



UNIVERSIDAD NACIONAL
de MAR DEL PLATA

Facultad de Ingeniería

**TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA
ELECTROMECAÁNICA**

Presentada por:

Cuzzoni, Martín Ariel

**Métodos de extracción de petróleo,
prospección, análisis de nuevas tecnologías y
estudio de reservas petroleras actuales y futuras
de nuestro país**

Director:

Mg. Ing. Dimenna Claudio

Jurado:

Ing. Jacob Susana

Ing. Agüero Carlos

Mar del plata, Argentina, Junio del 2016



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

AGRADECIMIENTOS:

Son muchas las personas a las que debo agradecer por todo el apoyo, participación y enseñanzas que me brindaron para concluir esta etapa importante en mi vida:

A MIS PADRES Y NOVIA

Gracias, por darme la posibilidad de estudiar y apoyarme durante toda la carrera.

AI SR AUBERT ALEJANDRO

Gracias por facilitarme material concreto sobre este trabajo.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA.

Gracias, por haberme abierto sus puertas y permitirme crecer profesionalmente dentro de ella.

A MI DIRECTOR DE TESIS.

Gracias al Mg. Ing. Dimenna Claudio por toda su dedicación, apoyo permanente y aportes para la elaboración de esta tesis.

ÍNDICE

ÍNDICE	3
RESUMEN DEL TRABAJO DE TESIS	6
INTRODUCCIÓN:	7
CONSIDERACIONES GENERALES	7
ALCANCES Y OBJETIVOS DEL TRABAJO	7
1 EL PETRÓLEO	8
RESUMEN DEL CAPÍTULO	8
1.1 ¿QUÉ ES EL PETRÓLEO?	9
1.2 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO	10
1.3 TIPOS DE PETRÓLEOS	13
1.4 ¿QUÉ SON LAS RESERVAS Y CÓMO SE LAS CLASIFICA?	14
1.4.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN STATUS ECONÓMICO	14
1.4.2 CLASIFICACIÓN BASADA EN INCERTIDUMBRE	14
1.4.3 CLASIFICACIÓN BASADA EN EL TIPO DE RECURSO	15
1.5 MERCADO	16
1.5.1 PRINCIPALES PRODUCTORES A NIVEL MUNDIAL	16
1.5.2 EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO	19
1.5.3 EL AÑO 2015 UN CASO PARTICULAR	21
2 PROSPECCIÓN Y EXPLORACIÓN	23
RESUMEN DEL CAPÍTULO	23
2.1 PROSPECCIÓN:	24
2.1.1 MAPEO Y RELEVAMIENTO GEOLÓGICO DE SUPERFICIE	24
2.1.2 MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS	25
2.1.3 FOTOGRAFÍAS AÉREAS	26
2.1.4 IMÁGENES SATELITALES	26
2.1.5 GEOFÍSICA	27
2.1.6 GRAVIMETRÍA	28
2.1.7 MAGNETOMETRÍA	30
2.1.8 PROSPECCIÓN SÍSMICA	31
2.2 EXPLORACIÓN	34
2.2.1 EXPLORACIÓN POR ELECTROMAGNOMETRÍA	34
2.2.2 EXPLORACIÓN MAGNOTELÚRICA	35
2.2.3 EXPLORACIÓN POR MÉTODOS GEOELÉCTRICOS	35
2.2.4 EXPLORACIÓN POR TOMOGRAFÍA GEOELÉCTRICA	36

2.2.5	EXPLORACIÓN POR SONDEOS ELÉCTRICOS.....	37
3	LA PERFORACIÓN	40
	RESUMEN DEL CAPÍTULO	40
3.1	¿QUÉ ES UN POZO PETROLERO?.....	41
3.2	¿CÓMO SE PERFORA UN POZO PETROLERO?.....	41
3.3	¿A QUÉ PROFUNDIDAD SE DEBEN PERFORAR LOS POZOS PARA OBTENER EL HIDROCARBURO?	42
3.4	¿CUÁNTO SE TARDA EN PERFORAR UN POZO?.....	42
3.5	EQUIPOS DE PERFORACIÓN	42
3.5.1	EQUIPOS PARA PERFORACIÓN TERRESTRE (ONSHORE)	42
3.5.2	EQUIPOS PARA PERFORACIÓN COSTA AFUERA (OFFSHORE)	43
3.5.3	EL EQUIPO HUMANO.....	46
3.6	SISTEMAS DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN	47
3.6.1	SISTEMA DE ELEVACIÓN	47
3.6.2	SISTEMA DE CIRCULACIÓN	49
3.6.3	SISTEMA DE ROTACIÓN	50
4	RECURSOS NO CONVENCIONALES	57
	RESUMEN DEL CAPÍTULO	57
4.1	¿QUÉ SON LOS NO MÉTODOS “NO CONVENCIONALES”?.....	58
4.2	CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES	61
4.3	RESERVORIOS DE PETRÓLEO.....	62
4.3.1	PETRÓLEO EXTRA-PESADO (EXTRA-HEAVY OIL):.....	63
4.3.2	TAR SAND U OIL SAND - BITUMEN NATURAL (NATURAL BITUMEN).....	63
4.3.3	PETRÓLEO DE LUTITAS (OIL SHALE).....	64
4.3.4	METODOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN	65
4.4	RESERVORIOS DE GAS.....	67
4.4.1	GAS DEL CARBÓN (COALBED GAS)	68
4.4.2	GAS DE ARENAS DE BAJA PERMEABILIDAD (“TIGHT SAND GAS”, ANOMALOUSLY- PRESSURED BASIN-CENTRED GAS).....	69
4.4.3	GAS DE LUTITAS (SHALE GAS).....	70
4.4.4	GAS EN HIDRATOS (GAS HYDRATES)	71
4.4.5	PRINCIPALES CARACTERÍSTICA DEL “TIGHT GAS, CBM Y SHALE GAS” 72	
5	EL PANORAMA NACIONAL	75
	RESUMEN DEL CAPÍTULO	75
5.1	BREVE HISTORIA DEL PETRÓLEO EN ARGENTINA.....	76

5.2	CUENCAS SEDIMENTARIAS DE LA ARGENTINA.....	77
5.3	LA LLEGADA DE LOS NO CONVENCIONALES.....	80
5.4	SHALE OIL.....	83
5.5	SOBRE LA PRODUCCIÓN.....	87
5.6	RELACIÓN RESERVAS - PRODUCCIÓN.....	89
5.7	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO NO CONVENCIONAL.....	90
5.8	COMO AFECTA EL RECURSO NO CONVENCIONAL.....	90
5.9	SOBRE LOS POSIBLES ESCENARIOS DE OFERTA Y DEMANDA.....	91
6	IMPACTO AMBIENTAL DE LA FRACTURA HIDRÁULICA.....	95
	RESUMEN DEL CAPITULO.....	95
6.1	DISCUSIONES SOBRE LA APLICACIÓN DE FRACTURA HIDRÁULICA.....	96
6.2	USO DE QUÍMICOS.....	98
6.3	GENERACIÓN DE POSIBLES TERREMOTOS.....	103
6.4	USO DEL RECURSO AGUA POTABLE.....	105
6.5	EMISIONES DE METANO A LA ATMOSFERA POR FILTRACIÓN.....	106
7	CONCLUSIÓN.....	108
8	BIBLIOGRAFÍA.....	109
9	GLOSARIO.....	112
10	NOMENCLATURAS.....	114

RESUMEN DEL TRABAJO DE TESIS

En el presente trabajo se realiza en el capítulo 1, una reseña histórica sobre los comienzos de la explotación petrolera y su descubrimiento, una descripción técnica de las principales propiedades del mismo, principales naciones productoras y como este commodity fue variando su precio a partir de distintas situaciones socio-políticas a nivel internacional.

En el capítulo 2, se realiza una descripción de las principales técnicas utilizadas para lograr su descubrimiento y estimación, conocidas como prospección y exploración petrolera.

En el capítulo 3, se hace una descripción de todos los elementos en juego en una perforación petrolera, principalmente de las instalaciones necesarias para la actividad, de los equipos, de los distintos tipos elementos utilizadas en ella.

En el capítulo 4, se presenta el término de “no convencional” asociado a la extracción de hidrocarburos, se describe las principales diferencias entre convencional y no convencional y por último se identifican los distintos tipos de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

En el capítulo 5, se hace una reseña histórica sobre la producción y explotación petrolera en nuestro país, una evaluación de la producción y reservas petroleras. Como afectan las nuevas tecnologías de explotación a las reservas probadas de petróleo y cuanto se extiende la frontera de extinción del petróleo.

En el capítulo 6 se presenta una descripción de los principales temas de interés ambiental con respecto a la explotación de métodos no convencionales por fractura hidráulica y cuál sería la forma correcta de actuar para evitar un impacto medioambiental negativo.

INTRODUCCIÓN:

CONSIDERACIONES GENERALES

Poder lograr el autoabastecimiento energético es de principal importancia para cualquier nación tanto por motivos políticos como económicos, la industria del petróleo es la de mayor comercio en todo el mundo. Si bien es cierto, que los científicos de todo el mundo están buscando alternativas que involucren la disminución de los gases de efecto invernadero, la humanidad aún se encuentra fuertemente ligada al uso de combustibles fósiles para el transporte, la generación de energía eléctrica y la utilización de productos derivados de la petroquímica.

En el mundo, el petróleo, el gas natural y sus derivados, en estado gaseoso o líquido, contribuyen con el 55% de la energía utilizada en transporte, industrias, comercios y establecimientos residenciales; en la Argentina ese porcentaje es aún mayor [1]. La reducción progresiva de las reservas mundiales de hidrocarburos ha llevado a la utilización de nuevas tecnologías en la industria que ha permitido que las fronteras temporales de agotamiento de este recurso hayan sido modificadas notoriamente.

ALCANCES Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

El objetivo general del trabajo consiste en analizar el aumento de las reservas petroleras de nuestro país con la aplicación de nuevas tecnologías de fractura hidráulica, compararlas con otras naciones a nivel mundial y presentar cuales son los posibles inconvenientes de impacto ambiental de las mismas.

Específicamente se pretende analizar cuál sería la frontera de agotamiento del recurso en nuestro país.

1 EL PETRÓLEO



RESUMEN DEL CAPÍTULO

Se hace una breve reseña histórica del descubrimiento del petróleo. Descripción técnica del elemento de análisis, sus propiedades físicas y químicas, sus variantes y como fue evolucionando su cotización a nivel internacional.

1.1 ¿QUÉ ES EL PETRÓLEO?

Comenzaremos con una definición clásica y científica del petróleo, luego tomaremos parte de su cronología y como estuvo presente en la historia de la humanidad. Naturalmente, el petróleo (del griego “petra” = piedra, roca; y del latín “óleum” = aceite.) se presenta como una sustancia de característica aceitosa, oscura, pegajosa y viscosa, constituida químicamente por un gran número de componentes orgánicos. En términos generales, el petróleo puede ser definido como una “solución de hidrocarburos sólidos y gaseosos en hidrocarburos líquidos”, o simplemente como un “conjunto de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos”.

Ahora bien, podemos definir a los hidrocarburos como compuestos químicos (orgánicos) conformados principalmente por átomos de carbono e hidrógeno. Las moléculas de hidrocarburos pueden ser sencillas o conformar cadenas extremadamente grandes (polímeros) y, mientras mayor sea el número de átomos que posea la estructura molecular, las propiedades del compuesto cambiarán de un estado gaseoso a un estado líquido y/o sólido.

Cabe agregar que además de los compuestos orgánicos, el petróleo puede contener también componentes nitrogenados, sulfurados y/o metálicos (vanadio, uranio, etc.).

El conocimiento y utilización del petróleo por el hombre es tan antiguo como su historia. Dada la dificultad que tenían los pueblos primitivos para llegar a sus yacimientos subterráneos, sólo los advertían cuando se filtraban a la superficie a través de fallas o fracturas en los terrenos que los cubrían. Este lento escape, sumado a la exposición al aire y al sol, hace que el petróleo pierda sus componentes más livianos y así se degrade en un material viscoso y espeso, que fue conocido con distintos nombres en distintas épocas y países. Lo que hoy se llama brea o betún fue llamado “mumia” por los egipcios, “stercus dæmonis” por los exploradores españoles en América, etc. La Biblia también habla de “la pez” con la que se impermeabilizó la cuna de Moisés cuando, recién nacido, fue encomendado a las aguas del Nilo. Aún hoy los habitantes de las orillas de este río hacen igual uso de este alquitrán. Los asirios y caldeos usaron brea como aglutinante para construcciones y caminos. Los griegos, en el siglo VI a.C., atacaban a sus enemigos con el “fuego griego”: bolas hechas con pez, azufre, estopa y madera resinosa a las que prendían fuego.

Pero la real utilización del petróleo en la industria y en el transporte comienza cuando se puede acceder a los yacimientos mediante pozos hechos por el hombre y hay además un mercado que los demanda. Sólo en la segunda parte del siglo XIX se dieron estas condiciones, en especial en los Estados Unidos de América y en Rusia. La rápida expansión de la industria en estas regiones se debió también a la gran libertad con que los pioneros pudieron, en aquella época, adquirir derechos mineros e iniciar exploraciones. Con el correr del tiempo, al volverse el petróleo un componente base de la economía de paz y estratégico en la guerra, los gobiernos fueron tomando posiciones dominantes en la industria con resultados diversos. Cuando la marina inglesa decidió pasar de quemar carbón a petróleo, el gobierno británico tomó el control de la compañía Anglo-Persian. Hasta entonces otro hidrocarburo, el carbón mineral, había sido el combustible que impulsaba a las máquinas a vapor que

equipaban a locomotoras, barcos y a las industrias, y también era la fuente de muchos productos químicos.

La iluminación se basaba en aceites vegetales, animales (de ballena) y en gas manufacturado a partir del carbón. La aparición del petróleo pronto iba a cambiar todo esto. El primer derivado principal del petróleo fue el kerosene para quemar en lámparas, reemplazando los aceites de origen animal o vegetal, más caros y de peor combustión. Entre 1870 y 1920 coexisten el gas manufacturado, el kerosene y la lámpara eléctrica como posibilidades de iluminación del mundo moderno. Finalmente esta última desplaza a las otras fuentes de luz. A partir de la segunda década del siglo XX hace su irrupción masiva el automóvil y poco después la aviación comercial. La combinación: combustibles líquidos-motores de combustión interna reemplaza gradualmente a la tradicional dupla: caldera a carbón-máquina de vapor. La nafta o gasolina pasa a ser el subproducto del petróleo de más consumo, desplazando al kerosene. La generación de energía eléctrica sigue teniendo distintas fuentes: a las tradicionales de hidráulica y de carbón se le suman los combustibles líquidos y el gas usados en motores y turbinas y, desde 1958, la energía nuclear.

La historia del petróleo se caracteriza por las variaciones bruscas de su precio, debido a veces a razones políticas y otras a desequilibrios entre la oferta y la demanda.

En 1960, con el objetivo de estabilizar el mercado del crudo y mejorar la participación de los países productores en la renta generada por su explotación, se creó en Bagdad (Irak) la OPEP –Organización de los Países Exportadores de Petróleo–, integrada inicialmente por Venezuela, Irán, Irak, Kuwait y Arabia Saudita. A partir de los derrames producidos en el mar por algunos grandes tanqueros como el Exxon Valdés (1989) y otros, se acentuó la preocupación de la industria por el mejoramiento y la protección del ambiente [1].

1.2 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO

- Color: En el petróleo crudo domina principalmente los colores oscuros (negro), razón por la cual, sumado a su valor comercial, ha recibido el calificativo de “oro negro”. Sin embargo, el petróleo puede presentar una multiplicidad de colores o incluso mostrarse incoloro. Por ejemplo, los petróleos térmicamente muy maduros presentan un aspecto traslúcido, liviano, de baja viscosidad y de color rosa al amarillo claro (ámbar).
- Olor: En general el petróleo presenta un olor de carácter aromático muy característico, como el de la gasolina o el querosene. Cuando el petróleo posee en su composición componentes sulfurosos presenta un olor desagradable, como a “huevo en descomposición”. En estos casos, el petróleo es de menor calidad industrial, razón por la cual se los suele diferenciar entre petróleos crudos “dulces” o “agrios”.
- Densidad: Debido a la amplia variedad de petróleos existentes, los mismos pueden poseer una densidad menor a la del agua (conocidos como petróleos livianos y medianos), o incluso llegar a ser más densos que esta última (denominados como petróleos pesados y extrapesados).

En general, la densidad de los petróleos puede fluctuar entre un valor de 0,75 a 1,1 g/cm³, magnitudes que resultan equivalentes a 57,2 y -3 grados API. Los grados API (API es la abreviatura de American Petroleum Institute) expresa la relación o equivalencia entre el peso específico y fluidez de los crudos con respecto al agua. La ecuación API que establece esta relación o correspondencia, se expresa de la siguiente forma:

$$\text{Densidad (g/cm}^3\text{)} = 141,5 / 131,5 + \text{°API} \quad (\text{a } 60 \text{ °F ó } 15,5 \text{ °C}).$$

$$\text{°API} = 141,5 / \text{densidad (g/cm}^3\text{)} - 131,5$$

Según podemos ver en base a las ecuaciones planteadas, a menor densidad (UTM) mayor será el valor expresado en °API y viceversa. De acuerdo al rango de valores (°API) obtenidos, los petróleos pueden clasificarse en:

- Petróleos extra pesados = < 16 ° API.
 - Petróleos pesados = entre 16,1 y 21,9 ° API.
 - Petróleos medianos = entre 22,0 y 29,9 °API.
 - Petróleos livianos = entre 30 ° y 39,9 °API.
 - Petróleos súper livianos = > 40 ° API.
- Fluorescencia: Es una forma de luminiscencia (propiedad que presentan ciertos materiales de emitir luz cuando son sometidos a un estímulo externo), ocasionada por acción de rayos ultravioletas. En general, los hidrocarburos poseen la propiedad de absorber rayos U.V. de determinada longitud de onda y emitir de esta manera una fluorescencia dada en forma de luz visible de tonalidades claras (amarillas a verdosas) e intensas. Esta propiedad resulta muy importante a la hora de identificar rápidamente rastros de hidrocarburos en el cutting (recortes de perforación formados por las partículas trituradas de las distintas formaciones y evacuadas del pozo) proveniente de las perforaciones.
- Índice de refracción: El índice de refracción se define como la relación existente entre la velocidad de la luz en el vacío y la velocidad de la luz en el cuerpo analizado (en nuestro caso, el petróleo). En líneas generales, los hidrocarburos exhiben valores de índice de refracción situados entre 1,39 a 1,49.
- Actividad óptica: La actividad óptica es la propiedad que presentan algunas sustancias de hacer girar el plano de polarización de la luz polarizada al ser atravesadas por ésta. De esta manera, cuando la luz polarizada pasa a través del petróleo, éste provoca un giro del plano polarizado hacia la izquierda, propiedad que se conoce como actividad

óptica levógiara. Cabe destacar que esta propiedad es propia de las sustancias orgánicas.

- Solubilidad: Se entiende por solubilidad a la cantidad de masa de un compuesto que puede disolverse por unidad de volumen de agua (u otro solvente). El petróleo es insoluble en agua, resultando soluble en benceno, éter, cloroformo y otros solventes orgánicos.
- Coeficiente de expansión: Este coeficiente expresa el cambio porcentual de volumen existente en una determinada masa de sustancia para un determinado aumento de la temperatura. De acuerdo al tipo de petróleo analizado, su coeficiente de expansión puede variar entre 0,00036 y 0,00096.
- Punto de ebullición: El punto de ebullición es la temperatura a la cual una sustancia pasa del estado líquido al gaseoso. Debido a la diversidad y complejidad química de los mismos, el punto de ebullición puede variar en los distintos tipos de petróleos entre 20°C a más de 300°C.
- Punto de congelación: El punto de congelación es la temperatura a la cual una sustancia pasa del estado líquido al sólido. De acuerdo al tipo de petróleo analizado, el punto de congelación puede variar entre 15,5°C a -45°C.
- Punto de deflagración: La deflagración puede definirse como una reacción súbita (combustión), acompañado de por emisión de llamas y/o chispas pero sin explosión. De acuerdo al tipo de petróleo analizado, el punto de deflagración puede variar entre -12°C a 110°C.
- Poder Calórico: Se define al poder calórico como la cantidad de calorías emitidas durante la combustión de 1 g de combustible (petróleo). De acuerdo al tipo de petróleo analizado, el poder calórico puede variar entre 8.5 Kcal/g a 12 Kcal/g. A mayor densidad del petróleo, menor es su poder calórico (y viceversa). Por ejemplo, un petróleo con una densidad de 0,815 g/cm³ tendrá un valor de poder calórico aproximado de 11 Kcal/g; mientras un petróleo con una densidad de 0,915 g/cm³ tendrá un valor de poder calórico del orden de los 10.7 Kcal/g.
- Calor específico: El calor específico se define como la relación entre el calor requerido para elevar 1°C la temperatura del hidrocarburo, respecto al calor requerido para elevar 1°C un volumen igual de agua destilada. De acuerdo al tipo de hidrocarburo analizado, su calor específico puede variar entre 0,40 y 0,52. En general, la mayoría de los petróleos crudos poseen un valor de calor específico de 0,45.
- Calor latente de condensación: Se entiende por calor latente a la cantidad de calor desprendido por la condensación de 1 kg de vapor,

lapso durante el cual la temperatura del cuerpo permanece constante. Este calor liberado se produce debido a que, al pasar del estado de vapor al estado líquido, se genera una disminución de la energía interna de sus moléculas y aumenta la cohesión molecular. En general, los hidrocarburos parafínicos y metileno acusan un valor de calor latente comprendido entre 70 a 90 Kcal/kg.

- Viscosidad: La viscosidad es una propiedad regulada por la atracción molecular en los líquidos, la cual determina su mayor o menor capacidad de fluencia (capacidad para fluir). Debido a que en un petróleo la viscosidad indica la resistencia que opone el mismo al flujo interno, ésta constituye una propiedad muy importante a considerar en los aspectos técnicos y operacionales de producción, transporte y refinación.

La unidad de medida de la viscosidad es el centipoise, el cual se define como “la fuerza requerida (en dinas) para desplazar el líquido en cuestión a lo largo de 1 cm de longitud en un tiempo de 1 segundo a través de un plano de un centímetro cuadrado de área”. En general, la viscosidad en los petróleos puede variar entre 0,2 a 1.000 centipoise.

Debemos reconocer los siguientes tipos de viscosidad:

- Viscosidad relativa: es la relación existente entre la viscosidad del fluido analizado (en nuestro caso los hidrocarburos), respecto a la viscosidad del agua (viscosidad del agua = 1.002 centipoise a una temperatura de 20 °C).
- Viscosidad cinemática: está dada por la relación (cociente) entre la viscosidad del fluido (expresada en centipoise) y el peso específico. La magnitud obtenida se expresa en Stokes o centistokes.
- Viscosidad universal Saybolt: representa el tiempo (en segundos) para que un volumen de 60 cm³ de un fluido, salga a través de un orificio en un recipiente de dimensiones estandarizadas y calibradas.

1.3 TIPOS DE PETRÓLEOS

De acuerdo a sus propiedades específicas, como así también a los subproductos (derivados) que suministran, se reconocen en la industria tres grandes tipos de petróleos:

- Petróleos asfálticos: Se trata de petróleos negros, viscosos y de alta densidad (del orden de los 0,95 g/ml). En los procesos de destilación y refinamiento primario producen una muy baja proporción de naftas y abundante fuel oil, quedando al final del proceso un residuo de tipo asfáltico.
- Petróleos parafínicos: Se trata de petróleos de colores claros, de alta fluidez y baja densidad (del orden de los 0,75 a 0,85 g/ml). Durante los

procesos de destilación y refinamiento primario producen una buena proporción de naftas, teniendo en este sentido un mejor rendimiento que los petróleos de tipo asfáltico. Asimismo, suministran como derivados aceites lubricantes y residuos parafínicos.

- Petróleos mixtos: Se trata de petróleos con propiedades intermedias entre los dos anteriores. Son, en general, los más frecuentes en las cuencas argentinas y presentan una alta variedad de características.

1.4 ¿QUÉ SON LAS RESERVAS Y CÓMO SE LAS CLASIFICA?

Se entiende por reservas de petróleo al volumen de hidrocarburos de un yacimiento ya descubierto, que será posible producir de ahora en más en condiciones rentables. Para determinarlas, lo primero que se debe saber es cuánto petróleo y/o gas contiene el yacimiento, lo que se conoce como “petróleo original in situ” (POIS, en inglés Original Oil in Place: OOIP).

1.4.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN STATUS ECONÓMICO

Los proyectos se pueden caracterizar por su Status económico. Todos los proyectos clasificados como reservas deben ser económicos bajo condiciones definidas. Basado en suposiciones con respecto a las condiciones futuras y su impacto en la viabilidad económica final, los proyectos clasificados actualmente como Recursos Contingentes, pueden ser ampliamente divididos en dos grupos:

- Recursos Marginales Contingentes son las cantidades asociadas a los proyectos técnicamente factibles que son, ya sea:
 - actualmente económicos
 - proyectados a ser económicos bajo mejoras razonables de pronóstico en condiciones comerciales pero no hay obligación para su desarrollo debido a una o más contingencias.
- Recursos Sub-Marginales Contingentes son las cantidades asociadas a descubrimientos para los cuales el análisis indica que los proyectos de desarrollo son técnicamente factibles, pero no serían económicos y/o otras contingencias no serían satisfechas bajo mejoras actuales o mejoras razonables del pronóstico en las condiciones comerciales. Estos proyectos no obstante se deben conservar en el inventario de recursos descubiertos, pendientes de cambios importantes no previsibles en las condiciones comerciales.

El Status económico puede ser identificado independientemente de, o aplicado en combinación con la clasificación de Madurez de Proyecto para describir más completamente el proyecto y sus recursos asociados.

1.4.2 CLASIFICACIÓN BASADA EN INCERTIDUMBRE

Se resume las definiciones para cada categoría de reservas en términos de, primero, concepto determinístico incremental y segundo, concepto de escenario y también proporciona los criterios de probabilidad si se aplican los métodos probabilísticos.

- Las reservas probadas son las cantidades de petróleo, que, por el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza a ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. Si se utilizan los métodos determinísticos, el término certeza razonable expresar un alto grado de confianza que las cantidades sean recuperadas. Si se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber al menos una probabilidad del 90% que las cantidades recuperadas serán iguales o excederán el estimado.
- Las reservas probables son las reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probable de ser recuperados que las reservas probadas pero más ciertas de ser recuperadas que las reservas posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes recuperadas serán mayores que o menos que la suma de las reservas Probadas y Probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad del 50% que las cantidades recuperadas serán iguales o excederán la estimación 2P.
- Las reservas posibles son las reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería sugiere que es menos probable de ser recuperable que las reservas probables. Las cantidades totales recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad para exceder la suma de las Reservas Probadas más las Probables más las Posibles (3P), que es equivalente al escenario alto. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber en menos un 10% de probabilidad que las cantidades recuperadas serán iguales o excederán la estimación 3P. Basado en datos adicionales y actualización de las interpretaciones que indican incremento de certeza, las porciones de reservas posibles y probables se pueden re-categorizar como reservas probables y probadas.

1.4.3 CLASIFICACIÓN BASADA EN EL TIPO DE RECURSO

Se han definido dos tipos de recursos que pueden requerir diferentes conceptos para sus evaluaciones:

Los recursos convencionales existen en acumulaciones discretas de petróleo relacionadas con una característica geológica estructural y/o una condición estratigráfica, típicamente con cada acumulación limitados por un contacto del downdip con un acuífero, y que es significativamente afectada por influencias hidrodinámicas tales como flotabilidad del petróleo en agua. El petróleo es recuperado a través de los pozos y típicamente requiere de un procesamiento mínimo antes de su venta.

Los recursos No-Convencionales, existen en acumulaciones de petróleo a través de un área grande y que no son significativamente afectadas por las influencias hidrodinámicas (también llamadas los "reservorios de tipo continuo"). Los ejemplos incluyen el metano del carbón (CBM), gas de lutitas, hidratos del gas, bitumen natural, y depósitos de OilShale. Típicamente, tales acumulaciones requieren de tecnología especializada para su extracción (vapor y/o solventes para movilizar el bitumen por recuperación "in-situ", y, en algunos casos, actividades de minería). Por otra parte, el petróleo extraído puede requerir un significativo procesamiento antes de su venta. En la figura 1.1 puede apreciarse la clasificación.

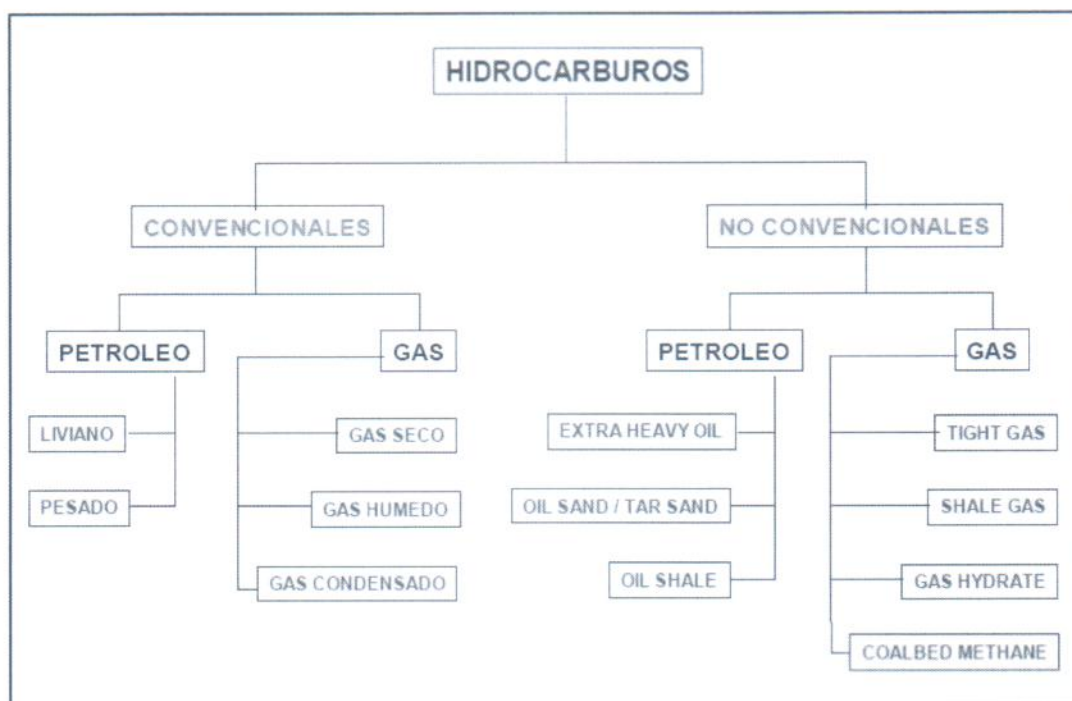


Fig. Nº1.1: Clasificación basada en el tipo de recurso. [3]

1.5 MERCADO

1.5.1 PRINCIPALES PRODUCTORES A NIVEL MUNDIAL

En el mundo, el petróleo, el gas natural y sus derivados, en estado gaseoso o líquido, contribuyen con el 55% de la energía utilizada en transporte, industrias, comercios y establecimientos residenciales; en la Argentina ese porcentaje es aún mayor. Las otras importantes fuentes de energía hoy en uso son la nuclear, el hidrocarburo sólido (carbón), y la energía hidráulica, que suele clasificarse como "renovable". Otras fuentes renovables de energía, como la biomasa, la eólica y la solar, aún son de aplicación comercial más o menos restringida. Sin embargo, con el tiempo las fuentes renovables deberán ir gradualmente reemplazando a los hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos como generadores de energía y éstos quedarán por un tiempo como irremplazables para su utilización como materias primas. [1]

La producción mundial (figura 1.2) de petróleo y de gas natural está a cargo de las compañías conocidas como “petroleras”, aunque cada vez más están involucradas con otras energías. Estas compañías se agrupan en diferentes categorías: las empresas estatales, las “mega”, las integradas, las grandes independientes, las independientes de menor tamaño, las transportistas de gas y de petróleo, y las de distribución, en especial las de gas natural. Las compañías nacionales (*NOC, National Oil Companies*, en inglés) son las que tienen como accionista controlante al gobierno del país en que se encuentran, y poseen gran parte de las reservas de petróleo y de gas del mundo. En la figura 1.3 se observan las reservas probadas al año 2015, y en la figura 1.4 se puede apreciar cómo fueron variando las reservas de los principales productores en las últimas décadas. La mayoría tiene proyectos conjuntos con compañías privadas de otros países bajo variadas formas contractuales con el objeto de apoyarse mutuamente en el aprovechamiento de capitales y tecnologías. En la figura 1.5 se observa la variación de la relación reservas/producción en las últimas décadas.

Total Petroleum and Other Liquids Production - 2014

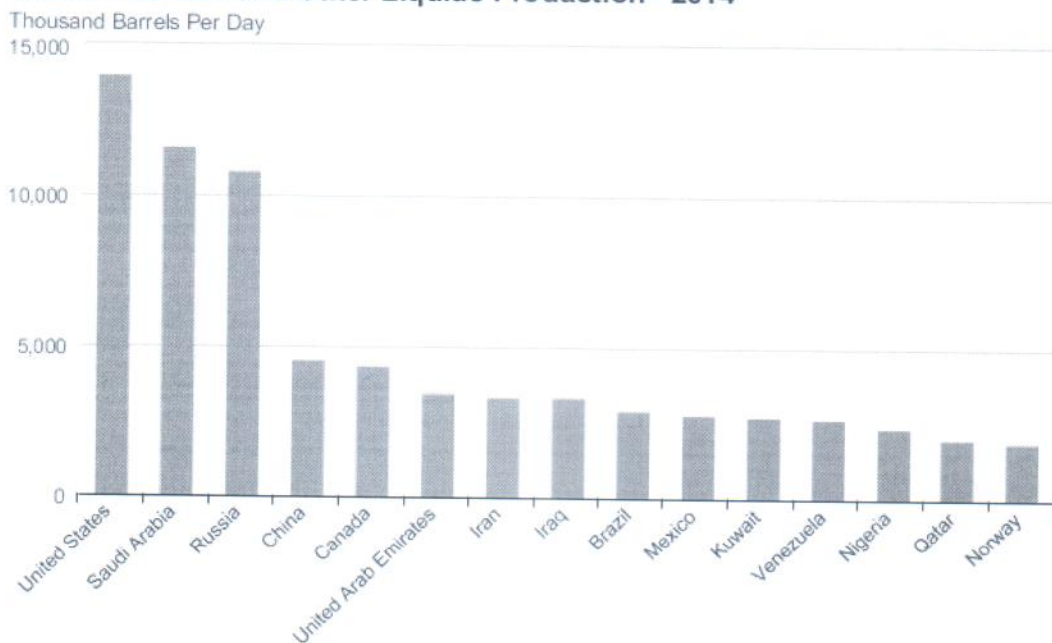


Fig. N°1.2 producción de petróleo y principales hidrocarburos al año 2014. [3]

Crude Oil Proved Reserves - 2015

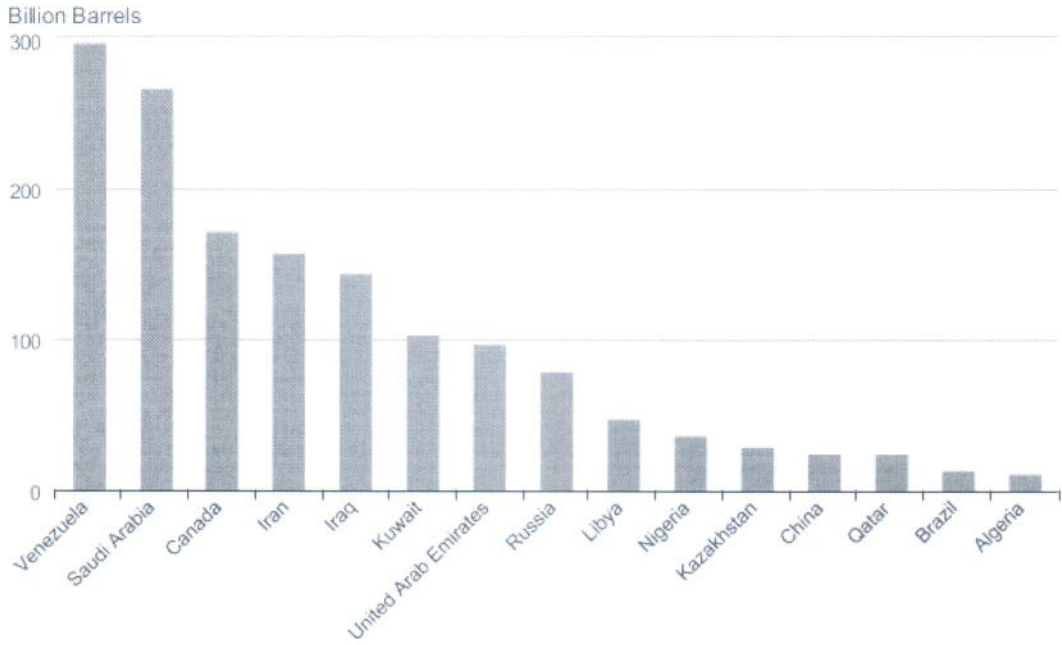


Fig. Nº1.3 Reservas probadas al año 2015. [3]

- Middle East
- S. & Cent. America
- North America
- Europe & Eurasia
- Africa
- Asia Pacific

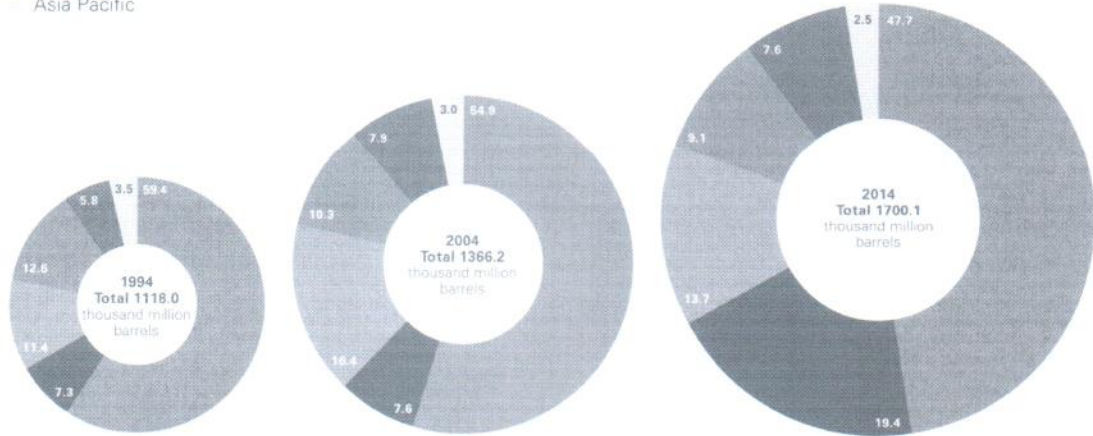


Fig. Nº1.4: Distribución de reservas probadas, 1994, 2004 y 2014 (porcentajes). [4]

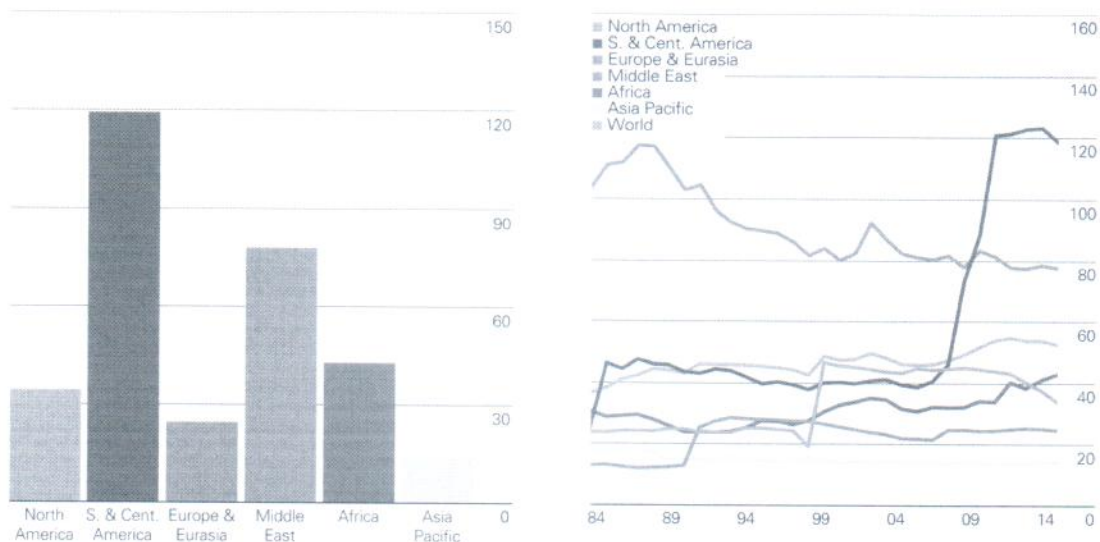


Fig. Nº1.5: Relaciones de reservas/producción (datos en años), 1984-2014. [4]

1.5.2 EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

Los precios de referencia del petróleo más conocidos son el West Texas Intermediate (WTI por sus siglas en inglés) y el Brent. Ambos tienen características bastante similares, son crudos livianos con bajo contenido de azufre y de alta calidad para la refinación. Por ello, ambos crudos deberían cotizarse al mismo precio si se transaran en el mismo mercado. Sin embargo, al ser mercados diferentes, el precio del WTI se transó con un premio sobre el precio Brent desde fines de la década de 1970 hasta julio de 2010[5]. La figura 1.6 muestra una gráfica de cómo fueron variando los precios de este commodity en los últimos años.

Durante casi cuatro décadas, el precio del petróleo WTI se cotizó con un premio sobre el Brent. Sin embargo, el diferencial entre estos dos precios se revirtió en año 2010 debido a que Estados Unidos se convirtió en un productor importante de petróleo y dejó de ser un importador neto. El incremento en la producción de crudo en Dakota del Norte y en la parte occidental de Canadá superó las necesidades de las refinerías del Medio Oeste de Estados Unidos. Ello se tradujo en un incremento en los inventarios de crudo en los almacenes, que al no poder ser transportados hacia la costa del Golfo, ocasionó una reducción de los precios del WTI. Recientemente, el petróleo empezó a fluir hacia la costa del Golfo. Ello originó una reducción de las importaciones de Estados Unidos y la consiguiente desaparición del vínculo comercial entre los precios del WTI con el Brent. Asimismo, el mercado de Light Louisiana Sweet (LLS) ha tomado mayor relevancia en la actualidad para EE.UU.

La razón de este diferencial (WTI más caro que el Brent) se asoció al déficit de producción de crudo en EE.UU. y su dependencia de las importaciones de petróleo. Precisamente, EE.UU. dejó de ser autosuficiente en la década del setenta, lo que hizo que el precio del WTI se cotice por encima del Brent para reflejar el precio del flete de llevar el crudo de Europa a EE.UU. El petróleo Brent era importado y una parte transportado a los almacenes en Cushing, Oklahoma; por lo que existía un vínculo comercial entre ambos precios de referencia.

El diferencial entre el precio del Brent y el del WTI se mantuvo en un rango de +/- US\$ 2 por barril hasta fines de la década del noventa. Este rango se amplió

ligeramente en la primera década de 2000 a un rango de +/- US\$ 4 por barril, reflejando el alza en los precios del transporte y la caída en la capacidad de producción de EE.UU., así como la escasez de crudo en Europa por el declive en la producción del Mar del Norte.

A partir de agosto de 2010, el precio del WTI comenzó a cotizarse con un descuento creciente respecto al precio del Brent. El precio del WTI alcanzó un descuento máximo de US\$ 26,4 por barril en agosto de 2011. Este cambio histórico en el sentido del diferencial entre el Brent y el WTI se asoció a un cambio estructural en el mercado de crudo de EE.UU., al auge en la producción de petróleo no convencional y a la consecuente reducción de las necesidades de importación del país.

El precio diario de cierre del WTI para la posición más cercana de los contratos a futuro se toma como precio de referencia para el mercado al contado del petróleo crudo doméstico en EE.UU. Históricamente el valor del barril estuvo asociado a condiciones sociopolíticas, como la guerra del Golfo, la Segunda Guerra Mundial, la caída del muro de Berlín, etc [5]. La Figura 1.6 nos da una idea de los principales eventos que golpearon la economía petrolera.

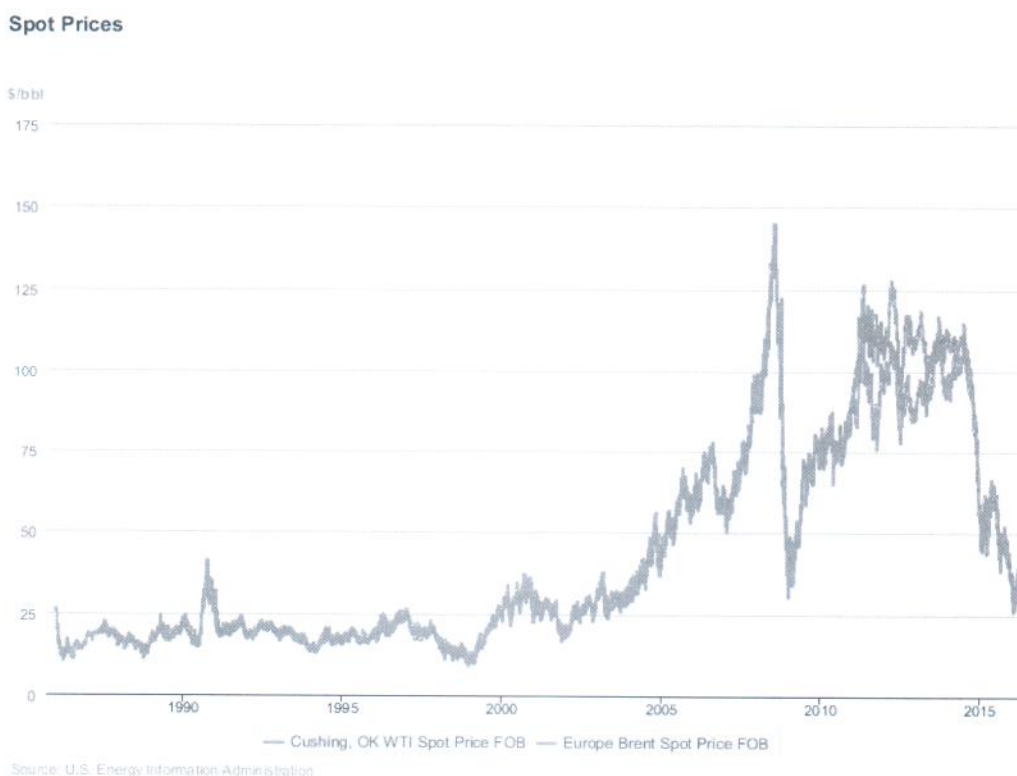


Fig. N°1.6 variación de los precios del petróleo [3]

El petróleo Brent es un petróleo de alta calidad que se extrae del yacimiento británico de Brent, en el Mar del Norte, que está actualmente casi agotado. Por ello, cuando se refiere al petróleo Brent se alude al crudo de diferentes campos petroleros del Mar del Norte. La producción de crudo del Mar del Norte se redujo rápidamente en los últimos años, aunque las perspectivas para lo que resta de la década muestran una producción estable. El declive de la producción en estos campos ha ocasionado una

alta volatilidad en los precios del Brent e incluso acusaciones de manipulación de precios de los operadores. [5]

1.5.3 EL AÑO 2015 UN CASO PARTICULAR

En 2015 el barril de petróleo cayó por debajo de 28 dólares por primera vez desde 2003. Eso representa un increíble descenso de 72% con respecto al precio de junio de 2014, cuando alcanzó casi los 108 dólares [6]. Estas son las razones de la constante caída:

- *La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) está en completa desorden:* El ir y venir público entre los miembros de la OPEP resalta las profundas fracturas dentro de esa organización que han reducido las bajas probabilidades de que corten la producción. Las recientes tensiones entre Arabia Saudita e Irán contribuyeron a reducir más los precios. La revista Barclays describe esto como la "completa ruptura de la cohesión de la OPEP".
- *China está asustando a todo el mundo:* Las preocupaciones sobre la economía de China no solo afectan los mercados. Si China en verdad desacelerándose más de lo que los inversionistas esperaban, eso significa que necesita menos petróleo para alimentar su economía. Eso asusta a quienes esperan que el petróleo pronto volviera al alza.
- *La desafiante producción estadounidense:* Aunque los temores por la demanda aumentan, la caída del petróleo en mayor medida ha estado impulsada por el exceso de oferta. Ese exceso fue creado principalmente por el auge del petróleo de esquisto estadounidense.
- *Irán regresa:* El mercado del petróleo se prepara para que Irán profundice la sobreoferta pronto. Irán está cumpliendo sus obligaciones y ya le levantaron las sanciones económicas en el marco de su acuerdo nuclear con Occidente. Eso le abre camino a su regreso al mercado. Es un gran misterio cuánto petróleo podrá aportar Irán, pero es poco probable que el país dé marcha atrás a pesar de la crisis de los precios. Incluso un incremento gradual en la producción no evitará el problema de sobreoferta.
- *El riesgo de la fortaleza del dólar estadounidense:* El petróleo se negocia en dólares estadounidenses. Eso significa que cuando el dólar se fortalece, el petróleo se vuelve más caro para los compradores extranjeros.

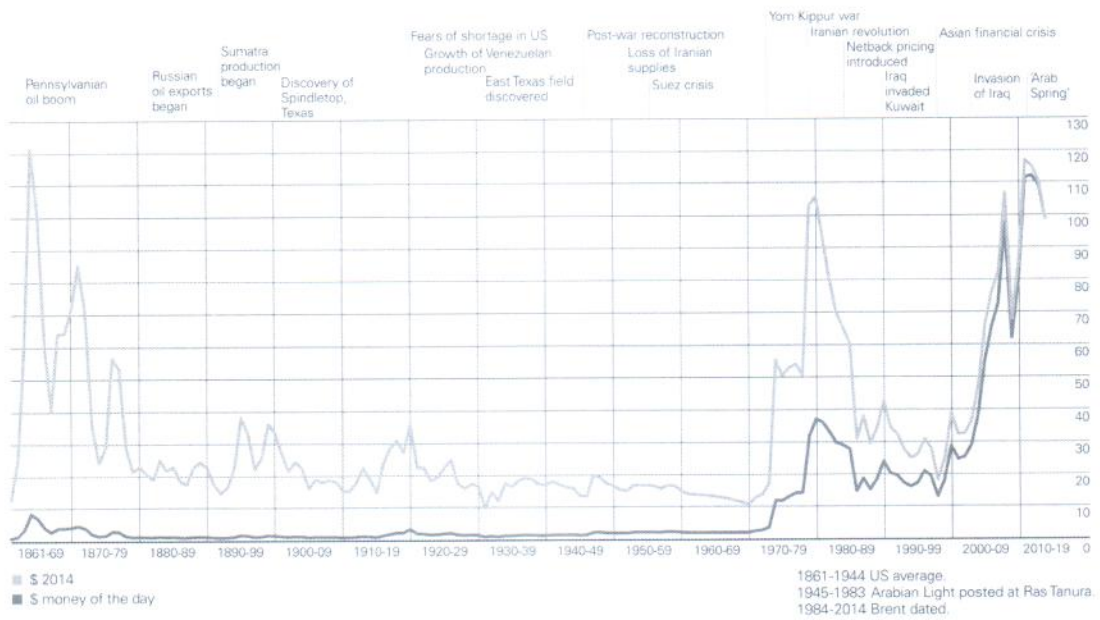
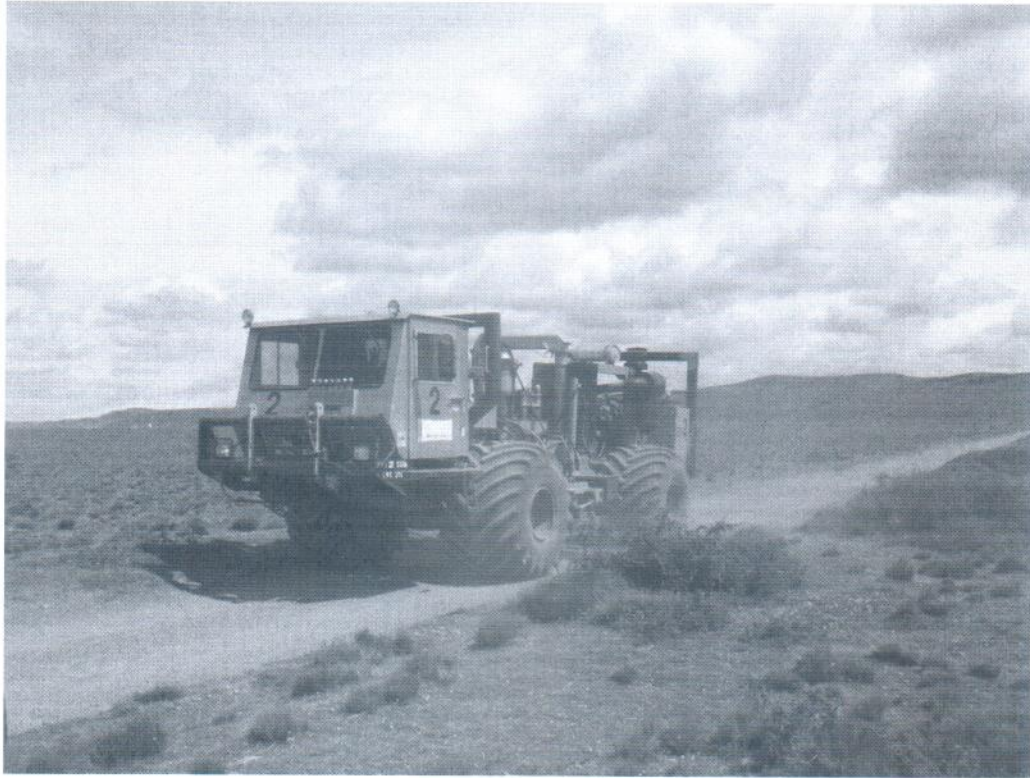


Fig. N° 1.7 Grandes sucesos sociopolíticos que han modificado el precio del barril de petróleo considerablemente [4]

2 PROSPECCIÓN Y EXPLORACIÓN



RESUMEN DEL CAPÍTULO

Se hace una clara diferenciación entre la exploración y la prospección, se detallan las distintas técnicas utilizadas para ambos casos y en qué etapa del proceso es conveniente aplicar cada una de ellas.

En la actividad minera y/o petrolera se debe diferenciar claramente entre los términos prospección y exploración:

2.1 PROSPECCIÓN:

Es el conjunto de operaciones o trabajos mineros (geológicos), de carácter preliminar, destinados o dirigidos a identificar áreas o zonas de interés para la exploración. En general, la prospección conforma un conjunto de tareas básicas (análisis de antecedentes, análisis de imágenes satelitales y/o fotografías aéreas, relevamiento superficial a gran escala, muestreo general, etc.) que permiten saber o estimar cuáles zonas son de mayor interés dentro de una región de gran superficie. Una vez identificadas las zonas de mayor interés, se pasa a la etapa de exploración.

2.1.1 MAPEO Y RELEVAMIENTO GEOLÓGICO DE SUPERFICIE

Toda tarea de relevamiento geológico incluye, como primer paso, efectuar la búsqueda y análisis de antecedentes bibliográficos existentes sobre el área de interés; los cuales incluyen libros y revistas especializadas sobre el tema, mapas e informes geológicos regionales (generalmente elaborados por el Servicio Geológico Nacional y/o Provincial), actas de congresos e informes inéditos. Tener una noción general de las características geológicas del área a prospectar, es de vital importancia para programar y planificar las tareas a cumplir durante las tareas de prospección.

En general, las tareas prospectivas están a cargo de una comisión geológica, la cual luego de la planificación destina varias semanas de campo a las actividades de investigación y recolección de datos. Desde ya, a los fines petroleros, lo primero que debemos tener en cuenta es que las principales áreas de interés las constituyen las denominadas cuencas sedimentarias, es decir, regiones de la corteza terrestre que han permitido la acumulación de miles de metros de sedimentos a lo largo de millones de años.

Contrariamente, las regiones cratónicas (regiones de la corteza terrestre constituidas principalmente por rocas ígneas y metamórficas) u orogénicas (grandes cordones montañosos) carecen, en general, de interés petrolero.

Durante los trabajos de campo se procede a reconocer las unidades litoestratigráficas aflorantes (relevamiento geológico de superficie), determinar su ambiente de formación, edad, correlaciones, levantamiento de perfiles litoestratigráficos, caracterización estructural de los afloramientos, elaboración de mapas o esquemas generales, etc. Así mismo, se procede a realizar muestreo general de las rocas de interés, las cuales luego son analizadas en laboratorio para determinar sus características petrográficas y petrofísicas. Las rocas muestreadas son dispuestas en bolsas de muestreos con todos los datos necesarios, tales como lugar de procedencia, fecha de recolección, coordenadas, unidad y nivel estratigráfico, motivo de la recolección o tipo de análisis a realizar, etc. Así mismo, en caso de ser necesario se muestrean fósiles (generalmente invertebrados y microfósiles) que permitan establecer edades de las rocas que los contienen.

Finalmente, cada uno de los resultados obtenidos a partir de los datos de campo y laboratorio son analizados en gabinete, a los fines de circunscribir áreas de principal interés y establecer la viabilidad y potencialidad petrolera de las mismas. En caso de ser este análisis positivo, se pasa a la fase de exploración, la que incluye tareas geofísicas y de caracterización geológica del subsuelo.

2.1.2 MANIFESTACIONES SUPERFICIALES DE HIDROCARBUROS

En algunos casos, la presencia de fracturas (fallas) permite el escape del petróleo o gas a superficie, siendo desde ya un claro indicio de su presencia en subsuelo. Dicho escape se produce por las diferencias de presiones existentes en el reservorio (subsuelo) y la superficie (presión atmosférica normal).

Las manifestaciones superficiales de hidrocarburos se pueden presentar en una amplia variedad de formas, tales como surgencias naturales de petróleo, lagunas de “brea”, volcanes de barro, etc.

- Volcanes de barro: En algunas ocasiones, el escape natural de gas arrastra consigo agua y sedimento, generando en superficie pequeñas estructuras cónicas de tamaño variable (del orden de los decímetros a metros), conocidas como volcanes de barro, que no siempre están asociados a escape de hidrocarburos gaseosos, la mayoría de estas estructuras se generan como consecuencia del escape de agua presurizada (acontecida generalmente durante los movimientos sísmicos o por fenómenos volcánicos). En este sentido, es necesario investigar previamente el verdadero origen de dichas estructuras.
- Surgencias naturales de hidrocarburos: Surgen a través de las fracturas (fallas) del terreno pequeñas emanaciones de petróleo y agua, siendo una clara evidencia de la presencia de hidrocarburos en el subsuelo. En general, dichas vertientes son acompañadas por un fuerte olor a hidrocarburo y/o azufre.
- Lagunas de Brea: La surgencia natural de hidrocarburos líquidos es de tal magnitud que permite la generación de las llamadas “lagunas de brea”. Quizás una de las lagunas de brea más famosas sea la “Laguna del Rancho La Brea” (California, Estados Unidos), ubicada en plena ciudad de Los Ángeles. Dicha laguna constituyó a lo largo de los últimos miles de años una trampa natural para los animales que se acercaban a ella, siendo actualmente uno de los mayores yacimientos paleontológicos del mundo [7]. Miles de huesos y ejemplares fósiles de todo tipo (mamuts, tigres “diente de sable”, insectos, etc.) han sido atrapados y espléndidamente conservados en estos pozos naturales rellenos de hidrocarburos asfálticos (denominados tar pits), existiendo en ese mismo sector un museo dedicado a la extracción, estudio y conservación de todos los restos fósiles extraídos de este lugar.

- Filones de asphaltitas: Las asphaltitas son hidrocarburos sólidos generados como consecuencia de la eliminación y pérdida de los compuestos volátiles en el petróleo. Muchas veces las asphaltitas constituyen estructuras en forma de filones, originados como consecuencia del relleno de fracturas a través de las cuales el petróleo escapó a la superficie en tiempos geológicos pasados. En nuestro país tenemos numerosos yacimientos de asphaltitas, muchos de los cuales han sido originados por inyección forzada de hidrocarburos originada durante los procesos volcánicos que afectaron a la región durante el Terciario. Demás está decir que la presencia de asphaltitas es un claro indicio de la posible presencia de hidrocarburos en el subsuelo.

2.1.3 FOTOGRAFÍAS AÉREAS

Tal como su nombre lo indica, las fotografías aéreas son fotos tomadas desde un avión, mediante una cámara montada especialmente en éste. Este tipo de material constituye una herramienta de trabajo de altísimo valor prospectivo, siendo el medio de estudio fundamental de la fotogeología.

El objeto de la fotogeología es establecer, a través del análisis e interpretación de las fotografías aéreas, las características generales de la superficie terrestre, su composición (tipo de rocas), relieve (cordones montañosos, serranías, etc.), estructura (pliegues y fallas), red de drenaje (lagos, ríos, arroyos, cañadones), etc. Demás está decir que este tipo de estudios es de carácter regional (su análisis cubre grandes superficies), brindando además una visión amplia del área de terreno investigado a lo que se suma a un alto grado de detalle y precisión en la información obtenida.

El fotogeólogo reúne e interpreta gran cantidad de datos lo cual permite obtener, de manera más o menos rápida y a un bajo costo operativo, una información sintética de la geología de la región. A través de este análisis se pueden realizar mapeos expeditivos y seleccionar puntos de potencial interés sobre los cuales focalizar la atención durante los trabajos de campo. Debido a ello, este tipo de estudio es uno de los primeros pasos a realizar antes y durante la planificación de las tareas de prospección geológica.

2.1.4 IMÁGENES SATELITALES

Las imágenes satelitales (ver fig. 2.1) constituyen funciones bidimensionales a través de las cuales se representa la intensidad de luz, donde "x" e "y" son las coordenadas espaciales y el valor de "f" en cualquier punto (x, y), es proporcional al brillo (o nivel de gris) de la imagen en ese punto. Una imagen digitalizada es una imagen que ha sido discretizada, tanto en coordenadas espaciales como en brillo. Puede considerarse a una imagen digital como una matriz cuyos índices de filas y columnas identifican un punto en la imagen, mientras que el correspondiente elemento de matriz puntualiza el valor de gris en ese punto.

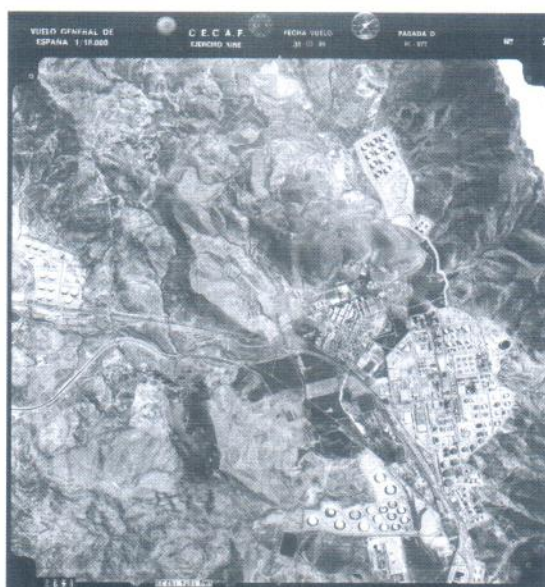


Fig. Nº. 2.1 imagen satelital [8]

El elemento más simple de una imagen satelital es el píxel (acrónimo formado con las palabras inglesas “picture” y “element”), el cual representa un valor de brillo en ese punto. En el caso de las imágenes en color, el color visualizado en un punto concreto será el resultante de combinar los valores de ese punto en las tres bandas RGB (rojo, verde y azul, respectivamente). La resolución en bits determina la cantidad de colores o niveles de grises que puede representar cada píxel.

Debe tenerse en cuenta que en todo momento hablamos de imágenes satelitales y nunca de “fotos satelitales”. Esto es así debido a que no existen emulsiones fotográficas capaces de registrar radiaciones superiores a $1,1 \mu\text{m}$ de longitud de onda. Por ello, las imágenes satelitales resultan de la captación, registro y procesamiento de las radiaciones electromagnéticas comprendidas entre las longitudes de onda ultravioletas y las radiofónicas, proceso que se realiza a través de sensores (sistema de captación) especiales conocidos como satélites.

A diferencia de las cámaras fotográficas, estos sistemas (sensores remotos) no proporcionan una imagen directa del objeto, sino que captan sus valores de emisión de ondas electromagnéticas punto a punto.

2.1.5 GEOFÍSICA

La geofísica es la ciencia que estudia las propiedades, conformación y condiciones físicas de la Tierra. En gran medida se trata de una ciencia experimental, por lo cual basa sus estudios en un gran número de métodos físicos indirectos a los fines de poder obtener información sobre la conformación interna de la Tierra.

Dentro de la geofísica se distinguen dos grandes áreas de estudio: La geofísica interna y la geofísica externa:

- **La geofísica interna:** esta área analiza y estudia las propiedades de la corteza y el interior terrestre, abarcando las siguientes disciplinas:

- Gravimetría: estudia el campo gravitatorio terrestre.
 - Magnetometría y Geomagnetismo: estudia el campo magnético terrestre.
 - Paleomagnetismo: estudia el campo magnético terrestre existente en épocas geológicas pasadas.
 - Sismología: estudia los terremotos y la propagación de las ondas sísmicas.
 - Geotermometría: estudia procesos relacionados con la propagación de calor en el interior de la Tierra, principalmente los relacionados con los procesos radiactivos y el vulcanismo.
 - Tectonofísica: estudia las causas y procesos que desencadenan el dinamismo terrestres (tectónica de placas).
 - Prospección geofísica: se trata de métodos geofísicos aplicados para la localización de recursos propiedad tales como hidrocarburos, agua, yacimientos minerales, etc. También se aplica al estudio y búsqueda de yacimientos arqueológicos, buques hundidos, etc.
- **La geofísica externa**: esta área estudia las propiedades físicas del entorno terrestres. En ella se distingue principalmente los estudios físicos de la atmósfera terrestre.

De todos los campos de estudio de la geofísica, sin dudas la prospección geofísica conforma el campo de mayor interés a los fines petroleros. La aplicación de los estudios geofísicos en la búsqueda de yacimientos petroleros surgió a principios del siglo XX, siendo unos de los principales precursores los hermanos Schlumberger, quienes idearon el perfilaje eléctrico.

Los métodos de estudio utilizado por la prospección geofísica pueden dividirse en métodos superficiales (realizados con instrumental localizado en la superficie terrestre) y métodos subsuperficiales (realizados mediante instrumental bajado en pozos de exploración). Asimismo, los mismos pueden ser divididos en métodos a campo natural (aquellos que captan una fuente de emisión natural, tales como la gravimetría, magnetometría, radimetría, etc.) y métodos a campo artificial (aquellos que captan una fuente de emisión artificial, tales como los sistemas geoelectrónicos, sónicos o acústicos, sísmicos inducidos, etc.).

2.1.6 GRAVIMETRÍA

La gravimetría es una rama de la geofísica que estudia las variaciones de la aceleración de la gravedad terrestre, a partir de las cuales infiere el tipo de roca que se aloja en el subsuelo. Desde un punto de vista práctico, la gravimetría es un método geofísico de prospección superficial a campo natural.



Fig. Nº 2.2 Esquema de funcionamiento de la gravimetría [9]

Su principio técnico es bastante sencillo, consiste simplemente en medir el campo gravitatorio terrestre en puntos predeterminados (generalmente ubicados en los vértices de una grilla), cuyos valores obtenidos tendrán una relación directa con el tipo de roca ubicado en subsuelo (ver fig. 2.2). En general, las denominadas "rocas duras" (rocas metamórficas e ígneas) poseen, debido a su mayor peso específico, una atracción gravitatoria mucho mayor a la que exhiben las "rocas blandas" (rocas sedimentarias). Debido a ello, el método gravimétrico es empleado, en el caso de la industria minera, para detectar cuerpos mineralizados de elementos metálicos pesados; mientras que en la industria petrolera permite determinar la profundidad del basamento de la cuenca (y por consiguiente, estimar el espesor de la secuencia sedimentaria).

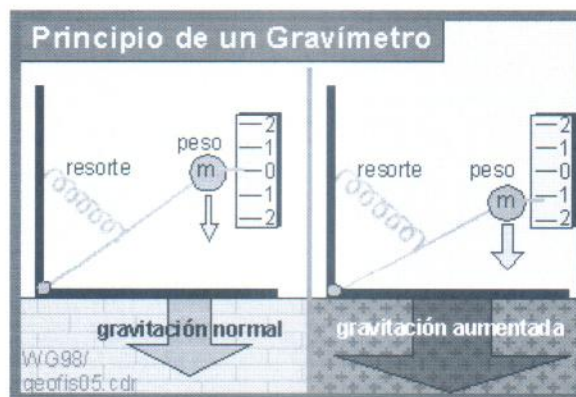


Fig. Nº: 2.3 principio de funcionamiento del gravímetro. [9]

La medición de la gravedad es efectuada mediante un instrumento denominado gravímetro, el cual puede presentar diversas formas y tamaños. En la figura 2.3 puede apreciarse como es el principio de funcionamiento de un gravímetro. Independientemente del tipo o marca del gravímetro utilizado, su conformación y principio de funcionamiento es sencillo, consistiendo simplemente en un sistema de medición regulado por un resorte y una masa la cual es atraída con mayor o menor intensidad de acuerdo a la masa del cuerpo ubicado en las inmediaciones. Todo el sistema responde la Ley de Newton.

Una vez obtenidos los valores de aceleración de la gravedad en cada estación, los mismos son volcados en una planilla para luego ser sometidos a una serie de correcciones que incluye correcciones por ubicación relativa de cada estación respecto

al nivel de base, corrección por topografía, por latitud, etc. Estos valores corregidos son volcados a la grilla graficada en un plano o mapa y se procede a dibujar líneas de isovalores de gravedad. El resultado final es un mapa de curvas de gravedad, las que representan a cuerpos y/o estructuras ubicadas en el subsuelo.

2.1.7 MAGNETOMETRÍA

La magnetometría es una rama de la geofísica que estudia las variaciones del campo magnético terrestre, a partir de las cuales posible inferir el tipo de roca que se aloja en el subsuelo. Desde un punto de vista práctico, al igual que la gravimetría la magnetometría es también un método geofísico de prospección superficial a campo natural. La figura 2.4 nos da una idea de la representación que se obtiene de la superficie con este método.

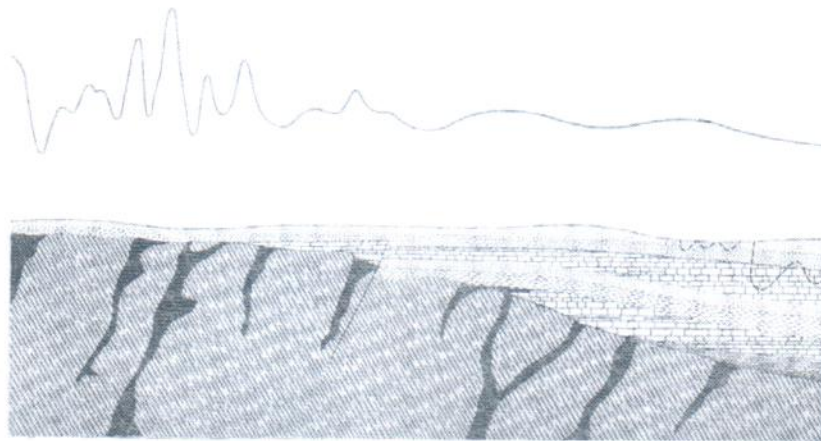


Fig. N°:2.4 Análisis de magnetometría [10]

La aplicación y metodología de trabajo en la prospección magnetométrica no difiere sustancialmente de la mencionada para la prospección gravimétrica. Sólo debemos considerar que en este caso usamos un instrumento distinto, conocido como magnetómetro, y que el factor de medición está representado por las anomalías magnéticas de la superficie terrestre.

En el caso de su utilidad al interés petrolero, podemos decir que su principal aplicación es la determinación de la profundidad del basamento en subsuelo. Esto se debe a que, en general, las rocas de tipo ígneas y en menor medida las metamórficas, suelen presentar mayor magnetismo que las rocas sedimentarias. De esta manera, es posible estimar tanto la profundidad del basamento como el espesor de la secuencia sedimentaria.

En general, la combinación de ambos métodos (gravimétrico y magnetométrico) constituyen una herramienta de gran utilidad en la fase de exploración primaria de una cuenca sedimentaria.

Si bien la información brindada por estos métodos es de mucha menor calidad y precisión que la otorgada por la prospección sísmica, sus costos son también mucho menores. En general, para el estudio de una superficie igual de terreno, el costo de una campaña de prospección sísmica 3D suele ser 10 veces mayor al de una campaña de registro aerogravi/magnetométrico.

2.1.8 PROSPECCIÓN SÍSMICA

Las tareas de prospección sísmica constituye una herramienta de avanzada, ya sea para realizar estudios de grandes extensiones de terreno o para caracterizar y delimitar un yacimiento de hidrocarburos recientemente descubierto. Desde un punto de vista práctico, la sísmica es un método geofísico de prospección superficial a campo artificial.

En general, el principio del método sísmico consiste en determinar, a través de la recepción de ondas elásticas inducidas artificialmente en el terreno, las propiedades de las rocas presentes en el subsuelo. En este sentido podemos decir que las ondas sísmicas viajan más rápido en rocas duras y compactas que en rocas blandas.

Es a través del comportamiento de las ondas sísmicas (velocidad de propagación) lo que permite inferir y determinar tanto la constitución del subsuelo como su estructura. El grado de detalle obtenido es, en general, de muy alta calidad; pudiéndose realizar interpretaciones acerca de la arquitectura del subsuelo con muy buena precisión.

La prospección sísmica puede ser dividida en dos ramas: la sísmica de refracción y la sísmica de reflexión. En general, el método más usado en la caracterización de yacimientos de hidrocarburos es el de la sísmica de reflexión. Las características generales de cada uno de estos métodos son resumidas a continuación:

2.1.8.1 SÍSMICA DE REFRACCIÓN

- Método más antiguo.
- Perfiles de 100km de longitud y más.
- Mayor distancia entre tiro y geófonos
- El parámetro relevante es la velocidad de las ondas correspondiente a una capa litológica. Las velocidades correspondientes a las diferentes capas, en que se propagan las ondas sísmicas, se obtienen a través de la sísmica de refracción.
- Se emplea energía de frecuencia baja entre aproximadamente 1 a 25Hz. Las frecuencias dominantes están entre 5 y 20Hz.
- Se emplea geófonos de frecuencia natural normalmente menores a 5 Hz, sensibles a vibraciones de 5 a 100Hz.
- La configuración de los geófonos es relativamente sencilla.
- El procesamiento de los datos y su interpretación es difícil.
- Se la aplica en la detección de capas profundas, en el estudio de la estructura interna de la Tierra, en los principios de la prospección petrolífera antes de 1930, en áreas de morfología pronunciada, con una capa de referencia de alta velocidad está cubierta por capas de velocidades menores.

2.1.8.2 SÍSMICA DE REFLEXIÓN

- Método más moderno y más común.
- Generalmente los perfiles se constituyen de agrupaciones de geófonos de 300m a 5000m de longitud. La longitud de la agrupación de geófonos determina la longitud del horizonte de reflexión cubierto: longitud del horizonte de reflexión cubierto = media longitud de la agrupación de geófonos instalada en la superficie. Se alcanza estructuras ubicadas en profundidades hasta 10km. Por recubrimientos múltiples se puede cubrir continuamente el horizonte de reflexión.
- Menor distancia entre tiro y geófonos.
- Se determina la impedancia = producto de la velocidad y la densidad correspondiente a una capa. Se obtiene informaciones acerca de la geometría de las formaciones geológicas (localización de interfaces).
- Se emplea energía sísmica de frecuencia alrededor de 30Hz. Las frecuencias dominantes están en el rango de 15 a 50Hz.
- Se emplea geófonos de frecuencia natural de 6Hz o más, sensibles a vibraciones entre 10 y 150Hz.
- La configuración de los geófonos es relativamente compleja.
- El procesamiento y la interpretación de los datos son más sencillos en comparación a la sísmica de refracción.
- Se las aplica en la sísmica marina, en la prospección petrolífera, en la prospección minera y en la sísmica subterránea.

Como ya adelantáramos, la sísmica de reflexión (ver fig. 2.5) constituye el método sísmico más utilizado en los estudios de exploración petrolera. El mismo consiste simplemente en registrar las ondas sísmicas reflejadas sobre capas o estratos de terreno de distinta constitución litológica. Es precisamente este cambio de litología lo que provoca la variación de densidad de la roca y, consiguientemente, afecta a la velocidad de propagación de la onda.

En líneas generales, el procedimiento de campo para la obtención de un registro sísmico consiste en:

- Generar ondas elásticas que viajen a través del subsuelo ya sea por medio de explosiones (método antiguo) o mediante dispositivos vibratorios instalados en unidades móviles portátiles conocidas generalmente como "vibros".
- Se receptan las ondas sísmicas reflejadas a través de pequeños dispositivos conocidos como geófonos.
- El conjunto de información recibida es transmitida a un amplificador, luego a un filtro y finalmente es grabada en sistemas digitales (todas estos instrumentos se encuentran ubicados en un camión sísmico).
- Toda la información es procesada y plasmada finalmente en una sección sísmica.

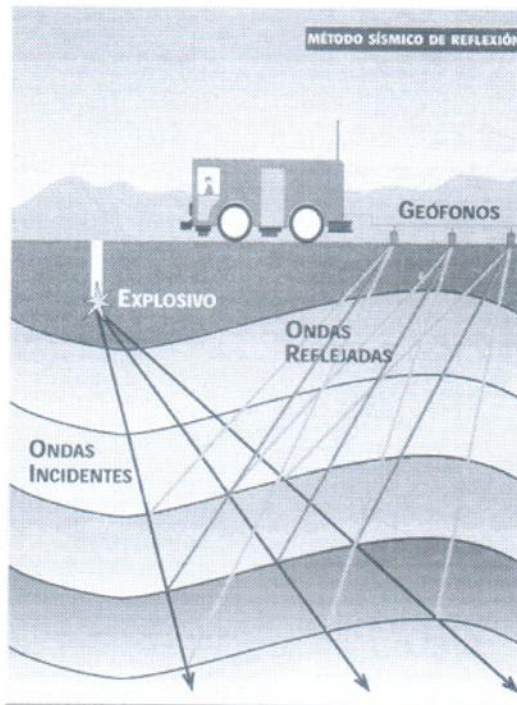


Fig. N 2.5 Esquema de funcionamiento del método sísmico de reflexión [7]

El auge en la década de 1990 de la sísmica 3D (fig. 2.6), ha revolucionado el método de prospección sísmica en la caracterización de reservorios hidrocarburíferos. Este método permite obtener un modelo tridimensional de un yacimiento, ofreciendo enormes ventajas respecto a la tradicional sísmica 2D. [7]

Además de contar con un conjunto de instrumental más sofisticado, se debe tener en cuenta que para la obtención de datos sísmicos 3D los sistemas receptores se disponen en el terreno siguiendo una malla reticulada, donde la extensión raramente excede unos pocos miles de m².

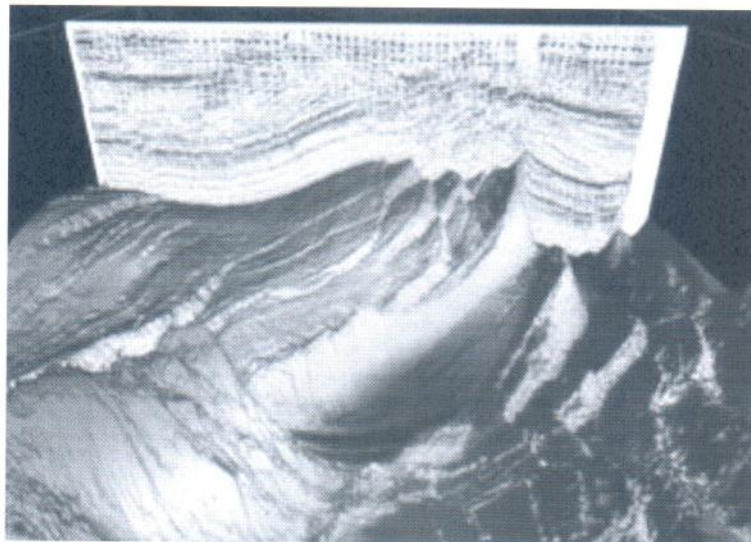


Fig. Nº:2.6 Ejemplo de una imagen sísmica 3D. [7]

2.2 EXPLORACIÓN

Es el conjunto de operaciones o trabajos técnico – geológicos dirigidos a evaluar cualitativa y cuantitativamente el recurso minero-petrolero, con el objeto de definir la factibilidad técnica y económica de la explotación de un yacimiento. La exploración constituye una etapa de investigación más avanzada, las cuales incluye tareas como mapeo y muestreo detallado, utilización de métodos geofísicos de alta resolución, realización de calicatas (fosas de exploración) o perforación de pozos exploratorios, etc. Si los resultados de la exploración son positivos, se pasa a la etapa de cuantificar las reservas y evaluar sus posibilidades técnicas de extracción (explotación).

2.2.1 EXPLORACIÓN POR ELECTROMAGNOMETRÍA

Constituye en una valiosa técnica alternativa para mapear resistividades eléctricas del subsuelo. El instrumento de medición que se emplea es el electromagnetómetro de Frecuencia Variable (EFV) que en la actualidad se presenta portátil y electrónicamente sofisticado para brindar un gran número de mediciones del campo electromagnético inducido. Es un equipo que no requiere contacto con el suelo para tomar mediciones, por lo tanto es mucho más expeditivo comparado con el instrumental geoelectrónico convencional.

El sistema consiste de dos pequeños inductores, uno de transmisión y el otro de recepción, separados a una distancia constante. El inductor de transmisión emite un pulso sinusoidal al terreno a distintas frecuencias, induciendo en el punto de medición una corriente que es detectada en forma de campo secundario en el receptor.

El campo secundario detectado se separa en componentes de Fase (HI) y Cuadratura (HQ), las cuales se expresan en pulsos por minuto con respecto al campo primario emitido. La componente en fase por ejemplo se agranda cuando hay sustancias metálicas presentes, muy importante para detectar mineralizaciones vinculadas a elementos metálicos. Por el contrario, la componente en cuadratura se relaciona con la distribución de la conductividad eléctrica (inversa de la resistividad). La profundidad de penetración es una función de la frecuencia y la conductividad del medio.

Operativamente se realizan estaciones de medición en un corte o una grilla sobre el terreno, los resultados procesados mediante software de las mismas se vuelcan en mapas específicos o perfiles geofísicos de conductividad.

La prospección electromagnética tiene las siguientes características:

- Profundidad de investigación: óptima dentro de los primeros metros de subsuelo.
- Densidad de la información: muy alta, según el problema se puede investigar metro a metro ó diseñar una grilla en función del tema a investigar.
- Confiabilidad de la información: alta, debida a la alta densidad de puntos de medición; mide valores de conductividad del subsuelo.
- Absolutamente no invasivo: no afecta el suelo durante y después de la investigación.

- Velocidad de prospección: muy alta en campo. Ejemplo: realizando mediciones en los nodos de una grilla ortogonal, con una separación entre las líneas que la conforman de 10 m, se cubren en promedio, 5 Ha por día.
- Velocidad de interpretación: 5 Ha por día.
- Se aplica sobre cualquier tipo de suelo, plano o con pendientes suaves o fuertes; permite investigar en áreas con morfología accidentada.

La siguiente figura (fig. 2.7) nos muestra una representación de un estudio de electromagnetometría.

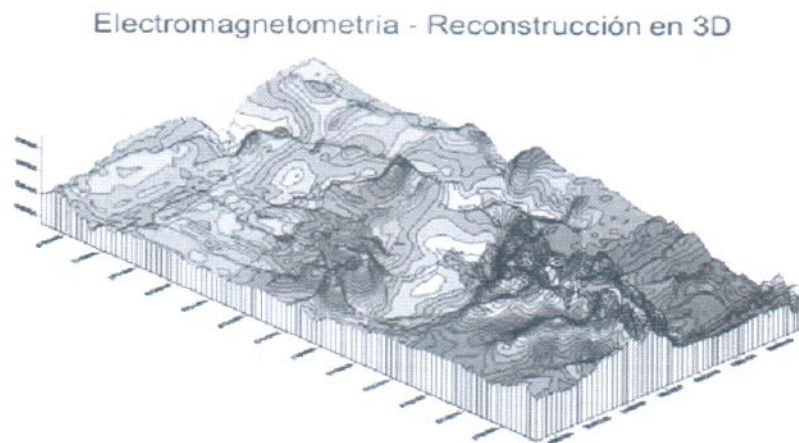


Fig. N° 2.7 Ejemplo de una imagen electromagnetométrica. [9]

2.2.2 EXPLORACIÓN MAGNOTELÚRICA

Es un método entre los más recientemente utilizados en la exploración geofísica: Permite conocer la distribución vertical de la resistividad eléctrica en el subsuelo.

Se aplica principalmente para la investigación en áreas petroleras y para investigaciones geotérmicas como complemento de la prospección sísmica. En general es muy efectivo para investigaciones estructurales. El campo magnetotelúrico está compuesto por un campo eléctrico – CE- (que provoca las corrientes telúricas) y el campo magnético- CM- (que induce estas corrientes), estos campos están ligados por las leyes del electromagnetismo. Por lo tanto es posible establecer relaciones entre las propiedades del medio en el cual se realiza la propagación, o sea el subsuelo y los valores de los parámetros electromagnéticos.

2.2.3 EXPLORACIÓN POR MÉTODOS GEOELÉCTRICOS

La Polarización Inducida (PI) es un fenómeno eléctrico que se manifiesta en el interior de medios materiales, sean en el dominio del tiempo con tensiones de relajamiento a la interrupción de un flujo de corriente eléctrica, sea en el dominio de la frecuencia con una precisa ley de dispersión de la resistividad eléctrica al variar la frecuencia de un flujo de corriente alterna.

Es bien conocido que el fundamento sobre el cual se aplica este método se debe a que algunas rocas o depósitos minerales no exhiben un potencial eléctrico propio.

Existen dos técnicas de medición de la polarización inducida, la denominada del dominio del tiempo generada mediante corriente continua y que permite la confección final de dos perfiles o pseudo secciones de resistividad y de capacidad respectivamente. Y aquella donde se registran mediciones en el dominio de la frecuencia, producto de la aplicación de corriente "alterna", que permite confeccionar tres perfiles o pseudo secciones, de la resistividad, del efecto del porcentaje de frecuencia y del factor metálico, respectivamente.

2.2.4 EXPLORACIÓN POR TOMOGRAFÍA GEOELÉCTRICA

En los últimos tiempos esta técnica geoelectrica ha avanzado significativamente. Se basa en una configuración del tipo Dipolo-Dipolo generando modalidades 2D y 3D.

Consiste en obtener una serie de mediciones de resistividad aparente con un dispositivo tetraelectrónico definido y con una separación constante entre los electrodos denominada "a". Luego se va variando las distancias entre pares de electrodos emisor-receptor por múltiplos de un valor entero denominado "na", así el resultado final será un corte con calicatas a varios niveles "n" de profundidad.

El dispositivo Dipolo-Dipolo posee la característica de presentar una gran poder resolutivo ante la presencia de cambios geológicos laterales en el subsuelo, tanto estructurales, fallas, diaclasas, fracturas, como litológicas y sedimentarias por ejemplo, paleocauces.

Los resultados se vuelcan en pseudo perfiles que muestran la distribución de las resistividades aparentes mediante curvas de iso-resistividad. Estas pseudosecciones dan una primera idea de la existencia de "anomalías" y una estimación de su posición y profundidad. Pero para obtener una distribución geoelectrica real representativa del terreno los datos deben ser invertidos. Para lograr esto se aplican distintos códigos de inversión que permiten obtener tomografías 2D del subsuelo. El perfil resultante 2D muestra resistividades y profundidades verdaderas en 2D, que posteriormente por lo general se correlacionan con la información geológica disponible.

Las profundidades de penetración están directamente relacionadas con la configuración geométrica y dependen de la resistividad del medio. A medida que las aberturas son más grandes, se requiere más potencia para tener señales dentro de los rangos de resolución del instrumento. Teniendo en cuenta estos parámetros se emplean equipos multielectrónicos a batería para profundidades de algunas decenas de metros hasta los 100 y 200 m y generadores para los casos de investigaciones a profundidades de 2.000 y 2.500 m.

El método de Tomografía Geoelectrica (fig. 2.8 y 2.9) presenta una elevada resolución, sobre todo lateral, permitiendo detectar discontinuidades laterales debidas por ejemplo a fallas, fracturas abiertas o rellenas, alteraciones físico - químicas de la litología, etc.

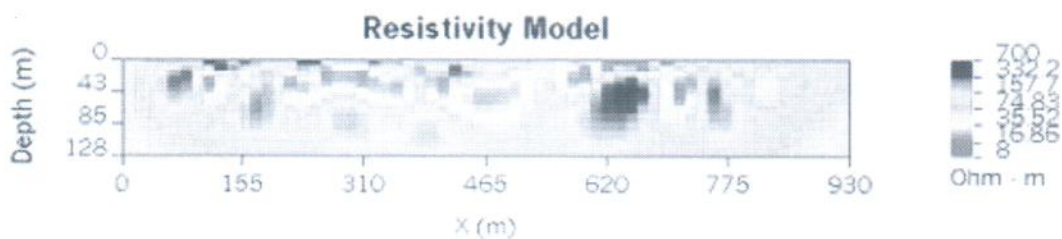


Fig. Nº: 2.8 método de Tomografía Geoeléctrica [8]

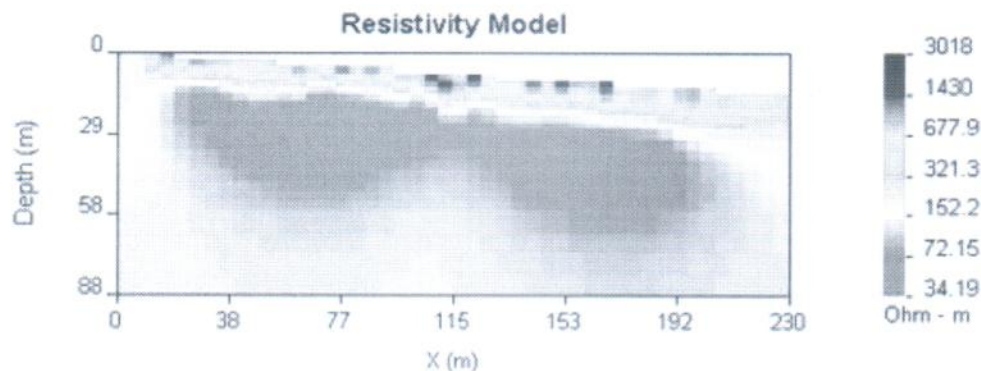


Fig. Nº: 2.9 método de Tomografía Geoeléctrica. [8]

2.2.5 EXPLORACIÓN POR SONDEOS ELÉCTRICOS

2.2.5.1 VERTICALES

Otro método para determinar resistividades del terreno en profundidad es el método geoeléctrico denominado Cuadripolo Simétrico Schlumberger (ver fig. 2.10) comúnmente conocido como Sondeo Eléctrico Vertical (SEV). La finalidad es averiguar la distribución vertical de las resistividades de los diferentes estratos o rocas en el subsuelo debajo del punto de investigación.

Consiste en la emisión medida de corriente continua en el terreno y en la medición con un equipo procesador de la diferencia de potencial existente en dos puntos fijos, según un esquema geométrico de cuatro electrodos. La variabilidad de distanciamiento entre electrodos de corriente y electrodos de potencial permite acceder a mayores profundidades.

A partir de un diagrama resultado de curvas de resistividad aparente, se calcula las resistividades reales y la profundidad de los distintas electro litologías con resistividades diferenciadas. Las curvas, en principio, se interpretan según los métodos del punto auxiliar y de sobreposición con curvas teóricas patrones, y consecutivamente se procede al control automático mediante computadora utilizando un modelo matemático basado en el método de los filtros ghosh. Si el control automático es positivo se procede al control geológico de la interpretación.

El sondeo eléctrico vertical, "SEV", permite medir la distribución vertical de la resistividad eléctrica en el subsuelo.

Esquema de funcionamiento

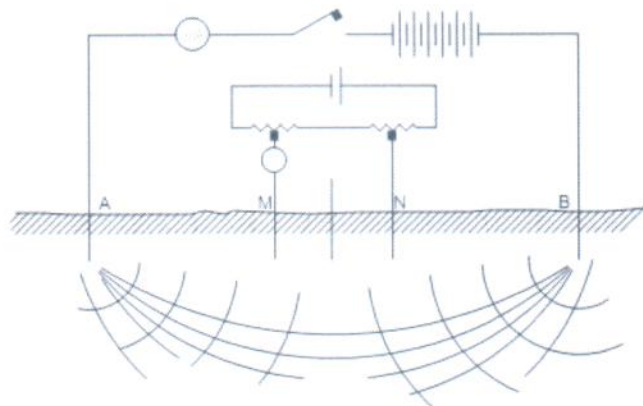


Fig. Nº: 2.10 esquema de funcionamiento de método geoelectrico. [8]

2.2.5.2 CIRCULAR

Su fundador fue uno de los primeros geofísicos que emplearon esta técnica en el mundo, inicialmente en estudios geotérmicos y en la búsqueda de agua en roca.

En profundidad se sabe que la resistividad eléctrica real en la dirección de la fracturación es normalmente menor que la resistividad en el sentido perpendicular a la misma. Si sobre la superficie del terreno suprayacente a rocas anisótropas se determina la resistividad aparente con un dispositivo orientado perpendicularmente a la fracturación, el valor de ésta resistividad resulta menor de lo obtenido con el mismo dispositivo orientado paralelamente a la fracturación. Este fenómeno se conoce con el nombre de “paradoja de anisotropía”.

En síntesis la “paradoja de anisotropía” se interpreta como que en un medio anisótropo, la corriente eléctrica se propaga en forma radial desde una fuente puntual (lo mismo también sucede en un medio isotropo).

La técnica geoelectrica que permite detectar ésta anomalía de resistividad aparente se basa en la ejecución de Sondeos Eléctricos Circulares (SEC), donde la modalidad operativa consiste en Cuadripolos Simétricos Schlumberger en cantidades de 3 a 6 con un mismo centro y azimut radial cada 30. 45 o 60°, lo que permite determinar la relación entre resistividad aparente y azimut.

Los resultados se grafican sobre diagramas polares de resistividad aparente.

Los puntos obtenidos se unen con una curva cerrada simétrica (cada medición en efecto, genera dos puntos entre ellos simétricos respecto al origen), que en el caso de una roca con un eje de fracturación preferencial, es con óptima aproximación una elipse.

El eje mayor de la elipse está orientado en la dirección del valor mínimo de la resistividad real, o sea en la dirección predominante de fracturación y además existe una relación entre excentricidad de la elipse misma y el grado de fracturación de la roca.

Las informaciones que se obtienen son: determinación de la dirección predominante de la fracturación, evaluación cualitativa del enlace entre las variaciones

del “coeficiente de anisotropía” y el grado de fracturación y una mejor definición de la situación estratigráfica-estructural del área investigada.

Características:

- El sondeo eléctrico “SE” permite medir la distribución vertical de la resistividad eléctrica en el subsuelo.
- Profundidad de investigación: variable, desde pocos metros hasta los 2000 m.
- Densidad de la información: alta en sentido vertical sobre el centro del SE y según el problema se diseña la grilla de prospección.
- Confiabilidad de la información: alta en sentido vertical sobre el centro del SE y con la obligación de confeccionar cortes electroestratigráficos; se trata de un método desarrollado hace más de 50 años.
- Método no invasivo: deben hincarse electrodos en el suelo hasta una profundidad de 0,30 m.
- Velocidad de prospección: es función de la profundidad que se pretende investigar. Por ejemplo, se pueden realizar 7 - 8 SE diarios con una apertura eléctrica de AB/2 de 50 m. suficiente para investigar alrededor de 25 m de profundidad.
- Se aplica sobre cualquier tipo de suelo, plano o con pendientes suaves
- Se puede aplicar sobre agua dulce o salada.

Información que se obtiene:

- Determinación de las distintas electrocapas existentes en la vertical del centro del SEV.
- Corte Electroestratigráfico, se construye con varios SEV relativamente alineados, brinda información litológica, estructural e hidrogeológica

Se muestran a continuación información relevada en un caso real por métodos de sondeo eléctrico representada en 2D en la figura 2.11.

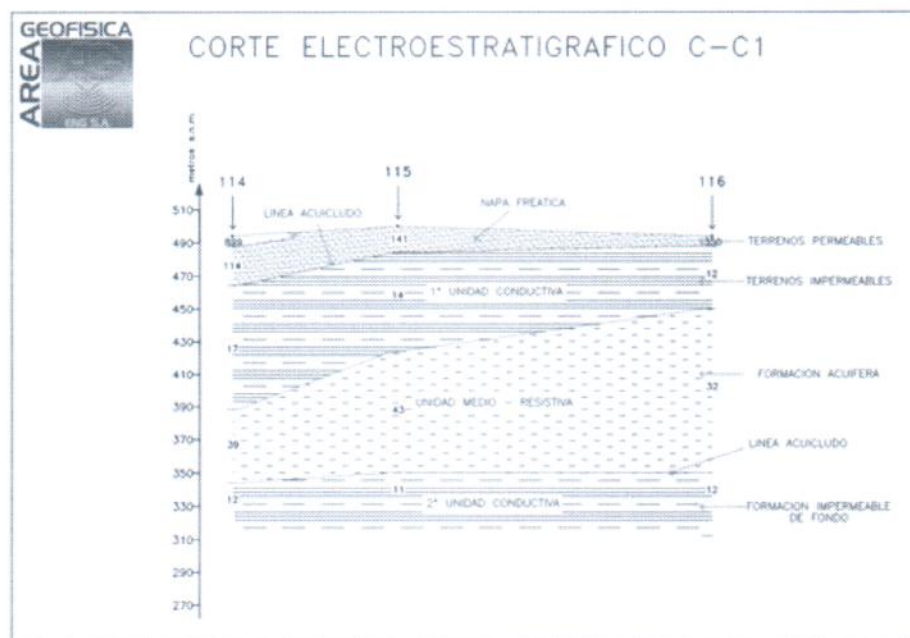
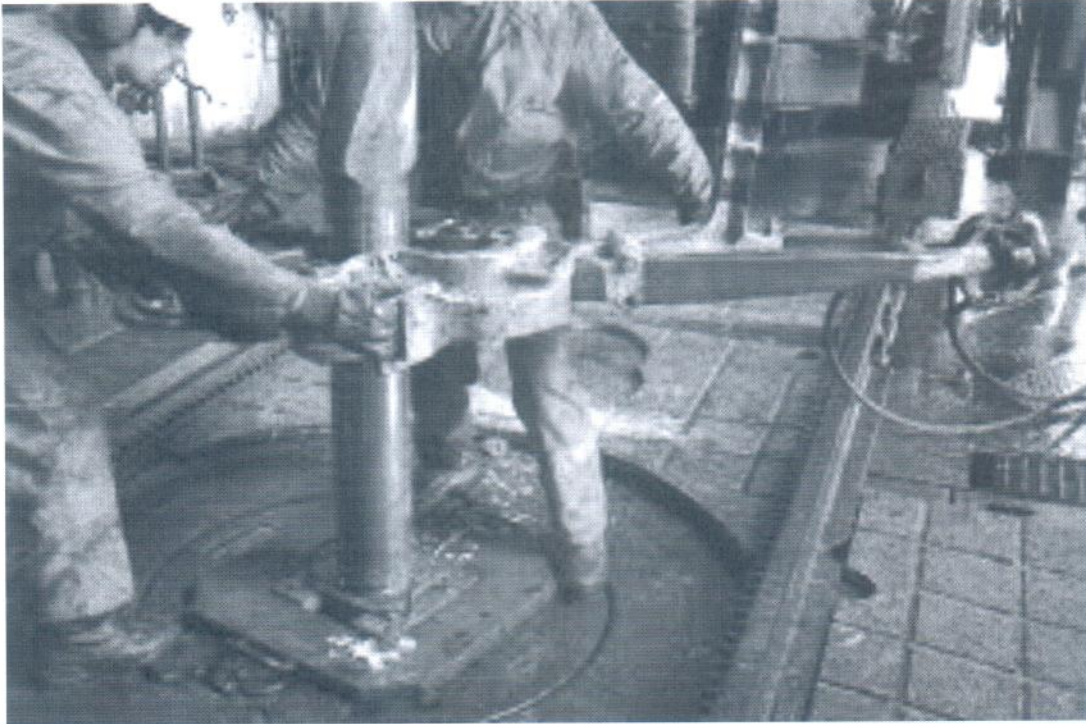


Fig. Nº: 2.11 información obtenida en sondeo eléctrico [8]

3 LA PERFORACIÓN



RESUMEN DEL CAPÍTULO

Se hace una descripción de todos los elementos en juego en una perforación petrolera, principalmente de las instalaciones necesarias para la actividad, de los equipos, de los distintos tipos elementos utilizadas en ella

La perforación petrolera fue una de las primeras actividades de la industria de los hidrocarburos. Las más antiguas fueron sin duda la geología y la petrofísica, ciencias básicas para la localización de posibles acumulaciones de hidrocarburos. No obstante su gran desarrollo, estas disciplinas hasta ahora no están en condiciones de probar fehacientemente la existencia de hidrocarburos en el subsuelo. Esta comprobación y la posterior extracción pertenecen al campo de la perforación y posteriormente a la producción petrolera.

La perforación petrolera, por lo tanto, es uno de los primeros eslabones en la cadena de la actividad hidrocarburífera que remata en el llenado del tanque de su automóvil, la producción de energía eléctrica o el gas que calefacciona su casa o cocina sus comidas.

3.1 ¿QUÉ ES UN POZO PETROLERO?

Es una obra de ingeniería efectuada con el objeto de investigar el subsuelo en busca de hidrocarburos o producirlos una vez que han sido hallados. Esta obra de ingeniería, a diferencia de otras, tiene dos características propias muy particulares:

- Una desmesurada relación profundidad-diámetro; con diámetros de no más de 20 o 30 centímetros se pueden tener longitudes de 5 o 6 kilómetros.
- El trabajo de la perforación se realiza fuera de la vista de los que lo efectúan o dirigen. Todo lo que conocen del avance de su obra es mediante información transmitida de alguna forma a la superficie.



Fig. Nº: 3.1 perforación de un pozo de extracción de petróleo. [11]

3.2 ¿CÓMO SE PERFORA UN POZO PETROLERO?

En principio es muy simple, se trata de fabricar un agujero en el subsuelo para llegar hasta donde se encuentra el hidrocarburo, para que el producto se ponga en contacto con la superficie y pueda ser extraído, de modo que podríamos imaginar algo así como una gigantesca agujereadora para hacerlo (fig. 3.1). Algo de esto es así, pero, en realidad, el proceso es bastante más complejo y no carente de riesgos.

3.3 ¿A QUÉ PROFUNDIDAD SE DEBEN PERFORAR LOS POZOS PARA OBTENER EL HIDROCARBURO?

La longitud que debe perforarse para llegar al estrato hidrocarburífero depende de cuán distante se encuentra este del punto de partida de la perforación. Actualmente se perforan pozos a profundidades de solo 500 o 600 metros, pero otros deben alcanzar los 7 u 8 mil metros y en longitud, se ha llegado hasta cerca de los 12 mil metros.

3.4 ¿CUÁNTO SE TARDA EN PERFORAR UN POZO?

El tiempo que se demora en perforar un pozo petrolero depende de la longitud a recorrer y de las características de los terrenos que se deben atravesar. Una perforación somera puede hacerse en solo tres días, y un pozo profundo y con formaciones difíciles de atravesar puede demorar hasta cerca de un año.

3.5 EQUIPOS DE PERFORACIÓN

Para poder efectuar las perforaciones con objetivo en los hidrocarburos es necesario disponer de un complejo y pesado equipamiento que permita llevar a cabo estas tareas con eficiencia, máxima seguridad y especial cuidado en la preservación de las condiciones ambientales.

La selección de estos equipos está en función de las necesidades que surgen del programa de perforación y su ubicación, lo que lleva a analizar la potencia instalada, la capacidad de elevación, el tipo y la capacidad de las bombas, el rango de profundidad y el ámbito de la perforación, tierra (plana, selva) o agua (río, lago o mar).

Según el ámbito geográfico de operaciones, podemos clasificar los equipos en:

- Equipos para perforación terrestre (*onshore*).
- Equipos para perforación costa afuera (*offshore*).

3.5.1 EQUIPOS PARA PERFORACIÓN TERRESTRE (ONSHORE)

Dentro de esta clase de equipos tenemos la siguiente división:

- **Convencionales:** ya en desuso, dado que la torre se armaba sobre la locación, demandaban mucho tiempo y eran muy costosos.
- **Móviles:** son equipos modernos, de fácil y rápida movilización. A su vez, estos se dividen en:
 - **Ensamblables:** las partes de estos equipos van montadas sobre patines, lo cual facilita su traslado sobre camiones y ensambladas fácilmente tal cual un "Mecano", el mástil en sí, luego de montado, se levanta con el malacate del equipo. Dentro de esta división encontramos los "equipos helitransportados", que dada la ausencia de caminos, se los debe mover con helicópteros; tienen la propiedad de haber sido construidos en módulos, cuyo peso no excede la carga máxima

admisible de los helicópteros. “Equipos medianos”, de fácil y rápido montaje y desmontaje, y “pesados”, con mástiles de gran resistencia, para pozos de 2.000 metros a más de 4.000 metros cuya movilización demanda de 2 o 3 días a semanas, dependiendo del porte de estos. También encontramos “equipos ultrapesados”, que cubren profundidades hasta los 7.000 metros.

- **Autoportantes:** son equipos para profundidades medias, 2.000 metros, y se caracterizan por ir montados sobre camiones o semirremolques, de mástiles telescópicos y pocos elementos auxiliares con la menor cantidad de cargas posible. Su desmontaje, traslado a corta distancia y montaje demandan no más de 20 a 24 horas.
- **Automáticos:** son equipos de última generación, hidráulicos, modulares, de alto grado de automatización con reducción de riesgo de accidentes y menor impacto ambiental. Poseen manipulador automático de cañería, el control y comando centralizado de la operación se realiza desde una cabina cerrada con comandos tipo “joystick”, por lo tanto, no hay exposición del personal. Menor número de cargas y sin uso de grúa, facilidad y rapidez en los desmontajes, transporte y montaje. Cubren una alta gama de profundidades de hasta 6.000 metros.

3.5.2 EQUIPOS PARA PERFORACIÓN COSTA AFUERA (OFFSHORE)

Estos equipos se caracterizan por su portabilidad y su máxima profundidad, donde encontramos dos modalidades:

- **Plataformas apoyadas en el fondo del mar:** son aquellas que descansan parcial o totalmente en el fondo del mar, son para aguas de menor profundidad (rasas). Se dividen en:
 - **Plataformas fijas:** equipos que se colocan sobre estructuras fijas, inmóviles, es decir, una vez levantados, no se mueven del sitio de la perforación. Son asentados en láminas de agua de no más de 400 a 450 metros.
 - **Plataformas autoelevadas (Jack-up):** se transportan remolcadas hasta el sitio de perforación, con sus patas de apoyo levantadas. Una vez ubicadas, se bajan los pilotes del *Jack-up* hasta el fondo y se levanta la plataforma flotante, por medio de gatos hidráulicos, hasta una altura tal que no sea afectada la operación por efectos del oleaje. Operan en láminas de agua de no más de 150 metros.

Ambos tipos de plataformas no sufren movimiento respecto al fondo del mar, y la perforación se asemeja más a la de tierra firme. Las columnas de revestimiento se extienden hasta la superficie

donde está instalada la válvula de seguridad o BOP (*Blow Out Preventer*).

- **Plataformas flotantes (fig. 3.2):** están en constante movimiento con respecto al fondo del mar, conectando la superficie con un conductor llamado *riser* y en este caso, los conductores llegan hasta la BOP. Son plataformas para perforar en grandes profundidades de lámina de agua y se dividen en:
 - **Semisumergibles:** son plataformas que pueden ser ancladas al lecho marino para mantenerse en su sitio; la mayoría ancla con láminas de agua del orden de 300 m, las de última generación anclan con láminas de agua de hasta 1.000 m. Para aguas superiores a 1.000 m, encontramos las plataformas con posicionamiento dinámico, varias hélices, propulsadas por potentes motores estratégicamente ubicados y respondiendo a un GPS, las mantienen en posición. La forma de los equipos semisumergibles amortigua el movimiento del oleaje de manera considerable, independientemente de la dirección de las olas y son transportables. Existen otros tipos de plataforma como las de boyas cilíndricas o las amarradas por tensores (*TLP, Tension Legs Platforms*).
 - **Barcos sonda:** son especialmente equipados para perforar, son afectados en mayor medida por el oleaje del mar, pueden ir anclados o con posicionamiento dinámico. Son autopropulsados.
 - **Barcazas o gabarras:** son barcos de casco plano, equipados para perforar en aguas poco profundas (ríos, lagos o en mar cerca de la costa). Estas barcazas no tienen propulsión propia, sino que tienen que ser remolcadas hasta las locaciones. Para mantenerlas en posición, se conectan a través de cables de acero que son tensionados por malacates especiales a boyas flotantes ancladas al fondo (6 a 8 boyas de anclaje). Normalmente la plataforma de trabajo se encuentra en voladizo, por lo que la boca del pozo está por encima de la superficie del agua.

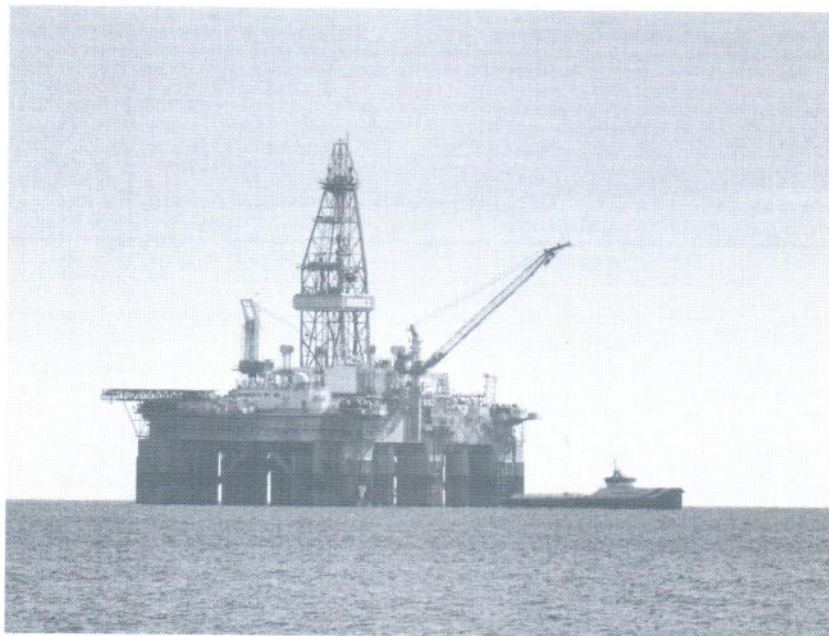


Fig. Nº: 3.2 Plataforma offshore. [11]

Los equipos perforadores requieren de una fuente de energía para su accionamiento. Según sus características podemos clasificarlos en:

- **Los equipos de accionamiento mecánico** son aquellos accionados directamente por motores diesel. Se requiere de una transmisión mecánica que permita distribuir la energía a los diferentes puntos de utilización. Las bombas, en este caso, por su alto consumo de potencia, suelen ser accionados directamente por motores diesel. Este tipo de accionamiento se utiliza en equipos pequeños, medianos y de *workover*, debido a facilita el traslado entre locaciones.
- **Equipos de accionamiento eléctrico** pueden ser con alimentación de línea o tener una planta generadora y motores eléctricos para accionar todos los sistemas principales y auxiliares. Los de alimentación directa son de escasa utilización, ya que su uso está restringido a áreas donde existan líneas de distribución eléctrica, y un equipo perforador debe poseer la flexibilidad de movilizarse a diferentes áreas y regiones. Los equipos de accionamiento eléctricos más utilizados son los llamados *diesel-eléctricos*, que tienen una planta generadora central accionada por motores diesel. Este tipo de accionamiento se utiliza preferentemente en equipos medianos y grandes. Los equipos eléctricos, a su vez, pueden ser de corriente continua, con sistema de SCR para rectificación de la corriente y control de la potencia o de corriente alterna, con sistemas variadores de frecuencia para control de la potencia requerida.

Todos los equipos *offshore* son de accionamiento diesel-eléctrico, ya que los equipamientos para perforar son de gran capacidad y, además, en este caso, al accionamiento para perforar se suman los requerimientos de la plataforma donde está instalado como artefacto marino.

- **Los equipos eléctrico-hidráulicos** son equipos que utilizan generadores y motores eléctricos para accionar sistemas hidráulicos, los cuales operan los distintos componentes. Este tipo de accionamiento se difundió principalmente con la necesidad de automatizar las operaciones de los equipos convencionales, centradas fundamentalmente en la reducción de la exposición del personal al riesgo durante las actividades de manipuleo de tuberías.
Con este sistema aparecieron equipos con diseños no convencionales, por ejemplo sin mástil, el cual fue sustituido por sistemas totalmente hidráulicos accionados por pistones.
Estos nuevos sistemas han permitido también aumentar la eficiencia de los trabajos en el piso del equipo de perforación y de la operación de perforación como tal.
Algunos de los componentes en este tipo de equipos son los sistemas automáticos de estiba, llaves de enrosque y ajuste automáticas, perforadores automáticos, *top drive*, etcétera.

3.5.3 EL EQUIPO HUMANO

La cuadrilla de perforación, que es la encargada de manejar el equipo perforador, se compone normalmente de entre 6 a 8 personas en cada turno de trabajo. La cantidad de integrantes de la cuadrilla depende del tamaño del equipo y de la importancia del pozo a perforar; también varía según se opere en tierra o en el mar.

La incorporación de equipamiento automatizado determina que la cantidad necesaria de personas para atender un equipo tienda a disminuir.

En general, las funciones que cumplen sus integrantes son las siguientes:

- **Supervisor o jefe de equipo:** es el máximo responsable de la cuadrilla y, generalmente, vive en el equipo, y está disponible las 24 horas del día. Se requiere una vasta experiencia en equipos, herramientas y en los trabajos de perforación.
- **Encargado de turno:** trabaja en un turno y, durante este, está a cargo de la cuadrilla. Cumple todas las tareas de rutina concernientes a la perforación. También se requiere que tenga una buena experiencia de trabajo y conocimiento profundo de las herramientas y equipos.
- **Perforador o maquinista:** es la persona que está en los comandos del cuadro de maniobras, a cargo de mantener la perforación dentro de los parámetros establecidos en el programa y de las maniobras de agregado de barras y viajes del trepano.
- **Enganchador:** está a cargo de maniobrar los “tiros” de barras de sondeo y portamechas durante las operaciones de sacar o bajar el trépano, para lo cual debe ubicarse en el piso de enganche una plataforma ubicada aproximadamente a 30 m sobre el piso de perforación. En el tiempo en que no se efectúan maniobras, tiene como función el cuidado del lodo y asistir en tareas generales.
- **Asistentes del perforador:** usualmente son dos operarios (en equipos grandes pueden ser tres) que trabajan en el piso de perforación, en el

enrosque y desenrosque de la columna perforadora, ya sea para agregar barras a medida que avanza la perforación o en las maniobras de sacar y bajar la columna en los cambios de trépano. En los tiempos en que no se efectúan estas operaciones, hacen tareas generales de limpieza y acondicionamiento del equipo y de las herramientas, incluyendo tareas de pintura del equipo.

- **Motorista:** es el responsable del cuidado, lubricación y mantenimiento de los motores del equipo; también se hace cargo de las reparaciones pequeñas. No en todos los casos este puesto es cubierto, dependiendo del equipo y políticas de cada compañía.
- **Mecánico:** no hay un mecánico por turno en los equipos de tierra medianos o pequeños. Normalmente, la compañía perforadora dispone de un servicio mecánico que acude al equipo en caso de que el supervisor lo solicite por fallas mecánicas que superen las posibilidades del personal que está en la locación. En los equipos grandes y de *offshore* hay un mecánico permanente en el equipo.
- **Electricista:** al igual que en el caso del mecánico, tampoco hay un electricista permanente en los equipos en tierra, excepto en los equipos grandes y de accionamiento eléctrico. También esta función está cubierta permanentemente en los equipos *offshore*.
- **Operador de grúa y asistentes de cubierta:** estas funciones se cumplen exclusivamente en los equipos *offshore*. El operador de grúa es necesario, ya que las plataformas disponen de grúas para izar las cargas desde los buques de apoyo. Los asistentes de cubierta son operarios que trabajan en el manipuleo de materiales y en su limpieza y ordenamiento. También hacen trabajos de pintura de las instalaciones que, por hallarse en el mar, necesitan de un frecuente cuidado para evitar la corrosión.

En un equipo terrestre la dotación permanente puede variar, según la importancia del equipo y trabajo a realizar, entre 25 y 30 operarios, repartidos en dos o tres turnos. En un equipo *offshore* viven en la plataforma entre 80 y 90 operarios, usualmente en dos turnos. La diferencia estriba en que en el caso *offshore* además de perforar, se deben atender las necesidades de la unidad marina de soporte, ya sea *Jack-up*, semisumergible o buque perforador.

3.6 SISTEMAS DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN

Un equipo de perforación está integrado por los siguientes sistemas que detallaremos a continuación:

3.6.1 SISTEMA DE ELEVACIÓN

Los componentes principales de este sistema son: La torre o mástil y la subestructura, el cuadro de maniobras y la corona-aparejo.

3.6.1.1 La torre o mástil y la subestructura

Todo el sistema de elevación necesita de una estructura (o subestructura) de soporte para resistir la carga del equipamiento y todo lo que se bajará dentro del pozo. Por otra parte, se requiere una estructura que permita elevar todos los tubulares que se movilizan hacia y desde el pozo, la cual se denomina genéricamente *torre*. Ambos constan de un entramado de perfiles diseñado para soportar las máximas cargas que deberán operarse en el equipo con coeficientes de seguridad suficientes. Las torres pueden ser de dos tipos: las fijas o torres propiamente dichas y los mástiles. La diferencia es que las torres son estructuras fijas, que deben montarse totalmente en cada caso; en cambio, los mástiles permiten ser rebatidos de la posición vertical a la horizontal y viceversa, en forma similar a la pluma de una grúa, lo que facilita su transporte. En algunos modelos de mástiles también es posible deslizar una parte de la estructura dentro de la otra, en forma telescópica o desarmarla en partes, de modo de reducir su longitud y hacer más fácil el transporte.

En los equipos para operar en tierra (*onshore*) se usan casi exclusivamente mástiles. En cambio, en las plataformas que operan en el mar (*offshore*) se utilizan torres fijas.

3.6.1.2 El cuadro de maniobras

El cuadro de maniobras (fig. 3.3), guinche o malacate, es una pieza del equipo perforador que tiene como función principal transmitir la potencia de los motores a la sarta de perforación a través del cable de perforación, durante las operaciones de sacar y bajar la sarta y los revestidores del pozo.

Consiste básicamente en un tambor que gira sobre un eje horizontal. Sobre ese tambor se arrolla un cable de acero, el cable de perforación. El eje del tambor está conectado a una caja de velocidades, la cual a su vez recibe el impulso de los motores de accionamiento; esto permite que el tambor desarrolle diferentes velocidades. El cable está, a su vez, accionando un sistema de aparejo, de modo que un gancho conectado al sistema de poleas viajeras puede bajar y levantar las cargas hacia y desde el pozo.

El cuadro de maniobras dispone de dos tipos de frenos: uno mecánico, del tipo a cinta o de disco, que permite un frenado prácticamente inmediato del tambor; el otro es un freno que puede ser hidráulico (hidromático) o electromagnético y actúa como un freno inercial que controla la carga en el descenso, que se produce por gravedad. En ambos tipos lo que se obtiene es un control de la velocidad del aparejo, lo que es especialmente importante cuando se están operando grandes cargas, ya que se impide que estas tomen una velocidad incontrolable en el descenso.

También es usual disponer de un tambor secundario, sobre el que se enrolla un cable de menor diámetro que el de perforación, llamado tambor de pistoneo y que se usa para efectuar maniobras de extracción de fluidos del pozo (pistonear). Este equipamiento es imprescindible en equipos de terminación y *workover*.

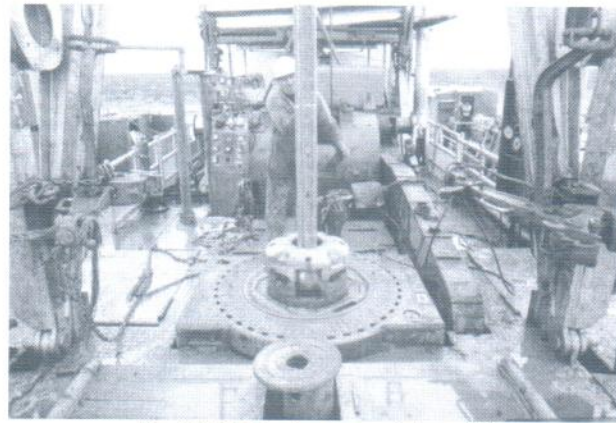


Fig. Nº: 3.3 Cuadro de maniobras. [1]

3.6.1.3 La corona-aparejo

La principal función de este conjunto es obtener una multiplicación de la fuerza impulsora para aumentar la capacidad de elevar cargas. El conjunto de aparejo consta, a su vez, de un conjunto de poleas fijas, sujeto en la parte superior de la torre, denominado corona y de un conjunto de poleas móviles que se vinculan a un gancho destinado a sostener las cargas, denominado aparejo. El cable de perforación, cuya función es resistir el peso de la sarta de perforación durante las operaciones de levantamiento y descenso, así como el de las tuberías de revestimiento, que tiene un punto fijo en el tambor, se enhebra a través de la corona y de las poleas móviles y termina en otro punto fijo, generalmente en un sitio opuesto al cuadro de maniobras llamado punto de anclaje o punto muerto del cable de perforación. A partir de ahí, el cable se continúa en la bobina que viene originalmente de la fábrica.

A fin de disminuir el riesgo de roturas del cable en las zonas de las poleas, se efectúan a intervalos determinados por el trabajo acumulado, lo que se denominan corridas y cortes del cable, que modifican su posición con respecto a las roldanas del aparejo. Por medio de esto se reemplaza el cable que trabajó en esas zonas, sometido a esfuerzos de tracción, flexión y desgaste por roce, por otro tramo que solo ha estado sometido a tracción durante el mismo período o en reserva, sin sufrir esfuerzos y, por lo tanto, con una disminución menor de su resistencia. El trabajo se mide usualmente en toneladas por kilómetro o toneladas por milla, según el sistema de medida a usar.

3.6.2 SISTEMA DE CIRCULACIÓN

En el sistema rotativo de perforación es necesario utilizar un fluido que llene el pozo y circule desde y hacia la superficie, cumpliendo las siguientes funciones básicas:

- Limpiar el fondo del pozo y acarrear los recortes de terreno que corta el trépano hasta la superficie.
- Refrigerar el trépano y toda la columna de perforación.
- Proveer una columna hidrostática capaz de ejercer una presión sobre las formaciones del subsuelo, que impida la entrada al pozo de los fluidos de formación.

- Mantener las paredes del pozo estables hasta que se coloque una cañería, lo que impide el desmoronamiento de los terrenos perforados.

3.6.3 SISTEMA DE ROTACIÓN

Su función principal es hacer rotar la sarta de perforación y permitir que el trépano perfora un hoyo desde la superficie hasta la profundidad programada.

La rotación necesaria para que el trépano pueda avanzar rompiendo las formaciones del subsuelo se consigue transmitiendo el movimiento desde la superficie o con un motor hidráulico ubicado inmediatamente encima del trépano y en algunos casos sumando ambas acciones.

3.6.3.1 Motores de fondo

Los motores hidráulicos de fondo (fig.3.4), llamados de desplazamiento positivo, son sencillos y muy efectivos; permiten generar potencia directamente sobre el trépano, sin la necesidad de rotar la sarta de perforación. Son accionados por el lodo de perforación y aunque pueden usarse en cualquier tipo de perforación, son imprescindibles para la perforación de pozos dirigidos u horizontales. Otro tipo de motor de fondo es la turbina hidráulica. Operan según los principios generales de estas máquinas, pero debido al reducido diámetro donde debe inscribirse el juego rotor estator, es necesario armar un gran número de etapas, en el orden de 100 o más, lo que agrega un factor adicional de costo a su mantenimiento. Por otra parte, necesitan desarrollar una alta velocidad, 1.000 rpm o más para la entrega necesaria de potencia, lo que las hace poco adecuadas en el uso de algunos tipos de trépanos. Por estas razones y debido al gran desarrollo del otro tipo de motor, su utilización ha ido decreciendo en la actualidad y solo se usan para algunas operaciones especiales. Por último, tenemos el trépano, de distintas características, según se detalla más adelante.

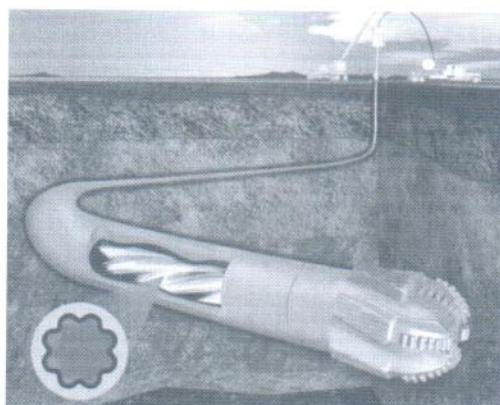


Fig. Nº: 3.4 Motor de fondo. [1]

3.6.3.2 Columna perforadora

La columna perforadora (fig. 3.5), de la que ya hemos hablado, está constituida por el conjunto de todos los elementos usados en la perforación rotativa que conectan

el equipo perforador con el trépano y que permiten transmitir la rotación y conducir el fluido de perforación desde la superficie hasta el fondo del pozo.

La columna perforadora incluye diferentes piezas tubulares como las barras de sondeo, los portamechas, las barras extrapesadas y otros elementos, entre los que se encuentran los estabilizadores y elementos de conexión. Todos ellos se unen mediante uniones roscadas.

- **Las barras de sondeo:** son piezas tubulares de acero, que tienen en sus extremos secciones soldadas de mayor diámetro que se llaman uniones. Las barras de sondeo son los componentes de la columna perforadora que cubren su mayor longitud. El diámetro nominal de las barras, indicativo de su tamaño, es el del diámetro exterior del cuerpo, el que a su vez tiene en sus extremos una sección de pequeña longitud llamada *recalque*, el cual puede ser exterior (que le da mayor diámetro exterior al cuerpo) o interior (que reduce el diámetro interior del cuerpo en esa misma longitud); también puede ser con ambos recalques externo e interno. En estos extremos se sueldan las uniones. Las barras de sondeo para un mismo diámetro nominal pueden obtenerse con diferentes calidades de acero (grados) y en diferentes espesores de la pared del cuerpo. Es muy común aludir a esta última característica haciendo referencia al peso unitario del cuerpo en libras por pie. También el tipo de unión puede variarse; existen tipos de uniones normalizadas y recomendadas por el *API*. El grado se distingue con una letra, una letra y un número o solamente con un número, por ejemplo: grado E, X95, 105, etc. El número significa, en miles de libras por pulgada cuadrada, la tensión de fluencia del material. Entonces, una barra de sondeo puede identificarse por las siguientes cinco características: diámetro, rango (longitud), grado (calidad del acero), peso unitario (que fija el espesor de pared del tubo) y tipo de conexión. Ejemplo: barras de sondeo de 5 pulgadas, grado X95, 19,5 lb/pie, conexión NC50. El *API* en su norma 7 presenta las medidas y calidades estandarizadas y también las características de resistencia de estos elementos.
- **Los portamechas:** son los encargados de proveer la carga necesaria sobre el trépano para perforar. Además, transmiten el movimiento de rotación al trépano y conducen el fluido de perforación. Son elementos muy robustos de acero de aleación, integrales, es decir, fabricados a partir de una única pieza de acero y con conexiones en sus extremos maquinadas sobre el tubo integral. Dado que son los encargados de dar el peso requerido por el trépano para avanzar, se construyen del mayor diámetro exterior y el menor diámetro interior que sea posible. De este modo, se consigue tener el máximo peso con una menor longitud y elementos de suficiente rigidez para soportar la compresión. Por ejemplo, un portamechas con diámetro exterior de 7 pulgadas (18 cm) e interior de 2,5 pulgadas (6 cm), pesa una tonelada y media. Los portamechas se identifican mediante su rango (largo), diámetro exterior, diámetro interior y tipo de conexión. A diferencia de las barras de sondeo, no existe distinción de grado (calidad), ya que todos los

portamechas son construidos del mismo acero, excepto los llamados *antimagnéticos* que tienen la propiedad de no interferir en las mediciones de las brújulas que indican la orientación de la perforación en los pozos direccionales y en cantidad de no más de uno o dos.

- **Las barras extrapesadas** están diseñadas para trabajar a compresión. Su uso es común en los pozos dirigidos y horizontales, ya que tienen mayor flexibilidad que los portamechas para adaptarse a las curvas de la trayectoria, de este modo pueden al mismo tiempo transmitir los esfuerzos compresivos.
- **Los estabilizadores:** cumplen la función de dar rigidez a la columna en su parte inferior, de modo que el trépano no pueda desviarse de su trayectoria y siga una dirección predeterminada por el perforador. Son piezas cortas, con aletas, que tienen en sus bordes un diámetro exterior igual o algo menor que el diámetro del pozo.
- **Reducciones y sustitutos:** para integrar los distintos componentes de la columna perforadora y conectar los diferentes tipos de roscas, se requieren a veces piezas que se adapten en cada extremo a los elementos que no pueden hacerlo directamente.

En general, todos los componentes de la columna tienen en un extremo rosca hembra (que se ubica hacia arriba) y en el otro rosca macho (que se ubica hacia abajo). En el caso del trépano, por ejemplo, este tiene por razones constructivas rosca macho para su conexión, de manera que para unirlo a los portamechas se requiere un sustituto doble hembra. Las reducciones y sustitutos son, en general, piezas de poca longitud.

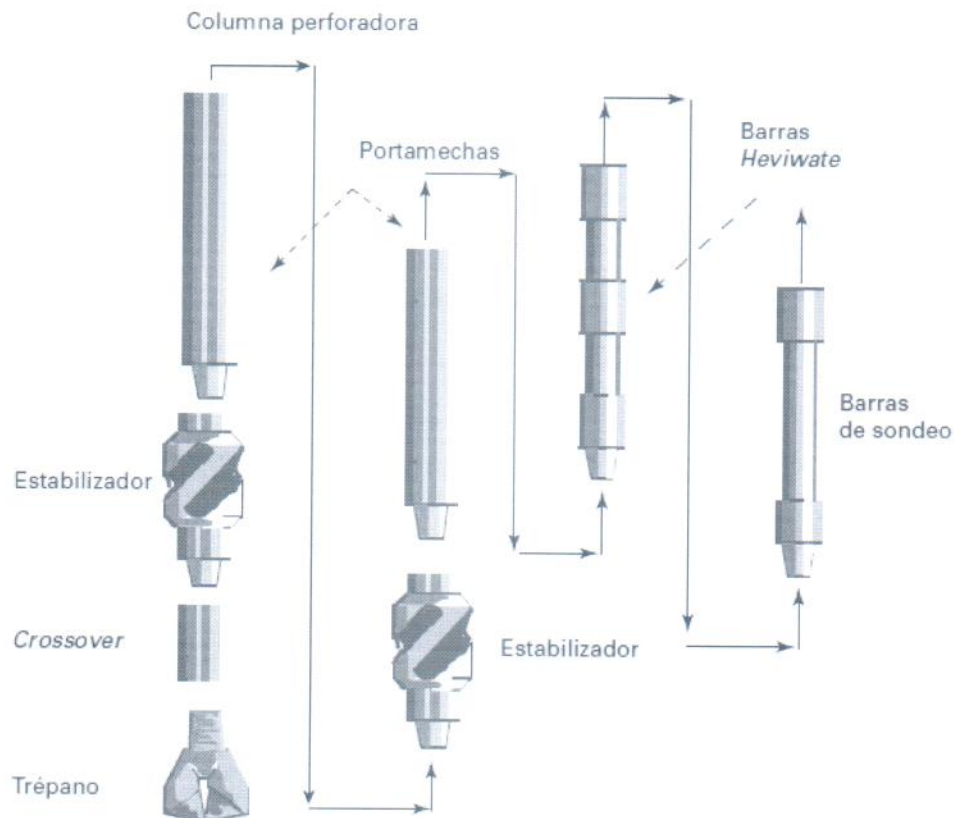


Fig. Nº:3.5 Elementos que conforman el trépano y la columna de perforación. [1]

3.6.3.3 Trépano

El trépano es el elemento básico responsable de la perforación, en realidad, todo el equipamiento de perforación está a su servicio. El trépano es una de las herramientas de menor costo en la perforación de un pozo, pero su incorrecta selección u operación puede causar grandes incrementos en los gastos programados. Desde los primeros tiempos de la perforación petrolera, los trépanos evolucionaron desde muy primitivas herramientas con muy limitada capacidad de cortar rocas de alta resistencia hasta los modernos trépanos de refinada tecnología. Pueden destacarse dos importantes hitos en el desarrollo de estas herramientas: en 1924 Howard Hughes patenta el trépano de conos que, con posteriores mejoras, fue la herramienta predominante durante alrededor de cincuenta años. En los ochenta se desarrolló un nuevo tipo de trépano, gracias a la fabricación de diamantes artificiales, un desarrollo de General Electric [11]. Usando cortadores, que son pastillas de diamante sintético, se consiguió ofrecer a los perforadores una herramienta muy eficaz.

Los diámetros de los trépanos están determinados por los diámetros de las tuberías a bajar en los pozos; esa luz entre ambos varía desde los trépanos con

26 mm para los tubos de menor diámetro y los trépanos con 105 mm para los tubos de mayor diámetro.

3.6.3.3.1 Tipos de Trépanos

Los trépanos en uso actualmente pueden clasificarse en dos grandes grupos:

- Trépanos de conos: Son hoy en su gran mayoría triconos y a su vez pueden ser:
 - Con dientes de acero maquinados: los dientes están tallados en el mismo cono.
 - De insertos: los dientes son piezas de carburo de tungsteno moldeadas a alta presión y temperatura que se encuentran colocados a presión en el cuerpo del cono.
 - Los trépanos tricono tienen, como su nombre lo indica, tres conos que giran libremente sobre sus ejes montados con cojinetes de rodillos, bolillas o fricción, de muy alta resistencia y lubricados adecuadamente.
- Trépanos de arrastre o compactos: Estos tipos de trépanos pueden ser:
 - *Con cortadores de diamantes artificiales (PDC)*: los trépanos de diamantes artificiales o PDC (Polycrystalline Diamond Compact), tienen cortadores que van montados sobre un soporte de carburo de tungsteno, el cual se implanta directamente sobre una matriz compacta de acero o carburo de tungsteno. Puesto que el diamante sintético puede moldearse en el tamaño y forma que se requiera, pueden fabricarse en diferentes formatos adaptables a las distintas formaciones que se necesite perforar.
 - *Impregnados con diamantes naturales*: no son de uso muy común, pero cubren en general las posibilidades de perforación en algunas zonas especialmente duras y abrasivas. Al igual que los PDC, tienen la ventaja de no tener piezas móviles, pero su costo es elevado. En estos trépanos, los diamantes (de tipo industrial) están implantados directamente sobre la matriz del trépano. Este tipo de cortador es de uso general en las coronas saca testigos.
 - Los trépanos compactos no incluyen elementos móviles y esta es una ventaja sobre los triconos, ya que no existe peligro de que se pueda quedar perdida en el pozo alguna de las piezas móviles.

En las figuras 3.6 y 3.7 pueden verse distintos tipos de trépanos: tricono de arrastre con cortadores policristalinos (PDC), un trépano híbrido que combina la tecnología de PDC y rodillo giratorio.



Fig. Nº 3.6 trepáno tricono [11]

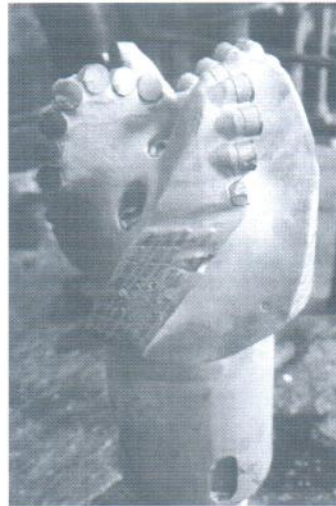


Fig. Nº 3.7 trepáno compacto [11]

3.6.3.3.2 ¿Cuál es el mejor trépano para perforar un pozo?

Debido a que los terrenos del subsuelo presentan muy diversos grados de resistencia a ser cortados, lamentablemente es imposible pensar en un único trépano para perforar todo tipo de pozo. Por lo tanto, es necesario disponer de una amplia variedad de estas herramientas, cada una diseñada para perforar un determinado tipo de terreno según sea blando, mediano o duro. Es de suma importancia que el perforador sepa elegir el trépano más adecuado para cada formación que debe perforar. Ya que en un mismo pozo se encuentran diferentes terrenos y que el trépano, como toda herramienta, sufre desgaste, un mismo pozo puede requerir la utilización de varios trépanos.

Cuando se describe el sistema de perforación rotativo, que es el usado para la perforación petrolera, se hace referencia a que la acción realizada es aplicar carga y rotación al trépano haciendo al mismo tiempo circular un fluido cuyas funciones básicas son la limpieza de los recortes que produce el trépano y refrigerar el trépano y la columna perforadora.

La velocidad de perforación (penetración) es, desde el punto de vista del perforador, la medida de la efectividad de su trabajo, conjuntamente con la reducción a su mínimo valor de los tiempos improductivos.

El mayor o menor grado de penetración es el resultante de la óptima combinación entre el tipo de trépano seleccionado, el peso sobre el trépano, la velocidad de rotación y los parámetros hidráulicos de la perforación. Estos parámetros perfectamente controlables dentro de ciertos límites, no podrán, sin embargo, compensar el resultado de una errónea elección del trépano. La figura 3.8 nos da una pequeña idea de cómo funciona un trepano tricono.

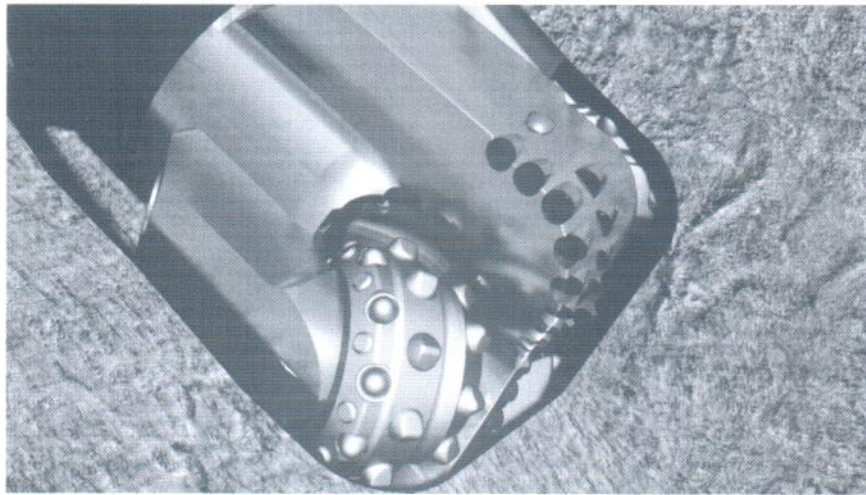
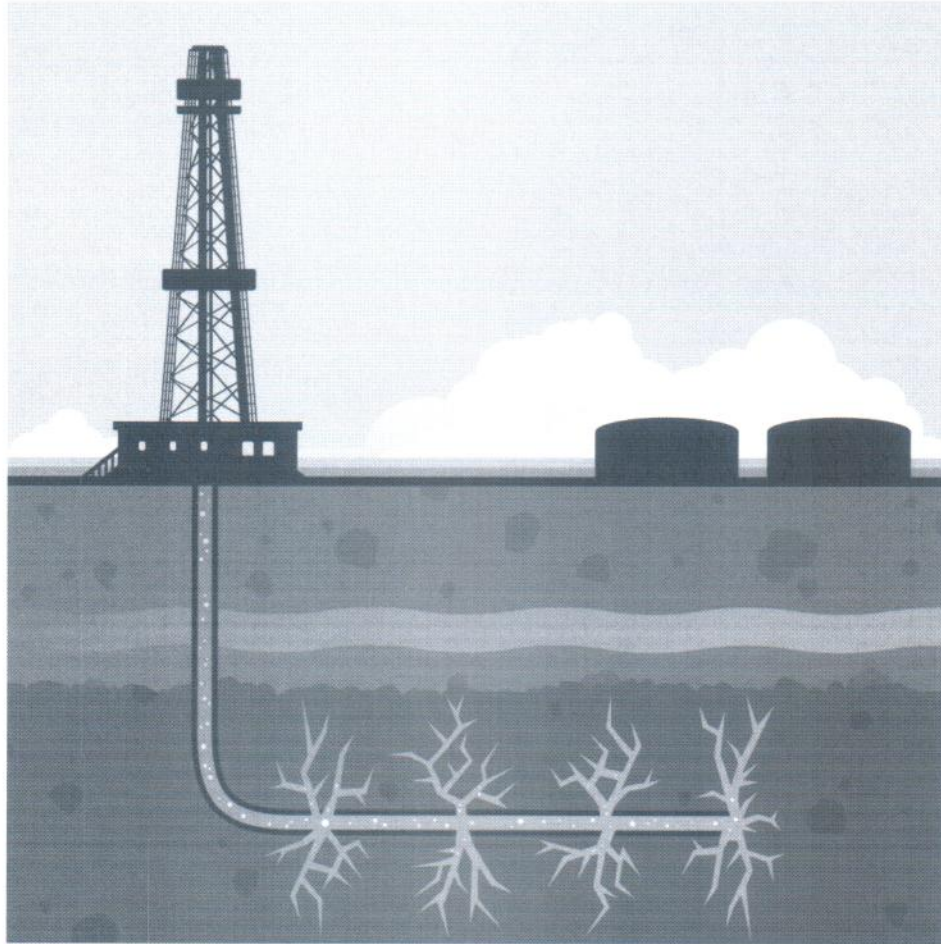


Fig. Nº: 3.8 trepano realizando la penetración. [11]

4 RECURSOS NO CONVENCIONALES



RESUMEN DEL CAPÍTULO

En este capítulo se hace una presentación de los llamados recursos “no convencionales”, cuáles son sus diferencias y similitudes con la extracción convencional y se presentan los distintos tipos de recursos que pueden ser aprovechados con estas tecnologías diferenciados por sus propiedades físico-químicas.

4.1 ¿QUÉ SON LOS NO MÉTODOS “NO CONVENCIONALES”?

Primero debemos hacer referencia a que tipo de yacimiento se aplican estos métodos y como se generaron con las distintas etapas geológicas de la Tierra. Desde hace millones de años la materia orgánica ha sufrido cambios debido a grandes presiones y temperaturas en ausencia de oxígeno. Innumerables microorganismos que alguna vez habían habitado las aguas se convirtieron primero en un material parafinoso, conocido como “querógeno” o “kerógeno” –que aún es posible encontrar en algunas formaciones–, para luego transformarse en compuestos líquidos y gaseosos: petróleo y gas. A este proceso se lo conoce como “catagénesis”. La roca en la que se produjo este proceso de sedimentación y transformación se conoce como “roca generadora”, y puede ubicarse hoy a grandes profundidades, incluso superiores a los 3.000 metros, aunque debido a los movimientos tectónicos en algunos lugares puede aflorar sobre la superficie. Está compuesta en su mayor parte por arcillas con un pequeño contenido de arenas y material carbonático. Dependiendo de su composición, es habitual denominarla con el término extranjero “shale”, incluso en textos escritos en español. También, como “lutita” o “esquisto”. Términos como “gas de esquisto” o “shale gas”, refieren al gas contenido en este tipo de rocas.

Una de las características principales de esta roca generadora es su relativa baja porosidad y escasa permeabilidad (semejante, para dar una idea, a la del asfalto de la ruta). Es decir que, en la roca generadora, el petróleo y el gas se encuentran encerrados u ocluidos en poros microscópicos, sin contacto entre ellos. Por este motivo, los hidrocarburos no pueden desplazarse por el interior de la formación ni escapar de ella, pero, es de conocimiento general, que la corteza terrestre se mueve. Y esos movimientos, sumados al propio proceso de generación de los hidrocarburos, fueron rompiendo la roca generadora y produciendo innumerables fisuras. A través de estas pequeñísimas fisuras, parte de los hidrocarburos pudieron escapar. Las fisuras, entonces, se convirtieron en verdaderos caminos por los cuales una parte del petróleo y del gas contenidos en la roca generadora lograron liberarse y comenzar a migrar hacia otras formaciones, más porosas y permeables. A través de éstas, el petróleo y el gas pudieron moverse con mayor facilidad, debido a que sus poros se encuentran conectados entre sí.

Los hidrocarburos que lograron escapar de la roca generadora lo hicieron generalmente hacia la superficie (el lento movimiento ascendente de estos fluidos se conoce como “migración”). A lo largo de los años, la migración llevó a estos hidrocarburos a atravesar gran diversidad de rocas, normalmente acompañados por agua presente en distintas formaciones. Algunos llegaron a la superficie, en donde se perdieron para siempre (aún es posible encontrar lo que habitualmente se llama “manaderos naturales”). Otros se encontraron en su camino con alguna estructura impermeable; un “techo”, que les impidió continuar con su desplazamiento. A estas estructuras las llamamos “trampas”.

Una vez retenidos por las trampas, los fluidos viajeros se ubicaron según su densidad, dentro de microscópicos poros, y atrapados por una “roca sello”. En la parte superior de estos se ubica un casquete formado por gas en equilibrio con el petróleo líquido en el centro, y acompañado por agua que se acumula en la parte inferior. La acumulación de gas y petróleo atrapada dentro de los minúsculos poros de estas

formaciones permeables constituye un depósito de hidrocarburos; un “yacimiento”. Ahora sí, podemos imaginar esos fluidos acumulados no en una gran bolsa o caverna subterránea, sino en poros tan pequeños que, a simple vista, no se pueden distinguir. Como si los fluidos ocuparan los extremadamente diminutos poros de una esponja. Estos están conectados entre sí, formación permeable, y, por eso, los hidrocarburos pueden desplazarse por el interior de la roca.

Durante décadas los exploradores dirigieron sus trabajos hacia estas trampas para determinar si había hidrocarburos acumulados, y si estos eran explotables. Es lo que se denomina “explotación convencional”. Y, por experiencia, generalmente sólo en una de cada diez trampas identificadas se pudo hallar gas y petróleo. Sin embargo, no todos los hidrocarburos pudieron abandonar la roca generadora y migrar hasta llegar a las trampas para formar parte de yacimientos. Gran parte del gas y del petróleo quedó allí, en la roca que los generó, en las formaciones shale, sin migrar jamás, algo que se conoce desde hace muchos años. De hecho, siempre se supo que las rocas generadoras contenían gran cantidad de hidrocarburos. El problema era que la tecnología existente no servía para extraerlos en forma económica y sustentable.

También se conocían otras estructuras de baja permeabilidad y porosidad, aunque no tan bajas como las de las rocas generadoras que contenían hidrocarburos, cuya extracción resultaba igualmente inviable: las llamadas “arenas compactas” (en inglés, tight sands). Tanto las rocas generadoras shale como las arenas compactas son acumulaciones que no están restringidas geográficamente a una “trampa”, sino que son mucho más extensas y se las denomina “acumulaciones continuas”. Entonces, hace algunas décadas, en los Estados Unidos se empezó a buscar la manera de explotar los hidrocarburos de esas arenas compactas. ¿Cómo sacarlos de allí? La idea más sensata fue abrir fisuras en la formación; es decir, generar caminos, para que el gas y el petróleo pudieran escapar, como lo habían hecho alguna vez, naturalmente. En definitiva, mejorar la permeabilidad de manera artificial. Para abrir esas fisuras se decidió echar mano a un método conocido, que se utilizaba desde hacía décadas en reservorios convencionales: la inyección de un fluido a gran presión, junto con arena, esta última como soporte para apuntalar las fisuras abiertas.

Este método funcionó, las arenas compactas liberaban los hidrocarburos por las fisuras abiertas artificialmente y apuntaladas por la arena. ¿Funcionaría el mismo método aplicado a la roca generadora, al shale, aún más impermeable? En este caso no había que abrir fisuras, sino que bastaba con reabrir las que había generado la naturaleza durante el proceso de formación de los hidrocarburos.

La investigación comenzó en los años 70, se intensificó en los 80 y a partir de 1995 se hizo viable económicamente [12]. Mediante esta técnica la roca generadora liberaba su generosa carga de gas y petróleo, si se reabrían las fisuras artificialmente y se apuntalaban con arena. A este método para crear permeabilidad artificial lo llamamos “estimulación hidráulica” (ver figura 4.1), aunque es habitual encontrar información en donde se lo denomina “fractura hidráulica”, “hidrofractura” o “fracking”.

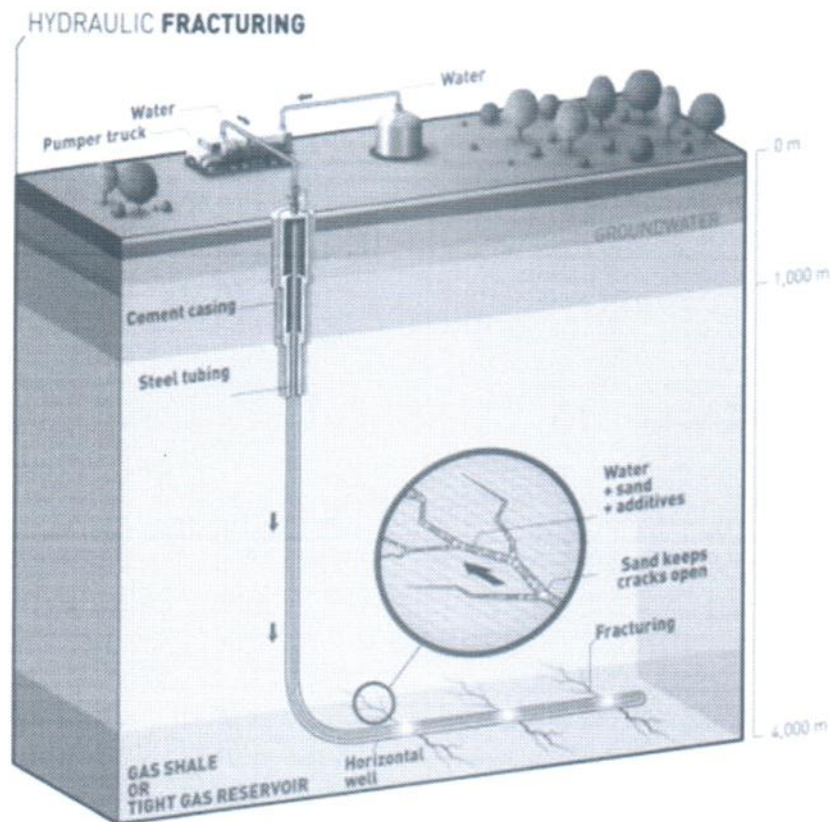


Fig. Nº:4.1 Esquema de perforación horizontal con fractura hidráulica. [13]

Desde hace más de un siglo la actividad de las empresas de exploración y producción de petróleo y gas se concentró en explorar y desarrollar los reservorios “convencionales”. Así que, por contraste, a los reservorios de arenas compactas y a los ubicados en rocas generadoras, entre otros, se los llamó “no convencionales”. Es importante aclararlo, porque suele dar lugar a confusiones: los hidrocarburos convencionales y los no convencionales son iguales. Son exactamente el mismo gas y el mismo petróleo. Lo que cambia es el tipo de reservorio en el que se encuentran y, por lo tanto, existen algunas diferencias en las técnicas de extracción. Los reservorios convencionales pueden requerir la ayuda de la estimulación hidráulica o no, es decir, se inyecta agua dentro del pozo para que por diferencia de densidades esta haga que el hidrocarburo suba a la superficie. Para los no convencionales (en este caso provenientes de reservorios tight y shale) la estimulación hidráulica es una condición necesaria, y a una escala mayor que en el caso de los convencionales. La diferencia entre convencionales y no convencionales está también en el comportamiento de la producción que proviene del pozo, en la cantidad de pozos necesarios y, como se dijo, en las magnitudes de la inyección de fluidos necesaria. Todo esto determina que las operaciones no convencionales requieran mayores inversiones iniciales que las convencionales. No todas las rocas generadoras tienen petróleo y gas en cantidades iguales ni todas responden de la misma manera a la estimulación. Incluso, es posible encontrar diferencias dentro de una misma roca generadora.

4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES

Reservorios de Petróleo

- Reservorios de Petróleo pesado (Heavy Oil)
- Reservorios Oil Shale
- Reservorios Low Permeability

Reservorios de Gas

- Reservorios Tight-Gas
- Reservorios Shale Gas
- Reservorios Gas Hydrate
- Reservorios Coalbed Methane (CBM)

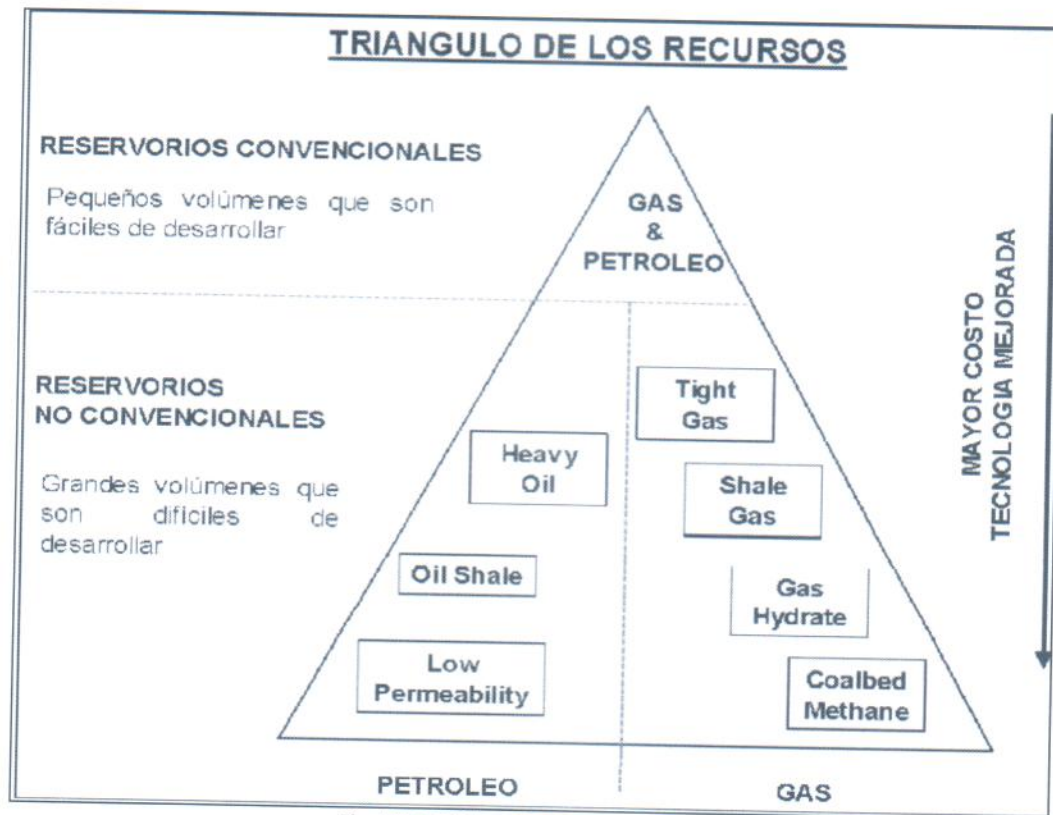


Fig. Nº4.2: Triángulo de los recursos. [2]

La Figura (fig 4.2) se refiere al denominado Triángulo de los Recursos, que fuera publicado por Masters & Grey en 1970 [2]. El concepto del Triángulo de los Recursos sugiere que todos los recursos naturales se encuentran depositados en la naturaleza siguiendo una distribución normal. Para el caso del petróleo y gas, los reservorios de alta permeabilidad, son de tamaño pequeño, y son fáciles de desarrollar una vez que han sido descubiertos.

Para el caso de los depósitos o reservorios de baja permeabilidad o alta viscosidad, los volúmenes de hidrocarburos son enormes; siendo lo difícil el desarrollo de la tecnología para explotar económicamente estos reservorios.

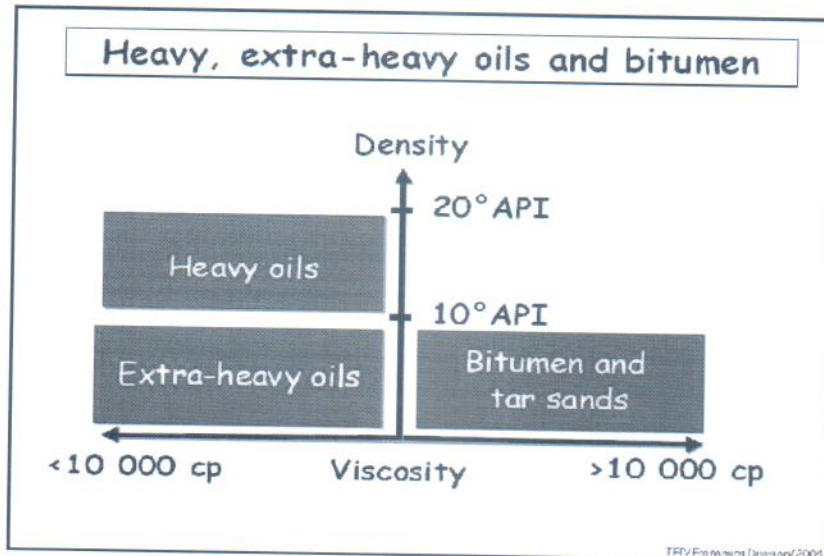


Fig. N°:4.3 Esquema comparativo entre petróleos pesados y, bitumen y tar sands. [2]

4.3 RESERVORIOS DE PETRÓLEO

Los petróleos pesados son parte de los petróleos no convencionales, y se definen como aquellos que tienen una gravedad $^{\circ}\text{API} < 20^{\circ}\text{API}$. La gravedad API, sin embargo, no describe completamente las propiedades del flujo de un crudo (fig. 4.3). La resistencia al flujo se representa mejor por la viscosidad del petróleo. Por ejemplo, algunos crudos pueden ser pesados (baja gravedad) pero tener una baja viscosidad a la temperatura del reservorio comparada con algunos crudos livianos.

Con la finalidad de ilustrar la ubicación de los petróleos no convencionales, dentro de la gama de petróleos pesados, se ha dividido a estos en cuatro grupos tal como lo indica en la tabla 4.1.

GRUPO	TIPO	VISCOSIDAD	$^{\circ}\text{API}$	COMENTARIO
I	Petróleo Pesado Mediano	$100\text{cPo} > \mu > 10\text{cPo}$	$25^{\circ} < ^{\circ}\text{API} < 18^{\circ}$	Es móvil a condiciones de reservorio
II	Petróleo Extra Pesado	$10,000\text{cPo} > \mu > 100\text{cPo}$	$20^{\circ} < ^{\circ}\text{API} < 7^{\circ}$	Es móvil a condiciones de reservorio
III	Tar Sand / Oil Sand	$\mu > 10,000 \text{ cPo}$	$12^{\circ} < ^{\circ}\text{API} < 7^{\circ}$	No es móvil a condiciones de reservorio
IV	Oil Shales			Recuperable solo por minería.

Tabla N° 4.1: Clasificación de los Petróleos No Convencionales. Fuente: Bengt Söderbergh, "Canada's Oil Sands Resources and Its Future Impact on Global Oil Supply", Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group, Uppsala University.

De los grupos mostrados, en la actualidad se denominan hidrocarburos líquidos no convencionales, a los tres últimos grupos (II, III y IV), en detalle:

4.3.1 PETRÓLEO EXTRA-PESADO (EXTRA-HEAVY OIL):

De acuerdo a la definición, los Heavy Oil son los crudos que tienen gravedad API en el rango de 10° a 20°. El término “extra heavy oil” y “bitumen” se refiere a petróleos con gravedades específicas menores que la densidad del agua, o menores que 10°API. La distinción entre “bitumen” y “extra heavy oil” no está referida a gravedad o composición química sino que la viscosidad del “Bitumen” es mayor que la viscosidad del “Extra Heavy Oil” a presión y temperatura del reservorio. Por otro lado, el “Bitumen” es prácticamente inmóvil a la temperatura del reservorio, el “Extra Heavy Oil” tiene cierto grado de movilidad.

El petróleo Extra-Pesado se define como el fluido que tiene menos de 10° API pero tiene una viscosidad menor de 10,000 centipoise. Los crudos pesados son el resultado de la oxidación bacteriana de los petróleos convencionales dentro de la roca reservorio, tienen diferentes propiedades físicas y químicas, que son generalmente degradadas: alta viscosidad, alto contenido de metales y mayor contenido de azufre y nitrógeno que el petróleo convencional.

4.3.2 TAR SAND U OIL SAND - BITUMEN NATURAL (NATURAL BITUMEN)

Las “Tar Sands” son granos de arena o, en algunos casos, rocas porosas de carbonato que están íntimamente mezcladas con un crudo muy pesado, tipo asfalto llamado bitumen. El bitumen es muy viscoso para ser recuperado por técnicas tradicionales de recuperación de petróleo. Las “Tar Sands” contienen cerca del 10-15% de bitumen, y el resto es arena u otros materiales inorgánicos.

Los recursos mundiales de Tar Sands se estiman en cerca de tres veces de las reservas conocidas de petróleo. Si el “Tar Sands” se calienta a cerca de 80 °C, inyectando vapor en el depósito de una forma análoga a la recuperación mejorada de petróleo, la elevada temperatura causa una reducción de la viscosidad del bitumen, lo suficiente para permitir su bombeo a superficie. Alternativamente, es a veces más fácil minar la “Tar Sands” como material sólido. Cuando la “Tar Sands” minada se mezcla con vapor y agua caliente, el bitumen flotará en el agua mientras que la arena se hunde a la parte inferior del recipiente, permitiendo una fácil separación. Calentando el bitumen por encima de los 500 °C se convierte cerca del 70% de este a petróleo crudo sintético. La destilación de este petróleo genera buenos rendimientos de kerosene y otros productos líquidos en el rango de destilados medios. El resto del bitumen se crackea térmicamente para formar productos gaseosos o se hace reaccionar térmicamente para formar coque del petróleo. Casi un 25% de todo este recurso se encuentra en formaciones de carbonatos con pequeñas cavernas que aún no ha sido desarrollado comercialmente. [2]

Los distintos métodos de recuperación poseen muchos desafíos: tecnológicos, económicos, infraestructura, ambientales y sociales.

4.3.3 PETRÓLEO DE LUTITAS (OIL SHALE)

El Oil Shale (fig. 4.4) se produce a través de fracturas en la Lutita. En este caso, la lutita es la roca fuente, la roca reservorio y el sello. El "Oil Shale" es una roca inorgánica, no porosa que contiene un poco de material orgánico bajo la forma de kerógeno. Se puede decir que el "Oil Shale" es similar a la roca fuente que generó petróleo. Una diferencia importante entre el "Oil Shale" y la roca fuente es que la primera contiene mayores cantidades de kerógeno (tanto como el 40%) que la última, que contiene generalmente cerca del 1%. Una segunda gran diferencia es que el "Oil Shale" nunca se ha expuesto a temperaturas suficientemente altas para convertir el kerógeno en petróleo. En cierto modo, podemos pensar que el "Oil Shale" es como un híbrido entre el petróleo y el carbón. El "Oil Shale" contiene más kerógeno que la roca fuente, pero menos que el carbón.

La composición del petróleo obtenido del "Oil Shale" es mucho más similar a la composición del petróleo que a la del carbón. Algunos "Oil Shale" se pueden encender, al igual que el carbón, y quemarse con una llama muy fuliginosa, similar a un carbón con un alto contenido de materia volátil. Sin embargo, las "Oil Shale" no son de interés como combustibles sólidos. El interés principal está en la posibilidad de conversión a combustibles líquidos. Los "Oil Shale" pobres contiene cerca del 4% de kerógeno. Cuando se calientan a 350-400°C, rinden cerca de 6 galones de petróleo por tonelada de "Oil Shale". Los "Oil Shale" ricos, pueden contener hasta 40% de kerógeno y rendir típicamente cerca de 50 galones de petróleo por tonelada.

La recuperación del "Oil Shale" se lleva a cabo utilizando técnicas de explotación minera similares a los métodos usados en la explotación del carbón. El petróleo es recuperado calentando la "Oil Shale" en ausencia de aire a la temperatura de 500°C o más. Típicamente, el 75-80% del kerógeno se convierte en petróleo.

Una alternativa a la minería es el calentamiento in situ. En este proceso, se efectúan huecos al depósito de Shale y se inyectan gases y aire caliente dentro de la Shale, la que puede calentarse hasta hacer que el kerógeno fluya en el subsuelo. El calentamiento insitu elimina el costo de la explotación minera, algunos costos de equipos en superficie y el problema de disposición de la Shale después que se ha extraído los líquidos.



Fig Nº: 4.4 Formación de oil shale. [14]

4.3.4 METODOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN

Existen tres métodos que están siendo usados en el mundo, para producir crudos pesados:

4.3.4.1 Métodos en Frío (Cold methods)

La producción de crudos pesados proviene de pozos verticales convencionales. Por ejemplo en Venezuela, en 1980 las tasas de producción fueron entre 100 a 200 barriles de petróleo por día [2]. Sin embargo, con las mejoras tecnológicas tal como las bombas electrosumergibles, pozos horizontales, pozos multilaterales y el uso de diluyentes se ha logrado incrementar la producción a 1,500 – 3,500 barriles por día. Se prefiere los métodos de producción en frío, donde:

- La viscosidad en los reservorios es relativamente baja.
- las condiciones del reservorio son favorables (alta temperatura, alta permeabilidad, alta porosidad).
- El petróleo es “foamy Oil” por lo que el gas asociado sale de solución cuando el petróleo está siendo producido.

Bajo estas condiciones el petróleo pesado fluirá hacia los pozos. Existe un método especial denominado “CHOPS” (cold heavy Oil production with sand) donde pozos horizontales producen arena con petróleo. De esta manera se mejora la permeabilidad alrededor del pozo durante la producción. Los métodos en frío limitan el factor de recuperación a un rango entre 10% a 20%. La Figura 4.5 nos muestra un esquema de cómo es este método de extracción.

4.3.4.2 Inyección de vapor (*Steam injection*)

La viscosidad del petróleo se puede reducir si se incrementa la temperatura, lo cual puede ser lograda por inyección de vapor. Existen varios métodos específicos que usan inyección de vapor (fig. 4.6), tal como:

- **Inyección continua de vapor (Steam flood).**-La aplicación de vapor hace que el petróleo fluya fácilmente a los pozos de producción. El vapor se extiende a través del reservorio hacia los pozos productores. La inyección de vapor incrementa la presión del reservorio lo cual hace que el petróleo fluya mucho mejor hacia los pozos. En algún momento, el vapor irrumpe en los pozos productores.
- **Soporte por Inyección Cíclica de vapor (Cyclic steam support -"CSS").** En este caso se inyecta vapor en un pozo y posteriormente se produce petróleo por el mismo pozo. También se conoce con el nombre de método "huff and puff". Este método puede ser aplicado a pozos verticales y pozos horizontales.
- **Vapor Asistido por Drenaje Gravitacional (Steam Assisted Gravity Drainage -"SAGD").**- Este método emplea dos pozos horizontales. El pozo superior inyecta continuamente vapor y el pozo inferior produce petróleo basado en el concepto de drenaje gravitacional. En general la inyección de vapor y el SAGD pueden alcanzar factores de recuperación entre 30% a 70%, dependiendo de las condiciones del reservorio. El método CSS tiene típicamente bajos factores de recuperación. La economía de los proyectos de inyección de vapor es impactada por requerimientos de vapor por barril de petróleo producido y el costo del gas natural u otra fuente requerida para producir vapor.

4.3.4.3 Minería (*Mining*)

Este método tiene un factor de recuperación mayor al 80% [2]. Este método solo es factible en áreas donde los sedimentos que suprayacen al reservorio son relativamente delgados.

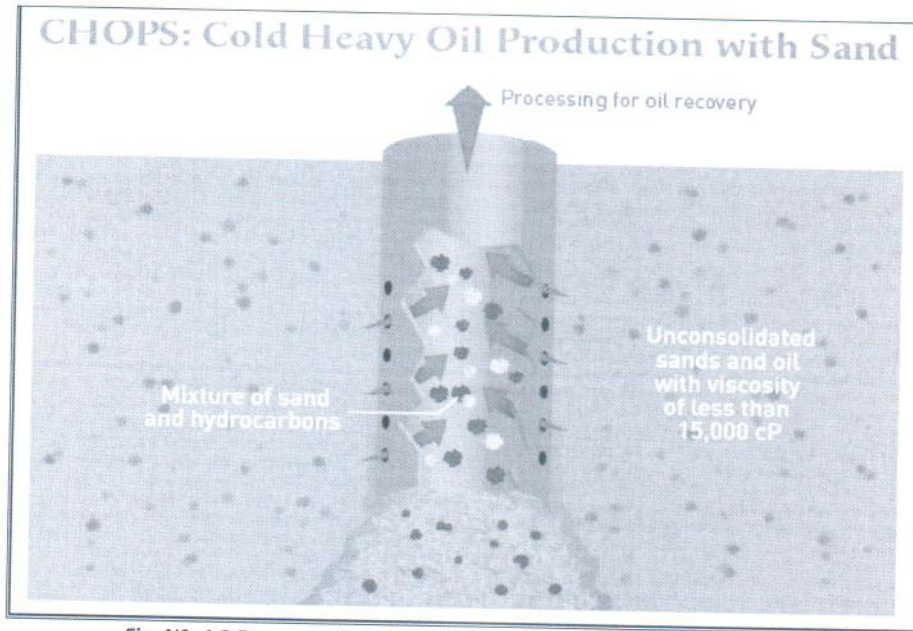


Fig. Nº: 4.5 Esquema de producción de petróleo pesado con arena. [15]

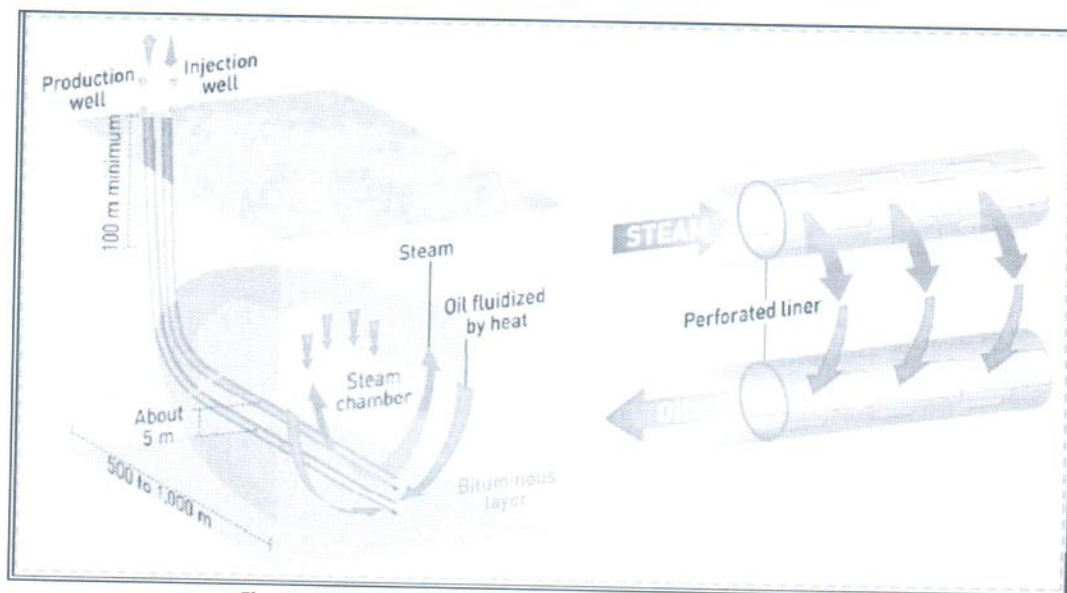


Fig. Nº: 4.6 extracción de petróleo por inyección de vapor. [15]

4.4 RESERVORIOS DE GAS

El gas natural es formado a través de millares de años por la combinación de presión y de temperatura sobre material orgánico atrapado en la roca. Después de que el gas natural es formado, la presión de la tierra empuja al gas hacia arriba a través de pequeños poros y grietas en las roca hasta que alcance una capa de roca impermeable donde el gas queda atrapado.

Para el caso del gas no convencional, se distinguen 4 clasificaciones:

- **Tight Gas:** formado en arenisca o carbonato con permeabilidad baja que impide que el gas fluya naturalmente.

- **Coalbed Methane (CBM):** formado en depósitos de carbón y adsorbido por las partículas del carbón.
- **Shale Gas:** formado en lutita de grano fino con permeabilidad baja en la cual el gas ha sido fijado por adsorción a las partículas de arcilla o es mantenido dentro de minúsculos poros y micro fracturas.
- **Methane Hydrates:** una combinación cristalina de gas natural y agua, formada a bajas temperaturas y alta presión en lugares tal como debajo de los océanos y bajo capas permanentes de hielo.

Con la declinación de la producción y el aumento en la demanda de combustibles fósiles, la producción económica de gas de fuentes No Convencionales (Tight Gas, CBM y Gas Hydrate) es un gran desafío. El gran volumen y el potencial a largo plazo, atractivos precios del gas y el interés de los mercados internacionales, hace que el gas No Convencional sea considerado en nuestro futuro de la energía.

Los reservorios de gas no convencional son un importante componente de la oferta de gas natural en USA. Al pasar desde casi un nivel de producción muy bajo en los inicio de 1970s, hasta hoy día, en que particularmente los tight sands, proporciona casi el 30% de la oferta de USA. [2]

El recurso gas natural no convencional ofrece un potencial menor que los líquidos no convencionales, pero la distribución global está mucho más esparcida.

Existen tres principales fuentes de producción de gas no convencional y una cuarta que tiene un significativo potencial futuro.

4.4.1 GAS DEL CARBÓN (COALBED GAS)

El carbón es la fuente de energía más abundante de hidrocarburo en el mundo (fig. 4.7). Para el caso del "Coalbed Methane - CBM", los volúmenes de gas rico en metano fueron generados y atrapados cuando este se formó a partir del material vegetal.

Hasta las últimas décadas, este gas era conocido como peligroso para los mineros en las minas de carbón subterráneas. Ahora es considerado como una significativa fuente de energía en muchas partes del mundo y su desarrollo es el más avanzado en Norteamérica.

A pesar de los desafíos técnicos económicos y ambientales, las reservas de CBM ofrecen:

- Bajos costos de perforación, profundidades someras;
- Reservas de larga vida, bajas tasas de declinación y sostenidas tasas de producción;
- Grandes áreas para explorar;
- Existencia de tecnología avanzada.



Fig. Nº: 4.7 Países en producción y exploración de CBM. [15]

El Coalbed Methane es uno de los mejores ejemplos de cómo la tecnología puede tener impacto en el conocimiento y eventual desarrollo del recurso gas natural. Mientras el gas se ha conocido por existir dentro de las capas del carbón, desde 1989 se ha logrado una significativa producción. Los reservorios de CBM anteriormente fueron perforados y evaluados por muchos años, pero nunca fueron producidos. La nueva tecnología y la investigación enfocada en ellos, resolvieron las complejidades asociadas y lograron ponerlo en producción. Otros factores si son de considerable diferencia, tal como la evaluación del recurso con respecto a los valores de gas in situ. El gas natural en las capas de carbón se encuentra absorbido a la superficie del carbón, permitiendo que se almacene más gas que en una roca convencional de formaciones poca profunda y de baja presión.

Para recuperar el gas absorbido, se tiene que reducir la presión de manera sustancial. Por otro lado, muchas de las capas de carbón están saturadas de agua, lo que genera que se tenga que bombear grandes volúmenes de agua, al reducir la presión.

4.4.2 GAS DE ARENAS DE BAJA PERMEABILIDAD ("TIGHT SAND GAS", ANOMALOUSLY- PRESSURED BASIN-CENTRED GAS)

El Tight Gas existe en los reservorios con permeabilidades en el rango de los microdarcies. El Tight Gas no tiene una definición formal, y el uso del término varía considerablemente. Para Law y Curtis (2002) definieron a los reservorios "Tight" o reservorios de baja permeabilidad como aquellos que tienen permeabilidades menores a 0.1 milidarcies. Por lo tanto, el término "Tight Gas" se refiere a reservorios de gas natural con una permeabilidad promedia de menos de 0.1 mD.

Muchos reservorios de gas "Ultra Tight" pueden tener permeabilidad "in-situ" por debajo de 0.001 mD.

La muy baja permeabilidad es un resultado de que los poros son pobremente conectados por tubos capilares muy estrechos. El gas fluye a través de estas rocas

generalmente a tasas muy bajas y son necesarios métodos especiales para producir este gas. La producción de gas de un pozo de Tight Gas es baja (a nivel pozo), comparada con la producción de gas de reservorios convencionales, por lo que se tiene que perforar un gran número de pozos para conseguir producciones a escala.

El tipo de gas convencional comprende el gas disuelto en acuíferos de baja permeabilidad anormalmente presurizados, ubicados en la parte central de una cuenca (generalmente la más profunda).

Las acumulaciones "Basin Centered Gas (fig. 4.8)", son definidas como "una acumulación anormalmente presurizada, saturada con gas en reservorios de baja permeabilidad sin un contacto de agua en el buzamiento abajo". Se caracterizan por ser reservorios de gas regionalmente pervasivos.

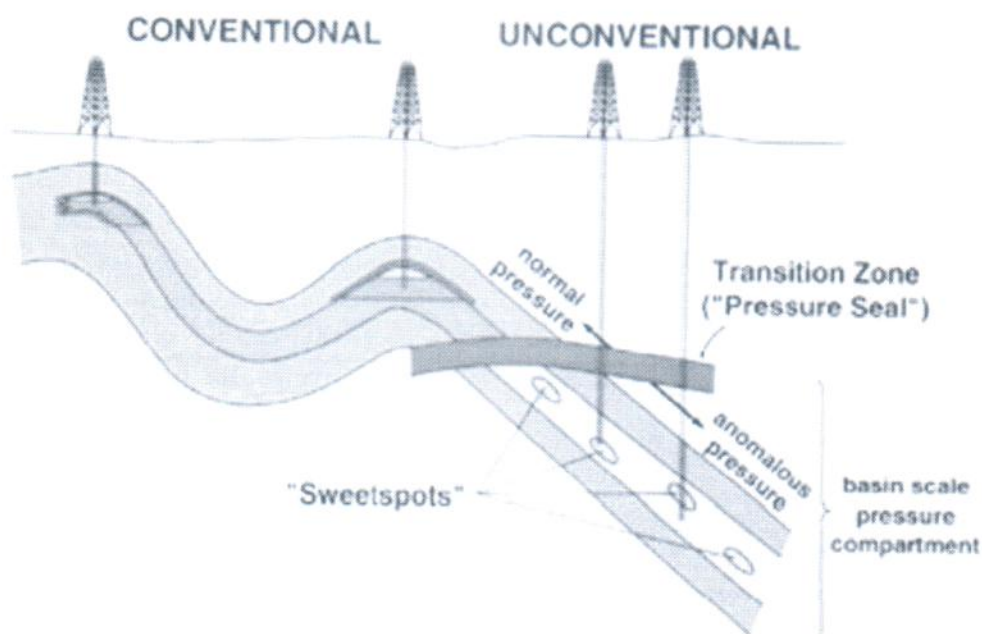


Fig. N°: 4.8 Modelo esquemático de un "Basin Centered Gas". [4]

4.4.3 GAS DE LUTITAS (SHALE GAS)

El "Shale Gas" ha sido producido por muchos años de lutitas con fracturas naturales. Debido a que las lutitas tienen insuficiente permeabilidad para permitir un significativo flujo de fluidos hacia el pozo, requieren de fracturas para generar permeabilidad y producir a tasas comerciales.

Las lutitas que mantienen cantidades económicas de gas son ricas en material orgánico y son rocas fuentes maduras en la ventana termogénica del gas. Estas rocas son lo suficientemente quebradizas y rígidas para mantener abiertas las fracturas. En algunas áreas, las lutitas con alta radiación gamma natural son las más productivas.

El gas dentro de las lutitas se encuentra parte en las fracturas naturales, parte en el espacio poroso y parte es absorbido hacia el material orgánico y es producido a

medida que la presión de la formación declina. Los altos precios del gas en los años recientes y los avances en el fracturamiento hidráulico y las perforaciones horizontales han hecho que los pozos de "Shale Gas" sean más rentables. En 1996, los pozos de "Shale Gas" en USA han producido 0.3 TCF, lo cual representa el 1.6% de la producción de gas de USA; para el 2006, la producción se ha triplicado a 1.1 TCF, lo que representa el 5.9% de la producción de gas de USA. En el 2005 se tenía 14,990 pozos de "Shale Gas" en USA [15]. El "Shale Gas" tiende a costar más que el gas convencional, debido al costo del tratamiento de fracturamiento hidráulico masivo requerido para producir el "Shale Gas" y por la perforación horizontal (fig. 4.9).

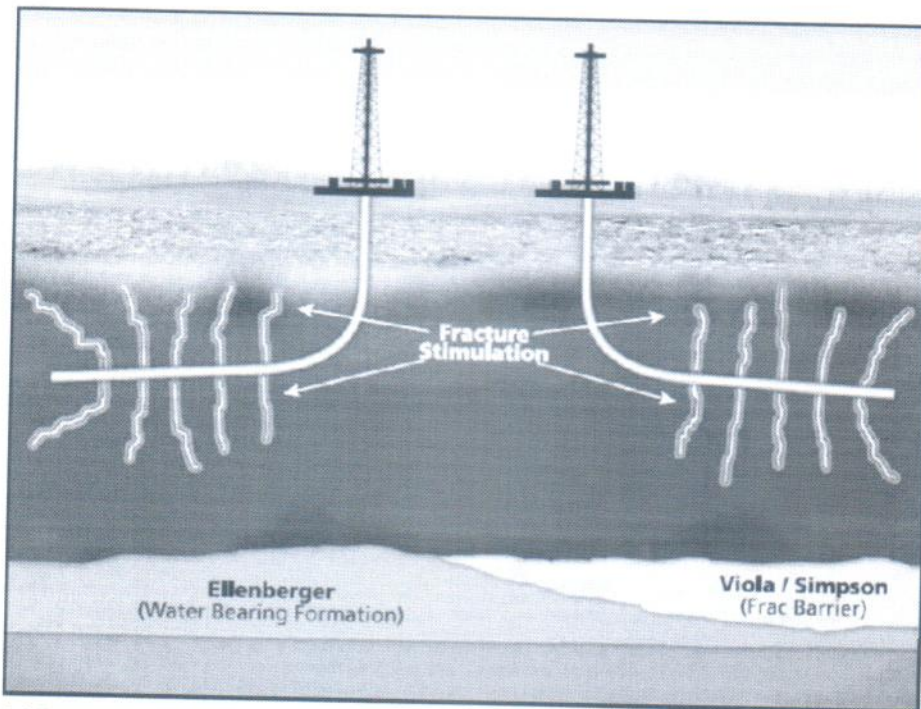


Fig. Nº: 4.9 Fracturamiento hidráulico masivo requerido para producir el "Shale Gas" y la perforación horizontal. [15]

4.4.4 GAS EN HIDRATOS (GAS HYDRATES)

Los Gas hydrates (fig. 4.10) es metano atrapado en un bloque de hielo, que existen en regiones muy frías a profundidades entre 130 - 2,000 m y en márgenes continentales donde la profundidad de agua excede los 300 m y temperaturas del agua del fondo de alrededor de 0°C. Actualmente no existe un esquema de desarrollo viable, pero el potencial del recurso es enorme. Los "Methane Hydrates" son sólidos cristalinos integrados por las moléculas del gas atrapadas dentro de un enrejado rígido de moléculas de agua. Estos compuestos son estables a condiciones de temperatura relativamente baja y de relativamente alta presión. Los hidratos de gas están principalmente compuestos de metano (el principal componente del gas natural) y agua, y ocurren naturalmente en capas permanentes de hielo ártico a profundidades mayores de 200 metros, también se forman en sedimentos marinos a profundidades de suelo marino mayores de 500 metros donde la temperatura es cercana al congelamiento y el peso del agua produce altas presiones. Los hidratos de

gas representan una fuente importante de energía que se encuentra actualmente sin aprovechar. Se estima que en los hidratos de gas reside más energía que la energía disponible en el recurso existente de petróleo, gas y carbón.

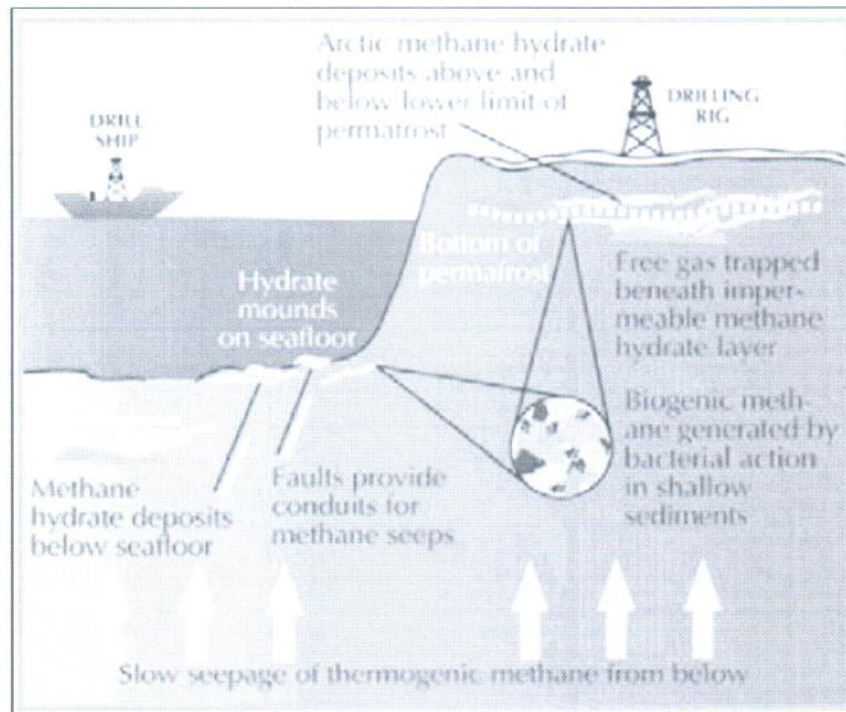


Fig. Nº: 4.10 Esquema de formación del metano termogénico y biogénico. [16]

Los depósitos de hidratos pueden tener espesores de varios cientos de metros y encontrarse debajo de las capas congeladas del Ártico o en el fondo del océano. El metano que forma hidratos puede ser biogénico (creado por acción biológica en los sedimentos) o termogénico (creado por procesos geológicos dentro del subsuelo). Los gases termogénicos forman hidratos que son a menudo asociados a los campos de petróleo y gas convencional.

4.4.5 PRINCIPALES CARACTERÍSTICA DEL "TIGHT GAS, CBM Y SHALE GAS"

Se presenta a continuación un sumario de las principales características del "Tight Gas", "CBM" y "Shale Gas". Ver tabla 4.1 y Figuras 4.11 y 4.12.

Parámetro	Tight Gas	CBM	Shale Gas
Características	El gas está contenido en areniscas de baja permeabilidad y carbonatos con permeabilidad menor a 0.1 mD.	El gas es almacenado en el carbón primariamente por adsorción a la superficie interna del carbón. Algo de gas es atrapado como gas libre en las fracturas del carbón.	El gas esta contenido como gas libre en los microporos de las rocas lutáceas y como gas adsorbido en la superficie interna de la roca rica en materia orgánica.
Almacenamiento de Gas/ Mecanismo de Flujo	Compresión del gas libre en los poros y fracturas, similar al gas convencional excepto que el flujo de gas libre es muy pequeño debido a su permeabilidad reducida.	Las capas de carbón contienen un sistema de fracturas orientado perpendicularmente al "bedding" el que proporciona el conducto para el flujo de gas.	El gas libre es producido a través de alguna arena permeable o capa de limo a lo largo de fracturas naturales. El gas adsorbido se comporta muy similar al CBM.
Producción de agua	Posible	A menudo asociada con la producción de agua. La producción de agua disminuye a medida que la producción de gas aumenta.	No contiene un contacto agua/gas y la producción de agua es rara.
Productividad	Controlada por la permeabilidad y espesor del reservorio. La porosidad es a menudo menor del 6%.	La permeabilidad es controlada por la matriz (< 1md) y rupturas (1 a 10 md) y la saturación de gas. El gas saturado será producido inmediatamente.	Similar al CBM pero tiene un mayor espesor neto (10 a 100 m) y bajo contenido de gas adsorbido (< 10 m ³ /ton). La permeabilidad esta en el rango de los microdarcy.
Producción promedio diaria	Baja comparada con la producción de gas convencional.	Baja comparada con la producción de gas convencional.	Muy Baja comparada con la producción de gas convencional.

Tabla 4.2 comparación de las principales características de las formaciones no convencionales más típicas. [17-19]

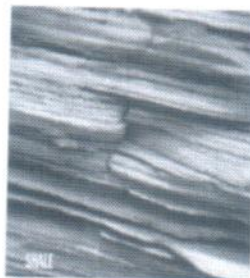


Fig. Nº: 4.11 Imágenes de los distintos tipos de roca donde se encuentran los hidrocarburos. [3]

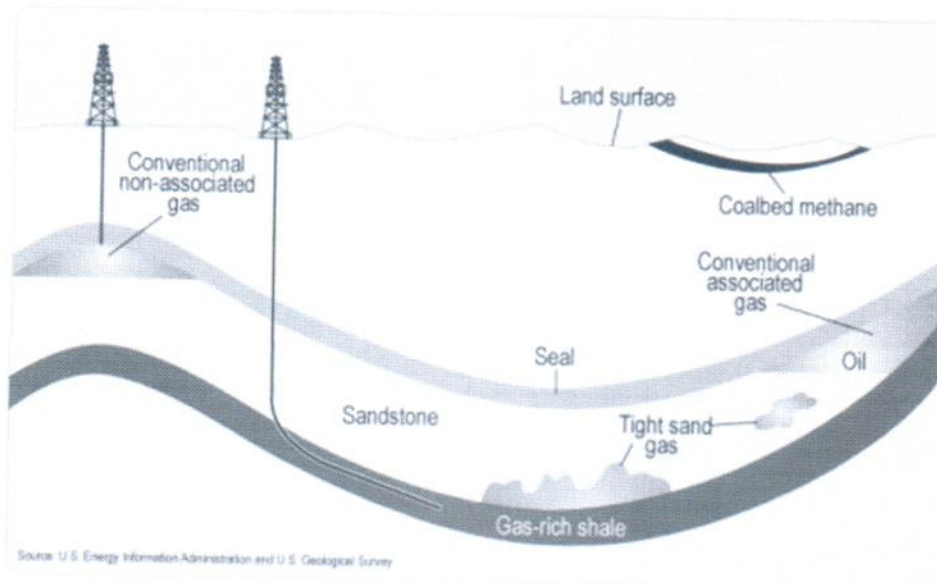
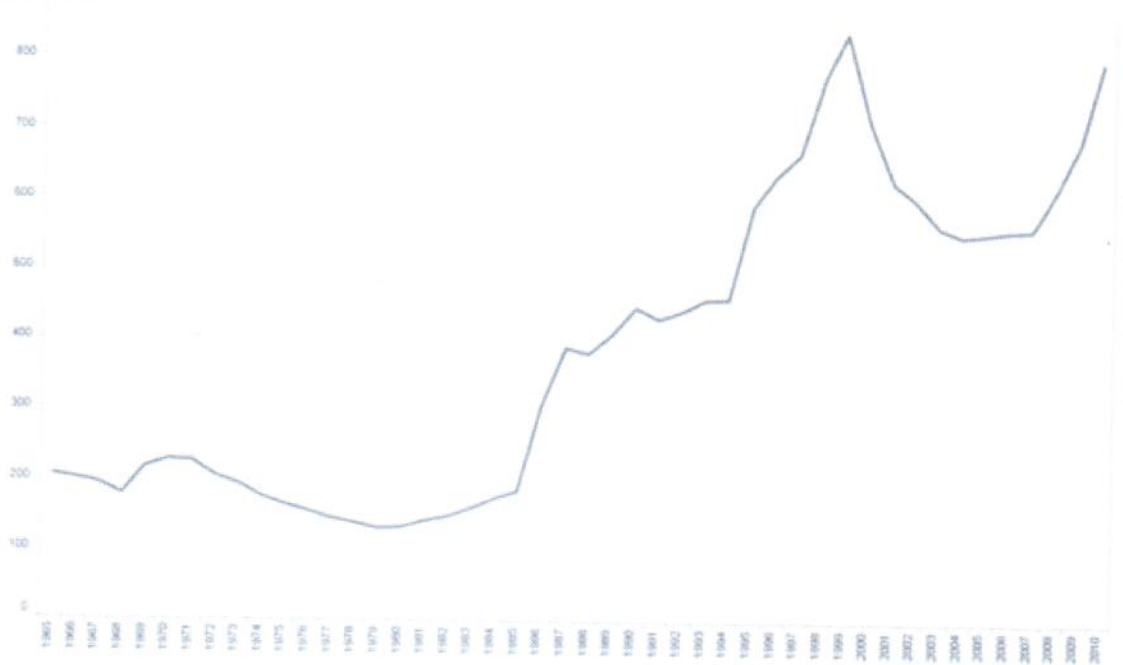


Fig. Nº: 4.12 Esquema que muestra donde pueden ser ubicadas las distintas formaciones. [20]

5 EL PANORAMA NACIONAL



RESUMEN DEL CAPÍTULO

Este capítulo comienza con un resumen histórico de la industria petrolera en nuestro país, se mencionan y cuantifican las reservas y producción de las distintas cuencas petroleras. Luego se analiza el futuro de las reservas petroleras, como se modifican con la inclusión de nuevas tecnologías de extracción y como se ve afectado el agotamiento de las mismas con el avance tecnológico.

5.1 BREVE HISTORIA DEL PETRÓLEO EN ARGENTINA

La industria de los hidrocarburos lleva más de cien años de trabajo constante en la Argentina. Durante este largo período, supo constituirse como un sector clave y adaptarse a las distintas formas en las que se fue estructurando la actividad petrolera en nuestro país.

En nuestro país, el 13 de diciembre se celebra el Día del Petróleo en conmemoración del descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia, en 1907, en territorios fiscales de la Nación. Sin embargo, existen registros que indican que, ya desde 1787, se sabía de la existencia de un producto que brotaba naturalmente al que se denominaba “brea” o “querosene”, entre otras acepciones. El primer intento de una explotación petrolera fue una iniciativa privada que data de 1865, cuando Leonardo Villa pide a la Cámara de Diputados de la Nación un privilegio exclusivo por quince años para la fabricación y elaboración de aceite de chapapote o querosene y la propiedad de algunas cuadras de terreno donde estaban situadas las minas en la provincia de Jujuy. La discusión parlamentaria, en la cual participaron Alsina y Sarmiento, fue muy interesante y revela el desconocimiento que se tenía en aquella época de este combustible. El debate giró sobre si el pedido debería abordarse según la ley de patentes o si se trataba de una concesión comprendida en la ley de minas. Asimismo, se discutió qué autoridad debería otorgar la concesión: las provincias donde se hallaban las minas de petróleo o la nación, a lo cual triunfó la tesis que se inclinaba por la primera opción.

Si bien las trabas legales y el estado de organización general en que se encontraba el país en aquel momento dieron en tierra con el pedido de Villa, este es considerado el precursor de la industria petrolera, ya que su gestión tuvo la virtud de conmover la apatía y provocar la inquietud del Gobierno frente a los asuntos petroleros. Además, la discusión parlamentaria despertó la expectativa pública sobre la posibilidad de crear una industria petrolera en nuestro país.

Las primeras perforaciones registradas en búsqueda de petróleo se llevaron a cabo en Mendoza durante 1880, en Salta durante 1882, en Jujuy durante 1883 y en Neuquén durante 1904. La primera refinación comercial de petróleo data del año 1876, cuando se destiló querosene en Jujuy para ser utilizado como combustible para iluminación. Todos estos primeros pasos fueron dados por empresas privadas que, hasta 1907, habían perforado unos cuarenta y seis pozos. Como consecuencia, el país se había convertido en uno de los pioneros en la incipiente actividad petrolera. Una vez iniciada la explotación estatal de petróleo, a partir del descubrimiento de Comodoro Rivadavia, la industria creció de manera sostenida. En 1909, el presidente Figueroa Alcorta decidió apoyar cautelosamente la nueva industria petrolera y pidió al Congreso que votara una partida de 500.000 pesos para que el Estado emprendiera la producción petrolera sobre bases sólidas. Para compatibilizar este pedido con los deseos de los legisladores, decretó una importante reducción de la reserva del Estado e incorporó en la legislación propuesta una disposición que permitía al Presidente dividir la reserva del Estado en parcelas y rematarlas en subasta pública en caso de que la acción de gobierno resultara ineficaz después de cinco años. En 1910, asumió la Presidencia de la República Roque Sáenz Peña, quien enseguida demostró su intención de seguir una política petrolera más vigorosa que la de Figueroa Alcorta.

Así, a dos meses de su asunción, el 24 de diciembre de 1910, Sáenz Peña decidió revitalizar la explotación petrolera y reorganizarla a partir de la creación de un organismo comercial. Con este fin, creó la Dirección General de Explotación del Petróleo de Comodoro Rivadavia y dictó un decreto donde le transfería la administración de los yacimientos del Estado. Este decreto no sólo establecía el nuevo marco institucional, sino que también planteaba con claridad los objetivos: producir y vender petróleo, “especialmente a la marina y a los ferrocarriles nacionales”. El 3 de junio de 1922, casi al final de su gestión, el por entonces presidente Hipólito Yrigoyen decidió reorganizar el sector petrolero y creó la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, dependiente del Ministerio de Agricultura. Durante la presidencia de Marcelo T. de Alvear, YPF logró la autarquía el 23 de abril de 1923 y, conducida por el ingeniero Enrique Mosconi, se consolidó como un actor central en la industria argentina de los hidrocarburos.

En ese momento, Mosconi se propuso tres objetivos fundamentales para YPF: convertirla en una empresa integrada, regular el mercado y lograr el autoabastecimiento. Desde ese entonces, la Argentina explotó sus recursos hidrocarburíferos de manera totalmente regulada y con una participación cuasi monopólica de YPF durante más de sesenta años, en los cuales no pudo alcanzar el objetivo del autoabastecimiento. En 1990, se determinó la privatización de la empresa estatal y la desregulación del sector. Este cambio estructural dio un nuevo impulso a la industria y permitió la llegada de nuevas inversiones que eran indispensables para el desarrollo de la actividad, junto a la necesidad de lograr una mayor eficiencia operativa. El resultado fue un gran aumento en la producción de hidrocarburos y el desarrollo de una industria capaz de competir en los mercados mundiales. [21]

5.2 CUENCAS SEDIMENTARIAS DE LA ARGENTINA

El territorio continental de la República Argentina (excluyendo el sector Antártico) posee una superficie de 2.791.819 km². De esta superficie, aproximadamente un 86 % (2.400.000 km²) corresponden a áreas ocupadas por cuencas sedimentarias (región deprimida de la corteza terrestre que posibilita la acumulación de grandes espesores de sedimento). De este último total, aproximadamente un 50% (1.212.768 km²) puede ser considerado como áreas de potencial interés petrolero.

En lo referente a la plataforma continental, nuestro país dispone de una plataforma submarina de aproximadamente 1.000.000 km², sobre la cual se desarrollan al menos seis grandes cuencas sedimentarias (siendo cuatro de ellas extensiones “costa afuera” de cuencas desarrolladas en áreas continentales).

En total, dentro del territorio argentino existen unas 17 cuencas sedimentarias, de las cuales 11 se desarrollan íntegramente en área continental, 4 comparten áreas continentales y de plataforma y 2 se encuentran desarrolladas totalmente en plataforma marina. [22]

Un listado sintético de las cuencas existentes en nuestro territorio se presenta a continuación (fig. 5.1):

- 1- Cuenca del Noroeste

- 2- Cuenca Chaco-Paranaense (Cuenca del Noreste).
- 3- Cuenca de Ischigualasto – Villa Unión.
- 4- Cuenca de Las Salinas.
- 5- Cuenca de San Luis.
- 6- Cuenca Cuyana.
- 7- Cuenca de Mercedes.
- 8- Cuenca de Levalle.
- 9- Cuenca de Macachín.
- 10- Cuenca del Salado.
- 11- Cuenca del Colorado.
- 12- Cuenca Neuquina.
- 13- Cuenca de Nirihuau
- 14- Cuenca de la Península Valdés.
- 15- Cuenca de Rawson.
- 16- Cuenca del Golfo San Jorge.
- 17- Cuenca Austral o Magallánica (y su extensión: la Cuenca de Malvinas).

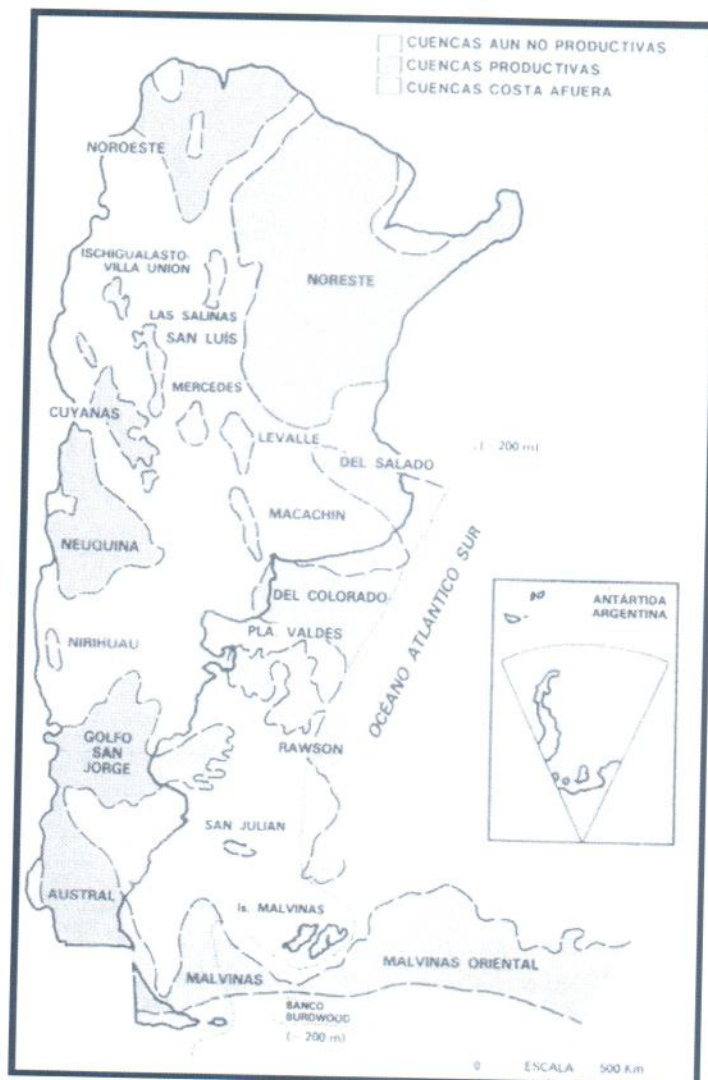


Fig. Nº: 5.1 Distribución de las cuencas sedimentarias de la Argentina. [22]

Del total de 17 cuencas existentes, solo unas cinco de ellas producen actualmente hidrocarburos (Cuenca del Noroeste, Cuenca Cuyana, Cuenca Neuquina, Cuenca del Golfo San Jorge y Cuenca Austral pueden ver en la figura 5.2). Del resto, unas tres poseen pequeños volúmenes de hidrocarburos (Cuenca Chaco-Paranaense, Cuenca de Levalle y Cuenca de Ñirihuau), aunque por el momento no rentables económicamente. En este sentido, es necesario efectuar mayores inversiones en exploración, fundamentalmente en lo referente al sector de plataforma marina (Cuenca de la Península Valdés, Cuenca de Rawson y las extensiones “costa afuera” de las Cuencas del Golfo San Jorge y Austral).

En la tabla 5.1 se exhiben las fichas técnicas de las principales cuencas productoras de hidrocarburos de la República Argentina, y en la tabla 5.2 y figura 5.3 se muestra como fueron evolucionando con el pasar de los años las reservas nacionales.



Fig. Nº: 5.2 Cuencas petroleras de la República Argentina. [22]

Reservas comprobadas Petróleo (Mm3)	Cuenca Neuquina	Cuenca Golfo San Jorge	Cuenca Austral	Cuenca Cuyana	Cuenca Noroeste
2008	103.502	247.835	14.559	26.279	6.783
2009	99.154	244.422	13.650	33.618	7.290
2010	94.232	253.758	13.451	33.543	6.308
2011	84.913	257.969	12.943	33.056	5.115
2012	81.224	251.825	12.648	23.915	4.677
2013	78.604	251.163	13.559	22.430	4.568
2014	82.433	255.330	13.234	22.638	4.718

Tabla Nº: 5.1 Reservas probadas en cada cuenca 2008-2014. [23]

Reservas probadas del País año a año (Mm ³)			
2000	472.781	2008	400.722
2001	457.674	2009	398.213
2002	448.270	2010	401.292
2003	425.113	2011	393.996
2004	393.867	2012	374.289
2005	349.096	2013	370.374
2006	411.230	2014	378.343
2007	415.894		

Tabla Nº: 5.2 Evolución de las reservas de petróleo del país. Datos no incluyen reservas de no convencional. [23]

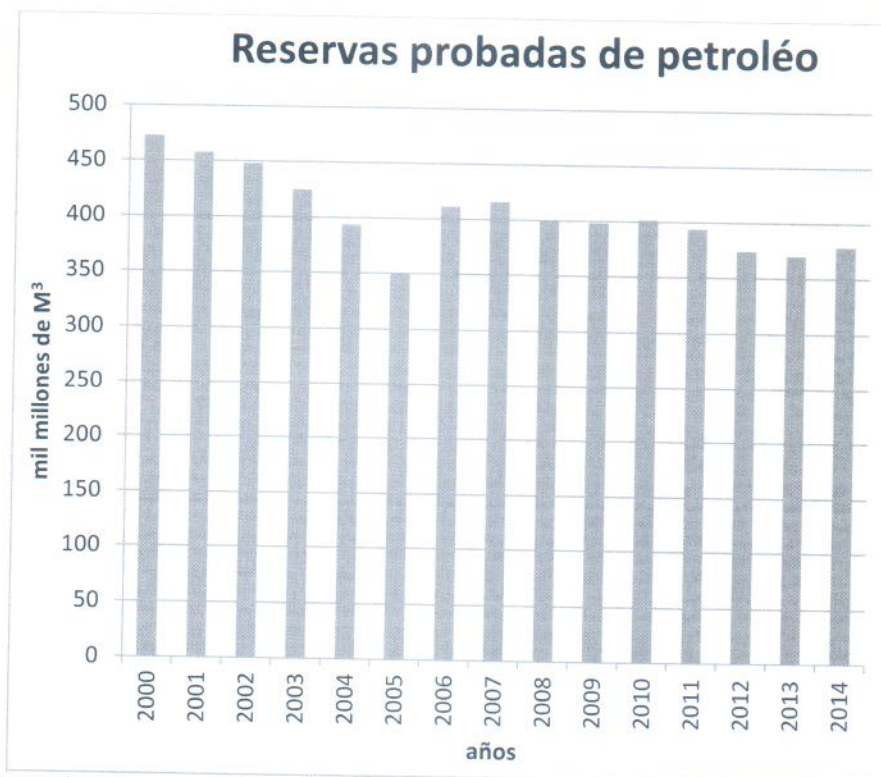


Fig. Nº: 5.3 Evolución de las reservas de petróleo del país. Datos no incluyen reservas de no convencional. [23]

5.3 LA LLEGADA DE LOS NO CONVENCIONALES

Se podría decir que en Argentina, a partir de junio de 2010, queda oficialmente inaugurada la etapa de los hidrocarburos no convencionales, a partir de la perforación realizada por la empresa YPF-Repsol, del primer pozo de shale en Loma La Lata. Cabe destacar que el conocimiento acerca de la existencia de este recurso data de las décadas de los '60 y los '70, cuando YPF estatal descubre los yacimientos de Puesto Hernández y Loma La Lata y perfora las formaciones de Vaca Muerta y los Molles (ricas en hidrocarburos no convencionales). En ese entonces ni los precios de los hidrocarburos, ni la tecnología permitía su extracción. A consecuencia de la declinación de las reservas de petróleo y gas en Estados Unidos observada en las últimas décadas,

se pusieron en marcha en dicho país desde los '80, una serie de proyectos orientados a diseñar y desarrollar una técnica viable desde lo económico y tecnológico, que permitiera la extracción de hidrocarburos del shale. Desde el año 2005, con la entrada en producción en etapa comercial del primer yacimiento de no convencionales, denominado Barnett Shale en Texas, comienza el desarrollo del shale en Estados Unidos.

En línea con este nuevo escenario, en abril de 2011, la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos (Energy Information Administration - EIA), publica una evaluación preliminar de los recursos de shale gas en regiones fuera de Estados Unidos (donde se incluye información para Argentina) [17]. Los datos están volcados en la tabla Nº: 5.3.

PAIS	PETRÓLEO		GAS	
	Miles de Millones de barriles	Años de disponibilidades	Miles de Millones de M3	Años de disponibilidades
Argentina	3	9	379	10
Bolivia	0.2	10	282	18
Brasil	14	14	417	29
Chile	0.2	24	98	67
Colombia	2	6	134	12
Ecuador	7.2	39	8	33
México	10.4	10	491	10
Perú	0.6	10	353	31
Trinidad y Tobago	0.7	17	381	9
Venezuela	211	232	5,527	220
Resto de Latinoam.	0.3	7	71	71
Latinoamérica	249.2	64	8,141	39
Argelia	12.2	18	4,504	54
Australia	1.4	8	789	14
Canadá	174	123	1,728	12
China	20.4	13	3,031	29
Rusia	60	16	47,592	76
Sudáfrica	0.02	0.2	16	12
Estados Unidos	27	7	9,464	15
Otros Países	982.6	58	118,633	84
Mundo	1,526	47	193,898	59

Tabla Nº: 5.3 Reservas de petróleo y gas convencional en el mundo, una comparación de nuestro país [3] [24]

En junio de 2013 la EIA publicó un nuevo documento donde se estiman los recursos hidrocarburíferos no convencionales, pero en esta oportunidad cubriendo 41 países (Fig. 5.4), proveyendo información de recursos para el gas natural y el petróleo.

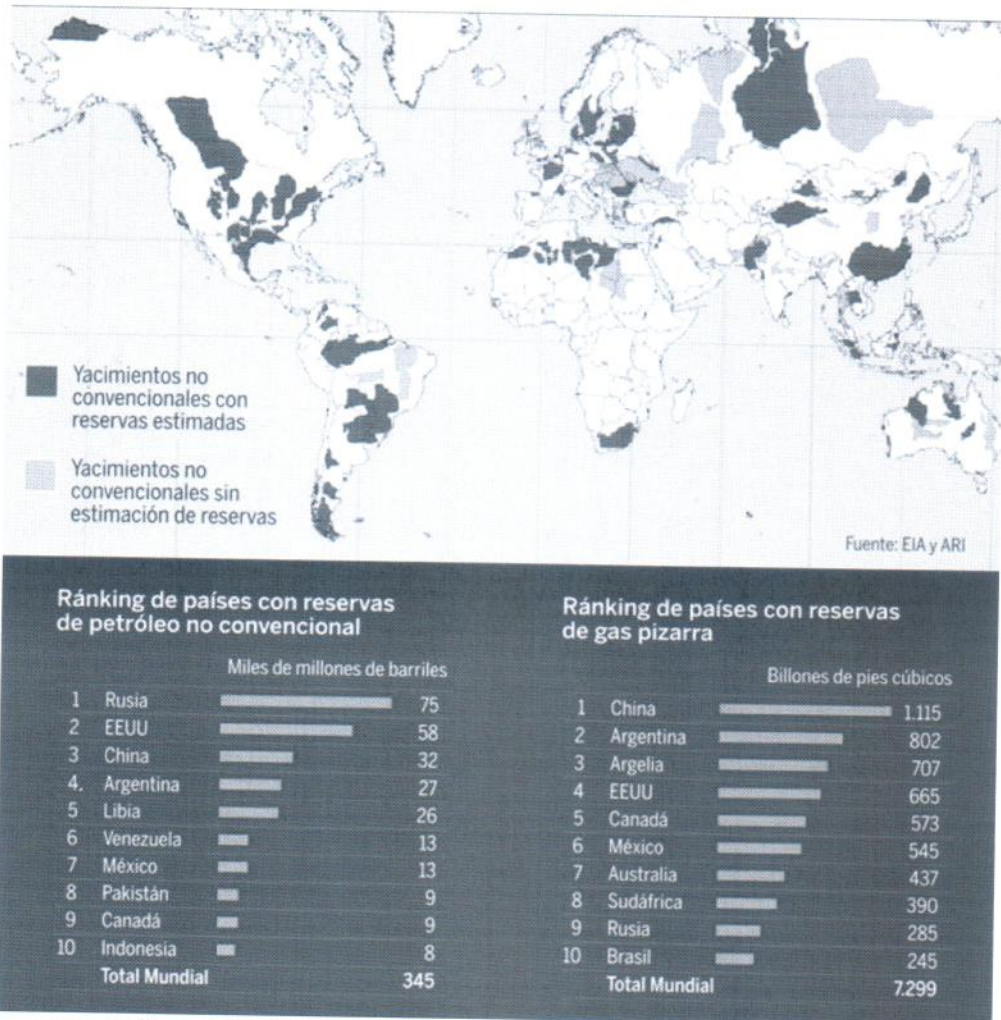


Fig. Nº: 5.4 Principales concentraciones de recursos no convencionales. [25]

En este nuevo informe, la EIA señala que Argentina poseería 802 Tcf de recursos no probados técnicamente recuperables de gas natural (equivalentes a 21.654 miles de millones de m³) y 27.000 millones de barriles de petróleo (equivalente a 4.293 millones de m³). Esto representaría respectivamente 67 y 11 veces las reservas probadas actuales de hidrocarburos convencionales (estimadas en 323 miles de millones de m³ de gas natural y 394 millones de m³ de petróleo a diciembre de 2011, dato de la Secretaría de Energía). [17]

En base a la información provista en dicho informe, a continuación se detallan los recursos para cada una de las cuencas analizadas, de acuerdo a la EIA:

En base a esta tasa de recuperación, los valores de los recursos no probados técnicamente recuperables de shale gas, equivalen a 18 veces las reservas probadas actuales de gas del país. Como puede apreciarse, con estas nuevas tasas de recuperación una de las formaciones que más se vería afectada es Vaca Muerta, ya que al pasar de un factor de recuperación del 27% (aplicado por la EIA), al 6,5%, los recursos recuperables de shale gas de esa formación se reducen a 3.833 miles de millones de m³, equivalente a 12 veces las reservas probadas actuales de gas del país, en lugar de 49 veces (con el factor de recuperación propuesto por la EIA). Si se comparan los recursos no probados técnicamente recuperables de shale gas, obtenidos con un factor de recuperación del 6,5%, con los recursos de gas natural

convencional que quedarían en el país aún por descubrir de acuerdo al USGS, (cuyo valor asciende a 1.217 miles millones de m³), se observa que la relación entre dichos valores es sólo 4,6 veces. A partir de estos cálculos se puede extraer una primera conclusión. Si bien la magnitud de los recursos no probados que estarían en el subsuelo de shale gas, parecen ser de una magnitud sensiblemente mayor a las reservas probadas de gas que actualmente posee el país, el grado de incertidumbre que presentan variables tan importantes como el factor de éxito y el factor de recuperación (entre otras), podrían poner en juego la afirmación que hoy se encuentra instalada a nivel de la opinión pública que plantea que la magnitud del shale gas sería tal, que permitiría que Argentina se convirtiera en una súper potencia gasífera.

En realidad, este camino del shale en nuestro país recién comienza, estamos al inicio de la curva de aprendizaje. Mayores inversiones en esta área permitirán adquirir información propia sobre el comportamiento de las tasas de recuperación, niveles de producción inicial de los pozos, las tasas de declinación de los pozos, los impactos ambientales y su mitigación, así como las máximas reservas que se podrían extraer de los mismos.

Todo esto posibilitará mejorar la calidad de la información de estas estimaciones ya que se podrán determinar en base a parámetros locales los potenciales volúmenes recuperables de hidrocarburos. Si bien en el ámbito petrolero hay una máxima que establece que las reales reservas de un yacimiento se conocen en el momento que éste es abandonado (porque ya se le extrajo todo lo posible), la adquisición de mayor información permite disminuir el grado de incertidumbre de dichas estimaciones y orientar así mejor las estrategias de gerenciamiento del recurso (bajar costos, mejorar la técnica de explotación, reducir los potenciales impactos ambientales, crear condiciones económicas que hagan rentable su extracción, etc.).

Llevar adelante este proceso puede requerir entre 5 y 10 años, y a partir de la perforación de nuevos pozos y de la interpretación de dicha información, se podrán extraer conclusiones robustas sobre la factibilidad técnica, económica y ambiental de este tipo de emprendimientos.

5.4 SHALE OIL

- **Cuenca Neuquina:** Recursos de Oil in-situ con ajuste por riesgo (formaciones Los Molles y Vaca Muerta): 331.000 millones de bbl (52.623 millones de m³). De este valor los Recursos no probados técnicamente recuperables (los que en el informe de la EIA fueron estimados utilizando un factor de recuperación del 6%), se ubicarían en el orden de: 19.880 millones de bbl (3.160 millones de m³), equivalente a 8 veces las reservas probadas actuales de petróleo del país). De ese total el 80% corresponde a Vaca Muerta (2.528 millones de m³). Ver figura N°5.6.
- **Cuenca San Jorge:** Recursos de Oil in-situ con ajuste por riesgo (formación Pozo D-129): 16.700 millones de bbl (2.655 millones de m³). De este valor los Recursos no probados técnicamente recuperables (estimados con un factor de recuperación del 3%), darían un total de: 500 millones de bbl (79 millones de m³), equivalente a 0,2 veces las reservas probadas actuales de petróleo del país). Ver figura N°5.5.

- **Cuenca Austral Magallanes** (se considera sólo la parte correspondiente a Argentina): Recursos de Oil in-situ con ajuste por riesgo (formaciones Inoceramus y Magnas Verdes): 131.200 millones de bbl (20.858 millones de m³). De este valor los Recursos no probados técnicamente recuperables (estimados con un factor de recuperación del 5%), se ubicarían en: 6.560 millones de bbl (1.043 millones de m³), equivalente a 2,7 veces las reservas probadas actuales de petróleo del país). Ver figura N°5.7.
- **Cuenca Paraná-Chaco** (se considera sólo la parte correspondiente a la Argentina): Recursos de Oil in-situ con ajuste por riesgo (formación Ponta Grossa): 300 millones de bbl (48 millones de m³). De este valor los Recursos no probados técnicamente recuperables (obtenidos a partir de un factor de recuperación del 3%), daría un total de: 10 millones de bbl (1.6 millones de m³), equivalente a 0,004 veces las reservas probadas actuales de petróleo del país. Ver figura N°5.8. [17]

Total País:

Recursos de shale Oil in-situ con ajuste por riesgo

- **Cuenca Neuquina:** 331.000 millones de bbl (52.623 millones de m³)
- **Cuenca San Jorge:** 16.700 millones de bbl (2.655 millones de m³)
- **Cuenca Austral Magallanes:** 131.200 millones de bbl (20.858 millones de m³)
- **Cuenca Paraná-Chaco:** 300 millones de bbl (48 millones de m³)
- **Gran Total:** 479.200 millones de bbl (76.184 miles de millones de m³)

Recursos no probados técnicamente recuperables de shale Oil

- **Cuenca Neuquina:** 19.880 millones de bbl (3.160 millones de m³) (73,7%)
- **Cuenca San Jorge:** 500 millones de bbl (79 millones de m³) (1,8%)
- **Cuenca Austral Magallanes:** 6.560 millones de bbl (1.043 millones de m³) (24,3%)
- **Cuenca Paraná-Chaco:** 10 millones de bbl (1.6 millones de m³) (0,04%)
- **Gran Total:** 26.950 millones de bbl (4.285 miles de millones de m³)

Tal como se observa en el informe de la EIA para el caso de Argentina, se utilizó en el caso del petróleo un factor de recuperación del orden del 5,6%, con lo cual los Recursos no probados técnicamente recuperables de shale oil serían equivalentes a 11 veces las reservas probadas actuales de petróleo convencional que posee el país. Considerando los recursos últimos de petróleo convencional estimados por el USGS, quedarían por descubrirse en el país 350 millones de m³ en las 5 cuencas productivas. Esto significa que la relación entre los recursos no probados técnicamente recuperables de petróleo no convencional supera en 12 veces los recursos de petróleo convencional. Finalmente, se han llevado a una unidad común (m³ de petróleo

equivalente) las estimaciones de reservas petroleras convencionales y no convencionales hasta aquí presentadas, en base a la información publicada por el EIA y el USGS.

Reservas	Petróleo convencional	Petróleo No convencional	Total	Gas Natural Convencional	Gas Natural No convencional	Sub-Total	Total
Probadas	393		393	323		323	716
Probables, Posibles y recursos Potenciales	350	4,285	4,635	1,217	21,659	22,87	27,51
Total (millones m3 eq. petróleo)	743	4,285	5,028	1,54	21,659	23,199	28,22
Total (%)	3%	15%	18%	5%	77%	82%	

*Tabla N°:5.4 Reservas y Recursos de Petróleo y Gas Natural (en millones m3 equivalente de petróleo)
Fuente: N. Di Sbroiavacca 2014, elaborado en base a EIA, USGS y Secretaría de Energía Argentina.*

A partir del cuadro anterior (tabla N° 5.4) se aprecia la gran potencialidad en términos de gas natural que posee el país, dado que el **82%** de las reservas y recursos potenciales se refieren a este hidrocarburo. Por otra parte, el **92%** de las reservas y recursos serían no convencionales. Asimismo, las reservas probadas representan sólo el **2,5%** del total, reflejando el gran desafío que tiene por delante Argentina, si pretende en un futuro cercano convertir esos recursos en reservas. Esto se logrará a partir de importantes inversiones en exploración y desarrollo, de la implementación de una política petrolera que acompañe dicho proceso y que por su parte la naturaleza confirme las estimaciones de recursos efectuadas. Por último, y a modo de resumen cabe destacar que hasta la fecha en Argentina se han descubierto 6 yacimientos de shale:

- 3 en la cuenca del Golfo San Jorge (Cañadón Yatel, Los Perales y Lomas del Cuy). Con el 100% de participación de YPF, tratándose básicamente de un yacimiento de shale oil.
- 3 en Vaca Muerta dentro de la Cuenca Neuquina (Orejano, Loma del Molle, Loma La Lata/Loma Campana):

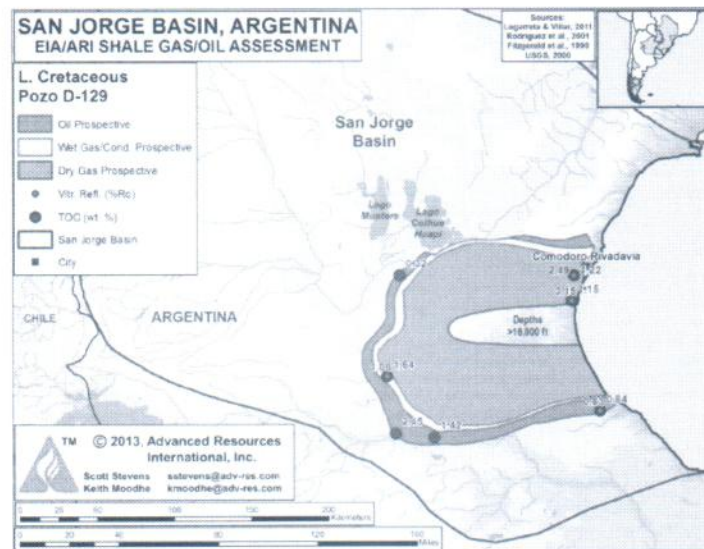


Fig. Nº: 5.5 Imágenes de las cuencas de nuestro País con recurso shale [25]

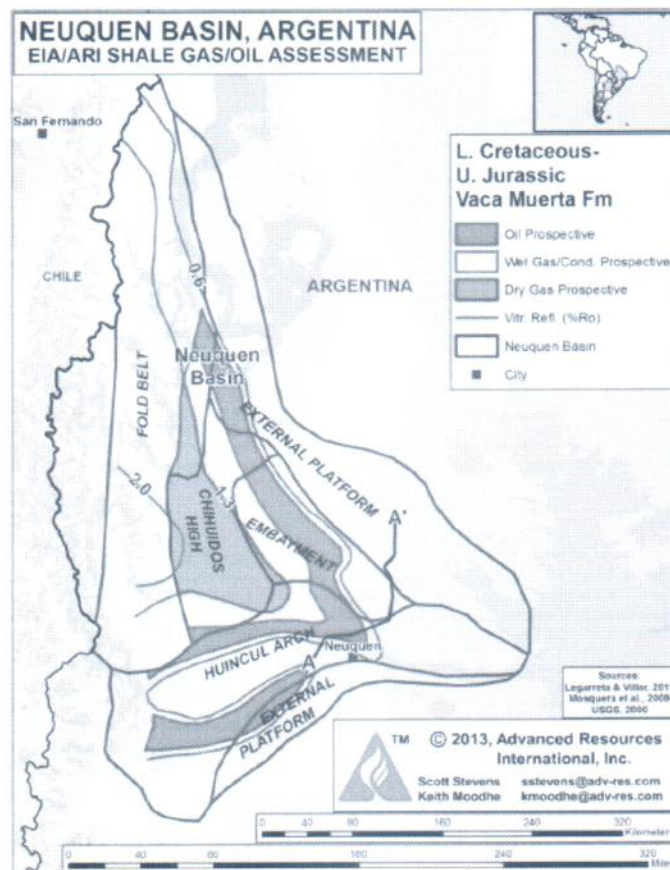


Fig. Nº: 5.6 Imágenes de las cuencas de nuestro País con recurso shale [25]

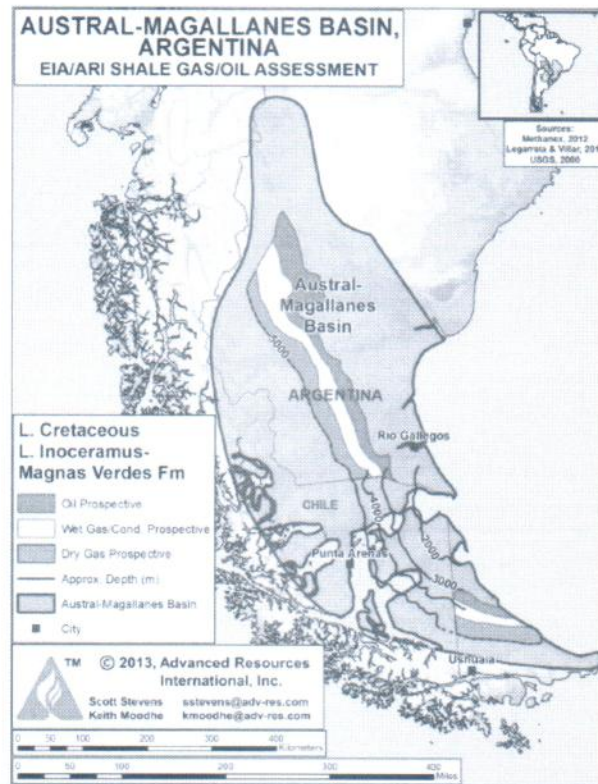


Fig. Nº: 5.7 Imágenes de las cuencas de nuestro País con recurso shale [25]

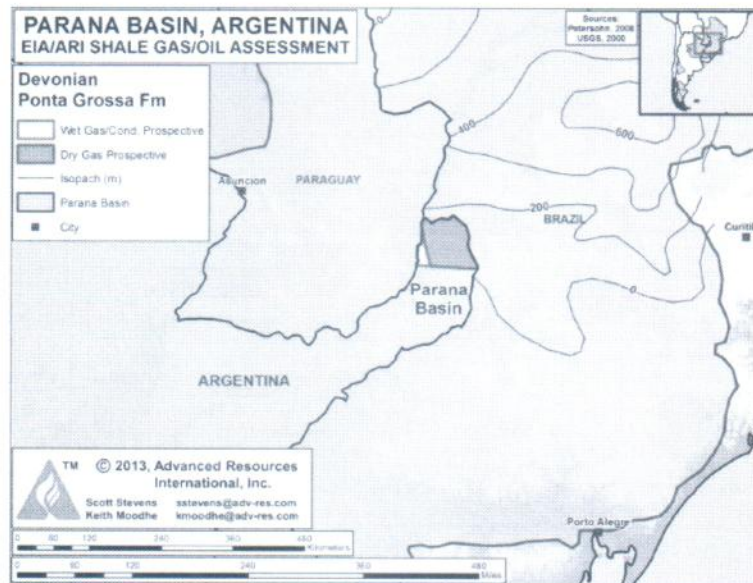


Fig. Nº: 5.8 Imágenes de las cuencas de nuestro País con recurso shale [25]

5.5 SOBRE LA PRODUCCIÓN

El periodo entre los años 2010 y 2014 han sido testigos de una revolución dentro de la industria petrolera, la cual ha estado ligada principalmente a los avances en materia tecnológica y los cambios en los mercados internacionales (precios que han escalado a niveles sin precedentes en el caso del petróleo). Estos cambios han traído aparejados mayores incentivos en la producción de hidrocarburos alrededor del

mundo, al tiempo que han hecho atractivas las inversiones en la explotación de no convencionales (principalmente el shale) en todo el mundo, incluyendo nuestro país. Pero, a partir del mes de septiembre del año 2014, se generó un fuerte desplome del precio del petróleo a nivel mundial (como fue visto en el capítulo 1), el cual ha hecho que los desarrollos sobre petróleo y gas no convencional se vieran drásticamente afectados. Los costos de producción son mucho más elevados que los del petróleo convencional debido principalmente a que la infraestructura necesaria es mucho mayor. Por consecuencia, su desarrollo ha mermado drásticamente. A continuación en la tabla 5.4 y la figura 5.9 se presentan los valores de producción de petróleo de las últimas décadas.

Producción anual de petróleo (Mm ³)			
2000	44.939	2008	36.646
2001	45.433	2009	36.147
2002	44.110	2010	35.313
2003	43.130	2011	33.231
2004	40.652	2012	33.152
2005	38.632	2013	31.328
2006	38.268	2014	30.881
2007	37.311	2015	30.879

Tabla Nº:5.4 producción anual de petróleo. (Datos incluyen producción de no convencional). Fuente IAPG y datos propios.

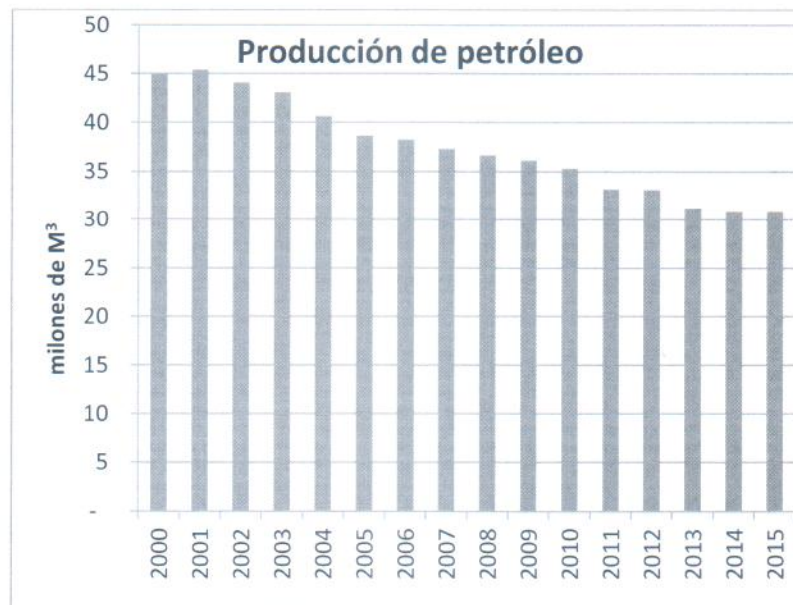


Fig. Nº: 5.9 producción anual de petróleo. (Datos incluyen producción de no convencional). Fuente IAPG y datos propios.

5.6 RELACIÓN RESERVAS - PRODUCCIÓN

La relación reservas/producción ha ido variando con el pasar de los años y esto nos da una idea de cuál sería la frontera temporal de agotamiento del petróleo si no se generaran nuevos descubrimientos y/o parte de los recursos se conviertan en reservas.

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
10,5	10,1	10,2	9,9	9,7	9,0	10,7	11,1	10,9	11,0	11,4	11,9	11,3	11,8	12,3

Tabla Nº: 5.5 evolución de la relación Reservas-producción. Fuente: Datos propios.



Fig. Nº: 5.10 evolución de la relación Reservas-producción. Fuente: Datos propios.

5.7 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO NO CONVENCIONAL

		Datos
Fecha	Provincia	Producción de Petróleo (m ³)
2014	MENDOZA	1.728,2
	NEUQUÉN	994.855,3
	RIO NEGRO	51.841,2
	SANTA CRUZ	3.496,4
	TOTAL	1.051.921,1
2015	MENDOZA	2.563,2
	NEUQUÉN	1.307.159,8
	RIO NEGRO	60.958,8
	SANTA CRUZ	5.768,6
	TOTAL	1.376.450,4
2016 (ene)	MENDOZA	288,7
	NEUQUÉN	130.922,0
	RIO NEGRO	8.836,8
	SANTA CRUZ	2.124,5
	TOTAL	142.172,0
TOTAL	TOTAL	2.570.543,5

Tabla N°: 5.6 Producción de petróleo no convencional por año y por provincia. Fuente: IAPG y Datos propios

Como se observa en la tabla 5.6, la producción de petróleo no convencional se ha incrementado considerablemente con la incorporación de nuevos pozos. Llegando a ser la misma 4,5% de la producción total de petróleo de nuestro País.

5.8 COMO AFECTA EL RECURSO NO CONVENCIONAL

Teniendo en cuenta las cantidades estimadas de recurso no convencional, ¿cómo afecta este a la relación producción reservas?, analizando y comparando dichas cantidades podemos darnos una idea de la importancia de dicho recurso.

Para hacer este análisis tomaremos la cantidad de recurso no probado técnicamente recuperable. Recordemos dichos valores:

- **Cuenca Neuquina:** 3.160 millones de m³ (73,7%)
- **Cuenca San Jorge:** 79 millones de m³ (1,8%)
- **Cuenca Austral Magallanes:** 1.043 millones de m³ (24,3%)
- **Cuenca Paraná-Chaco:** 1.6 millones de m³ (0,04%)

- **Gran Total:** 4.285 miles de millones de m³ técnicamente recuperables teniendo en cuenta el factor de recuperación del 5,6%. De lograrse mejoras en los procesos podrían verse afectadas dichas estimaciones. [23]

Teniendo en cuenta estos valores y la cantidad de Shale que ya se ha extraído, la relación reservas producción al año 2014 (no se tienen datos oficiales de las reservas probadas de petróleo al año 2015) se ve afectada de la siguiente manera:

	Solo convencional	Incluyendo el no convencional
Relación reservas producción en años	12,25	151

Tabla N°: 5.7 Fuente: Datos propios

Como ya hemos expresado antes, la relación es de 11 veces superior. Es decir, que si el recurso se pudiese ser extraído en las cantidades estimadas, tendríamos petróleo para unos 151 años teniendo en cuenta la producción del año 2014.

5.9 SOBRE LOS POSIBLES ESCENARIOS DE OFERTA Y DEMANDA

La demanda del recurso de petróleo para nuestro análisis es la diferencia de la producción y la exportación de petróleo o subproductos. Para el posterior análisis de agotamiento es difícil estimar o trabajar sobre las importaciones de petróleo ya que estas dependen de muchos factores políticos e internacionales que definen el precio del petróleo a nivel local, al mismo tiempo, nuestra matriz energética está formada en un 90% sobre combustibles fósiles según datos de ministerio de energía de la nación, es decir, si se lograra aplicar o utilizar energías renovables estaríamos disminuyendo la demanda de petróleo directamente.

Varios autores, entre ellos, Jorge Ferioli y Nicolás Di Sbroiavacca (personalidades muy importantes a nivel nacional en la industria petrolera) hacen una hipótesis de crecimiento anual del consumo que va entre un 1% a un 2% anual. Tomaremos como hipótesis un crecimiento de un 1,2 % anual del consumo de petróleo. Entonces si analizamos el aumento del consumo a la tasa de 1,2 % anual como se dijo anteriormente y hacemos una estimación de la producción futura nos daremos una idea de cuál es el momento en el que el país pierde la capacidad de autoabastecimiento.

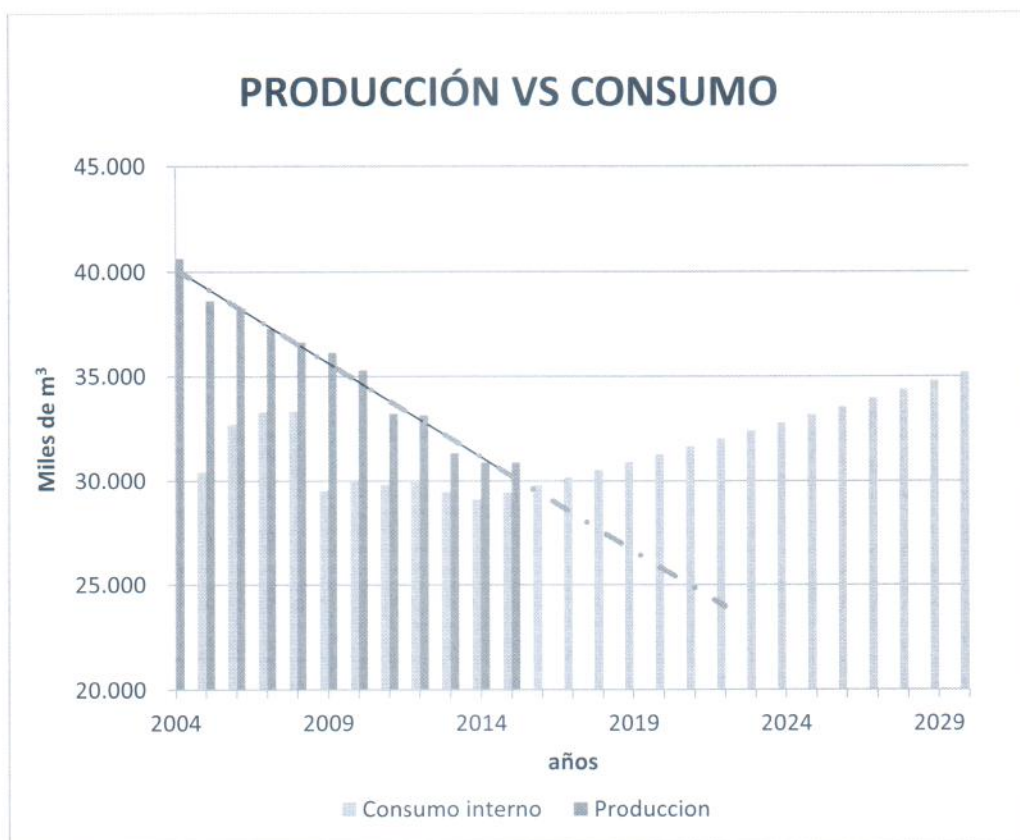


Fig. Nº: 5.11 Evolución de la producción y del consumo hasta el año 2030. Fuente: Datos propios.

Como se observa en la gráfica 5.11, se estaría perdiendo la capacidad de autoabastecimiento para mediados del año 2016, haciendo indispensable la necesidad de importación. Tomemos el caso hipotético, donde podemos igualar la demanda a la producción, es decir, un escenario de autoabastecimiento sin exportación, ¿en cuánto tiempo agotaríamos nuestro recurso estimado de petróleo no convencional?

Como dijimos, supongamos que todo lo que se produce se consume, y que no se realizan nuevos hallazgos significativos, es decir, utilizaremos los valores estimados al año 2014.

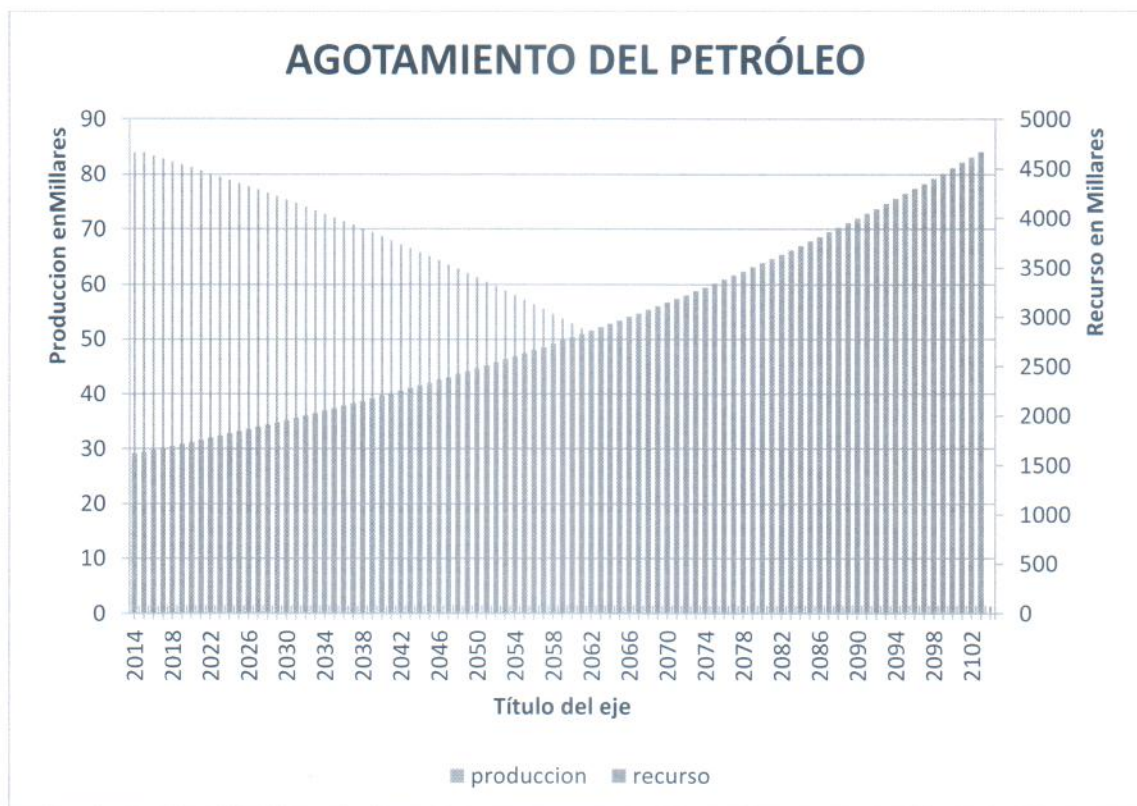


Fig. Nº: 5.12 Estimación del agotamiento del petróleo. Fuente: Datos propios.

Como se observa en el figura 5.12, el tiempo estimado de agotamiento de las reservas petroleras rondaría el año 2104, teniendo en cuenta un incremento del consumo del 1,2 % anual. Pero, ¿cuáles son los principales factores que afectarían esta brecha temporal?, a continuación se hará en forma breve un listado de los principales elementos de gran influencia:

- Las políticas de importación y exportación de hidrocarburos que tome la gestión estatal, que van de la mano, como antes se vio, de distintas situaciones sociopolíticas a nivel mundial. Por ejemplo, desde agosto de 2012 los precios de las gasolinas han subido en nuestro país un 126%, los conductores pagan un 40% más por llenar sus depósitos que los ciudadanos de Brasil. Toda esta situación tiene su origen en 2011 cuando Argentina aún era exportadora neta de energía. Petroleras como Repsol sólo podían quedarse 42 dólares de cada barril exportado, aunque el precio internacional del petróleo en aquellos años era el doble. Esta estricta normativa redujo sustancialmente el margen de beneficios de las petroleras privadas que operaban en Argentina, de modo que estas empresas decidieron recortar la inversión y el gasto en exploración. Entonces el gobierno de eso momento decidió fijar los precios 'oficiales' del petróleo tienen como objetivo dar estabilidad a la industria para que puede programar de forma más eficiente sus inversiones. Cuando el barril de crudo estaba a 100 dólares los consumidores salían beneficiados, pero ahora que está a 39 dólares los argentinos están pagando el petróleo más caro del mundo. [26]

- La creación de nuevas tecnologías que permitan reducir los costes de la fractura hidráulica.
- La modificación de la matriz energética de nuestro País con implementación de energía renovable y/o nuclear. Según datos del misterio de energía y minería de la República Argentina del año 2014, se queman 4.7 Mtep anuales en centrales térmicas para generar el abastecimiento eléctrico, que representa el 72% de la energía eléctrica producida. Si se pudiese reducir esta cantidad, utilizando energías alternativas, se podría modificar notoriamente la brecha de extinción del petróleo.
- Los sectores de transporte y agropecuarios, utilizaron en el año 2014, 18.1 Mtep en formas de naftas y gas oil, al mismo tiempo, se produjeron 2.8 Mtep en aceites vegetales para biodiesel. Es decir, la producción de biodiesel para el consumo interno tiene un gran impacto en la demanda de petróleo.

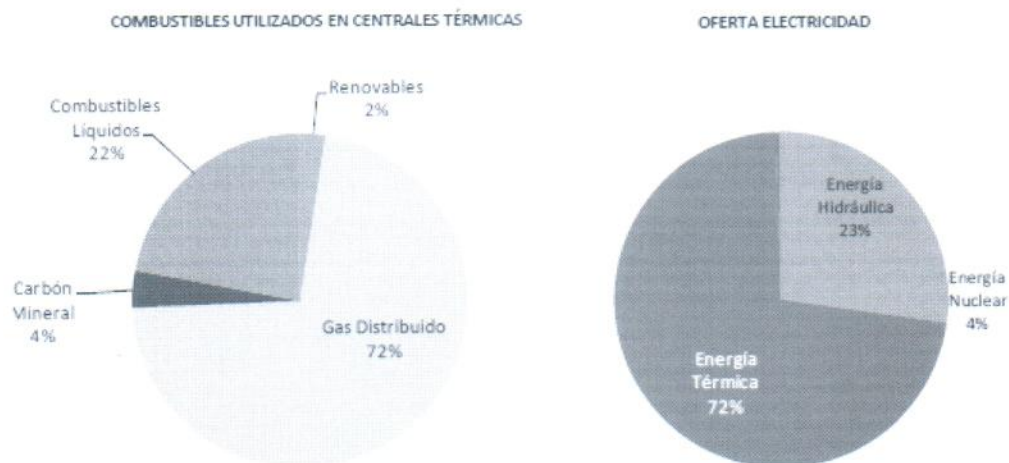


Fig. Nº: 5.13 Matriz energética nacional. [27]

6 IMPACTO AMBIENTAL DE LA FRACTURA HIDRÁULICA



RESUMEN DEL CAPITULO

En este capítulo se hace referencia a las principales complicaciones medioambientales que puede traer aparejadas la fractura hidráulica, una descripción de las mismas, como se las puede controlar y el riesgo que implican.

6.1 DISCUSIONES SOBRE LA APLICACIÓN DE FRACTURA HIDRÁULICA

Durante la aplicación de métodos no convencionales para la extracción de hidrocarburos, existen ciertos factores de riesgo para el medioambiente, que no difieren de los asumidos en la producción convencional de los mismos. Muchas actividades que realiza el ser humano presentan un potencial peligro para la sociedad y/o el medio en caso de que no sean correctamente reguladas, por ejemplo, la explotación de la energía nuclear, que sigue creando posturas opuestas en cuanto a su uso.

Los principales temas de discusión con respecto al uso de la fractura hidráulica son los siguientes:

- contaminación de acuíferos
- uso de químicos y aguas residuales
- sismicidad
- uso del agua potable
- generación de grandes volúmenes de metano
- Contaminación de acuíferos

Como ya hemos mencionado, las cuencas sedimentarias contienen hidrocarburos (shale gas y shale oil) encerrados en capas impermeables que requieren de la aplicación de nuevas tecnologías para su extracción y posterior comercialización. Para la explotación no convencional, se utiliza la fracturación o estimulación hidráulica de la roca generadora que encierra a estos hidrocarburos. Dicha estimulación consiste en inyectar agua a presiones muy elevadas con la aplicación de agentes de sostén (arenas especiales y determinados aditivos químicos), lo que permite que los hidrocarburos atrapados puedan fluir hacia la superficie. Por lo tanto, para lograr estimular hidráulicamente la roca generadora se realizan a varios miles de metros de profundidad perforaciones horizontales. Estas rocas generadoras en Argentina se ubican entre los 2.500 y 4.500 metros de profundidad, mientras que los acuíferos, en caso de existir, se ubican a menos de 300 metros debajo de la superficie; es decir, las formaciones shale están separadas de los acuíferos por más de 2 km de distancia a diferencia de lo que sucede en los pozos de EEUU. Si bien la información de pozos es obtenida por muestreo estadístico, se verifica que las posibilidades de extracción de agua se circunscriben a los pequeños valles y cuencas cerradas, en los primeros metros de profundidad, con la extracción de agua de baja calidad con altos tenores de sulfatos (hasta 850 ppm). Por otra parte los riesgos relacionados con la perforación de pozos de Shale Gas o Shale Oil, cuando se atraviesa una napa acuífera, no difieren de los existentes con los pozos convencionales, que son controlables con la aplicación de las Mejores Prácticas Operativas desarrolladas en los últimos 150 años. En consecuencia, cuando se realiza la estimulación hidráulica de la roca generadora, los hidrocarburos no pueden migrar hacia la superficie y contaminar los acuíferos, debido a la existencia de múltiples capas sedimentarias que son impermeables y, por consiguiente, actúan como aislantes naturales. A modo ilustrativo, a lo largo de la perforación se cementa el espacio existente entre el casing (encamisado de acero) y la formación, así como también la intersección entre los diferentes casing, siendo mayor el espesor

del casing en las zonas donde se atraviesan los acuíferos. Estas medidas de seguridad logran aislar las diferentes formaciones de los acuíferos, evitando el contacto entre estos y los hidrocarburos extraídos. Por lo tanto, la aplicación de métodos no convencionales para la extracción de hidrocarburos produce inferior, o a lo sumo el mismo, impacto sobre el medioambiente que los métodos tradicionales. Esto depende de la responsabilidad de la empresa y en particular del control efectuado por los organismos pertinentes de las provincias productoras de hidrocarburos. El proceso de puesta en marcha de un pozo, desde el inicio de la perforación hasta la puesta en producción, demanda entre 50 y 100 días. La inyección de agua demanda de 2 a 5 días, y vuelve a realizarse mucho tiempo después cuando la estimulación hidráulica vuelva a ser requerida en el mismo pozo. El agua empleada puede ser reutilizada, puesta en tratamiento en instalación propia o almacenada en tanques o piletas especiales. Los ingenieros a cargo de las tareas conocen perfectamente el contexto de la formación que van a estimular. Y durante la estimulación, mediante geófonos capaces de detectar hasta la más débil onda sísmica, se va controlando el camino de las fisuras. Como la fisura busca siempre el camino de menor resistencia, tienden a crecer más hacia los laterales que hacia la superficie. Normalmente, las fisuras se extienden unos 150 a 200 metros hacia los lados y menos de 8 metros hacia arriba y hacia abajo.

Por lo tanto no hay fundamentos para esta preocupación en dicha área, en relación con una tarea y tecnología que no difiere de la conocida y dominada, luego de haber realizado una significativa cantidad de perforaciones similares, desde el inicio de la explotación de yacimientos convencionales. Una publicación del Instituto del Petróleo y Gas de Argentina, destaca que solo en nuestro país se llevan perforados más de 65,000 pozos para extracción de petróleo y gas en un siglo, sin que se haya registrado contaminación de acuíferos. A nivel mundial, se reitera que la gran cantidad de pozos ya realizados en el último siglo no ha registrado problemas significativos de este tipo. Los escasos casos registrados responden a actividades realizadas en el pasado, o en naciones donde no rigen las normas de seguridad, el monitoreo de la Autoridad Regulatoria y el control y respeto de la sociedad al medio ambiente que hoy existe.

Las causas más probables de posible contaminación ambiental corresponden a pozos defectuosos, y fugas y derrames asociados con las operaciones de superficie. Ninguna de estas causas es exclusiva de la explotación de gas de esquisto. Todas ellas son comunes a todas las tecnologías utilizadas para la perforación y operación posterior de los pozos de petróleo y gas convencionales. Por último, consideran que los mismos Operadores deben asegurarse de la integridad de sus pozos mediante test, tales como pruebas de presión y de adherencia del cemento de sellado a las paredes del pozo.

Aislamiento de acuíferos

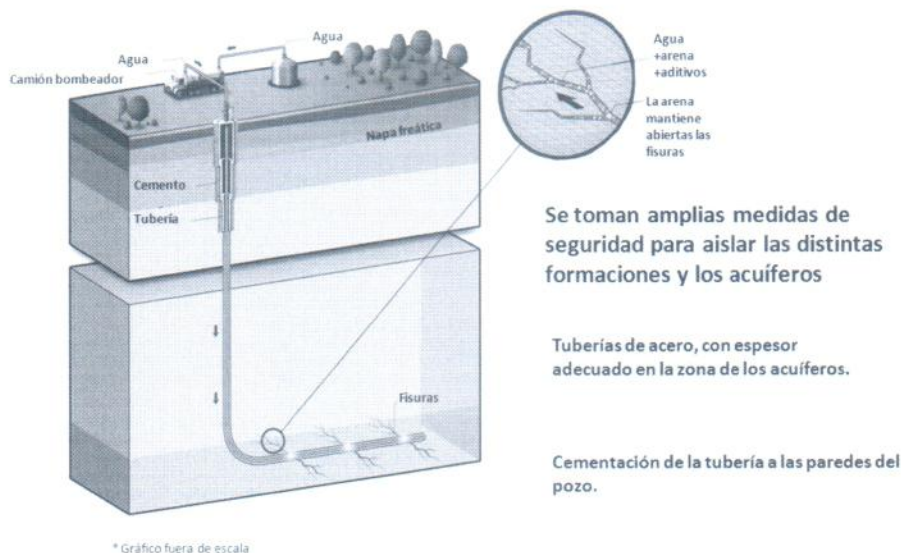


Fig. N°: 6.1 Aislamiento de acuíferos. [28]

6.2 USO DE QUÍMICOS

Como ocurre con todas las actividades industriales, la extracción de hidrocarburos también requiere de algunos compuestos químicos, útiles para determinadas funciones.

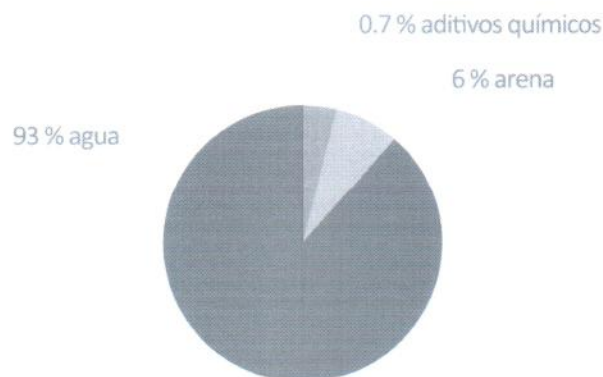


Fig. N°: 6.2 Proporciones utilizadas hoy para shale oil en Vaca Muerta. [28]

En el caso de la extracción de los hidrocarburos no convencionales, como regla general, el fluido utilizado para generar fisuras en la roca está compuesto, fundamentalmente, por agua (95%), arena (4,5%) y entre 8 y 15 compuestos químicos (menos del 1 por ciento). [28]

Se trata de compuestos conocidos, que suelen aparecer en los hogares, en productos de limpieza, en alimentos industrializados, cosméticos, etc. Incluso, en los hogares se utilizan en concentraciones mucho mayores que en la industria de los hidrocarburos.

Mucho se ha hablado sobre los químicos en la explotación de gas y petróleo no convencionales. Se ha dicho, por ejemplo, que se utilizan más de 600 y hasta 5000 tipos diferentes. O que son secretos o tóxicos. Pero esto no es así y tiene su origen en un tiempo en que estos aditivos químicos no se informaban por cuestiones de secreto comercial.

Además, la toxicidad de un producto tiene que ver no sólo con sus características particulares sino, también, con la concentración y con el grado de exposición. Y aquí es necesario recordar que estos aditivos se manejan en circuitos cerrados y, de hecho, tras cientos de miles de etapas de estimulación hidráulica en Estados Unidos no se ha documentado ningún caso en el cual estos químicos hayan alcanzado las napas de agua dulce.

Hoy, no sólo estos aditivos químicos no son secretos sino que, además, en las hojas de seguridad antes de cualquier operación, las empresas deben detallarlos ante la autoridad de aplicación.

En la actualidad, en una operación típica para shale oil en Argentina los químicos representan el 0,7 % del fluido de estimulación hidráulica. De ese total, la mitad es ácido clorhídrico (presente en nuestro estómago para poder realizar la digestión y utilizado para desinfectar las piletas de natación). Otro 25 por ciento es un polímero natural, llamado goma guar, presente en helados, mousses y cosméticos. Y el resto de los aditivos componen el otro 25 por ciento.

La siguiente es una lista de los grupos de químicos más comunes. Se explican las funciones en la industria de los hidrocarburos y en el hogar, y se comparan sus concentraciones para cada caso.

Tipo de sustancia	Función en la industria	Función en el hogar	Concentración en el hogar	Concentración en el fluido de fractura
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control microbiano	Desinfectante, agente blanqueador, tratamiento del agua. Uso médico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano	Desinfectante. Producto utilizado para esterilizar equipamiento médico y odontológico		0.01%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Preparación de alimentos, jabones, detergentes, blanqueadores dentales	0,1% a 5%	0,04% a 0,08%

Ácido clorhídrico (ácido muriático) (33%)	Disolver carbonatos, bajar el pH	Para destapar cañerías. Presente en el estómago		0.33%
Carbonato de sodio (natrón)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Limpiadores, lavavajillas, pasta de dientes, acuarios, cuidado del cabello	0,5% a 85%	0,0% a 0,025% (Muy raramente utilizado)
Bicarbonato de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Polvo leudante, limpiadores, pasta de dientes, polvo de bebés, acuarios	1% a 100%	0,0% a 0,006% (Muy raramente utilizado)
Ácido acético (vinagre)	Estabilizador de hierro para la mezcla de ácido clorhídrico	Preparación de comidas, productos de limpieza	1% a 5%	0,003%
Cloruro de potasio	Control de la expansión de arcillas	Sal de mesa dietética, uso médico, suplemento para mascotas	0,5% a 40%	0,0% a 0,91%
Goma guar	Gelificante (polímero)	Cosméticos, productos horneados, helado, dulces, sustituto de trigo	0,5% a 20%	0,0% a 0,25%
Sales de Borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura	Cosméticos, spray para cabello, antiséptico, detergentes	0,1% a 5%	0,0% a 0,001%
Enzima hemi celulósica	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Aditivo de vinos, pasta de soja, procesos industriales de alimentos, aditivo de alimentos de granja	0.1% 25%	0,0% a 0,0005%
Enzimas	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Detergentes, jabones para ropa, removedores de manchas, limpiadores, café instantáneo	Aprox. 0,1%	0,0% a 0,0005%
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones superficiales y interfaciales	Detergentes, lavavajillas, shampoo, gel de duchas	0,5% a 2,0%	0,02%
Sílica (arena)	Agente de sostén	Vidrio, limpiadores en polvo, artículos de artística	1% a 100%	4,0% a 6,0%

Resina acrílica	Agente de sostén (recubrimiento de granos de agente de sostén)	Desinfectante, colorante, empaque de alimentos	<0,01% a 2%	0,0% a 0,002% (no se usa siempre)
-----------------	--	--	-------------	-----------------------------------

Tabla Nº: 6.1 grupos de químicos más comunes presentes en la fractura hidráulica. [29]

Algunos de los compuestos químicos enumerados, dependiendo de la concentración en que se encuentren, pueden resultar tóxicos, tanto en el hogar como en las operaciones de gas y petróleo. Por eso la industria se preocupa especialmente de que no entren en contacto con el medio ambiente, confinándolos en tuberías y piletas especialmente diseñadas durante las operaciones e inyectándolos en pozos viejos, a grandes profundidades, en su disposición final aunque, en esta última etapa, la mayoría de ellos prácticamente se ha degradado.

Es entendible que las personas que habitan en las cercanías de esos pozos rechacen la posibilidad de aceptar que esos fluidos residuales (el reflujo de agua del fracking), sean volcados en la superficie, en la zona adyacente al pozo.

Los productos que vuelven a la superficie incluidos en el reflujo de agua de fracking, pueden ser perjudiciales, como cualquier otro efluente residual de la explotación de petróleo y gas en particular, y de toda actividad minera o industrial en general. Tanto el Río Támesis en Inglaterra, como el Riachuelo en Argentina han sido y son prueba de ello. Pero también existen métodos y equipamiento adecuado para recuperar esa agua en un porcentaje muy elevado y utilizarla en la siguiente operación y/o mitigar o eliminar los efectos y hacer que los vertidos cumplan con la normativa ambiental vigente. Las autoridades deben verificar que ello se cumpla y cuando la contaminación perdura, ello no es consecuencia de la actividad industrial, sino del incumplimiento de normas y de no ajustar la operación a las Mejores Prácticas. Por ello, en esos casos hay que investigar cual es el origen del incumplimiento de las Regulaciones existentes y de la ausencia de "enforcement", o disponibilidad de la fuerza de orden público necesaria para obligar a que se apliquen las mismas.

Respecto a la contaminación en superficie, las principales amenazas en estos procesos implican:

- Derrames, desbordes o filtraciones debidas a: capacidad de almacenaje limitada / errores humanos / ingreso de agua de lluvia o inundaciones / construcción defectuosa de los pozos.
- Derrame de los fluidos de fractura concentrados durante su transporte y mezcla con agua, debido a: fallas en las tuberías / errores humanos.
- Derrame de fluidos de fractura una vez concluida la misma, durante el transporte para su almacenamiento, debido a: falla en las cañerías / capacidad de almacenaje insuficiente / errores humanos.
- Pérdida de fluido ya almacenado, debido a: ruptura de los tanques/sobrecarga debido a errores humanos o a una limitada capacidad de almacenamiento / ingreso de agua por tormentas o inundaciones / construcción inapropiada de los recubrimientos.
- Derrame de fluidos que regresan a la superficie durante el transporte desde su lugar de almacenamiento hasta camiones cisterna para su transporte, debido a: fallas en la cañería / errores humanos.

El informe del Tyndall Centre sostiene que “dado que el desarrollo del gas de esquisto requiere la construcción de múltiples pozos/plataformas de pozos, se incrementa considerablemente la probabilidad de un evento adverso que ocasione contaminación. Así, la probabilidad de incidentes de contaminación asociados a un mayor desarrollo [de gas no convencional] se incrementa de ‘posible’, a nivel de una plataforma de pozos, a ‘probable’, al incrementarse la cantidad de pozos y plataformas”.

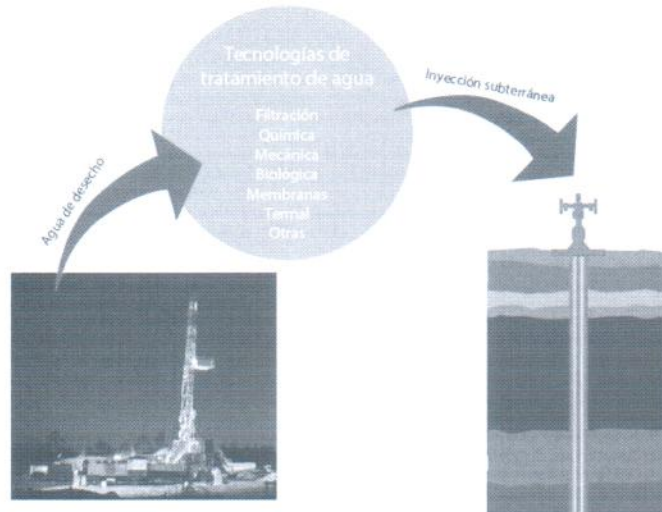


Fig. Nº: 6.3 inyección subterránea del agua de desecho. [29]

La recomendación principal es para la RAE, que “...toda el agua residual debería ser (obligatoriamente) reciclada y reutilizada en todos los casos en que ello sea posible”. Las opciones posibles para el tratamiento y la disposición final de los residuos no utilizados del agua de Fracking, “...deberían estar planificados desde el inicio de la explotación de cada Yacimiento, (en la Evaluación de Impacto Ambiental previa y obligatoria, ya mencionada). Por otra parte, la construcción, regulación de la operación y ubicación física de cualquier planta de disposición final de los residuos de explotación de un pozo, requeriría en cada caso investigación adicional”.

Las Regulaciones sobre efluentes para la extracción de petróleo y gas prohíben la descarga directa en el lugar de las aguas residuales de la extracción de Shale Gas en los cursos de agua “...Si bien parte de las aguas residuales de la extracción de gas de esquisto se reutiliza o es reinyectada, una cantidad importante aún requiere disposición final fuera del Yacimiento”. “Algunos operadores de perforación eligen volver a utilizar una parte de las aguas residuales para reemplazar y/o complementar el agua fresca en la formulación del fluido de fracturación para un futuro pozo o bien para refracturar el mismo pozo. La reutilización de las aguas residuales en el gas de esquisto, está en parte relacionada con los niveles de contaminantes en las aguas residuales y la proximidad de otros sitios donde se realizarán fracturas en las cuales se podrían reutilizar las aguas residuales. Esta práctica tiene el potencial de reducir los vertidos en las instalaciones de tratamiento o en aguas superficiales, reducir al mínimo la inyección subterránea de aguas residuales y conservar los recursos hídricos”.

Por consiguiente la técnica de fractura hidráulica no aporta una preocupación adicional a la explotación convencional de los hidrocarburos, estando los riesgos acotados por una adecuada regulación y control.

Según lo establece la Royal Academy of Engineering del Reino Unido, RAE, en Inglaterra y Escocia es obligatoria la información pública y certificada de los elementos usados en la fractura hidráulica de pozos de gas y petróleo. Bajo la ley Inglesa, en base a lo indicado en la "Water Resources Act de 1991", el Regulador Ambiental puede requerir a las empresas que revelen la composición química de todos los fluidos utilizados para la fractura Hidráulica. EPA está trabajando con las Autoridades Estatales y otros actores clave para garantizar que la extracción de gas natural no será realizada a expensas de la salud pública y el medio ambiente. El enfoque y las obligaciones de la Agencia, -EPA-, en virtud de la ley que rige su accionar, "son... proporcionar la supervisión, orientación y, en su caso, como primera prioridad, proceder a la elaboración de Regulaciones destinadas a lograr la mejor protección posible para el aire, el agua y la tierra en la que los estadounidenses viven, trabajan y juegan.

Por esa razón la EPA ha recomendado a todos los Estados a invitar a los operadores de Yacimientos No convencionales a revelar íntegramente la composición de cada uno de los aditivos fluidos, hasta que exista una regulación obligatoria al respecto. [30]

6.3 GENERACIÓN DE POSIBLES TERREMOTOS

A propósito de los supuestos "terremotos" dañinos que podría provocar la fracturación hidráulica de la roca generadora, vale la pena traer a colación un estudio dirigido por Richard Davies, del Instituto de Energía de la Universidad de Durham (Reino Unido), titulado "Induced Seismicity and Hydraulic Fracturing for the Recovery of Hydrocarbons". Al respecto, el científico británico Matt Ridley señala lo siguiente:

"La investigación definitiva de la Universidad de Durham en relación con los terremotos inducidos [por el hombre] y registrados durante muchas décadas concluye que prácticamente toda la actividad sísmica resultante del fracking fue de tan baja magnitud que solo los geocientistas hubieran estado capacitados para detectarla, y que la minería, la actividad geotérmica y el almacenamiento de reservorios de agua producen temblores de mayor magnitud [que la fracturación hidráulica]".

En el abstract del referido informe de la Universidad de Durham se puede apreciar que: "De los 198 posibles casos de sísmica inducida hallados en la literatura, con magnitudes hasta los 7,9 M, la fractura hidráulica de rocas sedimentarias para la recuperación del shale origina, en líneas generales, solo terremotos de muy baja magnitud". Los autores afirman que tales eventos sísmicos son menores en intensidad que "los provocados en procesos tales como generación de reservorios, depleción de campos de petróleo y gas convencionales, inyección de agua para la recuperación de energía geotérmica e inyecciones de agua de desechos". [31]

En suma, es imposible que las vibraciones producidas por la fracturación hidráulica de la roca generadora de hidrocarburos puedan provocar eventos sísmicos que resulten en emergencias o desastres (como los de origen natural) porque las mismas son 100.000 veces inferiores a la percepción humana. Tampoco existen registros ni documentos científicos que hayan establecido un vínculo entre el mencionado método de extracción no convencional de hidrocarburos con eventos

sísmicos dañinos. En 2011, por ejemplo, se completaron más de 250.000 etapas de estimulación hidráulica en el mundo sin que se informaran eventos sísmicos significativos. A la fecha, y pese a los numerosos estudios científicos, no se probó ninguna vinculación entre eventos sísmicos potencialmente peligrosos o dañinos y proyectos de gas o petróleo de esquistos y lutitas. [28]

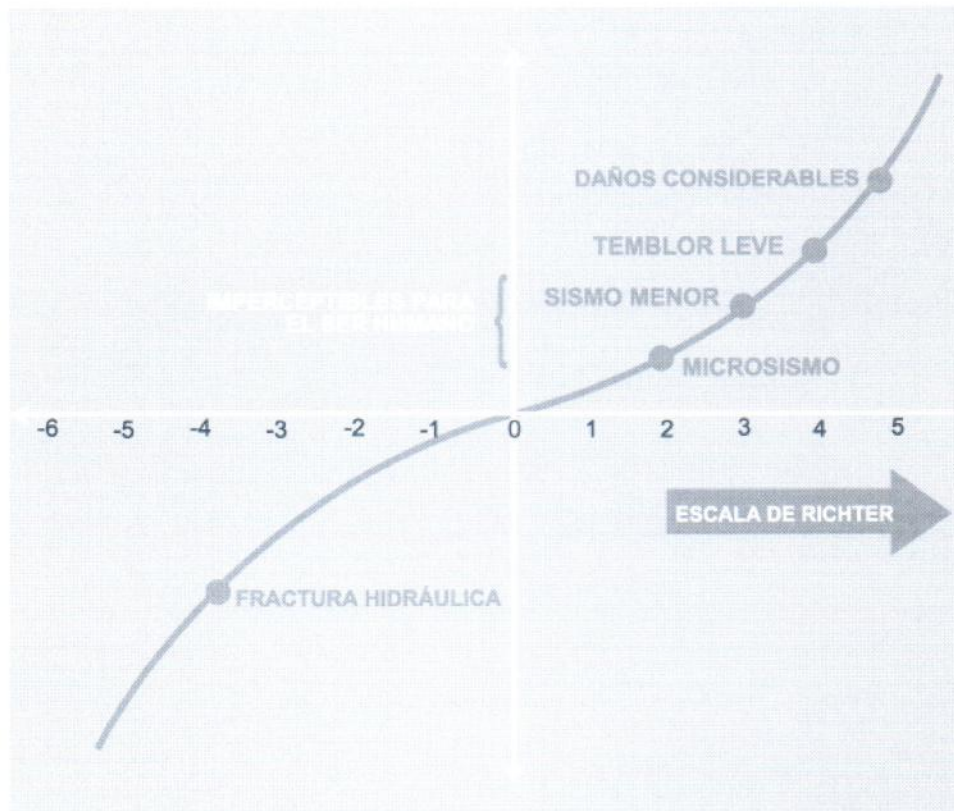


Fig. Nº 6.4 comparación en la escala de Richter de la fractura hidráulica. [28]

Se podría pensar que el "0" en la escala de Richter se corresponde a la falta de movimiento y que, por lo tanto, es errónea la escala con números negativos. Sin embargo, no es así. Cuando Charles Richter desarrolló su célebre escala, en los años 30 del siglo pasado, intentó determinar la energía de un movimiento sísmico liberada en su epicentro. Pero en años posteriores, con el desarrollo de instrumentos más sensibles, se descubrió que en lo que para Richter era "0", en realidad podían registrarse microsismos. Para no cambiar toda la escala, se decidió agregar números negativos.

Debido a la gran sensibilidad de los instrumentos de medición, estos movimientos son detectados y utilizados (al igual que la llamada sísmica 3D) para tomar decisiones en cuanto a la efectividad de la fractura y las propiedades de la formación. La preocupación de las personas y las organizaciones que han cuestionado este aspecto, reside en que en determinadas circunstancias pudieran afectarse estructuras públicas o privadas con un daño material y/o riesgos para las personas que habitan o circunstancialmente están en la zona. Esta preocupación es más acentuada en las zonas donde existe un historial de movimientos sísmicos de intensidad significativa debidos a la forma en la cual la estructura de placas existentes bajo la

corteza terrestre se está reacomodando desde hace cientos o miles de años en esa zona.

Se teme además que estos movimientos produzcan a su vez otros movimientos sísmicos inducidos en fallas geológicas preexistentes. Estos temores no tienen fundamento comprobado porque cada año se efectúan varias decenas de miles de fracturas hidráulicas en el mundo sin que se haya verificado ninguna vinculación con eventos sísmicos potencialmente peligrosos y proyectos de Shale Gas o Shale Oil. En Estados Unidos, aún en Estados de gran sismicidad como California, las preocupaciones por la fractura hidráulica no están centradas en la posibilidad de generación de terremotos inducidos.

En caso que exista una falla local en correspondencia con una estructura geológica de rocas blandas, -como aquellas donde se encuentra el Shale-, en caso de romperse, ello ocurre a menores niveles de tensión, originando una menor liberación de energía y por lo tanto difícilmente podrían originar sismos de gran intensidad, al contrario de lo que ocurre con las rocas duras como el granito, también existentes en el subsuelo. Por último, cuando se registran vibraciones con elevados niveles de "frecuencia", también se reduce la probabilidad de daño, ya que estas ondas se amortiguan a pocos metros de distancia. Una metodología que se recomienda en menos oportunidades, es la instalación de "semáforos" que permiten a las personas a cargo de la operación de cada pozo conocer en tiempo real, cuándo la perforación que está realizando comienza a producir movimientos en la corteza terrestre que las personas aún no pueden detectar.

Además de remitir los datos a las Agencias Nacionales respectivas, la RAE recomienda compartir los datos entre operadores, pues con ambos conjuntos de información se puede establecer una base de datos Nacional de las zonas donde la sismicidad inducida tiene mayor probabilidad de producirse.

6.4 USO DEL RECURSO AGUA POTABLE

La producción de hidrocarburos no convencionales requiere del uso de mayor cantidad de agua, comparada con el sistema tradicional o convencional. Sin embargo, es significativamente menor respecto de las cantidades requeridas para la generación de energía a partir de otras fuentes o de las utilizadas por otras ramas de la industria y el agro. La estimulación hidráulica de un pozo de hidrocarburos de esquistos y lutitas, por ejemplo, puede demandar hasta 30.000 m³ de agua. Sin embargo la cantidad dependerá del tipo de pozo y de la formación. Por ejemplo, hoy, un pozo vertical típico requiere de hasta 6.500 m³, cifra que asciende hasta 12.000 m³ en el caso de los horizontales. Esta cantidad se utiliza, en general, por única vez en la historia de cada pozo. El abastecimiento de agua para esta actividad, además, está estrictamente regulado por las autoridades provinciales. En Neuquén, por ejemplo, sólo se puede utilizar agua para estimulación hidráulica de hidrocarburos de reservorios no convencionales, de cursos superficiales (ríos y lagos) y está prohibido el abastecimiento mediante acuíferos subterráneos de agua dulce. Una situación similar se produce en Chubut. A modo de ejemplo, se calcula que la explotación intensiva y en plenitud de la Formación Vaca Muerta, que contiene el mayor potencial de gas y petróleo de esquistos y lutitas, requeriría de menos del 1% del recurso hídrico de Neuquén, frente a un 5% que requieren la población, la industria y el agro, y al 94%

remanente para otros usos en otras jurisdicciones [28]. La industria experimenta constantemente nuevos desarrollos en búsqueda de reducir las cantidades de agua como, por ejemplo, la estimulación hidráulica con el agua que se extrae junto con los hidrocarburos de las formaciones convencionales (agua de purga). O, más recientemente, el re uso para nuevas etapas de estimulación hidráulica. Además, la tendencia es a producir fisuras cada vez más pequeñas, lo que disminuye el requerimiento.

Para los caudales de agua superficial de la zona en análisis, los 25,000 a 35,000 m³ que requiere cada perforación, no son significativos. Según el organismo estatal provincial Corporación Minera del Neuquén, basados en información hidrográfica estadísticamente consistente y de conocimiento público, producida por las autoridades de cuenca zonales, los requerimientos de agua de la actividad hidrocarburífera no convencional equivaldrían a menos de 0,2% de los recursos hídricos superficiales disponibles (y muy poco aprovechados), considerando los caudales mínimos de los mismos. Son recursos superficiales renovables, ya que son alimentados por escurrimientos de deshielos anuales. Esta cantidad de agua corresponde a 500 pozos de Shale perforados por año, actividad de perforación que puede considerarse elevada. Además, por Decreto 1483/12 de la Provincia del Neuquén, se prohibió durante las etapas de perforación y terminación de pozos, utilizar agua subterránea con aptitud para abastecimiento de poblaciones e irrigación y sólo podrán usarse aguas subterráneas de alto tenor salino, no aptas para consumo humano. Por lo tanto, no se plantea ninguna competencia entre el agua para uso humano y el agua para la explotación de gas y petróleo para el caso específico del Yacimiento de Vaca Muerta.

El uso de aguas salinas o agua de mar, está siendo considerado en algunos yacimientos de Estados Unidos por la existencia de tecnologías desarrolladas para resolver los problemas en operaciones off-shore. Estas tecnologías no se habían utilizado inicialmente por qué cuando el agua era salina, inhibía la acción de los productos químicos destinados a reducir la fricción". Otras opciones que se están considerando donde hay escasez de agua, -como es el caso de China-, incluyen la fractura hidráulica sin utilizar agua. Estas alternativas conducen a utilizar gels, gas CO₂, y espumas de gas nitrógeno. También es posible utilizar LPG Gelificado, como fluido para impulsar la producción inicial y permitir luego la casi completa recuperación de estos fluidos de fracturación. Por último, es factible la utilización de emisiones de microondas que no introducen ningún fluido en el subsuelo. Todas estas opciones están aún en etapa de estudio.

6.5 EMISIONES DE METANO A LA ATMOSFERA POR FILTRACIÓN

El objetivo de la fractura hidráulica es poder liberar, extraer y comercializar el gas retenido en los poros de una estructura rocosa impermeable, de la cual de otra forma sería imposible obtener este hidrocarburo. La preocupación implícita en esta pregunta, es si al producirse la fractura hidráulica a 3000 m de profundidad o más, las presiones y fuerzas derivadas de estas fracturas en la roca, podrían generar vías de escape al metano, alcanzar la superficie y facilitar la migración a la atmósfera de millones de m³ de gas metano, el cual tiene un efecto invernadero hasta 24 veces superior al CO₂.

Las recomendaciones que veremos al respecto están relacionadas con tomar los recaudos necesarios para detectar potenciales fugas de gas, ya sea por fracturas en el terreno o por pérdidas en toda la instalación construida para extraer gas del yacimiento en explotación.

Las fuentes locales conocedoras de la geología de Vaca Muerta que han sido consultadas, manifiestan que, desde el punto de vista geológico es imposible que, en los profundos yacimientos de Argentina, una fractura se expanda hasta la superficie desde los 3000 m en promedio de profundidad donde se está realizando la fractura hidráulica. Según gráficos incluidos en informes de EPA, la fractura no llega más allá de los 400 m de la línea de fractura. (O sea a más de 2.500 m de la superficie).

La primera recomendación de la RAE, es que "...los operadores deberían monitorear permanentemente potenciales fugas de metano u otras emisiones a la atmósfera antes durante y después de las operaciones para la extracción de Shale Gas en un determinado yacimiento".

Afirma también la Academia de Ingeniería del Reino Unido que, "... la información recogida por los operadores debería ser presentada al regulador. Esta información podría permitir una amplia evaluación que permitiría determinar la huella de carbono relacionada con la extracción del Shale Gas".

Por una Regulación de 1990, las autoridades locales son las responsables de inspeccionar los yacimientos en relación con los olores y ruidos asociados con el venteo o quema de Gas. Existen también Regulaciones emitidas en 2007 en relación con la Calidad del Aire. (RAE).

7 CONCLUSIÓN

Los hidrocarburos representan cerca del 85 % de nuestra matriz energética, lo que hace referencia es que cualquier modificación en nuevas tecnologías tienen un fuerte impacto socioeconómico en la región. En este trabajo se vio un gran escenario de la industria hidrocarburífera Argentina y mundial, con el fin, principalmente de darle la importancia que conlleva el desarrollo de métodos no convencionales en nuestro país y comparar su potencial con el de las principales naciones petroleras del momento. Para tomar dimensión del impacto de las nuevas tecnologías aplicadas a la extracción y procesamiento del petróleo, es imprescindible, tomar el aspecto económico mundial que impacta fuertemente sobre la posibilidad de realizar inversiones en el ámbito local. Como se ha hablado en el capítulo 6, el aspecto medio ambiental se diferencia bastante al de los EEUU, donde se han desarrollado la mayoría de los estudios realizados sobre impacto en el medio, es decir, si bien la tecnología de fractura hidráulica no es nueva, hace poco que se está implementando en nuestra zona y esto genera que haya muchos aspectos que aún no están del todo resueltos. Como se mencionó, la principal diferencia en nuestro caso es que las zonas de fractura se encuentran a una profundidad mucho mayor que en los EEUU, dando como resultado, que la extracción por este método sea más segura.

Esto no elimina la posibilidad de un desastre ambiental, si la legislación se adecua correctamente a estos métodos y se realiza el control correspondiente sobre todas las tareas desarrolladas en el sector los peligros se reducen considerablemente. Esto conlleva una gran similitud con otras actividades, como por ejemplo la producción de energía eléctrica mediante fisión nuclear, donde, si no se genera un control exhaustivo de la actividad, un acto de negligencia o imprudencia puede desencadenar una catástrofe medio-ambiental.

Si tenemos en cuenta el punto de vista económico, durante los últimos meses del año 2015, el precio del petróleo a nivel mundial se ha desplomado significativamente, con bajas del 500% en (el precio se desplomó de 125 a 25 dólares americanos en el transcurso de un año). Esto generó que las empresas privadas del sector se vean fuertemente desalentadas a proseguir con el trabajo crear nuevas perforaciones. Considerando los costos de los pozos de shale en nuestro país (8 millones de dólares un pozo vertical y 15 millones uno horizontal), no cierran las cuentas en términos de retorno sobre la inversión, ni siquiera a 75U\$/bbl y 7,5 U\$/MMBtu. Es evidente que realizar mayores esfuerzos para reducir esos costos es parte de la estrategia que deben seguir las empresas. De no lograrlo el desarrollo del shale deberá quedar para más adelante.

Cuantitativamente, la producción de no convencional tiene un potencial enorme en nuestro país, como se analizó, dado un escenario de autoabastecimiento tendríamos petróleo para unos 100 años más con un crecimiento en el consumo de un 1.2 % anual, frente a los 12 años de frontera temporal de los recursos convencionales. Para poder extraer todo este petróleo se necesita una gran inversión en nuevas perforaciones y las empresas, tanto privadas como estatales se ven incentivadas, en mayor o menor medida, dependiendo de los precios de este commodity a nivel mundial.

8 BIBLIOGRAFÍA

1. El abecé del Petróleo y del Gas—Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG)-
http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-del-petroleo-y-del-gas
2. Esquistos bituminosos “oil shale” - Ing. Lucio Carrillo Barandiarán- año 2011
3. U.S. Energy Information Administration - <http://www.eia.gov/>
4. BP Statistical Review of World Energy - bp.com/statisticalreview – año 2015
5. Relación entre los Precios del Petróleo Brent y WTI – Revista Moneda – Jesús Ferreyra y Gladis Choy- <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-159/moneda-159-04.pdf>
6. 5 razones del desplome del precio del petróleo- CNN en español-
<Http://cnnespanol.cnn.com/2016/01/20/5-razones-del-desplome-del-precio-del-petroleo/>
7. Geología del Subsuelo - Ggo. Alberto Carlos Garrido- año 2007
8. IDM Ingeniería del Medio Ambiente- Empresa-
<http://www.idmgeofisica.com.ar/>
9. Área geofísica- Empresa- <http://www.areageofisica.com.ar/sp/em.html>
10. Introducción a la prospección geofísica M.Sc. José A. Naranjo T. republica
11. Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la exploración y producción de hidrocarburos-*Daniel Casalis, Luis Rabanaque, Gabino Velasco y Fabián Benedetto (IAPG)*
12. El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales- IAPG-
www.iapg.org.ar
13. Total E&P Denmark B.V. retrieved from <http://en.skifergas.dk/technical-guide/what-is-hydraulic-fracturing.aspx>
14. Anthony Andrews, “Oil Shale: History, Incentives, and Policy”, CRS Report for Congress, Order Code RL33359, April 13, 2006.
15. Halliburton, “Advances In Unconventional Gas Solutions to meet growing gas demand worldwide”, 2007

16. Heavy Oil and Natural Bitumen—Strategic Petroleum Resources - USGS Fact Sheet FS-070-03, August 2003
17. Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva / Nicolás Di Sbroiavacca <http://www.fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2015/11/Shale-oil-y-shale-gas.pdf>
18. Department of the Interior, Bureau of Land Management, “Oil Shale Management—General; Proposed Rule”, July 2008.
19. Bengt Söderbergh, “Canada’s Oil Sands Resources and Its Future Impact on Global Oil Supply”, Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group, Uppsala University.
20. Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”- Eduardo Barreriro y Guisela Masarik - revista Petrotecnia http://www.petrotecnia.com.ar/abril11/2_2011/10-18.pdf
21. Las cifras del petróleo y del gas, 50 años de Petrotecnia- Ing. Ernesto A. López Anadón- IAPG: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
22. Petroblogger-<http://www.ingenieriadepetroleo.com/cuencas-petroleras-de-argentina.html>
23. Estadísticas de Petróleo y Gas- IAPG- versión 2014- http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/estadisticas-de-petroleo-y-gas-epg
24. Servicio Geológico de los Estados Unidos- <https://www.usgs.gov/>
25. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina-septiembre 2015- U.S. Energy Information Administration https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf
26. ¿Por qué Argentina tiene el petróleo más caro de todo el mundo?- Diario el economista <http://www.eleconomista.es/noticias/noticias/6960769/08/15/Por-que-Argentina-tiene-el-petroleo-mas-carro-de-todo-el-mundo.html>
27. Ministerio de energía y minería- <http://www.minem.gob.ar/>
28. Sitio web de divulgación del IAPG sobre el shale en Argentina. <http://www.shaleenargentina.com.ar/>
29. El Fracking: Impactos ambientales y socioeconómicos- Claudia Lucía Valdés Aguirre- Instituto Universitario de Ciencias Ambientales de la Universidad Complutense de Madrid.

30. Impacto ambiental del sistema de fracturación hidráulica para la extracción de gas no convencional-enero de 2012-confederación sindical de comisiones obreras de España. <http://www.ccoo.es>
31. Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales--academia nacional de ingeniería--octubre de 2013

Otras bibliografías consultadas:

- Empresa IHS (PAC WEST)- <https://www.ihs.com/>
- El futuro del petróleo y el gas en Argentina- Jorge Ferioli- 2013- <http://jorgeferioli.com/presentacion-jorge-ferioli.pdf>
- Ministerio de energía, servicios públicos y recursos naturales del Nequen- <http://www.energianequen.gov.ar/>
- Estudio económico sobre recursos convencionales, shale oil & shale gas en Argentina: situación actual y perspectivas- empresa KPMG- <https://www.kpmg.com/AR/es/foro-energia/enfoques/encuestas-vision-futuro/Documents/ShaleOilGas.pdf>
- Suplemente estadístico revista Petrotecnia- <http://www.petrotecnia.com.ar/>
- Instituto petroquímico argentino- <http://www.ipa.org.ar/index.php/es/>

9 GLOSARIO

Asfaltita: Mezcla natural de betún y materias orgánicas.

Biogenico: Término derivado de la biogénesis, que en la industria petrolera hace referencia a la propiedad del hidrocarburo de ser producido por acción biológica.

Calicata: Exploración de un terreno mediante una barrena o una sonda para saber los minerales que contiene.

Casing: Encamisado de acero que se realiza a los pozos de hidrocarburos para evitar el intercambio de fluidos dentro y fuera del pozo.

Catagénesis: La alteración físico-química de los sedimentos y los fluidos intersticiales a temperaturas y presiones más elevadas que las de la diagénesis.

Comoditty: Mercancía, en economía es cualquier producto destinado a uso comercial. Al hablar de mercancía, generalmente se hace énfasis en productos genéricos, básicos y sin mayor diferenciación entre sus variedades.

Craquear: El craqueo o cracking es un proceso químico por el cual se quiebran moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples.

Diaclasas: Fractura en las rocas que no va acompañada de deslizamiento de los bloques que determina, no siendo el desplazamiento más que una mínima separación transversal.

Downdip: Inclinación inferior del terreno.

Estratigrafía: Parte de la geología que estudia la disposición y las características de las rocas sedimentarias y los estratos.

Filtros ghosh: Modelo matemático que permite obtener interpretaciones definitivas de las distintas curvas que permiten elaborar cortes electrostratigráficos y mapas de resistividades.

Geófono: Son transductores de desplazamiento, velocidad o aceleración que convierten el movimiento del suelo en una señal eléctrica.

In-situ: Expresión latina que significa "en el sitio".

Kerogeno o querogeno: Mezcla de compuestos químicos orgánicos presente en las rocas sedimentarias.

Litoestatigrafica: Rama de la estratigrafía que estudia los estratos y describe las unidades estratigráficas en base a sus características litológicas y las relaciones

espaciales existentes entre cada unidad, sin tener en cuenta la evolución de los fósiles característicos de cada una ni los aspectos relacionados con su cronología.

Litológica: la parte de la geología que estudia la composición y estructura de las rocas, como su tamaño de grano, características físicas y químicas, estructuras sedimentarias, etc.

Lutita: Roca sedimentaria detrítica o clástica de textura pelítica, variopinta; es decir, integrada por detritos clásticos constituidos por partículas de los tamaños de la arcilla y del limo.

Off shore: Se refiere a las actividades petroleras que se realizan en la plataforma continental y en aguas internacionales.

On shore: Es la actividad petrolera que se realiza en tierra.

Paleocauce: Cauce abandonado por un río en el ciclo geológico del paleolítico.

Petrografía: La petrografía es la rama de la geología que se ocupa del estudio e investigación de las rocas, en especial en cuanto respecta a su aspecto descriptivo, su composición mineralógica y su estructura.

Riser: Un riser es un tubo que conecta una estructura de producción flotante o una plataforma de perforación con un sistema submarino, ya sea para fines de producción tales como perforación, producción, inyección y extracción, o para fines de perforación, terminación y rehabilitación de pozos.

Roca generadora: Roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas.

Sarta de perforación: Tuberías de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la barrena de perforación hasta la plataforma de perforación.

Termogénico: elemento que fue formado por un proceso de degradación térmica.

Top drive: Motor eléctrico o hidráulico que se suspende en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación.

Workover: Proceso de realización de mantenimiento importante o tratamientos correctivos en un pozo de petróleo o gas.

10 NOMENCLATURAS

API: American Petroleum Institute (instituto Americano del petróleo)

BBL: Barril de petróleo estadounidense equivalente a 158.9 litros

BOP: Blowout preventer (válvula de prevención de reventones)

CBM: Coalbed methane (Metano de yacimiento carbonífero)

CHOPS: Cold heavy oil production with sand (producción de petróleo pesado en Frio con arena)

CSS: Cyclic Steam Stimulation (estimulación cíclica de vapor)

EIA: Energy Information Administration (administración de la información energética de USA)

EPA: Environmental Protection Agency (Agencia de Protección del Medio Ambiente de USA)

HA: Hectáreas

IAPG: Instituto Argentino del petróleo y el gas

mD: Milidarcies

NOC: National Oil Corporation (corporación nacional de petróleo)

OPEP: Organización de los países exportadores de petróleo

PCD: Polycrystalline diamond compact (diamante compacto policristalino)

POIS: Petróleo original in-situ.

RAE: Royal academy of engineering (universidad de ingeniería de UK's)

SAGD: Steam Assisted Gravity Drainage (drenaje gravitacional asistido con vapor)

TCF: Trillion cubic feet (medida americana – trillones de pies cúbicos)

TEP: Tonelada equivalente de petróleo

TLP: Tension-leg platform (Plataforma con Piernas Tensionadas)

USGS: United States Geological Survey (Servicio Geológico de los Estados Unidos)

WTI: West Texas Intermediate (crudo producido en Texas)