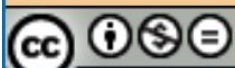


YACIMIENTOS TIPO SHALE

PROYECTO DE CURSO DE EXTENSIÓN
MODALIDAD A DISTANCIA
CARRERA DE PETRÓLEO
UNIVERSIDAD NACIONAL DE CUYO

4ta. Edición - 2020



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución - No Comercial - Sin Obra Derivada 4.0 Internacional.

1

_ GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO Y SISTEMA PETROLERO NO CONVENCIONAL

INSTRUCTOR: LIC. EN GEOLOGÍA Y MAG. JORGE W. ALBEIRO



INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente y desde los inicios de la industria petrolera, cuando se inició la búsqueda de petróleo con métodos científicos, los exploradores comenzaron a entender, que para encontrar acumulaciones comerciales de petróleo o gas; en las etapas de evolución de una cuenca, debe existir en primer lugar una espesa secuencia sedimentaria depositada en los ambientes sedimentarios asociados, una roca generadora tipo shale (lutitas), esa roca debe ser rica en materia orgánica, además, se deben desarrollar adecuadas condiciones de generación (presión y temperatura) y finalmente los hidrocarburos generados deben migrar a las rocas reservorio, donde para la preservación, deben existir condiciones de entrapamiento adecuadas.

La necesidad que todas estas condiciones converjan en una región, y que la temporalidad de los eventos, deban seguir un orden lógico, hace que “no” en todas las cuencas encontremos estas acumulaciones. En muchos casos, la roca generadora ha sido exhumada y perdido todo el potencial de generación. En otros casos la migración ha sido anterior a la generación de la trampa, y en consecuencia sólo encontramos pobres manifestaciones de hidrocarburos.

Los diferentes tipos de yacimientos que encontremos en una cuenca, se los conoce como **Yacimientos Convencionales**, los cuales pueden estar asociados a una trampa anticlinal, una falla, una discordancia, un cambio en las condiciones de sedimentación (trampas estratigráficas), cambios en las condiciones hidrodinámicas, cambios en la permeabilidad, etc. (Figura 1)

En cambio, en los **Yacimientos No Convencionales (NOC)**, los cuales están asociados a rocas de grano fino tipo shale (lutitas), en condiciones adecuadas, además de tener la capacidad de ser rocas generadoras, son la roca reservorio y la trampa, es decir un mismo tipo de roca, cierra el círculo virtuoso de generar, preservar y almacenar reservas de petróleo y gas (Figura 3).

Quienes hemos trabajado por mucho tiempo en operaciones de subsuelo, hemos visto siempre como al perforar secuencias arcillosas con capacidad de generación (lutitas oscuras/bituminosas), han mostrado incremento en la detección de gas, incremento del porcentaje de hidrocarburo fresco en los análisis de lodo, cambios en la cromatografía gaseosa y además fluorescencia y destilada, entre otras propiedades.

Para las operaciones de perforación, esto siempre ha sido algo “molesto”, por los costos asociados para tratar un lodo contaminado, horas de equipo para desplazar los bolsones de gas, costos adicionales para levantar el peso de lodo y como ocurrió en muchos casos en las diferentes cuencas, descontrol del pozo, cuando se perforan capas con presión anormal, vinculado a la presencia de gas o petróleo que no ha migrado y que ha quedado entrapado debido a las condiciones de sedimentación.

En este curso se revisarán los conceptos principales de la Geología del Petróleo asociada a los yacimientos No Convencionales de tipo Shale, con el fin de que los participantes puedan reconocer las principales características geológicas de este tipo de rocas, las cuales se pueden reconocer con propiedad en afloramientos, coronas (núcleos), recortes de perforación (cutting) o en registros eléctricos.

En el desarrollo de la primera parte del curso, se va a considerar la influencia de los ambientes sedimentarios asociados a los reservorios No Convencionales (NOC), y los tipos de cuencas donde principalmente se encuentran, las condiciones de generación y preservación de la materia orgánica, sin dejar de mencionar como reconocemos este tipo de roca asociada a un NOC.

ESQUEMA GENERAL

Durante el desarrollo del módulo I del curso de Caracterización de Yacimientos No Convencionales Tipo Shale:

1. Definición de Yacimientos No Convencionales
2. Conceptos Básicos de Geología del Petróleo
3. Concepto de Cuenca
4. Reconocimiento de Rocas Generadoras
5. Sistema Petrolero Convencional y No Convencional
6. Ambientes Sedimentarios asociados a los yacimientos No Convencionales tipo Shale
7. Preservación de la Materia Orgánica
8. Ambientes Oxidantes y Reductores
9. Estudio de detalle de No Convencionales en Argentina comparado con USA
10. Ejemplo de Trabajo de Campo. Muestreo litológico.

Para avanzar en este módulo, se recomienda que el estudiante que no esté familiarizado con conceptos de geología petrolera, utilice como material de autoayuda, el clásico libro de Geología del Petróleo de Levorsen (1973, Editorial Eudeba), que es un clásico donde se repasan todos los temas de base que se deben tener para trabajar en la industria, ya sea como geólogo petrolero o reservoristas. Si bien no es una edición nueva, es un libro ameno, que puede ser de gran ayuda, para aquellos estudiantes que no tienen una formación fuerte en Geología del Petróleo.

DESARROLLO

I. DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Según Holditch (2003), un **Reservorio Convencional** es aquel que puede producir hidrocarburos en volúmenes comerciales sin que resulte necesario aplicar estimulaciones y/o procesos especiales para producir. Estos procesos especiales pueden ser estimulación ácida, fracturación hidráulica, perforación horizontal, etc.

En cambio, los **Reservorios No Convencionales** requieren estimulaciones masivas y procesos especiales para lograr producir los hidrocarburos, debido a que las rocas que los contienen, aunque tienen porosidad, estos poros no están conectados y se requiere de la fracturación para generar canales hacia donde migran los hidrocarburos, y así conectarse con el pozo para producirlos (Figura 1).

Bajo el término yacimientos de gas no convencional se agrupan 4 tipos:

- Yacimientos de Shale gas.
- Yacimientos de Tight gas o de baja permeabilidad.
- Yacimientos de Coal Bed Methane o mantos de carbón con metano.
- Yacimientos de hidratos de metano.

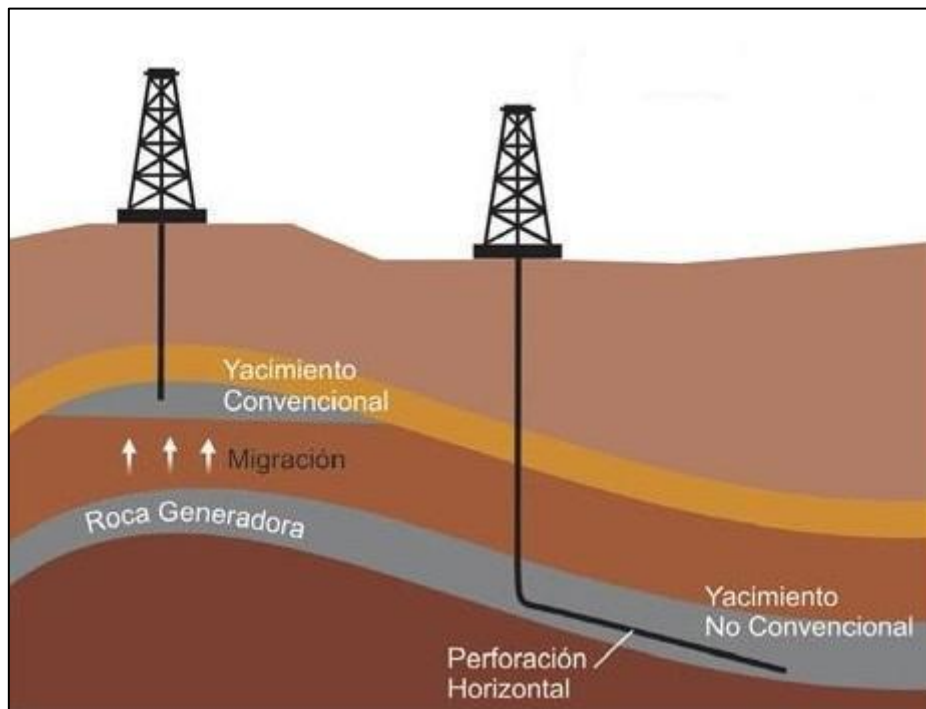


Figura 1: Esquema que muestra la diferencia entre un Yacimiento Convencional y un No Convencional (tomado del trabajo de KMS Services).

Una clasificación más amplia tomada del Curso de Yacimientos No Convencionales (UNCuyo, 2017), resume a los Yacimientos No Convencionales como sigue (Figura 2):



Figura 2: Clasificación general de los yacimientos no convencionales (Fuenmayor, E. 2017).

Para resumir las diferencias entre un Yacimiento Convencional y un No Convencional, podemos tomar en consideración esta figura en la que claramente se puede ver la diferencia, y por lo cual los hace tan particulares y de tanto volar, por la extensión areal que cubren y por las reservas asociadas (Figura 3).

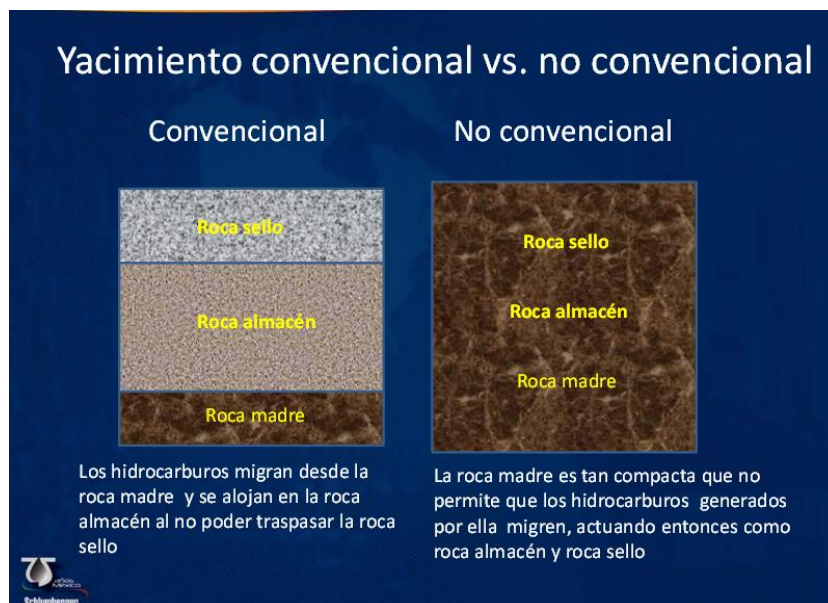


Figura 3: Diferencia entre un Yacimiento Convencional y un No Convencional. Fuente: Schlumberger.

En este módulo vamos a centrarnos en todos los conceptos relacionados a Yacimientos No Convencionales Tipo Shale, indistintamente con capacidad para producir petróleo (Shale Oil) o gas (Shale Gas).

Este tipo de yacimientos está asociado a la presencia de rocas sedimentarias de grano fino (lutitas o shale), por lo que vamos a definir algunos conceptos relacionados a este tipo de rocas.

Para más información visite:

https://ksmservicesla.com/yacimientos-no-convencionales/?doing_wp_cron=1601855790.4408099651336669921875

Clasificación de Rocas Sedimentarias

Las rocas de la corteza terrestre, podemos clasificarlas en tres grandes grupos:

- Rocas Ígneas
- Rocas Metamórficas
- Rocas Sedimentarias

Las rocas sedimentarias representan no más del 14 % de las rocas de la corteza continental, es decir que a pesar que están ampliamente distribuidas, son una cubierta muy delgada sobre una corteza integrada principalmente por rocas ígneas y metamórficas.

El origen de las rocas sedimentarias tiene que ver con los procesos exógenos que ocurren sobre la corteza terrestre y que producen la destrucción de rocas pre-existentes, por intemperismo físico y químico dando lugar a las rocas detríticas, mientras que en el otro extremo tenemos a las rocas formadas por precipitación química (evaporitas).

Los detritos provenientes de rocas pre-existentes, son transportados por el agua, viento o hielo, dando lugar a sedimentos clásticos. Más tarde la diagénesis, es decir todos los procesos físicos y químicos que afectan a los sedimentos y que incluyen a la compactación y cementación, dan lugar a las rocas sedimentarias clásticas.

Teniendo en cuenta el tamaño de granos, Wentworth en 1922 definió las rocas sedimentarias clásticas en cuatro grandes grupos de rocas, los cuales se pueden reconocer fácilmente en afloramientos, o bien por la respuesta eléctrica que dan en los registros de pozo.

1. **Conglomerados (2-4096 mm):** Son rocas de grano muy grueso hasta bloques, que se han depositado en forma caótica y donde se puede reconocer matriz y cemento. Están asociadas a diferentes ambientes sedimentarios en general de alta energía.
2. **Areniscas (0.063-1 mm):** Son rocas de grano más fino que las anteriores, donde podemos reconocer casi siempre tres componentes principales: clastos, matriz y cemento.

3. **Limolitas (0.004-0.031 mm):** Rocas de grano fino, principalmente tamaño limos. En ocasiones hay una gradación desde una arenisca de grano muy fino a una limolita y viceversa. Se depositan en ambientes de baja energía.
4. **Lutitas (0.0001-0.004 mm):** En general no es posible reconocer a simple vista el tamaño de grano y están compuestas por arcillas.

En Argentina y en otras regiones hay términos equivalentes a rocas de grano fino a muy fino y es lo que se denominan pelitas, en sentido general (Figura 4, Fotos 1 y 2). Es decir que las pelitas engloban a lo que en la escala de Wentworth se conoce como **limolitas** y **arcilitas**, reservando el término de **lutitas** para aquellas rocas que como característica principal es la fisilidad, es decir la facilidad para separarse en planos. Una escala intermedia muy en uso en los campos petroleros es la de limoarcilitas. Otra denominación de la literatura a estas rocas de grano fino, es de **pizarras**, que técnicamente en la denominación equivalente a una roca de origen metamórfico.

Otro término también muy en uso en Argentina, especialmente en la cuenca Neuquina, es el de **Margas**, la cual es una roca de grano fino, muy calcárea y si tiene abundancia de materia orgánica, se las denomina **Marga Bituminosa**. En otras regiones país, las margas están asociadas a una roca de grano fino, de color blanquecino y aspecto terroso.

En México hay zonas donde a todas las rocas de grano fino se las denomina lutitas, indistintamente se trate de arcilitas o limolitas. Cuando tienen abundancia de materia orgánica, se las conoce como lutitas bituminosas, algo similar a lo que ocurre en Argentina.

Clasificación de rocas sedimentarias por el tamaño de los clastos				
según WENTWORTH			según DIN 4022	
Grano diametro (mm)	Subdivisión	Denominación (roca)	Clasificación segun DIN 4022	Grano diametro (mm)
0,0002 mm	pelítica	Coloide	Arcilla	—
0,002 mm		Arcilla fina		
0,02 mm	psamítica	Arcilla gruesa	Limo	fino 0,002 mm
0,2 mm		Arena fina		medio 0,0063 mm
2mm	psefítica	Arena gruesa	Arena	grueso 0,02 mm
2cm		Grava fina		fino 0,063 mm
20 cm	psefítica	Grava gruesa	Gravas	medio 0,2 mm
		Bloques		grueso 0,63mm
				Piedras
				6,3mm
				20mm
				63mm

Figura 4: Clasificación de rocas clásticas donde se usan los términos de Psefita para las rocas de grano grueso, Psamita para las rocas con tamaño arena y Pelitas para las rocas de grano muy fino.

Para más información visite:

https://sivea.uson.mx/docentes/tareas/3_CLASIFICACION_I.pdf



Foto Nro. 1: Secuencia aflorante de lutitas oscuras con fisilidad marcada, correspondiente a la formación Cacheuta, aflorante en el perfil del Cerro Cocodrilo, Potrerillos, Mendoza. (Foto: J. Albeiro)



Foto Nro. 2: Fisilidad marcada en lutitas de la Formación Cacheuta, en una Secuencia aflorante en el perfil del arroyo Divisadero Largo, provincia de Mendoza, Argentina. (Foto: J. Albeiro)

II. CONCEPTOS BÁSICOS DE GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

La geología del petróleo, es una especialidad de la geología que se ocupa de todos los estudios necesarios para entender la formación de yacimientos petrolíferos, la exploración, incluyendo luego la etapa de desarrollo y explotación de un campo.

En la geología del petróleo se combinan diversos métodos o técnicas exploratorias para seleccionar las mejores oportunidades o “plays” para encontrar hidrocarburos (Petróleo y Gas). La secuencia exploratoria se inicia con el estudio de la información disponible del área y que comprende en forma sintética:

- Antecedentes del Área o Bloque
- Información de Geología de Superficie, incluyendo perfiles de detalle
- Reportes de Pozos Antiguos, incluyendo descubrimientos No Comerciales
- Mapas de distribución de sedimentos (Paleo-Geográficos)
- Datos de afloramientos de petróleo (Manaderos u Oil Seep)
- Imágenes satelitales y fotografías aéreas
- La información geológica de detalle de las formaciones existentes en el área
- Información de las estructuras presentes
- La paleontología y micropaleontología
- El estudio de mapas geológicos y geomorfológicos
- Estudio de secciones sísmicas
- Estudios de gravimetría, magnetometría, sondeos eléctricos o magneto telúricos



Foto Nro. 3: Equipo de trabajo del Proyecto Camisea (Selva de Perú), analizando información de un bloque de exploración y desarrollo (Foto: J. Albeiro).

Durante esta fase es importante tener muy claro el concepto de **Sistema Petrolero**, es decir, un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburos.

En Argentina, la **Formación Vaca Muerta**, siempre se le ha asignado el papel más destacado, en la generación de petróleo o gas que se extrae en trampas convencionales, pero al mismo tiempo, al estar la mayoría de los reservorios, por debajo de esta “lutita generadora”, perforar a través de ella, siempre ha sido un verdadero “dolor de cabeza”, por la cantidad de gas que incorporaba, generando “kick” o “Blowout”. Sin embargo, el interés como un **desarrollo No Convencional** ha surgido hace no más de 10 años, cuando los Estados Unidos, comenzaron a cambiar la matriz energética a partir de la explotación de los yacimientos No Convencionales tipo Shale.

Justamente fueron los Estados Unidos, quienes primeramente iniciaron estudios para una provisión alternativa de hidrocarburos, luego del embargo de los países árabes de 1973.

En Argentina, Repsol-YPF comenzó a tomar interés por la Formación Vaca Muerta, como Yacimiento No Convencional, iniciando los estudios con un pozo piloto en el viejo yacimiento de gas convencional de Loma La Lata.

Las reservas de No Convencionales tienen a China en primer lugar, seguido de Estados Unidos, Argentina y México (Figura 5)



Figura 5: Mapa que representa la distribución geográfica de los principales países con recursos en No Convencionales (Fuente Pressreader.com)

Para más información se recomienda revisar los siguientes artículos ubicados en la bibliografía ampliatoria del curso:

1. Tecnología y Manejo de la Información - Geología del Petróleo.
2. ¿Qué son los Hidrocarburos No Convencionales?
3. Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales.

Tipos de Pozos

Es importante estar familiarizado con los tipos de pozos que existen, algunos de los cuales nos dan la información que se requiere para completar el cuadro de evaluación de un área exploratoria o en proceso de desarrollo. La jerarquía de los pozos tiene directa relación con la etapa de la evolución del conocimiento de la cuenca petrolífera.

En una primera etapa, de los pozos podemos coleccionar (si está disponible) información de cutting, coronas, registros eléctricos, mudlogging, eventos anormales como puede ser un kick. Los pozos profundos, son de excepcional valor, ya que con frecuencia atraviesan toda la columna estratigráfica, incluso hasta el basamento económico de la cuenca.

Acceder a esta información, con frecuencia es un problema mayor, ya que estos pozos pueden estar en áreas vecinas al bloque que estamos evaluando para un No Convencional tipo Shale y por ende, los permisos para tener esa información, debe estar asociado a intereses mutuos de ambos productores.

En línea con este desarrollo, a continuación se expone una lista de pozos que pueden haber en una comarca o distrito petrolero, mencionando de especial valor los pozos estratigráficos o de estudio, los cuales se perforan en zonas donde el conocimiento de subsuelo es muy escaso o nulo, y por ende mucho de la columna esperada, se perfora con coronas o núcleos, lo cual se constituye en una valiosa herramienta, ya que no solo tendremos un registro continuo de los potenciales reservorios, sino también de la roca generadora.

Desafortunadamente y debido a los costos, no son muchos los pozos de esta naturaleza que se perforan en la actualidad, y como registro histórico, se puede mencionar un pozo estratigráfico, perforado por Mobil en la Cuenca de Pando (Bolivia) y otro pozo perforado por YPF en inmediaciones de la ciudad de Orán, en la cuenca devónica del norte de Argentina.

En cuanto al concepto de pozos "Slim Hole" se refiere a pozos de diámetro reducido, que se perforan con fines de estudio también, con equipo adecuados que pueden perforar y recuperar núcleos o coronas, en forma continua, sin necesidad de tener que sacar la herramienta de perforación para recuperar el núcleo, sino que los tubos interiores (Inner Barrels) se pueden pescar con cable, reemplazar ese tubo, bajarlo con cable y seguir perforando otro tramo de corona (núcleo). Una experiencia se ha realizado en el Yacimiento Lumbreras, perforado por la Compañía Pluspetrol, en la provincia de Salta, Argentina.

En la actualidad en la industria existen otros tipos de pozos para diferentes propósitos, además de los pozos perforados para descubrir o poner a producir niveles con petróleo o gas (Foto Nro. 4):

- Pozos de Exploración (Vertical – Direccional)
- Pozos Estratigráficos (Slim Hole)
- Pozos Confirmatorios (Aprisal)
- Pozos de Desarrollo
- Pozos de Inyección de Fluidos de la Perforación
- Pozos de Inyección para Recuperación Secundaria
- Pozos de Re-inyección de Cutting
- Pozo Descubridor
- Pozo Seco
- Pozo No Comercial



Foto Nro. 4: Plataforma de un pozo de desarrollo direccional en la cuenca de Ucayali (Perú), donde se extrajeron coronas y se consiguió en cada sección, un set muy importante de registros con LWD y Wireline (Foto J. Albeiro).

Cuando se inicia la etapa Conceptual de un desarrollo No Convencional, lo que se hace en primer lugar es perforar Pozos Pilotos, donde se investigará con coronas y perfiles la sección de interés. Esta información es de utilidad principal, luego para cuando se efectúe un desarrollo masivo y se requiere navegar durante la perforación de un pozo horizontal, en un determinado nivel de la columna perforada (Figura 6 y Foto 5).

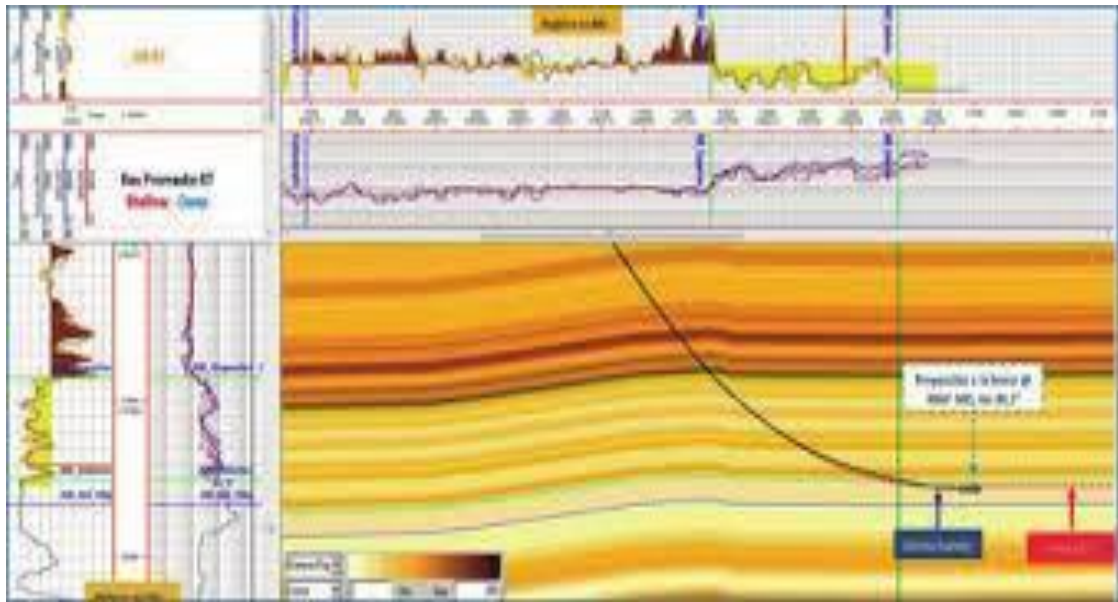


Figura 6: Diseño preliminar de Geonavegación del pozo
(Fuente: <http://bdigital.unal.edu.co/65397/1/64909-374536-1-PB.pdf>)

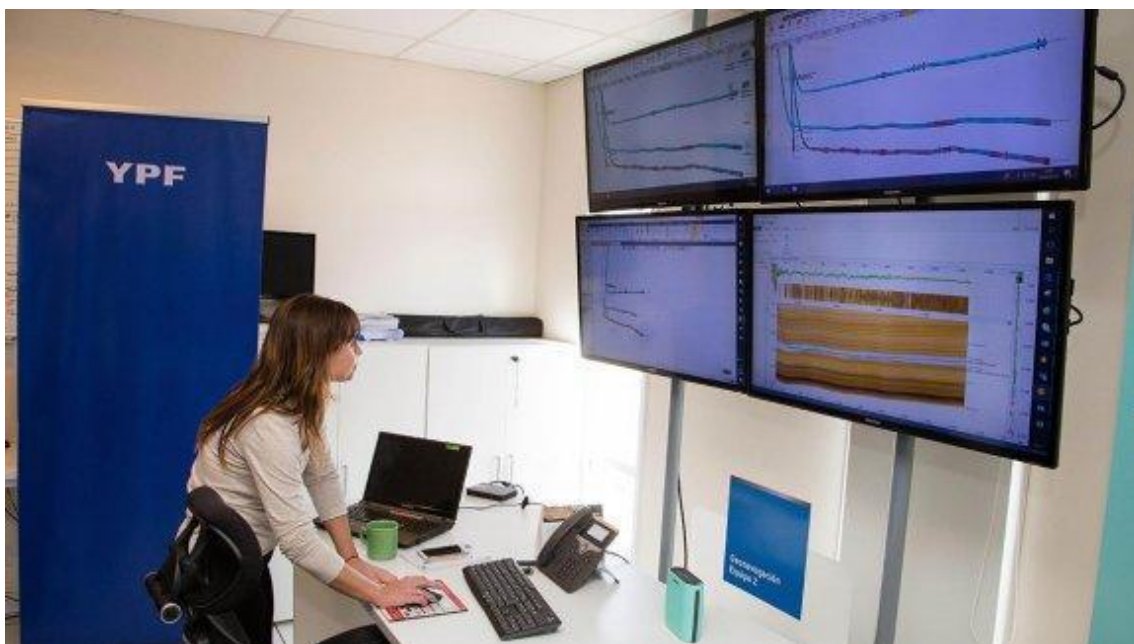


Foto Nro. 5. En YPF a través de un software específico para los no convencionales siguen el camino de las perforaciones sobre la marcha.

III. CONCEPTO DE CUENCA PETROLÍFERA

Las cuencas petrolíferas son zonas que han sido geológicamente favorables para la formación y acumulación de hidrocarburos (Figura 7).

Una cuenca sedimentaria es una depresión en la superficie de la corteza terrestre, rellena por sedimentos en capas superpuestas, que representan edades geológicas sucesivas. El análisis del contenido de las cuencas sedimentarias es una valiosa herramienta para identificar, datar y caracterizar los eventos tectónicos, magmáticos y geodinámicos que ocurrieron durante su relleno. Además, estos sedimentos pueden encontrarse deformados durante, o después de su deposición. El análisis de estas deformaciones tectónicas informa sobre los esfuerzos que las provocaron.

En la evolución y evaluación de una cuenca sedimentaria es de gran importancia conocer la presencia de rocas generadoras, el espesor y la extensión que cubren en la cuenca.

Cuando analizamos una cuenca para desarrollar un posible escenario de Reservorios No Convencionales, asociados a lutitas, esto es fundamental, porque podemos tener una gran extensión areal, pero no todos los puntos de la cuenca, reúnen condiciones adecuadas para un No Convencional tipo Shale, ya sea por el espesor involucrado, la posición en la cuenca, o por la falta de condiciones adecuadas de preservación asociada al soterramientos o bien a eventos externos.

En la figura 7 de la página siguiente, se puede observar una reconstrucción de la evolución de una cuenca, donde a la izquierda se observa la depositación de sedimentos de grano fino, en la parte profunda de la cuenca, junto con materia orgánica (MO). Con el soterramiento de esta porción de la cuenca, los sedimentos ricos en MO, quedan preservados y luego con presión y calor, comienza a formarse el petróleo, a partir de los precursores, y que luego en condiciones hidrodinámicas adecuadas, va a migrar hacia las trampas, y que es donde lo explotamos cuando se trata de Yacimientos Convencionales (derecha en la Figura 7).

En la etapa inicial de evaluación de una cuenca, es de capital importancia investigar todos los ambientes asociados, ya que como sabemos los ambientes migran lateral y verticalmente. Si es un ambiente marino, seguramente nuestra mayor atención estará en aquellos sedimentos del mar profundo, donde seguramente se han depositado en condiciones adecuadas, sedimentos de muy baja energía, como son las lutitas.

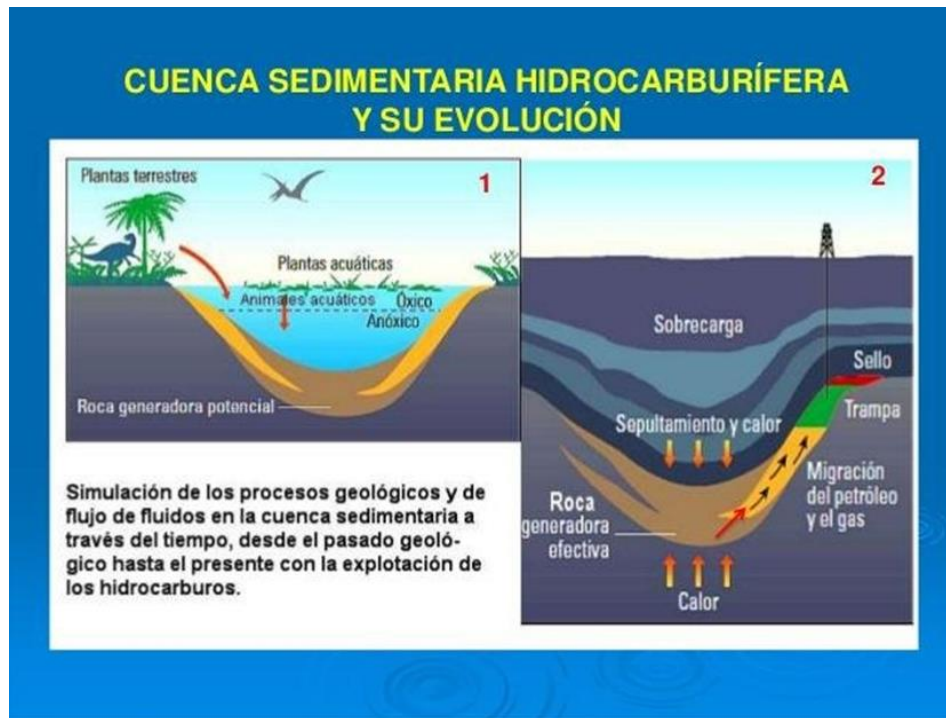


Figura 7: Esquema de Evolución de una Cuenca Sedimentaria, desde los inicios de la depositación de la materia orgánica, hasta el desarrollo de yacimientos del tipo convencional (tomado del trabajo de Definición de la Exploración).

Para más información se recomienda revisar los siguientes enlaces:

- <https://geologiadeexplotacion.files.wordpress.com/2012/03/5-cuencas-sedimentarias.pdf>
- https://connect.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_Exploration_Dec_2011.pdf?la=en&hash=34E2B4308C32791E5CA5AE3F0A9903D76D912428

TIPOS DE CUENCAS PETROLÍFERAS

De acuerdo Dickinson (1974) se reconoce 5 tipos de cuencas:

1. Cuencas oceánicas
2. Márgenes continentales de rift
3. Sistemas de arco-fosa
4. Fajas de sutura
5. Cuencas Intracontinentales

Además, el autor, considera que las cuencas relacionadas con desplazamientos de rumbo y fallas transformantes.

Reconocer qué tipo de cuenca está involucrada, y en qué posición de la cuenca se desarrolla el prospecto. Recordemos que no toda la cuenca puede desarrollar condiciones adecuadas de generación y preservación de la materia orgánica.

En la evolución de una cuenca puede haber una o más fases de evolución, cada una de las cuales le imprimirá un sello particular. En muchos casos parte o toda la cuenca son exhumados, y en estos casos la preservación de la Materia Orgánica (MO), va a estar condicionada o restringida.

En los casos en que la subsidencia ha sido continua en el tiempo, podemos tener un muy buen registro sedimentario, incluso con superposición de ambientes.

Cuando las cuencas tienen cierta inestabilidad, y hay movimientos ascendentes y descendentes, es posible que se desarrollen complejos ambientes sedimentarios, que van de ambientes profundos, someros y de transición. Sin embargo está claro el valor que tiene el conocimiento profundo del tipo de cuenca y cómo ha evolucionado hasta nuestros días.

ELEMENTOS DE LA CUENCA

En la Figura 8, se pueden observar las partes componentes más importantes de una cuenca, lo cual podemos resumir en los siguientes términos.

- **Bordes o márgenes:** marcan los límites de sedimentación. Pueden ser más o menos netos o difusos según su relieve. Pueden ser más o menos constantes o móviles durante el tiempo de vida de una cuenca.
- **Eje de la cuenca:** línea imaginaria que une los puntos más bajos de la superficie estructural del basamento.
- **Eje topográfico:** es la línea imaginaria que une los puntos más bajos de una cuenca en un momento de su evolución.
- **Depocentro:** punto donde se alcanza el mayor espesor de sedimentos en un momento de su evolución.

Se debe diferenciar entre preservación de la cuenca y preservación de su relleno sedimentario. En general las cuencas formadas sobre corteza oceánica tienen menor potencial de preservación dada la alta probabilidad de destrucción por subducción.

Las cuencas sedimentarias cubren varios miles de Km², y las condiciones de generación y preservación de los hidrocarburos, pueden variar desde la parte central a los bordes de la misma, y es por eso la importancia de definir y reconocer con propiedad los elementos de una cuenca. En algunos casos, en posiciones de bordes, las discordancias han hecho desaparecer parte de la columna sedimentaria, y en algunos casos hasta los propios reservorios convencionales, tal como ha sucedido en un proyecto exploratorio en la Cuenca de Marañón en Perú, donde un pozo encontró solo 0,25 m de areniscas, mientras que en la zona donde se descubrió petróleo liviano, el espesor supera los 20 m.

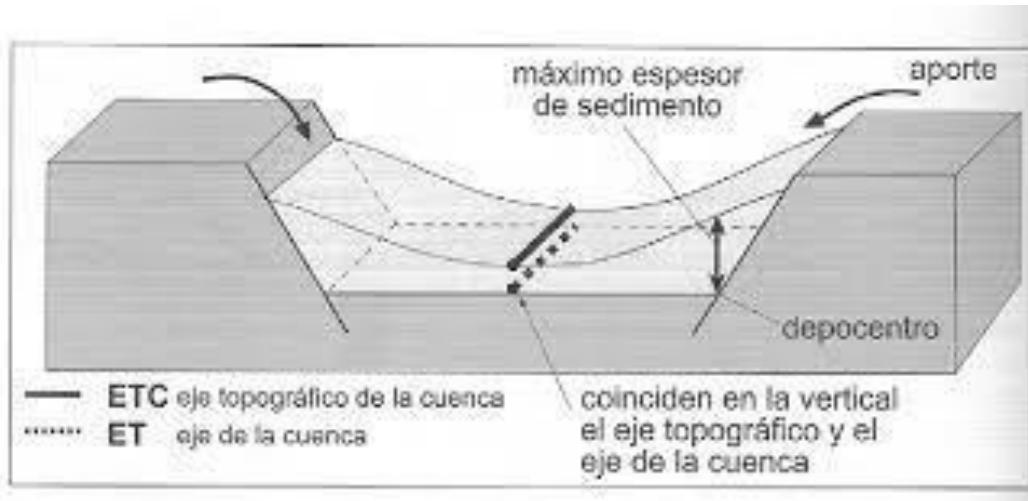


Figura 8: Esquema de desarrollo de una cuenca, con los elementos geométricos más representativos (Tomado del Trabajo de Introducción y Clasificación de Cuenca).

En el siguiente enlace encontrarán una presentación sobre las *Nociones Básicas de las Cuenca Sedimentarias en el marco de la Tectónica Global* por el Dr. Luis Spalletti.

<http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/CT-SeEs/65bcuencaSed.pdf>



ACTIVIDAD 1

Basado en el desarrollo hasta este momento y el trabajo de David Rubín y Héctor Biglia titulado *¿Qué son los Hidrocarburos No Convencionales?* (**artículo ubicado en la bibliografía ampliatoria del curso, bajo el número 2**)

Puntualizar diez características fundamentales de estos depósitos No Convencionales, y que los hacen de valor.

IV. RECONOCIMIENTO DE ROCAS TIPO SHALE

Reconocimiento en Afloramientos

Las Rocas generadoras por lo general son rocas de grano fino, del tipo arcilitas o lutitas, de color negro y presenta como característica principal, laminación muy fina, producto del ambiente de depositación donde se han formado (Foto 6 y 7). Estos ambientes en general son ambientes profundos, con escasa circulación, baja concentración de oxígeno, y donde la decantación, es el mecanismo que predomina.

Se presentan como capas continuas, de lutitas y/o arcillas bituminosas, de colores oscuros y donde la laminación fina predomina, y es lo que genera en muchos casos una clásica fisilidad de las capas, es decir que tienen facilidad de separarse en planos muy delgados.

El espesor es variable tanto vertical como lateralmente, pero estas variaciones son menos marcadas que otros ambientes sedimentarios. En muchos casos también presentan diaclasamiento, e intercalan carbonatos depositados en condiciones reductoras.

Las espesas secuencias de rocas generadoras, pueden mapearse a escala regional y eso luego es lo que le da el valor en subsuelo, cuando otras propiedades como espesor, mineralogía y contenido en Materia Orgánica, la definen como un reservorio No Convencional del Tipo Shale (Foto 8 y 9).



Foto Nro. 6: Afloramiento de lutitas y arcillitas ricas en Materia Orgánica de la Formación Vaca Muerta (Foto Internet de Damián H. Zanette, 27 febrero, 2010).

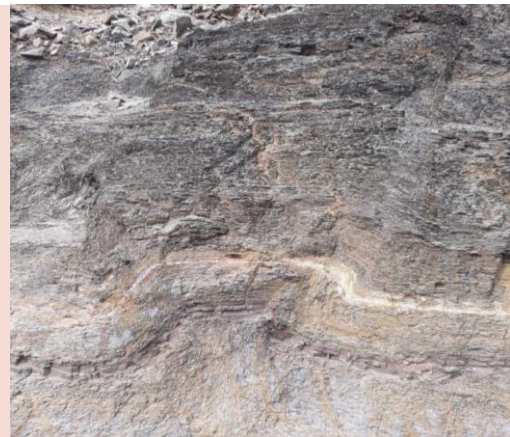


Foto Nro. 7: Lutitas negras deformadas con delgados niveles de areniscas con amonites y escamas de peces. Formación La Herradura del Valanginiano, zona de Salto del Fraile, Chorrillos, Lima, Perú (Foto J. Albeiro, 2020).



Foto Nro. 8: Afloramientos de la Formación Vaca Muerta en la zona de Cuesta del Chihuido, Departamento Malargüe, Mendoza. Se observa un dique y filón capa. Estos filones son productivos de gas y petróleo en la región. (Foto J. Albeiro, agosto 2020).



Foto Nro. 9: Afloramientos de la formación Cacheuta en la zona de Cerro Cocodrilo, Potrerillos, Mendoza. Esta es la principal roca generadora de hidrocarburos en la Cuenca Cuyana, originada en un ambiente lacustre (Foto Jorge Albeiro, 2018).

▪ **Reconocimiento por la Propiedades Físicas:**

Las principales propiedades físicas de las rocas generadoras a las cuales estarán asociados los yacimientos No Convencionales, tipo Shale son:

- **Color:** Generalmente son de colores oscuras a negro, en afloramientos (Foto 10 y 11)
- **Textura:** Suaves al tacto, brillo vítreo en muchos casos
- **Estructura:** Se presentan como cuerpos masivos, separados por discontinuidades intraformacionales. La principal característica es la fisilidad, es decir la facilidad en separarse en planos (Foto 11 y 12).



Foto Nro. 10: Fisilidad marcada en lutitas de la Formación Cacheuta, en el perfil del arroyo Divisadero Largo, provincia de Mendoza, Argentina. Intercalan niveles de arenisca muy fina. (Foto: J. Albeiro, 2018).



Foto Nro. 11: Muestra de mano de lutitas de la Formación Cacheuta, en el perfil del arroyo Divisadero Largo, provincia de Mendoza, Argentina. Se puede observar la fisilidad incipiente. (Foto: J. Albeiro, 2018).



Foto Nro. 12: Afloramientos de la Formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina (Foto tomada del trabajo de Víctor Ramos, Geología de Vaca Muerta: Un cambio de Paradigma en los recursos energéticos de Argentina)

▪ **Reconocimiento durante la Perforación:**

Las rocas que tienen capacidad de generar hidrocarburos o mejor dicho son generadoras, pueden ser reconocidas durante la perforación, debido al comportamiento que tienen las lutitas, frente a trépanos PDC o bien las manifestaciones de hidrocarburos que se presentan. Lo que hemos visto en el campo frente a estos niveles es:

- Incremento en la velocidad de perforación (ROP, curva roja track de la izquierda, Fig.9)
- Incremento en la detección de gas cutting (curva roja track 3, centro, Fig.9)
- Presencia de gases nocivos como SH₂ y CO₂ (Sulfhídrico y Dióxido de Azufre)
- Cambios en la Cromatografía gaseosa, es decir aparecen componentes carbonados como etano y propano (Track 4, centro, Fig.9)
- Cambio en los tamaños de los recortes de perforación, debido a la facilidad con que se perforan
- Cambio en la cantidad de recortes en zaranda: Por la misma razón anterior, hay más material del esperado por cada metro perforado, en muchos casos por inestabilidad de la pared de pozo.
- Incremento de la presión de circulación: Asociado a los dos puntos anteriores, hay más carga de sólidos en el anular y, en consecuencia, mayor presión de circulación (SPP).

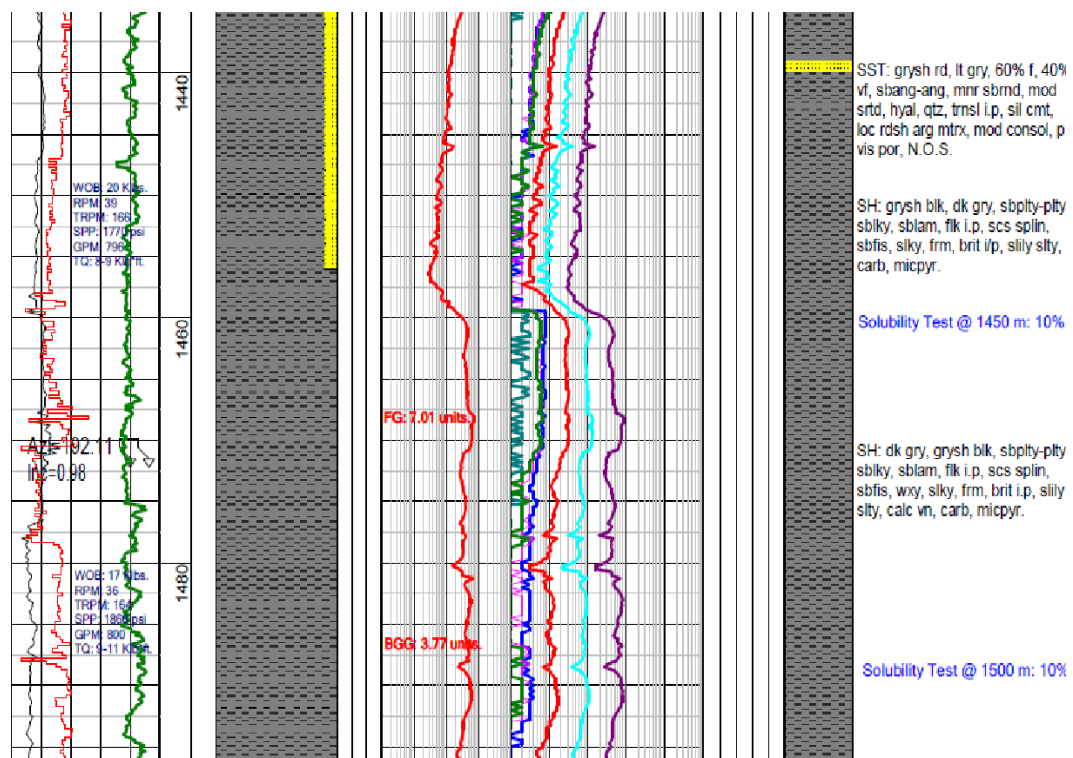


Figura 9: Registro litológico de un pozo de exploración, donde se observa los cambios que se producen en la ROP, detección de gas y cromatografía gaseosa, frente a lutitas con Materia Orgánica.

Por otra parte, los **Recortes de Perforación** (cutting), son otra herramienta de mucha ayuda, a la hora de reconocer niveles generadores de hidrocarburos. En este caso las lutitas presentan:

- Colores grises u oscuros (Foto 13 y 14).
- Brillo sedoso o vítreo, producto de la textura de grano muy fino.
- Fractura concoidea y astillosa, lo cual es típico en este tipo de rocas
- Micro-fracturas rellenas por calcita en muchos casos, generados por compactación diferencial o presión lateral, sobre todo en zonas plegadas.
- Bordes angulosos, asociado al tipo de fractura con que se rompen.
- Finamente laminadas cuando son ricas en materia orgánica, lo cual les da fisilidad.
- Cuando tienen asociado hidrocarburos, presentan fluorescencia y destilado (Estas son pruebas de campo simple que se hacen en la unidad de Mudlogging).
- En muchos casos arden en presencia de una fuente de ignición.

Nota: Esta es una observación también de campo, cuando se hacen reconocimientos de perfiles de superficie, y se sospecha por el olor y/o color, un contenido importante de Materia Orgánica (MO)



Foto Nro. 13: Recortes de Lutitas Bituminosas, de color gris oscura, en parte finamente laminada, Cuenca de Burgos, México (Foto J. Albeiro).



Foto Nro. 14: Recortes de lutitas bituminosas, de color gris oscura, Cuenca de Burgos, México (Foto J. Albeiro).

- **Reconocimiento en el Perfil de Rayos Gamma:**

De acuerdo con el trabajo publicado en Oilfield Review, por Schlumberger (otoño de 2011: 23, no. 3, Copyright © 2012 Schlumberger), los principales datos utilizados para los análisis petrofísicos de las formaciones de lutitas son los mismos que los utilizados para los análisis de yacimientos convencionales: rayos gamma, resistividad y datos acústicos; con el agregado de datos de espectroscopía de captura de neutrones.

Las lutitas con potencial de producir hidrocarburos muestran características específicas que las diferencian de las lutitas con poco o ningún potencial.

El registro de rayos gamma puede proporcionar uno de los primeros indicadores de la presencia de lutitas ricas en contenido orgánico. La materia orgánica generalmente contiene mayores niveles de elementos con radiación natural: torio, potasio y uranio; en comparación con los minerales de los yacimientos convencionales.

Debido a que éstas tienen una mayor concentración de materia orgánica que otros sedimentos, las lutitas ricas en contenido orgánico a menudo muestran cuentas de rayos gamma de más de 150 grados API. Los petrofísicos utilizan las cuentas elevadas de rayos gamma para identificar las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico.

En síntesis, las Rocas Generadoras se reconocen por:

- Incremento en el Registro de Rayos Gamma, los cuales muestran altos valores, en algunos casos cercanos a 200 Grados API.
- Cuando los valores de materia orgánica son muy altos, incluso la curva de rayos gamma, puede estar fuera de escala (Figura 10)

De acuerdo con la interpretación de Schlumberger del registro compuesto de la figura 10: Los últimos 50 pies de este registro, abarcan una lutita convencional (sombreado azul), es decir con bajo contenido de Materia Orgánica. En este tramo la curva de rayos gamma (track 1), lee menos de 150 °API. La resistividad en el track 2, es baja y tiene valores estables. Las porosidades de los registros de densidad y neutrón (track 3), están separadas y no muestran variaciones.

En comparación con esta sección, la lutita con abundante Materia Orgánica (sombreado rojo), tiene las mayores lecturas de rayos gamma más elevado, incluso saliendo de escala, los valores de resistividad son más elevados y variables, y se observan mayores valores de porosidad del registro de densidad, mientras que la porosidad del neutrón tiene un mayor grado de variabilidad.

A menudo la porosidad del Neutrón es menor en las lutitas ricas en Materia Orgánica, debido a que estas tienen un menor volumen de agua ligada.

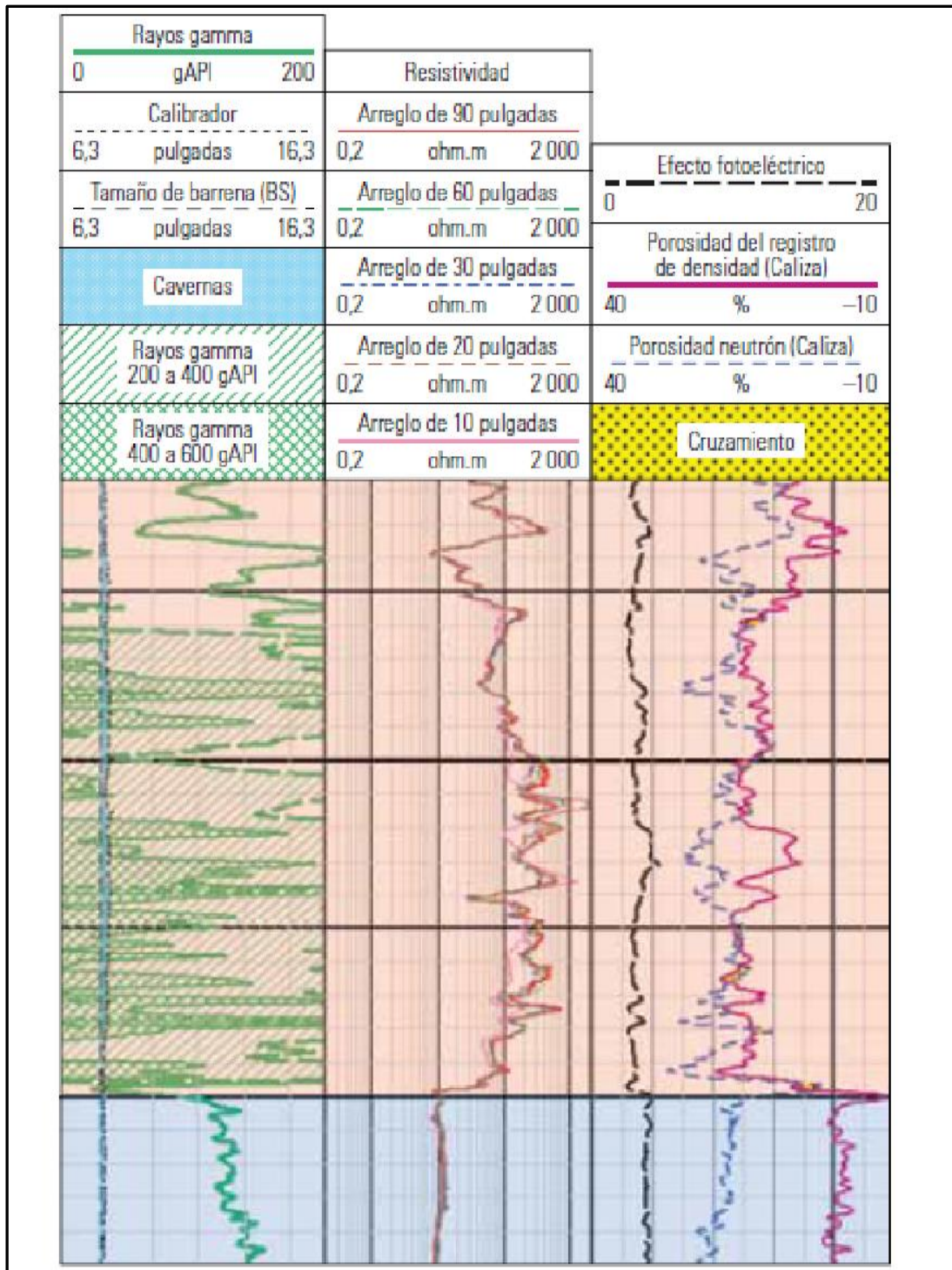


Figura 10: Registro básico de la Cía. Schlumberger donde se observa la respuesta de la curva de Rayos Gamma, frente a una zona rica en Materia Orgánica y con características muy definida de un Reservorio No Convencional.

Para más información se recomienda revisar los siguientes artículos ubicados en la bibliografía ampliatoria del curso:

- 4- Características geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo shale de las cuencas productivas de la Argentina.
- 5- Reservorios No convencionales.
- 6- La revolución del gas de lutitas.

Sobre el Origen del Petróleo & Gas visite:

<https://www.youtube.com/watch?v=mMhiFnPx3ic>
<https://www.youtube.com/watch?v=oEOLxfKpLFo>

En el siguiente enlace, Ud. puede acceder a un trabajo del prestigioso investigador argentino Víctor A. Ramos sobre Geología de Vaca Muerta: Un cambio de Paradigma en los recursos energéticos de Argentina. En este trabajo, a través de cuadros y figuras, se puede observar la evolución del conocimiento y la tecnología que se aplica para mapeo (Esto solo a título ilustrativo)

<https://docplayer.es/69562750-Geologia-de-vaca-muerta-un-cambio-de-paradigma-en-los-recursos-energeticos-de-argentina.html>

V. SISTEMA PETROLERO CONVENCIONAL VERSUS EL SISTEMA NO CONVENCIONAL

Un sistema petrolero es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburos.

El sistema petrolero incluye la zona de maduración de la roca madre, la red de distribución natural, y los petróleos descubiertos genéticamente relacionados. La presencia de petróleo es la prueba de que un sistema existe. La zona de maduración de la roca madre es parte del sistema petrolero

El sistema petrolero incluye generación, migración, acumulación y pérdida de petróleo y gas, a través del tiempo geológico.

Los elementos esenciales de un sistema petrolero son:

- **Roca madre:** (generación) debe contener bastante materia orgánica (mínimo 3% de materia orgánica para que pueda generar hidrocarburos), y así generar grandes volúmenes de hidrocarburos.
- **Roca reservorio:** (almacén) debe ser bastante permeable para que el petróleo fluya libremente.
- **Roca sello:** debe ser lo suficiente impermeable para evitar que el crudo se escape.
- **Roca de sobrecarga:** debe poseer condiciones de presión temperatura y tiempo esenciales para que se lleve a cabo un sistema petrolero.

Es fundamental que todos los elementos esenciales, concurren u ocurren en un lugar de la cuenca, para que se genere una acumulación de hidrocarburos. Si por alguna razón, alguno de estos elementos está ausente, las posibilidades de tener una acumulación de hidrocarburos, se reduce a cero.

Los sistemas petroleros tienen dos procesos:

1. Formación de la trampa
2. Generación, migración y acumulación de hidrocarburos.

Los elementos y procesos esenciales deben ocurrir en forma correcta en el tiempo y espacio a fin de que la materia orgánica de la roca madre pueda convertirse en una acumulación de petróleo. Un sistema petrolero existe donde todos los elementos y procesos esenciales se producen o se piensa que tienen una oportunidad razonable o probabilidad de ocurrir. En muchos casos la migración ocurre con anterioridad a la generación de la trampa, y en consecuencia el volumen acumulado es en esencia pobre o inexistente.

En la figura 11, se observan los elementos esenciales del sistema petrolero y que han sido mencionados precedentemente.

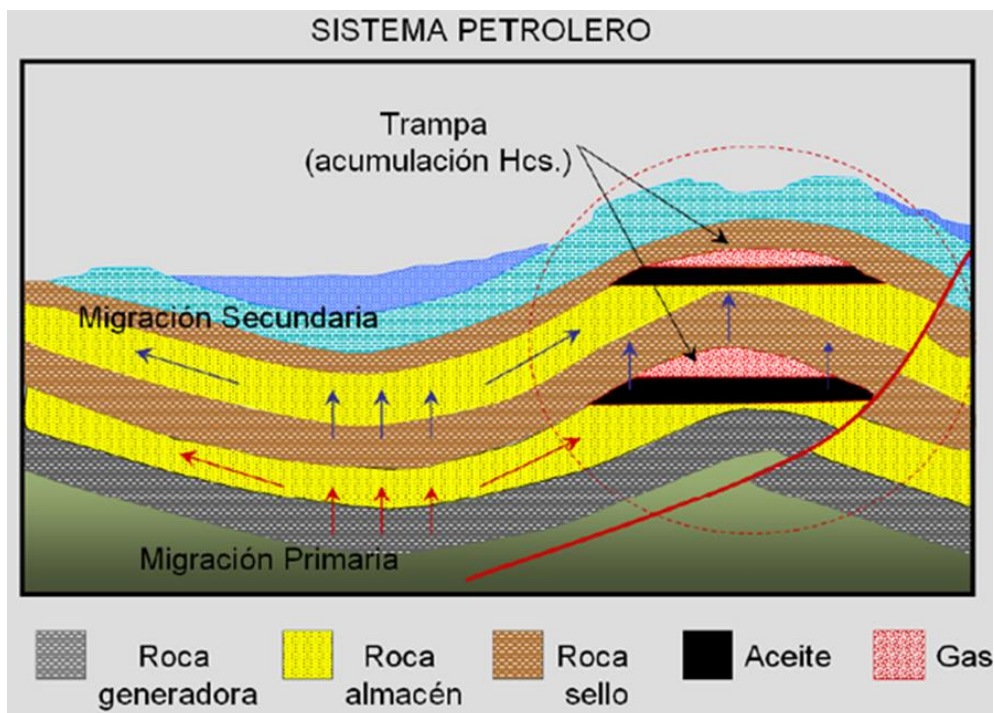


Figura 11: El Sistema Petrolero Convencional (Fuente Internet y Universidad de Olmecca. Figuras tomadas del siguiente Link. (Haga click aquí para ver link).

El Sistema Petrolero No Convencional

De acuerdo con el trabajo de Stinco y Barredo (2014, citando a Magoon y Dow; 1994), en un sistema petrolero, se definen los elementos esenciales: Rocas generadora, reservorio, sello y de carga geostática. Asimismo, se describen los procesos: generación, migración,

formación de una trampa, acumulación y preservación en el tiempo. Esta sistemática corresponde a **Reservorios Convencionales** y puede extenderse hacia los reservorios naturalmente fracturados (Stinco, op.cit).

Sin embargo, cuando se hace referencia a los **Reservorios No Convencionales**, no siempre es necesario contar con todos los elementos y procesos requeridos para los reservorios convencionales, y naturalmente fracturados para efectivamente encontrar una acumulación de hidrocarburos.

Conceptualmente, y de acuerdo con Holditch (2003, en Stinco, op.cit), un reservorio convencional es aquel que puede producir hidrocarburos en volúmenes comerciales y económicos sin que resulte necesario aplicar estimulaciones y/o procesos especiales de escala. De manera similar, se extiende este concepto hacia los naturalmente fracturados, con la salvedad de que estos presentan complejidades inherentes a la presencia de fisuras que tornan más compleja la perforación, adquisición de datos directos e indirectos, completación y producción del gas y petróleo. Por su parte, el mismo autor sostiene que los reservorios no convencionales requieren estimulaciones masivas y/o procesos especiales para lograr producir los hidrocarburos.

*Cuando se trata de **Yacimientos No Convencionales**, las condiciones son totalmente diferentes, ya que **la propia roca generadora es a su vez el reservorio**. En este proceso lo importante es saber cuál es la distribución areal de la roca generadora, el espesor involucrado y las propiedades físicas de la roca, que la acreditan como una roca frágil susceptible a ser fracturada.*

En este tipo de sistemas no es necesario la existencia de una trampa, ya que la propia roca generadora contiene acumulaciones de gas o petróleo asociado (Figura 12 y 13)



RESUMEN

- Los yacimientos no convencionales, se presentan como acumulaciones predominantes regionales, extensas, la mayoría de las veces independiente de la presencia de trampas estructurales y estratigráficas.
- Para desarrollar estos yacimientos, se requiere el uso de tecnologías, como es el fracturamiento hidráulico.
- Alrededor del mundo se les asocia una gran cantidad de reservas de hidrocarburos.
- Debido a los volúmenes involucrados, son capaces de producir por varias décadas.
- La producción debe ser mediante técnica especiales, que se verán más adelante en este curso.

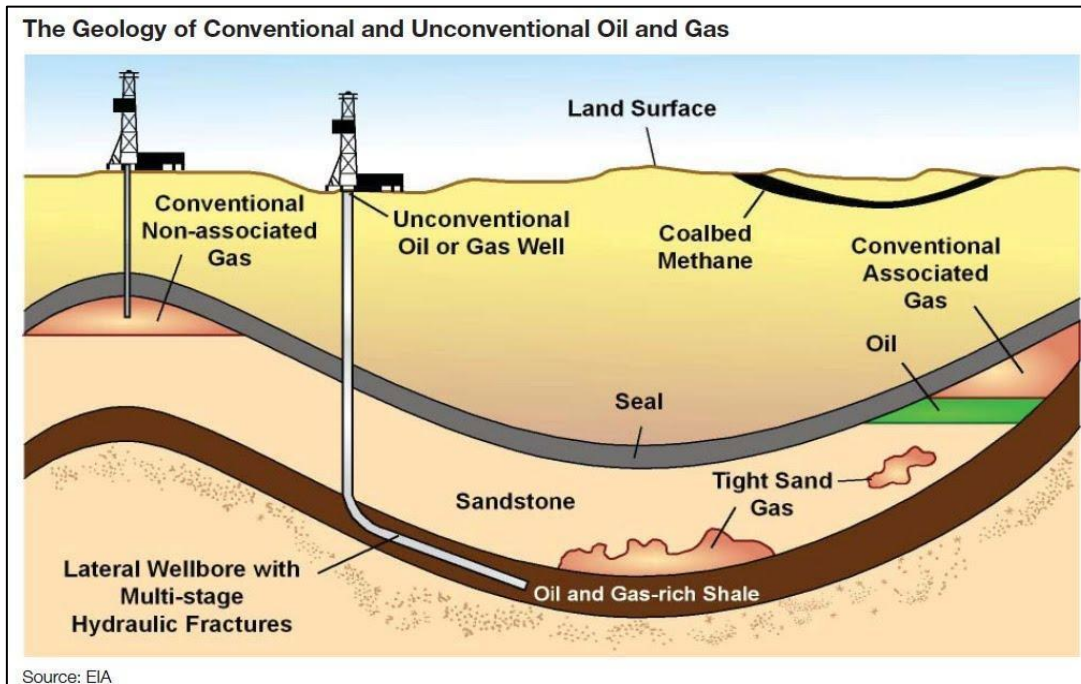


Figura 12: Esquema que muestra la relación espacial entre un sistema Convencional y uno No Convencional. En la figura se observa claramente que un No Convencional (Unconventional Oil or Gas Well) no requiere de una estructura, sino de la preservación de las condiciones de soterramiento (Fuente: U.S. Energy Information Administration).

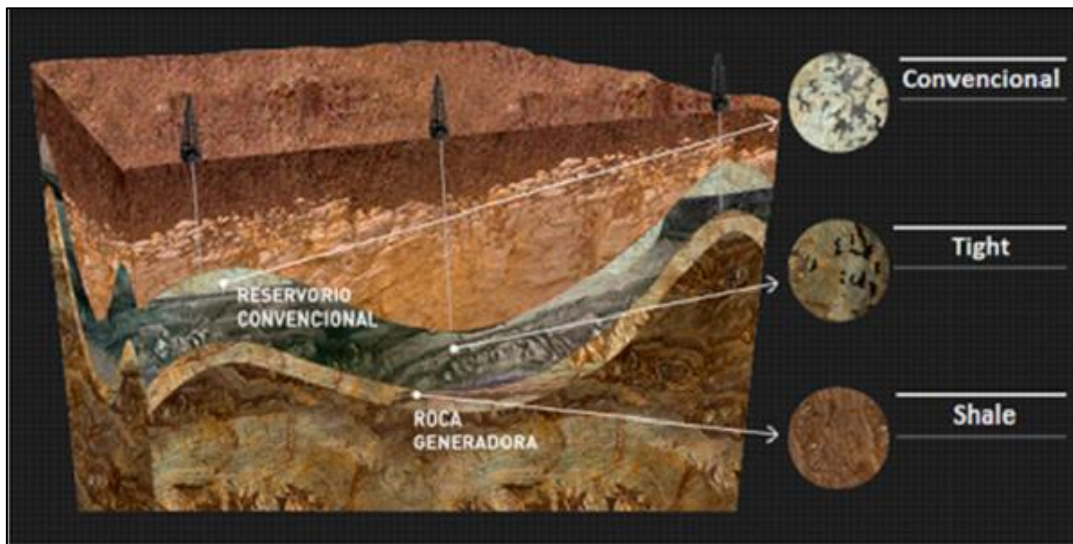


Figura 13: Relación espacial entre los recursos Convencionales y No Convencionales, en una misma provincia petrolera (Fuente YPF)

Para más información se recomienda revisar los siguientes enlaces:

- <https://geologiadeexplotacion.files.wordpress.com/2012/01/2-sistemas-petroleros.pdf>

- Sobre Concepto de Sistema Petrolero:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/petroleum_system.aspx
- Sobre que son los Yacimientos No Convencionales
<https://www.ypf.com/energiaypf/Novedades/Paginas/Que-son-los-yacimientos-no-convencionales.aspx>

VI. AMBIENTES SEDIMENTARIOS ASOCIADOS A YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Un ambiente sedimentario es una parte de la superficie terrestre que se diferencia física, química y biológicamente de las zonas adyacentes (Figura 14).

En un medio sedimentario o en parte del mismo puede producirse erosión, no depositación o sedimentación, normalmente alternando en diferentes etapas.

El registro de una cuenca sedimentaria refleja no solo los sedimentos, sino también las cicatrices erosivas, relacionadas con la actividad tectónica o cambios climáticos, y periodos de no sedimentación (suelos, sustratos endurecidos, etc.).

*Por regla general las rocas asociadas a los yacimientos no convencionales tipo shale, están **asociados a ambientes de muy baja energía**, y donde las condiciones de circulación son limitadas, lo que permite que los procesos de decantación de partículas sedimentarias sean muy eficientes.*

Estos ambientes pueden ser:

- Ambiente Lacustre
- Ambiente Deltaico
- Ambientes de Transición
- Ambientes de mar Profundo

Debido a la extensión del curso, en este módulo I, solo vamos a referirnos al **Ambiente Lacustre**, el cual está asociado a la generación de hidrocarburos en la cuenca Cuyana del oeste de Argentina.

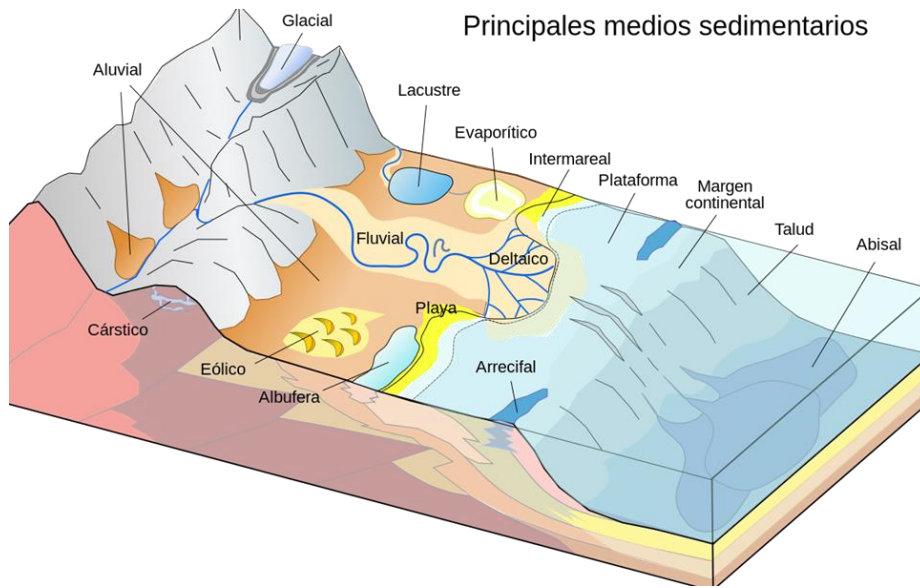


Figura 14: Diagrama que representa los principales ambientes sedimentarios

El Ambiente Lacustre

Cowardin (1979) define el ambiente lacustre como los humedales y hábitats de aguas profundas situados en una depresión topográfica o el cauce de un río represado, carecen de árboles, arbustos, plantas emergentes resistentes, musgos o con más de 30% de cobertura en el área.

En las zonas profundas del lago, la sedimentación se produce por decantación del material de grano fino, fundamentalmente. Material grueso puede aparecer debido a corrientes de fondo, asociados a canales efímeros, es decir de corta duración.

Por otra parte, un Lago los podemos definir de acuerdo a:

- Profundidad
- Salinidad
- Conexión con el mar
- Vegetación

Hay otras clasificaciones que tiene en cuenta el origen del mismo (Hutchinson, 1957-1975):

- Tectónico
- Volcánico
- Deslizamiento de tierras
- Glacial
- Disolución
- Fluvial

La Geometría de un lago está expresada por los parámetros de

- Área (A)

- Volumen (V)
- Profundidad Media (Zmx)
- Profundidad Máxima (Zmd)

El clima es el principal factor que regula las condiciones de un lago.

En cuanto al agua, los factores a considerar son:

- Salinidad
- Contenido de Oxígeno y Nutrientes
- Temperatura – Densidad

En cuanto a la sedimentación, en los lagos vamos a tener:

- Sedimentos de origen Químico
- Sedimentos Bioquímicos
- Sedimentos Orgánicos - Materia Orgánica

Síntesis del Ambiente Sedimentario de la Formación Cacheuta

En la cuenca Triásica del Noroeste de Argentina se destaca la Cuenca Cuyana, la cual en la fase de máxima expansión tuvo asociada ambientes lacustres. Se trata de lagos sin conexión entre sí, que cubrieron una enorme extensión.

La formación generadora por excelencia proviene de un sistema lacustre y es lo que se conoce con **Formación Cacheuta**, la cual tiene un espesor que puede alcanzar los 400 m en el eje de la cuenca profunda, donde unos pocos sondeos la han atravesado. *Esta unidad formacional, hoy se está evaluando como un No Convencional tipo Shale.*

Síntesis del Ambiente Sedimentario de la Formación Vaca Muerta

De acuerdo con el trabajo de Sales, T y Sosa A. (2013), Vaca Muerta representa la porción distal de un sistema de rampa mixta. Es una de las unidades litoestratigráficas de mayor extensión de área de la Cuenca Neuquina y fue establecida por Weaver (1931), quien las llamó 'Margas bituminosas del Tithoniano', término que fue substituido por 'Formación (de la) Vaca Muerta' (Mancini et al. 1938, en Leanza, 1997). Sus depósitos se caracterizan por una alternancia de intervalos carbonáticos y terrígenos, conformando ciclos de lutitas/margas y calizas de diferentes órdenes y jerarquías, controlados por cambios eustáticos y cambios climáticos asociados a variaciones orbitales (Kietzmann et al. 2008). Litológicamente, la Formación Vaca Muerta está compuesta por pelitas y calizas, predominando arcilitas, arcilitas micríticas, micritas arcillosas y micritas, todas ellas con gran cantidad de materia orgánica bituminosa. En general, sus tonalidades son castaño oscuro, ocre y amarillento. En la parte inferior de esta formación es común la presencia de concreciones calcáreas botroidales, con gran constancia regional (Leanza, 1997). También

se pueden encontrar, en menor proporción, facies arenosas como las del Miembro Huncal (Spalletti et al. 2008).

Para una lectura completa del trabajo de Vaca Muerta visite:

http://www.spe.org.ar/locker/pdf/SPE_IJPP0002.pdf

En la bibliografía ampliatoria podrá encontrar el siguiente documento:

8- Maduración y avances del conocimiento de las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta como shale plays. ¿Qué sabemos de estas formaciones, qué nos aún falta por conocer y que nos pueden aportar sus análogos para ello? (Sales, T y Sosa A. (2013).

Información relevante también se puede encontrar en los siguientes enlaces:

- Sobre Medio Sedimentario
https://es.wikipedia.org/wiki/Medio_sedimentario
- Sobre Caracterización de ambientes sedimentarios los Videos
<https://www.youtube.com/watch?v=zqVVtXnQh6Y>
https://www.youtube.com/watch?v=m5syaAeu_9g
- Sobre Ambientes Lacustres la presentación de la Universidad Autónoma de México
<https://es.slideshare.net/ivannapoles1/ambiente-lacustre>

VII. PRESERVACIÓN DE LA MATERIA ORGÁNICA

La **Preservación de la Materia Orgánica**, es un aspecto fundamental en la evolución de un Sistema Petrolero. La evolución de la cuenca sedimentaria es clave en la preservación de la Materia Orgánica, ya que en muchos casos los cambios tectónicos producen levantamientos y en consecuencia porciones importantes de la cuenca quedan expuestas a la erosión y/o degradación de la materia orgánica por oxidación.

Este hecho es lo que condiciona la formación de un yacimiento no convencional tipo shale. Además y como ocurre muchas veces, si bien las rocas sedimentarias con capacidad de generación están soterradas, en zonas con gradiente geotérmico elevado, puede producir una sobre-maduración de la roca.

Las secciones expuestas de espesas secciones de lutitas (Foto 15) son lugares adecuados para coleccionar muestras y hacer análisis geológicos para empezar a delinear la presencia de un yacimiento No Convencional tipo Shale.



Foto Nro 15: Sección expuesta de las lutitas de la formación Chonta, en el perfil de Boquerón del Padre Abad, en la cuenca de Ucayali, Perú (Foto gentileza de Manuel Lopez de LCV, 2018).

Durante la etapa de evaluación de la cuenca o una porción de ella, es muy importante identificar aquellas zonas donde las rocas generadoras presentan las mejores condiciones de maduración y preservación, como generalmente ocurre en la parte más profunda de la cuenca.

En el caso de la **Cuenca Cuyana**, no son muchos los pozos que alcanzan la parte profunda de la cuenca, donde se esperan las mejores condiciones para No Convencionales tipo Shale, debido a que los reservorios están por encima de la formación Cacheuta, que es la roca generadora por excelencia.

En contrapartida en la **Cuenca Neuquina**, la información de la Formación Vaca Muerta está presente desde los inicios mismos de la actividad petrolera en la cuenca, ya que algunos reservorios están por debajo de esta roca, reconocida como la roca generadora por excelencia de la cuenca.

Para más información se recomienda consultar y leer en el siguiente enlace la presentación sobre "Origen, acumulación y preservación de la materia orgánica"

- <https://es.slideshare.net/capricioncabro/origen-acumulacion-y-preservacion-de-la-materia-organica#:~:text=La%20materia%20org%C3%A1nica%20es%20sintetizada,carb%C3%B3n%2C%20arenas%20y%20lutitas%20bituminosas.>



ACTIVIDAD 2

Basado en el Trabajo de **Sistema Petrolero** de la Bibliografía Ampliatoria del Curso, y lo visto hasta este tema, prepare un cuadro resumen que destaque las diferencias entre un Sistema Petrolero Convencional y uno No Convencional:

¿Cuáles son las diferencias más importantes?

¿Qué características son más destacables de las rocas asociadas a Yacimientos No Convencionales?

VIII. AMBIENTES OXIDANTES Y REDUCTORES

Ambiente Oxidante

Se considera un ambiente oxidante al ambiente donde la provisión de oxígeno es abundante, es decir no hay una circulación restringida.

Ambiente Reductor

En contraposición en un ambiente reductor, la circulación es restringida ya sea por la profundidad del cuerpo de agua, o las condiciones de circulación se ven muy restringidas.

En la Figura 15 tomada del trabajo de Schlumberger sobre la Revolución del Gas de Lutitas y que fuera publicado en el año 2011, se puede observar las condiciones aeróbicas (abundancia de oxígeno) y anaeróbicas (falta de oxígeno), desarrolladas en el Mar Negro. Estos últimos ambientes son los que mejores condiciones guardan para preservar la Materia Orgánica contenida en las rocas de grano fino, la cual es preservada por la falta de oxígeno.

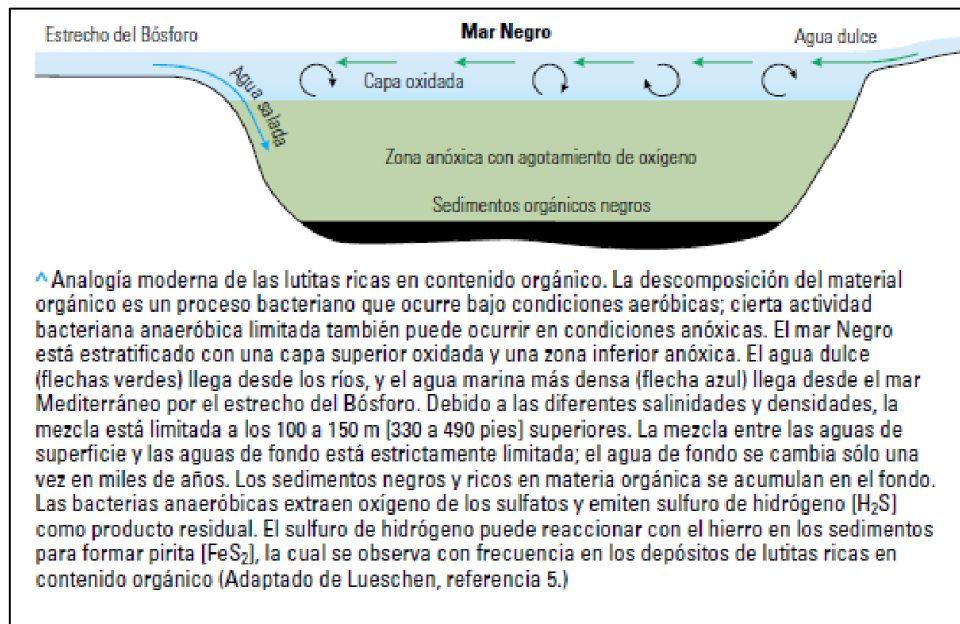


Figura 15: Esquema que muestra las condiciones de circulación y de restricción en un ambiente confinado, donde existen condiciones adecuadas para la preservación de la materia orgánica..

Cuando se revisan los perfiles de superficie de la zona del Cerro Cocodrilo, en la zona de Potrerillos, Mendoza, se puede observar una relación transicional de ambientes, es decir desde ambientes profundos con circulación restringida que ha posibilitado el depósito de lutitas ricas en materia orgánica, a depósitos más someros, con características más oxidantes (Foto Nro. 9, 16).



Foto Nro. 16: Afloramientos de rocas de grano muy fino tipo lutitas depositadas en un ambiente reductor (parte inferior de la foto) y oxidante (parte superior de la foto). En condiciones reductoras las rocas son de colores grises u oscuros, mientras en condiciones oxidantes las rocas de grano fino, presentan colores rojos. La relación de campo observada es transicional (Foto Jorge Albeiro, 2018).

IX. ESTUDIO DE DETALLE DE NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA Y EN USA

Algunos hitos históricos en USA y Argentina

El embargo petrolero de los países árabes hacia los Estados Unidos de Norteamérica en 1973, puso en alerta no solo a Estados Unidos, sino al resto del mundo que dependía en ese momento del flujo del petróleo que venía de esa región. Eso obligó al país del norte a buscar otras fuentes de aprovisionamiento “interno”, sin tener que recurrir a las entregas de los países árabes. Una cronología de lo hecho en Estados Unidos y Argentina desde entonces se resume del siguiente modo:

- Década del '70: Shale Gas Project, USA.
- Década del '80: Inicio de la producción en Barnett Shale, USA

- Año 2007: En Argentina, el análisis de las rocas generadoras como reservorio no convencional, fue iniciado por Repsol-YPF S.A, en el pozo LLL-475 (Loma La Lata), siendo este yacimiento, el principal productor de gas del país.
- Estos primeros estudios permitieron identificar a la Formación Vaca Muerta, principal roca generadora de la cuenca Neuquina, como una unidad que alberga un potencial sin precedentes como reservorio No Convencional de Shale Gas & Oil (Lanusse, et. al., 2012).

En Síntesis, lo importante en Reservorios No Convencionales

- No están regidos por la flotabilidad de hidrocarburos frente al agua ni Ley de Darcy.
- Las acumulaciones no convencionales son continuas, de escala regional, e independientes de la presencia de trampas estructurales y/o estratigráficas.
- Las rocas típicas están constituidas por una matriz de grano muy fino (tamaño arcilla, pudiendo ser pelitas o margas), con proporciones variables de arcilla, sílice y carbonato, que actúan como roca generadora, sello y reservorio.
- Presentan muy baja permeabilidad y necesitan de la estimulación masiva para producir hidrocarburos.
- Es deseable la Sobrepresión, en los potenciales niveles con características de yacimiento No Convencional del Tipo Shale.
- Desarrollo en profundidades superiores a 2000 m, para preservar los acuíferos, ubicados en la parte superior de la cuenca.
- Presencia de Instalaciones de superficie asociados a los Convencionales.

En el caso particular de la Formación Vaca Muerta, además de la extensión, tiene facilidades importantes en superficie, tales como caminos, fuentes de agua dulce de cursos permanentes, caminos, energía eléctrica, gasoductos, oleoductos, plantas de separación, etc.

Estudio en la Cuenca Neuquina

Esta parte del módulo I se basa en el trabajo titulado "*Estudio comparativo de testigos corona de las dos secciones enriquecidas de la formación vaca muerta en la zona de shale gas, noroeste del engolfamiento neuquino, publicado en el 2017 por Arturo de BARRIO, Patricia FERRARES, Guillermina KOHLER, Denis MARCHAL y Silvia BLANCO.*

- La cuenca Neuquina se ubica en el centro oeste de la Argentina, y comprende a la región extra-andina de la provincia de Neuquén, el sudoeste de Mendoza, el sudoeste de La Pampa y el noroeste de Río Negro.
- Alcanza una extensión de 150.000 Km² aprox. y su relleno sedimentario abarca desde el Triásico Superior al Cenozoico, habiéndose acumulado unos 7.000 m de sedimentos continentales, marinos y de transición (Figura 16).

La Cuenca Neuquina

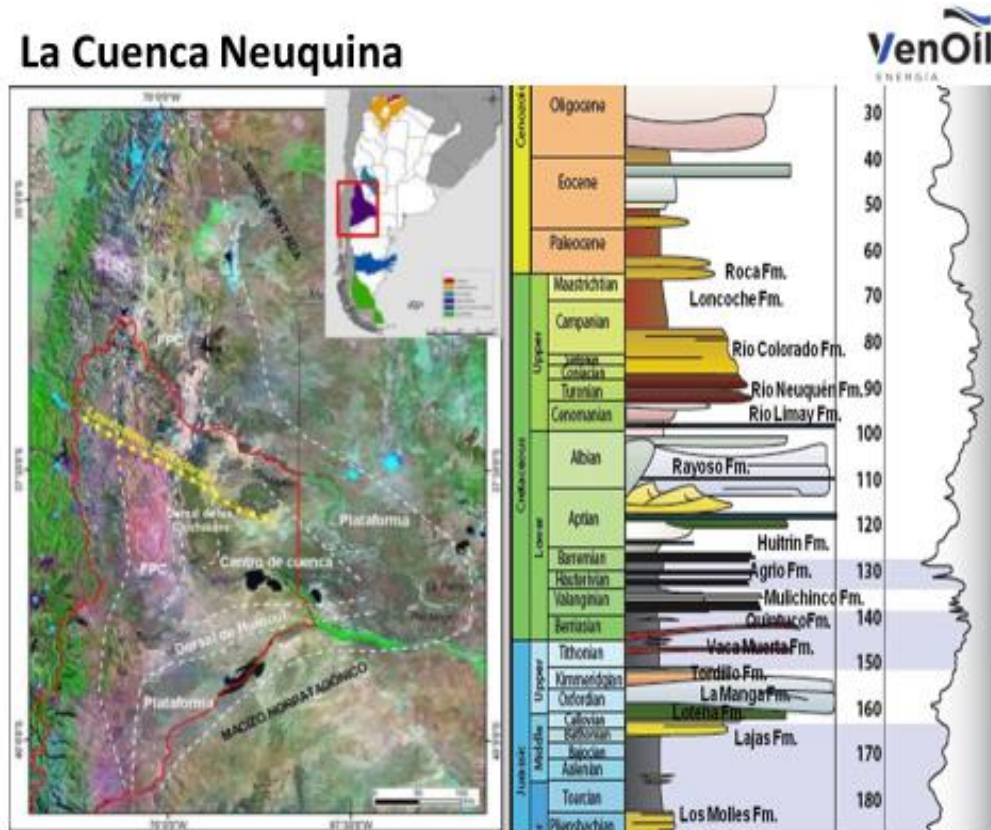


Figura 16: Ubicación relativa de la Cuenca Neuquina (izquierda) y la columna estratigráfica desarrollada (derecha).

Para más información se recomienda revisar el siguiente documento ubicado en la biblioteca ampliatoria del curso:

10- Estudio Comparativo de Testigos Corona de las dos secciones enriquecidas de la Formación Vaca Muerta en la zona de shale gas, noroeste del Engolfamiento Neuquino

La Formación Vaca Muerta

De acuerdo al trabajo de Barrio y otros (op. cit., 2017), la Formación Vaca Muerta, principal roca madre de la Cuenca Neuquina, se convirtió estos últimos años en un objetivo exploratorio no-convencional muy atractivo. El play shale Vaca Muerta está principalmente desarrollado en la parte del Engolfamiento de la Cuenca Neuquina (Fig. 16). Dicha formación se caracteriza por una gran variabilidad areal y vertical, tal como lo reflejan los diversos capítulos del libro *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta* (González et al. 2016). En este capítulo se resume el trabajo de comparación entre los intervalos, informalmente denominados como **Sección Enriquecida Inferior** y **Sección Enriquecida Superior** de la Formación Vaca Muerta correspondiendo respectivamente a los dos eventos transgresivos principales T1 y B4 (Desjardins et al. 2016) que caracterizan el sector NO de la cuenca.

Los autores mencionados consideran al arreglo interno de la Formación Vaca Muerta:

- Sección condensada basal, de 30 - 40 m de espesor a lo largo de toda la cuenca, correspondiente al evento transgresivo principal. Presenta altos valores de Gamma Ray (GR) y alto contenido en materia orgánica, relacionadas a pelitas ricas en uranio y materia orgánica (Figura 17 y 19).
- La sección superior corresponde a los cortejos sedimentarios de secuencias que se suceden cíclicamente, en un arreglo litológico de aparente continuidad lateral. El aumento de espesor hacia el oeste está relacionado con el mayor apilamiento de estas secuencias.

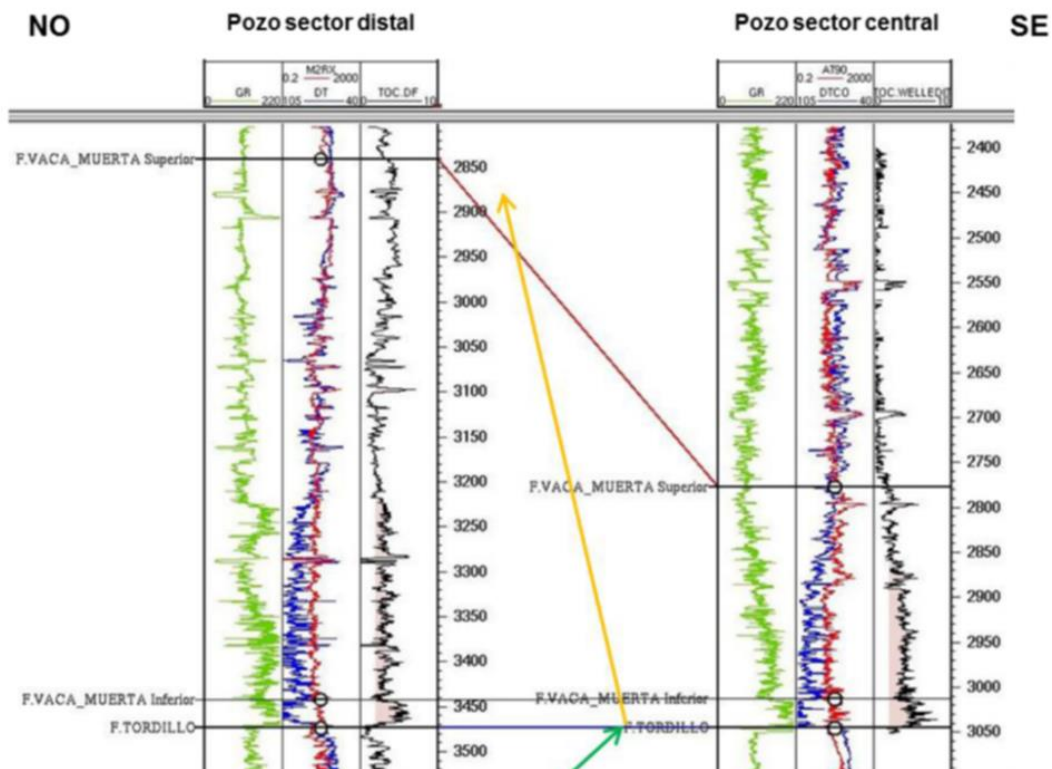


Figura 17: Arreglo interno de la Formación Vaca Muerta, donde se observa en la base, es decir por encima de la Formación Tordillo, altos valores de GR, asociado a un alto contenido de MO (tomado de Barrio y ot., 2017).

La distribución areal de la Formación Vaca Muerta:

La distribución areal del play Vaca Muerta Shale Oil / Gas, propiamente dicho, de acuerdo a diferentes trabajos consultados, alcanza aproximadamente los 30.000 Km², extensión areal comparable con Shale Gas Play de Woodford, el cual alcanza 28.900 Km² (Figura 18).

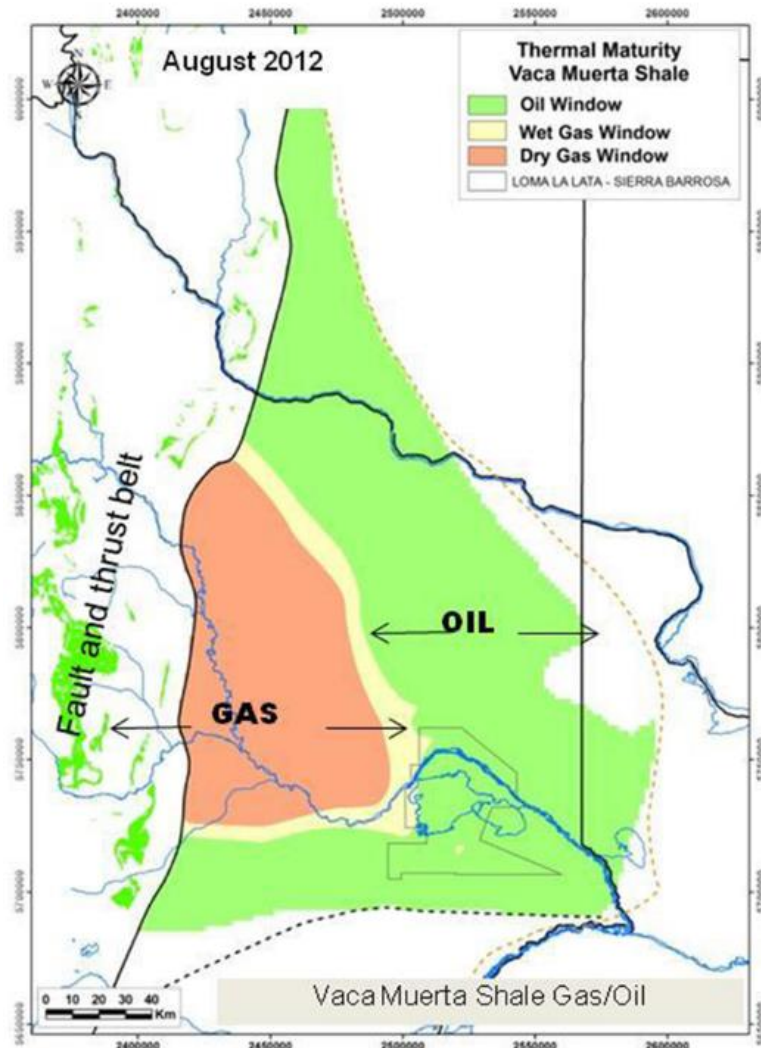


Figura 18: Distribución Regional de los play de Shale Oil / Shale Gas de la Formación Vaca Muerta. En general la principal fuente de información, son las coronas y los afloramientos.

Análisis de Laboratorio

Para completar los estudios, los autores antes citados, trabajaron con 69 m de testigos coronas (núcleos), extraídos de ambas secciones enriquecidas en un mismo pozo shale gas, ubicado al sur del sector NO del Engolfamiento Neuquino. Sobre los testigos corona los autores realizaron:

- Tomografías computadas 3D
- Perfiles de dureza
- Rayos gamma espectral para la corrección de la profundidad.
- Posteriormente, se efectuó el corte longitudinal de los testigos (Foto Nro. 17).
- Se realizaron descripciones sedimentológicas detalladas a escalas 1:40 y 1:200

- Se definieron facies para lo cual se consideraron: la composición y litología predominantes, las estructuras sedimentarias, el contenido faunístico y de materia orgánica.



Foto Nro. 17: Tomografía de un testigo corona o núcleo.

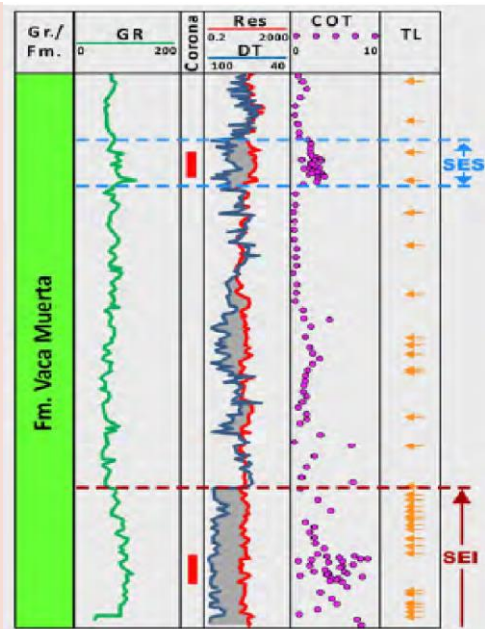


Figura 19: Log compuesto del pozo de estudio y ubicación de las dos secciones enriquecidas: Sección Enriquecida Superior (SES) y Sección Enriquecida Inferior (SEI). Nótese los altos valores de contenido orgánico total (COT) al nivel de las dos secciones enriquecidas. TL: Testigos laterales (Tomado del trabajo de Barrio y ot.; 2018).



RESUMEN

1. Vaca Muerta tiene Importante cantidad de Carbón Orgánico Total (TOC), alta presión, gran extensión areal y gran espesor.
2. Se encuentra alejada de centros urbanos, lo que facilita las operaciones.
3. Se encuentra a una profundidad mayor a los 2.500 metros, muy por debajo de los acuíferos de agua dulce.
4. Además, se cuenta con la infraestructura necesaria para el desarrollo del Shale.

Cuando se la compara con Plays de USA, los resultados se pueden resumir en la siguiente tabla:

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
Espesor (m)	60-90	30-120	30-210	60-90	90-300	150-580	20-150	30-550
Espesor útil (m)	15-60	15-60	15-60	61	35-67	61-92	25-100	50-350

Para más información se recomienda revisar el siguiente documento ubicado en la biblioteca ampliatoria del curso:

9- Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU.

X. EJEMPLO DE TRABAJO DE CAMPO: MUESTREO LITOLÓGICO

El reconocimiento de campo de las rocas con capacidad de generación, es irremplazable, como un primer avance del conocimiento de las rocas tipo shale, y las condiciones para desarrollar un yacimiento No Convencional. Estos trabajos incluyen, entre otras tareas:

- 1- Levantamiento de perfiles de detalle, usando la técnica de perfiles Tipo Shelley (Foto 18, 19, 20, 21)
- 2- Muestreo litológico, para determinar propiedades de la Roca
- 3- Muestreo para determinar mineralogía mediante cortes delgados. Estas muestras deben tener indicación de techo y base de la capa
- 4- Muestreo orientado para determinaciones de propiedades mecánicas de la roca (Foto 18)
- 5- Mapeo Regional de las lutitas con propiedades de generación.
- 6- Determinación del ambiente sedimentario
- 7- Estudios de las variaciones verticales y laterales de los afloramientos.
- 8- Correlaciones con perfiles de subsuelo, si están disponibles



Foto Nro. 18: Afloramiento de la Formación Cacheuta en el perfil clásico del Arroyo Divisadero Largo, Departamento Capital, Mendoza (Foto Jorge Albeiro, 2018).



Foto Nro. 19: Muestreo de la Formación Cacheuta en el perfil clásico del Arroyo Divisadero Largo, cuenca Triásica de Mendoza (Foto Jorge Albeiro, 2018).



Foto Nro. 20: Afloramiento de la Formación Cacheuta en el perfil clásico del Cerro Cocodrilo, Potrerillos, Mendoza (Foto Jorge Albeiro, 2018)



Foto Nro. 21: Detalle de las lutitas de la formación Cacheuta en el perfil del Cerro Cocodrilo. Esta foto tomada en el tercio superior del perfil, se ha podido observar la participación tobácea, y delgadas intercalaciones de arenisca de grano muy fino, con laminación entrecruzada (Foto Jorge Albeiro, 2018).

Equipo de Trabajo

Para completar un estudio se requiere un equipo constituido por Geólogos y Geofísicos, además de personal de apoyo en laboratorio.

Secuencia de Tareas:

1. Analizar toda la bibliografía disponible
2. Hacer un "Check List" de todo lo que se requiere para la campaña
3. Ver la accesibilidad a los puntos elegidos para levantar los perfiles
4. Cada muestra que se colecte debe estar orientada, fotografiada y ubicada con GPS.
5. Usar bolsas adecuadas, con rótulos visibles, para enviar al laboratorio.
6. Un esquema a mano alzada (Fig. 20) y usar una plantilla adecuada, para levantar cada perfil
7. Preparar y enviar las muestras a los laboratorios previamente designados, con una breve descripción
8. Poner en limpio todos los perfiles levantados
9. Realizar el informe compilando toda la información colectada, incluido los datos de laboratorio.

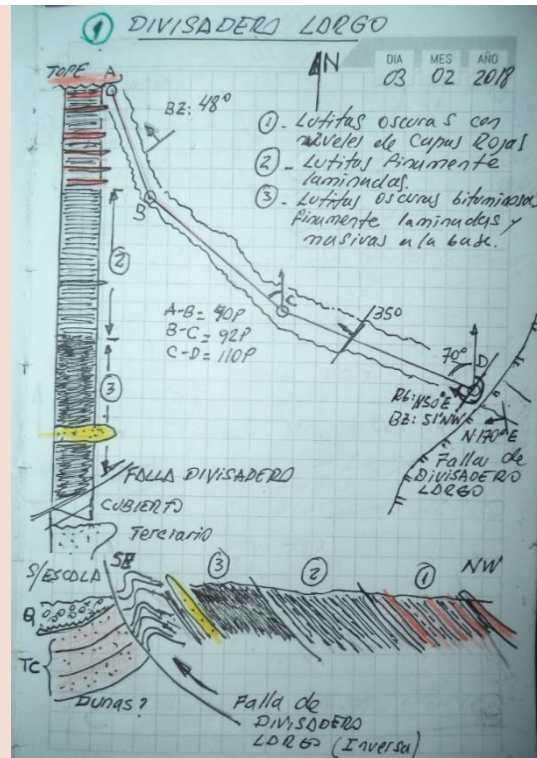


Figura 20: Libreta de Campo de un relevamiento de campo de la formación Divisadero Largo, cuenca Triásica de Mendoza.

CONCLUSIONES

A lo largo del módulo I, se han desarrollado los conceptos principales, para que el estudiante adquiera los principios fundamentales de los Yacimientos No Convencionales tipo Shale,

1. Se revisaron algunos conceptos básicos de la geología del petróleo y la relación con el concepto de Cuenca, desde el origen, evolución y preservación de la Materia Orgánica asociada a rocas de grano fino, tipo lutitas.
2. Se revisaron las características físicas de las lutitas/arcillitas ricas en Materia Orgánica.
3. Hemos visto la diferencia entre yacimientos Convencionales y No Convencionales
4. Los ambientes sedimentarios asociados, se han descrito con cierto detalle, especialmente el Sistema Lacustre, al que se asocian los depósitos lacustres de la Cuenca Triásica del Oeste de Argentina. También se vio brevemente el ambiente depositacional de la Formación Vaca Muerta.

5. La preservación de la materia es un tema central al que se le ha prestado atención, para poder identificar en una cuenca las áreas más prospectables para No Convencionales tipo Shale.
6. A esto último la estrecha relación que existe en la preservación, tomando en consideración, si un ambiente es oxidante o reductor, como llave para avanzar en el estudio.
7. Finalmente hemos revisado con cierto detalle uno de los tantos estudios realizados en la Cuenca Neuquina, para la formación Vaca Muerta y el valor que tiene, cuando se lo compara con similares en Estados Unidos.
8. Como tarea final, se han expuesto los puntos principales que deben completar para un trabajo de campo, en Yacimientos Tipo Shales, basado en la experiencia del autor, y lo que se está haciendo en otras cuencas.
9. En definitiva, al final del módulo, el estudiante está listo para enfrentar los siguientes módulos del Curso.



ACTIVIDAD 3

Resolver el cuestionario integrador del Módulo I.

BIBLIOGRAFÍA

- **Rodríguez Avendaño, Ana Karen.** Tecnologías y Manejo de la Información, Geología del Petróleo. Universidad Autónoma del Carmen, Campeche México (2010).
- **Rubín D., Biglia H.** ¿Qué son los Hidrocarburos “No Convencionales”. Revista Facultad Ciencias Exactas, Físicas y naturales, Vol.2, Nro.2, septiembre 2015.
- **Lovechio, J.P. (YPF); Rébora, L.; Marshall P. (CGG Robertson) y Vergani G. (Pluspetrol SA).** Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales. AAG&G del Petróleo. Vol. 23, Nro. 134 (2013)
- **Universidad Olmeca, México.** Cuencas-Sedimentarias. Presentación PPT (s.f.)
- **Stewart, L. (Editor Ejecutivo).** La búsqueda del Petróleo y Gas. Vol. 23, Nro 2. Oil Field Review (s.f.)
- **Stinco L., Barredo S.** Características geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo shale de las cuencas productivas de la Argentina. Rev. Petrotecnia (2014)
- **Stekolschik G.** Yacimientos No Convencionales. Explotar a la Madre. (s.f.)
- **Alexander., Baihly J., Boyer Ch., Clark B., Jochen V., Le Calvez J., Lewis R., Thaeler J., Toelle B.** Revolución del gas de lutitas. Oilfield Review. 2011: 23, Nro 3.
- **Universidad Olmeca, México.** El Sistema Petrolero. Presentación ppt (s.f.)
- **Askenazi A., Biscayart P., Cáneva M., Montenegro M., Moreno M (YPF S.A.).** Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. SPE. 2013.

GLOSARIO

Afloramientos: Es la exposición visible en superficie, de una formación, parte de la columna estratigráfica, o todo el set de rocas asociadas a un trabajo de investigación. Los afloramientos permiten la observación de la roca, así como medir rumbo y buzamiento, analizar el límite de capas y ver la relación de base y techo con otras unidades formacionales. Además permite tomar muestras y analizar el contenido fosilífero entre otras cosas.

Ambiente Sedimentario: Es una parte de la superficie terrestre que se diferencia física, química y biológicamente de las zonas adyacentes. En un medio sedimentario o en parte del mismo puede producirse erosión, no depósito o sedimentación, normalmente alternando en diferentes etapas. Los ambientes sedimentarios dan características a determinadas asociaciones de rocas, que hoy encontramos en el registro sedimentario.

Blow-out: Evento de descontrol de un pozo que se produce cuando la presión de formación supera la columna hidrostática del fluido con el que se está perforando. Estos eventos pueden conducir a incendios de equipos y daños ambientales de magnitud. Muchas veces ocurren cuando se atraviesan zonas con presión anormal.

Borde de Cuenca: Porción externa o límite de la cuenca, y que marca el límite de la sedimentación. El borde puede cambiar a lo largo de la evolución de una cuenca y es importante conocer hoy la posición de ese borde, cuando se desarrollan proyectos de exploración o desarrollo, ya que es probable que una determinada formación de nuestro interés, no esté presente en las zonas de borde, o haya sido erosionada.

Coronas Orientadas: Los núcleos o coronas orientadas se cortan en determinadas porciones del reservorio, con el fin de determinar con exactitud propiedades vectoriales del reservorio, y que pueden ser de utilidad para desarrollar el campo. La herramienta se baja con un zapato que marca una línea de referencia que está orientada en el espacio. A esto se le suma un sistema direccional que va colectando datos de la posición de esa línea. Luego cuando se extrae la corona, se recupera la información direccional que es enviada al laboratorio, para reconstruir la posición de la corona en el espacio.

Cutting: Recortes producidos por la rotación del trepano en el fondo de pozo y que salen a superficie con el lodo de perforación. Su descripción es importante para ver qué formación estamos cortando y si tiene interés petrolero o no, límites de formación, espesor y cualquier cambio que se produzca en el sentido del eje de la perforación.

Cuenca: Área deprimida de la corteza terrestre originada por diferentes mecanismos en el continente o en los bordes, donde se acumulan importante espesor de sedimentos, asociados a un determinado ambiente sedimentario.

Lutitas Sobrepresionadas: Se refiere a una secuencia de lutitas o arcillas que no han tenido una compactación normal con la carga litostática y en consecuencia contienen algún fluido entrampado, como puede ser agua o gas, el cual literalmente estalla cuando son perforadas, produciendo un kick o un blowout, según la severidad del caso.

Muestreo de Campo: Se trata de la técnica que se usa para obtener muestras representativas en el campo, para diferentes estudios o análisis, y que pueden incluir mineralogía, cortes delgados, geomecánica, litología, contenido fosilífero, etc. El muestreo se hace en forma sistemática y debe estar referenciada en el mapa o perfil.

Muestras Orientadas: Muestras con indicación de base y techo que se obtienen en el campo, con el fin de poder estudiar propiedades vectoriales, y/o hacer cortes delgados o estudios geomecánicos. Estas muestras deben tener además indicación de rumbo y buzamiento de la capa donde se ha tomado la muestra.

Kick: Evento puntual que ocurre en un pozo cuando se perfora una capa con presión anormal. Esto se puede manifestar con un cambio en la velocidad de perforación, cambio en las propiedades del lodo, por incorporación de fluidos contaminantes, como puede ser agua dulce o salada, gas, petróleo, CO₂, etc. Si no se lo controla puede originar un Blow-out.

Perfiles de Pozo: Registro que se obtienen a través de herramientas que se bajan al pozo con cable o con las herramientas de perforación y que permiten obtener en forma indirecta propiedades de las rocas o los fluidos contenidos, buzamientos de las capas, presencia de fracturas, fallas, y trayectorias de los pozos en el espacio.

Roca Generadora: Roca con un alto contenido de Materia Orgánica y que presenta la capacidad de generar hidrocarburos en condiciones adecuadas de presión y temperatura. En general se trata de rocas que se han depositado en condiciones particulares, de baja energía, con alta disposición de materia orgánica y en condiciones anoréxicas es decir con escasa cantidad de oxígeno.

Sistema Petrolero: Incluye todos los componentes geológicos y procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos, es decir presencia de una roca generadora en un estado de madurez, un proceso de migración, una roca reservorio, un sello y una trampa. Si alguno de estos componentes falla, no tendremos el desarrollo de un campo petrolero.



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO



FACULTAD DE
INGENIERÍA

ARTICULADO POR:

DIRECCIÓN DE MODALIDADES
Y TECNOLOGÍAS EDUCATIVAS

COORDINADORAS
ELENA CALIGULI
EVANNA FUENMAYOR