

# *Yacimientos No Convencionales*

*(Tight-Hidratos de gas y Crudos Pesados)*

*Elaborado por:*

Msc. Ing. Evanna Fuenmayor

## ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD (Tight Oil / Tight Gas)

Law y Curris (2002) los definen independiente de su litología, como aquellos reservorios donde la roca tiene menos de 0,1 mD de permeabilidad. Se tratan principalmente de areniscas, normalmente de origen marino, con porosidades primarias generalmente menores al 10%.

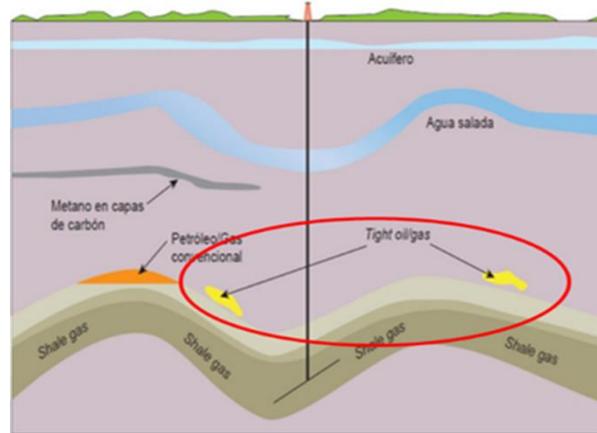


Fig.1. Reservorios Tight.

### ¿A qué se debe su baja permeabilidad?

La baja permeabilidad en un reservorio puede deberse a: condiciones inherentes a la **fábrica depositacional** (margas, mudstones, wackestones, pelitas, areniscas limosas, dolomitas microcristalinas), así como también a **procesos diagenéticos** (autigénesis, recristalización, cementación, compactación), los cuales provocan la disminución de la permeabilidad, es decir, la presencia de este tipo de litologías o algún proceso diagenético causan una reducción significativa en la capacidad de almacenamiento (porosidad) y en la capacidad de desplazamiento (permeabilidad) de los fluidos en la roca.

En los reservorios compactados la principal causa de su baja permeabilidad se debe a los procesos diagenéticos que ha experimentado la roca. ocurridos después de su depositación.

Veamos algunos ejemplos de procesos diagenéticos.

En la figura 2, es una imagen de microscopia de barrido electrónico (MEB) de una formación tight, los poros se encuentran teñidos en azul. En ella pueden observar como la roca presentan poros totalmente aislados producto de varios procesos diagenéticos, por ejemplo: sobrecrecimiento de granos de cuarzo.

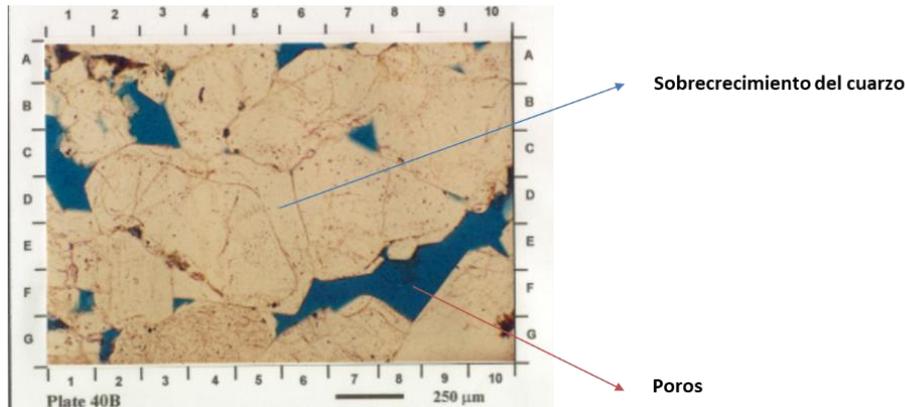


Figura 2. Muestra de roca de una formación tight

Asimismo, en la figura 3, se presenta otra muestra de roca de una formación tight, donde se suma al sobrecrecimiento de cuarzo, la recristalización de cuarzo, la presencia de estilolitas, entre otros procesos diagenéticos, los cuales igualmente causaron una reducción significativa de la porosidad y permeabilidad en la formación.

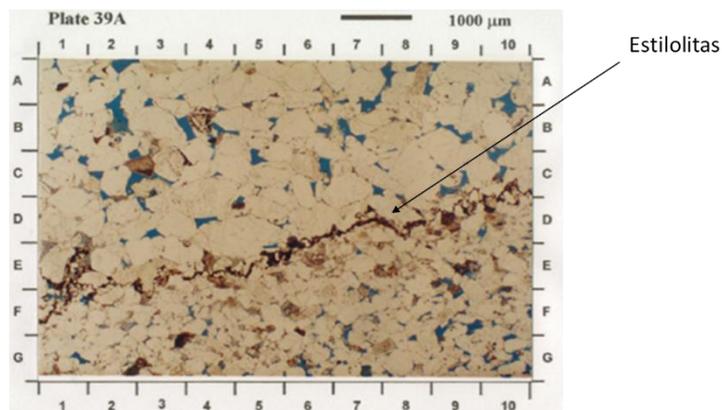


Figura 3. Muestra de roca de una formación tight.

Dada la baja permeabilidad de estos reservorios es necesario su estimulación a través de una fractura hidráulica, con el objetivo de conectar los poros aislados y lograr así producirse los hidrocarburos acumulados en ellos.

En la figura 4, les muestro una comparación entre un reservorio convencional de arenisca versus un reservorio compactado. Observen la gran cantidad de poros (teñidos de color azul) que se visualiza en una muestra de roca extraída de un reservorio convencional de areniscas en comparación a un reservorio tipo tight.

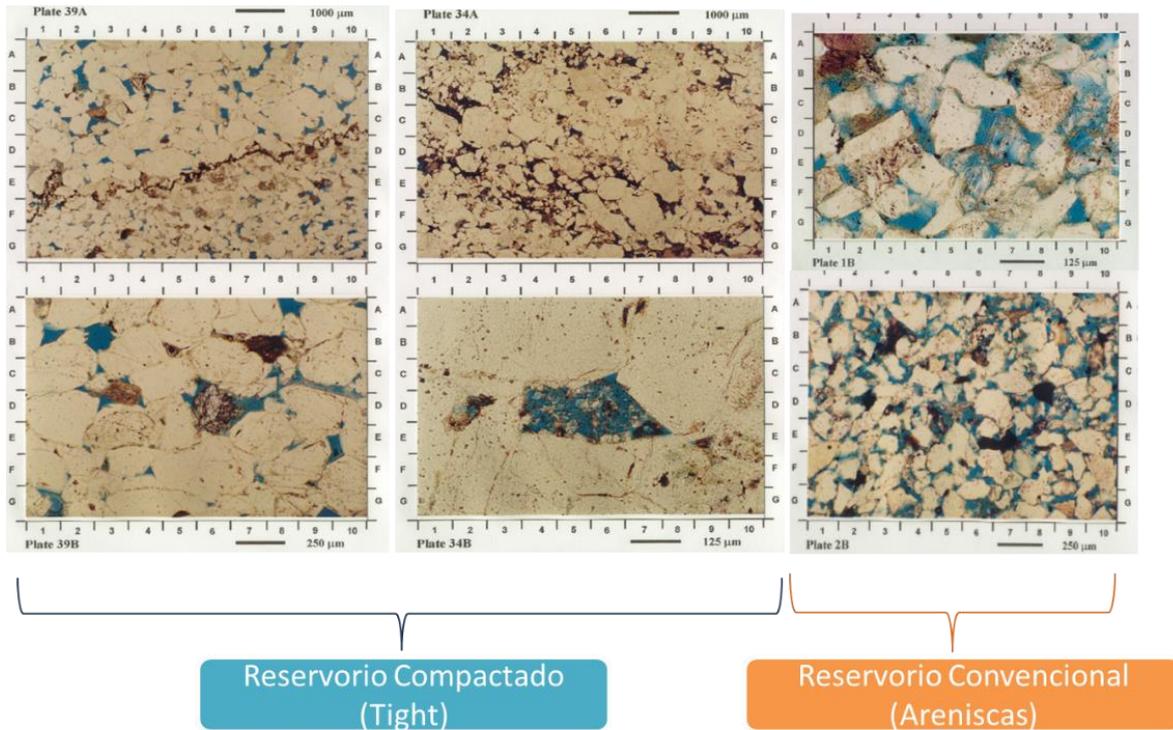


Figura 4. Diferencias entre un reservorio tight vs convencional (ambos corresponden a formaciones de arena).

Las principales características de un reservorio tipo tight son las siguientes:

- Baja Permeabilidad.
- Presiones Anormales.
- Reservorios saturados mayormente con gas.
- Ausencia de agua en niveles infrayacentes.
- El espaciamiento de pozos debe ser el adecuado para maximizar la producción.
- La extensión areal, así como, el espesor de las acumulaciones son importantes, usualmente de 50 m ( en pozos verticales).
- Requieren ser estimulados
- Inicialmente presentan una producción alta, pero experimentan una declinación pronunciada en corto tiempo, para luego estabilizarse en valores bajos.
- Requieren de un modelo de reservorio adecuado para poder realizar un óptimo proyecto de producción.

**Reservas Mundiales y Locales**

A continuación, se muestra un mapa con los países que poseen reservas en reservorios tipo tight oil y gas.

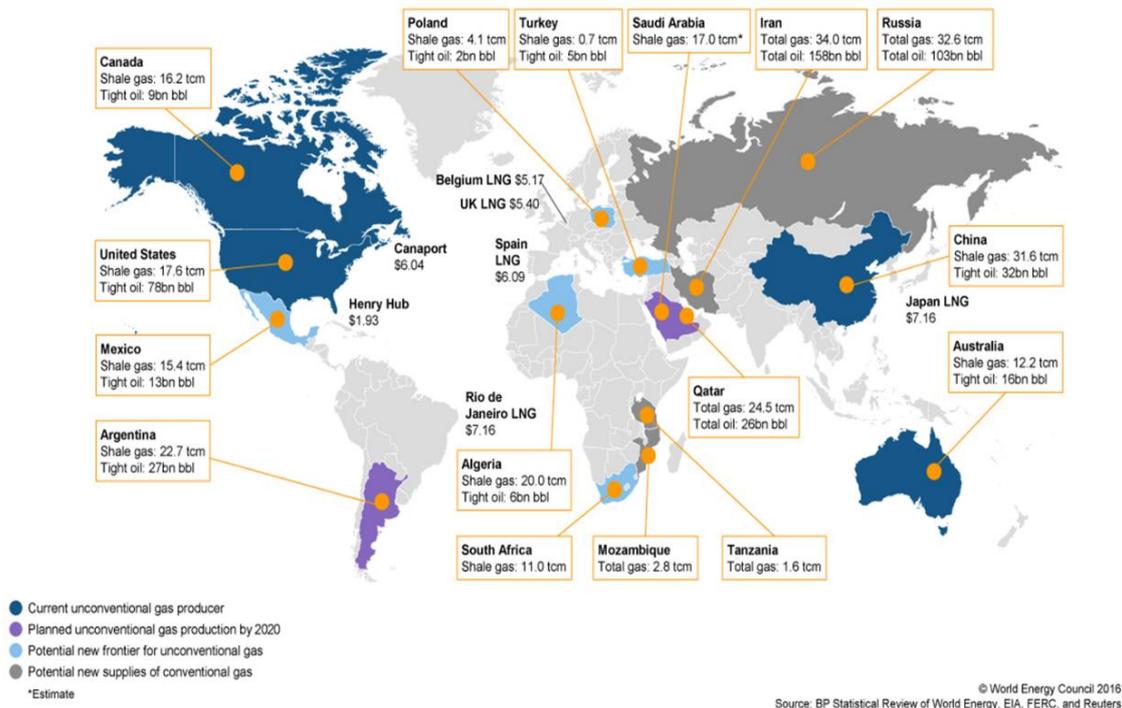
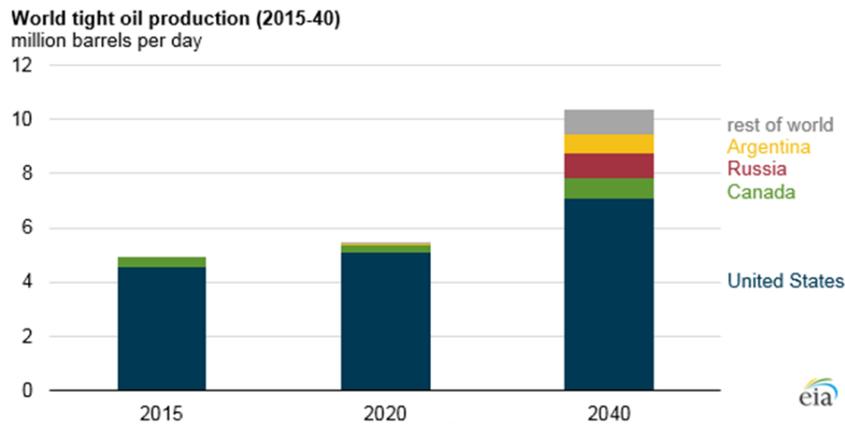


Figura. 5. Reservas Mundiales de Tight y Shale en el mundo.

Se espera que la producción mundial de petróleo en los reservorios tight se duplique significativamente, aumentando de 4,98 millones de barriles por día (b/d) producidos en el año 2015 a 10,36 millones de b/d que se espera que sea la producción para el año 2040, según las estadísticas realizadas por la Administración de Información de Energía de EE. UU (EIA).

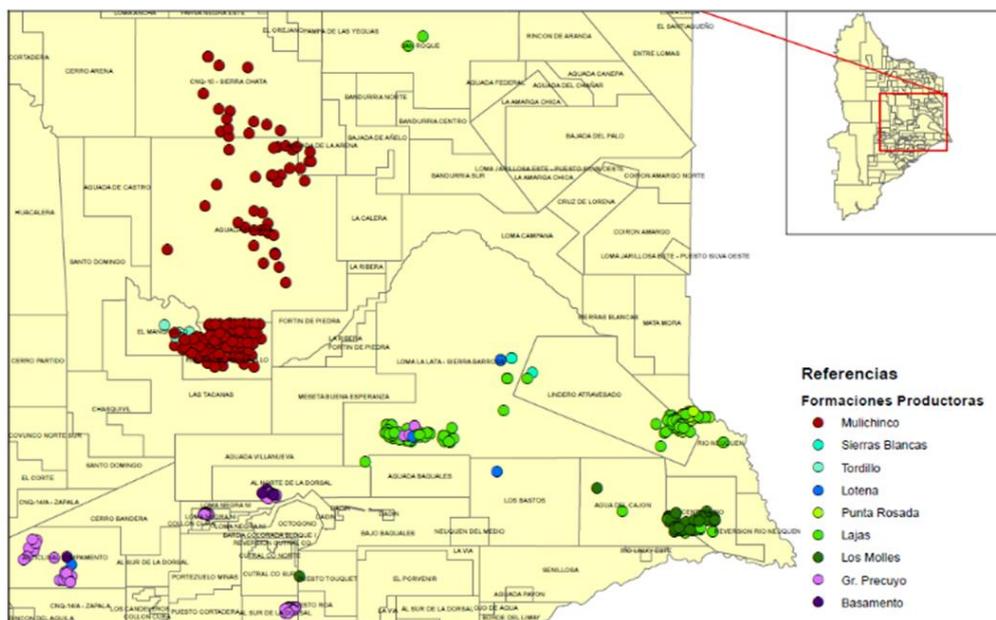
La mayor parte del aumento proyectado vendrá de los Estados Unidos, y gran parte del resto procederá de países como Rusia, Canadá y Argentina que tienen recursos petroleros significativos e industrias petroleras desarrolladas existentes.



En el caso de Argentina cuenta con distintas unidades que son objetivos como reservorio tipo tight (tabla 2), de las cuales las localizadas en la cuenca Neuquina (figura 6) se encuentran en producción desde hace más de 40 años.

Cuenca Cretácica	Cuenca Cuyana	Cuenca Neuquina	Cuenca Golfo San Jorge	Cuenca Austral
<ul style="list-style-type: none"> <li>Formación Yacoraité.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Formación Protrerillos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los Molles.</li> <li>Punta Rosada.</li> <li>Lajas.</li> <li>Mulichinco.</li> <li>Sierras Blancas</li> <li>Grupo Precuyo</li> <li>Basamento</li> <li>Lotena</li> <li>Tordillo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Formación Pozo D-129.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Serie Tobífera.</li> </ul>

Tabla 2. Cuencas Argentinas que poseen reservorios tipo Tight.



## YACIMIENTOS DE HIDRATOS DE METANO

Son sólidos cristalinos compuestos por agua y metano que se mantienen estables en condiciones de alta presión y baja temperatura. Son característicos de los fondos marinos y suelos congelados (permafrost).

Estas sustancias son sólidas, se pueden formar a temperaturas sobre el punto de congelación del agua. Generalmente todos los gases (exceptuando el hidrógeno, helio y neón) forman hidratos, sin embargo, los más conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano.

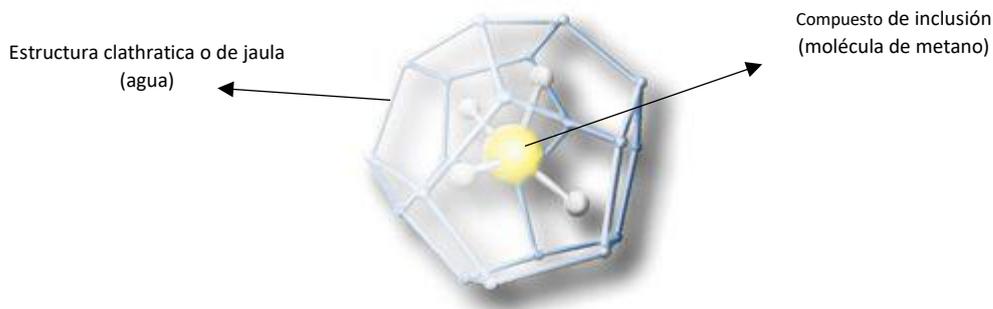


Figura 11. Molécula de un Hidratos de gas.

Se infiere su presencia a partir de información sísmica y se confirma su existencia mediante la extracción de testigos corona. El hidrato queda confinado en el espacio poral; su estructura y estabilidad dependerán de las características del entrapamiento (textura de la roca y condiciones de presión y temperatura imperantes).

La gran mayoría de estos hidratos marinos se encuentran confinados en los límites de los continentes donde las aguas tienen una profundidad aproximada de 500 metros y donde además estas aguas ricas en nutrientes descarguen residuos orgánicos para que las bacterias lo conviertan en metano.

Los hidratos de gas se han encontrado en el fondo del mar, pero su ubicación usual es de 100 a 500 metros por debajo de éste. En las regiones de permafrost (capas situadas a cierta profundidad que permanecen heladas todo el año), los hidratos de gas pueden formarse en zonas menos profundas debido a que las temperaturas de la superficie son menores.

Los reservorios de hidratos de gas suelen encontrarse generalmente entre 200 a 1000 m de profundidad aproximadamente. Las presiones típicas para su existencia son 50 bar (725 PSI) y 10 °C. La salinidad del agua también influye en su estabilidad.

El estado actual de los estudios orientados a explorar y desarrollar los hidratos de metano está focalizado en exploración; simulaciones; proyectos piloto; cuantificación de recursos y reservas; planes de desarrollo; riesgos asociados con la perforación y la operación; almacenamiento del gas y su transporte.

### EFFECTO DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA SOBRE LOS HIDRATOS DE GAS

Experimentos de laboratorio muestran de qué manera la estabilidad de la fase sólida del hidrato de metano depende de la presión y la temperatura (ver gráfico 1). Teóricamente estos requisitos de estabilidad se cumplen en un alto porcentaje en el fondo del mar de la pendiente continental.

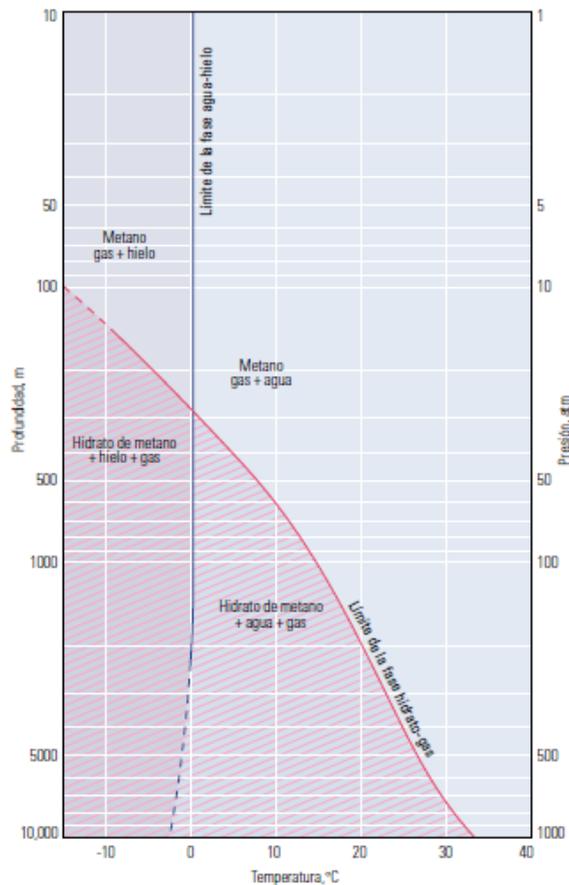


Gráfico 1. Estabilidad del hidrato de metano en función de la presión y la temperatura. La combinación de metano y agua a bajas temperaturas y a altas presiones resulta en un sólido (parte sombreada). Si se agrega cloruro de sodio al agua, la curva rosa se desplaza hacia la izquierda, mientras que, si se agrega dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y otros hidrocarburos la curva se desplaza hacia la derecha.

Los descubrimientos más recientes de hidratos de gas oceánicos formados naturalmente corroboran estas condiciones de estabilidad. Como parte de unos programas de investigación en aguas profundas se perforó la parte central de sedimentos ricos en hidratos, se extrajeron núcleos y se intentó tomar muestras para su estudio a bordo de las embarcaciones y en el laboratorio (Krajick K. 1997). Sin embargo, cuando los primeros núcleos se colocaron a bordo, éstos se despresurizaron y autodestruyeron.

Pocos hidratos formados naturalmente han sobrevivido el suficiente tiempo para ser estudiados. Se cree que se han encontrado cantidades suficientes de hidratos como para efectuar estimaciones sobre su volumen total. Existe un arduo consenso, que aproximadamente 20.000 trillones de metros cúbicos [aproximadamente 700.000 Tpc] de metano se encuentran atrapados en los hidratos (Kvenvolden K, 1993). Alrededor del 99% de éstos se encuentran en sedimentos marinos costa afuera (Makogan YF, 1997).

El total es de aproximadamente dos órdenes de magnitud mayores a la cantidad del metano convencional recuperable, el cual se calcula es de aproximadamente 250 trillones de m<sup>3</sup> [aproximadamente 8800 Tpc]. Es decir, los hidratos pueden contener 10 trillones de toneladas de carbono, más del doble de todo el carbón, el petróleo y las reservas de gas convencionales del mundo combinados.

Tales estimaciones de este recurso de hidrocarburos potenciales, está conduciendo a varios países a iniciar programas de investigación y exploración para entender el comportamiento de los hidratos, identificar las acumulaciones y desarrollar métodos de extracción. Japón, India, Estados Unidos, Canadá, Noruega y Rusia son algunos de los países que actualmente están desarrollando investigaciones sobre los hidratos de gas.

### **Métodos de Extracción para los Hidratos de Metano**

Existen tres métodos de extracción de gas natural por medio de fuentes de hidratos, todos estos métodos comprenden la disociación de la molécula de metano del hidrato de gas in situ.

Entiéndase por disociación como un proceso por el cual un material se descompone en sus partes constituyentes, en estos casos usualmente se involucra una combinación de liberar presión y subir la temperatura de las fuentes de hidratos.

A continuación, describiremos brevemente en que consisten cada uno de los métodos.

**Despresurización:** En algunas reservas de hidratos hay zonas en las cuales el gas natural (metano) ya está en su estado libre, si se perfora un pozo en dicha zona para extraer el gas natural, también se puede reducir la presión en el interior de la capa de hidrato de gas subyacente. Si esta reducción de presión es suficiente como para provocar la disociación, entonces se puede liberar el gas de la capa de hidrato y extraerlo al mismo tiempo (figura 12).

**Inyección térmica:** Con esta técnica, se introduce calor en el interior de la formación del hidrato para aumentar la temperatura del material y provocar la disociación (figura 12). Un ejemplo de esto es la inyección de agua marina relativamente cálida en una capa de hidratos de gas submarina. Una vez que se libera el gas en el interior de la capa, se lo puede llevar hacia la superficie.

**Inyección de inhibición:** Ciertos alcoholes, como el metanol o etilenglicol, actúan como inhibidores cuando se los inyecta en una capa de hidrato de gas, cambiando las características físicas y químicas del hidrato (figura 12). Específicamente los inhibidores modifican el equilibrio presión – temperatura de modo que los hidratos ya no sean estables en sus condiciones normales y el metano sea liberado.

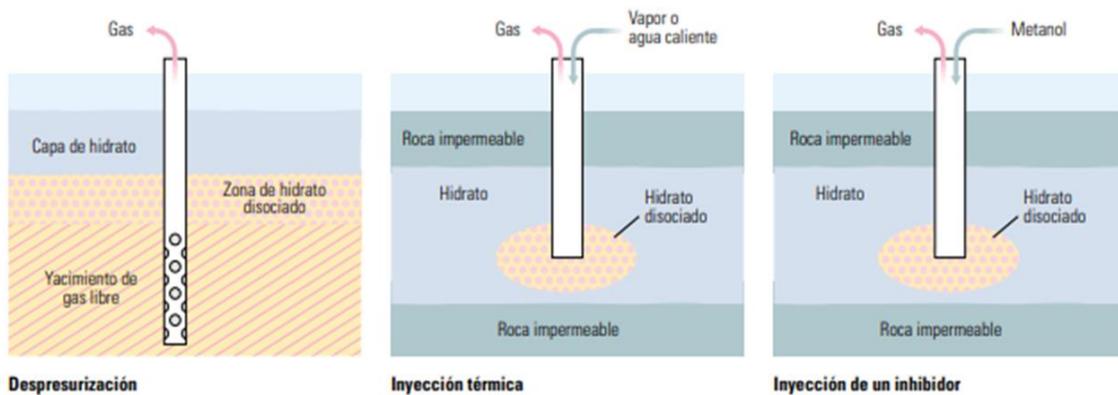


Figura 12. Métodos de extracción del Hidrato de Metano.

**Fuente:** El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review invierno 2003/2004.

### ***Recursos de Hidratos de Metano a nivel Mundial y Local***

Más de 60 países, poseen recursos asociados a reservorios de hidratos de gas, entre ellos:

- Estados Unidos
- Japón
- Indonesia
- Rusia
- Colombia (caribe)
- Panamá (pacífico)
- Perú (costa afuera)
- Argentina (costa afuera)
- Angola
- Omán
- Nueva Zelandia (costa afuera)
- Antártica
- Golfo de México
- Chile
- Entre otros

Los países que se encuentran realizando proyectos de investigación y explotación de hidratos de metano son: Estados Unidos, Canadá, China y Japón.

### **Yacimientos de Crudos Pesados (Heavy Oil)**

Los reservorios de crudos pesados son formaciones cuyo petróleo acumulado presenta una alta viscosidad (entre 100 y 100.000 cps) y baja gravedad API. El Instituto Americano del Petróleo clasifica los petróleos pesados como crudos con una gravedad que oscila entre 10° - 22,3° API y a los extra pesados con gravedades inferiores a 10° API.

- **Crudo liviano o ligero:** tiene gravedades API mayores a 31,1 °API
- **Crudo medio o mediano:** tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.
- **Crudo pesado:** tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.
- **Crudo extra pesado:** gravedades API menores a 10 °API.

Además de la alta viscosidad, los petróleos pesados generalmente presentan una relación hidrógeno-carbono baja, alto contenido de asfalteno, azufre, nitrógeno y metales pesados, además de números ácidos más elevados.

Estas características aumentan las dificultades de extracción, transporte y de obtención de productos comerciales, ya que requieren de técnicas especiales y por ende más costosos.

### ¿Cómo se forman estos reservorios?

Se forman debido a la biodegradación del petróleo. Cuando nada bloquea la migración de fluidos hidrocarbonados (figura 13. Compartimento A), estos se filtran y llegan a la superficie como petróleo y gas.

A poca profundidad, el petróleo se puede biodegradar creando arenas bituminosas y betún o depósitos de petróleo pesado y extra pesado.

La **Biodegradación** es la causa principal de la formación del petróleo pesado, extra pesado y bituminoso. A lo largo de las escalas de tiempo geológico, los microorganismos degradan los hidrocarburos livianos e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados enriquecidos. Las condiciones óptimas para la degradación microbiana de los hidrocarburos se dan en los yacimientos de petróleo, a temperaturas inferiores a 80°C (176 °F).

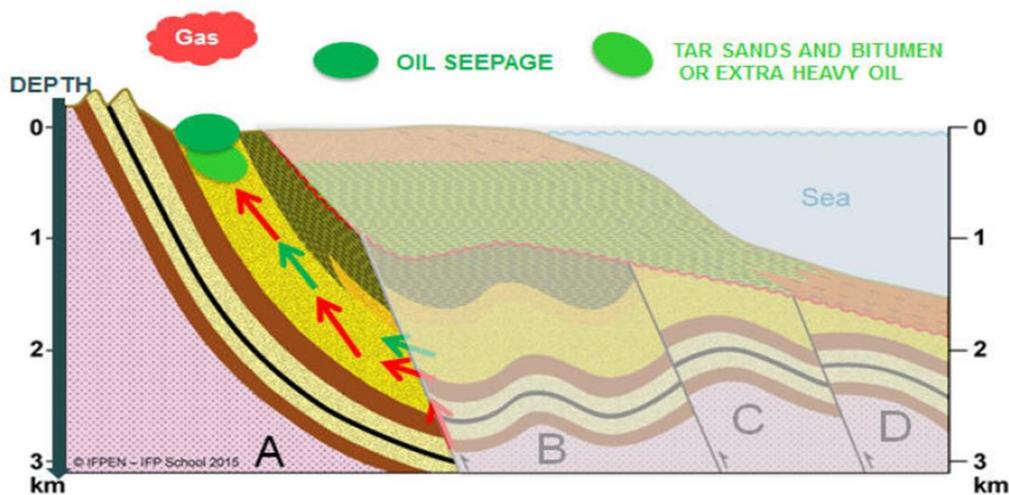


Figura 13. Formación de los yacimientos pesados, extra pesados y bituminosos.

El petróleo pesado, extra pesado y bituminoso se produce típicamente de formaciones geológicas jóvenes (Pleistoceno, Plioceno y Mioceno). Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de estos tipos de crudos.

### **Métodos de Extracción**

Los métodos de extracción de petróleos pesados, extra pesados y bituminosos, se dividen en dos tipos:

**1.- Métodos de Producción en Frío**, Son aquellos que no requieren el agregado de calor, pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos.

Dentro de esta categoría se encuentra:

- Minería.
- CHOPS (Cold Heavy Oil Production whit Sand).
- Vapor Extraction (Vapex).
- Inyección de Diluentes.
- Inyección de Agua.
- Bacterias.
- Entre otros.

**2.- Métodos Asistidos Termalmente**, se definen como el proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro del reservorio con el propósito de elevar la temperatura del crudo, de manera de bajar su viscosidad para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. La reducción de viscosidad del petróleo permite no sólo que el petróleo fluya más fácilmente, sino que también resulte una razón de movilidad más favorable.

El costo de producción con estos métodos es relativamente más alto, debido a que involucra el costo del combustible para la generación del vapor, el tratamiento del agua, infraestructura, entre otros.

Entre los métodos térmicos se pueden mencionar los siguientes:

- El desplazamiento por vapor de agua ó Agua Caliente.
- Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD).
- Estimulación Cíclica por vapor de agua (CSS).
- Desplazamiento por vapor de agua (Inyectores-Productores).

- Combustión in Situ.
- Calentadores de fondo
- Entre otras.

### **Reservas Mundiales y Locales**

Las reservas más grandes de crudos extra pesados (6 a 12°API) se encuentran en la Faja del Orinoco (Venezuela) con unos recursos de 42.000 Mt y unas reservas estimadas de 41.900 Mt (según, BGE 2018). Mientras que los mayores recursos de arenas bituminosas (Oil Sand) se encuentran en Alberta (Canadá) cuyos recursos estimados son de 50,000 Mt y unas reservas de 25,823 Mt (según, BGE 2018). Ambos países lideran la producción de estos hidrocarburos líquidos no convencionales.

En el caso de Argentina, se destaca las diferentes inversiones que se ha llevado a cabo en los últimos años YPF para continuar con la explotación de petróleo pesado en el área de Llançanelo, dicho reservorio se ubica a 37 km al sur del departamento de Malargüe, provincia de Mendoza).

Entre las noticias más reciente (2019) se destaca el acuerdo entre la empresa YPF y el gobierno provincial para tributar el 50% de estas regalías a cambio del compromiso, la empresa estatal invertirá 102 millones de dólares en el área Llançanelo.

Este proyecto contempla la Instalación de 17 calentadores de fondo, la perforación de dos pozos horizontales, 5 de avanzada y 27 de desarrollo, sumados a otras 17 intervenciones de pozos ya en funcionamiento. Todo ello tendrá lugar entre 2019 y 2023.

### **REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS**

1. Barredo, S y L. Stinco, 2011. Geología del Petróleo y del Gas. Apuntes del curso de posgrado. Universidad de Buenos Aires e Instituto Tecnológico de Buenos Aires, 111 pp. Inédito.
2. Biddle, K., 1994. "Hydrocarbons Traps", in Magoon y Dow (eds.). *The Petroleum System-from source to trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60.
3. Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World Open File-Report 2007-1084.  
Disponible en: <https://pubs.usgs.gov/of/2007/1084/OF2007-1084v1.pdf>
4. Importancia del petróleo pesado (Oilfield Review) por Schlumberger Otoño 2006.  
Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish>

5. Jorge Buciak, Juan Rosbaco, Marcelo Crotti, Fabián Benedetto, José Estrada y Santiago Salvia. Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).
6. Krajick K: "The Crystal Fuel," *Natural History* 106, no. 4 (Mayo de 1997).
7. Kvenvolden K: "Gas Hydrates—Geological Perspective and Global Change," *Reviews of Geophysics* 31, no. 2 (Mayo de 1993): 173-187.
8. Levorsen, A., 1973. *Geología del Petróleo*. Editorial Universitaria de Buenos Aires, Buenos Aires, 452 p.
9. Luis Stinco (2015) Recursos hidrocarburíferos en la Argentina y las características de los reservorios no convencionales tipo shale. Instituto Tecnológico ITBA. Editorial Eudeba.
10. Luis Stinco (2013), ¿Cómo son los reservorios no convencionales en la Argentina? Disponible en: [http://www.petrotecnica.com.ar/junio13/notas/Reservorios\\_Stinco.pdf](http://www.petrotecnica.com.ar/junio13/notas/Reservorios_Stinco.pdf)
11. Magalí Alonso, Antonela Civaroli, Iliana Zabalegui, Agustín González y Adolfo Giusiano (2017). Catálogo de Reservorios Tight y de baja permeabilidad en la provincia de Neuquén. Revista Petrotecnica. Disponible en: <http://www.petrotecnica.com.ar/diciembre2017/pdfsPetroySuple/Petro/SinPublicidad/7Catalogo.pdf>
12. Magoon, L. y W. Dow, 1994. "The petroleum system". Magoon and Dow (eds.). The Petroleum System-from source to Trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60.
13. Makogan YF: Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa, Oklahoma, EUA: PennWell Books, 1997.
14. Nicolás Gutiérrez Schmidt y Cecilia Lauri (2015). Informe anual de producción no convencional de petróleo y de gas en la Provincia del Neuquén. Revista Petrotecnica. Disponible en: <http://www.petrotecnica.com.ar/junio14/Petro/InformeAnual.pdf>
15. World Tight Oil Production to more than double from 2015 to 2040. Disponible en: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27492>