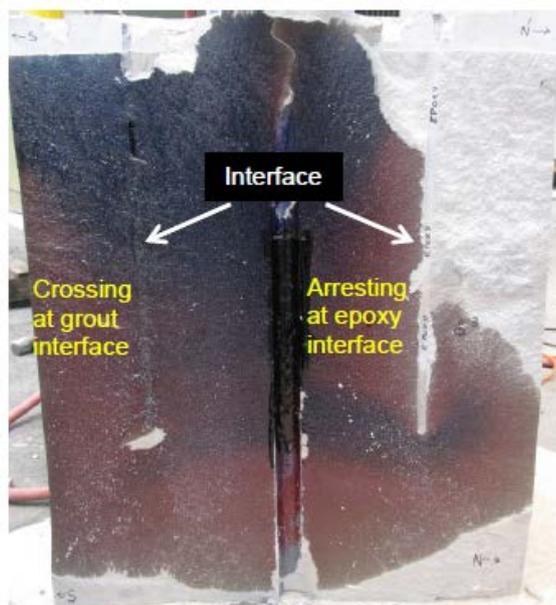


Imagen 2: Arrestamiento y cruce de interfaces en evaluaciones de fracturas en escala (Casas et al., 2006a).

Para apreciar la importancia que tiene la selección del aterrizaje de la rama horizontal en la Figura 7, se muestra el monitoreo microsísmico del pozo SOil-4(h) horizontal petrolífero del Área Loma Campana que inició producción en 2014. Se aprecia en dicha Figura que el tramo de la rama horizontal aterrizado en la “parrilla” de la Formación Vaca Muerta, registra muy pocos eventos cercanos al pozo detectados por la microsísmica. La interpretación es que las fracturas iniciadas en la sección de la “parrilla” de la Formación Vaca Muerta se contienen en las laminaciones carbonáticas de alta densidad, propagándose en la dirección horizontal de las laminaciones y al despegarse no generan evento microsísmico como el que se observa cuando se genera una fractura con mayor componente vertical. Las interfaces carbonáticas no contienen TOC y por su alta densidad tienen prácticamente nula porosidad, por esto este tipo de fracturas no son productivas.

Este tipo de experiencias permitió demostrar que la “parrilla” no conforma una zona atractiva para aterrizar ramas laterales fundamentalmente por su elevado contenido de laminaciones carbonáticas de alta densidad que actúan como barreras para la propagación vertical de las fracturas hidráulicas. En los comienzos se creía que la “parrilla” propiciaba la Formación de fracturas por su elevado brittleness index (BI) precisamente por los carbonáticos, tal como se aplicaba en formaciones shale de referencia en EE.UU., pero luego se comprobó que, al contrario, eran zonas que había evitar porque justamente evitaban la propagación vertical de las fracturas hidráulicas.

Las fracturas realizadas en la sección orgánica del pozo Soil-4h tienen una huella microsísmica mucho mayor, lo que evidencia que la fractura crece por un mecanismo muy distinto al anterior ya que desarrollan alas de fractura de 250 metros y 60 metros en altura.

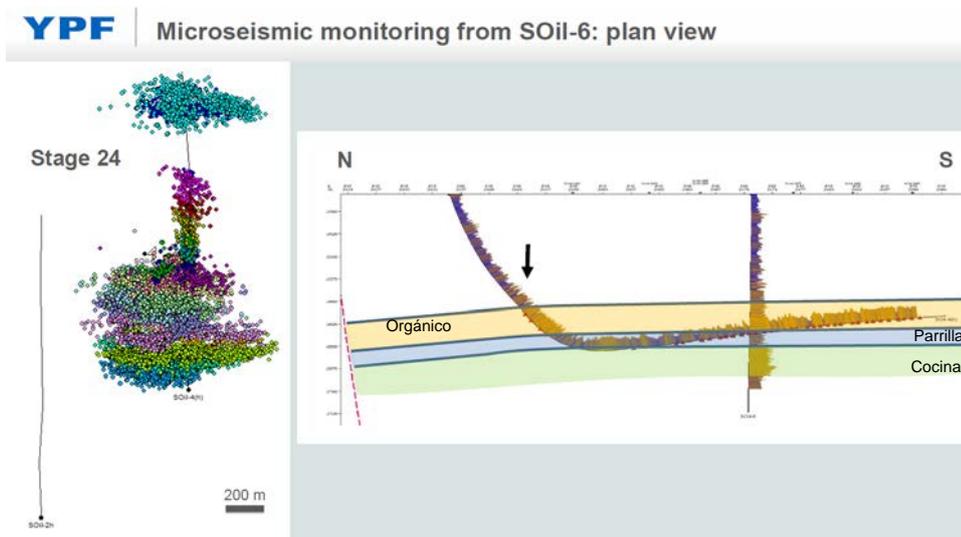


Figura 7: Monitoreo de microsísmica del pozo horizontal Soil-4(h) desde el pozo vertical Soil-6, página 26, YPF, Vaca Muerta Update, 2014. Consultado el 22/Oct/2020, a las 20:17 horas en siguiente dirección de internet: https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/Presentaciones/Presentacion_de_actualizacion_de_informacion.pdf

6. Calibración de la presión poral y de los esfuerzos del régimen tectónico

Es importante recordar, que las propiedades mecánicas y los esfuerzos in-situ no son medidos directamente por ningún perfil. Son medidas en ensayos de laboratorio o derivadas de los perfiles tales como el sónico y densidad.

Para la estimación de la presión poral, los ensayos standard de ensayo de pozos no funcionan adecuadamente dado que requieren extensos períodos de tiempo para llegar al flujo pseudo radial, debido a la extremadamente baja permeabilidad.

Los métodos para estimar la presión poral son:

- MFO/DFIT (Mini Fall-Off/Diagnostic Fracture Injection Testing), cuando sea posible y práctico, habría que tener medidores de memoria con suficiente resolución y larga vida de las baterías.
- Uso inverso de la ecuación de presión de cierre para presión de poro (Ecuación 3), no es recomendada en la literatura, pero en la práctica se utiliza con resultados coherentes.

$$P_c = \frac{\nu}{1 - \nu} (P_{ob} - \alpha P_o) + P_o + \sigma_t$$

Siendo, P_c : Presión de cierre, ν : Poisson's ratio, P_{ob} : Presión de overburden, α : constante poroelástica de Biot, y σ_t : stress tectónico horizontal regional.

Ecuación 3: Ecuación de presión de cierre para presión de poro.

Dicha relación se cumple para los valores estimados y calibrados según expuesto a continuación, considerando los valores de P_c de 1.02 Psif/ft, ν de 0.23, P_{ob} de 1.07, P_o de 0.98, α de 1, y σ_t de 0.01 Psi/ft.

- Early flowback, o flowback temprano, en la que se calcula la presión de fondo al momento en que aparece gas en superficie ya que se estima que esto ocurre cuando se equilibra la presión de fluencia con la presión poral.
- Basados en perfiles y/o sísmicos, como ejemplo puede citarse el método de Eaton, pero debe tenerse extremo cuidado, dado que el DT está altamente afectado por la presencia de TOC.
- De data de perforación, tal como peso del lodo. Puede llevar a estimar por debajo la presión poral; por la extremadamente baja permeabilidad es posible perforar pozos underbalance sin problemas.

En el pozo referido en el capítulo 4 del presente trabajo, la presión de poro fue estimada a partir de la adquisición de datos de sónico compresional, densidad de Formación, neutrón y resistividad. A su vez, fue calibrada con el ensayo de flowback temprano (ver flechas amarillas en Gráfico 2), donde se obtuvo una presión poral de aproximadamente 9,250 Psi (0.98 Psi/ft), que está en línea con el perfil calibrado del track#5 de la Figura 5. En el ensayo mencionado de flowback temprano se asume que cuando entra el gas al pozo es cuando la presión fluente de fondo está a nivel de la presión poral.

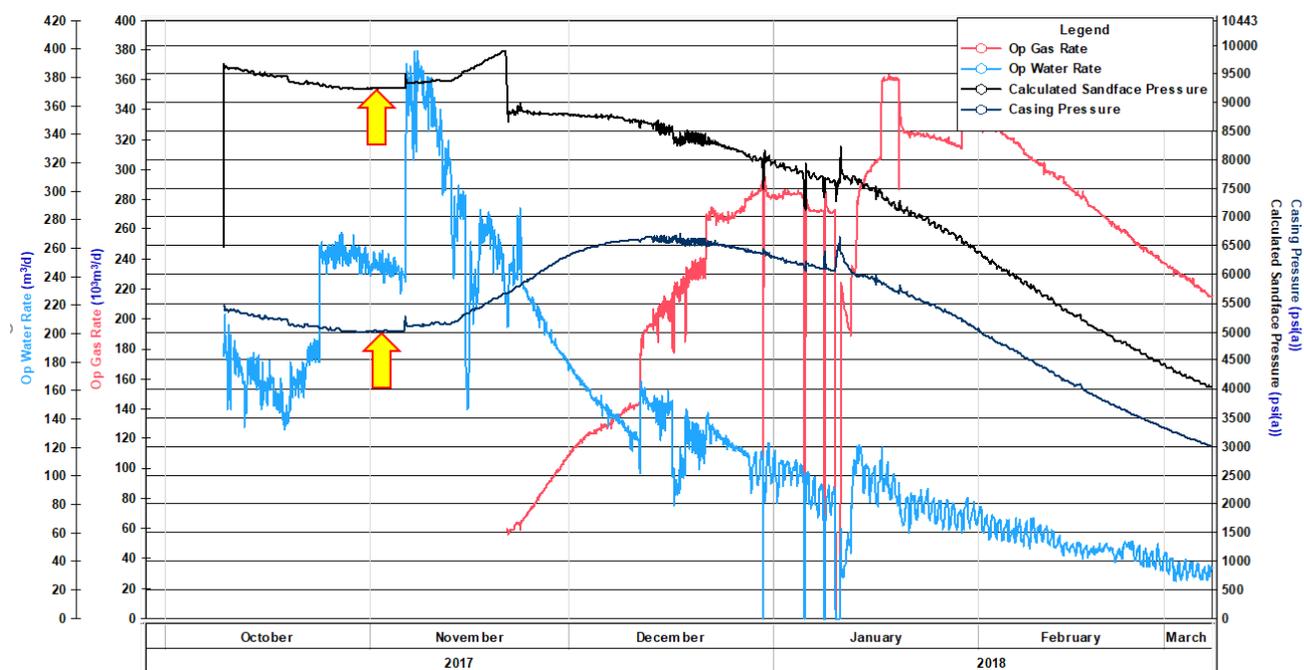


Gráfico 2: Ensayo de flowback temprano, donde se estima una presión poral de 9,250 Psi.

El método de flowback temprano se basa en la estimación de la presión de fondo de pozo (pwf) que fluye cerca del momento de la primera producción de hidrocarburos, mientras que el pozo está devolviendo la carga de fractura. El método es apreciado debido a la dificultad de medir la presión inicial en yacimientos no convencionales de permeabilidad extremadamente baja (Jones et al., 2014).

Los casos de campo muestran el comportamiento de la pwf por hora desde el comienzo del flowback (100% de agua) hasta la aparición del primer petróleo o gas, a través del aumento de los caudales de petróleo y gas a medida que avanza la limpieza. La pwf calculada comienza por encima de la presión del yacimiento debido a la "carga de fractura", cae hasta que se nivela o aumenta cerca del momento de la primera producción de hidrocarburos y luego disminuye. El aplanamiento de la pwf calculada antes de la primera producción de hidrocarburos mensurable proporciona una estimación de la presión inicial del yacimiento.

La precisión del cálculo de pwf a partir de datos de superficie es alta mientras el pozo fluye 100% agua; este período se utiliza para estimar la presión del yacimiento. Una vez que se informan los hidrocarburos medibles, se utilizan correlaciones de flujo multifásico. Los valores estimados de pwf de las correlaciones se comparan con los valores medidos de los estudios de gradiente de flujo, mostrando un error aceptable para los pozos de petróleo y gas en el área en cuestión.

La correlación de la presión de fondo se estimó por medio de la correlación de Gray para flujo multifásico, esta estimación tiene buena precisión dado que el flujo en el punto de la evaluación tiene una fase mínima de gas y no contiene petróleo.

La sobrecarga fue recalibrada basándose en el perfil de densidad que se obtuvo a lo largo del pozo, realizando la verificación cruzada mediante la creación de un perfil sintético de densidad a partir del sónico compresional y la ecuación de Gardner. El valor obtenido de overburden o sobrecarga S_v es de 1.07 Psi/ft.

Para estimar el esfuerzo mínimo horizontal (Sh_{min}), existen diversos métodos, entre los que se destacan el LOT (Leak Off Test), XLOT (Extended Leak Off Test), FIT (Formation Integrity Test), MFO (Mini Fall Off), DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test), y Flowback Rebound Test, proveyendo este último ensayo resultados no sesgados.

Para estimar la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, se utilizó la ecuación establecida por el método poro-elástico y se calibró con datos de campo. Al tratarse de un régimen normal y strike-slip, la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo se corresponde a la presión de cierre de las fracturas preexistentes en el campo.

Cuando se aplica a la perforación, este esfuerzo determina la densidad máxima del lodo que puede ser utilizada sin ocasionar pérdidas de circulación en formaciones con fracturas preexistentes. Si bien no se realizaron LOT (Leak Off Test), las pruebas de integridad de Formación (FIT) posterior al rotado de los zapatos de las distintas secciones se utilizaron como valores de mínima para ajustar el esfuerzo mínimo. También se utilizaron las presiones de cierre extrapoladas desde pozos cercanos para tener un valor de referencia más preciso. Con base en lo mencionado previamente, se obtuvo un valor estimado de Sh_{min} de 1.02 Psi/ft, siendo un valor elevado debido a la presión poral también elevada como principal hipótesis.

El esfuerzo horizontal máximo fue obtenido con la siguiente fórmula, $SH_{max} = Sh_{min} * 1.17 = 1.20$ Psi/ft, a partir de calibrar por el método de Barton el esfuerzo horizontal máximo.

La importancia de una correcta estimación y calibración de los esfuerzos es determinar el régimen tectónico in situ, procurando que el esfuerzo mínimo (Sh_{min}) nunca supere a la sobrecarga (S_v), de modo de asegurar de no estar en régimen inverso donde las fracturas se propagan horizontalmente, lo que claramente no es lo deseado. En el caso analizado, se verifica que se trata del régimen strike slip dado que $Sh_{min} < S_v < SH_{max}$.

Por otra parte, resulta fundamental la estimación y calibración de la presión poral, para poder determinar en conjunto con el overburden y el coeficiente de fricción de la interface, si se supera el tensile strength de la laminación para poder atravesarla y que la fractura se propague verticalmente tal lo esperado.

7. Análisis de productividad de pozos gasíferos a Vaca Muerta con gradiente de apertura WL

Se observó en pozos cercanos que si la fractura hidráulica quedó contenida por las interfaces carbonáticas de alta densidad tienen un gradiente de apertura de wireline (WL) elevado. Este gradiente es la medición de la presión luego de 30 a 45 minutos aproximadamente de finalizada la fractura hidráulica. La interpretación es que, en pozos de gas en la Formación Vaca Muerta, en el caso de haber una caída de la presión de WL, desde el ISIP a valores en el rango de 0.96 psi/ft a 0.98 psi/ft, la propagación de la fractura en la vertical ha sido satisfactoria, no habiendo tenido mayores arrestos por laminaciones horizontales por lo que se maximiza la productividad.

En cambio, si la presión de WL se mantiene elevada por encima de 0.98 psi/ft, se considera que la fractura ha sido arrestada por laminaciones horizontales, las cuales por tener prácticamente nula porosidad y leak off, son propensas a evitar una caída de la presión.

Esta interpretación puede no funcionar en zonas de la Formación Vaca Muerta con excesivamente reducida permeabilidad en su matriz, al evitar siempre la caída de la presión del gradiente de WL por este motivo en lugar de por suponer que se crearon fracturas en forma de "T". Tampoco se supone que pueda funcionar en pozos de petróleo, por tener mayor viscosidad que el gas, lo que reduce su movilidad y consecuentemente la caída de presión del wireline.

La medición de la presión mencionada cuenta con la ventaja de ser un parámetro que permite tener una cuantificación del estrés mínimo menos influenciada por las presiones netas de las fracturas que el ISIP. También al ser tomada de forma estática no está afectada por el diámetro del pozo, cantidad de fracturas/clusters/tpp (tiros por pié), como sucede con la presión durante el bombeo tomada en superficie de los distintos pozos analizados.

Idealmente lo que habría que disponer son las presiones porales y los esfuerzos mínimos de los distintos pozos, pero ante la dificultad de obtener dicha información, el gradiente de apertura de WL siendo fácil de medir puede servir como un indicador de productividad para inferir si las laminaciones pudieron ser cruzadas o actuaron como barreras, aunque su precisión no sea la mejor. En el caso de disponer de la presión poral, cuanto menor sea la presión poral respecto de la sobrecarga (overburden), mayor será la probabilidad de que las fracturas verticales puedan atravesar las laminaciones horizontales de la Formación, traduciéndose en una mejor productividad, tal como fue explicado en la sección de geomecánica de interfaces del presente trabajo.

A partir de la información pública en la Secretaría de Energía (SE) de la producción acumulada de gas, de las longitudes de la rama horizontal de los pozos, y de los gradientes de aperturas de wireline (WL) disponible para 10 pozos cercanos entre sí, se realiza el siguiente análisis.

Se mapean los pozos según sus latitudes geográficas de norte a sur (Gráfico 3), y se verifica que de los 10 pozos horizontales gasíferos tomados como análisis, los que se encuentran hacia el sur (pozos 8, 9, y 10) presentan un gradiente de apertura de WL cercano a 0.98 psi/ft y consecuentemente mayores productividades de entre 30 y 60 millones de m³ de producción efectiva acumulada en 12 meses normalizada por 1,000 metros de rama lateral. Se registra con una buena correlación ($R^2=0.73$) que el gradiente de apertura WL decrece de valores superiores a 1.02 Psi/ft en la zona norte, a valores cercanos a 0.98 Psi/ft en la zona sur.

Mientras que los pozos hacia el norte (pozos 1, 2 y 3) son los que presentan mayor gradiente de apertura de WL, con valores entre 1.00 y 1.06 psi/ft, y consecuentemente menores productividades, por debajo de 25 millones de m³ de producción efectiva acumulada en 12 meses normalizada por 1,000 metros de rama lateral.

De este modo, se pueden definir zonas de menor y mayor productividad, destacando que en las de menor productividad se deberá confirmar con la estimación y calibración de la presión poral y del tensile strength (idealmente a partir del scratch test de la corona en laboratorio), que las laminaciones carbonáticas están conteniendo las fracturas hidráulicas según lo visto en la sección de geomecánica de interfaces.

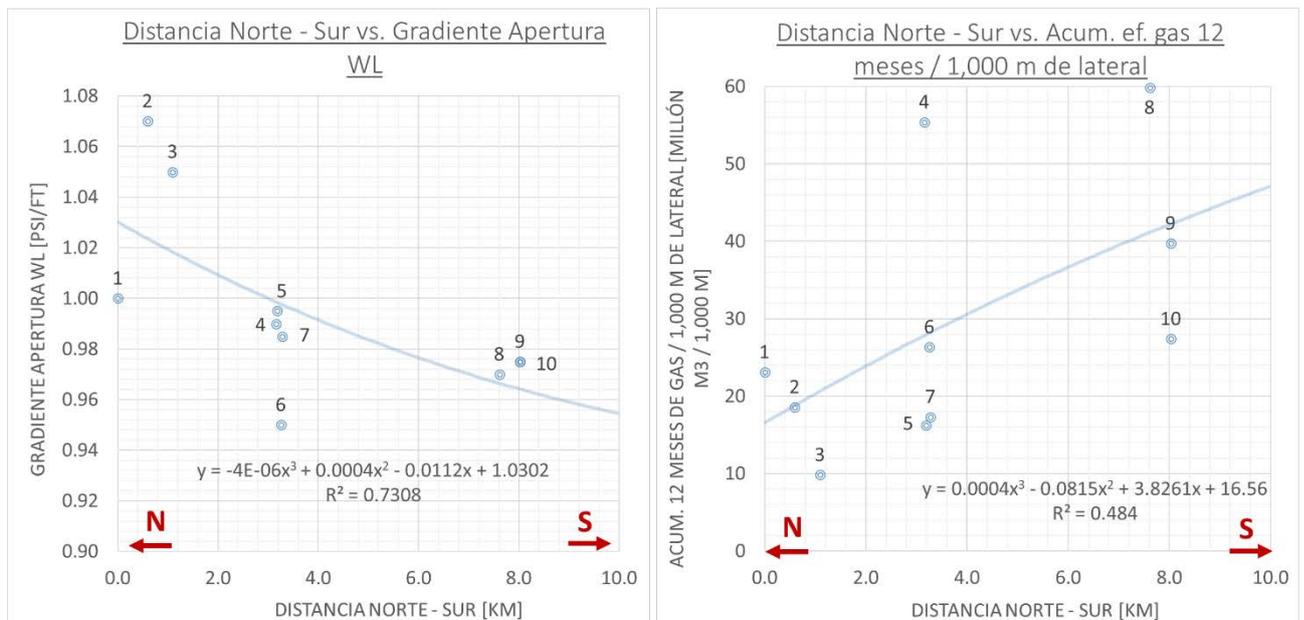


Gráfico 3: Izquierda. Distancia hacia el Sur versus gradiente de apertura de wireline (WL) de 10 pozos horizontales gasíferos cercanos. Derecha. Distancia hacia el Sur versus acumulada de 12 meses de gas normalizada con 1,000 m de rama lateral de 10 pozos cercanos.

En el Gráfico 4, se grafica el gradiente de apertura WL de los 10 pozos que se tiene disponible, versus la acumulada efectiva de gas de 12 meses normalizada por 1,000 m de rama lateral. Aunque con una pobre correlación ($R^2=0.23$), se verifica una tendencia decreciente de la acumulada conforme crece el gradiente de apertura WL hacia valores de 1.07 Psi/ft, donde se encuentran los pozos 2 y 3 con las acumuladas inferiores por debajo de 20 millones de m^3 de producción efectiva acumulada en 12 meses normalizada por 1,000 metros de rama lateral.

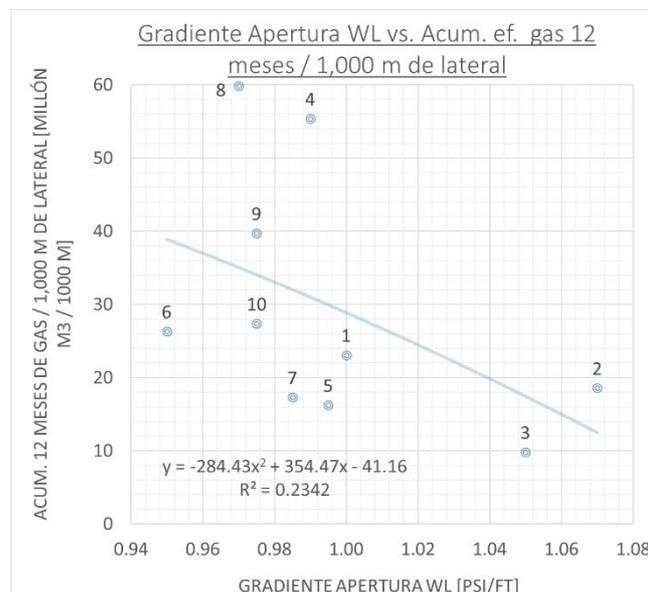


Gráfico 4: Gradiente de apertura de wireline (WL) versus acumulada de 12 meses de gas normalizada con 1,000 m de rama lateral de 10 pozos cercanos.

En el Gráfico 5, se amplía la base de 10 a 62 pozos en la misma zona de los 10 pozos (10 km de norte a sur), pero en esta oportunidad sólo se cuenta con producción efectiva acumulada en 12 meses normalizada por 1,000 metros de rama lateral, sin disponer de gradiente de apertura de WL. No obstante, aunque con una pobre correlación ($R^2=0.23$), se confirma que los peores pozos están en la zona norte con productividades por debajo de 20 millones de m^3 de producción efectiva acumulada en 12 meses normalizada por 1,000 metros de rama lateral, mientras con tendencia creciente hacia el Sur mejora la productividad.

De este modo, se fortalece la hipótesis de que en la zona norte hay laminaciones carbonáticas de alta densidad que contienen la propagación vertical de las fracturas hidráulicas verticales, denotado por gradientes de apertura WL elevados que no caen y se mantienen en valores elevados del orden de 1.06 Psi/ft, tal lo expuesto en el Gráfico 3 izquierda.

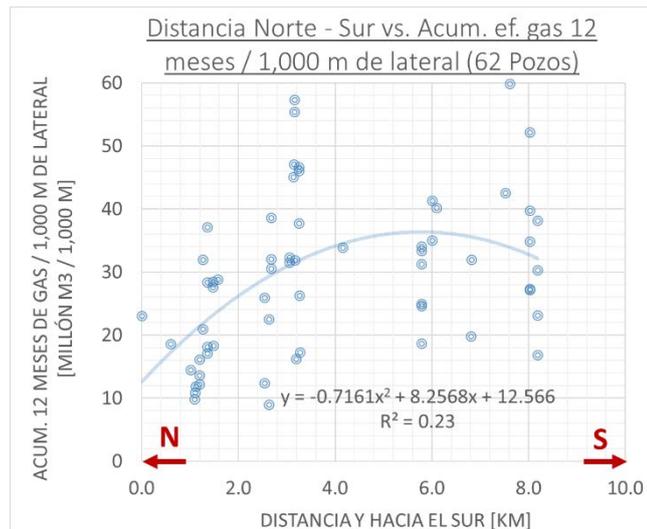


Gráfico 5: Distancia Norte - Sur versus la acumulada de 12 meses de gas normalizada con 1,000 m de rama lateral de 62 pozos horizontales gasíferos cercanos, en la misma zona de 10 km de los 10 pozos que se contaba con gradiente apertura WL.

Con esta información disponible, en esta zona de 10 km Norte a Sur, convendría en primer lugar proseguir perforando pozos en la zona Sur para aumentar la productividad. En segundo lugar, se debería profundizar la geomecánica de interfaces con la mejor estimación posible de presión poral y de tensile strength, para analizar en la zona norte cuales serían las secciones de los landings más ventajosos.

A continuación, se extiende el análisis a 210 pozos horizontales gasíferos, notando una mayor productividad hacia el Sur, probablemente debido en parte a un mayor avance en la curva de aprendizaje debido a la mayor cantidad de pozos realizados (Gráfico 6).

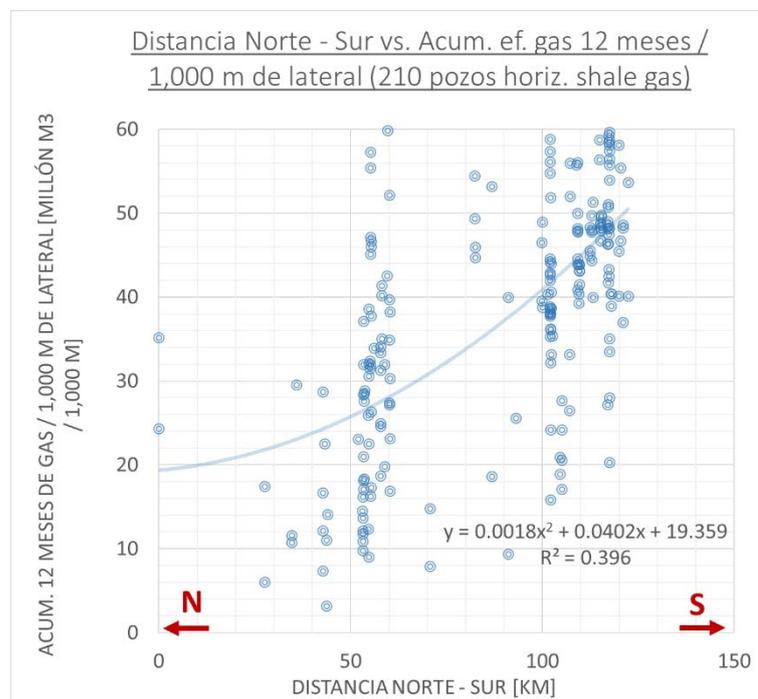


Gráfico 6: Distancia Norte - Sur versus la acumulada de 12 meses de gas normalizada con 1,000 m de rama lateral de 210 pozos horizontales gasíferos.

En el Gráfico 7, se verifica que los tratamientos empleados en 210 pozos horizontales de shale gas en la Formación Vaca Muerta son relativamente similares con un promedio en el orden de 3,000 Ton de arena y de 20,000 m³ de agua inyectada, cada 1,000 de rama lateral.

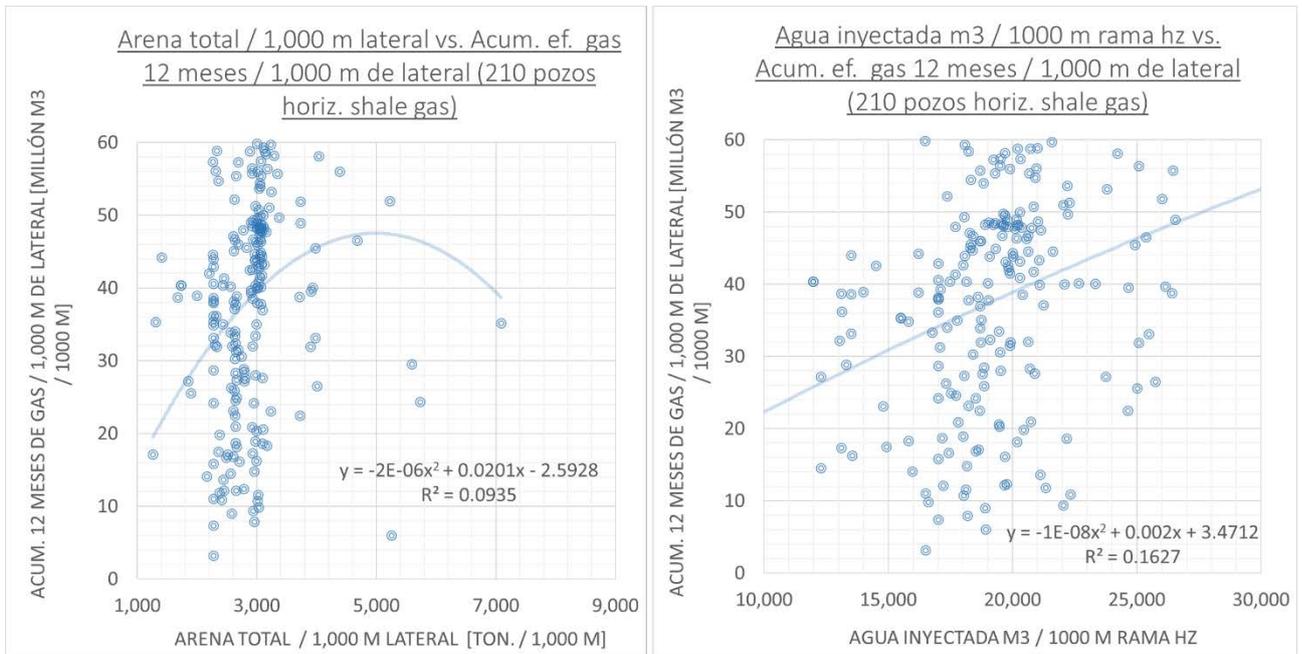


Gráfico 7: Izquierda, arena total / 1,000 m de lateral vs. la acumulada de 12 meses de gas / 1,000 m de rama lateral de 210 pozos horizontales gasíferos. Derecha: agua inyectada / 1,000 de lateral vs. la acumulada de 12 meses de gas / 1,000 m de rama lateral de 210 pozos horizontales gasíferos.

En el Gráfico 8, se registra que la concentración promedio de arena/agua para 210 pozos horizontales de shale gas está en el orden de entre 1.2 y 1.4 lb/gal.

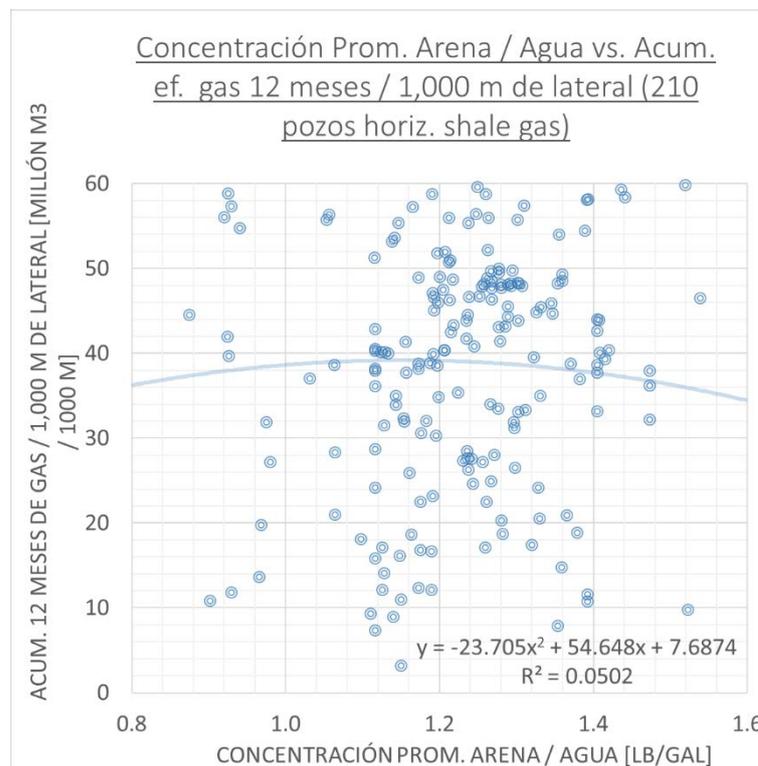


Gráfico 8: Concentración promedio de arena/agua vs. la acumulada de 12 meses de gas / 1,000 m de rama lateral de 210 pozos horizontales gasíferos.

En los gráficos que siguen Gráfico 9, Gráfico 10 y Gráfico 11, se exponen las acumuladas efectivas de gas de 12 meses normalizada por rama lateral de 1,000 m, de las 6 concesiones con mayor cantidad de pozos gasíferos horizontales con objetivo a la Formación Vaca Muerta. Entre estas 6 concesiones cuentan con 190 pozos (90.5%), sobre un total de 210 pozos shale gas horizontales con el objetivo Formación Vaca Muerta, con acumulada de gas efectiva de 12 meses.

Resulta conveniente para un futuro estudio cuando se comparta mayor información entre los operadores, cruzar esta información con un relevamiento geomecánico de esfuerzos, presión poral, petrofísico y de detección de laminaciones carbonáticas que pueden estar actuando como barreras de las fracturas hidráulicas, para comprender cuales son los parámetros clave que están afectando las distintas productividades.

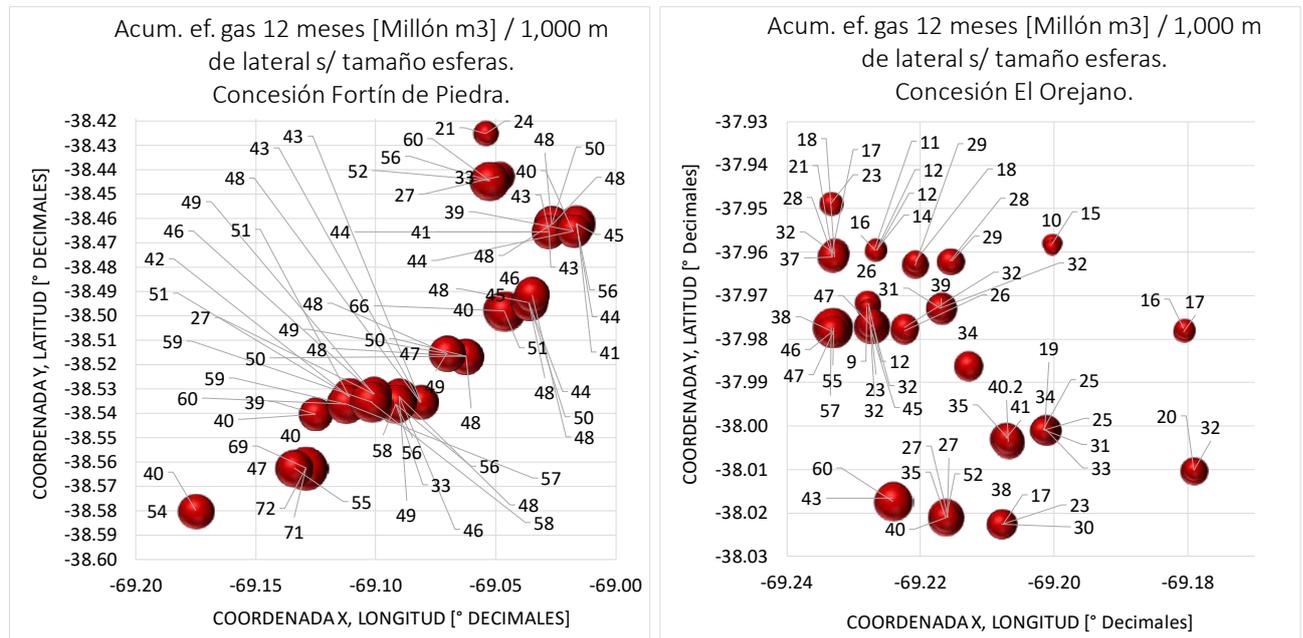


Gráfico 9: Acumulada de gas efectiva de 12 meses normalizada por 1,000 m de rama lateral, de los pozos ubicados según sus coordenadas geográficas xy en grados decimales (Fuente Secretaría de Energía). Izquierda, 67 pozos shale gasíferos horizontales de la Concesión Fortín de Piedra. Derecha: 61 pozos shale gasíferos horizontales de la Concesión El Orejano.

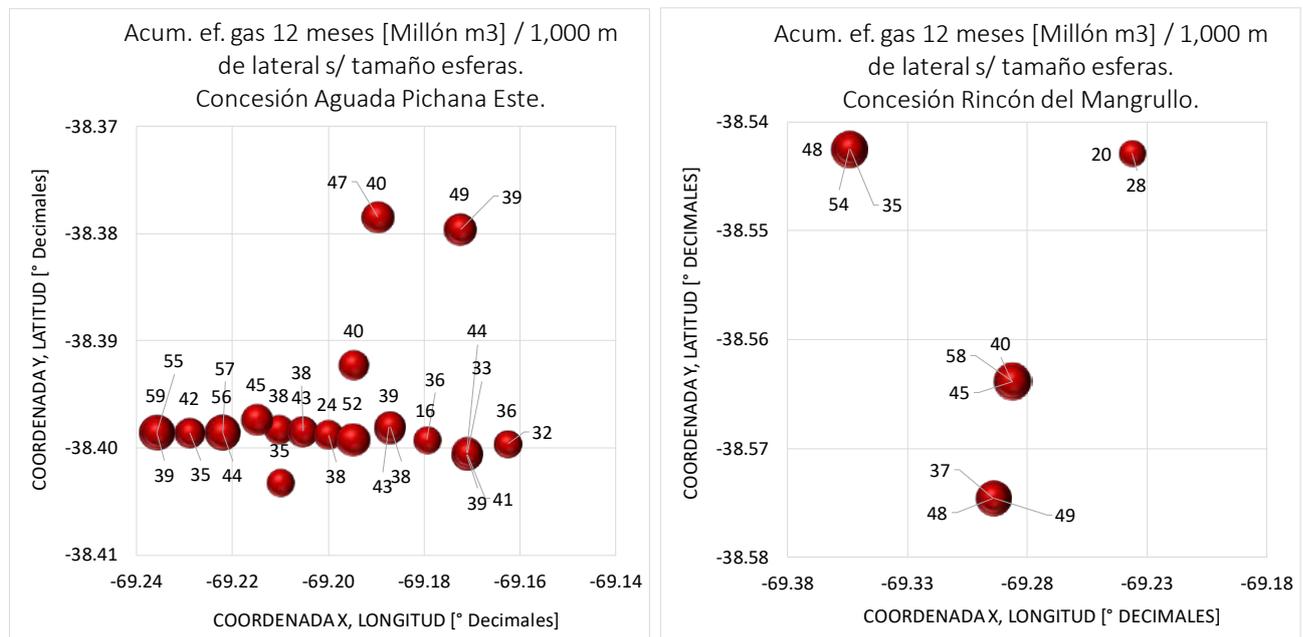


Gráfico 10: Acumulada de gas efectiva de 12 meses normalizada por 1,000 m de rama lateral, de los pozos ubicados según sus coordenadas geográficas xy en grados decimales (Fuente Secretaría de Energía). Izquierda, 33 pozos shale gasíferos horizontales de la Concesión Aguada Pichana Este. Derecha: 11 pozos shale gasíferos horizontales de la Concesión Rincón del Mangrullo.

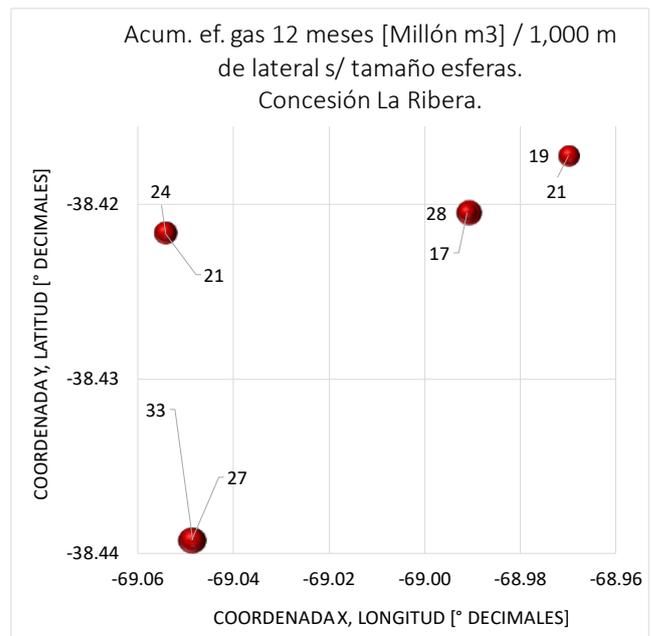
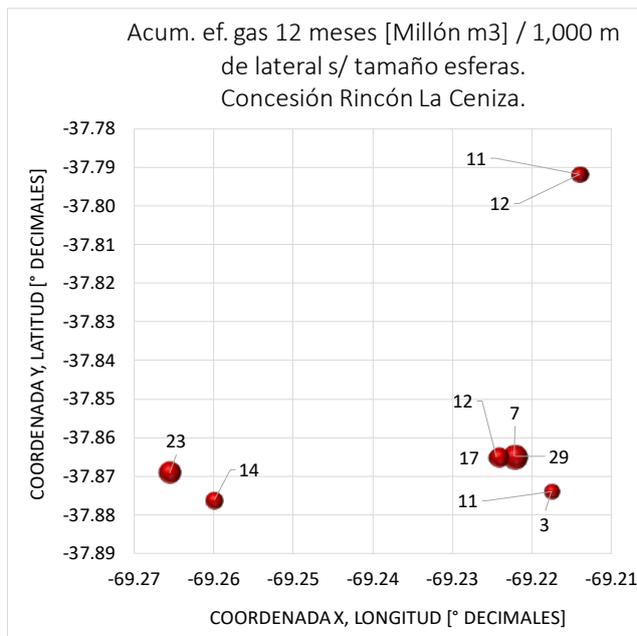


Gráfico 11: Acumulada de gas efectiva de 12 meses normalizada por 1,000 m de rama lateral, de los pozos ubicados según sus coordenadas geográficas xy en grados decimales (Fuente Secretaría de Energía). Izquierda, 10 pozos shale gasíferos horizontales de la Concesión Rincón La Ceniza. Derecha: 8 pozos shale gasíferos horizontales de la Concesión La Ribera.

8. Conclusiones

El mecanismo de contención de la propagación de las fracturas que está primando en los casos de laminaciones carbonáticas de extremadamente elevado UCS y tensile strength en determinadas zonas y secciones de la Formación Vaca Muerta, es por geomecánica de interfaces, en lugar de por contrastes de esfuerzos que era el supuesto inicial.

De este modo, las fracturas hidráulicas quedan sobrecontenidas en altura por duros carbonáticos. Por otra parte, estas laminaciones horizontales por elevado UCS presentan alta densidad y prácticamente nula porosidad, por lo que no contribuyen a la producción.

Para maximizar el EUR de los pozos a desarrollar y su productividad, es fundamental procurar zonas que no tengan en las cercanías estas laminaciones carbonáticas de extrema dureza. Según el ejemplo citado previamente del pozo Soil-4(h), es reconocido que en este sentido la “cocina” de Vaca Muerta presenta mejores condiciones que la “parrilla”, no obstante, se deberá estudiar cada caso en particular con la mejor información disponible y considerando también el “orgánico superior o inferior” de la sección enriquecida inferior (SEI), así como la sección enriquecida superior (SES).

Para ello es clave procurar la mejor información disponible de pozos cercanos a la zona en estudio para desarrollo, preferentemente estimaciones calibradas de la presión poral, de las magnitudes de los esfuerzos y del tensile strength a partir del ensayo de scratch test de las coronas en laboratorio, de ser posible.

Con esta información preferentemente a partir de DFIT's para Sh_{\min} y de flowback tempranos para la presión poral, se podrá determinar primero si se trata de un régimen tectónico normal, de strike slip, o inverso, siendo este último a evitar por la propagación horizontal de las fracturas. Para lo cual el esfuerzo mínimo deberá ser siempre por debajo del overburden.

Luego, con el overburden, presión poral, coeficiente de fricción y tensile de la laminación, determinar si las laminaciones pueden ser atravesadas o no.

En caso de no contar con la información y ensayos citados, resulta beneficioso al menos contar con el gradiente de apertura del WL, que para pozos de gas y en zonas donde la permeabilidad no sea extremadamente reducida, pueden orientar en el mapeo de zonas donde está primando la contención de fracturas por laminaciones de alta densidad, para evitar estas zonas como primera medida, y para estudiar en profundidad cuales serían las mejores secciones para aterrizar las ramas laterales.

9. Recomendaciones

A continuación, se mencionan las recomendaciones que han surgido a partir del presente trabajo.

- En adelante, resulta fundamental ubicar los landings en zonas que no posean laminaciones carbonáticas de alta densidad que puedan contener las fracturas hidráulicas, y con convenientes parámetros geomecánicos de presión poral y régimen de esfuerzos tectónicos, para maximizar el EUR y la productividad de los pozos futuros. Se debe procurar zonas con mayor altura de Vaca Muerta orgánico sin intercalaciones carbonáticas.
- Se recomienda la obtención de la corona de toda la columna de ser posible, para que se pueda realizar el scratch test en laboratorio, y de ese modo calibrar el UCS derivado de los perfiles, a partir de la correlación propuesta por Varela et. al, 2017. Con este ensayo, se podrá registrar con la mejor resolución posible las laminaciones incluso las que sean de un reducido espesor que no sean detectadas, o al menos en su máxima dimensión, por los perfiles. De este modo, se evitarán imprevistos de laminaciones que no hayan sido consideradas por los perfiles, las cuales pueden minimizar el EUR.
- Estimar y calibrar los esfuerzos y la presión poral, para verificar régimen tectónico y con un conveniente ensayo de DFIT para estimar el esfuerzo mínimo, que permita asegurar que no se está en régimen inverso, dado que en este régimen las fracturas son indefectiblemente horizontales.
- La reducción del espaciamiento de fracturas hidráulicas en pozos gasíferos no tiene mayor conveniencia debido a la alta movilidad del gas. De este modo se minimiza el capital y recursos empleados, maximizando el retorno.
- Evitar aplicar directamente tratamientos aplicados en otras formaciones shale extensamente desarrolladas en EE.UU., dados los desafíos particulares que presenta Vaca Muerta, como la elevada presión poral y esfuerzo mínimo cercano a la sobrecarga en un régimen tectónico de strike slip, con intercalaciones carbonáticas de alta densidad. En esta línea, se deberá estudiar la realización de fracturas de mayor conductividad que las realizadas en EE.UU., con mayor concentración de proppant y viscosidades de los fluidos, para maximizar la probabilidad de propagación de las fracturas hidráulicas a través de las laminaciones, más aún en ambientes con relación de esfuerzos del tipo strike slip (Qinglin Shan et. al, 2018). Asimismo, de este modo se minimiza la probabilidad de generar “pinch points” por parte de las laminaciones, al comenzar el flowback y la producción. Aunque puede haber casos donde por el elevado tensile strength de la laminación, no sea posible superarla, por ello la importancia de entender en profundidad este fenómeno para procurar zonas que no tengan esta complejidad.
- Procurar una mayor difusión de la información geomecánica y de presiones de la Formación Vaca Muerta entre Compañías a través de una transecta regional, por ejemplo, para proseguir con el aprendizaje y maximizar la reducción de costos de desarrollo, evitando perforar pozos cuyas fracturas puedan ser contenidas por laminaciones, los cuales se podrían evitar con la información disponible. De este modo, Vaca Muerta incrementará su competitividad requerida para poder brindar energía local, regional e internacionalmente.

10. Bibliografía

- Askenazi, A. et. al, "Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU", SPE Argentina, 2013.
- Buijjs, H.; Ponce, J., "An Engineered Approach to Hydraulically Fracture the Vaca Muerta", USASPE-189866-MS, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition, Woodlands, Texas, 2018.
- Casas, L.A. et. al, "Laboratory hydraulic fracturing test on a rock with artificial discontinuities", In Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, USA, 24–27 September 2006.
- Cerutti, N., "Análisis Post Mortem Pozo Horizontal Hidráulicamente Fracturado Cuenca Neuquina", Trabajo Final presentado para la obtención del Título de la Especialización en Terminación de Pozos en Reservorios No Convencionales (Shale & Tight), ITBA, Primer Cuatrimestre 2019.
- Ferlaza, C. et. al, "A Methodology to Use of RCX Straddle Packer Microfrac for the Determination of Minimum Horizontal Stress in Vaca Muerta Formation", SPE-199159-MS, for presentation at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2020.
- Gas y Petróleo del Neuquén S.A., "Info Técnica de Vaca Muerta", consultado el 20/Ago/2020 a las 17:38 horas: https://gypnqn.com.ar/vaca_muerta.php.
- Gutiérrez Schmidt, N. et. al, "El shale de la Formación Vaca Muerta: integración de datos y estimación de recursos de petróleo y gas asociado, Provincia de Neuquén", IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio de Recursos No Convencionales, IAPG, 2014.
- Ilk, D. et. al, "A Comprehensive Workflow for Early Analysis and Interpretation of Flowback, Data from Wells in Tight Gas/Shale Reservoirs Systems", SPE 1356072010, presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition in Florence, Italy, 2010.
- Jones, R. S. et al., "Estimating Reservoir Pressure from Early Flowback Data", URTEC 1934785, accepted for presentation at the Unconventional Resources Technology Conference held in Denver, Colorado, USA, 25-27 August 2014.
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales del Neuquén, "Institucional / Vaca Muerta", consultado el 20/Ago/2020 a las 18:15 horas: <https://www.energianequen.gov.ar/organismo/vacamuerta.html>.
- Sales, T. et. al, "Controles Estratigráficos sobre Propiedades de la Roca en los Shales de la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Provincia de Neuquén", IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio de Recursos No Convencionales, IAPG, 2014.
- Sarmadivaleh, M., "Experimental and Numerical Study of Interaction of a Pre-Existing Natural Interface and an Induced Hydraulic Fracture", PhD dissertation, Curtin University, Bentley, Perth, Western Australia, May 2012.
- Shan, Q. et. al, "Experimental and numerical investigations on the vertical propagation of hydraulic fractures in laminated shales", College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing, China, May 2018.
- Secretaría de Energía de la República Argentina, "Datasets de Exploración y Producción de Hidrocarburos", consultado el 19/Ago/2020 a las 19:15 horas: <http://datos.minem.gov.ar/dataset?groups=exploracion-y-produccion-de-hidrocarburos>.
- Suárez Rivera, R., "Continuous Scratch Testing on Core Allows Effective Calibration of Log-Derived Mechanical Properties for Use in Sanding Prediction Evaluation", SPE/ISRM 78157, this paper was selected for presentation at the SPE/ISRM Rock Mechanics Conference held in Irving, Texas, 20-23 October 2002.
- Tapia R., "Análisis de Producción de un Pozo Multifracturado Hidráulicamente en un Reservorio No Convencional", Trabajo Final presentado para la obtención del Título de la Especialización en Terminación de Pozos en Reservorios No Convencionales (Shale & Tight), ITBA, Primer Cuatrimestre 2019.
- Teufel, L.W., "An experimental study of hydraulic fracture propagation in layered rock". PhD dissertation, Texas A&M U., College Station, TX, August 1979.

- Varela et. al, "A rock mechanics laboratory characterization of Vaca Muerta formation", ARMA 17-167, this paper was selected for presentation at the 51st US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, California, USA, 25-28 June 2017.
- Vittore, et. al, "Geología y desarrollo de la Formación Vaca Muerta en el yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina", aceptado por la Revista de la Asociación Geológica Argentina, 15 de Mayo de 2018, consultado el 01/Nov/2020 a las 19:26 horas:
<http://ppct.caicyt.gov.ar/index.php/raga/article/download/11929/45454575758226>.
- YPF, Monitoreo de microsísmica del pozo horizontal Soil-4(h) desde el pozo vertical Soil-6, página 26, YPF, Vaca Muerta Update, 2014, consultado el 22/Oct/2020 a las 20:17 horas:
https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/Presentaciones/Presentacion_de_actualizacion_de_informacion.pdf.