

**ANÁLISIS HISTÓRICO DEL ÉXITO DE LAS TÉCNICAS GEOFÍSICAS DE
EXPLORACIÓN USADAS PARA LOCALIZAR YACIMIENTOS DE GAS**

ÓSCAR GERARDO ARGOTE ZAMBRANO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

**ANÁLISIS HISTÓRICO DEL ÉXITO DE LAS TÉCNICAS GEOFÍSICAS DE
EXPLORACIÓN USADAS PARA LOCALIZAR YACIMIENTOS DE GAS**

ÓSCAR GERARDO ARGOTE ZAMBRANO

**Monografía presentada para optar al título de:
Especialista en Ingeniería del Gas**

Directora:

**ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO
Ingeniera de Petróleos. M. Eng. Dra. Eng.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2015

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por permitirme terminar este trabajo y llenar mi vida de Salud, Bendiciones y Alegrías.

A mi madre, Omaira, por su Amor incondicional, Cariño y Comprensión. En todo momento la llevo conmigo.

A mis hermanos, Jorge Enrique, María Fernanda y Ana Ruth; por ser mis mejores amigos, por su compañía, apoyo y motivación...y uno que otro regaño.

A la Universidad Industrial de Santander y en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y su grupo de profesores vinculados al Posgrado de la Escuela, por la oportunidad de complementar mi formación académica como Especialista en Ingeniería del Gas, y uso de las instalaciones en general.

A Zuly Calderón Carillo, Ingeniera de Petróleos, Magister y Doctora en Ingeniería; mi directora de monografía, por su apoyo y orientaciones académicas brindadas.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1 RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO DEL GAS NATURAL: UNA CADENA ESTRATÉGICA	17
1.1 MARCO GENERAL DE LAS RESERVAS Y LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL	17
1.2 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL	28
1.2.1 Clasificación de los Yacimientos No Convencionales de Gas Natural	29
1.3 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL	37
1.3.1 Reservas Probadas	38
1.3.2 Reservas Probables	38
1.3.3 Reservas Posibles	39
1.4 FACTORES QUE FIJAN LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL	40
1.5 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS	41
1.5.1 Método Volumétrico	41
1.5.2 Método Probabilístico	41
2 TÉCNICAS DE EXPLORACIÓN EMPLEADAS EN LA LOCALIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS	43
2.1 INTRODUCCIÓN	43
2.2 MÉTODO SÍSMICO	44
2.2.1 Métodos de Adquisición Sísmica 2D	50
2.2.2 Métodos de Adquisición Sísmica 3D	51
2.3 MÉTODO GRAVIMÉTRICO	52
2.3.1 Gravímetro	54
2.4 MÉTODO GEOELÉCTRICO	55
2.5 MÉTODO MAGNETOTELÚRICO, MÉTODO CSEM Y MÉTODO DE TESTIFICACIÓN GEOFÍSICA	58

3	ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS	65
3.1	INTRODUCCIÓN	65
3.2	PANORAMA GENERAL EN ÁFRICA, ASIA Y AUSTRALIA	66
3.2.1	Exploración y Explotación en África: Angola, Guinea Ecuatorial, Mozambique, Nigeria y Tanzania	67
3.2.2	Exploración y Explotación en Australia	74
3.2.3	Análisis de Exploraciones en África, Asia y Pacífico	76
3.3	CASOS EXITOSOS EN NORTEAMÉRICA Y SURAMÉRICA	78
3.3.1	Exploración en Norteamérica: México	78
3.3.2	Exploración en Suramérica: Brasil y Argentina	80
3.3.3	Análisis de Exploraciones en América	83
3.4	CASOS EXITOSOS EN EUROPA: MAR DEL NORTE	84
3.5	EXPLORACIÓN DEL ÁRTICO	86
4	FICHA TÉCNICA PROPUESTA PARA UNA ADECUADA OPERACIÓN DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	91
4.1	INTRODUCCIÓN	91
4.2	PROPUESTA DE UNA FICHA TÉCNICA PARA LA OPERACIÓN DE E&P	92
4.3	ANÁLISIS GENERAL PARA FUTURAS OPERACIONES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	95
5	CONCLUSIONES	98
6	RECOMENDACIONES	99
	BIBLIOGRAFÍA	100
	ANEXOS	106

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1-1 PORCENTAJE DE LAS RESERVAS ESTIMADAS DE GAS EN LATINOAMÉRICA ...	25
FIGURA 1-2 RESERVAS DE GAS NATURAL POR TIPO Y POR PAÍS	28
FIGURA 1-3 RESERVAS ESTIMADAS DE GAS EN ARENAS COMPACTAS (TIGHT GAS)	31
FIGURA 1-4 RESERVAS DE CBM Y ACTIVIDAD ASOCIADA	36
FIGURA 1-5 RESERVAS DE GAS (DE UN YACIMIENTO “X”) VS CONFIABILIDAD DE RECUPERACIÓN	39
FIGURA 2-1 MÉTODOS MÁS UTILIZADOS EN LA EXPLORACIÓN GEOFÍSICA	43
FIGURA 2-2 MÉTODO SÍSMICO DE REFLEXIÓN	45
FIGURA 2-3 MÉTODO SÍSMICO DE REFLEXIÓN	46
FIGURA 2-4 GRAVÍMETRO	54
FIGURA 2-5 MÉTODO GEOELÉCTRICO	56
FIGURA 2-6 RECEPTOR CSEM	61
FIGURA 3-1 LAS MÁS DESTACADAS ZONAS DE EXPLORACIÓN EN ÁFRICA	68
FIGURA 3-2 UBICACIÓN DEL CAMPO ALBA EN EL GOLFO DE GUINEA	70
FIGURA 3-3 UBICACIÓN DEL CAMPO TANGAWAZI EN LAS AGUAS DE TANZANIA.....	73
FIGURA 3-4 PRINCIPALES CUENCAS DE SHALE GAS EN AUSTRALIA	75
FIGURA 3-5 TRANSPORTADOR VSI	79
FIGURA 3-6 LEVANTAMIENTOS MT Y CSEM MARINOS EN EL ÁREA MARINA DE BRASIL....	81
FIGURA 3-7 UBICACIÓN DEL CAMPO MARÍA INÉS EN LA PROVINCIA DE SANTA CRUZ, ARGENTINA.....	82
FIGURA 3-8 PRINCIPALES CAMPOS GASÍFEROS EN AMÉRICA DEL SUR.....	84
FIGURA 3-9 SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS DE COMPONENTES MÚLTIPLES (4C), EMPLEADO EN EL MAR DEL NORTE	86
FIGURA 3-10 RECEPTOR CSEM UTILIZADO EN GROENLANDIA	88
FIGURA 3-11 ÁREAS PROSPECTIVAS CON ANOMALÍAS RESISTIVAS EN EL ÁRTICO.....	89

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1-1 RESERVAS DE GAS NATURAL EN TRILLONES DE M ³ , ÁMBITO MUNDIAL.....	22
TABLA 1-2 RESERVAS DE GAS NATURAL EN TRILLONES DE M ³ , ÁMBITO MUNDIAL.....	24
TABLA 1-3 PRINCIPALES CUENCAS DE GAS EN ARENAS COMPACTAS (TIGHT GAS) EN ESTADOS UNIDOS.	32
TABLA 1-4 PRINCIPALES CUENCAS DE GAS DE ESQUISTOS (SHALE GAS) EN ESTADOS UNIDOS Y CANADÁ.	34
TABLA 1-5 PRINCIPALES CUENCAS DE CBM EN ESTADOS UNIDOS	37
TABLA 4-1 DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA BASE DE DATOS PARA ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	94

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A: ETAPAS DEL PROGRAMA DE EXPLORACIÓN SÍSMICA.....	106
ANEXO B: MÉTODO CSEM. TRAYECTOS DESDE LA FUENTE MARINA HASTA LOS RECEPTORES.....	108

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS HISTÓRICO DEL ÉXITO DE LAS TÉCNICAS GEOFÍSICAS DE EXPLORACIÓN USADAS PARA LOCALIZAR YACIMIENTOS DE GAS*

AUTOR: Óscar Gerardo Argote Zambrano**

PALABRAS CLAVE: Exploración, geofísica, yacimiento, sísmica, magnetometría, sondeo, reserva, descubrimiento, producción, consumo, gas natural.

DESCRIPCIÓN: En el transcurso del tiempo, los yacimientos de petróleo como los de gas natural atraviesan cuatro etapas básicas: exploración, evaluación, desarrollo y producción. Los objetivos cambian a medida que un campo madura, lo cual se refleja sobre los gastos y las estrategias de producción; por tal razón las técnicas geofísicas contribuyen de manera innovadora durante el inicio de una larga cadena.

Durante la etapa de exploración, que hace parte del primer eslabón de la cadena de generación de valor del gas natural, las áreas prospectivas prometedoras se examinan en gran detalle; lo que ha permitido a muchas empresas del sector petrolero explotar mejor sus yacimientos mediante la combinación de imágenes sísmicas de alta calidad.

Los equipos a cargo de los activos de muchas empresas del sector utilizan la información sísmica para lograr una mejor comprensión de las propiedades de un yacimiento, lo cual les ha permitido reducir el riesgo en cada etapa de la vida útil de sus áreas prospectivas. Por esta razón, la elaboración de esta monografía permite al consultor dar una visión histórica de algunos casos exitosos de exploración y posterior producción de yacimientos de gas; empezando desde la definición de reservas de gas, el auge de la producción en algunos países, el consumo desmesurado en otros países, una conceptualización teórica de los métodos de exploración que ponen gran impacto frente a los activos de una compañía y la proposición de una ficha técnica en donde la información contenida ha revelado como llevar a cabo una exitosa campaña de exploración. Todo lo nombrado anteriormente permite que las compañías operadoras aprovechen los avances tecnológicos logrados en la adquisición de métodos y procesamiento de datos para así mejorar el rendimiento de sus activos de petróleo y de gas natural, desde el descubrimiento hasta el abandono.

* **Monografía**

** **Facultad:** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. **Escuela:** Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Directora: Ingeniera Zuly Calderón Carrillo.

ABSTRACT

TITLE: HISTORICAL ANALYSIS OF SUCCESS OF GEOPHYSICAL EXPLORATION TECHNIQUES USED TO LOCATE GAS FIELDS*

AUTHOR: Óscar Gerardo Argote Zambrano**

KEYWORDS: Exploration, geophysics, field, seismic, magnetometry, probing, reservoir, discovery, production, consumption, natural gas.

DESCRIPTION: Over time, the oil fields as natural gas go through four basic stages: exploration, evaluation, development and production. The objectives change as a mature field, which is reflected on expenditure and production strategies; for this reason geophysical techniques contribute innovatively during the start of a long chain.

During the exploration phase, which is part of the first link in the chain of value generation from natural gas, promising prospective areas are examined in great detail; what has enabled many companies in the oil sector to better exploit its deposits by combining high-quality seismic images.

The teams in charge of the assets of many companies use seismic data for better understanding of the properties of a reservoir, which has allowed them to reduce risk at every stage of the life of their prospects. For this reason, the development of this monograph allows the consultant to give a historical overview of some successful cases of exploration and subsequent production of gas fields; starting from the definition of gas reserves, the rise in production in some countries, excessive consumption in other countries, a theoretical conceptualization of exploration methods that put great impact against the assets of a company and a proposed record technique in which the information has proved to perform a successful exploration campaign. All named above enables carriers to take advantage of technological progress in the acquisition and data processing methods in order to improve the performance of their assets in oil and natural gas, from discovery to abandonment.

* **Monograph**

** **Faculty:** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. **School:** Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Advisor: Ingeniera Zuly Calderón Carrillo.

“En el Amanecer de las Ideas, nace una Luz de Esperanza para la Grandeza Espiritual del Ser Humano”.

Anónimo.

"Solo después de que el último árbol sea cortado. Solo después de que el último río sea envenenado. Solo después de que el último pez sea apresado. Solo entonces sabrás que el dinero no se puede comer".

Profecía India.

“La Edad de Piedra, no terminó por la falta de piedras; y la Era del Petróleo, no terminará por la falta de crudo”.

Ahmed Zaki Yamani

(Antiguo Ministro de Petróleo y Recursos Minerales de Arabia Saudí).

...y la Era del Gas Natural? Aquí empieza una nueva revolución energética!!!

INTRODUCCIÓN

Las técnicas geofísicas constituyen una excelente herramienta científica para la explotación de los recursos naturales, ya que permiten de una manera rápida y económica definir características de las estructuras geológicas para la programación de obras directas. Muchos yacimientos de gas constituyen una fuente energética alternativa de gran proyección mundial, tanto convencionales como no convencionales. El continuo aumento de la demanda energética mundial de mano de la generación de electricidad y producción de energía líquida para alimentar los motores de combustión interna, son asuntos energéticos que se enlazan al crecimiento de la población en el país; por ello se plasma la necesidad de conocer la cadena de valor de los hidrocarburos. Se calcula que aproximadamente el 87% de la energía utilizada en el mundo es derivada de fuentes no renovables como el petróleo, el gas natural y el carbón, y cerca del 28% del consumo energético se encuentra en forma de combustibles líquidos para el transporte (*Merino, S. y Cherry, J., 2007*); hecho que manifiesta y mantendrá nuestra dependencia de los recursos no renovables y entre ellos un favorito es el gas natural, que cada vez es más visto como una fuente de energía alternativa porque es abundante y más limpio cuando se quema que otros combustibles fósiles.

La industria del petróleo y gas ha hecho mucho menos en la exploración de gas natural que en la exploración de petróleo; recientemente se está comenzando a buscar gas natural en areniscas gasíferas de baja permeabilidad, mantos de carbón e hidratos de gas, no existe escasez de lugares para perforar solo es necesario la implementación de las nuevas tecnologías para desarrollar esos recursos. Cuando la industria petrolera comience a enfocarse en el gas natural (hecho que ya se está viendo realidad en muchos países), podremos esperar que el volumen conocido de las reservas de gas exceda con creces el actual volumen de reservas comprobadas. Se espera que los nuevos descubrimientos de reservas aporten suficiente gas natural como para alimentar al mundo por muchas décadas más; sin embargo, para

poder llevar al mercado los nuevos suministros de gas, la industria petrolera debe perforar más pozos y mejorar altamente la tecnología, la infraestructura y el transporte.

Este trabajo está compuesto por cuatro capítulos: En el primer capítulo se presenta un marco general de las reservas, la producción y el consumo del gas natural; al mismo tiempo que un panorama internacional del mercado gasífero y conocimientos bases de los yacimientos de gas no convencionales (que actualmente están tomando gran impulso en países desarrollados y emergentes). En el segundo capítulo se describen y conceptualizan los métodos geofísicos más relevantes empleados para exploración de yacimientos de gas. El tercer capítulo corresponde a un análisis narrativo de casos exitosos en algunas de las más destacadas regiones del mundo (África, México, Brasil, Argentina, Mar del Norte y El Ártico), y la influencia de estos casos exitosos en la política de los principales países productores y los principales países consumidores; es de tener en cuenta que este capítulo resalta al método sísmico y magnetométrico como los más notorios en cuanto a exploración petrolera y gasista. El cuarto capítulo presenta algunos posibles tips para tener en cuenta en la formulación de una ficha técnica para posibles campañas de exploración en un panorama futuro, teniendo en cuenta el método geofísico más destacado en la región que ha sido sin lugar a dudas el método sísmico.

1 RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO DEL GAS NATURAL: UNA CADENA ESTRATÉGICA

1.1 MARCO GENERAL DE LAS RESERVAS Y LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

Las reservas (ya sea de petróleo o gas natural), son unos de los cimientos de las finanzas y la planeación de las compañías petroleras y por ende de los países productores.

Antes de hablar de las reservas actualmente existentes en el mundo, es indispensable aclarar cómo se efectúa el proceso de búsqueda de gas natural además de algunos conceptos relacionados con este tema. La búsqueda de gas natural se inicia con exploraciones, que consisten básicamente en realizar estudios y perforaciones en zonas donde existen indicios de la existencia de gas. Una vez que algún yacimiento de gas es encontrado, el próximo paso es analizarlo de manera de determinar tanto la cantidad como la calidad del gas natural contenido en ese yacimiento, calculándose así la duración de ese yacimiento de acuerdo a la cantidad de gas que tenga y a la estimación del consumo. Una vez que estos análisis son efectuados, el gas natural pasa a ser una reserva probada. Debido al alto costo que este proceso implica, no todos los yacimientos son analizados. Lo que si se realiza constantemente son perforaciones para localizar yacimientos, de manera de que en el momento que se necesiten probar las reservas, se tengan ubicadas y lo único necesario por realizar sea un análisis de manera de determinar la calidad y la duración del gas natural.¹

Las empresas productoras deben mantener reservas probadas por lo menos para cumplir con los contratos de extracción que mantengan vigentes. Respecto a las

¹ **INNERGY Soluciones Energéticas**, Empresa Comercializadora de Gas Natural a nivel industrial, Chile. [En línea]. Disponible en: <http://innergy.cl/reservas.htm>

reservas mundiales de gas natural, estas son aproximadamente 185,7 trillones de metros cúbicos estándar (según la *BP Statistical Review of World Energy 2014*), las que se encuentran principalmente concentradas en Rusia y países de Medio Oriente. Según las tablas 1-1 y 1-2, se puede determinar los diez países con mayores reservas probadas de gas natural; en su orden tenemos:

1. **Irán** (33,8 trillones de m³), (1192,9 TPC), (**18,2%** de las reservas mundiales)

La mayor parte de las reservas de este país permanecen sin desarrollar debido a las sanciones internacionales que sufre el país y a los aplazamientos en el desarrollo de sus yacimientos. Más del 60% de las reservas de gas natural de Irán se encuentran en alta mar, representando los yacimientos no asociados alrededor del 80% de las reservas probadas de gas nacional. South Pars es hasta la fecha el mayor yacimiento de gas que supone el 27% de las reservas de gas natural probadas totales de Irán y el 35% de la producción de gas natural del país. North Pars, Kish y Kangan son los otros grandes yacimientos de gas natural iraní. La gestora del desarrollo y producción de recursos de gas natural en el país es la National Iranian Oil Company (NIOC). La National Iranian Gas Company (NIGC), otra filial de NIOC, es la responsable de la infraestructura, transporte y distribución de gas natural en todo el territorio nacional.

2. **Rusia** (31,3 trillones de m³), (1103,6 TPC), (**16,8%** de las reservas mundiales)

Más de la mitad de las reservas de gas de Rusia se encuentran en Siberia, de los cuales tres de sus principales yacimientos son Yamburg, Urengoy y Medvezh'ye que representan aproximadamente el 45% de las reservas de gas de este país. La mayor parte de las reservas de gas en desarrollo y producción en Rusia se encuentran en la región de Nadym-Pur-Taz (NPT) al norte de Siberia Occidental. La compañía de petróleo y gas estatal Gazprom representa aproximadamente el 80% de la producción de gas natural nacional y controla más del 65% de las reservas probadas de gas en el país. Otras compañías involucradas en la producción de gas en Rusia son Novatek, Lukoil y Rosneft.

3. **Qatar** (24,7 trillones de m³), (871,5 TPC), (**13,3%** de las reservas mundiales)

La gran mayoría de las reservas de gas natural de este país se encuentran en el gigante yacimiento offshore North Field, que cubre un área casi equivalente al mismo Qatar. North Field es el yacimiento de gas no asociado más importante del mundo y es la principal fuente de producción de gas natural de Qatar. El Barzan Gas Project, es el último proyecto en construcción en el North Field, del cual se espera que produzca un adicional de 600 mil millones de pies cúbicos de gas al año tras su finalización en 2015. La compañía estatal Qatar Petroleum (QP) es el jugador dominante en el sector de gas natural del país. Los recursos de gas natural son desarrollados mediante mega proyectos integrados en asociación con otras empresas extranjeras, incluyendo ExxonMobil, Shell y Total; mientras que Qatargas y RasGas son los principales operadores de GNL en Qatar.

4. **Turkmenistán** (17,5 trillones de m³), (617,3 TPC), (**9,4%** de las reservas mundiales)

La mayor parte de las reservas probadas de gas de este país se encuentran en la cuenca de Amu Darya en el sureste y en las cuencas del Murgab South del Mar Caspio en la parte occidental del país. El yacimiento de Dauletabad en la cuenca de Amu Darya, con unas reservas de gas estimadas de 60 TPC, es uno de los yacimientos más grandes y antiguos de gas en Turkmenistán. La responsable de desarrollar los recursos de gas es Turkmengaz, una de las cinco empresas estatales para la exploración, desarrollo, producción y distribución. China es el mercado clave de exportación de gas natural, siendo la CNPC la única empresa extranjera que opera directamente en el país mediante su participación en el proyecto de Bagtyiarlyk, cerca del río Amu Darya.

5. **Estados Unidos** (9,3 trillones de m³), (330 TPC), (**5,0%** de las reservas mundiales)

Las reservas probadas de gas de este país han aumentado de manera constante

desde 1999, con la expansión de las actividades de exploración y desarrollo en sus formaciones de esquisto. Barnett, Haynesville, Marcellus, Fayetteville, Woodford y Eagle Ford; son los principales yacimientos de esquisto que contribuyen a la expansión en la producción de gas natural. Otras reservas nacionales de gas incluyen los yacimientos de Antrim, Caney, Conesauga, Granite Wash y diversas áreas marítimas en la cuenca del Golfo de México. E.U., es el mayor productor y consumidor de gas del mundo. En el 2012 el país ya contaba con más de 210 sistemas de gasoductos destinados al transporte. Si sumamos los gasoductos de transmisión interestatales e intraestatales, alcanzarían una extensión total de 490850 kilómetros.

6. Arabia Saudí (8,2 trillones de m³), (290,8 TPC), (**4,4%** de las reservas)

El gas asociado en los enormes yacimientos de petróleo, tales como Ghawar en tierra, así como Safaniya y Zuluf en alta mar; representan aproximadamente el 57% de las reservas probadas de gas del país. El proyecto Karan, que entró en operatividad en 2011, es el primer yacimiento de gas no asociado en alta mar. La compañía Saudi Aramco de propiedad estatal es responsable de la producción de gas en el país, la cual se ha asociado con empresas extranjeras como Lukoil, Sinopec, Eni y Repsol para la exploración de los recursos de gas no asociado en tierra, especialmente en el Rub al-Khali, el mayor desierto de arena del mundo.

7. Emiratos Árabes Unidos (6,1 trillones de m³), (215,1 TPC), (**3,3%** de las reservas)

A pesar de las vastas reservas de gas con las que cuenta, este país importa gas proveniente de Qatar. No obstante, hay que tener en cuenta que alrededor del 30% de la producción de gas de este país se vuelve a inyectar en los yacimientos de petróleo, mientras que el sector de energía del país también hace uso del gas para la generación de electricidad. Cerca del 94% de las reservas probadas de gas se encuentra en Abu Dabi, mientras que Sharjah y Dubái representan el 4% y el 2% de las reservas totales. El desarrollo y procesamiento de las reservas de gas son

económicamente desafiantes ya que la mayor parte del gas tiene un alto contenido de azufre. ADNOC lleva a cabo la exploración y producción de los recursos de gas en Abu Dabi; mientras que la Abu Dabi Gas Industries (GASCO), una empresa conjunta entre ADNOC, Shell, Total y Partex; es responsable del procesamiento en tierra, así como la Abu Dabi Gas Liquefaction (ADGAS) gestiona la producción y exportación nacional de GNL y GLP.

8. **Venezuela** (5,6 trillones de m³), (196,8 TPC), (**3,0%** de las reservas)

Los yacimientos terrestres existentes, tales como Anaco, Barrancas y Yucal Place, se están desarrollando para incrementar la producción. La plataforma Deltana, Mariscal Sucre y Blanquilla-Tortuga en zonas marítimas al norte de Venezuela, junto a los bloques de gas en el Golfo de Venezuela en el noreste del país, se están desarrollando con la participación de empresas extranjeras, entre ellas Total, Statoil, Chevron y Gazprom. La gran parte de la producción de gas del país se vuelve a inyectar en los yacimientos de petróleo para una mejor extracción del petróleo crudo; por ello, actualmente el país importa gas natural de Colombia con el fin de satisfacer su demanda industrial.

9. **Nigeria** (5,1 trillones de m³), (179,4 TPC), (**2,7%** de las reservas)

La mayoría de las reservas de gas se encuentran en el Delta del Niger. Amenam-Kpono, Akpo y Bonga son los principales yacimientos de petróleo y gas ubicados en el Delta del Niger. Shell es el principal productor de gas en este país, aunque Total, Eni y Chevron están las grandes empresas extranjeras que participan en la producción de gas.

10. **Algeria** (4,5 trillones de m³), (159,1 TPC), (**2,4%** de las reservas)

Más de la mitad de las reservas probadas de gas se concentran en el yacimiento de gas más grande del país, el Hassi R'Mel. Los yacimientos asociados y no asociados de las regiones del sur y sureste del país, comprenden las reservas restantes. Rhourde Nouss, Alrar y Hamra son algunos de los otros yacimientos de gas más

grandes del país. Sonatrach es la empresa líder en la producción de gas; otras compañías involucradas en su producción son Eni, BP, Repsol y BG Group. Una serie de nuevos proyectos de gas incluidos el Gassi Touil, In Salah Expansion, Reggane Nord, Timimoun y Touat, se encuentran actualmente en desarrollo.²

Tabla 1-1 Reservas de Gas Natural en trillones de m³, Ámbito Mundial

Natural gas

Proved reserves

	At end 1993 Trillion cubic metres	At end 2003 Trillion cubic metres	At end 2012 Trillion cubic metres	At end 2013			
				Trillion cubic feet	Trillion cubic metres	Share of total	R/P ratio
US	4.6	5.4	8.7	330.0	9.3	5.0%	13.6
Canada	2.2	1.6	2.0	71.4	2.0	1.1%	13.1
Mexico	2.0	0.4	0.4	12.3	0.3	0.2%	6.1
Total North America	8.8	7.4	11.1	413.7	11.7	6.3%	13.0
Argentina	0.5	0.6	0.3	11.1	0.3	0.2%	8.9
Bolivia	0.1	0.8	0.3	11.2	0.3	0.2%	15.2
Brazil	0.1	0.2	0.5	15.9	0.5	0.2%	21.2
Colombia	0.2	0.1	0.2	5.7	0.2	0.1%	12.8
Peru	0.3	0.2	0.4	15.4	0.4	0.2%	35.7
Trinidad & Tobago	0.2	0.5	0.4	12.4	0.4	0.2%	8.2
Venezuela	3.7	4.2	5.6	196.8	5.6	3.0%	*
Other S. & Cent. America	0.2	0.1	0.1	2.2	0.1	*	24.9
Total S. & Cent. America	5.4	6.8	7.7	270.9	7.7	4.1%	43.5
Azerbaijan	n/a	0.9	0.9	31.0	0.9	0.5%	54.3
Denmark	0.1	0.1	†	1.2	†	*	7.0
Germany	0.2	0.2	0.1	1.7	†	*	5.9
Italy	0.3	0.1	0.1	1.8	0.1	*	7.3
Kazakhstan	n/a	1.3	1.5	53.9	1.5	0.8%	82.5
Netherlands	1.7	1.4	0.9	30.1	0.9	0.5%	12.4
Norway	1.4	2.5	2.1	72.4	2.0	1.1%	18.8
Poland	0.2	0.1	0.1	4.1	0.1	0.1%	27.5
Romania	0.4	0.3	0.1	4.1	0.1	0.1%	10.6
Russian Federation	n/a	30.4	31.0	1103.6	31.3	16.8%	51.7
Turkmenistan	n/a	2.3	17.5	617.3	17.5	9.4%	*
Ukraine	n/a	0.7	0.6	22.7	0.6	0.3%	33.4
United Kingdom	0.6	0.9	0.2	8.6	0.2	0.1%	6.7
Uzbekistan	n/a	1.2	1.1	38.3	1.1	0.6%	19.7
Other Europe & Eurasia	35.6	0.4	0.3	8.8	0.2	0.1%	33.4
Total Europe & Eurasia	40.5	42.7	56.5	1999.5	56.6	30.5%	54.8

(Tomado de: BP Statistical Review of World Energy June 2014, bp.com/statisticalreview #BPstats)

Encontrar nuevas reservas de petróleo se está convirtiendo en una actividad cada vez más difícil (*S.I. al-Husseini, 2007*). En un artículo reciente, “Peak Oil and the Evolving Strategies of Oil Importing and Exporting Countries” OECD International Transport Forum (*Kjell Aleklett, Dec 2007*), consideraba que la producción global de petróleo probablemente había sobrepasado su máximo y que el mundo había alcanzado el punto culminante de la Era del Petróleo, también conocido como Pico de Hubbert. El ritmo de descubrimientos de nuevas reservas de petróleo es menor

² **Fieras de la Ingeniería.** En línea. Disponible en: <http://www.fierasdeingenieria.com/las-reservas-de-gas-natural-mas-grandes-del-mundo/>

que el ratio actual de consumo, y cinco de cada seis países productores tienen una producción descendente. En el año 2008, las reservas probadas de petróleo disminuyeron un 0,2%, mientras que las reservas probadas de gas se elevaron un 4,5%.³

Todas las predicciones apuntaban a que la producción de gas natural en los Estados Unidos iba a empezar a declinar a comienzos del siglo XXI, y de hecho la producción de gas convencional alcanzó su máximo hace 15 años. Sin embargo, en la última década, la producción interna de gas en los Estados Unidos se ha mantenido, e incluso se ha incrementado en 2008. Más sorprendente aún: las reservas probadas de gas en los Estados Unidos se ha incrementado en 40% desde 2006, y en el año 2009, Estados Unidos se ha convertido en el primer productor de gas en el mundo, por delante de Rusia. La mayoría del crecimiento de la producción de gas en los Estados Unidos y otros países desarrollados como Australia procede de fuentes no convencionales de gas natural que estaban consideradas hasta fechas recientes como recursos no recuperables. Nuevas y avanzadas técnicas de exploración y perforación de pozos están permitiendo de manera progresiva un mejor acceso a los recursos de gas no convencionales a precios competitivos. Dado que la mayoría de los desarrollos y descubrimientos están teniendo lugar en los Estados Unidos, están teniendo un impacto enorme sobre el mercado global del gas natural.

³ **BP Statistical Review of World Energy** June 2009. Available: [http://bp.com/statistical review](http://bp.com/statistical%20review)

Tabla 1-2 Reservas de Gas Natural en trillones de m³, Ámbito Mundial

Bahrain	0.2	0.1	0.2	6.7	0.2	0.1%	12.1
Iran	20.7	27.6	33.6	1192.9	33.8	18.2%	*
Iraq	3.1	3.2	3.6	126.7	3.6	1.9%	*
Kuwait	1.5	1.6	1.8	63.0	1.8	1.0%	*
Oman	0.2	1.0	0.9	33.5	0.9	0.5%	30.7
Qatar	7.1	25.3	24.9	871.5	24.7	13.3%	*
Saudi Arabia	5.2	6.8	8.2	290.8	8.2	4.4%	79.9
Syria	0.2	0.3	0.3	10.1	0.3	0.2%	63.9
United Arab Emirates	5.8	6.0	6.1	215.1	6.1	3.3%	*
Yemen	0.4	0.5	0.5	16.9	0.5	0.3%	46.3
Other Middle East	†	0.1	0.2	8.1	0.2	0.1%	35.3
Total Middle East	44.4	72.4	80.3	2835.4	80.3	43.2%	*
Algeria	3.7	4.5	4.5	159.1	4.5	2.4%	57.3
Egypt	0.6	1.7	2.0	65.2	1.8	1.0%	32.9
Libya	1.3	1.5	1.5	54.7	1.5	0.8%	*
Nigeria	3.7	5.1	5.1	179.4	5.1	2.7%	*
Other Africa	0.7	1.0	1.2	43.3	1.2	0.7%	56.9
Total Africa	10.0	13.9	14.4	501.7	14.2	7.6%	69.5
Australia	1.0	2.4	3.8	129.9	3.7	2.0%	85.8
Bangladesh	0.3	0.4	0.3	9.7	0.3	0.1%	12.6
Brunei	0.4	0.3	0.3	10.2	0.3	0.2%	23.6
China	1.7	1.3	3.3	115.6	3.3	1.8%	28.0
India	0.7	0.9	1.3	47.8	1.4	0.7%	40.2
Indonesia	1.8	2.6	2.9	103.3	2.9	1.6%	41.6
Malaysia	1.8	2.5	1.1	38.5	1.1	0.6%	15.8
Myanmar	0.3	0.4	0.3	10.0	0.3	0.2%	21.6
Pakistan	0.7	0.8	0.6	22.7	0.6	0.3%	16.7
Papua New Guinea	†	†	0.2	5.5	0.2	0.1%	*
Thailand	0.2	0.4	0.3	10.1	0.3	0.2%	6.8
Vietnam	0.1	0.2	0.6	21.8	0.6	0.3%	63.3
Other Asia Pacific	0.3	0.5	0.3	11.5	0.3	0.2%	17.5
Total Asia Pacific	9.3	12.7	15.2	536.6	15.2	8.2%	31.1
Total World	118.4	155.7	185.3	6557.8	185.7	100.0%	55.1
of which: OECD	14.6	15.3	18.7	678.3	19.2	10.3%	16.0
Non-OECD	103.8	140.4	166.6	5879.5	166.5	89.7%	76.7
European Union	3.7	3.2	1.6	55.6	1.6	0.8%	10.7
Former Soviet Union	35.3	36.9	52.8	1869.5	52.9	28.5%	68.2

(Tomado de: BP Statistical Review of World Energy June 2014, bp.com/statisticalreview #BPstats)

Como prueba del interés de la industria en el gas no convencional, en diciembre de 2009, ExxonMobil anunció la compra de XTO Energy, el mayor productor de gas independiente de los Estados Unidos y una de las principales compañías que operan en el yacimiento de esquistos de Barnett (Texas), por 31000 millones de dólares.

La Agencia Internacional de la Energía, define el gas no convencional como el gas que es tecnológicamente más difícil o más caro de producir que el gas convencional. Los recursos de gas no convencionales se clasifican en: metano en capas de carbón (coal bed methane), gas en areniscas de baja permeabilidad (tight gas) y gas en esquistos o pizarras (shale gas). Otros enormes recursos de gas no convencional son los hidratos de carbono (moléculas de metano atrapadas en compuestos helados de agua), pero no se espera que contribuyan a la producción de gas en los próximos años.

En el contexto mundial, la participación de Latinoamérica es sobresaliente; en la región, el gas natural se encuentra tomando un atractivo propio de un hidrocarburo eficiente y no contaminante. Los países con mayores reservas de gas natural en Latinoamérica con respecto a las reservas mundiales, son los siguientes: Venezuela (196,8 TPC), (5,6 trillones de m³). Brasil (15,9 TPC), (0,5 trillones de m³). Trinidad & Tobago (12,4 TPC), (0,4 trillones de m³). México (12,3 TPC), (0,3 trillones de m³). Bolivia (11,2 TPC), (0,3 trillones de m³). Argentina (11,1 TPC), (0,3 trillones de m³). Colombia (5,7 TPC), (0,2 trillones de m³).

Figura 1-1 Porcentaje de las Reservas Estimadas de Gas en Latinoamérica



(Tomado de: Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, 2010)

En (*BBC Mundo*, 2013) se presenta un panorama de los principales productores de gas en Latinoamérica:

Venezuela: Con el descubrimiento de nuevos yacimientos, ha pasado a tener la mayor reserva de gas natural de Latinoamérica y la octava en el mundo. Pero el

país solo ha percibido recientemente la importancia estratégica de este recurso natural. Según la BP, la producción comercial de gas natural de Venezuela bajó de 29,5 billones de m³ en 2012 a 28,4 billones de m³ en 2013 (-3,2%). Según el Ente Nacional de Gas de dicho país, casi la totalidad de este hidrocarburo se destina al consumo interno, aunque existen proyectos de exportación a China, la alianza con MERCOSUR y Cuba.

México: El país posee, según BP, reservas de gas natural de 12,3 TPC (0,3 trillones de m³) pero ocupa el primer puesto en cuanto a producción en Latinoamérica, con un volumen de 56,6 billones de metros cúbicos. La demanda de este hidrocarburo para el consumo interno ha crecido notoriamente en los últimos años y el flujo de exportación es modesto, principalmente hacia el suroriente de los Estados Unidos y la Unión Europea.

Brasil: Posee la segunda reserva gasífera de Latinoamérica, aunque ocupa el quinto puesto en cuanto a producción en Latinoamérica; tiene un volumen de 21,3 billones de metros cúbicos, según datos de la BP. Al mismo tiempo importa gas natural desde Bolivia, Argentina y Venezuela; Brasil hace parte del MERCOSUR. Actualmente Brasil como el país más desarrollado de Latinoamérica, se encuentra en grandes y ambiciosos proyectos de exploración offshore a la cabeza de la empresa estatal Petrobras, esto ha permitido aumentar considerablemente sus reservas en poco tiempo.

Argentina: Posee la sexta reserva gasífera de la región, pero con un volumen de casi 35,5 billones de metros cúbicos es el primer productor seguido por Venezuela en Suramérica y el tercero en Latinoamérica seguido por México y Trinidad & T, según datos de la BP. Tras el colapso económico de 2001 y la consiguiente disminución de las inversiones en el sector energético, más del 50% de la generación de electricidad ha pasado a depender de centrales que se alimentan con gas natural por medio de la cogeneración. Este país junto con Brasil son los que más han implementado el uso del gas natural vehicular por medio de la conversión de vehículos a GNV. Para hacer frente a esta demanda, Argentina ha recortado las

exportaciones a Chile, su principal mercado en la región, asimismo ha comenzado a importar gas de Bolivia.

Bolivia: Posee la quinta reserva de gas en Latinoamérica. Sin embargo, datos de la BP indican que tiene un volumen de producción de apenas 20,8 billones de metros cúbicos. Gran parte de la producción de gas se exporta principalmente a Brasil.

Ecuador: Con las menores reservas dentro del grupo de países mencionados, es un país que consume 0,6 billones de metros cúbicos, según la BP. Ecuador es el séptimo productor de gas en Suramérica, según la AIE. La mayor parte de esta producción se destina al mercado interno.

Colombia: Con un volumen de producción de 12,6 billones de metros cúbicos, Colombia es el quinto productor de gas natural de Suramérica, según la BP. La mayor parte de la producción es consumida localmente y las autoridades estiman que sus reservas (algo mayores que las de Ecuador) durarán unas tres décadas.

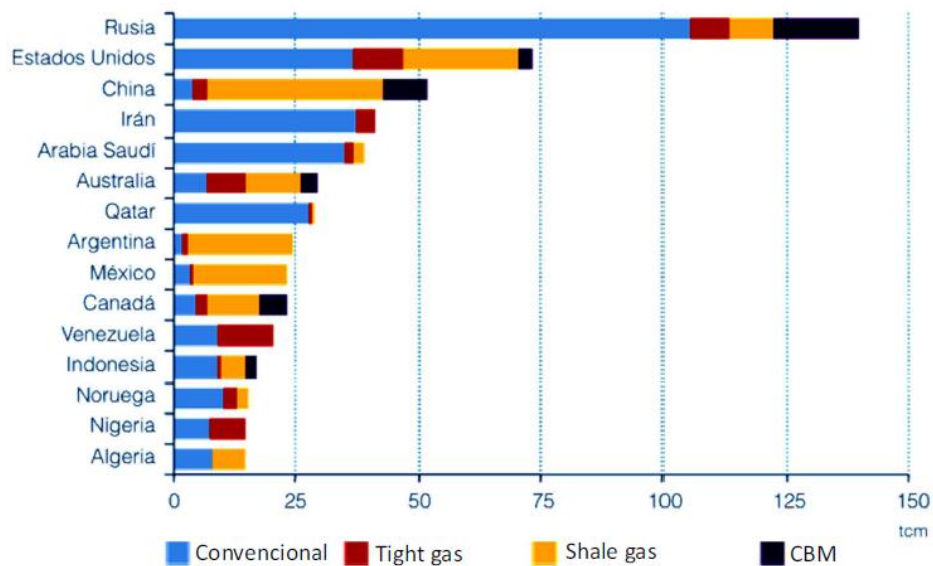
Trinidad & Tobago: Es un país de las Antillas del El Caribe; considerado por muchos analistas como el tigre latinoamericano (haciendo referencia a los tigres asiáticos con respecto al mercado del gas), este país firmó con Venezuela un acuerdo de unificación de los yacimientos de gas que comparten ambos países para llevar a cabo su explotación conjunta. El yacimiento al que se refiere el acuerdo es el campo Lorán-Manatee, el cual se ubica a lo largo de la frontera marítima entre ambos países. Según el acuerdo firmado, estos países compartirían las actividades exploratorias de este yacimiento que posee 10 trillones de pies cúbicos (TCF) de reservas certificadas de gas, de las cuales 7,3 trillones pertenecen al lado venezolano y 2,7 trillones al lado trinitario. El 62% de las exportaciones de gas de Trinidad & Tobago tienen como destino los Estados Unidos, el 38% tiene como destino Francia, España y República Dominicana.⁴

⁴ **BBC Mundo**, http://news.bbc.co.uk/spanish/specials/newsid_4562013/4562410.stm

1.2 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL

En los típicamente yacimientos convencionales, las rocas donde se encuentra el gas tienen características de alta porosidad y permeabilidad; el gas migra desde la roca generadora hacia reservorios atrapados donde se acumula sin migrar a la superficie, debido a los sellos naturales este tipo de yacimientos pueden desarrollarse mediante pozos verticales con técnicas tradicionales de extracción. Por su parte, los yacimientos no convencionales contienen gas que todavía se encuentra en la roca generadora; estos yacimientos se encuentran en condiciones geológicas que hacen que el movimiento del gas sea muy lento debido a las rocas poco permeables. Por tanto, este tipo de yacimiento debe desarrollarse con la técnica de estimulación hidráulica, mediante la cual se realizan microfracturas en la roca para liberar el gas.⁵

Figura 1-2 Reservas de Gas Natural por tipo y por país



(Tomado de: Agencia Internacional de Energía, IEA, 2012)

⁵ ACP, "Los Yacimientos No Convencionales y su importancia para Colombia", página 4, Bogotá, Colombia, Mayo de 2014. Cartilla en línea, disponible en: <http://acp.com.co>

Actualmente en la literatura técnica especializada se diferencia al gas convencional del que no lo es; este último se asocia con los gases naturales que se encuentran contenidos en formaciones rocosas “de difícil producción”, es decir que requieren técnicas de estimulación y producción especiales para extraer el recurso. El gas natural proveniente del carbón, junto a las arenas compactas, los gases de esquistos y los hidratos de gas, son todos ejemplos de gases no convencionales (CSUG, 2011).⁶

1.2.1 Clasificación de los Yacimientos No Convencionales de Gas Natural ⁷

❖ **Gas en Arenas Compactas (Tight Gas):** Se conoce como gas en arenas compactas al gas natural presente en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad. Los yacimientos generalmente son formaciones areniscas, aunque también se pueden encontrar en formaciones calizas. Muchas veces estas formaciones geológicas son similares a los yacimientos convencionales, de manera que no hay una separación clara entre los dos tipos de yacimientos. La definición estándar para un yacimiento de arenas compactas es aquel que tiene una roca matriz con una porosidad menor del 10% y una permeabilidad menor o igual a 0,1 milidarcy. La baja permeabilidad se debe a la fina naturaleza de los sedimentos y a la compactación de los mismos.

La producción de gas de un yacimiento de arenas compactas es menor que la de un yacimiento convencional, y para recuperar el gas se deben perforar un número mayor de pozos. Además, requieren técnicas de fracturación múltiple para obtener cantidades significativas de gas.

⁶ **CANADIAN SOCIETY FOR UNCONVENTIONAL GAS (CSUG)**, 2011. Disponible en: http://www.csug.ca/index.php?option=com_content&task=view&id=60&Itemid=66#natural

⁷ **SUÁREZ A., GONZÁLEZ M.** “La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa”. Cuadernos de Energía. Comisión Nacional de Energía. Madrid, España. 2010.

La exploración de los yacimientos de arenas compactas se diferencia de los yacimientos convencionales en que pueden ser reservorios continuos, consistentes en una capa de sedimentos saturada de gas o petróleo. Los yacimientos convencionales tienen fronteras mucho más definidas, y además suelen tener contacto con un acuífero en su parte inferior. La mayoría de los yacimientos no convencionales están saturados con gas en lugar de petróleo. Aunque algunos yacimientos continuos pueden encontrarse a poca profundidad, la mayoría se encuentran situados a grandes profundidades, de 3000 metros o superiores.

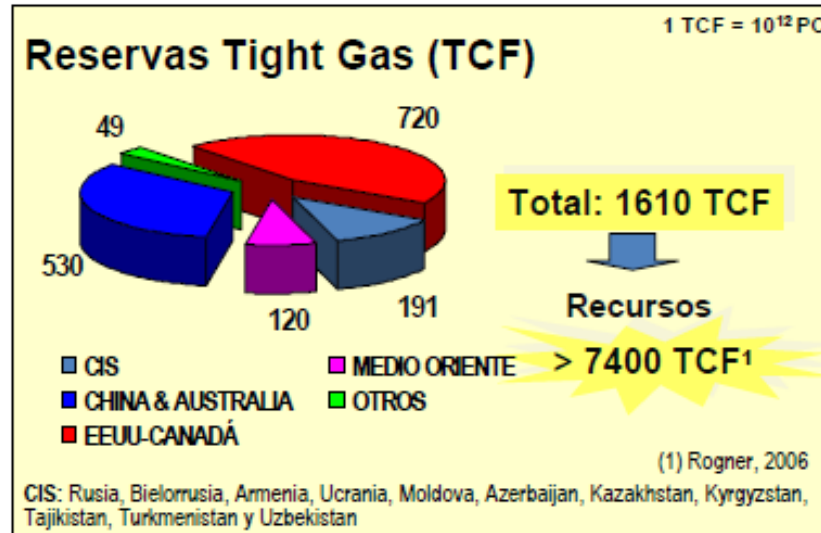
Una de las claves para producir estos vastos recursos es localizar áreas y pozos de producción donde abunden las fracturas naturales (conocidos como puntos “dulces” sweet spots). La distribución, orientación y densidad de estas fracturas es clave para la planificación y construcción de los pozos de perforación en estos yacimientos. La identificación de las mejores localizaciones para los pozos de perforación requiere un conjunto de técnicas de evaluación, como las técnicas de interpretación sísmica.

Salvo en los casos de encontrar fracturas naturales, prácticamente todos los yacimientos de arenas compactas requieren técnicas de estimulación hidráulica para obtener una producción de gas rentable.

A. Distribución de los recursos de gas en arenas compactas: Aunque los recursos de gas en arenas compactas están distribuidos por todo el planeta, las mayores concentraciones se encuentran en Norteamérica, Rusia y China. Las estimaciones sitúan el volumen de estos recursos en 310000 bcm. Hasta la pasada década, se consideraba que la producción de gas de arenas compactas no era rentable, pero las mejoras de la tecnología han hecho que aumente de manera notable la cantidad de gas no convencional que se considera recuperable. Solo con una tasa de recuperación del 10% del gas de este tipo de reservorios, se garantizaría un aumento en las reservas de 30000 bcm, una suma muy significativa sobre las 180000 reservas actuales de gas en el mundo. Sin embargo, la producción de este gas aún se enfrenta a numerosos retos

técnicos y financieros. En el presente, la mayoría de los desarrollos de gas en arenas compactas se ha producido en Estados Unidos y Canadá, mientras que permanecen sin explotar fuera de Norteamérica, al igual que otros recursos no convencionales.

Figura 1-3 Reservas estimadas de Gas en arenas compactas (Tight Gas)



(Tomado de: Gas Natural No Convencional “camino a la independencia energética”, N. Gómez 2010)

B. Producción de gas de arenas compactas en Estados Unidos: Las arenas compactas constituyen hoy la mayor fuente de gas no convencional en los E.U., con una producción anual entre 160 y 180 bcm, lo que representa aproximadamente el 30% de la producción de gas seco, con más de 100000 pozos de perforación en producción. En Canadá, el gas en arenas compactas supone el 15% de la producción de gas.

Las empresas pioneras en la producción de gas no convencional no fueron las grandes compañías petrolíferas internacionales, sino que en su mayoría se desarrollaron por operadores pequeños especializados en mantener la producción de antiguos campos. La mayoría de los recursos de gas en arenas compactas se encuentran en la región montañosa de las Rocosas. El total de recursos recuperables en los Estados Unidos se estima en 9 Tm³. La primera producción a

gran escala de arenas compactas se desarrolló en los años setenta en la cuenca de San Juan, localizada entre el noroeste de Nuevo México y el suroeste de Colorado y tiene actualmente 13000 pozos de producción. Los rápidos progresos en las técnicas de fracturación provocaron el despliegue de la producción de este gas en E.U., desde 35 bcm en 1995 hasta superar los 150 bcm en 2007.

Tabla 1-3 Principales Cuencas de Gas en arenas compactas (Tight Gas) en Estados Unidos.

Principales Cuencas de Gas en Arenas Compactas en EEUU.

Cuencas de Arenas Compactas en EEUU	Producción en 2007 (bcm)	% de la producción de EEUU
San Juan Basin (NM, CO)	35	6,1%
Pinedale (CO)	11	1,9%
S. Piceance (CO)	11	1,9%
Freestone Trend (TX)	7	1,2%
Cotton Valley (TX)	6	1,0%
Otros	121	20,8%
Total EEUU	180	30,9%

Fuente: Energy Information Administration, US

(Tomado de: Energy Information Administration, United States)

- **Gas en Esquistos (Shale Gas):** Se conoce como gas en esquistos al gas natural que se encuentra en yacimientos compuestos por una roca sedimentaria de grano que se fractura fácilmente en láminas finas y paralelas llamadas pizarras. Los esquistos tienen poca permeabilidad, por lo que la producción de gas en cantidades comerciales requiere técnicas de fracturación para aumentar la permeabilidad. El gas de esquistos ha sido producido durante décadas en las zonas con fracturas naturales; la expansión del gas de esquistos en los últimos años se debe a los éxitos de la tecnología de la fracturación hidráulica para crear extensas fracturas artificiales alrededor de los pozos de exploración. La perforación horizontal también se emplea en las cuencas de esquistos, con longitudes laterales de hasta 3000 metros, con

vistas a conseguir la máxima superficie de contacto entre el pozo de perforación y la capa donde está almacenado el gas.

- A. Recursos de gas de esquistos:** Al contrario que la producción de gas convencional, la producción de gas de esquistos no está limitada a trampas o estructuras en las que puede estar confinado el gas, sino que el estrato en el que está confinado el gas se extiende sobre amplias zonas geográficas. Se estima que los recursos potenciales totales de gas de esquistos en los E.U. pueden suponer entre 10 y 25 Tm³ de recursos recuperables, mayores que el volumen actual de 6,7 Tm³ de reservas probadas de gas en Estados Unidos.
- B. Expansión de la producción de gas de esquistos en Estados Unidos:** La extracción de gas natural de las formaciones de esquistos comenzó en los primeros tiempos del desarrollo de la producción de gas. Sin embargo, muchos de estos pozos nunca consiguieron producir cantidades apreciables de gas. En 1996, el gas de esquistos en E.U. producía 8 bcm; en 2006 la producción había aumentado a 30 bcm. En 2005, ya había 14990 pozos en los campos de esquistos, y en 2007 se perforaron un número record de 4185 pozos. En 2008, la producción fue de 55 bcm y en 2009 superó los 80 bcm. Las reservas probadas de esquistos a finales de 2008 eran de 858 bcm, con un incremento de 51% sobre el año anterior.
- C. Principales cuencas de gas de esquistos en Estados Unidos:** La mayoría de cuencas se localizan en torno a los Apalaches, estos reservorios se formaron a partir de lodos en mares poco profundos que existían hace 350 millones de años en el periodo Devónico de la era Paleozoica. Las dos mayores cuencas son: la Cuenca de Barnett (Texas) y la de Marcellus, pero también hay un fuerte crecimiento en la producción de gas en Fayetteville y Haynesville. En Canadá, las principales cuencas de esquistos son Horn River y Montney, ambas en el estado de Columbia Británica. (Ver tabla 1-4).

De acuerdo con “*World Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report*”, presentado en: United Nations Climate Change Conference en Copenhagen, (V.A. Kuuskraa and S.H. Stevens, 2009), las siete mayores cuencas de gas de esquisto en Norteamérica (Estados Unidos y Canadá) podrían contener unos 20 Tm³ de recursos recuperables de gas natural, lo que representa recuperar el 12% del total de los recursos de gas de dichos yacimientos.

La cuenca de Barnett es un enorme yacimiento de gas natural que comprende una superficie de 12000 km² y se extiende por 17 condados de Texas. Los expertos creen que la cuenca de Barnett es uno de los mayores campos de gas terrestres en los Estados Unidos, que contiene unos 1000 bcm de recursos recuperables de gas natural.

Tabla 1-4 Principales Cuencas de Gas de Esquistos (Shale Gas) en Estados Unidos y Canadá.

Cuentas de esquistos en EEUU	Producción estimada en 2009 (bcm)	% producción en EEUU	Recursos recuperables
Barnett (Texas)	45	7,8%	1080
Fayetteville (Arkansas)	14	2,4%	1350
Haynesville (Louisiana)	9	1,5%	810
Woodford (Oklahoma)	5	0,8%	3510
Marcellus (WV, PA, NY)	2	0,3%	5400
Otros	8	1,4%	0
Total EEUU	84	14,4%	12150
Montnet (Canadá)	6		3510
Horn River (Canadá)	1		2700

(Tomado de: Energy Information Administration, United States)

- ❖ **Metano en Capas de Carbón (Coal Bed Methane CBM):** Es el gas con alto contenido de metano que procede de yacimientos subterráneos de carbón. Se conoce también con otros nombres como gas natural del carbón (NGC) o gas en capas de carbón (CBG). Se trata de gas natural generado y almacenado en

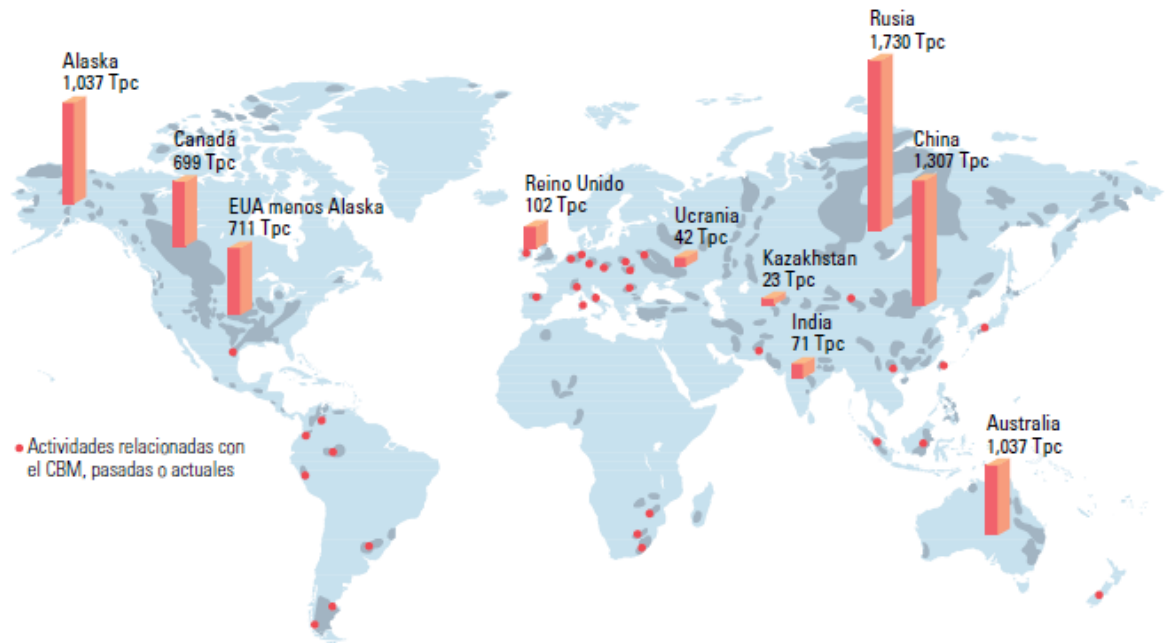
vetas de carbón. Las vetas de carbón tienen un sistema de doble porosidad que comprende microporos, que existen en la matriz del carbón y un sistema de fracturas naturales llamadas planos de exfoliación, que son los macroporos. En un yacimiento de metano en capas de carbón, el agua inunda completamente las capas de carbón y su presión hace que el metano quede absorbido en las superficies granuladas del carbón.

La capacidad de los yacimientos de carbón para almacenar metano en las capas de carbón depende de la presión en el yacimiento, la composición del carbón, el porcentaje de carbono, la estructura de microporos, las propiedades moleculares del gas absorbido y la temperatura del yacimiento.

Para producir el metano en capas de carbón primero debe extraerse el agua, reduciendo la presión para que el metano del carbón se libere y fluya hacia el núcleo del pozo. A medida que la cantidad de agua en el carbón disminuye, la producción de gas aumenta. Las capas de carbón suelen tener baja permeabilidad, por lo que los fluidos no circulan fácilmente a menos que el yacimiento sea estimulado con fracturación hidráulica.

A. Recursos de metano en capas de carbón: Probablemente haya metano en capas de carbón extendido por todo el mundo. Se conoce la existencia de grandes cantidades en Australia, Canadá, China, Alemania, India, Indonesia, Polonia, Rusia y Sudáfrica. Los recursos de metano en capas de carbón se encuentran demasiado profundo para la minería. La producción de gas natural a partir de yacimientos de carbón es no convencional comparada con la producción en formaciones de areniscas o calizas.

Figura 1-4 Reservas de CBM y actividad asociada



(Tomado de: Oilfield Review. Volumen 21, no. 2)

B. La expansión de la producción de metano en capas de carbón en E.U.:

Hasta la fecha, la industria de metano en capas de carbón solo se ha desarrollado en E.U., Canadá y Australia. En Estados Unidos, la producción de gas en capas de carbón se empezó a desarrollar a través de programas llevados a cabo por el Departamento de Energía. La producción se incrementó rápidamente de 5 bcm en 1990 hasta 27,1 bcm en 1995, y en 2008 alcanzó 56 bcm, lo que supuso aproximadamente el 10% de la producción de gas en E.U. En Australia, la producción de CBM empezó en 1998, debido a los incentivos del gobierno australiano para las centrales térmicas de gas; en 2010, el CBM supuso alrededor del 10% de la producción de gas en Australia.

C. Principales cuencas de CBM:

San Juan, en el estado de Colorado y la cuenca Powder River, en los estados de Wyoming y Montana, son dos de las más recientes y más productivas áreas de CBM en Estados Unidos. De acuerdo con los datos estimados por el Comité de Gas Potencial, las cuencas de CBM en E.U. tienen alrededor de 4,5 Tm³ de recursos recuperables.

La cuenca de Powder River es una extensión de aproximadamente 55000 km² bajo la que se subyacen muchas vetas de carbón; esta cuenca se caracteriza por el extraordinario grosor de las vetas, de entre 15 y 67 m, la mayoría de estos recursos están a profundidades inferiores a 800 metros.⁸

Tabla 1-5 Principales Cuencas de CBM en Estados Unidos

Principales cuencas de CBM en EEUU	Producción en 2007 (bcm)	Porcentaje sobre la producción de gas en EEUU	Recursos probados recuperables (bcm)
San Juan (NM, CO)	27,75	5,1%	238
Powder River (WY, MO)	10,76	2,0%	524
Black Warrior (AL, MS)	3,40	0,6%	125
Raton (CO, NM)	3,26	0,6%	68
Central Appalachian (TN, KY, WV, VA)	2,78	0,5%	156
Uinta – Pineance Park (CO)	2,12	0,4%	119
Otros	0,91	0,2%	3242
Total CBM en EEUU	50,97	9,4 %	4471

FUENTE: EIA y Potential Gas Committee

(Tomado de: Energy Information Administration y Potential Gas Committee, U.S.)

1.3 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL

Los intentos de estandarizar la terminología de reservas comenzaron por 1935 cuando el API (*American Petroleum Institute*) consideró la clasificación y definió varias categorías de reservas. Trabajando separadamente la SPE (*Society of Petroleum Engineers*) y el WPC (*World Petroleum Congresses*) produjeron conceptos similares para las definiciones de reservas, los cuales fueron dados a conocer a inicios de 1987.

⁸ **U.S. GEOLOGICAL SURVEY.** Coalbed Methane Extraction and Soil Suitability Concerns in the Powder River Basin, Montana y Wyoming. Noviembre 2006

Las estimaciones de reservas tienen cierto grado de incertidumbre, pues dependen de la confiabilidad de los datos de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación y de la interpretación de esos datos. El grado de incertidumbre puede ser acotado clasificando las reservas en comprobadas (reservas probadas) y no comprobadas. Las no comprobadas, que tienen menos certeza en la recuperación que las reservas comprobadas, se clasifican a su vez en reservas probables y reservas posibles, según el grado de incertidumbre.

1.3.1 Reservas Probadas

Las reservas probadas (P1) son aquellas cantidades de gas que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con “razonable certeza” sobre la base de ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos, bajo condiciones económicamente determinadas, métodos operativos y reglamentaciones gubernamentales.

Razonable certeza: Alto grado de confiabilidad que tienen las cantidades a ser recuperables, un nivel de confiabilidad del 90%.

Las reservas probadas son las que suministran la producción y financieramente soportan los proyectos de inversión. Un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas. El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos.⁹

1.3.2 Reservas Probables

Las reservas probables (P2) son aquellas reservas no probadas que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, se estima como más “probables”

⁹ **PEMEX**. Glosario. En línea. Disponible en: www.pemex.com/ayuda/glosario/

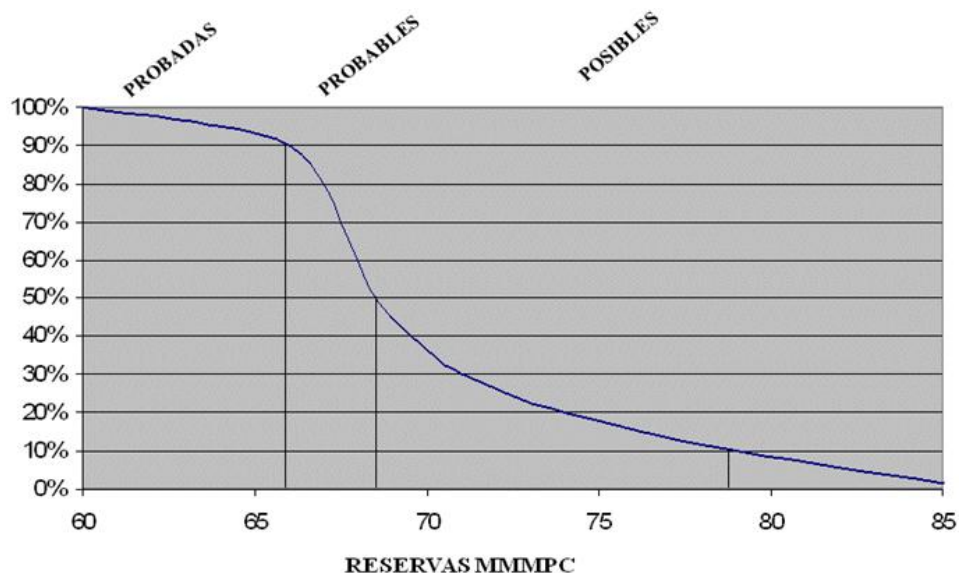
que sean económicamente recuperables. “Probable”, implica que las reservas probadas mas las reservas probables tienen un nivel de confiabilidad del 50% de ser recuperadas.

Las reservas probables son aquellas reservas donde el análisis de la información del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. *(Definición tomada del glosario de Pemex).*

1.3.3 Reservas Posibles

Las reservas posibles (P3) son aquellas reservas no probadas que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, se estima como menos factibles de ser recuperables que las reservas probables. “Posible”, implica que las reservas probadas mas las reservas probables más las posibles tienen un nivel de confiabilidad del 10% de ser recuperadas. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos: prueba piloto, está planeada pero no en operación y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que existe una duda de que el proyecto será comercial. *(Tomado del glosario de Pemex).*

Figura 1-5 Reservas de Gas (de un yacimiento “x”) vs Confiabilidad de Recuperación



1.4 FACTORES QUE FIJAN LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL

El alza mundial de los precios del petróleo, ha llevado a que el precio del gas también suba o este sujeto a reajustes. La correlación entre los precios del gas y petróleo se explican por el hecho de que estos dos energéticos se sustituyen entre sí, sobre todo en el sector eléctrico. La literatura económica muestra que cuando existe un mercado competitivo, el comercio del gas presenta un precio director (price marker) el cual es definido por los precios de corto plazo (spot, Henry Hub) o por las cotizaciones estandarizadas de los mercados de la bolsa. Estos precios reflejan la oferta y la demanda del mercado.

En el caso de los monopolios, el método utilizado para la fijación de precios es el valor netback del mercado, es decir, que los costos de transporte y de distribución son deducidos del precio medio de las energías concurrentes en el mercado final; como en Italia, Francia, Bélgica, Holanda y España.

En el caso latinoamericano, el precio general se obtiene de la suma de los precios de gas en boca de pozo, más las tarifas de transporte (en función de las distancias y volúmenes) y las tarifas de distribución; los precios resultan de una negociación bilateral entre los países involucrados.

En Estados Unidos (un mercado competitivo), se utilizan precios directores, como lo es el Henry Hub, que es el mercado spot y de futuros de gas natural más grande de los E.U. Este Hub interconecta nueve gasoductos interestatales y cuatro intraestatales; estos gasoductos dan acceso a los mercados de las regiones del Medio Oeste, Noreste, Sureste y Costa del Golfo de México. El precio spot del Henry Hub y el precio en boca de pozo refleja las condiciones de suministro y demanda para dos facetas distintas del mercado del gas. Este precio spot se refiere a las transacciones para entregas a realizar el día siguiente que ocurren en la planta de tratamiento y está medido aguas abajo del pozo después de que los líquidos del gas natural ha sido eliminados y el coste de transporte ha sido incurrido. En contraste, el precio en boca de pozo incluye el valor de los líquidos del gas natural y se refiere

a todas las transacciones que ocurren en los E.U., incluyendo los compromisos de compra de cualquier duración.

1.5 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS¹⁰

Existen diversos métodos para cuantificar las reservas de hidrocarburos contenidas en un yacimiento; por lo que el método más adecuado es aquel que (debido a la cantidad de capitales económicos posibles, los reportes obtenidos y el tiempo de desarrollo que se tenga en el campo), genera un rango de consideración de las reservas ideal. Entre los métodos más comunes tenemos:

1.5.1 Método Volumétrico

En este método de cálculo se obtiene un solo valor para la mejor estimación de reservas basado en el conocimiento geológico, de ingeniería y de datos económicos. El método volumétrico emplea el modelo geológico que geométricamente describe al yacimiento en estudio, así como las propiedades de las rocas y los fluidos que contienen. Dicha metodología es la que hoy en día se ha utilizado para certificar las reservas de hidrocarburos en varios países de Latinoamérica. Las estimaciones de las reservas que se realizan por este método son: petróleo original en situ (POES), gas original en situ (GOES), gas condensado original en situ (GCOES).

1.5.2 Método Probabilístico

En este método de cálculo se emplea la información geológica, de ingeniería y datos económicos para generar un rango de estimación de reservas y sus probabilidades

¹⁰ **MARTÍNEZ R., VALDÉZ J.E.**; Cálculo de Reservas en Yacimientos de Gas, pág. 25, UNAM, México D.F., 2011

asociadas. Dentro de esta metodología se encuentra la técnica de Monte Carlo, la cual implica tomar una muestra de distribución de probabilidad de cada parámetro estadístico sustituyéndolo en la ecuación del método volumétrico y con ello obtener una aproximación del valor del POES y GOES en el yacimiento en estudio.

2 TÉCNICAS DE EXPLORACIÓN EMPLEADAS EN LA LOCALIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS

2.1 INTRODUCCIÓN

La geofísica se divide en cuatro áreas de estudio de las propiedades de la Tierra: gravimetría, magnetismo, electroquímica y comportamiento acústico. Los métodos geofísicos basan su aplicación en una fuerte comprobación de las propiedades físicas de los materiales geológicos, entre las que se encuentran, densidad, potenciales naturales, permeabilidad magnética, conductividad térmica, etc.; y dependiendo de las condiciones físicas y morfológicas del sitio de estudio, se podrán aplicar diversas técnicas geofísicas para resolver un problema. La geofísica aplicada nació de la necesidad de resolver problemas asociados a la detección de yacimientos de hidrocarburos y minerales del subsuelo. Las herramientas de prospección geofísica de mayor uso en los proyectos de ingeniería son: la prospección eléctrica, la prospección sísmológica, la técnica del radar de penetración terrestre, la prospección gravimétrica, y la testificación de pozos.¹¹

Figura 2-1 Métodos más utilizados en la Exploración Geofísica



(Tomado de: Victoria Mousalli, Exploración de Hidrocarburos, Universidad de los Andes, Venezuela)

¹¹ **ALVAREZ MANILLA, A.** Geofísica aplicada en los proyectos de ingeniería, Publicación técnica No. 229, Sanfandila, Qro, México, 2003

La geofísica es la ciencia que estudia los fenómenos físicos que se producen en nuestro planeta, destacando entre estos, el electromagnetismo, la propagación de ondas mecánicas en la corteza terrestre y la gravedad. Esta ciencia puede definirse como la aplicación de la física y la geología al estudio de los materiales que componen la corteza terrestre y de los campos de fuerza que surgen de ella y ejercen su influencia hacia el exterior. El campo de estudio de las prospecciones corresponde a los efectos producidos por rocas y minerales metálicos en áreas anómalas, destacando entre estos: la fuerza de atracción gravitatoria, la desintegración radiactiva, las corrientes eléctricas espontáneas, la resistencia eléctrica de los suelos, la rapidez de las ondas sísmicas, etc. El mapeo de una anomalía geofísica puede significar el descubrimiento de una formación geológica apta para la explotación industrial. Además, la información punto a punto entregada por una prospección permite caracterizar cuantitativamente el terreno prospectado de acuerdo con parámetros físicos, lo que es valioso apoyo para tomar decisiones correctas relacionadas con el uso del suelo.¹²

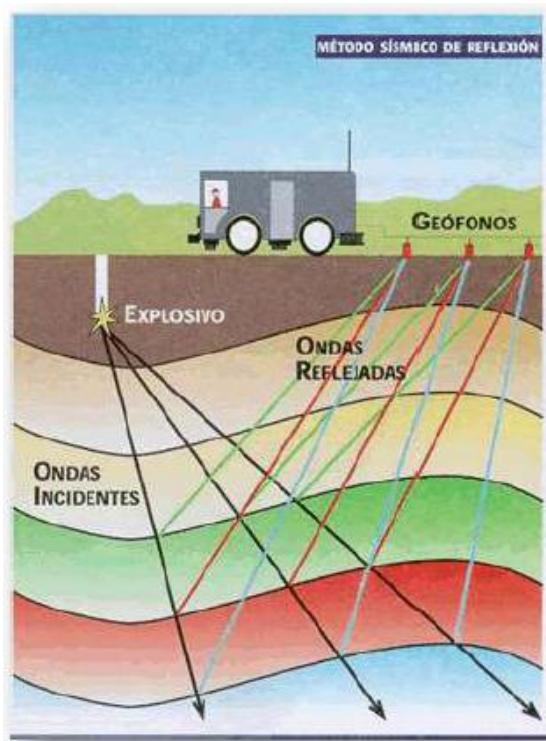
2.2 MÉTODO SÍSMICO

Es un método geofísico que permite determinar en profundidad la forma y disposición de las diferentes unidades litológicas o capas de la Tierra mediante la detección de ondas acústicas producidas por una fuente artificial (martillo, sismigel, etc.), propagadas a través del subsuelo según la elasticidad de las capas, que se detectan en la superficie tras reflejarse o refractarse usando unos sensores llamados geófonos. El principio básico de la exploración sismológica consiste en conocer el tiempo de viaje de una onda sísmica, desde que es generada en la superficie, reflejada y refractada en el subsuelo, hasta que es detectada nuevamente al retornar a la superficie (*Reynolds*, 1998).

¹² **INTRODUCCIÓN A LA PROSPECCIÓN GEOFÍSICA**, Registro de propiedad intelectual No. 148.917 © GeoEnterprises. [En línea]. Disponible en: <http://geofisica.cl/>

Tradicionalmente este método ocupa el liderazgo en el campo de la geofísica aplicada, por la información que proporciona en la búsqueda de hidrocarburos. Últimamente, debido al aparente agotamiento progresivo que están experimentando las reservas mundiales de petróleo, se están explorando profundidades cada vez mayores en condiciones de aguas profundas, áreas selváticas, desérticas, de congelación perpetua y otros ambientes considerados hasta hace unos años como inaccesibles. El método sísmico mide las propiedades de las rocas para transmitir las ondas acústicas provenientes de un detonante, las cuales viajan más rápido en rocas duras y compactas que en rocas blandas. Se basan en la creación de un campo artificial de ondas sísmicas mediante cargas explosivas que son recogidas, tras reflejarse o refractarse, por unos detectores situados en la superficie. Es un método de detalle que tiende a determinar la forma estructural de la cuenca sedimentaria.

Figura 2-2 Método Sísmico de Reflexión

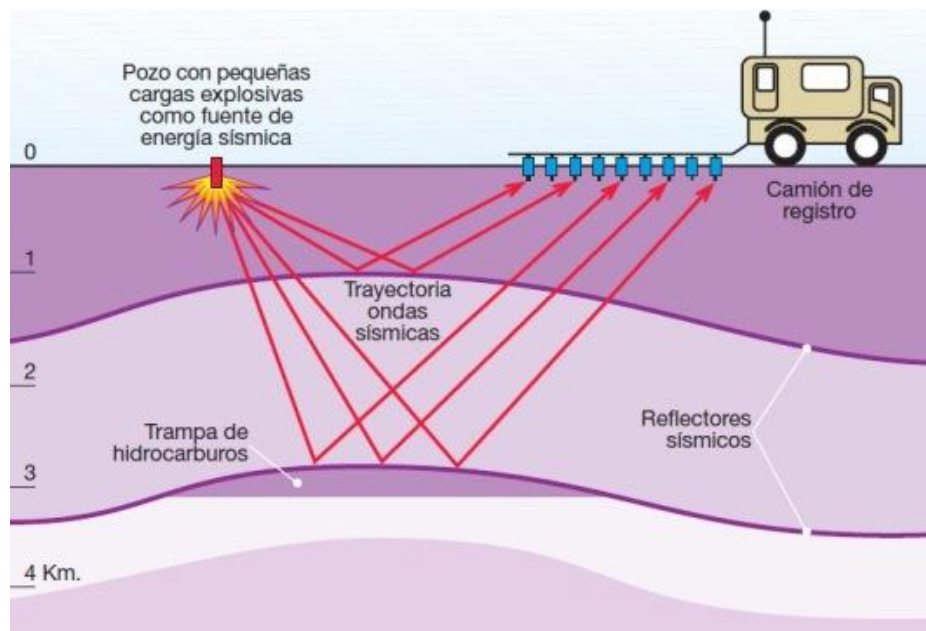


(Tomado de: Victoria Mousalli, Exploración de Hidrocarburos, Universidad de los Andes, Venezuela)

El método sísmico de prospección concentró su atención en la búsqueda de petróleo; actualmente, junto a esta misión, la sísmica presta también una importante prioridad a la prospección de gas, la que adquiere creciente relevancia en el presente, cuando los yacimientos petroleros parecen comenzar a declinar en muchas regiones del mundo.

Los dos principales métodos de exploración sísmica son el de refracción y el de reflexión; el de refracción sísmica está basado en el cambio de dirección de las ondas de acuerdo a la ley de Snell (diferencias de las velocidades de propagación) y depende del incremento de la velocidad de la onda con la profundidad; el de reflexión consiste en medir el tiempo que toma una onda sísmica para viajar desde una fuente, descender a través del subsuelo donde es reflejada hacia la superficie y ser detectada en un receptor (*Reynolds*, 1998). El método de reflexión sísmica fue utilizado por primera vez en Texas (Estados Unidos) en 1926. Este método ha desplazado totalmente el método de refracción. En este método la onda no se desplaza en el interior de la Tierra a velocidad uniforme sino con arreglo a la naturaleza de las capas que atraviesa, como se muestra en las figuras 2-2 y 2-3.

Figura 2-3 Método Sísmico de Reflexión



(Tomado de: La Sísmica en la Exploración de Hidrocarburos, <http://www.cepsa.com>)

En (*The Wall Street Journal*, 2009) se expone textualmente: “Como combustible de reserva el gas natural es también totalmente compatible con el desarrollo rápido de las energías eólica y solar, gracias a su flexibilidad y a su capacidad para ser combustible de reserva, a fin de cubrir las necesidades de generación en períodos de poca actividad eólica o solar. Es decir, un socio natural de las energías eólica y solar. Fuentes como la energía eólica y la solar son intermitentes. Cuando el viento no sopla y el sol no brilla, algo tiene que cubrir el faltante, y ese algo puede ser la generación eléctrica con gas natural”. Es un hecho reconocido, que la mayoría de las cuencas petroleras en todo el mundo, localizadas tanto en áreas terrestres como marinas, se “expresan” mediante emanaciones gaseosas que llegan a la superficie o través de distintos tipos de anomalías sísmicas, lo que confiere a la identificación e interpretación de éstas una gran importancia para la exploración. El método sísmico ha sido desde su surgimiento, ubicar en el subsuelo la presencia de fronteras de discontinuidad de las velocidades de propagación de las ondas elásticas a través de las rocas, las que como muestra la experiencia, muchas veces se hallan estrechamente relacionadas con importantes horizontes geológicos.¹³

Para entender la extensión, el contenido y el desempeño de un yacimiento; es necesario integrar la información de levantamientos sísmicos de superficie con registros geofísicos. Los levantamientos sísmicos son formas de prospección geofísica que tienen por objetivo obtener un modelo dinámico del subsuelo y proveen con rapidez respuestas calibradas de alta resolución para la toma de decisiones de perforación y de desarrollo de campos. El producto final de un levantamiento sísmico es una representación del subsuelo, ya sea en dos dimensiones (2D) o en tres dimensiones (3D). La ventaja en la sísmica en 3D radica en la enorme cantidad de información que proporciona con respecto a la 2D, con lo

¹³ **MIRÓ PAGÉS, G.** Papel actual del Método Sísmico en la Exploración de Hidrocarburos Gaseosos. En *Ciencias de la Tierra y el Espacio*, julio-diciembre, 2012, Vol. 13, No. 2, pp. 71-79, ISSN 1729-3790

que se reduce sensiblemente la incertidumbre acerca de la posición y geometría de las capas subterráneas, su desventaja radica en los altos costos.

Los programas de exploración sísmica se desarrollan en cuatro etapas: En primer lugar la etapa de topografía, segundo lugar la etapa de perforación, tercer lugar la etapa de registro y finalmente la etapa de restauración. En la etapa de topografía se trasladan las coordenadas del proyecto al terreno, se construye la topo-trocha (se corta la vegetación a lo largo de las líneas en un ancho determinado por la Corporación Departamental para permitir el desplazamiento del personal que labora en el desarrollo de las distintas fases), se instalan banderas blancas para señalar los puntos de registro sobre las líneas receptoras, se colocan banderas rojas para señalar los puntos de disparo sobre las líneas de salvo, para programas sísmicos 3D las líneas receptoras se construyen de forma paralela entre sí y perpendicularmente a las líneas de salvo formando entre ellas una cuadrícula.

En la etapa de perforación, el personal dotado de taladros portátiles (torres mecánicas y equipos hidráulicos) realizan perforaciones sobre las líneas de salvo en los sitios donde se ubicaron las banderas rojas; el diámetro de perforación es de 2,5 pulgadas aproximadamente. Una vez realizada la perforación se deposita la fuente de energía denominada sismigel plus¹⁴, se tapa el hueco para garantizar el sello al momento de disparar la fuente de energía.

¹⁴ **Sismigel plus:** Es un explosivo denso tipo sísmico y fácilmente sumergible en agua. Su manejo es muy seguro debido a su baja sensibilidad al roce y al impacto. No contiene nitroglicerina por lo cual no produce dolor de cabeza durante su manipulación, almacenamiento y empleo. Este sismigel está diseñado para labores de prospección sísmica petrolera en exploración a diferentes profundidades. Se puede utilizar en presencia de humedad y agua. Tiene una alta velocidad de detonación, generando pulsación de una energía sísmica fuerte y de buena definición. (*Definición tomada de Indumil*). [En línea]. Disponible en: <https://www.indumil.gov.co/producto/explosivos/567-sismigel-plus>

En la etapa de registro, se plantan los geófonos¹⁵ en los sitios donde se ubicaron las banderas blancas, se tienden a lo largo de las líneas receptoras cables que van interconectados entre si a su vez estos van conectados a los equipos de registro, se disparan controladamente cada una de las fuentes de energía generando una onda sonora la cual se propaga a través del subsuelo y al encontrar capas de densidad diferente genera un rebote de onda hacia la superficie (el rebote es capturado por los geófonos y transportado por los cables a los equipos de registro), luego con el personal altamente calificado y equipos de alta tecnología se logra obtener información con excelentes estándares de calidad que permite que los intérpretes puedan identificar la ubicación de las rocas que almacenan los hidrocarburos. En el Anexo 1, se encuentran algunas fotografías relacionadas de cada una de las etapas del programa de exploración sísmica que se describe en este capítulo.

En la etapa de restauración, se busca establecer las condiciones adecuadas para la recuperación y regeneración de las zonas perturbadas por las actividades sísmicas, dentro de esta etapa se consideran criterios de conservación física y biológica con el propósito de dar cumplimiento a la normatividad ambiental vigente, por lo que se adelantan labores como restituir a su estado original las cercas intervenidas y se desmantelan los sitios establecidos por la compañía para el alojamiento del personal.

Por más perfeccionados que sean los métodos de prospección geofísica, el único medio de estar absolutamente seguro de la existencia de un yacimiento de petróleo o de gas es utilizando el método de adquisición sísmica.

¹⁵ **Geófono:** Es un transductor de desplazamiento, velocidad o aceleración que convierte el movimiento del suelo en una señal eléctrica. Casi todos los geófonos empleados para la prospección sísmica en la superficie terrestre son del tipo electromagnético (transductor de velocidad). **Colaboradores de Wikipedia.** [En línea]. En: *Wikipedia, La enciclopedia libre*, 2014 [fecha de consulta: 27 de septiembre del 2014]. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Geófono>

2.2.1 Métodos de Adquisición Sísmica 2D

En la adquisición de datos 2D, la fuente y el geófono están en línea. La adquisición de datos es parte principal e importante de la sísmica; algunos parámetros destacados de un programa de adquisición sísmica son: Máximo offset (distancia de la fuente al más lejano receptor), mínimo offset (distancia de la fuente al receptor más cercano), intervalo de disparo (distancia entre los disparos), dirección de disparo, número de canales de grabación, doble cobertura (número de veces que un punto de superficie es estudiado por diferentes fuentes y detectores), elección de las matrices de fuentes y geófonos.

- ❖ **Método Swath o de Franja Ancha:** Se refiere al registro simultáneo de varias líneas receptoras colocadas a cierta distancia de una línea 2D que tiene tanto fuentes como líneas receptoras. El principio radica en la generación de puntos medios en el subsuelo, no solo verticalmente por debajo de la línea 2D, sino también a la mitad de la distancia entre las líneas receptoras y la línea 2D. El objetivo es tener un mayor cubrimiento del subsuelo. Sin embargo, con la cantidad de canales disponibles, hoy en día las operadoras prefieren hacer levantamientos 3D. En países donde no se disponen de muchos canales, entonces este método es muy utilizado.
- ❖ **Método de Propagación Cruzada:** Se refiere al caso en el cual las líneas receptoras siguen una trayectoria diferente a las fuentes, por ejemplo: se colocan las fuentes a un lado de un río y las receptoras al otro extremo. Este método es muy popular en países donde se tiene una gran cantidad de canales.

2.2.2 Métodos de Adquisición Sísmica 3D¹⁶

- ❖ **Método Full Range o de Apertura Ancha:** En los diseños de apertura ancha se diseña el tendido de manera que abarque todos los offsets máximos utilizables para los objetivos. La forma del tendido es cuadrada. Es un método muy común dada la disponibilidad de canales en el mercado. Con este tipo de tendidos se registran una mayor cantidad de offsets lejanos los cuales son muy importantes para los análisis de velocidades. Al implementarse en el campo cualquier tipo de arreglo 3D, este va a sufrir perturbaciones. Las líneas no serán paralelas entre sí, seguirán el contorno del terreno y de los obstáculos superficiales, minimizando el daño al medio ambiente. Para cualquier tipo de arreglo 3D se recomienda perturbar las líneas para aumentar la distribución de los puntos medios, esto va a mejorar la calidad de los datos, porque se mejora la diversidad estadística.

- ❖ **Método Q-Land:** El sistema Q-Land fue diseñado por WesternGeco para la adquisición y procesamiento de datos de alta densidad. Este sistema emplea en la actualidad 30000 canales individuales los cuales usan acelerómetros para el registro de datos digitales. Utiliza un sistema combinado de paneles solares y baterías para proporcionar la potencia a los equipos. Q-Land usa receptores individuales a intervalos muy cortos, no forma patrones en el campo sino en procesamiento. Tiene la ventaja de crear patrones digitales sumando los datos de x número de geófonos en el sistema de procesamiento (*WesternGeco*, 2008).

- ❖ **Método Sparce:** Este método fue desarrollado por Jack Bouska en los noventa; este tipo de diseño 3D tiene un fold extremadamente bajo y la separación entre líneas fuentes y líneas receptoras es muy grande. La idea principal es poder generar ahorros significativos en la adquisición de programas 3D reduciendo el número de fuentes y receptoras por línea al igual que el número de líneas

¹⁶ **COOPER N.** "Designing land 3D programs for signal, noise and prestack time migration". The Leading Edge, Vol. 23. Octubre, 2004

fuentes y líneas receptoras por km². Dada la pobre densidad de trazas, las interpretaciones que se realizan con estos datos no son confiables. Hoy en día se ha aprendido más de la técnica 3D y se sabe que los algoritmos de procesamiento consistentes con la superficie, requieren de un fold mínimo para poder converger a soluciones.

La industria sísmica ha evolucionado considerablemente en los últimos 30 años; estos cambios se han manifestado en todas las actividades que conforman un levantamiento sísmico teniendo más canales disponibles, uso de la tecnología Delta Sigma¹⁷, sistemas sin cables, GPS, maquinaria de bajo impacto, etc.

2.3 MÉTODO GRAVIMÉTRICO

Este método mide las variaciones de la fuerza gravitacional en función de las densidades de las rocas. La gravimetría es un método que permite caracterizar el subsuelo a través de la distribución de la densidad de masa de los distintos materiales del subsuelo, haciendo mediciones del campo natural gravimétrico terrestre. Permite caracterizar el subsuelo desde algunos metros hasta decenas de kilómetros de profundidad. Dentro de las aplicaciones podemos mencionar: Geometría de cuencas sedimentarias, estudios de zonas arqueológicas y evaluación de campos petroleros en apoyo a la exploración sísmica, por lo que es también muy utilizado para localizar reservorios de gas. Es un método de prospección que detecta fundamentalmente grandes estructuras de carácter regional, y tratándose de pequeños yacimientos de minerales. Generalmente se lo complementa con otros métodos geofísicos, sirviendo como de reconocimiento previo a la sísmica para prospección petrolífera. Por medio de un instrumento

¹⁷ **Modulación Delta Sigma ($\Delta\Sigma$):** Es un tipo de conversión analógica a digital o digital a analógica. La tecnología Delta Sigma en los años 90 permitió el uso de cajas más pequeñas que requieren menor energía, a menor costo en los sistemas de telemetría distribuida, teniendo como beneficio el uso de un mayor número de canales (*Cooper* 2008, Adquisición sísmica terrestre, teorías y técnicas. Capítulo 6).

especial llamado gravímetro se pueden registrar las variaciones de la aceleración de la gravedad en distintos puntos de la corteza terrestre. Se determina la aceleración de la gravedad (g) en puntos del terreno explorando lugares distantes 1000 o 5000 metros entre sí. Los valores obtenidos se ubican en un mapa y se unen los puntos donde g es igual, obteniéndose líneas isogravimétricas que revelan la posible estructura profunda. Así la existencia de curvas isogravimétricas cerradas señala la existencia de un anticlinal de extensión semejante al área que abarca esa curva. El valor de g varía de acuerdo al achatamiento terrestre, fuerza centrífuga, altitud y densidad de la corteza terrestre. Por eso el gravímetro señala la presencia de masas densas de la corteza constituidas por anticlinales que han sido levantados por plegamientos y se hallan más próximos a la superficie de la Tierra. Las medidas gravimétricas en exploración son representación de anomalías en las que entran la densidad de los diferentes tipos de rocas: sedimentos no consolidados, areniscas, sal, gema, calizas, etc. La aplicación del método gravimétrico se centra para la localización de domos de sal. Ello se debe a que la sal tiene una densidad mucho menor que otros tipos de sedimentos, y las acumulaciones salinas se señalan con un mínimo gravimétrico. La interpretación de anomalías de campos potenciales es ambigua; es decir, que pueden ser causadas por un infinito número posible de fuentes, por ejemplo: esferas concéntricas de masa constante pero diferentes densidades y radios producirán la misma anomalía puesto que la atracción de la masa actúa como si estuviera localizada en el centro de las esferas. Las anomalías detectadas este método están originadas en la contribución de diferentes fuentes o masas, tanto superficiales como profundas. Esta ambigüedad representa un problema; una tarea muy importante en la interpretación será reducir a un mínimo la ambigüedad utilizando todo tipo de información disponible, fundamentalmente la geológica obtenida de afloramientos, pozos, minas o de otras técnicas geofísicas.¹⁸

¹⁸ **ESTRADA, L. A.** Clases de Prospección Gravimétrica, Universidad Nacional de Tucumán, Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología, Cátedra de Geofísica, San Miguel de Tucumán, Argentina, 2012
<http://www.herrera.unt.edu.ar/geofisica/Prospeccion%20Gravimetrica%20para%20Ingenieros.pdf>

2.3.1 Gravímetro

Es un instrumento utilizado en gravimetría para medir el campo gravitacional local de la Tierra. Un gravímetro es un tipo de acelerómetro especializado en medir la constante de aceleración descendente de la gravedad, la cual varía alrededor de 0,5% sobre la superficie terrestre. Aunque funcionan con el mismo principio de diseño de los acelerómetros, los gravímetros están diseñados para ser más sensibles con el fin de medir los pequeños cambios dentro de la gravedad de la Tierra, causados por estructuras geológicas cercanas. Esta sensibilidad significa que los gravímetros son susceptibles a vibraciones externas incluyendo el ruido, el cual tiende a causar aceleración oscilatoria; en la práctica, esto es contrarrestado por el aislamiento vibratorio integral y el procesamiento de la señal. Los gravímetros usan la medida gal. Todos los gravímetros salen de fábrica con una constante de calibración generalmente grabada en su carcasa; esta constante es el factor por el cual multiplicar las lecturas para convertirlas en valores de gravedad.¹⁹

Figura 2-4 Gravímetro



(Tomado de: Federal Agency for Cartography and Geodesy, <http://www.bkg.bund.de/>)

¹⁹ **COLABORADORES DE WIKIPEDIA.** “Gravímetro o gravitómetro es un instrumento utilizado en gravimetría para medir el campo gravitacional local de la Tierra.” [En línea]. En: *Wikipedia, La enciclopedia libre*, 2014 [fecha de consulta: 27 de septiembre del 2014]. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Gravímetro>

2.4 MÉTODO GEOELÉCTRICO

El principio en el que se basa este método consiste en interpretar los distintos materiales del subsuelo a partir de las variaciones de la resistividad al paso de la corriente eléctrica; básicamente, se inyecta corriente al terreno en estudio a través de un par de electrodos y se mide la diferencia de potencial generada en un segundo par de electrodos la cual contiene información sobre la resistividad eléctrica del subsuelo. Las profundidades de investigación alcanzadas dependen de la resistividad del subsuelo y de la apertura (distancia) entre los electrodos. Un equipo geoelectrico ideal es aquel que para prospecciones profundas emplea una fuente de corriente potente y adquiere datos a lo largo de las líneas y luego esos datos se interpretan aplicando métodos de inversión 2D que brindan imágenes de la estructura eléctrica bajo cada perfil medido.²⁰

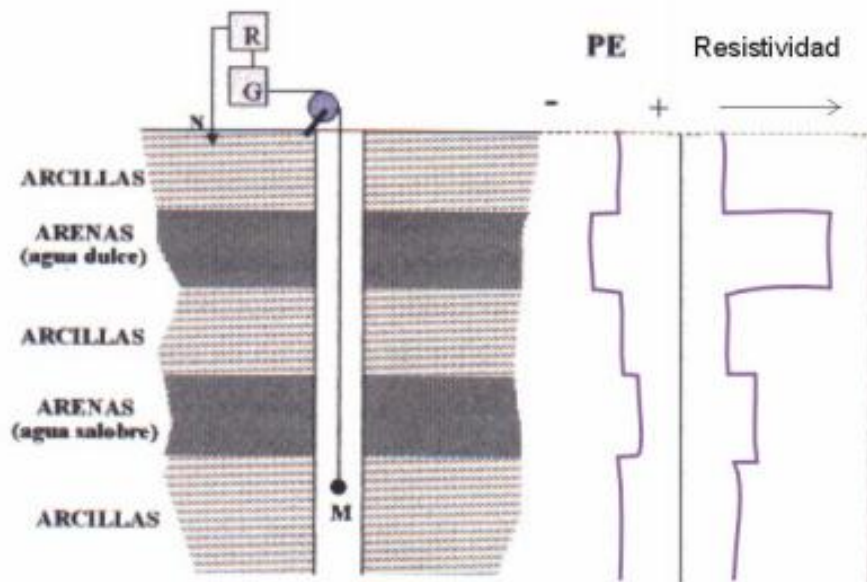
Este método ha sido utilizado en infinidad de aplicaciones y en la actualidad han tenido mucho éxito, permitiendo investigar la distribución de resistividades eléctricas o conductividades en el subsuelo desde unos pocos metros hasta decenas de kilómetros. Dentro de las aplicaciones se puede mencionar: Detección de agua subterránea (acuíferos y corrientes subterráneas), investigación de depósitos de minerales (metálicos y no metálicos), determinación de intrusión salina en acuíferos costeros, detección de cavidades y fracturas, búsqueda de hidrocarburos, determinación de la estratigrafía del subsuelo, búsqueda de vapor de agua en campos geotérmicos. Los equipos utilizados en esta técnica para medir esta propiedad son: Geoelectricos por corriente continua (sondeos eléctricos verticales y tomografía eléctrica), transitorios electromagnéticos (TEM) y bobinas electromagnéticas.²¹

²⁰ **ESTRADA, L. A.** Apuntes de Prospección Geoelectrica, Universidad Nacional de Tucumán, Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología, Cátedra de Geofísica, San Miguel de Tucumán, Argentina, 2012. <http://www.herrera.unt.edu.ar/geofisica/Geoelctrica%20para%20Geologos.pdf>

²¹ **GUZMÁN ANTONIO CARPIO, R.** Geofísica Exploraciones, servicios de consultoría, Baja California, Ensenada, México. [En línea]. Disponible en: <http://geofisicaexploraciones.com/>

En la búsqueda y aplicación de métodos para detectar las posibles acumulaciones de hidrocarburos, especialmente gas, los científicos e investigadores no cesan en sus estudios de las propiedades naturales de la Tierra. Con este fin han inducido artificialmente en la Tierra corrientes eléctricas, alternas o directas, para medir las propiedades físicas de las rocas. De todos estos intentos, el de más éxito data de 1929, realizado en Francia por los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger, conocido genéricamente hoy como registros o perfiles eléctricos de pozos. En la figura 2-5 se indica el dispositivo más sencillo para el registro de la resistividad en una perforación, permite diferenciar con bastante precisión las variaciones en el contenido salino del agua de formación y algunos componentes litológicos, este método se lo emplea junto con dispositivos que permiten los registros de potencial espontáneo y rayos gamma.

Figura 2-5 Método Geoeléctrico



(Tomado de: Miguel Auge, Métodos Geoeléctricos para la Prospección de Agua Subterránea, UBA, 2008)

Otro método para determinar resistividades del terreno a estudiar en profundidad es el método geoeléctrico denominado Cuadripolo Simétrico Schlumberger comúnmente conocido como Sondeo Eléctrico Vertical (SEV); la finalidad es

averiguar la distribución vertical de las resistividades de los diferentes estratos en el subsuelo debajo del punto de investigación. Este método 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 entre 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 las distintas electro-litologías con resistividades diferenciadas. Las curvas se interpretan según los métodos del punto auxiliar y de sobreposición con curvas teóricas patrones, y se procede al control automático mediante computadora utilizando un modelo matemático; finalmente se obtienen las interpretaciones definitivas de las distintas curvas que posibilitan desarrollar columnas y cortes electro-estratigráficos acordes. Otra técnica geoelectrica que ha avanzado significativamente es la tomografía geoelectrica²², se basa en una configuración del tipo dipolo-dipolo generando modalidades 2D y 3D, la técnica consiste en obtener una serie de mediciones de resistividad 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 calicatas²³ a varios niveles “n” de profundidad. El dispositivo dipolo-dipolo posee la característica de presentar un gran poder resolutivo ante la presencia de cambios geológicos laterales en el subsuelo, tanto estructurales, como litológicos y sedimentarios. Los resultados

²² **Tomografía Geoelectrica:** Es una técnica de investigación de resistividad de áreas con anomalías complejas (resistivas o conductivas); donde el empleo de SEV, GeoRadar (método basado en la emisión de impulsos electromagnéticos de corta duración en la banda de frecuencias de 20MHz y 2,5GHz) u otras técnicas de resistividad no permiten obtener información de detalle en dos y tres dimensiones a profundidades someras.

²³ **Calicatas:** Son excavaciones en terreno que pueden ser realizadas con maquinaria o de forma manual, cuya profundidad máxima está definida por el tipo de suelo y el nivel freático del sector en estudio. El nivel freático corresponde al nivel superior de un acuífero en general.

muestran la distribución de las resistividades mediante curvas de iso-resistividad²⁴; para obtener una distribución geoelectrica real representativa del terreno en estudio, 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 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 del rango de resolución. Teniendo en cuenta estos parámetros se emplean equipos multielectrónicos a batería para profundidades de algunas decenas de metros hasta los 100 y 200 metros y generadores para los casos de investigaciones a profundidades de 2000 y 2500 metros. El método de tomografía geoelectrica presenta una elevada resolución permitiendo detectar discontinuidades debidas a fallas, fracturas abiertas, alteraciones físico-químicas de litología.²⁵

2.5 MÉTODO MAGNETOTELÚRICO, MÉTODO CSEM Y MÉTODO DE TESTIFICACIÓN GEOFÍSICA

El método magnetotelúrico se aplica para la investigación en áreas petroleras y para investigaciones geotérmicas como complemento de la prospección sísmica. El campo magnetotelúrico está compuesto por un campo eléctrico (que provoca las corrientes telúricas) y el campo magnético (que induce estas corrientes), estos campos están ligados por las leyes del electromagnetismo. Es un método electromagnético utilizado para mapear la variación espacial de la resistividad terrestre mediante la medición de los campos eléctrico y magnético naturales en la superficie terrestre. Estos campos EM naturales son generados (con todas las

²⁴ Las **curvas de iso-resistividad** permiten definir los límites del recurso encontrado y posibilitan la cartografía de las unidades litológicas.

²⁵ **IDM S.A Ingeniería del Medio Ambiente**. Ciudad de Neuquén, Argentina. [En línea]. Disponible en: <http://www.idmgeofisica.com.ar/metodos-geoelectricos.php>

frecuencias) en la atmosfera terrestre, principalmente por las caídas de rayos y las interacciones existentes entre el viento solar y la ionósfera. En el método MT, las componentes horizontales del campo eléctrico y las tres componentes del campo magnético se miden en la superficie. Las mediciones se utilizan para determinar las relaciones específicas entre las componentes del campo eléctrico y las componentes del campo magnético, denominadas impedancias tensoriales. Esta técnica fue introducida por el geofísico francés Louis Cagniard en la década de 1950 y ha sido utilizada para la explotación minera y el mapeo geofísico regional. Se emplea en exploración petrolera para el reconocimiento de cuencas sedimentarias a bajo costo y para la exploración en áreas en las que los levantamientos sísmicos son dificultosos debido a la severidad de la topografía o la presencia de rocas volcánicas de alta impedancia cerca de la superficie. La resolución de los levantamientos MT es limitada por la naturaleza difusiva de la propagación EM en el subsuelo; usualmente, se encuentra en el orden de los cientos de metros a algunos kilómetros. Pero el método MT permite explorar la Tierra hasta profundidades de varias decenas de kilómetros; este método se ha convertido en una herramienta importante para los exploradores de la industria de E&P gracias a los avances producidos en la tecnología de modelado e inversión sísmica 3D. En sí, el método relacionado con las mediciones MT que utiliza un campo electromagnético impuesto artificialmente se conoce ahora como método electromagnético con fuente controlada (CSEM). La gran ventaja de los métodos electromagnéticos es que no requieren contacto con el suelo, lo que hace más rápida y económica la medición por lo que permite su utilización en barcos.²⁶

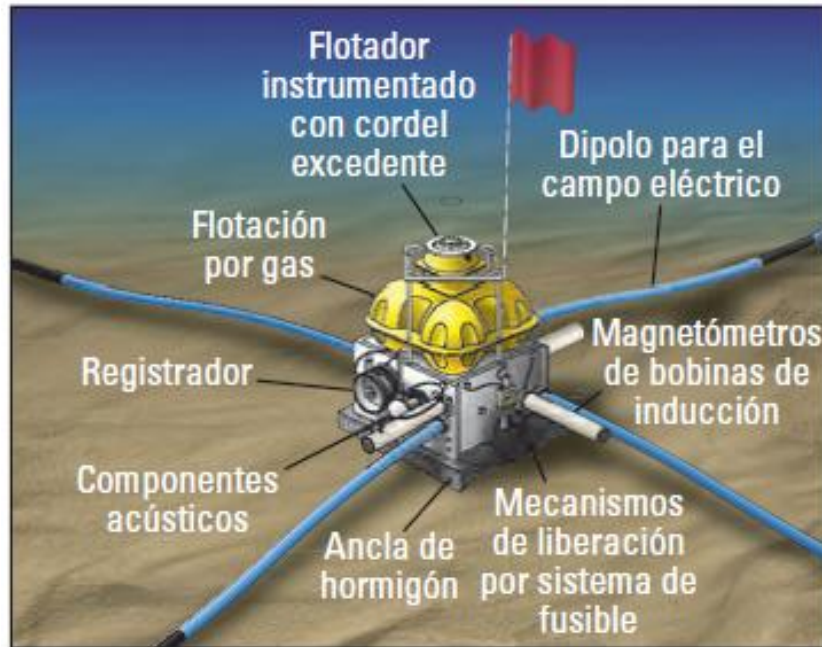
La interacción de la Tierra con los campos eléctricos y magnéticos incidentes es compleja; dos factores importantes para el análisis MT son el espectro de frecuencia de los campos y la resistividad del medio particular a través del cual se propagan las ondas de los campos. El análisis de los datos del espectro de frecuencia ayuda

²⁶ **SCHLUMBERGER LIMITED.** All rights reserved. 2014. Oilfield Glossary. Disponible en: http://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/magnetotelluric_method.aspx

a obtener un valor de resistividad aparente como una función de la frecuencia. Esta resistividad aparente puede relacionarse con la resistividad verdadera de la formación a diversas profundidades. Si el subsuelo es homogéneo, la resistividad aparente medida es igual a la resistividad verdadera; pero si la resistividad cambia con la profundidad, la resistividad aparente es una combinación de los efectos de las mediciones. A través del análisis de los datos, se puede determinar las profundidades de los cuerpos cuyas resistividades son desiguales, proporcionando un resultado que se denomina sondeo MT. Los campos MT son sensibles a los rasgos conductores de gran extensión, lo cual los hace útiles para los estudios de grandes cuerpos salinos, basálticos y carbonatados. La atenuación de los campos MT con la profundidad los vuelve insensibles a los contrastes de resistividad de las formaciones de poco espesor, tales como los sedimentos que contienen hidrocarburos.

En la figura 2-6 se observa un receptor CSEM, las antenas dipolares ortogonales miden los valores del campo eléctrico, y dos magnetómetros de bobinas de inducción miden los valores del campo magnético. Cada tubo que contiene una antena posee una longitud de 3,6 metros; sumada a la dimensión de la estructura, la longitud del dipolo eléctrico formado por un par que señala direcciones opuestas es de 10 metros. Un ancla de hormigón transporta el receptor hasta el fondo marino donde permanece a lo largo de toda la prueba; el registrador electrónico registra durante un tiempo establecido. Al final de la prueba, una señal acústica proveniente de la embarcación dispara un mecanismo de liberación a través del cable que sujeta el dispositivo al ancla. Mediante esferas de vidrio llenas de aire se eleva el receptor a la superficie, donde este se recupera y se capturan los datos.

Figura 2-6 Receptor CSEM



(Tomado de: Schlumberger, Oilfield Review; Volumen 21, no. 1, página 9)

El método CSEM impone una señal electromagnética poderosa generada artificialmente; la fuente es un dipolo eléctrico, con una señal controlada que se extiende sobre un ancho de banda estrecho. Los campos EM generados por este tipo de fuente no son ondas planas. La composición y la geometría de la señal se escogen de manera tal de hacerla más sensible para la detección de formaciones de poco espesor en una localización hipotética determinada, y con un valor de resistividad que contrasta con el de la formaciones. Las mediciones EM submarinas son similares a las mediciones terrestres, dejando de lado la gran diferencia en las resistividades del agua de mar y el aire. En tierra firme, el campo eléctrico responde significativamente a los cambios de resistividad producidos en las capas del subsuelo, pero el campo magnético exhibe mucho menos variación. Por el contrario, en el ambiente marino, es el campo magnético, más que el campo eléctrico, el que

exhibe mayor variación con el cambio producido en la estructura del subsuelo, aunque ambos campos contienen información sobre la estructura.²⁷

El interés principal de la industria de E&P se ha centrado en las áreas marinas y se han realizado esfuerzos considerables con el fin de desarrollar un sensor para uso marino. El Instituto Oceanográfico de Scripps en La Jolla, California, U.S., desarrolló el sensor básico de campo eléctrico utilizado hoy por WesternGeco; los magnetómetros fueron desarrollados por Electromagnetic Instruments Inc., una compañía adquirida por Schlumberger en el año 2001. En el dispositivo de WesternGeco, mostrado en la figura 2-6, se forman dos dipolos eléctricos horizontales con electrodos de plata/cloruro de plata, colocados en los extremos de cuatro tubos largos de fibra de vidrio que se extienden desde cada uno de los cuatro lados de la estructura del receptor. Para detectar el flujo magnético se utilizan los magnetómetros que son bobinas de múltiples vueltas instaladas en un alojamiento no metálico. Los tubos del magnetómetro se fijan horizontalmente en los orificios de la estructura. El rango de operación oscila entre 0,0001 y 100 Hz. (*Schlumberger*, 2010)

El principal objetivo de las técnicas de prospección de E&P consiste en detectar hidrocarburos, la señal de la fuente CSEM se optimiza para descubrir capas no conductoras delgadas (posibles formaciones con hidrocarburos) en un fondo conductor (formaciones acuíferas). En el Anexo 2, se muestra como se realiza la detección de hidrocarburos a través del método CSEM; la energía de la señal de la fuente marina llega a los receptores siguiendo tres tipos de trayectos: Una señal directa pasa a través del agua hasta llegar al receptor (esta señal es más intensa en los receptores de desplazamiento cercano). La energía de la señal que ingresa en el subsuelo interactúa con capas de resistividad variada y genera una señal de respuesta que contiene información geológica que se propaga en forma ascendente hasta los receptores. La energía de la señal que llega hasta la interfaz aire-agua

²⁷ **CONSTABLE SC, ORANGE AS, HOVERSTEN GM, MORRISON HF:** “Marine Magnetotellurics for Petroleum Exploration, Part I: A Sea-Floor Equipment System”, *Geophysics* 63, no. 3, 816-825

viaja a lo largo de la interfaz como una onda aérea, que también se propaga hasta los receptores. En aguas someras o con desplazamientos largos entre fuentes y receptores en aguas profundas, la señal de la onda aérea es más intensa.

El Consejo Nacional del Petróleo (NPC por sus siglas en inglés), un organismo industrial que brinda asesoramiento al gobierno de los Estados Unidos, estudió diversos avances relacionados con el método CSEM, clasificándolos como altamente significativos para las actividades de exploración con miras a asegurar los recursos energéticos del futuro. Especialistas han identificado dos mejoras en la tecnología CSEM a corto plazo: Primero; el desarrollo de procesos rápidos de inversión y modelado 3D CSEM, el cual podría reducir el número de falsos positivos o anomalías resistivas que pueden ser interpretadas erróneamente como una respuesta de petróleo o gas natural comercial (estas anomalías incluyen hidratos y cuerpos salinos). Segundo; la integración de las mediciones CSEM con la información estructural obtenida de los levantamientos sísmicos para mejorar la resolución de los datos electromagnéticos. En un plazo más largo los especialistas del NPC también consideran altamente significativo el hecho de extender el alcance de los estudios CSEM al ámbito de aguas someras, tierra firme y formaciones más profundas.²⁸

El método de testificación geofísica (*Well Logging*), es un método de investigación del subsuelo que se utiliza para medir y registrar de manera continua diferentes parámetros físicos a lo largo de un pozo, utilizando sondas multiparamétricas²⁹ intercambiables que se desplazan a lo largo del sondeo que se va realizando. Con los datos obtenidos usando este método podemos conocer claramente el estado del macizo rocoso, su alteración, presencia de fallas, propiedades eléctricas, módulos

²⁸ **CONSEJO NACIONAL DEL PETRÓLEO:** Hard Truths: Facing the Hard Truths about Energy. Washington, D.C. 2007. Disponible en línea en: <http://www.npchardtruthsreport.org/>

²⁹ **Sondas Multiparamétricas:** Permiten medir un cierto número de variables y parámetros oceanográficos. Estas sondas suelen tener como base una sonda CTD (conductividad, temperatura, profundidad) a la que se puede añadir sensores adicionales.

de deformación, información estructural, flujo de agua. La testificación ofrece un amplio abanico de instrumentos de medida para cuantificar diferentes propiedades composicionales y mecánicas del macizo rocoso. Las diferentes sondas empleadas ofrecen distintos parámetros en relación con la constitución del subsuelo y su composición, las características del contenido en fluidos, o su comportamiento mecánico. Estas sondas, normalmente de carácter multiparamétrico, obtienen registros sísmicos, eléctricos, de imagen óptica y acústica, de composición química, de desviación y orientación de sondeo. La sonda multiparamétrica, que es la más empleada, se trata de una sonda capaz de realizar el registro continuo de hasta ocho parámetros distintos en ascenso y descenso, tales como resistividad lateral, larga y corta, desviación del sondeo, temperatura, resistividad del fluido y potencial espontáneo. La testificación geofísica convencional permite, a través de los registros obtenidos, conocer las características geofísicas de las capas que atraviesa el sondeo. A partir de estas, pueden deducirse las características constructivas del sondeo y ubicarse las zonas filtrantes para optimizar la explotación del sondeo.³⁰

³⁰ **CAPARRINI MARÍN, N.** Interpretación y Correlación de Registros Geofísicos en Sondeos de Captación de aguas subterráneas para la Caracterización Hidrogeológica y la gestión de la Explotación, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Departamento de Ingeniería Geológica. En Archivo Digital UPM, 2006, Capítulo 1, páginas 2-6.

3 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS

3.1 INTRODUCCIÓN

Los yacimientos descubiertos en el 2013 no superaron los 20000 millones de barriles, muy poca cosa si consideramos el consumo global anual de 50000 millones de barriles. El 2013 fue un año decididamente mediocre para la exploración petrolera. A nivel mundial no hubo descubrimientos de 1000 millones de barriles y algunos talentosos exploradores tuvieron terribles resultados de perforación, como Tullow Energy, que padeció el descubrimiento de 20 pozos secos. Según Anish Kapadia, analista de Tudor, Pickering & Holt, de sus 25 “pozos de alto impacto a seguir” en 2013 solo cuatro eran nuevos descubrimientos. Tras el monitoreo de un total de 400 pozos de exploración perforados el año pasado, la estimación aproximada de Kapadia es que la industria descubrió 20000 millones de barriles de petróleo convencional (y gas natural equivalente) el año pasado, frente al consumo global de 50000 millones de barriles. Los grandes descubrimientos que se hicieron tendieron a contener más gas natural de lo previsto, sin embargo es menos atractivo que el petróleo porque es más difícil hacerlo llegar al mercado (sobre todo cuando se encuentra en lugares remotos) y, sobre una base de equivalencia de energía, se vende con un gran descuento frente al petróleo. Los mayores descubrimientos del año 2013 tuvieron lugar en todo el mundo; las reservas, según las estimaciones de Tudor, se muestran en boe (barriles de petróleo más la energía equivalente en gas natural):³¹

1. Yacimientos de gas Agulha y Coral en aguas profundas de Mozambique, por ENI, 700 millones de boe cada uno.
2. Yacimiento Lontra en Angola, por Cobalt International Energy, 900 millones de boe.

³¹ **CHRISTOPHER HELMAN**, Forbes Staff, enero 9 de 2014. (Revista Forbes, versión Mexicana).

3. Yacimientos de gas en Malasia B14 y B17, por Newfield Exploration, 850 millones de boe.
4. Yacimiento Ogo en Nigeria por Afren/Lekoil, 775 millones de boe.
5. Yacimiento Nene Marina en Congo Brazzaville, por ENI, 700 millones de boe.
6. Yacimiento de gas Tangawizi, en aguas profundas de Tanzania, por Statoil, 575 millones de boe.
7. Yacimiento de petróleo Coronado, en aguas profundas estadounidenses del Golfo de México, por Chevron, 550 millones de boe.
8. Yacimiento Tangawizi de gas Salamat, en el delta oriental del Nilo, en Egipto, por BP, 500 millones de boe.
9. Yacimiento de petróleo Maximino, en el Golfo de México, por parte de Pemex, 500 millones de boe.
10. Yacimiento Maximino Bay du Nord, en aguas del este de Canadá, por Statoil y Husky, 450 millones de boe.

3.2 PANORAMA GENERAL EN ÁFRICA, ASIA Y AUSTRALIA

El continente africano se está convirtiendo en una zona estratégica para los países consumidores de Occidente³², debido a su contribución a la diversificación de las fuentes tradicionales de petróleo y gas, y la cercanía con Europa y Norteamérica. Por otro lado el notable crecimiento de las economías asiáticas permite cada vez una mayor demanda de energía que se ha visto reflejada en el aumento de las importaciones y la posibilidad de exploración y explotación dentro de Asia con el gran objetivo de tener que optar a la búsqueda nacionalista de una seguridad energética y una cooperación asiática más estrecha, basándose así en el notable ejemplo de integración de Australia y Nueva Zelanda.

Desde el año 2000, aproximadamente un tercio de los nuevos descubrimientos de petróleo y gas se han realizado en África. Para permitir que los operadores E&P

³² **Occidente:** Se usa para denominar una zona del mundo (América Anglosajona y Unión Europea).

comprendan mejor los sistemas de petróleo y gas en las costas orientales y occidentales de África, el grupo GeoVentures® de ION Geophysical Seismic desarrolló una serie de programas sísmicos integrados que contienen más de 58000 km de datos sísmicos de imágenes sísmicas producidas en profundidad. Las ofertas de ION están diseñadas para permitir que los operadores E&P obtengan imágenes de alta resolución de la sub-superficie para reducir el riesgo de la exploración y desarrollo de yacimientos y para permitir que los contratistas sísmicos adquieran datos geofísicos de modo seguro y eficiente.³³

3.2.1 Exploración y Explotación en África: Angola, Guinea Ecuatorial, Mozambique, Nigeria y Tanzania

La exploración y desarrollo pueden ser un reto en la costafuera del oeste de África, ya que los conjuntos de datos sísmicos preexistentes no proporcionan una comprensión de manera integral a nivel cuenca de los sistemas de petróleo y gas natural. ION fue contratado por varios de los operadores de exploración y producción más grandes de África para entregar una serie de programas sísmicos integrados, conocidos como AfricaSPAN™, para mejorar su comprensión de la arquitectura de la corteza del margen occidental de África, identificar nuevos yacimientos, y optimizar sus planes de administración de yacimientos para los campos ya descubiertos. El uso de los programas de datos ION, junto con las técnicas de adquisición sísmica marina y técnicas avanzadas de procesado de datos, los operadores obtienen nuevas percepciones para actualizar sus portafolios en esta región altamente prospectiva.

³³ **ION Geophysical Corporation** es proveedor líder de servicios y soluciones de tecnología geofísica y soluciones para la industria del petróleo y gas. Houston, TX 77042 [En línea]. Disponible en: <http://iongeo.com>

Figura 3-1 Las más destacadas zonas de exploración en África



(Tomado de: ION Corporation)

Los programas AfricaSPAN™ son:

1. CongoSPAN I y II; dos fases de estudio costafuera en Angola, Congo y Gabón (27000 km aproximadamente)
2. NigeriaSPAN; fase en el Golfo de Guinea (5000 km aproximadamente)
3. EquatorSPAN; costafuera en Camerún y Norte de Gabón (4300 km aprox.)
4. East AfricaSPAN; costafuera en Madagascar, Kenya, Tanzania, Seychelles y Mozambique (15000 km aproximadamente).³⁴

❖ **Angola:**³⁵ Una serie de programas sísmicos integrados empezando con CongoSPAN, un programa de producción de imágenes a escala de cuenca diseñado para producir imágenes profundas dentro de la arquitectura de la corteza offshore de Angola. Actualmente, Angola es el segundo mayor productor de petróleo y gas del Golfo de Guinea; en relación al gas distintas fuentes

³⁴ **ION Corporation**, Integrated Seismic Solutions BasinSPAN™, Imaged by GXT, AfricaSPAN, Houston TX.

[En línea]. Disponible en: http://www.iongeo.com/content/documents/pdfs/spans/africaspan_lr.pdf

³⁵ **SONANGOL**, <http://www.sonangol.co.ao>

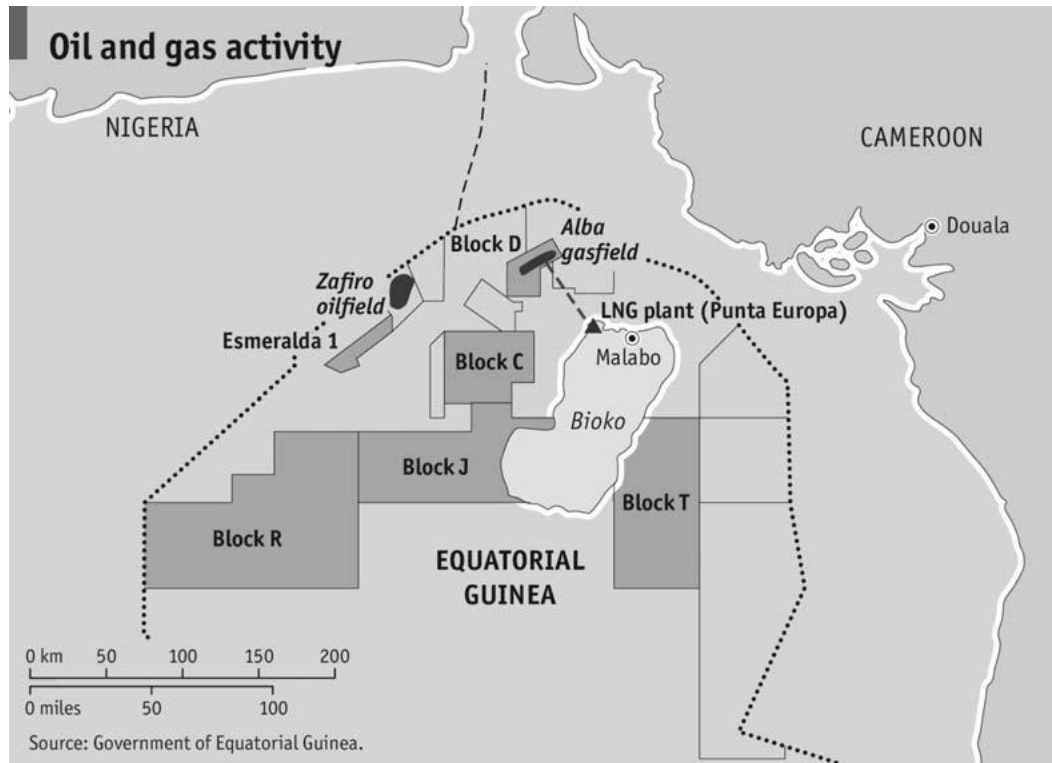
estiman unas reservas de entre 150 y 300 bcm, y se encuentran cerca de Cabinda y la región de Soyo. Gran parte de las zonas de Angola de aguas profundas y ultraprofundas aún no hay sido exploradas. Las principales petroleras que operan son Chevron, Total y BP, junto con la estatal Sonangol. La mayor parte de las exportaciones van dirigidas a E.U., China, Francia, Taiwán y España. Cada vez es mayor la financiación procedente de China lo que conlleva que las exportaciones se estén redirigiendo a los mercados asiáticos.

La planta de licuefacción Angola LNG Limited; cuyos accionistas son Sonangol, Chevron, Total, BP y ENI; utiliza las reservas de Cabinda Association y de los bloques 15, 16, 17 y 18 (ubicados costafuera al noroeste del país), así como de los campos de gas no asociados (campos de Quiluma, Enguia North, Atum y Polvo). El primer envío de gas se realizó en 2012 y fue entregado al mercado estadounidense a través de la terminal de regasificación Clean Energy, desarrollado por Gula LNG Energy LLC.³⁵

❖ **Guinea Ecuatorial:** El programa sísmico EquatorSPAN ha hecho un descubrimiento exitoso de gas natural convencional frente a la costa de la isla de Bioko en septiembre de 2014 (recientemente). El pozo Silenus East-1, perforado por la firma británica Ophir Energy, la cual estima unas reservas recuperables de unos 405 bcm de gas, fue explorado mediante técnicas avanzadas de sísmica 3D, con la exploración desprovista de riesgos para las exploraciones similares en la zona. Ophir estima que las reservas recuperables en el área de Silenus, incluyendo el nuevo descubrimiento, son de aproximadamente 1,2 TPC (trillones de pies cúbicos).³⁶

³⁶ **Oficina de Información y Prensa de Guinea Ecuatorial.** En línea. Disponible en: <http://www.guineaecuatorialpress.com/noticia.php?id=5681>

Figura 3-2 Ubicación del campo Alba en el Golfo de Guinea



(Fuente: Gobierno de Guinea Ecuatorial y Economist Intelligence Unit)

Otro descubrimiento exitoso por medio de técnicas sísmicas en Guinea Ecuatorial ha sido el campo Alba, a 25 kilómetros de la costa noroeste de la isla de Bioko, en la cuenca del Delta del Níger, a 76 metros de profundidad y fue descubierto por la empresa española Hispanoil en los años ochenta, que actualmente hace parte de Repsol. Las reservas recuperables de gas se han estimado en 125 bcm. Los operadores con participación son: Marathon Oil (63,3%), Noble Energy (33,7%) y GePetrol (3%).³⁷

❖ **Mozambique:** Este país de África Suroriental se está convirtiendo en uno de los países más prometedores de ese continente en términos de recursos de gas. El Oil & Gas Journal proyectó las reservas de este país en 100 TPC, lo que sitúa al

³⁷ **Oficina Comercial de España en Malabo.** Petróleo y Gas en África Central y Occidental. El Golfo de Guinea. Boletín económico de ICE N° 3011, 31 de Mayo de 2011, pág. 21

país como el tercer mayor poseedor de reservas probadas en África.³⁸ Los resultados del programa sísmico East AfricaSPAN implementado por ION Corporation han demostrado el estudio de la arquitectura de la corteza marina por medio de la obtención de imágenes de alta resolución, es por ello, que la empresa estadounidense Anadarko ha anunciado el descubrimiento de un yacimiento de gas natural en las costas de Mozambique en 2010; según los cálculos realizados por los especialistas, la cuenca de Rovuma offshore podría almacenar suficientes hidrocarburos para cubrir la demanda de los países de Europa Occidental por un buen tiempo; la compañía italiana ENI ha realizado su mayor descubrimiento en este país en 2011. El hallazgo de ENI se produjo en la zona de Mamba Sur, la perforación fue realizada a una profundidad en el mar de 1585 metros y la petrolera ha continuado con la perforación de varios pozos cerca del primero obteniendo muy buen éxito. La compañía italiana opera en dicho país con la participación de la petrolera portuguesa Galp, la coreana Kogas y la mozambiqueña ENH; y se encuentra previsto como proyecto la instalación de LNG para los mercados asiáticos. El gobierno de dicho país tiene previsto celebrar una quinta ronda de licencias para ofrecer la superficie en la cuenca de aguas profundas Rovuma.³⁹

- ❖ **Nigeria:** Es la primera potencia petrolífera y gasística del Golfo de Guinea. Cuenta con las novenas reservas de gas natural más grandes del mundo, la mayoría de las reservas de gas natural de este país se encuentran en el Delta del río Níger, alcanzando una producción de 1,5 TPC de gas natural en 2012.

El programa sísmico NigeriaSPAN ha revelado notoriamente el potencial de hidrocarburos en esta región del continente africano y se han explotado recientemente los siguientes yacimientos de petróleo y gas:

³⁸ **OIL & GAS JOURNAL.** [En línea]. Disponible en: <http://www.ogj.com/oil-exploration-and-development/reserves.html>

³⁹ **U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.** Mozambique, [En línea]. Disponible en: <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=mz>

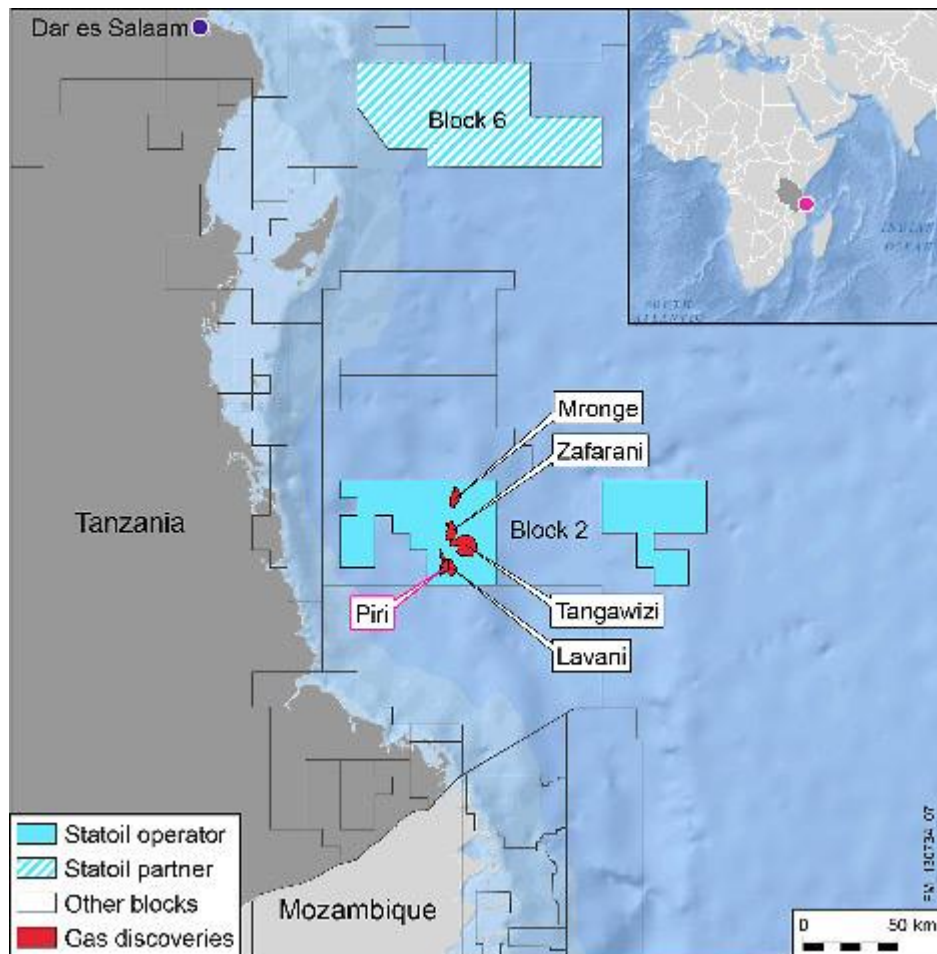
1. Amenam-Kpono (offshore, operado por Total)
2. Akpo (offshore, operado por Total)
3. Bonga (offshore, operado por Shell)
4. Gbaran-Ubie (onshore, operado por Shell)

Gran parte del gas natural de este país es quemado ya que la mayoría de los campos de petróleo carecen de la infraestructura necesaria. Actualmente Shell es el principal productor de gas en Nigeria. ION ha abordado una serie de proyectos complejos de producción de imágenes en asociación con Bulwark Services, una compañía de procesamiento de datos sísmicos basada en Nigeria. El equipo de Bulwark trae un conocimiento íntegro de la geología de la costafuera de Nigeria, mientras que ION proporciona las últimas capacidades en procesamiento de datos, producción de imágenes de onda convertida, análisis geofísico avanzado y administración de centro de datos. ION y Bulwark han comenzado a producir imágenes de los datos de un proyecto del fondo marino y los resultados se esperan que sean prometedores.⁴⁰

❖ **Tanzania:** East AfricaSPAN es un programa de sísmica 2D y estudio geológico desarrollado para aumentar la comprensión del potencial de hidrocarburos de la región, el programa ha proporcionado distribución de las rocas generadoras y esto ha permitido al gigante petrolero noruego Statoil junto con su socio americano ExxonMobil el descubrimiento de gas natural en el bloque 2 en Tanzania, en la figura 3-3 se puede ver la ubicación del bloque sobre las aguas de dicho país.

⁴⁰ ION Geophysical Corporation. [En línea]. Disponible en: www.iongeo.com/spanish/content/

Figura 3-3 Ubicación del campo Tangawazi en las aguas de Tanzania



(Fuente: Statoil website)

El hallazgo Tangawizi se encuentra a unos 10 kilómetros de los otros descubrimientos en el bloque 2 y tiene una profundidad de 2300 metros. Statoil ha sido el operador de la licencia del bloque 2 en nombre de Tanzania Petroleum Development Corporation desde 2007 y tiene una participación del 65%, ExxonMobil controla 35%. Desde el 2012, Statoil ha tenido una tasa de éxito de casi el 100% en Tanzania y la zona se ha convertido en una zona núcleo de exploración en un período muy corto de tiempo.⁴¹ Tanzania no produce petróleo, y no ha habido un descubrimiento comercial de petróleo en el país recientemente; sin embargo,

⁴¹ **STATOIL**, http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2014/Pages/18Jun_Tanzania.aspx#

produce pequeños volúmenes de gas natural para el consumo interno, pero el país tiene el potencial de convertirse en un exportador de gas natural licuado en el futuro. Los detalles en torno al desarrollo del LNG dependen de la evaluación de recursos, el gobierno de Tanzania y las petroleras internacionales que operan en dicho país están trabajando actualmente en los planes para desarrollar una planta de LNG conjunta. Tanzania anunció un acuerdo de producción compartida a finales de 2013, junto con una ronda de licencias que cubre bloques de aguas profundas.⁴²

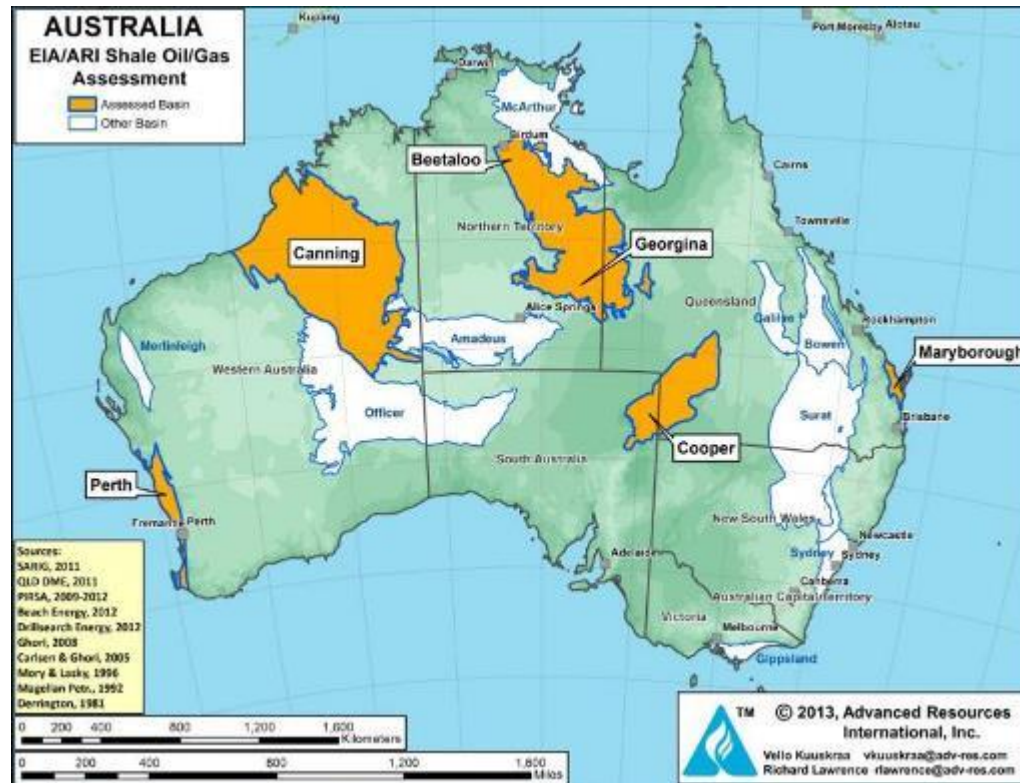
3.2.2 Exploración y Explotación en Australia

Australia tiene importantes reservas de shale gas en las cuencas de Canning, Cooper, Georgina y Perth que prometen posibilidades de crecimiento para los próximos años. Los recursos australianos de gas convencional calculados en unos 130 TPC son inferiores frente a los 437 TPC encerrados en sus pizarras gasíferas. Varias petroleras australianas en consorcio con algunas multinacionales ya han completado varios sondeos horizontales exitosos con fracking demostrando la excelente rentabilidad de los niveles de gas; el gobierno australiano ha promovido recientemente ante las compañías americanas expertas en fracking, el enorme potencial de las cuencas de gas de pizarra australianas, con el objetivo de atraer al know-how y al capital de las empresas que dominan esta tecnología. Australia ha puesto los ojos hacia los suministros en los mercados asiáticos realizados vía LNG y sin duda que la ventaja de la distancia favorece enormemente en los costos de transporte y la competitividad frente a otros exportadores. En Australia ya está en marcha el primer proyecto de licuefacción costafuera denominado Floating LNG, que lidera Shell.⁴³

⁴² **U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.** Tanzania. [En línea]. Disponible en: <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=TZ>

⁴³ **RÍOS ROCA, ALVARO.** Gas Natural: Australia Impresionante. Los Tiempos. [En línea]. Disponible en: www.lostiempos.com/diario/opiniones/columnistas/20131010/gas-natural-australia-impresionante_231153_500338.html

Figura 3-4 Principales Cuencas de Shale Gas en Australia



(Fuente: Advanced Resources International, Inc. 2013)

En Australia Occidental, el nacimiento de la industria del gas comenzó en 1980 con la implementación de la primera fase de la instalación de la llamada Plataforma del Noroeste; hoy en día, el proyecto de la Plataforma del Noroeste es la mayor explotación de recursos de gas en Australia y se estima que cerca del 92% de las reservas de gas que alimentan la industria del LNG en este país se encuentra frente a las costas de Australia Occidental, especialmente en la cuenca de Perth. La producción de LNG aumento cerca del 10% anual hasta el 2012 y se estima que este porcentaje pueda elevarse al 20% anual a partir del año 2020. La industria del gas en Australia Occidental está apoyada por su ingeniería, diseño y geofísica avanzada además de los conocimientos especializados en materia de servicios e ingeniería de procesos. El sector servicios ha logrado probar tecnología submarina y también su capacidad de gestión de activos. Cabe resaltar que Australia Occidental se ha convertido en un notable foco mundial de investigación en alta mar

en el área de la industria del LNG. La investigación submarina ha venido centrada en la medición electromagnética, la cual utiliza el concepto de determinar el tipo de material existente midiendo la resistividad del medio al paso de un pulso electromagnético; para lograr esto se emplea un equipo que debe ser depositado en el fondo marino, el cual se compone de dipolos transmisores y receptores, colocados a una distancia conocida en un arreglo remolcado; los dipolos emiten y reciben pulsos que se generan desde una unidad maestra instalada a bordo; los pulsos recibidos se almacenan en memorias digitales para su posterior procesamiento en superficie. Otro método que se ha empleado ha sido la medición por flujo de calor, que consiste en un termómetro que penetra tres metros bajo el fondo del mar y envía los datos de temperatura que hay a lo largo de una sonda; para efectuar esta maniobra, se inserta la sonda en el fondo marino, la cual esta comunicada con un barco a través de un cable que permite la transmisión del dato de temperatura. Cabe tener en cuenta para no perturbar la medición y evitar el daño de la sonda la instalación de una plataforma que sirva de soporte. En 1965, en una perforación realizada gracias a una asociación conjunta entre Esso y BHP, se descubrió el yacimiento de gas Barracouta en el Estrecho de Bass el cual separa la isla de Tasmania de la costa meridional de Australia; en la actualidad hay 23 plataformas petroleras en el estrecho. La creación de las compañías Santos y Geosurveys of Australia en 1954 fue un acontecimiento importante para la exploración.⁴⁴

3.2.3 Análisis de Exploraciones en África, Asia y Pacífico

El continente Africano vive actualmente una actividad de exploración sin precedentes; desde las aguas profundas de Angola y Tanzania, hasta los recursos no convencionales en el norte del continente. El interés de las compañías solamente se había limitado a Nigeria, Angola, Libia y Algeria; pero en los últimos años se está

⁴⁴ **AUSTRALIA UNLIMITED, Australian Government – Australian Trade Commision.** Gas y Petróleo, Octubre de 2013. <http://austrade.gov.au>

viviendo una exploración virtuosa y consistente en países sin apenas reservas probadas como lo son algunos países del Este de África. Los sucesivos hallazgos de hidrocarburos en África Oriental ya han evidenciado la falta de personal especializado, equipamientos y hasta entidades gubernamentales capaces de conducir a un buen término las enormes inversiones requeridas. Sin embargo, las proyecciones más prospectivas apuntan al Índico como una nueva y viable frontera en donde el gas natural seguiría en su sorprendente trayectoria de expansión.

Por otro lado, Asia ha experimentado un fuerte crecimiento económico que se ha traducido en aumentos significativos de la demanda de energía, especialmente petróleo y gas. Cuatro de los diez principales países consumidores son ya asiáticos (China, Japón, India y Corea del Sur); por otro lado China sigue aumentando su producción, pero el constante aumento de la demanda exige cada vez mayores importaciones. Sinopec (una de las tres empresas de hidrocarburos nacionales de China) descubrió a principios de 2005 un gran yacimiento de gas y petróleo, que se calcula contiene 8000 millones de barriles de petróleo y 56000 millones de m³ de gas, en la remota provincia de Xinjiang, al noroeste de China. Esto supondría un aumento de las reservas chinas; el nuevo hallazgo ha alargado la vida actual de las reservas chinas hasta 15 años, aun así, para extraer el gas ha sido necesario una inversión muy elevada y entretanto el incremento de la demanda seguirá haciendo aumentar las importaciones. Aunque todavía existe alguna posibilidad de que se descubran más hidrocarburos en Asia, ésta es relativamente pequeña y probablemente solo serviría para abastecer parcialmente el consumo nacional de los países donde se produzcan esos descubrimientos. La competencia estratégica en Asia se está centrando actualmente en torno a los recursos petrolíferos y gasísticos rusos e iraníes situados entre Siberia y el Golfo Pérsico, y en torno al petróleo superpesado de Venezuela.

Finalmente; Australia proyecta superar a Qatar como primer exportador mundial de LNG dentro de un mediano plazo, gracias a las exitosas exploraciones de shale gas que se han llevado a cabo en las principales cuencas australianas y teniendo en

cuenta que los recursos australianos de gas convencional palidecen frente a los contenidos en las pizarras gasíferas.

3.3 CASOS EXITOSOS EN NORTEAMÉRICA Y SURAMÉRICA

En el Continente Americano muchas compañías de E&P en marcha, han manifestado que el valor de cualquier tecnología se puede evaluar por su capacidad para reducir el riesgo; es por ello, que los levantamientos sísmicos suministran un alto valor a los emprendimientos de E&P. En primer lugar, proporcionan parámetros de profundidad y velocidad sísmica de los estratos a los levantamientos sísmicos de superficie, reuniendo las imágenes sísmicas de los estratos con las profundidades exactas; en segundo lugar, suministran información acerca de las propiedades elásticas de las rocas para investigar más allá de las profundidades estudiadas. Estos dos aspectos han permitido a muchas compañías americanas posicionarse entre las mejores y más eficientes a nivel mundial con respecto a exploración de hidrocarburos.

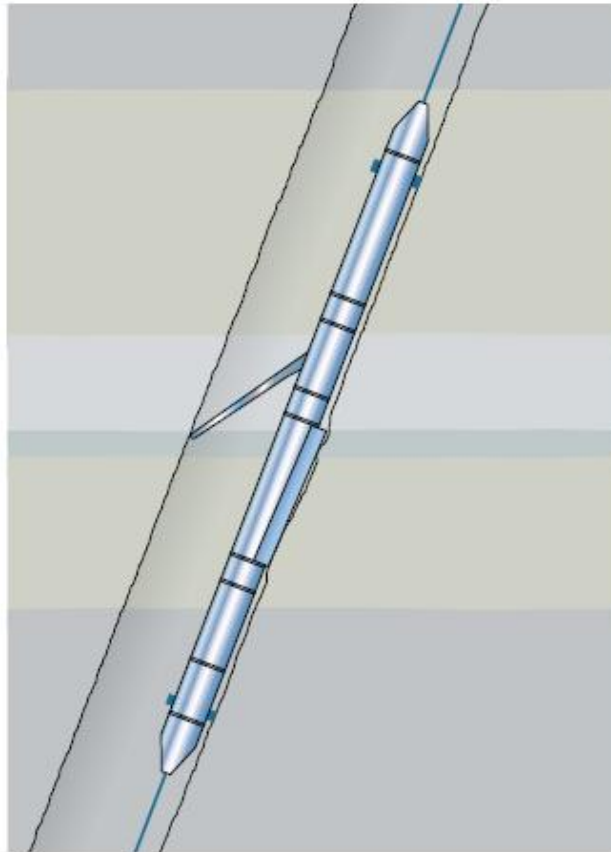
3.3.1 Exploración en Norteamérica: México

En los fértiles campos de gas de la cuenca de Burgos en el norte de México, PEMEX ha reactivado el campo Cuitláhuac; este campo cubre una extensión de 200 km² y gracias a estudios sísmicos se ha comprobado que el campo se compone de paquetes de areniscas⁴⁵ que presentan fallas. Los ingenieros de PEMEX se decidieron por una nueva tecnología que les ayudó a identificar las áreas no drenadas y tuvieron éxito con los resultados obtenidos con el sistema de adquisición sísmica VSI (Herramienta Versátil de Generación de Imágenes Sísmicas). Esta herramienta operada a cable consiste en más de 20 módulos de sensores ligeros de multicomponentes, denominados transportadores, del cual podemos observar

⁴⁵ **Arenisca:** Es una roca sedimentaria formada por arena de cuarzo cuyos granos están unidos por un cemento arcilloso que le comunica mayor o menor dureza.

uno en la figura 3-5, y cuyos paquetes de sensores se desacoplan acústicamente del cuerpo principal de la herramienta. Cada paquete de sensores se presiona contra la pared del pozo con una fuerza de por lo menos 10 veces su peso; esto garantiza que todas las componentes del movimiento de las partículas en la formación sean registradas. El espaciamiento entre los transportadores generalmente es de 3 a 20 m, dependiendo de los requisitos de la adquisición. La herramienta VSI registra el movimiento de onda con tres componentes, esto permitió a los intérpretes seguir la litología y las areniscas con hidrocarburos para asistir el futuro emplazamiento de pozos.⁴⁶

Figura 3-5 Transportador VSI



(Tomado de: Oilfield Review; Verano de 2003, José Luis Arroyo, PEMEX, Vol. 15, no 1, página 5)

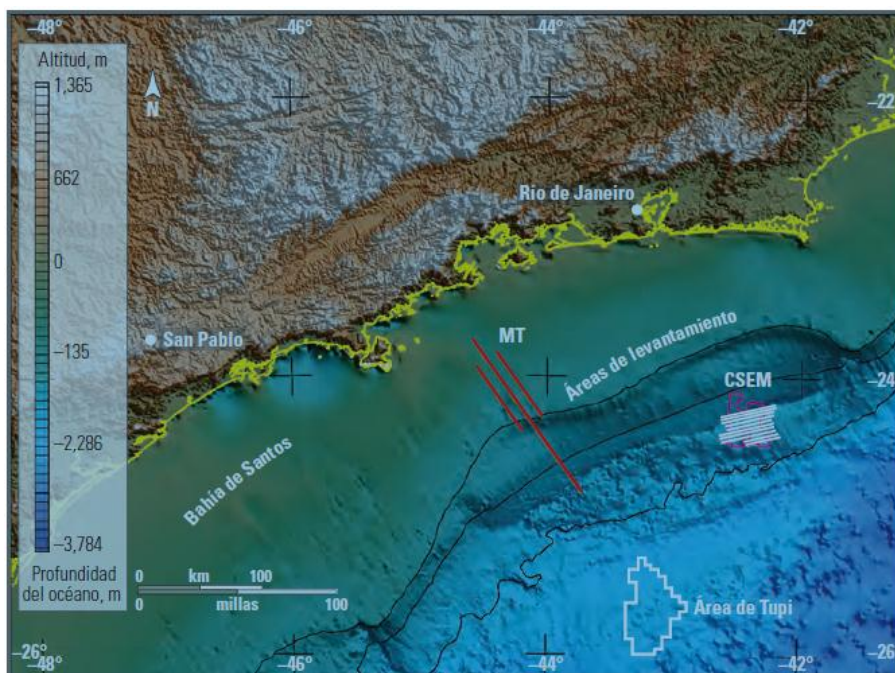
⁴⁶ **ARROYO J.L., GUERRA R., JIMÉNEZ R.R., et al.** "Excelentes datos sísmicos de pozos". Oilfield Review, verano de 2003. Volumen 15, no 1. Páginas 2, 5 y 14.

3.3.2 Exploración en Suramérica: Brasil y Argentina

❖ **Brasil:** La cuenca de Santos, en el área marina de Brasil, contiene descubrimientos subsalinos recientes realizados por Petrobras. Con procesos de generación de imágenes sísmicas de alta resolución, se ha mapeado la estratigrafía de los yacimientos productores de hidrocarburos y las geometrías de las estructuras salinas, incluyendo una secuencia sedimentaria de gran espesor en una estructura que alude a las primeras etapas de la separación del Continente Suramericano y el Africano ubicada por debajo de la formación salina. En la figura 3-6 se puede apreciar el área en donde se realizó un levantamiento magnetotelúrico llevado a cabo al noroeste del área de Tupi, este hecho confirmó una compleja estructura y demostró la utilidad de los levantamientos MT marinos para Petrobras. El levantamiento se llevó a cabo a unos 170 km al sur de Rio de Janeiro, Petrobras y WesternGeco montaron el levantamiento CSEM en el bloque Tambuata siendo parte de un proyecto conjunto, se utilizaron 180 receptores y una embarcación que remolcó la fuente sobre las líneas de recepción. Para la adquisición de los datos se utilizaron señales de 0,25 y 0,0625 Hz; las respuestas de los campos eléctricos y magnéticos fueron procesadas utilizando un flujo de trabajo avanzado sobre la base de medidas de longitud, alturas dipolares y ángulo de desviación. Petrobras posee un acuerdo de colaboración técnica con Schlumberger destinado a desarrollar tecnología que integre las mediciones EM marinas con otras tecnologías, para el mejoramiento de la obtención de imágenes en escala de profundidad.⁴⁷

⁴⁷ **SCHLUMBERGER**, Oilfield Review; Volumen 21, no. 1, páginas 16 y 17.

Figura 3-6 Levantamientos MT y CSEM marinos en el área marina de Brasil



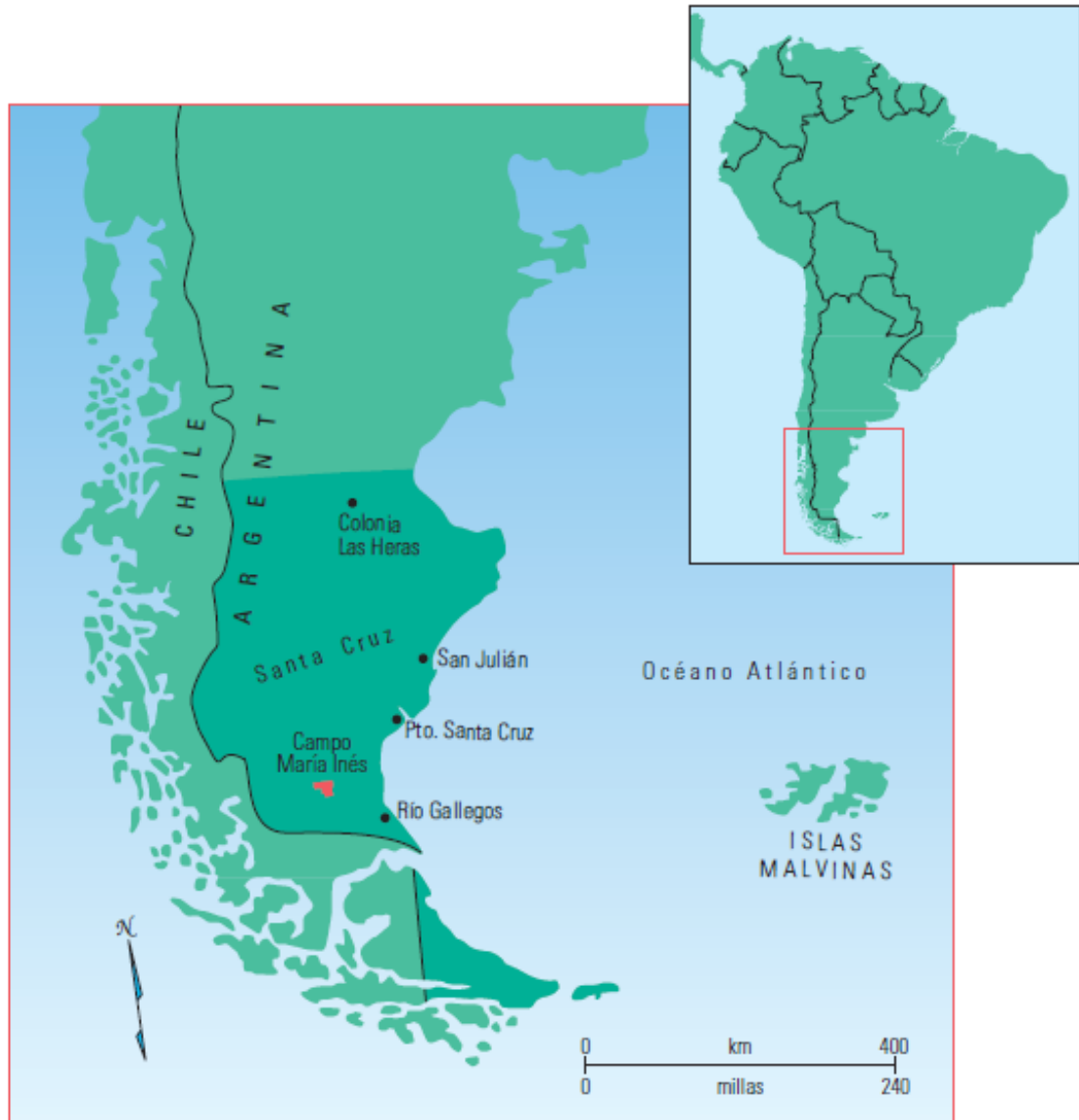
(Tomado de: Schlumberger, Oilfield Review; Volumen 21, no. 1, página 17)

- ❖ **Argentina:** El yacimiento de areniscas María Inés, ubicado en la provincia Santa Cruz, el cual se puede observar en la figura 3-7, tiene un espesor promedio de 50 m y produce petróleo y gas. Los geofísicos utilizaron técnicas de variación de la amplitud con el desplazamiento (AVO⁴⁸, por sus siglas en inglés) para evaluar el espesor, la porosidad, la densidad, la velocidad, la litología y el fluido contenido en las rocas. El análisis AVO es una metodología de procesamiento e interpretación de los datos sísmicos cuyo objetivo es la identificación del contenido de fluidos y la caracterización litológica. El fundamento de esta metodología es el modelo físico de la reflectividad que depende de las variaciones en una interfase de tres propiedades: velocidad compresional, velocidad de corte y densidad. Desde el punto de vista metodológico, se debe poder procesar el dato sísmico de modo que la amplitud sea proporcional al

⁴⁸ El **AVO** permite entender la litología y el contenido de los fluidos desde la relación lineal de las amplitudes cercanas a las amplitudes lejanas; ya que las características generadas de los datos sísmicos son de mayor utilidad en la caracterización cuantitativa de un yacimiento.

coeficiente de reflexión y luego poder invertir este dato sísmico a los parámetros sísmicos de velocidad compresional, velocidad de corte y densidad, para finalmente interpretarlos.

Figura 3-7 Ubicación del campo María Inés en la provincia de Santa Cruz, Argentina



(Tomado de: Oilfield Review, página 55, publicación de otoño de 2002)

Las técnicas AVO cualitativas se desarrollaron para comprender la relación entre la presencia de hidrocarburos y reflexiones de gran amplitud. Un análisis AVO exitoso

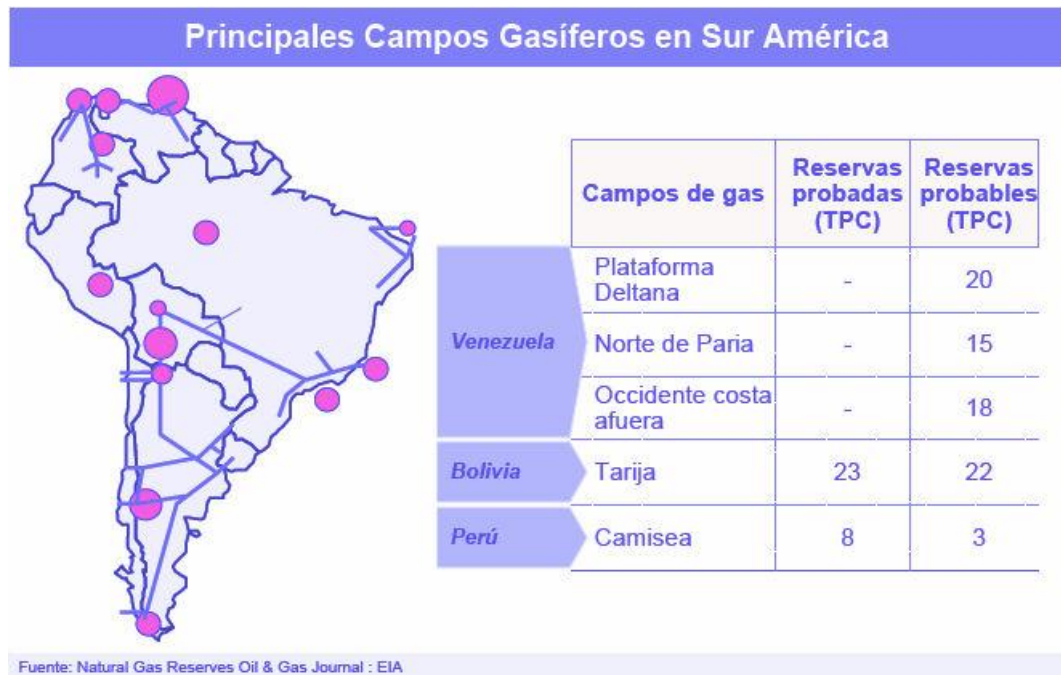
requiere el procesamiento especial de los datos sísmicos y el modelado sísmico para determinar las propiedades de la roca con un fluido conocido en el medio poroso. Con este conocimiento, fue posible modelar la respuesta sísmica de la roca con otros tipos de fluidos alojados en los poros. El levantamiento sísmico 3D del yacimiento María Inés fue registrado entre noviembre de 1995 y febrero de 1996; y como fuente sísmica se utilizó un camión vibrador. El desarrollo exitoso de este campo exigió pozos de mayor producción acumulada y de menor riesgo, de modo que fue necesario contar con una técnica innovadora para reducir la incertidumbre asociada con la perforación de pozos nuevos.⁴⁹

3.3.3 Análisis de Exploraciones en América

Entre las herramientas para identificar objetivos de exploración potenciales, el líder indiscutido en América ha sido el levantamiento de sísmica 3D; estos levantamientos exploran grandes volúmenes del subsuelo, ayudando a las compañías de petróleo y gas a mapear las estructuras geológicas y seleccionar las localizaciones de perforación. En la figura 3-8 se pueden observar los principales campos gasíferos descubiertos en Suramérica y su potencial de reservas probadas y probables. Suramérica es una región prometedora y muchos países consumidores como Estados Unidos, Reino Unido, Francia y China, han puesto la oportunidad de invertir en las tecnologías sísmicas que se han venido desarrollando.

⁴⁹ **ALSOS T., ASTRATTI D., BENABENTOS M.** Aplicaciones Sísmicas a lo largo de la Vida Productiva del Yacimiento. Oilfield Review, páginas 55 y 56, publicación de Schlumberger realizada en Otoño de 2002

Figura 3-8 Principales Campos Gasíferos en América del Sur



(Tomado de: Natural Gas Reserves, Oil & Gas Journal: EIA)

3.4 CASOS EXITOSOS EN EUROPA: MAR DEL NORTE

Las compañías británicas han estado frecuentemente a la vanguardia del uso de la visualización de datos sísmicos tridimensionales, adquisición de registros con cable y tecnologías afines para la exploración costa afuera. En el sector central del Mar del Norte, BP y ConocoPhillips en consorcio, han venido trabajado en la evaluación del campo Callanish por medio de la implementación de datos sísmicos. Este campo fue descubierto en 1999 y tras un proyecto en convenio con WesternGeco se tendió tecnología sísmica marina de componentes múltiples (4C) para así superar algunas dificultades relacionadas con la generación de imágenes sísmicas. Como ya se sabe, las ondas de corte no se propagan en el agua y por lo tanto los cables sísmicos marinos no pueden registrarlas; es por ello que se instaló un cable de adquisición de datos sísmicos directamente sobre el fondo del mar para conectar mecánicamente los receptores a la tierra, tal como se observa en la figura 3-9. Cada

estación de registradores contiene un hidrófono⁵⁰ que registran los datos sísmicos y geófonos que registran el movimiento de las partículas en tres direcciones ortogonales (X, Y, Z). El geófono de componente Z registra el movimiento de las partículas en la dirección vertical, respondiendo en primer término a las ondas P⁵¹. Los geófonos de las componentes X e Y registran el movimiento de las partículas en las direcciones ortogonales horizontales y responden a los movimientos de las ondas S⁵². Los datos de cuatro componentes han arrojado estimaciones más confiables de relación entre las velocidades de ondas y han proporcionado información acerca de la densidad de la formación. En el caso del campo Callanish, se obtuvieron datos de cuatro pozos exploratorios; estos datos fueron evaluados en un comienzo para comprender el yacimiento en la posición de dichos pozos. Así toda esta información resultó valiosa en la caracterización del yacimiento, ya que permitió definir el restablecimiento de la calidad de la imagen generada. Las compañías petroleras utilizan el análisis de cuatro componentes (4C) para seleccionar localizaciones de pozos y diseñar las trayectorias de los mismos en forma adecuada, encontrando mayor volumen de reservas y reduciendo el riesgo durante la etapa de evaluación.⁵³

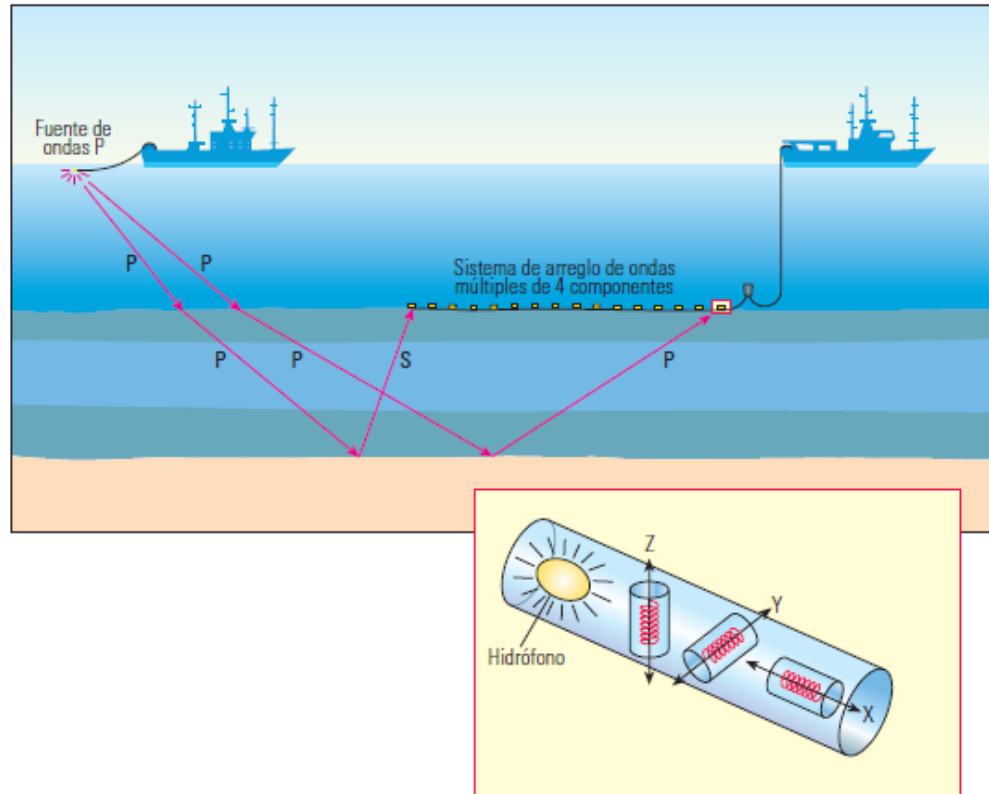
⁵⁰ **Hidrófono:** Es un transductor de sonido a electricidad para ser empleado en agua, de forma análoga al uso de un micrófono en el aire. Son usados en geofísica para la detección de energía sísmica. (**Colaboradores de Wikipedia.** [En línea]. En: *Wikipedia, La enciclopedia libre*, 2014 [fecha de consulta: 30 de octubre del 2014]. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Hidrófono>).

⁵¹ **Ondas P:** Son ondas longitudinales o compresionales, lo cual significa que el suelo es alternadamente comprimido y dilatado en la dirección de propagación.

⁵² **Ondas S:** Son ondas en las cuales el desplazamiento es transversal a la dirección de propagación.

⁵³ **CALDWELL J., CHRISTIE P., ENGELMARK F.** "Shear Waves Shine Brightly" *Oilfield Review* 11, no.1 (Primavera de 1999) página 2. **ALSOS T., ASTRATTI D., BENABENTOS M.** Aplicaciones Sísmicas a lo largo de la Vida Productiva del Yacimiento. *Oilfield Review*, páginas 55 y 56, publicación de Schlumberger realizada en otoño de 2002.

Figura 3-9 Sistema de adquisición de datos sísmicos de Componentes Múltiples (4C), empleado en el Mar del Norte



(Tomado de: Schlumberger, Oilfield Review; página 58, publicación de otoño de 2002)

3.5 EXPLORACIÓN DEL ÁRTICO

A medida que los operadores se desplazan hacia ambientes cada vez más difíciles, el riesgo de exploración de nuevos yacimientos es cada vez más alto y tanto el éxito como el fracaso se revelan a los exploradores. El Ártico se presenta como una de las últimas fronteras más inexploradas. En el año 2008, el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) estimó los recursos sin descubrir al norte del Círculo Ártico en 14000 millones de m³ (90000 millones de barriles) de petróleo y 47,8 trillones de m³ (1669 TPC) de gas natural. De este total, la provincia situada al oeste de Groenlandia y al este de Canadá alojaba un volumen estimado en 1100 millones de

m³ (7000 millones de barriles) de petróleo y 1,5 trillones de m³ (52 TPC) de gas natural.⁵⁴

EnCana Corporation y sus socios en la empresa conjunta Nunaoil y Cairn Energy, poseen áreas prospectivas de exploración en dos bloques de la cuenca de frontera, situada en el área marina de Groenlandia, a unos 170 km al oeste de Nuuk, la capital. La profundidad del océano en las áreas prospectivas oscila entre 250 y 1800 m. Los geólogos han manifestado que el relleno sedimentario de esta área es similar a la de las cuencas productivas del Mar del Norte. Para reducir el riesgo de perforar pozos secos (actividades que han realizado muchas compañías), se llevó a cabo un levantamiento electromagnético (CSEM) para ayudar a identificar los rasgos de potenciales acumulaciones de hidrocarburos. Antes de llevar el levantamiento, WesternGeco efectuó un modelado extensivo 3D de la resistividad en cada área prospectiva; este paso confirmó que el levantamiento podría ayudar a definir la presencia de yacimientos de hidrocarburos a una profundidad de hasta 3000 m por debajo del fondo marino. En la figura 3-10 se puede observar el despliegue del receptor CSEM; cada receptor se ensambla en la cubierta utilizando protocolos de despliegue definidos, luego el receptor se levanta mediante un aparejo y se deja caer en un lugar especificado.

⁵⁴ **CHARPENTIER RR, GAUTIER DL, HOUSEKNECHT DW, PITMAN JK:** "Circum Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circule" Hoja Informativa del Servicio Geológico de los Estados Unidos de América (2008), <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/>

Figura 3-10 Receptor CSEM utilizado en Groenlandia

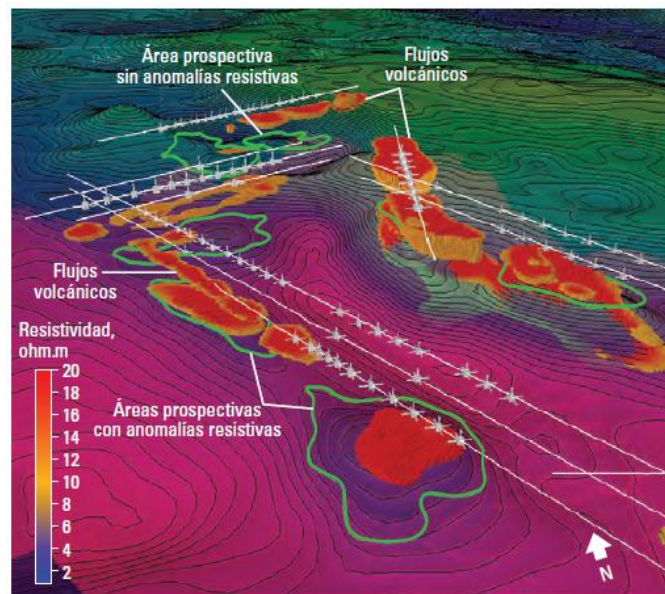


(Tomado de: Schlumberger, Oilfield Review; Volumen 21, no. 1, página 18)

Sobre la base de los datos de registros de pozos vecinos, se creó un modelo inicial simplificado que incluyó una sección sedimentaria con una resistividad de 1,5 ohm.m, razonablemente uniforme. Los científicos optimizaron el diseño para determinar algunos parámetros como: sensibilidad del objetivo, la presencia de cubierta volcánica, proximidad del yacimiento y la forma de onda de la señal. Esta optimización ayudó a EnCana a planificar un levantamiento económicamente efectivo. La disposición del levantamiento comprendió 24 líneas de transmisión y 128 receptores. En el verano de 2008, se obtuvo un conjunto de datos CSEM de alta calidad. El procesamiento de las mediciones de los campos eléctricos y magnéticos proporcionó las respuestas de amplitud y fase en cada receptor. Los científicos analizaron los datos utilizando un modelo 3D, se utilizó la información de resistividad de los registros de pozos e interpretación sísmica adicional. Las inversiones 3D requirieron un grado considerable de tiempo, el proceso de inversión ayudó a identificar anomalías resistivas a través de 8 a 14 áreas prospectivas. El

equipo utilizó el software Petrel⁵⁵ que abarca desde la interpretación sísmica hasta la simulación para visualizar los datos de resistividad para las anomalías con datos geológicos, sísmicos, magnéticos y gravimétricos. En la figura 3-11 se muestran diversas áreas prospectivas de un bloque al oeste de Groenlandia que fueron interpretadas a partir de datos sísmicos (contornos verdes). El diseño del levantamiento colocó las líneas de receptores CSEM (íconos blancos) a lo largo de las líneas de remolque de la fuente (líneas blancas), por encima de las áreas prospectivas determinadas sísmicamente.⁵⁶

Figura 3-11 Áreas prospectivas con anomalías resistivas en El Ártico



(Tomado de: Schlumberger, Oilfield Review; Volumen 21, no. 1, página 19)

⁵⁵ **Software Petrel:** Es un software de la compañía Schlumberger que se encarga de representar la estructura geológica del yacimiento. Permite que el usuario interprete datos sísmicos, construya los modelos del yacimiento, visualice los resultados de una posible estimulación y diseñe estrategias de explotación para maximizar la producción del yacimiento. En realidad Petrel fue diseñado para ser más que un constructor de modelos geológicos, su verdadera intención es eliminar la necesidad de utilizar muchas herramientas y ser un software que conduzca la información sísmica hasta los resultados de una simulación. Petrel fue diseñado exclusivamente para Windows/PC y estuvo disponible comercialmente por primera vez en 1998. Una de las primeras cosas que llamó la atención luego de su lanzamiento fue la facilidad con que era posible manejar el software y su similitud con los programas de Microsoft. [En línea]. Disponible en: <http://modelos-de-simulacion.lacomunidadpetrolera.com/2008/01/petrel-integracin-multidisciplinaria.html>

⁵⁶ **SCHLUMBERGER.** Oilfield Review; Volumen 21, no. 1, páginas 18 y 19.

El objetivo para la obtención del estudio CSEM, consistió en mejorar la evaluación de la probabilidad de encontrar acumulaciones que estuvieran cargadas con hidrocarburos. El área prospectiva con mayor probabilidad de carga de hidrocarburos resalta muchas de las características que los científicos buscaban en el análisis, tal como la base de la anomalía pudo sugerir la presencia de un contacto agua-hidrocarburo. El riesgo de exploración en esta cuenca de frontera del Ártico sigue siendo grande, pero la tecnología CSEM ofrece un potencial prometedor.

4 FICHA TÉCNICA PROPUESTA PARA UNA ADECUADA OPERACIÓN DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

La realización de una campaña sísmica conlleva largos periodos de tiempo, especialmente cuando se realiza en tierra, donde se requiere la presencia de trabajadores encargados de las relaciones con las comunidades locales, técnicos medioambientales, topógrafos, perforadores, instaladores de geófonos y cables, supervisores de seguridad laboral y control de calidad. La gran cantidad de personal y la propia naturaleza de las operaciones establecen una detallada planificación previa y una comunicación constante con los propietarios y las comunidades de los terrenos involucrados en la exploración.

Una vez adquirida y procesada una campaña sísmica se ejecuta a su carga e interpretación en una estación de trabajo, donde por medio de sofisticados programas se identifican los reflectores sísmicos, que representan un contraste vertical entre los diferentes tipos de roca. El seguimiento de uno de los reflectores sísmicos permite generar un mapa de la profundidad a la que se encuentra dicho reflector, donde se podrá identificar estructuras geológicas seguras de ser trampas de hidrocarburos. Por consiguiente, la única manera de comprobar si una de estas trampas contiene una acumulación de hidrocarburos será mediante la perforación de un pozo de exploración.

Es por ello que en este capítulo se construye una idea enfocada al conocimiento de cómo se puede manejar la información técnica y logística en una campaña de exploración y posterior producción; generalmente en los procesos de exploración y producción se generan diferentes tipos de información como lo son: las secciones sísmicas, registros realizados por sondeos (eléctricos, magnéticos), mapas, informes técnicos, etc.; los cuales son de suma importancia en el manejo y almacenamiento dentro de las compañías petroleras. La información técnica debe ser organizada, clasificada y estandarizada; ya que es fundamental para la toma de

decisiones donde se puedan adelantar proyectos de inversión ó investigación en la exploración de recursos hidrocarburíferos.

4.2 PROPUESTA DE UNA FICHA TÉCNICA PARA LA OPERACIÓN DE E&P

Una ficha técnica es una guía que puede llegar a implementarse en una campaña de búsqueda y perforación; y a su vez resguarda la información que se obtiene del proceso de exploración y producción. En dicha ficha se pueden organizar los diferentes tipos de documentos, secciones y registros sísmicos, informes técnicos y mapas de bloques o regiones; todos estos documentos guardan información vital para un análisis que conlleva a la extracción del recurso a explotar.

La ficha técnica que se propone en la presente monografía es la siguiente:

- ✓ **Orden de documentos:** La organización archivística es un conjunto de actividades administrativas y a la vez técnicas enfocadas a hacer efectivo el manejo de los documentos producidos y recibidos en una compañía, desde un origen hasta un destino final, previo a uso de consultas; para ello se previene que la información que es recopilada ocasione incertidumbre en los proyectos de exploración. La gran mayoría de estos documentos pueden ser archivos de gestión (realizados y próximos a realizar), y deben ser agrupados de tal manera que integren un modelo archivístico ordenado; esto se considera un proceso propio de oficina y en el campo es importante llevar el orden, ya que cuando concluye una etapa, los documentos deben ser trasladados desde las oficinas productoras e ingresar bajo custodia al archivo central de la compañía.
- ✓ **Clasificación de los documentos:** En la mayoría de las compañías petroleras, un proceso archivístico está fundamentado en la clasificación de los grupos de sísmica, informes técnicos y producción de pozos. El objetivo de la clasificación de documentos consiste en ofrecer al usuario la documentación necesaria para hacer un trabajo determinado y poder establecer así un archivo organizado de forma sistemática y a conformidad con las normas y disposiciones legales. El

sistema de clasificación más recomendado para una buena ficha técnica es el sistema alfanumérico, en el cual se numeran las letras del alfabeto y permite un buen control de las indicaciones de los documentos archivados.

El grupo de sísmica contiene la siguiente información: Programa, línea, fecha de procesamiento, compañía de procesamiento, compañía operadora, compañía de adquisición, tipo de proceso, escala vertical, escala horizontal y formato.

El grupo de informes técnicos contiene la siguiente información: Título, fecha del informe, contrato y compañía operadora.

El grupo de producción de pozos contiene la siguiente información: Nombre del pozo, compañía operadora, compañía de servicios, fecha del documento, contrato, servicio, campo, tope, base y escala.

✓ **Inventario de los documentos:** Un inventario es un proceso que reúne acciones que generan análisis y permite describir las relaciones que se generan en forma detallada entre cada una de las unidades que pertenecen a un fondo documental, utilizando la organización por series documentales. Generalmente muchas compañías diseñan una base de datos con las principales descripciones de cada uno de los grupos anteriormente resaltados en donde se ordenó la información. El diseño conceptual de una base de datos viene dado primero identificando la entidad, segundo asignándole el atributo necesario para satisfacer requerimientos de información y finalmente la descripción de cada entidad.

En la tabla 4-1 se dan a conocer los aspectos más sobresalientes de un diseño conceptual, por ejemplo; tenemos las entidades: Programa sísmico, Líneas sísmicas e Información de pozos. Luego a cada una asignamos atributos y por último se describe.

Tabla 4-1 Diseño Conceptual de una base de datos para actividades de Exploración y Producción

Programa sísmico	Líneas sísmicas	Información de pozos
Nombre del programa: Aquí se escribe el nombre del programa.	Nombre de la línea: Según el reporte del observador se escribe el nombre completo de la línea.	Encabezado: Se describe el nombre del pozo y sus principales características.
Tipo de programa: Si es 2D, 3D, múltiple componente, etc.	Puntos de disparo inicial y final: Se refiere al Shot Points.	Compañías operadoras y contratistas: Se enumeran las correspondientes empresas.
Fecha de adquisición: Fecha en que se inició el registro del programa empleado.	Intervalo: Rango entre los Shot Points.	Base: Se refiere al intervalo de perforación menor del pozo. Fondo: Se refiere al intervalo de perforación mayor del pozo.
Compañía operadora: Se enumeran las compañías definidas para la implementación del programa.	Tipo de unidad: ft ó m.	Tipo de unidad: Se refiere a la unidad que se emplea; ft ó m.
Compañía contratista: Se enumeran las contratistas.	Cubrimiento: Especificar cuantitativamente el área.	Escala: Listado de las escalas de los registros, por ejemplo: 1:500
Cuenca: Se escribe el nombre de la cuenca en donde se hace el registro sísmico correspondiente.	Tipo de terreno: Especificar el espacio o área en la que se está realizando el estudio.	Tipo de registro: Listado de tipos de registros, por ejemplo: Resistivity Log, Nuclear Log, etc.

Ahora bien sabemos que toda campaña de exploración y posterior producción requiere de actividades logísticas y recomendaciones para su completo éxito. Una buena logística depende de las decisiones que se tomen con relación a la edificación y los depósitos de almacenamiento. La construcción de una edificación tiene como característica primordial el ser un lugar de manejo de archivos técnicos,

estadía del personal del trabajo y previamente actividades relacionadas con la gestión de los proyectos de exploración. La edificación debe ubicarse en una zona estable, segura y de adecuado acceso para equipos y maquinaria; que a la vez debe ir soportada de áreas de consulta, sociales y de servicio para el personal de trabajo. Como información importante es necesario tener en cuenta los materiales que se van a utilizar, en razón a que se deben cumplir con requerimientos de resistencia al deterioro. Los depósitos de almacenamiento de líquidos y condensados deben atender a un reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles, al igual que debe plasmarse el cumplimiento de las condiciones de seguridad industrial de las instalaciones receptoras de combustibles gaseosos; todo ello enmarcado a la adaptabilidad con la legislación.

4.3 ANÁLISIS GENERAL PARA FUTURAS OPERACIONES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

El gas natural está listo para entrar en una era dorada, pero ello depende fuertemente del desarrollo de los vastos recursos de gas no convencional a nivel mundial. La experiencia norteamericana da a conocer que la explotación de este tipo de gas (en particular el shale gas), puede ser económicamente rentable; por ello, muchos países buscan contundentemente este éxito. Junto con las compañías prestadoras de servicios, las compañías de exploración y producción en varias regiones del mundo (como ya lo hemos visto en la redacción histórica del capítulo 3), tienen grandes intereses en contribuir con el desarrollo de la tecnología sísmica para identificar reservas pasadas por alto en los yacimientos existentes y explotar sus reservas remanentes en forma más eficaz. El objetivo primordial de las técnicas de prospección geofísica consiste en extraer un mayor detalle del subsuelo para respaldar las decisiones relacionadas con los campos de producción, desde el correcto dimensionamiento de las instalaciones hasta la optimización de las tuberías que entran al yacimiento. El respaldo de dichas decisiones pone al manifiesto más exigencias respecto a la calidad de los datos sísmicos, el tiempo de procesamiento,

las secuencias de tareas integradas que utilizan múltiples tipos de datos, la visualización dinámica 3D y las personas que nos especializamos en diversas disciplinas.

Para una campaña sísmica marina 3D, los componentes principales son el equipo emisor (fuentes de aire comprimido, que son la fuente de energía acústica) y el equipo receptor (hidrófonos). La adopción de prácticas adecuadas de planeación de proyectos de aguas profundas requiere de un adecuado proceso de innovación tecnológica; esto se debe a que la industria de exploración y producción tradicionalmente ha tratado a las diversas operaciones que componen la fase de desarrollo de campos petroleros como tareas separadas, ejecutadas en serie por ingenieros especialistas que trabajan de manera independiente. Más importante aún es el hecho de que los operadores, contratistas y compañías de servicios relacionados con la industria Oil & Gas se han caracterizado por trabajar sobre la base de planes desactualizados o planes demasiado generales para resultar de utilidad. En aguas profundas donde las inversiones son altas y el tiempo transcurrido entre la fase conceptual y la primera producción puede llegar a una década, el deslinde de responsabilidades y el empleo de planes estáticos que no pueden responder a circunstancias cambiantes, han dejado de ser opciones viables. Por tanto, es esencial que los especialistas de todas las disciplinas adopten una visión más amplia y más integrada. Por ejemplo, es conveniente poner en marcha un programa de perforación considerando el tipo de terminación requerida para explotar mejor el yacimiento. Si bien este enfoque controlado por el yacimiento es común, el objetivo final de un plan elaborado es la rentabilidad del proyecto integral.

Las nuevas tecnologías sísmicas seguirán ayudando a encontrar nuevas áreas prospectivas en escenarios cada vez más desafiantes. Las aplicaciones sísmicas exitosas son numerosas y continuarán aumentando a medida que la demanda mundial del gas crezca notablemente; tal es el hecho que debemos aprender de ellas desde sus conceptos teóricos hasta su modernos avances, y como especialista en Ingeniería del Gas motivar el desarrollo continuo de la investigación y

profundización en el campo geofísico, coordinar proyectos que aborden nuevos horizontes proponiendo ideas innovadoras y renovadas que contribuyan al crecimiento emergente del desarrollo de cada una de las etapas de la cadena de generación de valor del gas natural.

5 CONCLUSIONES

Desde un panorama mundial se hizo un breve análisis sobre la industria gasística y petrolera, en particular, casos exitosos destacables de las técnicas de exploración que comúnmente se han venido implementando y desarrollando en algunas partes más sobresalientes del globo; todo ello debido a la necesidad de satisfacer los requerimientos energéticos actuales que a medida del tiempo se encuentran en considerable crecimiento. En este proceso juega un papel muy importante el conocimiento de los métodos geofísicos de exploración. Las conclusiones de este trabajo, de acuerdo a los capítulos contenidos son las siguientes:

- ❖ La expansión en los hallazgos de las reservas de gas convencional y no convencional, por el momento se encuentran en auge de un desarrollo tecnológico competitivo que pone en marcha la generación de nuevos proyectos en ambientes donde el factor de riesgo es una pieza clave para poder implementar una adecuada tecnología.
- ❖ La información recolectada sobre las técnicas geofísicas, permite al consultor un detalle definido sobre los fundamentos teóricos y las tecnologías que han revolucionado a la vanguardia.
- ❖ Los casos analizados revelan que existe una diferencia entre el éxito contundente y un posible fracaso exploratorio, y que esta diferencia depende de las bases de una buena planeación de un proyecto de exploración en curso. Cabe resaltar que desde un panorama regional, el descubrimiento de nuevos reservorios manifiesta el surgimiento de competencias geopolíticas que generan impacto directo en los eslabones de la cadena de valor del gas.
- ❖ El avance tecnológico en exploración requiere del enfoque en el manejo de la información técnica, construyendo así una ficha técnica para adecuadas campañas operacionales que se proyecten a determinado plazo de tiempo.

6 RECOMENDACIONES

Para futuras investigaciones relacionadas con el tema se recomienda ampliar la búsqueda hacia accesos tecnológicos como fuentes de noticias en Internet, asesorías de expertos calificados en el tema y colaboración por parte de empresas exploradoras extranjeras en nuestro país. Siempre es importante la nueva retroalimentación cada vez más exigente de los temas que generan valor, en este caso la exploración de hidrocarburos es un tema que requiere tiempo y actualización detallada de las nuevas tecnologías propias de prospección.

BIBLIOGRAFÍA

ACP, “Los Yacimientos No Convencionales y su importancia para Colombia”, página 4, Bogotá, Colombia, Mayo de 2014. Cartilla en línea, disponible en: <http://www.acp.com.co>

ALSOS T., ASTRATTI D., BENABENTOS M., et al. “Aplicaciones Sísmicas a lo largo de la Vida Productiva del Yacimiento”. Oilfield Review, páginas 55 y 56. Publicación de Schlumberger realizada en otoño de 2002.

ALVAREZ MANTILLA, A. “Geofísica aplicada en los proyectos de ingeniería”. Publicación técnica No. 229, Sanfandila, Qro, México, 2003.

ARROYO J.L., GUERRA R., JIMÉNEZ R.R., et al. “Excelentes datos sísmicos de pozos”. Oilfield Review, verano de 2003. Volumen 15, no 1. Páginas 2, 5 y 14.

AUSTRALIA UNLIMITED, Australian Government – Australian Trade Commission. Gas y Petróleo, Octubre de 2013. Disponible en: austrade.gov.au

BBC Mundo, [En línea]. Disponible en: http://news.bbc.co.uk/spanish/specials/newsid_4562013/4562410.stm [citado en agosto de 2013]

BP Statistical Review of World Energy, [En línea]. Disponible en: bp.com/statisticalreview

CALDWELL J., CHRISTIE P., ENGELMARK F., et al. “Shear Waves Shine Brightly” Oilfield Review 11, no.1 (Primavera de 1999) página 2.

CANADIAN SOCIETY FOR UNCONVENTIONAL GAS, 2011: Disponible en: http://www.csug.ca/index.php?option=com_content&task=view&id=60&Itemid=66#natural

CAPARRINI MARÍN, N. Interpretación y Correlación de Registros Geofísicos en Sondeos de Captación de aguas subterráneas para la Caracterización Hidrogeológica y la gestión de la Explotación, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Departamento de Ingeniería Geológica. En Archivo Digital UPM, 2006, Capítulo 1, páginas 2-6.

CHARPENTIER RR, GAUTIER DL, HOUSEKNECHT DW, PITMAN JK; “Circum Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle” Hoja Informativa del Servicio Geológico de los Estados Unidos de América (2008), Disponible en: pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/

CHRISTOPHER HELMAN, Forbes Staff, enero 9 de 2014. (Revista Forbes, versión Mexicana).

COLABORADORES DE WIKIPEDIA. “Geófono” [En línea]. En: *Wikipedia, La enciclopedia libre*, 2014 [fecha de consulta: 27 de septiembre del 2014]. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Geófono>

COLABORADORES DE WIKIPEDIA. “Gravímetro o gravitómetro es un instrumento utilizado en gravimetría para medir el campo gravitacional local de la Tierra.” [En línea]. En: *Wikipedia, La enciclopedia libre*, 2014 [fecha de consulta: 27 de septiembre del 2014]. Disponible en <http://es.wikipedia.org/wiki/Gravímetro>

COLABORADORES DE WIKIPEDIA. “Hidrófono” [En línea]. En: *Wikipedia, La enciclopedia libre*, 2014 [fecha de consulta: 30 de octubre del 2014]. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Hidrófono>).

CONSEJO NACIONAL DEL PETRÓLEO: Hard Truths: Facing the Hard Truths about Energy. Washington, D.C. 2007. Disponible en línea en: <http://www.npchardtruthsreport.org/>

CONSTABLE SC, ORANGE AS, HOVERSTEN GM, MORRISON HF; “Marine Magnetotellurics for Petroleum Exploration, Part I: A Sea-Floor Equipment System”, *Geophysics* 63, no. 3, 816-825

COOPER N. “Designing land 3D programs for signal, noise and prestack time migration”. *The Leading Edge*, Vol. 23. Octubre, 2004

ESTRADA, L.A. “Apuntes de Prospección Geoeléctrica”, Universidad Nacional de Tucumán, Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología, Cátedra de Geofísica, San Miguel de Tucumán, Argentina, 2012. [En línea]. Disponible en: <http://www.herrera.unt.edu.ar/geofisica/Geoelctrica%20para%20Geologos.pdf>

ESTRADA, L.A. “Clases de Prospección Gravimétrica”, Universidad Nacional de Tucumán, Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología, Cátedra de Geofísica, San Miguel de Tucumán, Argentina, 2012. Disponible en: <http://www.herrera.unt.edu.ar/geofisica/Prospeccion%20Gravimetrica%20para%20Ingenieros.pdf>

FEDERAL AGENCY FOR CARTOGRAPHY AND GEODESY,
<http://www.bkg.bund.de/>

FIERAS DE LA INGENIERÍA. [En línea]. Disponible en: <http://www.fierasdelaingenieria.com/las-reservas-de-gas-natural-mas-grandes-del-mundo/>

GUZMÁN ANTONIO CARPIO, R. Geofísica Exploraciones, servicios de consultoría, Baja California, Ensenada, México. Disponible en: <http://geofisicaexploraciones.com/>

IDM S.A Ingeniería del Medio Ambiente. Ciudad de Neuquén, Argentina. [En línea]. Disponible en: <http://www.idmgeofisica.com.ar/metodos-geoelctricos.php>

INDUMIL. “Definición de Sismigel Plus”. [En línea]. Disponible en:
<https://www.indumil.gov.co/producto/explosivos/567-sismigel-plus>

INNERGY Soluciones Energéticas, Empresa Comercializadora de Gas Natural a nivel industrial, Chile. [En línea]. Disponible en: <http://innergy.cl/reservas.htm>

INTRODUCCIÓN A LA PROSPECCIÓN GEOFÍSICA, Registro de propiedad intelectual No. 148.917 © GeoEnterprises. [En línea]. Disponible en: <http://geofisica.cl/>

ION GEOPHYSICAL CORPORATION, es proveedor líder de servicios y soluciones de tecnología geofísica y soluciones para la industria del petróleo y gas. Houston, TX 77042 [En línea]. Disponible en: <http://iongeo.com>

MARTÍNEZ R., VALDÉZ J.E.; Cálculo de Reservas en Yacimientos de Gas, página 25, UNAM, México D.F., 2011.

MIRÓ PAGÉS, G. “Papel actual del Método Sísmico en la Exploración de Hidrocarburos Gaseosos”. En Ciencias de la Tierra y el Espacio, julio-diciembre, 2012, Vol. 13, No. 2, páginas 71-79, ISSN 1729-3790

NATURAL GAS RESERVES, Oil & Gas Journal; EIA

OFICINA COMERCIAL DE ESPAÑA EN MALABO. Petróleo y Gas en África Central y Occidental. El Golfo de Guinea. Boletín económico de ICE N° 3011, 31 de Mayo de 2011, página 21.

OFICINA DE INFORMACIÓN Y PRENSA DE GUINEA ECUATORIAL. En línea. Disponible en: <http://www.guineaecuatorialpress.com/noticia.php?id=5681>

OIL & GAS JOURNAL. [En línea]. Disponible en: <http://www.ogj.com/oil-exploration-and-development/reserves.html>

PEMEX. Glosario. En línea. Disponible en: www.pemex.com/ayuda/glosario/

RÍOS ROCA, ALVARO. Gas Natural: Australia Impresionante. Los Tiempos. [En línea]. Disponible en: www.lostiempos.com/diario/opiniones/columnistas/20131010/gas-natural-australia-impresionante_231153_500338.html

SCHLUMBERGER LIMITED. All rights reserved. 2014. [En línea]. Oilfield Glossary. Disponible en: http://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/magnetotelluric_method.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Review; Volumen 21, no. 1, páginas 12, 16, 17, 18 y 19.

SOFTWARE PETREL. Definición consultada en el portal web de La Comunidad Petrolera. [En línea]. Disponible en: <http://modelos-de-simulacion.lacomunidadpetrolera.com/2008/01/petrel-integracin-multidisciplinaria.html>

SONANGOL, <http://www.sonangol.co.ao>

STATOIL,

http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2014/Pages/18Jun_Tanzania.aspx#

SUÁREZ A., GONZÁLEZ M. “La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa”. Cuadernos de Energía. Comisión Nacional de Energía. Madrid, España. 2010.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Mozambique, [En línea]. Disponible en: <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=mz>

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Tanzania. [En línea]. Disponible en: <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=TZ>

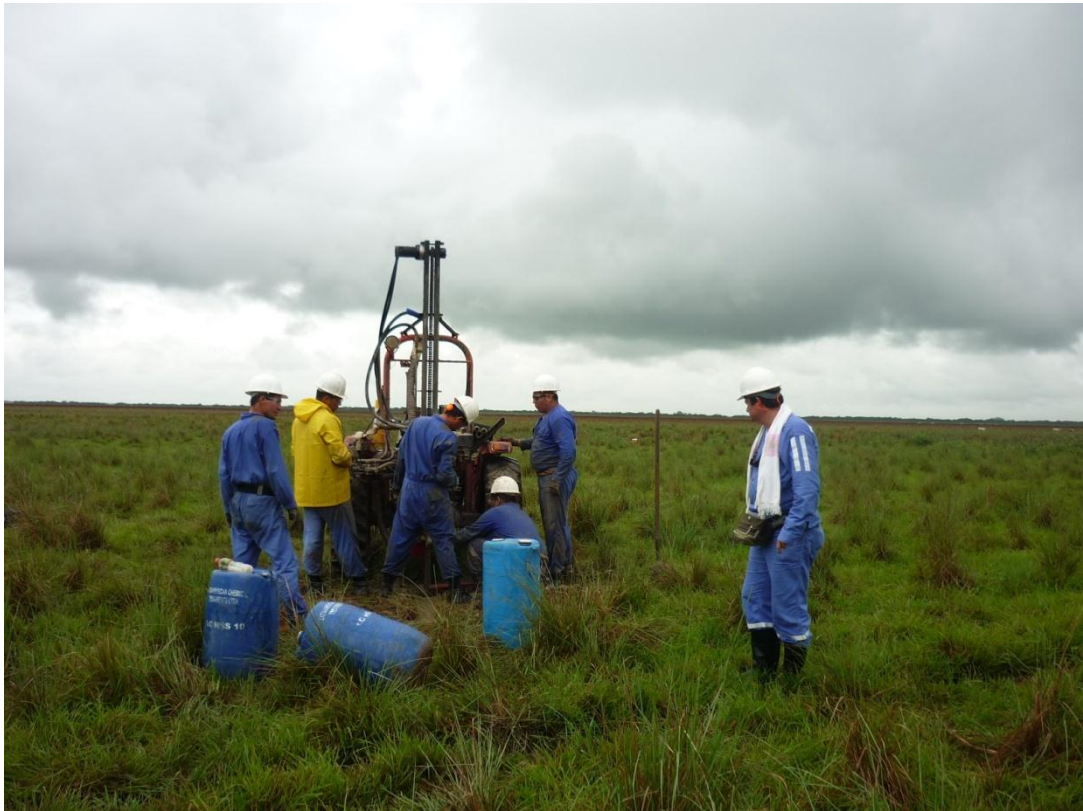
U.S. GEOLOGICAL SURVEY. Coalbed Methane Extraction and Soil Suitability
Concerns in the Powder River Basin, Montana y Wyoming. Noviembre 2006

WESTERNGECO, Sistema Q-Land. 2008 Consultado en:
http://westerngeco.com/content/services/q_technology/q_land/index.asp

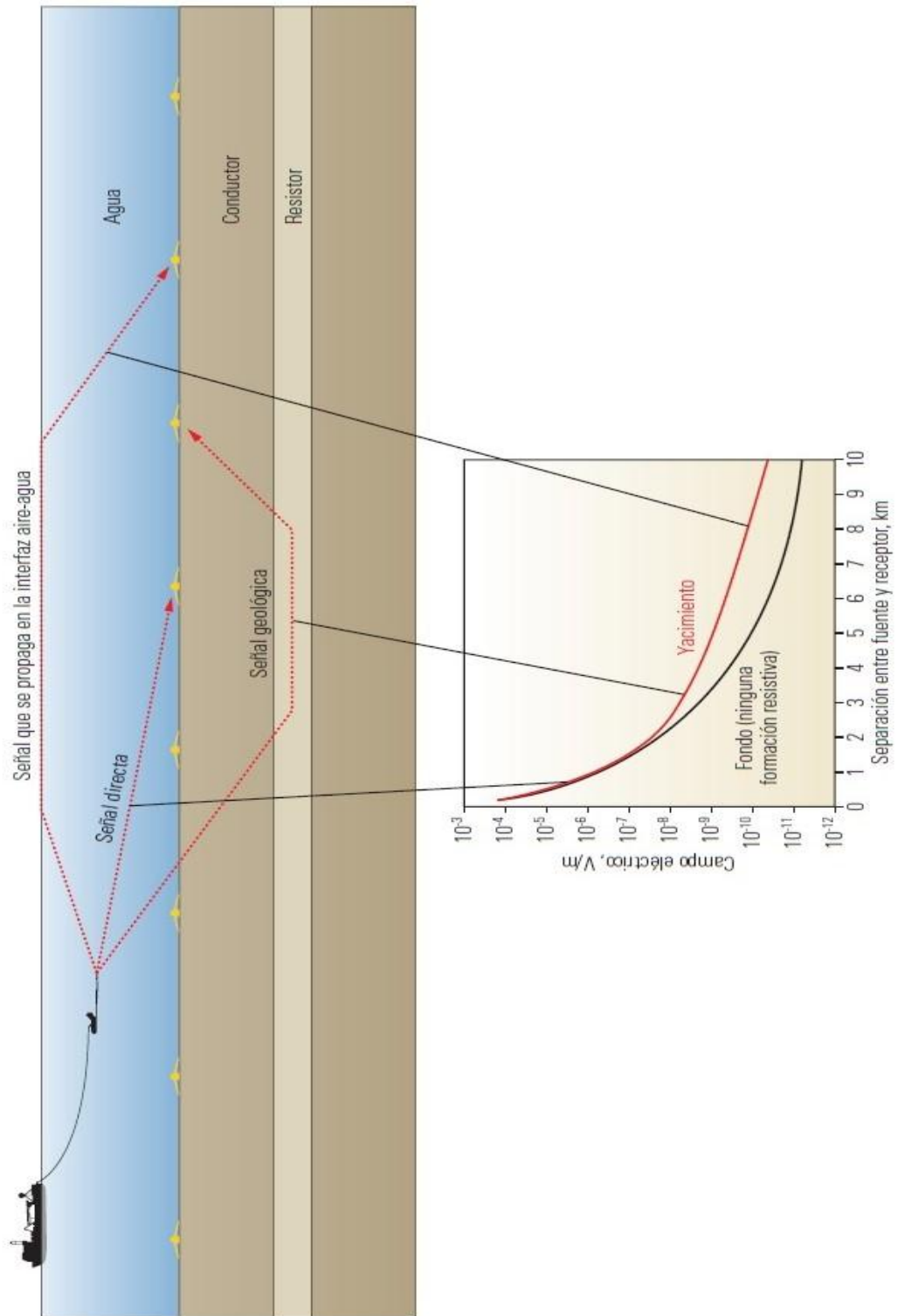
ANEXOS

Anexo A: Etapas del Programa de Exploración Sísmica





Anexo B: Método CSEM. Trayectos desde la Fuente Marina hasta los Receptores



(Tomado de: Schlumberger, Oilfield Review; Volumen 21, no. 1, página 12)