



SPE

Valor de la información en reservorios no convencionales

Ana Curcio, Pan American Energy, Damián Mariano Jait, Pan American Energy

Resumen

La necesidad de información para la exploración y evaluación de reservorios no convencionales en general y *shale* en particular, ha llevado a reevaluar muchas de las herramientas disponibles diseñadas originalmente para reservorios convencionales. En paralelo, han surgido nuevas tecnologías o nuevas aplicaciones de las ya existentes para optimizar y acelerar el entendimiento de estos *plays* relativamente jóvenes, sobre todo en Argentina.

Resulta de gran importancia entender cuáles son las principales variables para el entendimiento de reservorios de *shale* y cuáles son las opciones disponibles para definirlos. Sin embargo, esto no resulta fácil considerando que cada herramienta tiene sus ventajas y desventajas, tanto técnicas y metodológicas, como económicas. Es por ello que durante un proyecto de *shale* es fundamental tener en cuenta esto a fin de optimizar la obtención de información, los costos y, por supuesto, la validez de los resultados e interpretaciones finales.

Los perfiles eléctricos son la principal fuente de información indirecta que, a través de calibraciones y ajustes, permiten obtener resultados durante todas las etapas del desarrollo de un yacimiento. Sin embargo, esto no sería así de no ser por la información que se obtiene a partir de estudios y análisis de muestras de roca como son los testigos corona, testigos laterales y recortes de pozo. A partir de estos se pueden obtener datos de laboratorio generalmente confiables que permiten calibrar los cálculos de propiedades a partir de perfiles eléctricos. Esto, junto al bajo costo en relación a otras opciones técnicas, hace al perfilaje esencial en cualquiera de las etapas.

Los estudios geomecánicos y la interpretación de monitoreos microsísmicos durante el fracturamiento se encuentran en auge y pleno crecimiento, complementándose para la obtención de modelos que permitan optimizar las terminaciones de los pozos y el desarrollo de un campo. Su información es muy valiosa principalmente en la etapa exploratoria, pudiendo ser reemplazados por perfiles ajustados y modelos ya calibrados.

Todos los estudios y herramientas presentan incertidumbres. Es esto, junto al valor de la información que otorgan y al costo económico asociado, lo que se debe evaluar al momento de definir cómo obtener los datos necesarios para llegar a las variables que permitirán entender y optimizar el reservorio en estudio.

Las primeras experiencias en *shale* en la Argentina, en la Cuenca Neuquina, han permitido llegar a algunas conclusiones sobre el valor y confiabilidad de la información, y cuáles serían aquellas fuentes más importantes para la adquisición de datos en las diferentes etapas de un proyecto.

Objetivos

El objetivo de este trabajo es describir y evaluar las diferentes fuentes de información, estudios y herramientas disponibles para la definición de variables críticas en la caracterización de un reservorio de *shale*.

Para ello se explicarán brevemente los perfilajes disponibles, tipos de muestra de roca, estudios de laboratorio y el monitoreo microsísmico para la obtención de la información necesaria. A su vez, se hará foco en el valor que esta información tiene y como se puede ir modificando dicho peso a medida que la exploración avanza hacia el desarrollo.

El perfilaje corresponde a una fuente de información indirecta que necesita ajustes y calibración para poder ser utilizada de forma confiable. Por ello, el valor relativo de la información proveniente de ellos dependerá de que tan ajustados estén los parámetros, de la etapa del proyecto y de su relación con otras fuentes.

Los estudios de laboratorio incluyen desde análisis estándar de geoquímica y petrografía, a trabajos específicos de geomecánica y petrofísica para *shale*. La selección de estudios se basa en los tipos de muestra que se hayan tomado, la necesidad de calibrar perfiles eléctricos y la etapa en que se encuentre el proyecto. Como muchos de los análisis y estudios de laboratorio no están estandarizados y normados, sus resultados podrían variar dependiendo del laboratorio que los realiza. Esta es otra variable a tener en cuenta al momento de asignarle un valor a la información obtenida por estos medios.

Por último, se tratará la microsísmica principalmente como método para la obtención de parámetros geomecánicos y direcciones de estrés, aunque también es utilizada para cálculos de volumen de reservorio estimulado. El máximo valor de esta información estará relacionado a la ausencia de otras fuentes y a la presencia de un área con mucha variabilidad en estrés y comportamiento geomecánico.

La adquisición y evaluación correctas de estos datos e información contribuirán a una mejor caracterización de este tipo de reservorios en donde la interpretación sísmica y el modelo depositacional son herramientas fundamentales, que no serán analizadas en el presente trabajo.

El *shale* es un *play* no convencional relativamente nuevo en el mundo. Si bien en EE.UU. el desarrollo lleva más de 30 años, éste fue enfocado principalmente a la producción de gas, y no de petróleo. Su curva de aprendizaje está fuertemente soportada por la perforación de más de cien mil pozos y su historia de producción. Es claro que partir de esas lecciones aprendidas y experiencias hará que el costo de aprendizaje local sea optimizado.

Introducción

El shale es una roca de grano muy fino con mineralogía y contenido de arcilla variable, alto contenido orgánico, complejidad textural y suficiente grado de madurez que lleva a la generación de hidrocarburo (gas o petróleo). Se caracteriza por presentar muy baja permeabilidad, baja porosidad efectiva con un sistema de porosidad dual micro a nanométrica (orgánica e intergranular), fábrica laminar y de gran extensión areal.

Estos *shales* ricos en materia orgánica son simultáneamente roca generadora, reservorio y sello, siendo considerados por ello reservorios no convencionales. A diferencia de los yacimientos convencionales, éstos no necesitan de trampa estructural y no presentan contacto hidrocarburo-agua ni hubo proceso migratorio (Boyer *et al.*, 2006).

En la Figura 1 se presenta un mapa con la ubicación de los reservorios de *shale* en el mundo. Como se puede observar, Sudamérica presenta una gran densidad de este tipo de reservorio, encontrándose la Argentina tercera en el mundo en recursos técnicamente recuperables de *shale gas* según la estimación de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (*Energy Information Administration*, EIA).

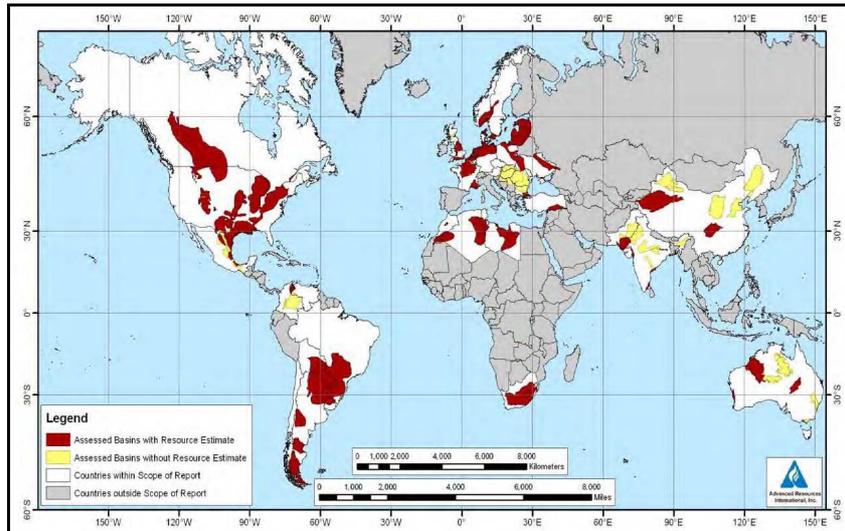


Figura 1: Cuencas de *shale* estudiadas alrededor del mundo (EIA, 2011).

En la Argentina, la Cuenca Neuquina corresponde a la zona de mayor actividad en lo que respecta a la exploración y evaluación de reservorios de *shale*, tanto por las condiciones geológicas favorables, como por contar con instalaciones y servicios disponibles. Es por ello que el presente trabajo se basa principalmente en la experiencia en dicha Cuenca.

La Cuenca Neuquina abarca la provincia del Neuquén, sector occidental de La Pampa y Río Negro y la porción meridional de la provincia de Mendoza (Figura 2).

La Cuenca presenta rocas que se encuentran en etapa de evaluación y exploración debido a su potencial valor como reservorios no convencionales de *shale oil* y *shale gas*. La principal corresponde a la Formación Vaca Muerta de edad Titoniana-Berriasiense, de gran extensión, en ventana de petróleo, condensado o gas dependiendo de la ubicación dentro de la cuenca (Figura 3a). Le sigue en importancia la Formación Los Molles fundamentalmente generadora de gas seco (Figura 3b).



Figura 2: Ubicación de la Cuenca Neuquina (Calvo y González Riga 2003).

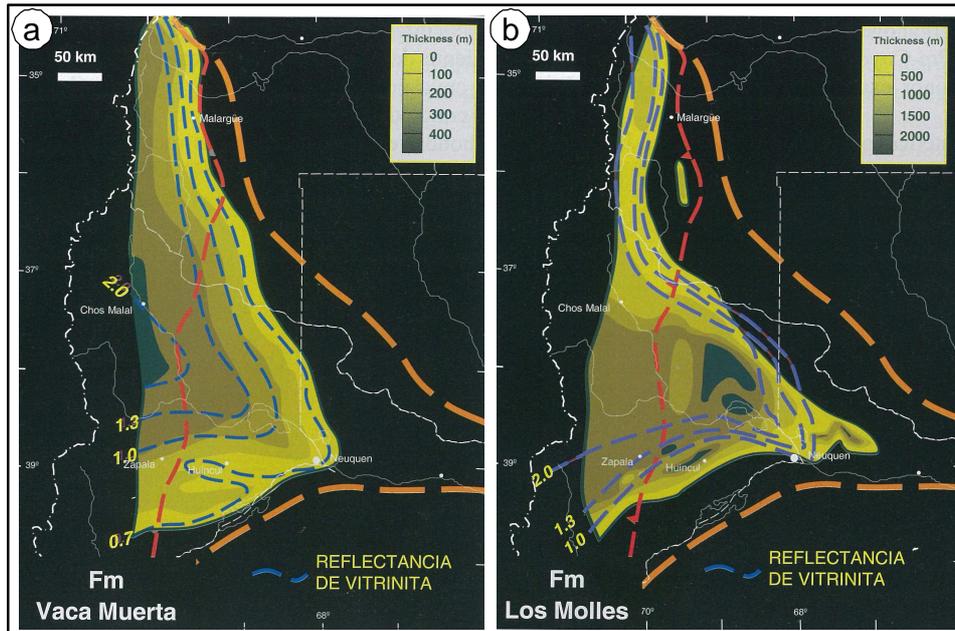


Figura 3: Mapa de reflectancia e isopáquico de las formaciones a) Vaca Muerta y b) Los Molles. Trazo rojo: faja plegada, trazo naranja: límite de cuenca (Legarreta *et al.* 2005).

Información y evaluación

El principal objetivo al estudiar este tipo de *plays* es: caracterizar el reservorio, optimizar los tratamientos de estimulación, determinar su productividad y planificar el desarrollo.

Para ello durante la evaluación de un *shale* es necesario entender y describir las variables correspondientes a:

- Petrofísica (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, densidad de grano).
- Petrografía (mineralogía, fracabilidad, tipo y tamaño de poros).
- Geoquímica (contenido orgánico, madurez, potencial de generación S2 y contenido de hidrocarburo S1).
- Geomecánica (esfuerzos, propiedades elásticas, empotramiento del agente sostén).
- Estudios de fluidos (desorción, PVT, no tratados en este trabajo).

Estas variables se encuentran incluidas en el diagrama de flujo global para el entendimiento del reservorio, optimización de la estimulación y determinaciones de productividad que se presenta en la Figura 4. Los ensayos PVT y la solubilidad al ácido y sensibilidad de fluidos en la estimulación son estudios recomendados, los cuales no se abordarán en este trabajo, mientras que el contenido de hidrocarburo a partir de ensayos de desorción será explicado muy brevemente.

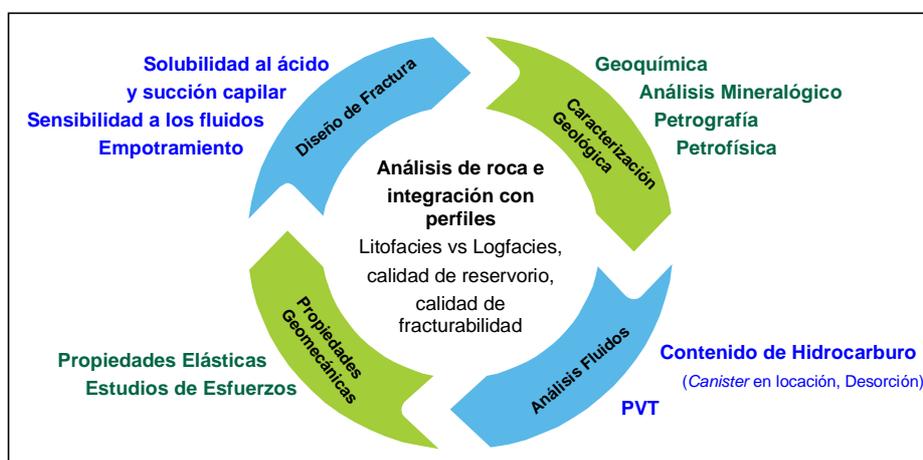


Figura 4. Diagrama de flujo generalizado para la caracterización del reservorio, optimización de la estimulación,

determinación de la productividad y planificación del desarrollo.

La información necesaria para caracterizar cada una de las variables puede ser obtenida a partir de diferentes fuentes:

- Muestras de roca
 - Testigos corona.
 - Testigos laterales.
 - Recortes (*Cutting*).
- Perfiles.
- Microsísmica.

Es por esto que en este capítulo se detallará lo correspondiente a estas fuentes de información respecto a cómo son utilizadas, qué estudios se les puede hacer, qué datos aportan y sus valores relativos dependiendo de la etapa del proyecto.

Muestras de roca

Al momento de analizar qué estudios de laboratorio se desean realizar, se debe considerar los tipos de muestra de roca que se pueden obtener.

Testigos coronas

Estas muestras pueden variar en diámetro y largo. En cuanto a la longitud, las coronas pueden ser de múltiplos de 9 hasta 36 metros dependiendo de la herramienta y la empresa de extracción. Sin embargo, también pueden ser coronas continuas y superar los 200 metros. Las coronas pueden sacarse orientadas mejorando los resultados de los estudios geomecánicos. Por último, cabe aclarar que existen diferentes diámetros de coronas lo cual debe tenerse en cuenta al momento de planificar los estudios a realizar.

Durante la operación es necesario contar con una herramienta de *Measure While Drilling* (MWD) para poder definir en tiempo real la profundidad a partir de la cual se desea/n extraer la/s corona/s. En general se corre un GR, útil en este tipo de litologías. La posterior puesta en profundidad de la corona se realiza a partir de un GR corrido en el laboratorio o directamente en el campo sobre la corona antes de su fraccionamiento.

Al momento de decidir la cantidad de coronas se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Espesor de la zona de interés. Para los primeros pozos sería recomendable la toma de una corona continua incluyendo parte de las formaciones subyacente y sobreyacente. Esto permite obtener una mayor densidad y mejor distribución de datos para la calibración de perfiles eléctricos con resultados de laboratorio. También permite la descripción litológica y sedimentaria. Si el espesor es tal que no es posible tomar una corona continua (impedimento técnico y/o económico), la toma debería ser mediante coronas discontinuas pero de gran longitud (18 - 27 m) en paquetes de roca representativos de la columna completa. Esto puede ser complementado con testigos laterales en las zonas intermedias a fin de identificar diferencias con la corona e identificar futuras zonas a muestrear en otros pozos futuros.
- Heterogeneidad del espesor de interés. Cuando la columna de interés presenta una alta variación visible en los perfiles eléctricos realizados en pozos anteriores, resulta recomendable tomar muestras a fin de caracterizar dichas diferencias. El punto anterior sigue siendo válido y debe tenerse en cuenta. Por el contrario, si el espesor presenta una alta homogeneidad aparente, se puede abordar la toma desde dos perspectivas opuestas: 1) se pueden tomar pocas coronas discontinuas en los paquetes que presenten las mayores diferencias, o 2) se puede tomar una corona continua a fin de confirmar la homogeneidad y cuantificar las bajas variaciones y sus implicancias para el *play*.
- El costo de tomar coronas aisladas o continuas. Aunque el servicio de corona continua es en general más elevado, no hay que descartar su uso si se van a tomar varias coronas aisladas separadas entre sí. Esto se debe a que al tomar coronas discontinuas, se debe perforar entre coronas para llegar a la profundidad de la próxima. Esto significa tiempo de equipo (y su costo

asociado), mientras que en la corona continua, aunque la perforación es más lenta, la misma es continua y simultánea a la extracción de la corona. Existe la tecnología de extracción a cable pero en el país no se encuentran disponibles las herramientas para cortar coronas mayores a 64 mm (2,5”), diámetro mínimo necesario para los estudios geomecánicos.

En reservorios de shale gas o alto GOR, partes de la corona extraída (muestras de un pie de largo) son sometidas a mediciones de gas dentro de un compartimento cerrado (canister, Figura 5). La medición se realiza hasta que se alcanza un valor crítico al que se llega en semanas a meses. En shale gas (principalmente de gas seco), el hidrocarburo gaseoso corresponde al gas libre y el adsorbido por la roca y es utilizado para estimar el gas original in situ. En zonas de shale oil, su medición no tendría una aplicación práctica ya que el gas que se mediría, sería una mezcla de gas adsorbido y gas disuelto en el hidrocarburo líquido.

Un parámetro a tener en cuenta al momento de la extracción es la velocidad a la que se sube a superficie. Una alta velocidad tiene asociada una menor integridad física de la corona, pero una menor pérdida de gas hasta su preservación o medición en canister. Si no se desea realizar estas mediciones de gas y/o no se considera significativa la pérdida de fluidos que pueda sufrir durante el ascenso, es conveniente una baja velocidad a fin de obtener una corona en mejor estado y una mayor seguridad operativa.



Figura 5. *Izquierda:* trozo de un pie de largo de una corona. *Derecha:* Canisters para la medición de gas adsorbido.

Testigos laterales

El testigo lateral rotado permite obtener muestras de diferentes zonas en menor tiempo y costo comparado a los testigos corona. Sin embargo, presenta una limitación respecto al tamaño, cantidad, representatividad de las muestras y tipos de estudio a los que se pueden someter.

Los tamaños de los testigos varían según la empresa de servicio, e incluso dentro de ellas debido a la variedad de herramientas disponibles. El tamaño convencional es de 1” de diámetro y 2” de largo, mientras que algunas empresas ofrecen tamaños de hasta 1,5” x 2,5”. Si bien se han desarrollado herramientas que permiten cortar testigos de mayor tamaño, no siempre están disponibles en el país.

Para los estudios petrofísicos, es necesaria la toma de más de un testigo por nivel. Teniendo en cuenta que para un tamaño de testigo estándar su peso es de aproximadamente 40 gramos y que el requerimiento para un estudio es de 100 a 200 gramos, se necesitarían aproximadamente (según la densidad de la roca) entre 3 a 4 testigos por nivel. Tratándose de rocas altamente laminadas, y por ende heterogéneas, la

extracción de múltiples muestras por nivel implicaría una mayor incertidumbre en el resultado de los estudios.

Un mayor tamaño de los testigos permitiría sacar menor cantidad a fin de alcanzar el volumen de muestra requerido para los estudios deseados, permitiendo optimizar la cantidad de niveles muestreados por carrera y la confiabilidad de los resultados obtenidos.

Debido a sus limitaciones, para la etapa exploratoria es recomendable combinar la extracción de coronas y testigos laterales. Luego, para una etapa más avanzada pueden ser considerados los testigos laterales, en donde ya se determinaron las principales propiedades de las rocas, pero aún se desea continuar ajustando la petrofísica, geoquímica y/o litología.

Recortes de roca (cutting)

El más económico de los muestreos es el *cutting* o recortes de roca. Su principal ventaja es el costo y disponibilidad de muestras. Sin embargo, presenta una serie de desventajas a tener en cuenta:

- La profundidad de las muestras no es precisa.
- Las muestras son una mezcla de diferentes niveles y por lo tanto pueden estar contaminadas.
- La lista de estudios disponibles es corta y en algunos casos presenta un menor grado de confianza.

En los inicios de la exploración, los estudios en pozos preexistentes son el punto de partida para la caracterización del *play*, a fin de identificar las principales zonas y espesores de interés. Estos estudios incluyen evaluación de perfiles disponibles y análisis de laboratorio del *cutting*.

Se recomienda en pozos nuevos también realizar los estudios sobre *cutting* en paralelo a los realizados en coronas y/o testigos laterales para establecer una correlación que luego podría ser utilizada en la etapa de desarrollo.

Este tipo de muestra de roca puede ser considerada como la única para etapas avanzadas de la caracterización del reservorio, e incluso para algunos pozos de la etapa piloto y desarrollo. De esta manera se puede seguir ajustando el modelo principalmente en lo que respecta a TOC y mineralogía (DRX) a bajo costo.

Perfilaje

Como se mencionó anteriormente, la fuente presente en la mayoría de los pozos son los perfiles eléctricos. La información que ellos brindan proviene de mediciones indirectas. Es por ello que son necesarios una interpretación cuidadosa y ajustes a partir de mediciones directas en muestras de roca. Si esto se hace adecuadamente, el valor de la información obtenida aumenta resultando indispensable para una buena caracterización y evaluación del *play*.

Perfil de Gamma Ray

Dado que las litologías dominantes en estos reservorios son las arcillas, los carbonatos y también el limo, en la etapa exploratoria, es muy recomendable correr un *Gamma Ray* Espectral en todo el espesor de interés. Además de permitir discriminar litologías, esta herramienta permite inferir el contenido orgánico total (TOC) a lo largo del espesor perfilado. Los valores de uranio pueden ser calibrados a fin de obtener una curva de TOC, pues estos están generalmente asociados a la materia orgánica. Por otro lado, los valores de potasio y torio permiten obtener una curva de volumen de arcilla (VCL) con muy buen ajuste. Como se explicará más adelante, el TOC y en menor medida el VCL, son fundamentales a la hora de evaluar las zonas a estimular, y el *play* en sí, siendo el TOC uno de los primeros indicadores a observar. En la etapa de desarrollo sería suficiente un GR convencional luego de haber calibrado exitosamente el espectral con los datos de laboratorio.

Perfiles de inducción y sísmico

Éstos son perfiles básicos necesarios. Su combinación permite también estimar valores de TOC a través del método de Passey (Passey *et al.* 1990). El uso más frecuente de la resistividad es identificar

potenciales capas de agua, por debajo y/o por encima de la zona de interés. Esto es muy importante en los *shales* para planificar la estimulación, siempre evitando conectar estas capas.

El sónico dipolar es uno de los perfiles más versátiles en este tipo de *play*. Las empresas de servicio han avanzado mucho en lo que respecta a esta herramienta. Hoy en día se le atribuye la posibilidad de calcular parámetros geomecánicos como fragilidad, relación de Poisson y módulo de Young, TOC (junto a la resistividad) y estrés. A su vez, es utilizado para el cálculo de impedancias, las cuales resultan muy útiles para la identificación de tipos de roca (*Rock Typing*).

Perfiles de densidad y resonancia

Otros dos perfiles de utilidad son el perfil de densidad y la resonancia. El primero utiliza una pastilla radioactiva, la cual de quedarse la herramienta en el pozo, implicaría un costo ambiental muy alto con un costo operativo asociado (cementación completa del pozo u otra acción definida por la autoridad de aplicación). Es por ello que generalmente se observa el proceso de limpieza del pozo y el comportamiento de la primera carrera de perfilaje para determinar si la estabilidad y condiciones del pozo son adecuadas para la bajada de esta herramienta.

Como contrapartida es de los perfiles que más resultados proporciona. El TOC calculado a partir de la densidad suele presentar muy buen ajuste. La porosidad puede ser calculada teniendo una curva de densidad variable ajustada. En la Figura 6 se compara el resultado del cálculo de porosidad utilizando una densidad constante para todo el espesor (curva verde) con una obtenida con una curva de densidad de grano variable (curva roja). Se puede apreciar que el resultado es sensible a la densidad de grano seleccionada, la cual por ende, debe estar muy bien definida.

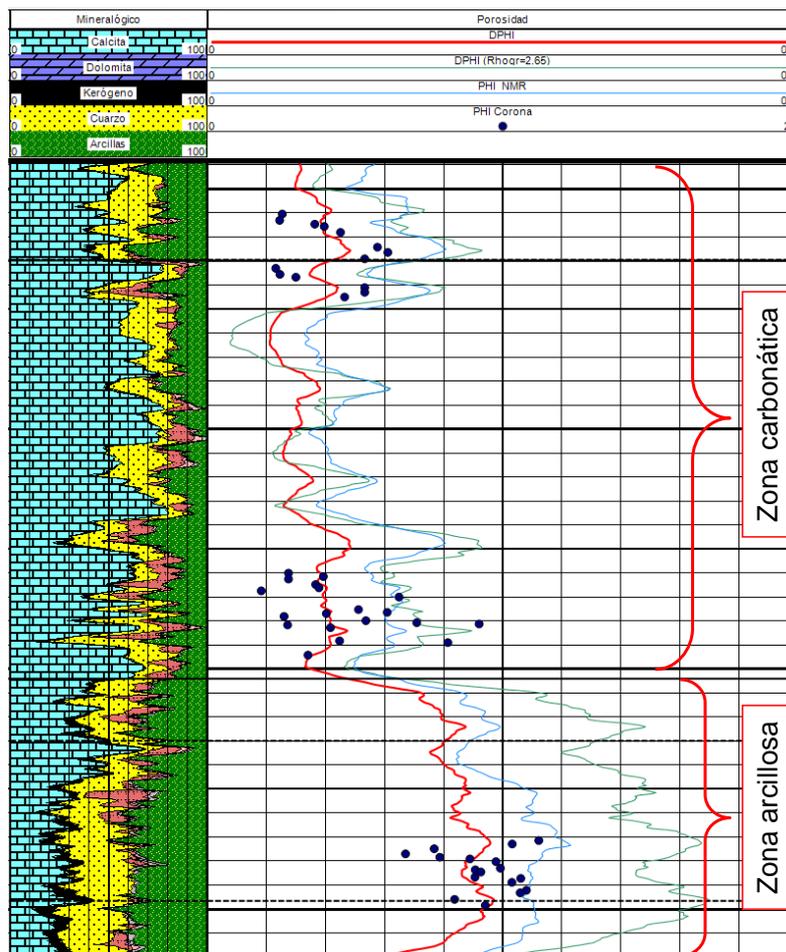


Figura 6. Comparación entre porosidades totales obtenidas a partir del perfil de densidad con densidad de grano constante (verde), con densidad de grano variable (rojo) y del perfil de resonancia (azul). Los datos de laboratorio se presentan como círculos azules.

La resonancia magnética nuclear (RMN), dependiendo la compañía de servicios, puede necesitar una carrera extra y/o ser una herramienta de alto costo. Sin embargo, es la lentitud a la que se debe realizar el perfilaje lo que resulta crítico al momento de elegir correrla. Sin embargo, algo a tener en cuenta a favor de la porosidad de la resonancia, es que no necesita ajuste ni cálculo alguno. Eso genera que si su respuesta es buena en una serie de pozos que caracterice el área de interés, el RMN podría reemplazar los estudios petrofísicos en muestras de roca, y por lo tanto se ahorraría en extracción de coronas, testigos laterales y estudios de laboratorio. El perfil de densidad bien calibrado también generaría el mismo ahorro pero su ajuste es más complejo y depende de más variables.

Al comparar las porosidades calculadas por el perfil de densidad y obtenidas de la resonancia en el ejemplo de la Figura 6, se observa lo siguiente:

- La porosidad del perfil de densidad, con densidad de grano variable, presenta el mejor ajuste con los datos de laboratorio.
- La obtenida con el perfil de resonancia presenta una diferencia de entre 1 y 3 unidades de porosidad (PU) con el perfil de densidad. A su vez, presenta valores mayores a los obtenidos en el laboratorio. Esto podría deberse a que el ejemplo corresponde a un *shale oil*, en el cual, por literatura, la resonancia no ajustaría tan bien como en el caso de un *shale gas*.
- Cabe aclarar que los resultados de laboratorio varían según los laboratorios y por lo tanto las calibraciones y comparaciones dependen de los mismos.

Debido a la alta laminación y por ende, variación vertical, se recomienda correr el RMN a baja velocidad para lograr su mayor resolución vertical (relacionado al alto de la antena de la herramienta).

Como conclusión, al momento de elegir una de estas herramientas debe tenerse en cuenta el riesgo ambiental, económico y también la importancia de los resultados e información que brinda cada uno.

Perfil mineralógico

La herramienta mineralógica puede ser de utilidad sobre todo para los primeros pozos y dependiendo de las variaciones litológicas del área. Este perfil es reprocesado con datos de muestra de roca, generando un modelo mineralógico que luego puede ser usado en posteriores corridas en otros pozos. En general, luego de correrlo en algunos pozos que permitan caracterizar la zona, este perfil puede ser reemplazado por el conjunto de GR/inducción y de estar disponible, por el perfil de densidad.

Otra utilidad del perfil mineralógico está asociada a su curva de densidad de matriz para ser utilizada en el cálculo de porosidad a partir del perfil de densidad. Sin embargo, si la litología del área no es muy variable, se puede generar una curva de densidad de matriz variable a partir de la correlación entre la densidad y datos de laboratorio. De esa forma, a partir del perfil de densidad se puede calcular la porosidad sin necesidad de correr un perfil mineralógico.

Perfil de imagen

Otra opción que se debe considerar es correr un perfil de imagen. Como resultado se puede obtener información sedimentológica (ej: laminación), densidad y tipo de fracturas naturales, presencia de *breakouts*. Dada la información que brinda, su uso está relacionado con la estimulación y con la estabilidad de pozo. La dirección de máximo estrés permitirá saber de antemano en qué sentido se propagarán las fracturas hidráulicas durante la estimulación (coincidiendo con esa dirección) y en qué dirección es conveniente hacer los pozos horizontales (dirección de mayor estabilidad). Todo esto resulta del análisis de *breakouts* y fallas de tensión inducidas durante la perforación.

Una vez que se caracteriza el área y se define un modelo de estrés ajustado, el uso del perfil de imagen se restringiría a seguir calibrando el modelo y a aportar información sedimentológica y/o sobre densidad de fracturas naturales. El uso o no generalizado de este perfil dependerá de si se observa rotación en el campo de esfuerzos y si hay set de fracturas naturales que necesitan ser caracterizadas.

Perfil carbono/oxígeno

Por último, se puede correr un perfil carbono-oxígeno para medir la presencia de un agente trazador. Si al estimular se decide utilizar una arena con trazador radioactivo, se debe realizar una corrida pre y post estimulación. Esto permite obtener una altura de fractura para cada punzado e identificar en qué

casos hubo un mayor crecimiento y en cuáles la arena no penetró en el punzado. A su vez, permite buscar una relación entre el alto de fractura y la litología y parámetros geomecánicos, y de esa forma optimizar futuras estimulaciones sin necesidad de volver a utilizar trazadores.

Logging While Drilling (LWD)

En pozos horizontales o de alto ángulo, donde el perfilaje se realiza mientras se perfora (LWD), habrá que analizar el costo y el peligro de desmoronamiento y pérdida de herramientas. Según resulte el análisis, se puede bajar solo un GR para poder realizar el navegado por la zona de interés. Lo recomendable en la etapa exploratoria es el llamado triple combo (GR, inducción, densidad-neutrón o sínico) o incluso el cuádruple combo que incluye ambos perfiles de porosidad.

La mayoría de las herramientas leen a muy corta distancia de la pared del pozo. Es crítico tener presente esto a la hora de extrapolar e interpolar la información proveniente de los perfiles.

Por último, es recomendable que para los primeros pozos, se corra un set completo de perfiles a fin de poder comparar, ajustar y optimizar futuras adquisiciones de información. A pesar de que se suelen comparar los *plays* de diferentes zonas geográficas como si fuesen similares, cada uno suele presentar características muy propias que no permiten generalizar el uso y utilidad de los perfiles disponibles en el mercado.

Interpretación de perfiles

A través de los perfiles corridos, y mediante aplicaciones estadísticas en conjunto, se pueden identificar clases o facies eléctricas (Figura 7a y b). Lo que se hace es definir rangos de valores para cada perfil y asignar a las diferentes combinaciones presentes un número o color de manera de diferenciar paquetes de roca con diferentes características litológicas, petrofísicas, geomecánicas y/o geoquímicas, comúnmente llamado *Rock Typing*.

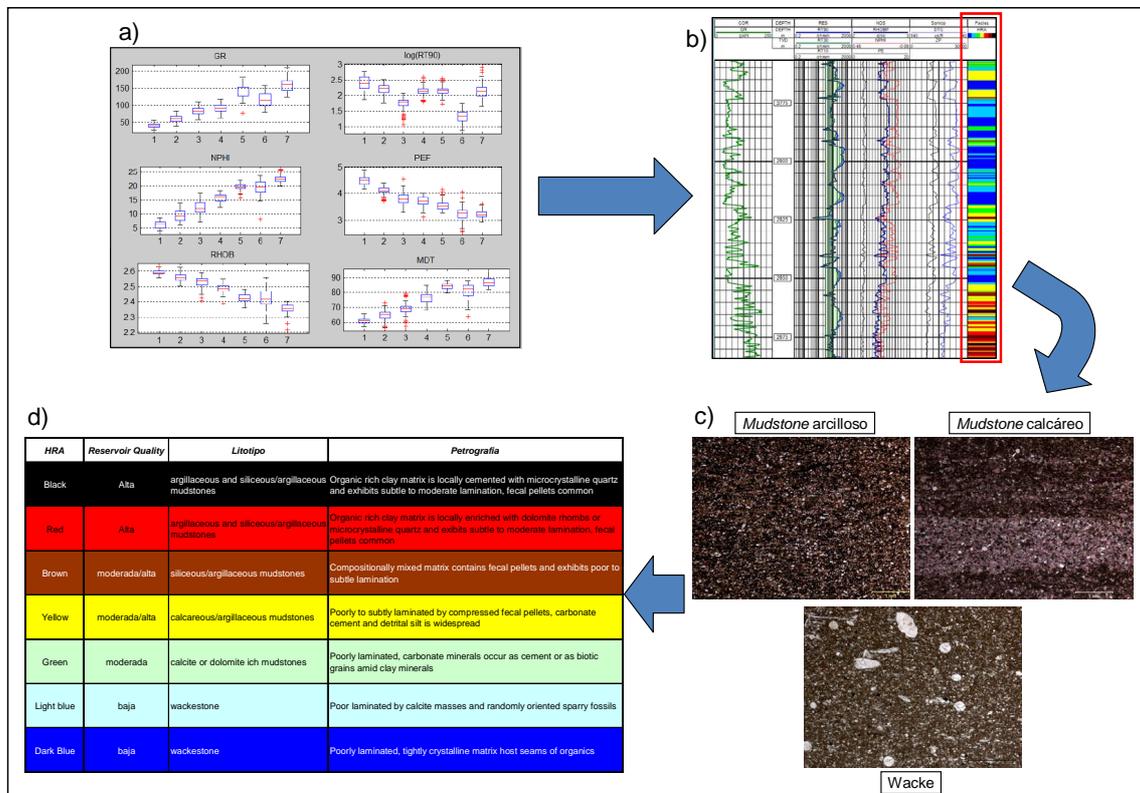


Figura 7. Flujo para la determinación de litofacies a partir de métodos estadísticos aplicados a perfilajes eléctricos disponibles. a) Determinación de electro-facies; b) presentación del perfil de facies; c) descripción petrográfica de muestras de distintas clases; d) determinación de litofacies.

Para poder llevar a cabo esta diferenciación de facies, es recomendable tener como mínimo un triple combo (GR, densidad-neutrón o sónico, e inducción). Sin embargo, mientras más perfiles se tengan, más ajustada será la caracterización. Estas facies pueden pasar a litofacies si se pueden caracterizar mediante análisis en muestras de roca tomadas en cada una de las clases definidas (Figura 7c y d).

Una vez más, si la asociación, ajuste y calibración es buena, se pueden caracterizar otros pozos utilizando únicamente los perfiles, sin necesidad de tomar nuevas muestras de roca. Además, debido a que corresponde a un método estadístico, se pueden identificar facies previamente no definidas, lo cual ayudaría en la toma de muestras a fin de caracterizar su litofacies.

Estudios de laboratorio

En esta sección se describirán los estudios de laboratorio más importantes que se realizan para la caracterización de reservorios no convencionales.

Los bajos a muy bajos valores de parámetros petrofísicos y los tiempos de laboratorios asociados a su obtención, ha generado que las empresas de servicio busquen metodologías nuevas para la caracterización de litologías muy distintas a las estudiadas comúnmente. Es por ello que muchos estudios aún no están estandarizados y sus resultados se encuentran en discusión en el ámbito científico.

Las descripciones estarán enfocadas a las complicaciones, usos e incertidumbres que se tienen respecto a las metodologías y resultados.

Petrofísica

Hoy en día las empresas de servicio ofrecen un paquete de estudios para la caracterización petrofísica de *shales*. Ello incluye mediciones de porosidad, permeabilidad, saturación (agua, gas, petróleo móvil), porosidad ocupada por gas y densidad de grano. A su vez, la porosidad, permeabilidad y la densidad de grano se suele medir como “*As received*” (muestra en su estado original) y “*dry*” (muestra seca).

Permeabilidad

Los reservorios de *shale* presentan como una de sus características principales rocas de muy baja permeabilidad (del orden de los nanodarcys). Esto genera que las metodologías utilizadas para reservorios convencionales sean difíciles de aplicar y costosas debido al tiempo que toman. Es por ello que muchos laboratorios en el mundo se encuentran desarrollando diferentes técnicas que aún no se encuentran estandarizadas, significando diferencias en los resultados para una misma muestra.

Los estudios de permeabilidad se basan en la medición de la misma a partir de una muestra sometida a una presión variable en el tiempo. El *Pulse Decay* es el método convencional aplicado a *plugs* de rocas de muy baja permeabilidad. Este ensayo toma varios días de uso de equipo de laboratorio, generando un alto costo. Es principalmente por ello que se encuentran estudios alternativos como el *Pressure Decay* que se basa en la medición sobre la muestra molida a un tamaño mayor a la de grano, disminuyendo notablemente los tiempos de estudio. Además, se considera que el molido de la roca elimina las microfracturas inducidas por la perforación, que alterarían las mediciones.

La metodología utilizada es confidencial y no necesariamente la misma en distintos laboratorios, por lo cual, el resultado suele ser diferente para una misma muestra. De hecho, se han encontrado diferencias de hasta un orden de magnitud entre los resultados de dos grandes laboratorios, defendiendo cada cual su metodología y resultados (Spears *et al.* 2011, Suarez-Rivera *et al.* 2012).

La discusión se enfoca en cuál es la utilidad del dato de permeabilidad en este tipo de roca, en donde los valores pueden no alcanzar el microdarcy (0,01 μD - 0,5 μD). Las diferencias de permeabilidad dentro de una columna o incluso en una misma área pueden producir diferencias en la producción, existiendo teóricamente un umbral a partir del cual la permeabilidad no es suficiente para que el fluido se mueva. Dicho umbral variaría dependiendo del tipo fluido, que tiene asociado el denominado *Free Path*, que corresponde al mínimo tamaño que debe tener la garganta poral para que una molécula pueda desplazarse a través de ella. Para líquidos, el *Free Path* es aproximadamente el diámetro de la molécula.

Porosidad

Esta propiedad es importante al momento de calcular reservas. Por ello, hay que tener en cuenta que una pequeña variación de la porosidad en áreas tan extensas como suelen ser los yacimientos de *shale*, generaría una variación significativa en el resultado de volumetrías, y por lo tanto en el potencial del reservorio.

Al igual que la permeabilidad, las metodologías de esta propiedad varían según el laboratorio. Se han encontrado diferencias de más del 100% para una misma muestra, poniendo en duda los resultados obtenidos. La principal variación se debe a la metodología de extracción de los fluidos para el cálculo de porosidad total (*Dean-Stark* vs. retorta, Handwerger *et al.* 2012). En Figura 8 se muestran los fluidos que ocupan la porosidad total y porosidad efectiva, junto a todos los componentes de un *shale* genérico.

La variación en los datos de porosidad obtenidos a partir de las muestras de roca afecta directamente sobre los posibles ajustes en los cálculos de porosidad a partir del perfil de densidad. Por lo cual, la incertidumbre en el dato genera una mayor en el cálculo a partir de perfiles.

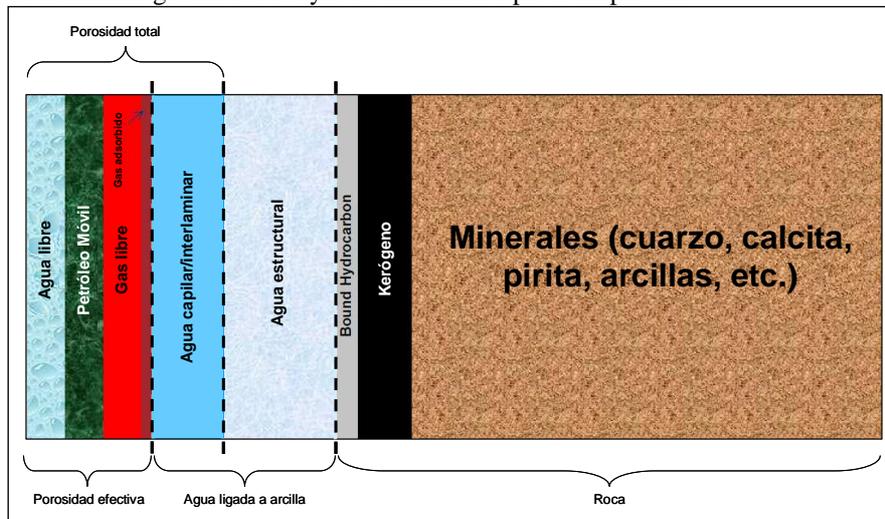


Figura 8. Fluidos y porosidades presentes en un *shale*.

Dejando de lado la variación en los resultados, los valores de porosidad total para este tipo de reservorios se encuentran entre el 3% y 12% y se reconocen cuatro tipos de poros: de matriz ($< 3 \mu\text{m}$), nanoporosidad en la materia orgánica ($< 1 \mu\text{m}$), intragranular o intrapartícula ($< 10 \mu\text{m}$), e intergranular o interpartícula ($< 10 \mu\text{m}$). La porosidad total presenta una tendencia creciente hacia zonas más ricas en materia orgánica y en arcillas (que suelen estar, a su vez, asociados).

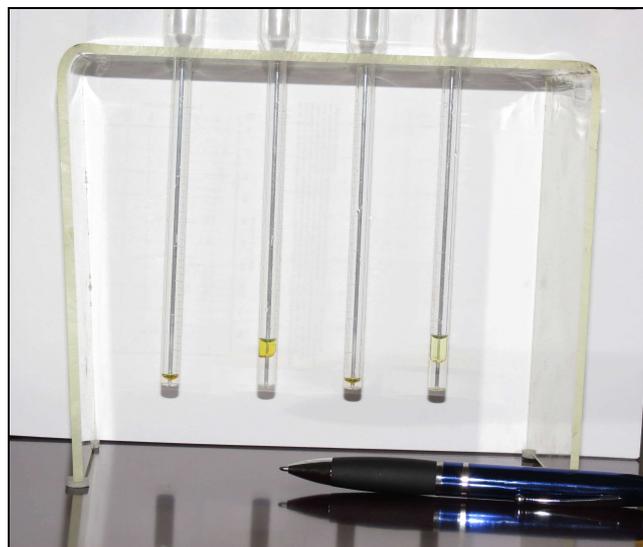


Figura 9. Retorta obtenida en muestras de *shale oil*.

Saturación de agua

Este parámetro se obtiene utilizando el método de *Dean-Stark* en muestra triturada (proceso lento basado en la lixiviación con solvente) o a partir de retorta (evaporación del fluido poral, más rápido, Figura 9). No presenta gran diferencia con respecto a los procedimientos estándar, excepto en la molienda de la muestra y la característica no convencional de la roca. Al igual que en los parámetros anteriores, se identifican diferencias entre los laboratorios, asociadas a las diferencias entre las dos metodologías mencionadas.

Se ha observado un buen ajuste entre los datos de laboratorio y la curva calculada con el modelo de Archie. Cabe recordar que este modelo está propuesto para arenas limpias, por lo tanto los resultados se deben tomar como un dato cualitativo, de tendencia y relativo, y no debería utilizarse para cálculos volumétricos.

Densidad de grano

Este es un parámetro muy importante ya que el kerógeno tiene una fuerte influencia en la densidad total de la roca, disminuyéndola a mayores contenidos del mismo, comparados con similares *shales* con poco kerógeno.

Como se dijo previamente, la densidad de grano se utiliza para la calibración de la porosidad a partir del perfil de densidad. Es por esta razón que las variaciones entre laboratorios (asociadas a diferencias en el procedimiento) repercuten en la densidad de grano a utilizar en los cálculos y por ende en los cálculos volumétricos. A mayor detalle de su variación, se logrará obtener una curva de densidad variable que permitirá un cálculo más aproximado con el perfil de densidad.

Una forma alternativa de obtener este parámetro es a partir de estudios de Difracción de Rayos X (DRX), Fluorescencia de Rayos X (FRX) o *Fourier Transform Infrared Spectroscopy* (FTIR). Para complementar los estudios se utilizan medidas independientes de TOC que permiten estimar la densidad de grano.

Los perfiles mineralógicos, una vez calibrados correctamente, devuelven una curva de densidad de grano que puede ser utilizada para la porosidad y cálculos petrofísicos. Esto podría reemplazar la necesidad de realizar estudios sobre muestras de roca, disminuyendo los costos asociados a un pozo.

Petrografía

Los estudios petrográficos incluyen descripción de testigos corona (perfil litológico) y de cortes delgados, DRX, FRX y Microscopía electrónica de barrido (*Scanning Electron Microscopy*, SEM).

Los estudios de DRX son fundamentales para conocer la mineralogía. El estudio se puede realizar sobre cualquier muestra de roca (testigos rotados, coronas y *cutting*).

Para este tipo de reservorio, la cantidad y tipo de arcilla es uno de los resultados más importantes del DRX. Este grupo de minerales le confiere a la roca portadora una alta ductilidad, y a su vez, el tipo de arcilla una sensibilidad a los fluidos que resultan fundamentales al momento de planificar el fluido a utilizar durante las fracturas durante la completación del pozo. Sin embargo, hay varias metodologías diferentes dentro del DRX (diferentes barridos) que dan como resultado valores de arcilla variables. Esto debe considerarse al momento de evaluación a fin de no subestimar o sobreestimar dicho componente. Además existe una relación directa entre cantidad de arcilla y TOC, dándose alto TOC en zonas de mucha arcilla.

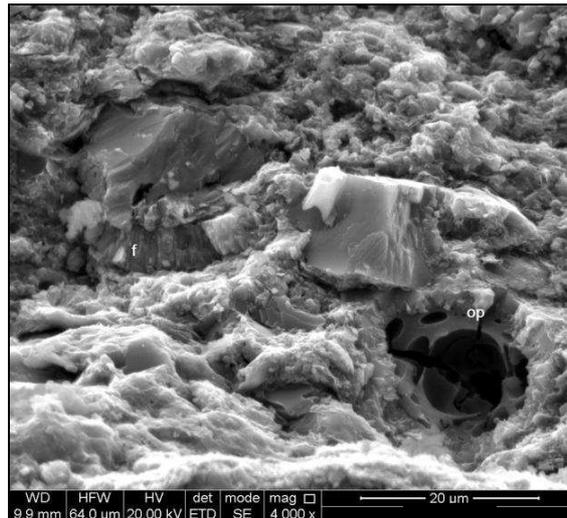


Figura 10. Ejemplo de imagen obtenida a partir del SEM. (Op: partícula orgánica, f: fósil calcáreo).

Debido al tamaño de los poros en los *shales*, se utiliza el SEM para determinar los tipos de porosidad presentes. Esta herramienta permite visualizar con detalle las arcillas de una muestra de roca, la materia orgánica presente y el tipo y tamaño de poros (Figura 10).

La descripción de cortes delgados complementa los estudios anteriores permitiendo identificar materia orgánica, cantidad y tipos de fósiles, presencia de laminación, composición (Figura 11), y a su vez facilita la selección de muestras para el SEM.

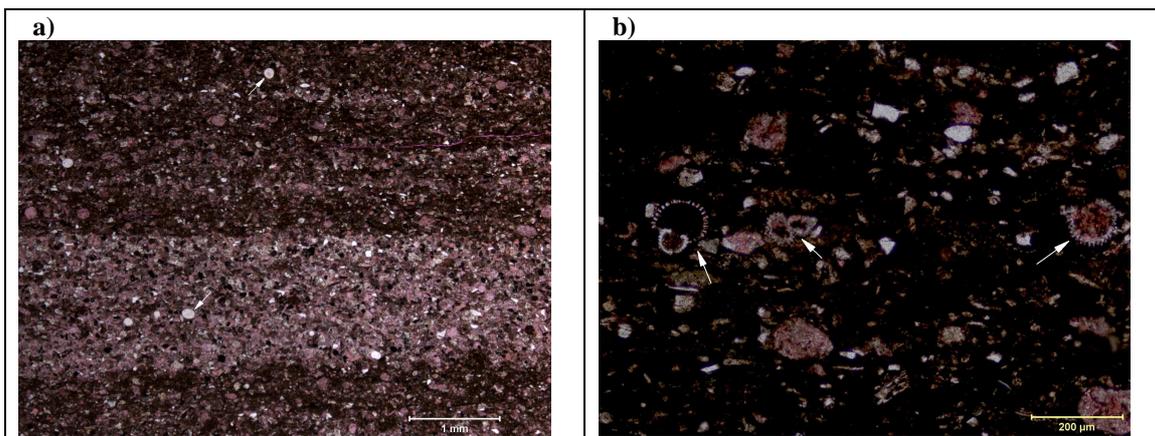


Figura 11. Ejemplos de cortes delgados. a) Laminación bien definida en un *mudstone* calcáreo, b) Fósiles (radiolarios) reemplazados por cuarzo microcristalino.

Los resultados de DRX, SEM y cortes delgados son utilizados para calibrar el perfil mineralógico. En el caso de que se haya realizado un *Rock Typing*, estos resultados sirven para convertir las facies basadas en perfiles a litofacies con respaldo petrográfico y litológico.

La descripción de la corona permite identificar densidad, tipo y disposición de fracturas naturales o inducidas. La densidad y tipo de fracturas naturales son complementarios para el diseño de la estimulación, permitiendo identificar zonas frágiles no detectables con los perfiles eléctricos. A su vez, el tipo, disposición y, cuando se observa, su relleno, sirven para determinar cuál fue el origen de las fracturas presentes (Figura 12).

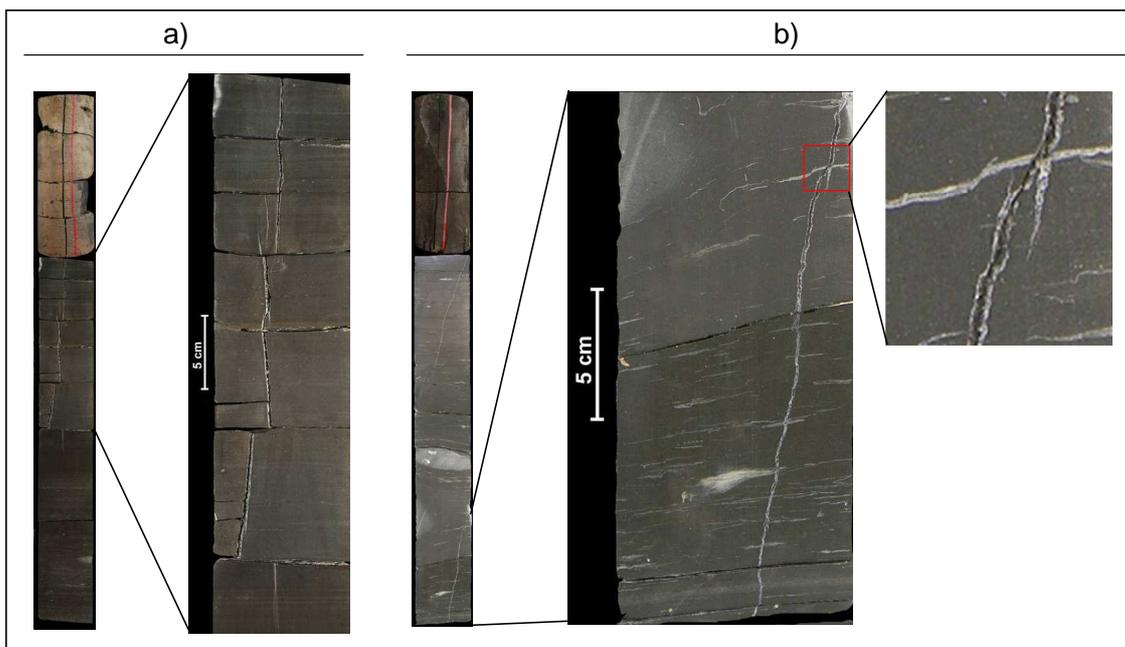


Figura 12. Fotografías de coronas con fracturas generadas durante la expulsión del hidrocarburo. a) Intensa laminación en el 2/3 inferior de la corona. Fracturas naturales subverticales y subparalelas de hasta 1 mm de ancho rellenas parcial o totalmente con calcita, yeso, pirita y bitumen. b) fractura subvertical de 1,6 mm de ancho con poros de hasta 0,3 mm de diámetro.

Geoquímica

En esta sección se listarán y explicaran brevemente los estudios geoquímicos de laboratorio y su importancia en la caracterización de un reservorio de tipo *Shale*.

Contenido Orgánico Total (COT o TOC en inglés)

El TOC permite detectar el petróleo potencial en la roca madre durante la etapa de exploración, y por lo tanto es un indicador muy importante para su evaluación.

La medición de TOC es uno de los primeros análisis y se realiza directamente sobre muestras de roca. A menos que se obtenga una corona continua, la medición se puede realizar de forma aislada en múltiples testigos rotados, coronas y *cutting*, a fin de obtener valores representativos de todo el espesor de interés.

La principal aplicación de estos valores es identificar los niveles con mayor contenido orgánico, y por consiguiente, los más ricos en hidrocarburo. En la literatura se indica que una buena roca reservorio de *shale* debe contener un promedio mayor o igual al 2% en ventana de gas, y de 1% en ventana de petróleo.

Los cálculos volumétricos pueden tener en cuenta el TOC al momento de tomar un espesor para la ecuación. Los valores de corte de 1% y 2% son los utilizados para obtener un espesor útil.

Pirólisis

A partir de este estudio se obtienen los parámetros S1, S2, S3, Tmax y los índices utilizados en la caracterización de petróleos (HI, OI). El estudio se puede realizar sobre cualquier muestra de roca.

Debido a que en un *shale oil*, el hidrocarburo a producir es el generado por la roca madre y atrapado en ella misma, se utiliza el valor de S1 (hidrocarburo existente) como una medida de concentración de hidrocarburo *in situ* y en cálculos volumétricos.

Los demás indicadores de la pirólisis son utilizados como en los reservorios no convencionales para obtener madurez (Tmax), potencial generador (S2) y tipo de kerógeno (HI, OI) presente en la roca.

Reflectancia de la vitrinita

La reflectancia de la vitrinita (R_o) es el parámetro de madurez más ampliamente utilizado en la definición de las ventanas de generación de petróleo, condensado y gas. La relación empírica entre la reflectancia y la formación de petróleo es usada para calcular la maduración térmica de la materia orgánica en los sedimentos teniendo en cuenta los factores tiempo y temperatura. Presenta una aplicación regional, permitiendo fijar los límites de las ventanas de generación de la cuenca en estudio (Tabla 1). Para ello, se puede complementar el análisis con el Índice de Alteración Termal (TAI por sus siglas en inglés) que proporciona de forma visual y cualitativa una madurez del kerógeno. Como se observa en la tabla, los límites no son exactos, sino indicativos.

En general, dado que no es una medición exacta, se realiza en las etapas exploratorias y en algunos pozos que permitan caracterizar los extremos de generación.

	R_o (%)	Tmax	TAI
Inmaduro Gas biogénico	0.4	420	2
	0.5	430	2.3
	0.6	440	2.6
Petróleo	0.8	450	2.8
	1	460	3
	1.2	465	3.2
Gas húmedo	1.35	470	3.4
	1.5	480	3.5
	2	500	3.8
Gas seco	3	500+	4
	4	500+	4

Tabla 1. Rango de valores para la determinación de la ventana de generación de hidrocarburo, basados en reflectancia de la vitrinita, temperatura máxima (Tmax) y el índice de alteración termal (TAI).

Geomecánica

La amplia gama de estudios geomecánicos tienen diversas aplicaciones, aunque las principales se enfocan en dar parámetros para analizar estabilidad de pozos y diseños de fractura.

A continuación se listan los principales estudios disponibles y los parámetros que de ellos se obtienen:

- *Scratch Testing - Unconfined Compressive Strength (UCS)*: módulo de Young, relación de Poisson, módulo de cizalla y de rigidez.
- Ensayo triaxial: módulo de Young y relación de Poisson perpendicular y paralelo a la estratificación (vertical y horizontal).
- Análisis de propiedades anisotrópicas a partir de ensayos compresivos *multistage*: presión efectiva de confinamiento, módulo de Young, de cizalla y relación de Poisson paralelo y perpendicular a la estratificación.
- *Indirect Tensile Strength (Método Brazilian)*: producción de sólidos y modelos de *flowback*.
- *Fracture Toughness*: resistencia al fracturamiento para el diseño de la estimulación.
- Empotramiento y *crushing* de agente sostén (*Proppant Embedment Test*): conductividad vs. estrés de cierre (de la fractura) y porcentaje de empotramiento y *crushing* (rotura del agente sostén).

El campo de la geomecánica es uno de los más complejos debido a la cantidad de información disponible y su difícil interpretación. Es importante entender cómo se comportan las distintas propiedades en las tres direcciones. Sólo se describirán algunas de las principales aplicaciones de sus resultados.

Los valores de estrés y anisotropía que se obtienen ayudan en el diseño de los pozos (sobre todo horizontal o de alto ángulo), permitiendo seleccionar las direcciones más estables complementadas con el perfil de imagen y resultados de microsísmica de pozos cercanos. También permiten inferir las direcciones predominantes por las cuales se van a extender las fracturas durante la estimulación, e inferir la geometría que presentarán.

También se obtienen relaciones de Poisson y módulos de Young que ayudan a comprender las diferencias de fragilidad y ductilidad, identificando las zonas de alto contraste que podrían afectar el

desarrollo de las fracturas, buscando como objetivo el crecimiento de fracturas en todas las direcciones. A su vez, estos parámetros son muy útiles para diseñar las zonas de iniciación de fracturas; se considera conveniente iniciar en zonas frágiles que necesitan menor energía y permiten una mejor propagación. Estos módulos se complementan con el *Fracture Toughness*, que brinda información sobre la resistencia al fracturamiento.

Por último, el análisis de empotramiento permite simular en el laboratorio el comportamiento del agente sostén empleado en la fractura una vez dentro de la formación. Con ella se obtienen valores de conductividad hidráulica, pérdida de espesor de la fractura por empotramiento y el estudio se complementa en medir cuánto material fino se genera a partir de la rotura del agente sostén, equivalente a pérdida de conductividad y porosidad (Figura 13). Es recomendable realizar la prueba utilizando diferentes agentes sostén (tipo y tamaño) por tipo litológico con el fin de optimizar el diseño de fractura y la productividad del pozo.



Figura 13. Presencia de *crushing* generado durante el ensayo de empotramiento.

Cálculos indirectos

El módulo de Young y relación de Poisson se pueden calcular en forma indirecta a través del perfil sísmico, impedancia y valores de velocidad calculados en el laboratorio. Se pueden generar tanto perfiles 1D como cubos 3D dependiendo de la información disponible. La fragilidad (*brittleness*) es un parámetro muy utilizado que se puede derivar a partir del módulo de Young y relación de Poisson calculados. Si se logra un buen ajuste con los datos de laboratorio, es posible prescindir de estos últimos y optar por el uso de perfiles eléctricos.

Otra opción es la generación de cubos sísmicos de Young, Poisson y fragilidad. Esto puede resultar útil para ubicar y diseñar pozos. Cabe aclarar que debe haber un buen ajuste con datos duros y el resultado debe ser consistente con el modelo geológico esperado. Se ha visto que la relación de Poisson presenta algunos inconvenientes tanto en su ajuste con los datos de laboratorio, como con lo esperado por el modelo geológico.

Microsísmica

La caracterización de propiedades de transporte de fluidos en rocas es uno de los más importantes y ambiciosos objetivos en geofísica de reservorios. Hay algunas dificultades relacionadas en usar métodos activos sísmicos para estimar la movilidad del fluido y la permeabilidad de las rocas. El monitoreo microsísmico de inyecciones de fluido en pozo es usualmente aplicado a la estimulación y desarrollo de reservorios de geotermia y de hidrocarburos. En los últimos tiempos ha sido claro que entender y monitorear la sismicidad inducida por fluido es necesario para la caracterización de reservorios y para un soporte técnico necesario al momento de realizar las estimulaciones toda vez que se desee tener un cierto control sobre la fractura adicional.

El monitoreo microsísmico es una aplicación del método sísmico de prospección. Se basa en la detección y ubicación de terremotos de pequeña magnitud (microsismos) que ocurren en rocas debido a procesos naturales o inducidos. Cada “terremoto” de estas características se lo denomina evento sísmico. Una de las hipótesis generalmente aceptadas es que estos sismos se producen por movimientos de cizalla a lo largo de fallas tectónicas y *cracks*, y durante los mismos las ondas sísmicas se generan y propagan.

Para detectar y localizar sus epicentros, es decir el monitoreo, se necesitan arreglos de geófonos, los cuales pueden estar dentro de un solo pozo o en múltiples, así como también en superficie.

De esta forma se irán obteniendo los sismogramas, y luego se irán identificando los arribos de ondas P y S generados por sus eventos (Shapiro, 2008).

Trabajo de campo

Especificaciones técnicas

El trabajo de campo consiste en un pozo estimulado (desde donde se generaran los eventos) y pozos monitores (PM). Como cualquier método geofísico, la buena puesta a punto y adquisición del dato son críticas. Es por esto que desde un día antes de la operación, el equipo de trabajo hace testeos y calibraciones de los geófonos para orientar los mismos y para establecer un modelo de velocidades o confirmar el que haya sido propuesto, y para determinar el ruido ambiental.

En relación a las especificaciones de la herramienta situada en pozos monitores, vale destacar que tiene una apertura entre 60 a 120 metros, siendo un arreglo típico entre 8 y 12 geófonos triaxiales (en algunos casos hasta 40 geófonos), separados entre 15 y 30 metros. La temperatura máxima a la que puede operar es del orden de 270°F (121°C). Los receptores deben estar en contacto directo con el *casing* (no en *tubing* ni en *liner*) y en acople con la formación. Se deben cumplir todos los procedimientos de calidad, higiene, seguridad y ambiente, propios de la industria.

En la puesta en estación (Figura 14 y Figura 15), debe ubicarse la unidad de adquisición de microsísmica (MS), tal que la roldana del equipo de *wireline* esté alineada con el pozo, a un mínimo de 50 pies y se chequea que la herramienta esté bien posicionada.

El paso siguiente es medir el ruido de fondo. Para esto se pone en funcionamiento el equipo en forma ininterrumpida durante una hora y se adquiere el registro de los ruidos presentes. En caso de valores altos se analizará la parada de un pozo productor, tránsito de camiones o el factor que estuviera ocasionándolo, pudiendo incluso suspenderse la operación.

Para determinar el modelo de velocidades de la formación, basta con realizar un monitoreo microsísmico de los eventos provenientes de la perforación o al momento de realizar los punzados, ubicando el transmisor en la unidad de perforación, el cual quedará comunicado vía fibra óptica de la unidad MS (Figura 16). Se hacen de 3 a 5 pruebas piloto (tiros) de manera tal de poder calibrar la herramienta.

El paso siguiente es el frac. Durante el monitoreo microsísmico se realiza la adquisición, picado y análisis de los datos.

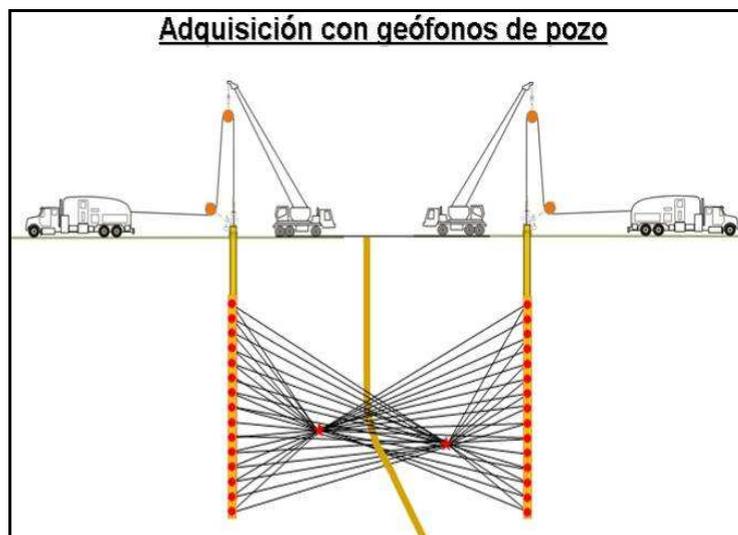


Figura 14. Esquema de la puesta en estación. Se pueden apreciar dos pozos monitores con la ristra de geófonos en su interior y en el centro, el pozo desviado donde se realizará la fractura hidráulica.

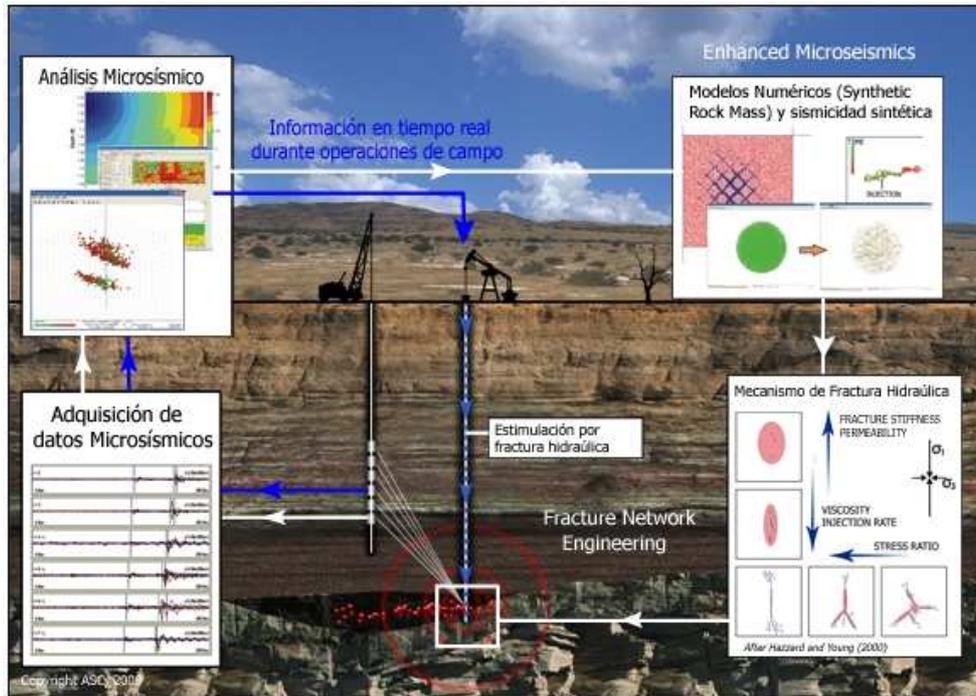


Figura 15. Esquema de la operación de campo.

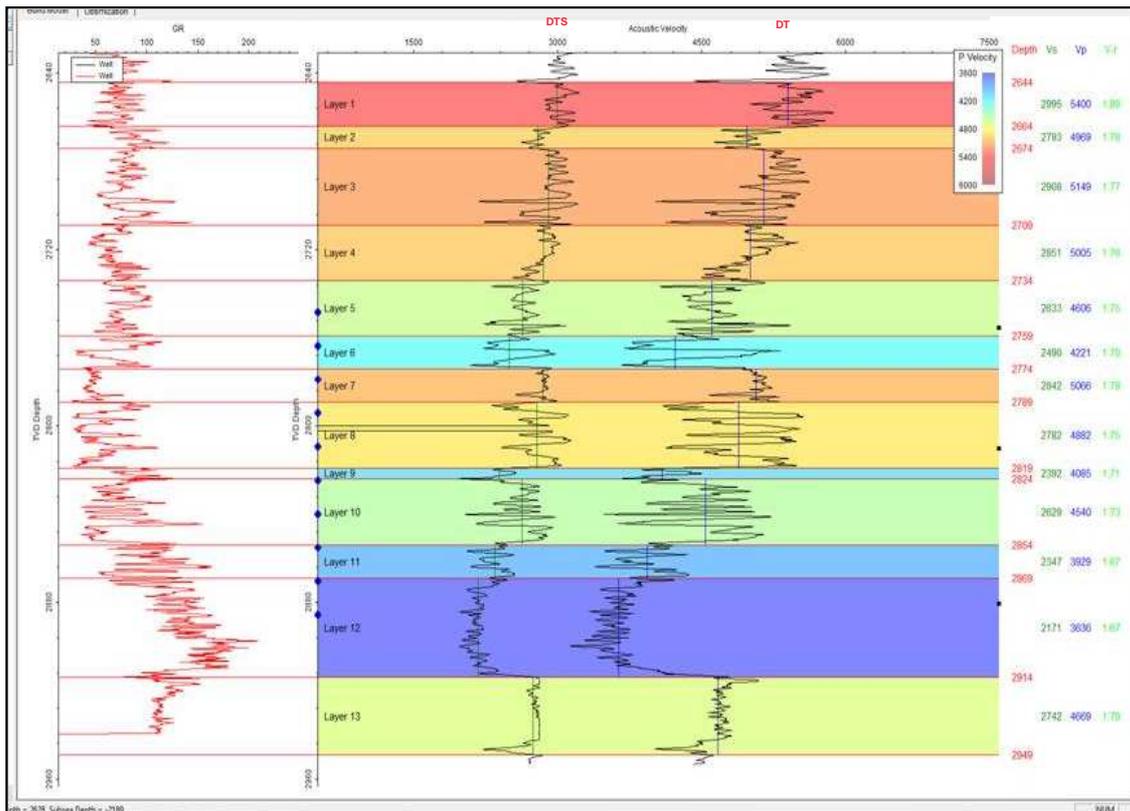


Figura 16. Ejemplo de modelo de velocidades interválicas determinado *in situ*.

Monitoreo

El objetivo del monitoreo microsísmico es conocer la longitud de la fractura, azimut, altura, ancho, localización de los eventos y también el grado de complejidad de campos de esfuerzos.

Es notoria la gran diferencia entre los diseños de fracturas en reservorios convencionales y no convencionales. Ésta se ve reflejada en las presiones en la que se trabaja en boca de pozo (mas de 7000

psi), en la velocidad de bombeo (alrededor de 60 bpm), en la cantidad de agua, agente sostén, polímeros y aditivos, es decir en la magnitud del volumen con el que se vencerá la presión de formación y se logrará fracturar. Para explicar el monitoreo, se muestra un ejemplo de un pozo estimulado con tres etapas de fractura hidráulica y dos pozos monitores (Figura 17 y Figura 18).

Es importante observar cuáles etapas presentan eventos solapados y cuáles etapas no tienen solapamiento alguno entre ellas, también cuáles eventos interactúan con características geológicas naturales, recomendándose conocer la existencia de acuíferos en formaciones contiguas.

Los eventos microsísmicos quedan caracterizados no sólo por su posición si no también por su magnitud, medidas en escala Richter, en el orden de -1 a -3 Mw. El ruido de background se mide en nanovoltios (nV) y puede ser del orden de algunos a cientos de nV.

Tanto el azimut, radio promedio (distancia herramienta-evento) y profundidad presentan incertezas del orden de metros a decenas de metros, teniendo la profundidad en general el error más alto.

Algunas recomendaciones a tener en cuenta son:

1. Considerar operar con un pozo de observación lo más cercano posible, para mejorar la detección microsísmica y ubicación de eventos cercanos al pozo de tratamiento.
2. Preferentemente trabajar, por lo menos, con dos pozos monitores porque no necesariamente el crecimiento de la fractura hidráulica es simétrica.
3. De ser posible, utilizar pozos monitores diametralmente opuestos y a la misma distancia al pozo a estimular, alineados en la dirección de máximo estrés.
4. Ubicar en pozos monitores la ristra de geófonos a la misma profundidad y con la misma cantidad de geófonos.
5. Las dos claves para garantizar la calidad de análisis son: la ubicación de la ristra de geófonos y la precisión de la ubicación de los eventos. Con el fin de poder ubicar más exactamente los eventos microsísmicos, se recomienda utilizar un modelo de velocidad derivado a partir de datos de perfiles sínicos dipolares.
6. Considerar realizar tests de presión *build up* para distinguir entre la eficiencia de la completación y la capacidad de flujo del reservorio. La medición y análisis de presión en el fondo de pozo luego que el pozo productor sea cerrado, puede usarse para determinar la longitud efectiva de la fractura, conductividad y espesor permeable, efecto skin y presión del reservorio. La información puede usarse en el desarrollo y optimización de proyectos futuros.

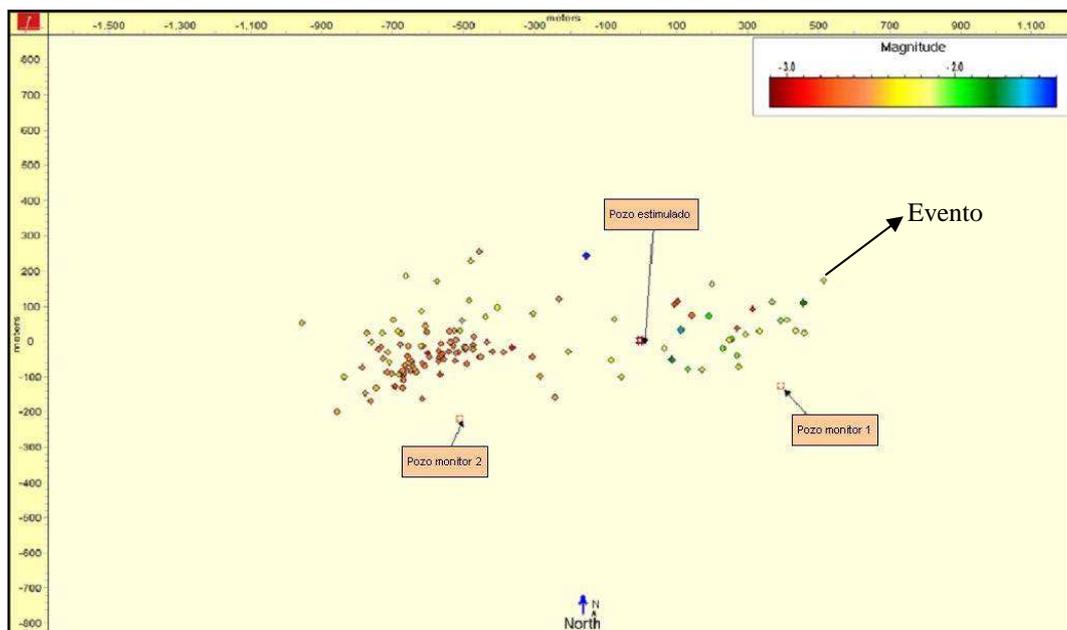


Figura 17. Esquema en planta de ubicación no simétrica de pozos y geófonos en la operación. La magnitud y ubicación del evento microsísmico y la geometría de la fractura dependerán de la posición relativa de pozos monitores y pozo estimulado.

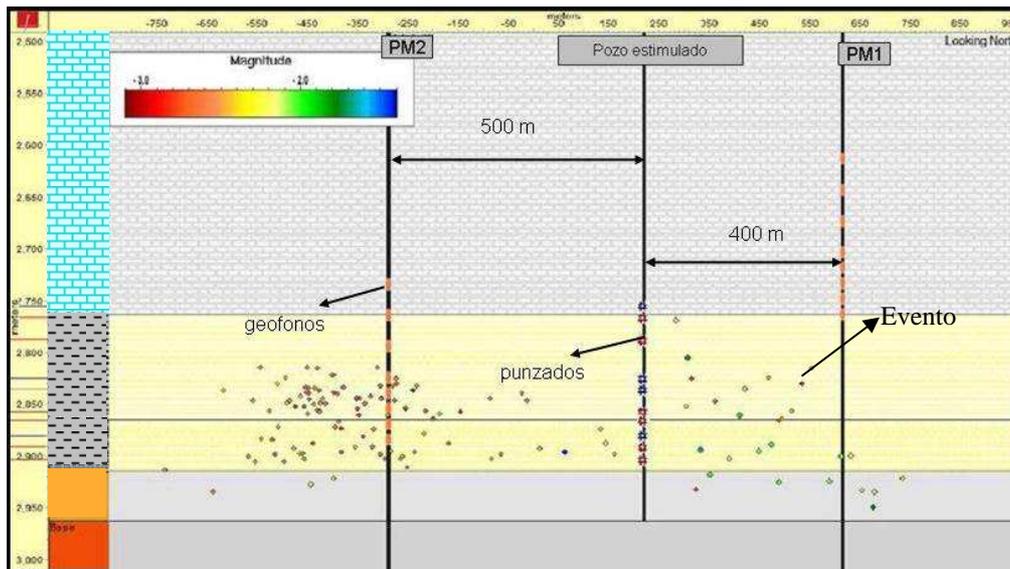


Figura 18. Esquema de detección de eventos en perfil, en el caso más genérico, donde no hay simetrías respecto del pozo fracturado de la ubicación de la ristra de geófonos.

Algunas de las principales aplicaciones de la microsísmica son:

1. Determinación del campo de esfuerzos para la optimización de la perforación (pozos horizontales) y producción.
2. Cálculos de Volumen de Reservorio Estimulado (SRV, *Stimulated Reservoir Volume*).
3. Análisis del crecimiento en altura de las fracturas para la identificación de barreras hidráulicas y conexión con acuíferos y/o formaciones productivas.
4. Evaluación de la posibilidad de contaminación de acuíferos someros producto del fracturamiento hidráulico directa (fracturamiento de acuíferos) o indirectamente (migración de fluidos promovidos por la estimulación).

En la Figura 17 y Figura 18 se muestra un ejemplo de ubicación no simétrica de pozos y geófonos en la operación y la detección y distribución espacial de los eventos sísmicos generados por las fracturas hidráulicas.

Procesamiento de datos

Durante la operación de fractura, se pican los primeros arribos de las ondas P y S. Mediante el procesamiento en tiempo real se dispone de la ubicación de los epicentros en forma *online*, siendo esto útil si se observa que la fractura comienza a crecer hacia niveles no deseados y hubiera que detener la estimulación. Luego de realizada la operación, se procesan en detalle los datos adquiridos a los efectos de ajustar los picados y reconocer algunos epicentros de orden menor y mejorar la calidad de los datos.

Interpretación

La etapa de interpretación microsísmica se orienta a entender la evolución y geometrías de las distintas etapas de las fracturas hidráulicas por separado y en conjunto, de manera tal de poder realizar una caracterización del reservorio no sólo del punto de vista geofísico, sino también desde el punto de vista de la geomecánica. De esta manera, se pretende entender los posibles sistemas de fracturamiento natural y el comportamiento de las fracturas hidráulicas (Figura 19).

Se realiza entonces como primera etapa un análisis de esfuerzos, obteniendo las componentes del tensor de esfuerzo (S_h , S_H y S_v), con lo cual se puede calcular el gradiente de fractura.

La interpretación de los eventos microsísmicos es complementada con cubo/s sísmico/s, en particular mediante el cálculo de atributos, coherencia e inversiones. Esto permite un mejor entendimiento de los sistemas de fracturas naturales e inducidas.

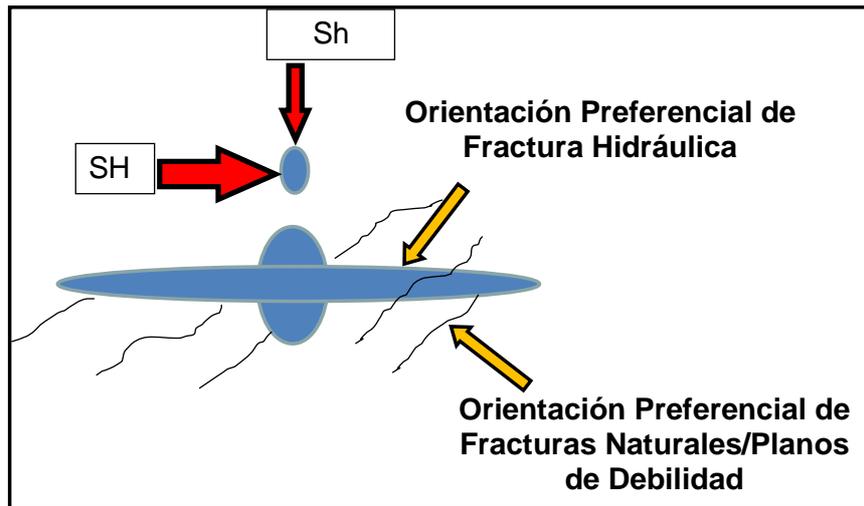


Figura 19. Esquema de sistemas de fracturas.

Volumen de reservorio estimulado: SRV

La teoría indica que los eventos microsísmicos estarían asociados a liberaciones de energía producto de la fractura de la roca. Sin embargo, es importante aclarar que la aparición de un evento no garantiza la llegada de agente sostén a dicha ubicación. Ni siquiera garantiza que haya llegado el fluido de fractura. Muchos eventos, y sobre todo aquellos más alejados al pozo, pueden ser zonas de alto estrés activadas por la energía generada por la fractura a pesar de no estar en contacto directo. Estas son algunas de las razones por las cuales el cálculo del SRV es estimativo y debe realizarse con cuidado.

El valor se obtiene a partir de *softwares* específicos para el manejo de resultados microsísmicos y el algoritmo para realizar el cálculo puede variar dependiendo el programa. En general permiten definir los eventos a tener en cuenta, cargar un modelo geomecánico (dirección de los estrés), dividir los volúmenes por etapas de fractura o límites arbitrarios definidos por el usuario, seleccionar el algoritmo deseado para el escenario presente e incluso ingresar un modelo de fracturas o fisuras naturales y simular como se desarrollaron las fracturas generadas.

A pesar de la incertidumbre que presenta el SRV es una de las pocas medidas de volumen que se pueden obtener para este tipo de *play*. Su valor puede ser ajustado si se tiene un pozo con historia de producción prolongada que permita calcular un pozo tipo y una acumulada. Si se tienen los parámetros necesarios para el cálculo de hidrocarburo original *in situ* (HOIS), se puede recalcular el SRV para que ajuste con la acumulada del pozo asociado.

Otra opción es el análisis de transiente de presión y caudal o de curvas de declinación (RTA por sus siglas en inglés), basado en la variación del tipo de flujo en el reservorio a partir de las variaciones de presiones durante la producción del pozo. Este método sobrepasa la temática de este trabajo, pero debe tenerse en cuenta como una opción para ajustar el SRV obtenido a partir de la microsísmica.

Volumetría

Los cálculos volumétricos para reservorios de *shale* se basan actualmente en métodos estadísticos basados en la confección de pozos tipos. Sin embargo, para lo que se conoce como *Resource Plays* (SPEE, 2010) se pueden utilizar lo que se presenta a continuación como métodos para la comparación de áreas.

Método Convencional

Este método se basa en el STOOIP (*Stock Tank Original Oil In Place*) en el cual la fórmula es:

$$N = \frac{V_b \phi (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (1)$$

Donde N es el STOOIP en m^3 , V_b el volumen de roca, **¡Error! No se pueden crear objetos modificando códigos de campo.** la porosidad con fluido, S_w la saturación de agua y el B_{oi} el factor volumétrico de formación.

Como V_b se puede utilizar el SRV obtenido de la microsísmica (OOIP de un pozo) o el volumen de roca total de un área. Para utilizar el SRV se debe tener en cuenta que se debe aplicar un factor de formación que llevaría el volumen total de la microsísmica a un valor de roca fracturada y con agente sostén. Si las demás variables están bien definidas y se conoce el factor de recuperación, se puede ajustar el SRV comparando el EUR (*Estimated Ultimate Recovery*) con la acumulada calculada para el pozo.

La incertidumbre de este método convencional viene dado principalmente por la porosidad utilizada, considerando la variabilidad observada entre laboratorios. El volumen llevará la mayor incertidumbre cuando se utilice un SRV para el OOIP de un pozo. En general se utiliza el área y el espesor con o sin *cutoff* de TOC de la formación analizada.

Para el cálculo de OGIP (*Original Gas In Place*), a la fórmula adaptada a gas (con B_{gi}) se le suma un término correspondiente al gas adsorbido en la materia orgánica, el cual se obtiene a partir de estudios de laboratorio en muestras de corona.

Método del S1

En *shale oil*, como se explicó previamente, el parámetro S1 de la pirólisis refleja la concentración de petróleo en la roca y por lo tanto puede ser utilizado para un cálculo de OOIP. Las fórmulas básicas son las siguientes:

$$M_{S1HC} = Ah\rho_{Av}S1_{Av} \quad (2)$$

$$V_{S1HC} = \frac{M_{S1HC}}{\rho_{oil}} \quad (3)$$

Donde en (1) M_{S1HC} es la masa de hidrocarburo S1, A el área de interés, h la altura del reservorio, ρ_{Av} es la densidad *bulk* promedio y $S1_{Av}$ el promedio de S1. Para obtener el volumen, la masa debe ser dividida por la densidad del petróleo (3) que en caso de haber una muestra disponible, saldrá de un PVT y deberá estar en condición de fondo.

A partir de este método, el cálculo se independiza de la porosidad y la saturación que se ha visto que presentan incertidumbres asociadas al método de obtención y a los laboratorios.

Nuevamente el Ah de la fórmula puede ser reemplazado por el SRV luego de aplicado el factor de yacimiento. Si se desea calcular para toda un área como un recurso, se puede usar el área de interés y el espesor con o sin *cutoff* de TOC, o tomar el volumen a partir de un mapa isopáquico.

Consideraciones y tendencias

Un término muy usado actualmente para los reservorios de *shale* es el de “*Sweet Spot*”. Este término se refiere a una zona o volumen en profundidad que presenta las mejores condiciones en lo que se refiere a este tipo de yacimientos. Existe un consenso en la industria del petróleo que describe al *Sweet Spot* como aquella zona que presenta una alta calidad de reservorio (porosidad, permeabilidad, TOC, saturación) y una alta calidad de completación (fragilidad, presencia de fisuras naturales, condiciones de estrés favorables, presión de poros).

Las calidades de reservorio y de completación se definen a nivel de pozo en base a los estudios que se describieron en este trabajo. Sin embargo, la extrapolación a toda el área de interés se realiza mediante la adecuada inversión y procesamiento sísmico, obteniéndose así cubos de porosidad, TOC, fragilidad, módulo de Young, relación de Poisson, densidad de fracturas y campos de esfuerzos (tema que supera el

objetivo de este trabajo). Esto permite definir las mejores zonas para la perforación y terminación de un pozo.

Se debe aclarar que *Sweet Spot* no se refiere a una zona puntual, sino que representa un área que puede ser de gran extensión y que presentaría la mejor productividad. Es por eso que hay una tendencia a suprimir el uso de dicho término, aunque aún se encuentra muy arraigado, asociado a su impacto comercial en la venta de servicios para el *shale*. Esta aclaración resulta imprescindible teniendo en cuenta que el desarrollo de este tipo de reservorios, se realiza de forma masiva ubicando pozos equiespaciados, y no realizando pozos a objetivos puntuales y dispersos.

Otro tema importante corresponde a la curva de aprendizaje para llegar al desarrollo económico del *play*. En nuestro país se ha planteado en numerosos encuentros la necesidad de acelerar el aprendizaje en la caracterización, evaluación y desarrollo de yacimientos no convencionales como el *shale gas* y *shale oil*. Para ello se han propuesto varias opciones de las que destacan las siguientes dos:

1. El uso de análogos y el aprendizaje que de ellos se obtuvo. En general se toman ejemplos de América del Norte como lo son formaciones Barnett, Haynesville, Bakken, Eagle Ford, entre muchas otras. Lo que se ha visto es que no hay dos *plays* de *shale* iguales. Sin embargo, se ha propuesto tomar lo realizado en ellos y usarlo de punto de partida. Esto podría permitir una mayor pendiente en la curva de aprendizaje.
2. La segunda opción es la formación de consorcios y/o el intercambio de información entre operadoras para que éstas puedan aprender de lo realizado por el otro y de esa manera optimizar sus trabajos contribuyendo a su vez con el consorcio. Este sistema genera una retroalimentación que permitiría un aprendizaje acelerado y muy eficiente.

El aprendizaje en EE.UU. está asociado a la gran cantidad de pozos perforados. En nuestro país, los altos costos de perforación y sobre todo de terminación (estimulación) dan como resultado un costo total por pozo de más del doble que uno en EE.UU. Es por ello que alcanzar un aprendizaje mediante la perforación masiva no resulta viable con los costos actuales de nuestro mercado.

Más allá de la diferencia en el conocimiento obtenido por las empresas en América del Norte, resulta importante aclarar que aún así, quedan muchas preguntas sin respuestas.

Conclusiones

Para la evaluación de un reservorio de tipo *shale* es necesario entender y describir las variables correspondientes a la petrofísica (porosidad, permeabilidad, saturación de agua), petrografía (mineralogía, fracabilidad, volumen de arcilla), geoquímica (TOC, S1, madurez) y geomecánica (esfuerzos horizontales, propiedades elásticas, comportamiento del agente sostén). También se considera importante la caracterización de los reservorios a través de estudios geofísicos, un modelo depositacional y comportamiento de los fluidos, temas que exceden al presente trabajo.

Para la obtención de dichas variables se requieren diferentes fuentes de información, herramientas y estudios. La comparación de éstas permite identificar diferencias técnicas, metodológicas y económicas que intervienen en la toma de decisiones al momento de optimizar el entendimiento de las variables del *play*. La confiabilidad de los resultados, los factores económicos y de riesgo ambiental y la disponibilidad de herramientas y estudios son las principales variables a considerar al seleccionar la forma en que se obtendrá la información.

Cabe destacar que el valor de la información es relativo a la etapa en la que se encuentra un proyecto. Una vez finalizada la etapa exploratoria, donde la densidad de datos a adquirir debería ser mayor, se prioriza la utilización de perfiles eléctricos calibrados en la etapa previa, optimizando de esa forma los tiempos y costos al entrar en la etapa piloto y de desarrollo.

Es crítico al iniciar un proyecto, la toma de decisiones más acertada y confiable. La correcta adquisición de información y el buen manejo de la misma ayudarán a determinar el potencial de un reservorio *shale* y también permitirán encontrar los mejores objetivos para el posterior desarrollo.

A modo de resumen, se presentan las siguientes tablas:

Tabla 2: propiedades a entender y caracterizar con las fuentes de información, herramientas y/o estudios o herramientas que aportan lo necesario para dicha tarea.

Tabla 3: aplicaciones específicas de los diferentes perfilajes para la obtención de las variables con la confiabilidad para cada caso.

Tabla 4: perfilajes y muestras de roca necesarios para cada etapa de un proyecto.

Tabla 5: estudios de laboratorios, tipos de muestras de roca para dichos estudios y *ranking* de confiabilidad.

Por último, en la Figura 20 se presenta un esquema de adquisición de información para un pozo con objetivo no convencional en una etapa exploratoria.

Campos	Variables	Fuente de información	Herramienta/Estudio	Confiabilidad	Observación	Etapas			
						Exploración	Piloto	Desarrollo	
Petrofísica	Porosidad	Perfilaje	Densidad	Moderada - Alta	Depende de su calibración con datos de laboratorio y del caliper del pozo perfilado.	x	(x)	(x)	
		Corona/Testigo rotado	Resonancia	Alta	No necesita calibración y presenta un buen ajuste con datos de laboratorio.	x	(x)	(x)	
	Permeabilidad	Perfilaje	Laboratorio	Baja - Moderada	Muy dependiente del laboratorio.	x	(x)		
		Corona/Testigo rotado	Microlog	Baja	Indicador cualitativo				
	Saturación de agua	Perfilaje	Laboratorio	Baja - Moderada	Muy dependiente del laboratorio y la metodología.	x	(x)		
		Corona/Testigo rotado	Inducción+Densidad	Baja	Resultado cualitativo.	x			
Petrografía	Mineralogía	Perfilaje	Mineralógico	Alta	Luego de la calibración con datos de laboratorio.	x	(x)		
			Gamma Ray	Baja	Es cualitativo.	x			
			Gamma Ray Espectral	Alta	Para obtener porcentaje de arcillas.	x	x	x	
		Corona/Testigo rotado/Cutting	Cortes delgados	Alta	Para complementar el DRX y el SEM	x	(x)		
			DRX	Alta	Presenta diferencias dependiendo de la metodología. Se necesita amplio barrido.	x	x	(x)	
			Microscopía electrónica SEM	Alta	Para identificar tipos de arcillas y su disposición.	x			
	Fracabilidad	Perfilaje	Mineralógico	Moderada	Necesita calibración. Permite diferenciar zonas más y menos frágiles.	x	(x)		
			Gamma Ray	Baja - Moderada	Para diferenciar zonas más y menos frágiles.	x			
			Gamma Ray Espectral	Alta	Para identificar zonas dúctiles asociadas a materia orgánica y arcillas.	x	x	x	
		Corona/Testigo rotado/Cutting	Sónico	Baja - Moderada	Da resultados cualitativos que permiten comparar dentro del mismo pozo.	x	x	(x)	
			Descripción de fracturas	Moderada	Es buena para identificar zonas frágiles y contrastes geomecánicos (laminaciones)	x			
			Mineralógico	Moderada	Necesita calibración con datos de laboratorio.	x	(x)		
	Volumen de Arcilla	Perfilaje	Gamma Ray	Baja - Moderada	Para identificar zonas más y menos arcillosas. Dependiente del contenido orgánico.	x			
			Gamma Ray Espectral	Alta	No es afectado por la materia orgánica.	x	x	x	
			Densidad-Neutrón	Moderada					
		Corona/Testigo rotado/Cutting	Cortes delgados	Moderada	Para obtener un rango.	x	(x)		
			DRX	Alta	Presenta diferencias dependiendo de la metodología.	x	x		
			SEM	Muy alta	Para la identificación de tipos de arcillas.	x			
	Geoquímica	TOC	Perfilaje	Gamma Ray	Baja - moderada	Responde a las arcillas y a la materia orgánica.	x		
				Gamma Ray Espectral	Moderada	No es afectado por arcillas.	x	x	x
				Inducción+Sónico	Moderada - Alta	Método de Passey. Se necesita puesta a pto. en zona de arcilla saturada en agua.	x	x	(x)
				Densidad	Alta	Necesita calibración con datos de laboratorio	x	(x)	(x)
				Mineralógico	Moderada	Necesita calibración con datos de laboratorio			
				Corona/Testigo rotado	Laboratorio	Muy alta	Análisis estandarizado sin variaciones entre laboratorios.	x	(x)
S1		Cutting	Laboratorio	Moderada	Afectado por la mezcla durante la obtención de la muestra.	x	x		
			Corona/Testigo rotado	Pirólisis	Muy alta	Análisis estandarizado sin variaciones entre laboratorios.	x	(x)	
Madurez		Cutting	Pirólisis	Baja - Moderada	Afectado por la mezcla durante la obtención de la muestra.	x	x	(x)	
			Corona/Testigo rotado	Reflectancia de la vitrinita	Moderada	Análisis estandarizado sin variaciones entre laboratorios. Depende de la cant. de muestra obtenida.	x	(x)	
Geomecánica		Esfuerzos horizontales	Perfilaje	Imagen	Alta	Cuando se aprecian fracturas inducidas (de tensión) y <i>breakouts</i> .	x	(x)	(x)
				Sónico dipolar	Moderada		x	x	(x)
	Caliper de 6 brazos		Moderada	Resultado cualitativo.					
	Microsísmica		Interpretación	Alta	Da la dirección de esfuerzo real si no esta afectada por interferencia de fallas.	x	(x)		
	Propiedades elásticas (Modulo de Young Relación de Poisson)	Perfilaje	Sónico dipolar	Moderada / Baja	Moderada para Modulo de Young, Baja para Relación de Poisson.	x	x	(x)	
			Corona/Testigo rotado*	UCS	Alta	Para ambos módulos y propiedades elásticas en general	x	(x)	
		Ensayo triaxial	x	(x)					
		Tensile strength	x	(x)					
	Fracture toughness	x	(x)						
	Comportamiento del agente sostén	Corona/Testigo rotado*	Empotramiento de agente sostén	Alta	Es importante el tiempo de sometimiento a estrés de la muestra y el agente sostén.	x	(x)		

*Testigos rotados de tamaño que permita estudios geomecánicos.
(x): se realiza en algunos pozos.

Tabla 2. Variables, fuentes de información y estudios disponibles para la evaluación de un reservorio *shale*.

Perfiles	Porosidad	TOC	VCL	Mineralogía	Sw	Geomecánica
Inducción		X			X	
Sónico dipolar	X					X
Caliper						X
GR espectral		X	X	X		
Densidad	X	X	X	X	X	X
Neutrón	X					
Imagen						X
Resonancia	X				X	
Mineralógico	X	X	X	X		X

X Alta confiabilidad
 X Moderada confiabilidad
 X Baja confiabilidad

Tabla 3. Confiabilidad de perfiles para la obtención de variables del reservorio.

		Exploración	Piloto	Desarrollo
Perfiles				
	Inducción	X	X	X
	Sónico dipolar	X	(X)	
	Sónico compresional	X	(X)	(X)
	Caliper	X	X	X
	GR espectral	X	X	(X)
	Densidad	X	(X)	
	Neutrón	X	(X)	
	Imagen	X	(X)	
	Resonancia	X	(X)	
	Mineralógico	X	(X)	
Muestras de roca				
	Coronas	X		
	Testigos laterales	X	(X)	
	Cutting	X	X	(X)
Microsísmica		X		

(x) En algunos pozos

Tabla 4. Perfiles y muestras de roca necesarias en las diferentes etapas de un proyecto de *shale oil*.

	Estudios	Corona	Testigos laterales rotados	Cutting
Petrofísica	Estudios petrofísicos para <i>shale</i>	X	X	
Geología	DRX	X	X	x
	Petrografía	X	X	x
	Descripción litológica	X		x
	SEM	X	X	x
	Descripción de fracturas naturales	X		
Geoquímica	TOC	X	X	x
	Pirólisis	X	X	x
	Reflectancia de la vitrinita	X	X	x
	Canister	X		
Geomecánica	UCS y test triaxial	X	X*	
	Tensile strength	X	X*	
	Fracture Toughness	X	X*	
	Empotramiento de agente sostén	X	X*	

X: Mayor confiabilidad
 x: Menos confiabilidad
 *: Dependiendo del laboratorio y del tamaño de las muestras

Tabla 5. Muestras de roca necesarias para estudios de laboratorio.

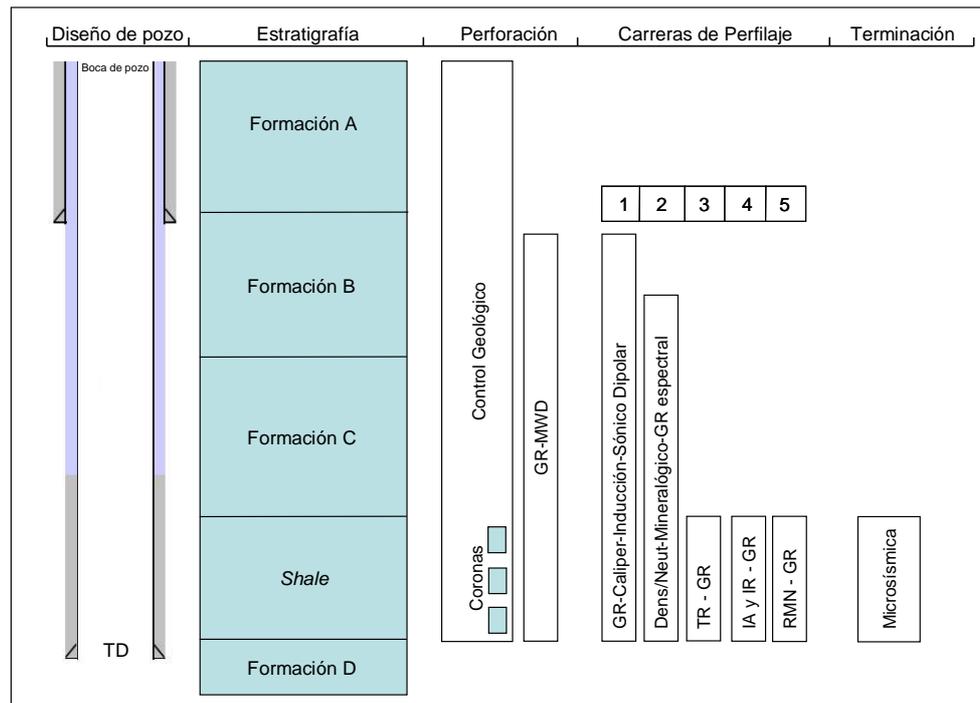


Figura 20. Esquema de adquisición de información y toma de muestras en una etapa exploratoria para un pozo con objetivo no convencional. TR: Testigos Laterales Rotados; IA: Imagen Acústica; IR: Imagen Resistiva.

Agradecimientos

Agradecemos a Pan American Energy por permitirnos presentar este trabajo. Agradecemos a nuestros supervisores Gabriela Gonzalez y Cecilia Zarpellon por habernos guiado durante el trabajo con sus aportes y críticas constructivas que permitieron alcanzar el resultado aquí presentado.

Referencias

- Calvo, J.O. y González Riga, B. J., 2003. *Rinconsaurus caudamirus* gen. et sp. nov., a new titanosaurid (Dinosauria, Sauropoda) from the Late Cretaceous of Patagonia, Argentina. *Revista geológica de Chile*, vol. 30, no. 2, Santiago.
- EIA, 2011. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United State. U.S. Energy Information Administration (EIA). 5 de Abril de 2011. Washington DC, EE.UU. pp: 365
- Handwerger, D.A., Willberg, D., Pagels, M., Rowland, B. y Keller, J.F., 2012. Reconciling Retort versus Dean Stark Measurements on Tight Shales. SPE 159976.
- Legarreta, L., H. J. Villar, G. A. Laffitte, C. E. Cruz y G. Vergani, 2005, Cuenca Neuquina, en G. A. Chebli, J. S. Cortiñas, L. Spalletti, L. Legarreta y E. L. Vallejo, eds., *Frontera Exploratoria de la Argentina*, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 233-250, Buenos Aires.
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., Stroud, J. D., 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. Vol. 74, No. 12. Diciembre 1990. pp: 1777-1794.
- Shapiro, S. A., 2008. *Microseismicity a tool for reservoir characterization*. EAGE publications. Education tour series. Houten, Holanda.
- Spears, R. W., Dudus, D., Foulds, A., Passey Q., Sinha, S. y William, E. L., 2011. Shale Gas Core Analysis: Strategies for Normalizing between Laboratories and a Clear Need for Standard Materials. SPWLA 52nd Annual Logging Symposium. Mayo 14-18, 2011. Colorado Springs, Colorado, EE.UU. pp: 11.
- Suarez-Rivera, R., Chertov, M., Wilberg, D., Green, S. y Keller, J. 2012. Understanding Permeability Measurements in Tight Shales Promotes Enhanced Determination of Reservoir Quality. SPE 162816.