



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**LA IMPORTANCIA DEL DESARROLLO
DEL GAS GRISÚ EN MÉXICO**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

HÉCTOR MANUEL BENÍTEZ MENDOZA

DIRECTOR DE TESIS

DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

LA IMPORTANCIA DEL DESARROLLO DEL GAS GRISÚ EN MÉXICO

Índice

	Pág.
Lista de Figuras.	I
Lista de Tablas.	II
Agradecimientos.	III
Resumen.	V
Introducción.	VII
CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES.	1
1.1 Yacimientos Convencionales y No Convencionales.	1
1.2 Geoquímica y Geología del Carbón.	2
1.2.1 Definición.	2
1.2.2 Tipo de carbón.	3
1.2.3 Grado.	3
1.2.4 Rango.	4
1.3 Análisis Químico del Carbón.	5
1.3.1 Análisis inmediato.	6
1.3.2 Análisis elemental.	7
1.4 El carbón como generador de Gas Natural.	9
1.4.1 Gas Termogénico.	10
1.4.2 Gas Biogénico.	11
CAPÍTULO 2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS GRISÚ.	13
2.1 Producción de gas grisú en Estados Unidos.	16
2.1.1 Cuenca San Juan.	19
2.1.2 Cuenca Black Warrior.	22
2.1.3 Cuenca Powder River.	25
2.2 Producción de gas grisú en Canadá.	29
2.2.1 Alberta.	30
2.2.2 British Columbia.	31
2.3 Producción de gas grisú en China.	32
2.3.1 Cuenca Qinshui.	33
2.3.2 Cuenca Ordos.	34
2.4 Producción de gas grisú en México.	35
2.4.1 Cuenca Sabinas.	37

CAPÍTULO 3 LEYES Y REGULACIÓN EN MÉXICO. RESULTADOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA.	41
3.1 Ley de Hidrocarburos.	43
3.2 Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.	47
3.3 Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.	49
3.4 Ley Minera.	54
3.5 Disposiciones Administrativas en Materia de Gas Asociado a la Veta de Carbón Mineral.	55
3.6 Marco Regulatorio en los países con potencial de gas grisú.	58
3.6.1 Estados Unidos.	58
3.6.2 Canadá.	59
3.6.3 China.	60
CAPÍTULO 4 EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL GAS GRISÚ.	61
4.1 Exploración del gas grisú.	61
4.1.1 Distribución del carbón y factores que afectan sus propiedades.	61
4.1.2 Registros Geofísicos.	63
4.1.3 Fracturas.	64
4.1.4 Densidad del carbón.	65
4.1.5 Porosidad del Carbón.	66
4.1.6 Permeabilidad del carbón.	67
4.1.7 Composición y propiedades del gas contenido en el carbón.	69
4.1.8 Capacidad de almacenamiento y adsorción del gas.	69
4.1.9 Determinación del contenido de gas.	73
4.1.10 Determinación de la reserva de gas.	76
4.1.11 Factor de Recuperación de gas en el carbón.	86
4.2 Explotación del Gas Grisú.	88
4.2.1 Perforación de pozos.	89
4.2.1.1 Perforación Lateral y Multilateral.	90
4.2.1.2 Perforación direccional.	90
4.2.2 Tipos de Terminaciones.	91
4.2.2.1 Terminación en agujero descubierto.	93
4.2.2.2 Terminación en agujero descubierto con procesos de cavitación.	93
4.2.2.3 Terminaciones en agujero entubado.	93
4.2.3 Cementación del pozo.	94
4.2.4 Comportamiento del pozo.	94
4.2.5 Estimulación del pozo.	95
4.2.6 Agua producida y su tratamiento.	96
CAPÍTULO 5 ECONOMÍA DE LOS YACIMIENTOS DE GAS GRISÚ.	98
5.1 Incentivos Económicos y Fiscales.	98

	Pág.
5.2 Financiamiento de los proyectos de gas grisú y recursos de capital Internacionales.	101
5.3 Criterios económicos para los proyectos de gas grisú.	102
5.3.1.1 Evaluación de los Recursos.	104
5.3.1.2 Sensibilidad en el espaciamiento de los pozos.	105
5.4 Mercado: demanda y oferta del gas grisú.	106
5.5 Costos.	107
5.6 Consideraciones ambientales y su impacto.	107
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	110
6.1 Conclusiones.	110
6.2 Recomendaciones.	112
NOMENCLATURA.	113
BIBLIOGRAFÍA.	115

Lista de Figuras.

Pág.

FIGURA 1.1: SECCIÓN GEOLÓGICA TRANSVERSAL QUE MUESTRA LAS POSICIONES ESTRATIGRÁFICAS Y ESTRUCTURALES DE LAS ACUMULACIONES DE PETRÓLEO-GAS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.	2
FIGURA 1.2: DIAGRAMA DE SEYLER.....	4
FIGURA 1.3: CAMBIOS FÍSICOS Y QUÍMICOS EN EL CARBÓN DURANTE LA CARBONIZACIÓN.....	10
FIGURA 1.4: GENERACIÓN DEL GAS TERMOGÉNICO DEL CARBÓN CON AUMENTO DE LA MADUREZ TÉRMICA.....	11
FIGURA 1.5: ALTERNATIVAS DE LA METANOGÉNESIS BIOGÉNICA EXPRESADA EN SUS 4 DIFERENTES ETAPAS.	12
FIGURA 2.1: DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE LOS RECURSOS DE GAS NO CONVENCIONAL (2013).....	14
FIGURA 2.2: RESERVAS DE GAS Y RECURSOS DE GAS NO CONVENCIONAL.	15
FIGURA 2.3: DISTRIBUCIÓN DE LAS CUENCAS EN ESTADOS UNIDOS.	17
FIGURA 2.4: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE GAS GRISÚ EN ESTADOS UNIDOS.....	17
FIGURA 2.5: ÁREAS DE PRODUCCIÓN DE GAS GRISÚ EN LA CUENCA SAN JUAN.	20
FIGURA 2.6: PRODUCCIÓN DE GAS GRISÚ EN LA CUENCA SAN JUAN.....	22
FIGURA 2.7: PRODUCCIÓN DE GAS GRISÚ Y AGUA EN ALABAMA.....	23
FIGURA 2.8: PRODUCCIÓN DE GAS GRISÚ EN LA CUENCA POWDER RIVER.	26
FIGURA 2.9: POZOS PRODUCTORES DE GAS GRISÚ EN ESTADOS UNIDOS.....	28
FIGURA 2.10: PRODUCCIÓN DE GAS GRISÚ EN CANADÁ.....	29
FIGURA 2.11: DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS DE GAS GRISÚ DE CHINA POR CUENCA.	32
FIGURA 2.12 PRODUCCIÓN DE GAS GRISÚ EN CHINA.....	35
FIGURA 2.13: CUENCA CARBONÍFERA SABINAS, COAHUILA.....	37
FIGURA 3.1: RÉGIMEN FISCAL DEL CONTRATO DE LICENCIA.....	52
FIGURA 3.2: RÉGIMEN FISCAL DE LOS CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA Y UTILIDAD COMPARTIDA.....	53
FIGURA 3.3: RÉGIMEN FISCAL DE LOS CONTRATOS DE SERVICIO.....	54
FIGURA 4.1: DIACLASAS FRONTALES E INTERPUESTAS, ADSORCIÓN Y DESORCIÓN.....	65
FIGURA 4.2: CONCEPTUALIZACIÓN DE UN CARBÓN FRACTURADO, GEOMETRÍA MATCHSTICK.....	68
FIGURA 4.3: ISOTERMA DE LANGMUIR.	71
FIGURA 4.4: DETERMINACIÓN DE LOS COEFICIENTES DE LANGMUIR.	72
FIGURA 4.5: SIMULACIÓN DE LA DETERMINACIÓN DEL GAS PERDIDO.....	75
FIGURA 4.6: USO DE LA ECUACIÓN MMB PARA LA DETERMINACIÓN DEL GAS ORIGINAL IN SITU.....	78
FIGURA 4.7: MÉTODO MODIFICADO DE KING (P/Z^*) PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA DE GAS.....	85
FIGURA 4.8: FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL GAS GRISÚ.....	87
FIGURA 4.9: DIAGRAMA DE FLUJO DE TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN PARA YACIMIENTOS DE GAS GRISÚ.....	89
FIGURA 4.10: PERFORACIONES DE POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES EN DIFERENTES ÁNGULOS.....	91
FIGURA 4.11: COMPARACIÓN DE UN POZO CON TERMINACIÓN CON ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO Y DE UN POZO CON PROCESOS DE CAVITACIÓN.	92
FIGURA 4.12: PRODUCCIÓN CARACTERÍSTICA DE UN YACIMIENTO DE GAS GRISÚ.....	95
FIGURA 4.13: SISTEMA DE GESTIÓN DE AGUA PRODUCIDA MÁS UTILIZADO POR LOS OPERADORES.....	97
FIGURA 5.1: EFECTOS DE LOS INCENTIVOS EN LOS PROYECTOS DE GAS GRISÚ EN LOS PAÍSES CON POTENCIAL.....	100
FIGURA 5.2: SENSIBILIDAD DE LA PRODUCCIÓN DE GAS A DIFERENTES ESPACIAMIENTOS.....	105

Lista de Tablas.

Pág.

TABLA 1.1: CLASIFICACIÓN DE LOS CARBONES SEGÚN SU RANGO POR LA ASTM.....	5
TABLA 2.1: DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LOS RECURSOS DE GAS GRISÚ IN SITU, TPC.	13
TABLA 2.2: RESERVAS Y RECURSOS DE GAS CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL.....	14
TABLA 2.3: APORTE DE GAS NO CONVENCIONAL.	15
TABLA 2.4: COSTO DE PRODUCCIÓN DEL GAS NO CONVENCIONAL	15
TABLA 2.5: ESTIMACIÓN DE RECURSOS DE GAS GRISÚ EN EL MUNDO.....	16
TABLA 2.6: RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS GRISÚ EN ESTADOS UNIDOS, BPC.....	18
TABLA 2.7: DESCRIPCIÓN DE LA CUENCA SAN JUAN.	21
TABLA 2.8: HORIZONTES PRODUCTORES DE LA CUENCA SAN JUAN.	22
TABLA 2.9: DESCRIPCIÓN DE LA CUENCA BLACK WARRIOR.	24
TABLA 2.10: HORIZONTES PRODUCTORES DE LA CUENCA BLACK WARRIOR.	25
TABLA 2.11: DESCRIPCIÓN DE LA CUENCA POWDER RIVER.....	26
TABLA 2.12: FORMACIONES CARBONÍFERAS DE LA CUENCA POWDER RIVER.....	27
TABLA 2.13: ESTIMACIONES DE GAS GRISÚ IN SITU EN ALBERTA, ÁREA DE LAS PLANICIES Y COLINAS.....	31
TABLA 2.14: ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR REGIÓN EN BRITISH COLUMBIA.....	32
TABLA 2.15: CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CUENCAS DE CHINA.....	34
TABLA 2.16: RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE CARBÓN EN MÉXICO.	35
TABLA 2.17: CARACTERÍSTICAS DEL CARBÓN EN LAS CUENCAS CARBONÍFERAS DE MÉXICO.	36
TABLA 2.18: CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBCUENCAS DE LA CUENCA SABINAS.....	38
TABLA 2.19: VALORES PROBABILÍSTICOS Y CÁLCULO DE RECURSOS DE GAS CONTENIDO EN EL CARBÓN DE LA CUENCA SABINAS.	38
TABLA 2.20: RESERVAS Y RECURSOS ESTIMADOS DE CARBÓN.	39
TABLA 2.21: ESTIMACIÓN DE RECURSOS DE GAS METANO EN LA CUENCA SABINAS.	40
TABLA 3.1: RÉGIMEN FISCAL DE EMPRESAS PRODUCTIVAS DEL ESTADO Y PARTICULARES.....	51
TABLA 4.1: DISTRIBUCIÓN DE LOS CARBONES POR EDAD GEOLÓGICA.	62
TABLA 4.2: RESPUESTA DE LOS REGISTROS EN EL CARBÓN.	63

Agradecimientos.

A mis abuelos:

Sr. Sergio Mendoza Ramírez y Sra. Rosa María Mendoza Gómez.

Gracias abuelos, por todos sus valiosos consejos, cariño, amor, su ejemplo de responsabilidad y por hacer de mi un mejor hombre.

A mis tíos:

Sr. Guillermo Sánchez Sánchez y Sra. Maricela Mendoza Mendoza.

Gracias tíos, por no dejarme solo, apoyarme en cada una de mis decisiones, sus enseñanzas, consejos y su espíritu de esfuerzo.

A mis hermanos:

Gracias por compartir experiencias, y ser un apoyo importante en mi vida.

A ti:

Karen Rivero González.

Por todo tu apoyo, paciencia, amor y compañía durante la elaboración y conclusión de este trabajo

A mi director de tesis:

Dr. Néstor Martínez Romero.

Por todo el tiempo, dedicación y esfuerzo dedicado para poder concluir este trabajo, muchas gracias.

A mis sinodales:

Ing. Manuel Juan Villamar Viguera, Ing. Israel Castro Herrera, Ing. Francisco Castellanos Paez y al Mtro. Gaspar Franco Hernández, por apoyarme en la revisión de este trabajo.

A las ingenieras:

Ing. Patricia Álvarez Mercado e Ing. Lizeth Mayanin Nava Guzmán.

Por su amistad, sus consejos y sus aportes en la elaboración de este trabajo.

A usted ingeniero:

Ing. Héctor Enrique Muñoz Herrera.

Por sus valiosas aportaciones a la elaboración de trabajo y sus consejos, gracias.

A una gran persona:

Sr. Agustín Cruz Arteaga.

Por ser un apoyo y fuente de motivación para seguir adelante, por todos sus consejos, gracias.

A mis amigos de la FI y compañeros de CNH:

Gracias por su amistad y experiencias compartidas durante toda la carrera, y por su apoyo.

A la UNAM y a la FI:

¡Por darme la mejor educación! .

Resumen.

Esta tesis identifica y examina las políticas, tecnologías y prácticas adoptadas en México para la exploración y explotación de los yacimientos de gas grisú (Coalbed Methane, CBM por sus siglas en inglés), su recuperación y uso, centrándose en los retos y oportunidades que existen en las minas de carbón en México.

Actualmente, la mayoría de la producción de gas proviene de yacimientos convencionales; sin embargo, la industria está prestando atención a los recursos de los yacimientos no convencionales, de modo que países como Estados Unidos, podría alcanzar en los próximos diez años mayor producción de gas no convencional que de gas convencional. También en Canadá, la producción de gas no convencional es de aproximadamente el 40% de la producción nacional, y en China el desarrollo de estos recursos se ha detonado de manera significativa en la última década.

La perspectiva en el aumento de la producción de gas no convencional está impulsando a muchos países a revisar sus marcos regulatorios para impulsar proyectos de este tipo, como es el caso de yacimientos de gas grisú. En los Estados Unidos se tiene una regulación rigurosa en materia de explotación de gas grisú que por consiguiente ha tenido grandes avances como lo es: el control de emisiones a la atmosfera, la divulgación de la composición del fluido que es utilizado para el fracturamiento hidráulico y, se ha centrado en un esfuerzo en materia de cooperación entre los operadores. Por su parte Canadá tiene una fuerte regulación con respecto la disposición del agua producida por este tipo de yacimientos y en la restauración del medio ambiente después de que los pozos sean abandonados. China ha incentivado a los inversionistas para que se interesen y desarrollen proyectos de gas grisú debido a que la demanda de gas natural de este país ha incrementado sustancialmente.

Como resultado de la Reforma Energética, el marco regulatorio actual de México permite el uso y aprovechamiento del gas grisú a los concesionarios mineros para obtener la adjudicación directa de un contrato para la Exploración y Explotación del Gas Natural Asociado a la Veta de Carbón Mineral, siempre que cumplan con los requerimientos establecidos por la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

México cuenta con siete cuencas carboníferas a través de todo el país. Dos tercios de los recursos del país se encuentran en el estado de Coahuila, donde se ha tenido la mayor actividad minera y, es en la Cuenca de Sabinas, localizada en el estado de Coahuila, donde se encuentran las zonas con los recursos potenciales de gas grisú.

Esta tesis también describe los problemas operativos, ya que la producción del gas grisú implica alteraciones del paisaje y del entorno local a través de la construcción de las plataformas de perforación y caminos de acceso, instalación de equipos de producción en el lugar, instalaciones para el procesamiento de gas y los servicios de transporte.

Para la extracción del gas grisú (CMB) se requiere la perforación de una gran cantidad de pozos, así como la implementación de técnicas especiales para su recuperación como el fracturamiento hidráulico. Como resultado de estos procesos existe un daño potencial a la contaminación del aire y a los sistemas ecológicos locales debido a las emisiones de metano, esto implica uno de los retos más importantes para la producción de los yacimientos no convencionales de gas.

Introducción.

El gas natural tiene un gran impacto a nivel mundial, que podría detonarse aún más si una porción significativa de los recursos de gas no convencionales del mundo – gas de lutitas (Shale Gas), gas en arenas compactas (Tight Gas) y, gas grisú (Coalbed Methane) – se pueden desarrollar de una manera rentable y ambientalmente aceptable, pues tiene importantes implicaciones en las comunidades locales, el uso de suelo y el uso de los hídricos.

Los avances de la tecnología en *Upstream*¹ han resultado en un aumento en la producción de gas no convencional en América del Norte en los últimos años, teniendo así una perspectiva de aumento en la producción y el surgimiento de una industria del gas no convencional a gran escala en diversas partes del mundo, donde se sabe de la existencia de recursos considerables. El impulso que esto daría al suministro de gas traería consigo una importante serie de beneficios, como el de suministrar el gas de una forma más segura en los países que dependen de las importaciones del gas para satisfacer sus necesidades, así como en los beneficios mundiales ya que esto implicaría una reducción en los costos de la energía.

La producción de gas no convencional es un proceso que implica grandes riesgos y complicaciones, es por ello que se cuenta con regulación ambiental más estricta pues, a menudo se necesitan de más pozos y técnicas, como el fracturamiento hidráulico, para estimular el flujo de gas de las formaciones hacia el pozo, además de que se deben reducir al mínimo las emisiones de gases de efecto invernadero desde su producción hasta su suministro.

La industria debe comprometerse a aplicar los más altos estándares ambientales en todas las etapas del proceso de desarrollo. Los gobiernos deben elaborar regímenes regulatorios apropiados, basados en datos científicos sólidos y de alta calidad, para garantizar un acceso público a la información.

El aprovechamiento del gas metano de las minas de carbón en el mundo es una realidad desde hace más de medio siglo. En 1931 se perforó el primer pozo vertical para extraer gas grisú en West Virginia, Estados Unidos. En el caso de Alemania desde 1950 se inició la construcción de gasoductos para transportar el gas grisú, siendo su uso principalmente para la generación de energía eléctrica.

El impulso de la tecnología de extracción del gas grisú en los Estados Unidos ha sido muy notable, desde la introducción en 1978 de una Ley del Gas Natural que permitía a los productores de gas grisú recibir un mayor precio que por el gas natural de fuentes convencionales; de 1984 a 1992 se ofrecieron créditos fiscales a la producción de gas grisú. En el año 2005 en Estados Unidos la producción de gas grisú conformó cerca del

¹ Upstream: Término usado en la industria petrolera para referirse a las actividades de exploración y producción

9.8% de la producción de gas natural no asociado y el 7.4% de la producción total de gas natural.

En el caso de México, en agosto del 2014, como resultado de la Reforma Energética, el Poder Legislativo aprobó reformas a la Ley Minera, y la creación de la Ley de Hidrocarburos, a fin de permitir la recuperación y el aprovechamiento del gas grisú por los particulares que sean titulares de una concesión minera.

En México, el potencial de explotación del gas grisú se encuentra principalmente en la zona norte del país. Las cuencas de carbón son las que generan este tipo de gas metano y por lo tanto es necesario conocer los aspectos geológicos que la forman para una adecuada explotación. Los proyectos deben estar destinados al aprovechamiento del yacimiento, para lo que se requiere de un análisis integral que abarque desde las condiciones geológicas, la reserva de gas, el volumen de agua a producir, el diseño de pozo hasta el tipo de instalaciones superficiales.

Capítulo 1

Antecedentes.

1.1 Yacimientos Convencionales y No Convencionales.

En los últimos años se ha prestado especial atención a los denominados yacimientos no convencionales, en parte como una medida de previsión sobre la escasez de hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales para así mantener y aumentar las reservas de hidrocarburos en el mundo.

Un yacimiento convencional, es una acumulación de aceite o gas en rocas porosas la cual responde a un sistema petrolero conformado por una roca generadora, una roca almacenadora y una roca sello. Estos yacimientos presentan buena porosidad y permeabilidades de moderadas a buenas, lo que los hace de fácil desarrollo y económicamente explotables con diversas tecnologías.

Por otro lado, los yacimientos no convencionales son acumulaciones de aceite o gas bajo condiciones geológicas que no permiten el movimiento del fluido debido a la baja permeabilidad que presenta la roca, su explotación implica una constante inversión durante todo su proceso de producción, aunado al hecho de que el tener baja permeabilidad implica mayor incertidumbre en la recuperación, **Figura 1.1**.

Dentro de la categoría de yacimientos de gas no convencionales podemos encontrar, además del gas grisú o CBM (por sus siglas en inglés) que es materia de esta tesis, los siguientes:

- Gas de lutitas (Shale Gas): es gas natural producido por depósitos de lutitas y que puede quedar almacenado en grandes volúmenes de rocas, fracturas o poros muy pequeños con permeabilidad muy baja. Los yacimientos de *shale* tienen la peculiaridad de que la roca generadora es también la roca almacenadora y, en gran parte, su explotación se ha debido al avance de tecnologías, como el fracturamiento hidráulico masivo.
- Gas en arenas compactas (Tight Gas): los yacimientos de arenas compactas se originan de la misma forma que un yacimiento convencional, con la diferencia de que la roca a la que migra el gas después de ser expulsado de la roca generadora presenta una muy baja permeabilidad por lo que, su explotación requiere de técnicas especiales para obtener gastos de producción comerciales.

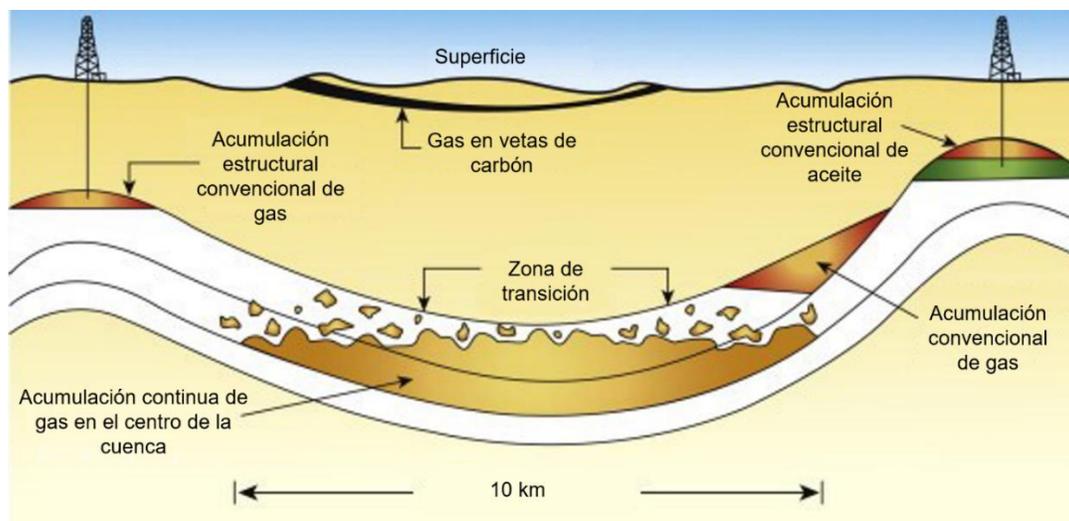


Figura 1.1: Sección geológica transversal que muestra las posiciones estratigráficas y estructurales de las acumulaciones de petróleo-gas convencionales y no convencionales.

1.2 Geoquímica y Geología del Carbón.

1.2.1 Definición.

El carbón es una roca sedimentaria de origen orgánico, de color negro, constituido principalmente por carbono y otros elementos de menor peso molecular, tales como: hidrógeno, azufre, oxígeno y nitrógeno; además de compuestos volátiles como dióxido de carbono y metano.

El carbón es resultado de la compactación y maduración de materia vegetal “in situ”, aunque dichos restos de materia también pueden ser transportados y depositados en zonas litorales y cuencas marinas someras. La composición química del carbón depende de su capacidad calorífica y presencia de compuestos volátiles (metano, amoníaco, etano, propano).

El carbón es de origen orgánico, por lo que está compuesto principalmente por tres tipos de macéras, los cuales se pueden distinguir en muestra de mano o al microscopio y, en conjunto poseen propiedades similares:

- Vitrinita: es el principal grupo que conforma a la mayoría de los carbones y procede de tejidos leñosos de las plantas. Poseen densidad, reflectancia y contenido de carbono e hidrógeno intermedios con respecto a los demás grupos de macéras.
- Liptinita: se presenta en mucha menor proporción que el grupo anterior y se genera de partes resinosas y ceras de las plantas. Es rico en hidrógeno y compuestos volátiles. Su densidad y reflectancia es muy baja.

- Inertita: es el componente más escaso de los carbones y es prácticamente inerte durante la carbonización, es rico en hidrógeno, carbono y posee máxima reflectividad y densidad.

De acuerdo a Schopf, el carbón se clasifica de acuerdo a los siguientes parámetros: tipo, grado y rango.

1.2.2 Tipo de carbón.

El tipo de carbón es función de la vegetación original con la que se formó y al contenido de macérales, se divide en dos categorías: húmico y sapropélico.

El carbón húmico se genera de la madera que permanece a través del proceso de petrificación en un entorno húmedo, tiende a ser de color marrón oscuro a negro.

Por su parte, el carbón sapropélico se desarrolla a partir de algas, esporas, polen y otros restos vegetales a través de la descomposición en el agua estancada en un ambiente anaeróbico.

1.2.3 Grado.

El grado de carbonización se refiere a la cantidad y al tipo de material inorgánico presente en el carbón. En este caso los materiales que han experimentado el cambio más débil se denominan combustibles sólidos y los que han experimentado el cambio más intenso, combustibles sólidos de alto grado de carbonización.

Hay que tener presente que durante la carbonización existen dos fases:

- La bioquímica o de diagénesis en donde el carbón evoluciona a partir de las plantas mayores para formar turbas y lignitos en condiciones normales de presión y temperatura.
- La catagénica, la cual se considera una fase metamórfica en donde la presión y la temperatura son los principales factores de transformación de la materia orgánica. Durante esta fase se forman carbones que van del rango bituminoso a antracítico.

El contenido de carbono fijo aumenta progresivamente a mayor profundidad de sepultamiento:

- Lignito 65% de carbono.
- Carbón bituminoso 80% de carbono.
- Antracita 95% de carbono.

La **Figura 1.2** muestra el contenido de carbono contra hidrógeno, de acuerdo al tipo de carbón.

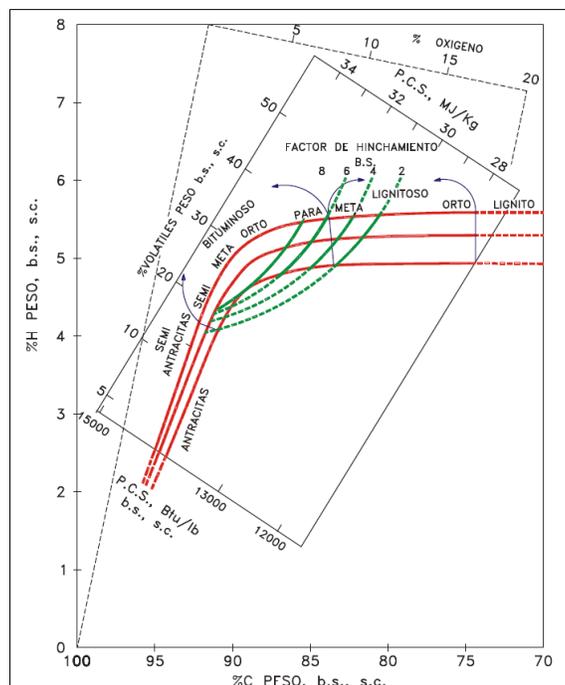


Figura 1.2: Diagrama de Seyler.

1.2.4 Rango.

El rango representa el proceso termal y el tipo de maceral predominante. Al ser un indicador de madurez termal es función de la temperatura y la presión, por lo que se ve reflejado en la reflectancia de la vitrinita (R_o).

La reflectancia es un parámetro importante porque con él se puede determinar la capacidad de generación y el almacenamiento de gas metano. Los carbones con valores de R_o menores a 0.3% tienden a almacenar gas biogénico y, por el contrario, los que tienen valores mayores a 0.3% almacenan gas termogénico.

También hay que prestar atención a los gases biogénicos secundarios pues, son los que contribuyen en mayor medida al almacenamiento de gas biogénico por su alta reflectancia de la vitrinita ($R_o \sim 0.6-0.8\%$). La composición química del gas y la proporción de metano en relación con los hidrocarburos pesados se convirtieron en parámetros indispensables para evaluar el origen del gas asociado a las vetas de carbón mineral.

La clasificación de los carbones respecto al rango se presenta en la **Tabla 1.1**, tomada de la *American Society for Testing and Materials (ASTM)*²

² ASTM D 388-98 "Standard Classification of Coals by Rank", Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.06, November 1998
Gaseous Fuel, Coal and Coke

Tabla 1.1: Clasificación de los carbones según su rango por la ASTM.

Clase	Rango	Abreviación
Antracítico	Meta – antracítico	Ma
	Antracítico	An
	Semi – antracítico	Sa
Bituminoso	Bajo en volátiles	Lvb
	Medio en volátiles	Mvb
	Alto en volátiles A	hvAb
	Alto en volátiles B	hvBb
	Alto en volátiles C	hvCb
Sub – bituminoso	Sub – bituminoso A	SubA
	Sub – bituminoso B	SubB
	Sub – bituminoso C	SubC
Lignito	Lignito A	LigA
	Lignito B	LigB
Turba	Turba	Turb

1.3 Análisis Químico del Carbón.

La determinación de las propiedades químicas de los carbones así como su clasificación, frecuentemente se realizan mediante dos análisis de laboratorio:

- Análisis inmediato: para determinar las cantidades relativas de humedad, compuestos volátiles, carbono fijo y materia mineral (cenizas).
- Análisis elemental: para cuantificar las cantidades totales de cada uno de los elementos químicos que principalmente se encuentran presentes en el carbón, carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre.

La mayoría de los análisis químicos se realizan sobre muestras secadas al aire y los resultados que de ellas derivan, pueden ser modificados utilizando correcciones que permitan expresarlos en diferentes bases de medida:

Base seca (dry basis). Expresa los resultados como porcentajes del carbón una vez eliminada la humedad, lo que depende, en gran medida, de las condiciones atmosféricas.

Base seca libre de cenizas (dry ash-free; o “daf basis”). Supone que el carbón está libre de humedad y cenizas.

Base seca libre de materia mineral (dry mineral matter-free basis; o “dmmf basis”). Supone que el carbón está libre de humedad y material mineral, por lo que los resultados constituyen, exclusivamente, una medida de los componentes orgánicos del carbón.

Base húmeda libre de cenizas (moist ash-free basis; o “maf basis”). Se considera que el carbón está libre de cenizas y que conserva su humedad.

Base húmeda libre de material mineral (moist mineral matter-free basis; o “mmmf basis”). Los resultados son expresados como porcentaje del carbón libre de materia mineral, pero conservando su humedad correspondiente.

La corrección que expresa la proporción de constituyentes del carbón tal y como se recibe en el laboratorio se denomina “*as-received basis*” y es utilizada especialmente en los cálculos sobre la combustión de los carbones.

1.3.1 Análisis inmediato.

El análisis inmediato se centra en determinar:

- El contenido de humedad:

El carbón contiene cantidades variables de agua, sin embargo, la determinación de su contenido en humedad no resulta tan fácil como podría parecer a simple vista, ya que la humedad decrece desde el 20% a menos del 10% durante la fase de generación de gas termogénico y es inferior al 5% durante la fase principal.

La humedad se determina mediante un procedimiento normalizado de secado, midiendo la pérdida de peso. Lógicamente, la medida debe corregirse teniendo en cuenta la pérdida de peso por secado al aire. El procedimiento se encuentra definido en la norma *ASTM Standard D 3302*³.

- La materia no combustible (cenizas):

Las cenizas son el residuo no combustible que permanece después de la completa incineración del carbón.

Parr considera que la reducción de cenizas es del 8%, tomando en cuenta la influencia del contenido de azufre pirítico y una fracción de azufre orgánico. (Parr, 1928)

- La materia volátil.

La cantidad de materia volátil en el carbón es uno de los parámetros más empleados en los sistemas de clasificación, ya que representa el porcentaje de gas contenido en el carbón que se desprende a baja temperatura. La caracterización y clasificación del carbón se obtiene con estos parámetros, de ahí su gran importancia.

Los compuestos volátiles del carbón se determinan por calentamiento de una muestra bajo estrictas condiciones de control, siendo la temperatura y el tiempo

³ ASTM D 3302-02 “Standard Test Method for Total Moisture in Coal”, Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.06, September 2002 Gaseous Fuel, Coal and Coke

de la prueba factores críticos para su determinación. Todas las especificaciones relacionadas a su determinación se encuentran en el ASTM *Standard D 3175*⁴.

- El carbono fijo.

Se denomina carbono fijo al residuo combustible que queda al eliminar los compuestos volátiles en una muestra de carbón.

La selección del equipo de quemadores está en función de la forma y consistencia de las propiedades del carbón para la coquización, pues no está totalmente constituido por carbono.

El carbono fijo se determina a partir de la diferencia entre 100 y la suma de los porcentajes de humedad, compuestos volátiles y cenizas; por lo que su determinación puede presentar ciertos errores.

El análisis inmediato es uno de los más sencillos y rápidos, sus resultados son de gran ayuda para:

1. Determinar el rango del carbón.
2. Indicar la razón entre sus constituyentes combustibles y no combustibles.
3. Suministrar la base para su compra y venta.
4. Evaluarlo con vista a su beneficio o con otro propósito.

1.3.2 Análisis elemental.

El análisis elemental de carbón proporciona su composición, de la que se destacan: el carbono, el oxígeno, el hidrógeno y el azufre. Las cenizas suelen determinarse como un todo único pero, en caso de ser necesario, puede realizarse su análisis de forma separada, al determinar sus elementos constituyentes.

- Carbono total.

El porcentaje de carbono total incluye el porcentaje del mismo en el carbono fijo y en los compuestos volátiles. Todo ese carbono aparece como CO₂ cuando una muestra de carbón, previamente pesada, se calienta en una corriente de oxígeno seco dentro de un sistema cerrado y bajo unas condiciones estrictamente controladas, como se detalla en la *ASTM Standard D 3178*⁵.

⁴ ASTM D 3175-07 "Standard Test Method of Volatile Matter in the Analysis Sample of Coal and Coke" , Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.06, April 2007 Gaseous Fuel, Coal and Coke

⁵ ASTM D 3178-89 "Standard Test Method for Carbon and Hydrogen in the Analysis Sample of Coal and Coke" , Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.06, February 1990 Gaseous Fuel, Coal and Coke

- Hidrógeno.

Se considera que todo el hidrógeno de un carbón que se quema da lugar a la formación de agua. Mismo que junto con la humedad del carbón se recoge en forma de vapor en los tubos de absorción de gases.

El peso del vapor de agua recogido en los productos de combustión será nueve veces el peso del hidrógeno contenido en el carbón. Al tratarse de hidrógeno total se incluye junto con el hidrógeno constitutivo de la materia orgánica, el procedente de la humedad del carbón y el originado por el agua de hidratación que acompaña a la materia mineral.

- Oxígeno.

El contenido de oxígeno de un carbón es, probablemente, el indicador más significativo de sus propiedades químicas. Constituye una buena ayuda para determinar el rango de un carbón.

Desafortunadamente, no existe todavía un método unánimemente aceptado para su cuantificación directa, por ello la ASTM hace uso de una determinación indirecta, que consiste en restar de 100 la suma de los porcentajes de los otros componentes del análisis elemental.

- Azufre.

Se puede presentar en el carbón de tres formas:

1. Como sulfuro orgánico, en la estructura del carbón.
2. Como ion sulfato, en minerales que componen la fracción inorgánica del carbón.
3. Como ion sulfuro, asociado a minerales como la marcasita, la pirita o la pirrotina.

Generalmente, se utilizan dos métodos para determinar el contenido de azufre total, uno es el Eschka, de la ASTM *Standard D 3177*⁶, en el que se convierte todo el azufre presente en ion sulfato, el cual precipita, al adicionar cloruro de bario, su principal problema es que esta medida requiere la precipitación de la muestra, por lo que se lleva unas 24 horas para su ejecución.

El otro método se basa en la combustión del carbón a alta temperatura con óxido de aluminio. El azufre presente se convierte en SO₂ y SO₃ los cuales son transformados posteriormente en H₂SO₄ para su determinación. Este método es eficiente no solo por su rapidez, sino porque además permite la medida del cloro

⁶ ASTM D 3177-89 "Standard Test Methods for Total Sulfur in the Analysis Sample of Coal and Coke", Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.06, February 1990 Gaseous Fuel, Coal and Coke.

en forma de ácido clorhídrico. Los detalles sobre esta prueba pueden encontrarse en las normas ASTM *Standard D 3177*⁷.

- Nitrógeno.

La cantidad total de nitrógeno liberado del carbón depende de su contenido, los tipos y distribución de sus grupos funcionales junto con los del oxígeno. El porcentaje de nitrógeno generado por el carbón decrece con el aumento de la profundidad y la temperatura, mientras que niveles altos de nitrógeno están relacionados con la descomposición de materiales heterocíclicos (oxígeno, azufre y nitrógeno) en carbones de alto rango.

1.4 El carbón como generador de Gas Natural.

La composición orgánica y rango de carbón determinan el tipo de gas contenido en el carbón (termogénico o biogénico) que se genera antes, durante y después de la carbonización.

El gas que se produce durante la carbonización se denomina gas termogénico, mientras que el generado a partir de microbios que sufren un proceso de metabolización en la matriz de carbón se denomina gas biogénico.

La materia vegetal es biodegradada y alterada térmicamente a través del proceso de carbonización, el cual comienza cuando los restos de plantas en las zonas emergidas de los pantanos se descomponen por oxidación, debido a los microorganismos luego de depositarse. Otra parte de dicha materia puede quedar recubierta por agua, por lo que su proceso de carbonización ocurre más tarde al enterrarse paulatinamente con los sedimentos detríticos.

El metano resultante de la fase biogénica, se cree que fue emitido a la atmósfera o atrapado en las capas superiores pues, el metano presente en el carbón se produjo a mayor profundidad en donde la temperatura y la presión son mayores, lo que ocasiona alteraciones térmicas al carbón y su producción de metano termogénico, el cual quedó atrapado en las vetas de carbón por la presión a esa profundidad.

La generación del metano llega a su punto máximo en la etapa de formación del carbón bituminoso. El gas que migra a las vetas de carbón es almacenado por adsorción, proceso mediante el cual las moléculas de gas se ligan individualmente a las moléculas orgánicas sólidas del carbón, en estratos adyacentes en función de su permeabilidad.

Ambos gases, termogénicos y biogénicos, se componen principalmente de metano (CH₄) y en menor proporción de dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂), y trazas de gases con más contenido de hidrocarburos líquidos en proporciones variables, principalmente de C₂H₆-C₄H₁₀ (etano, propano y butano). Las proporciones de CH₄ en relación con CO₂,

⁷ *Ibíd.*

N_2 y gases de hidrocarburos superiores dependen en parte, de la composición elemental de los macerales o la materia orgánica contenida en el carbón.

1.4.1 Gas Termogénico.

Como ya se mencionó, este tipo de gas se genera debido a las altas temperaturas durante la carbonización (**Figura 1.3**), durante la cual el carbono residual contenido en la materia orgánica se vuelve progresivamente más aromático mientras que, los compuestos alifáticos ricos en hidrógeno y con pesos moleculares relativamente bajos (por ejemplo, CH_4 , C_2H_6) se expulsan junto con el agua y el dióxido de carbono.

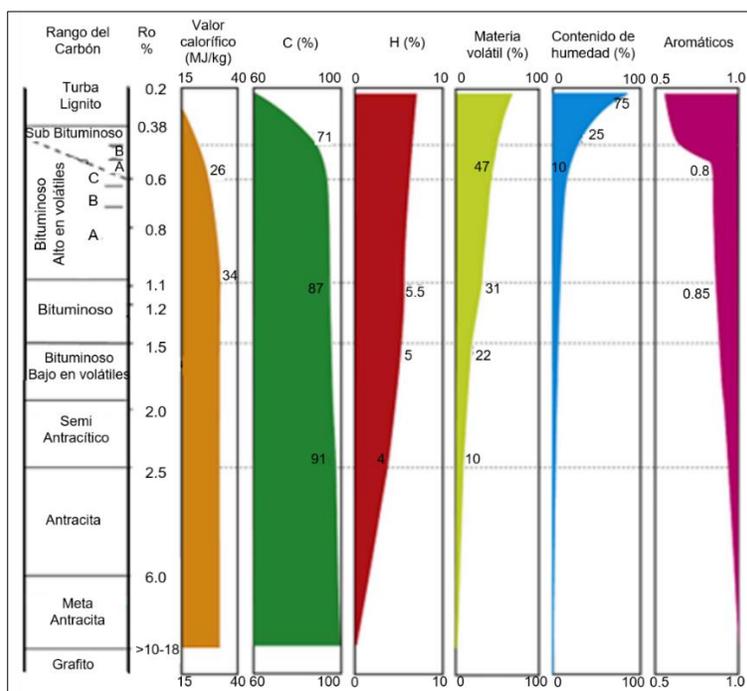


Figura 1.3: Cambios físicos y químicos en el carbón durante la carbonización.

Al aumentar la temperatura y la presión se causa un desequilibrio del contenido total de hidrógeno orgánico, en forma de hidrocarburos líquidos y gases ricos en hidrógeno, por lo que son liberados en la etapa inicial de la generación del gas, alcanzando su máximo en los límites del rango bituminoso alto en volátiles y el bituminoso mediano en volátiles.

La **Figura 1.4** muestra que a valores de $R_o > 1.2\%$ la generación de hidrocarburos líquidos y gases húmedos disminuye rápidamente, mientras que la generación de CH_4 aumenta debido a que la temperatura alta propicia un mayor grado de carbonización, dejando restos alifáticos en el carbón e hidrocarburos formados previamente con más de dos átomos de carbono (C_{2+}). Hasta un rango de carbón de $R_o \sim 1.8\%$, la producción de metano continua mientras se encuentre en la ventana de gas efectiva pero, disminuye drásticamente cuando la reflectancia de la vitrinita es mayor a 3.0% ,

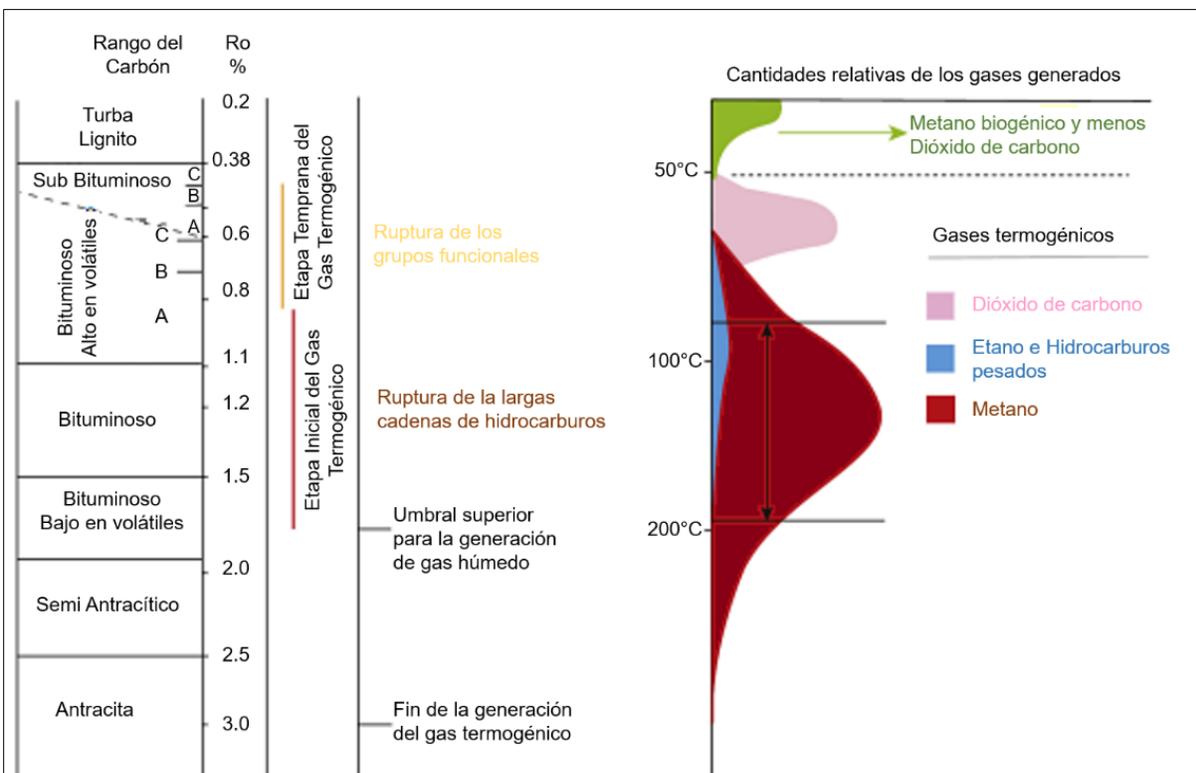


Figura 1.4: Generación del gas termogénico del carbón con aumento de la madurez térmica.

1.4.2 Gas Biogénico.

El gas biogénico contenido en las vetas de carbón mineral es un producto microbiano, formado a bajas temperaturas durante la descomposición de la materia orgánica en turba y carbón. Los microorganismos generan gas biogénico primario durante la etapa inicial de sepultamiento, de esta manera la materia orgánica contenida en la turba se transforma a carbón sub – bituminoso (valores de $R_o < 0.3\%$). El gas metano resultante se produce en forma de burbujas o se disuelve en agua y se expulsa dentro de los sedimentos durante la compactación.

Otro proceso que produce gas biogénico es el de fermentación tipo Metil (del acetato) o por la reducción del dióxido de carbono o metanogénesis⁸ biogénica a través de cuatro etapas: 1) la fermentación de microbios anaerobios que rompen las moléculas orgánicas complejas del carbón en moléculas orgánicas simples y alcoholes, 2) al producir H_2 , los microorganismos acetogénicos convierten los ácidos grasos y alcoholes en acetato, H_2 y CO_2 bajo condiciones anóxicas, 3) los metanógenos⁹ que consumen H_2 utilizan el H_2 disponible para convertir el CO_2 en metano y, 4) los metanógenos acetotróficos utilizan el acetato para producir metano y CO_2 , este proceso se puede observar en la **Figura 1.5** (Thakur, 2014).

⁸ Metanogénesis: es la producción biológica de metano (CH_4) a partir de la reducción del dióxido de carbono (CO_2)

⁹ Metanógenos: bacterias anaerobias generadoras de metano

El gas biogénico primario no puede acumularse en un yacimiento de manera económica, debido a que existe un sepultamiento poco profundo, a excepción de las regiones donde puede llegar a solidificarse en forma de hidratos de metano, es decir, en el permafrost.

El gas biogénico secundario, generado por acción microbiana es capaz de acumularse en los sedimentos solamente después de existir un sepultamiento profundo de la materia orgánica y de que exista un sello, el cual se conserva dentro de las vetas de carbón mineral por producirse en carbones de alto rango.

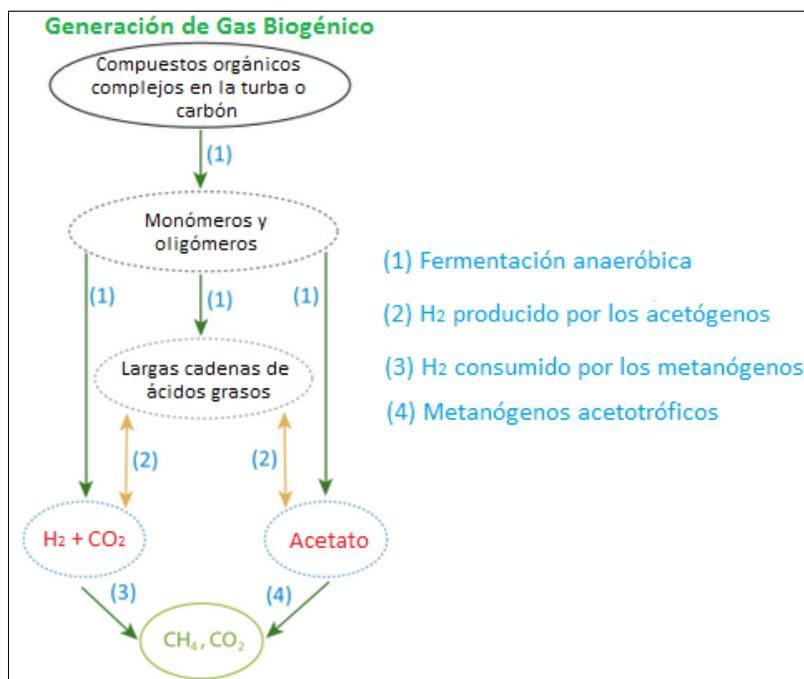


Figura 1.5: Alternativas de la metanogénesis biogénica expresada en sus 4 diferentes etapas.

Capítulo 2

Análisis Estadístico de la Producción Mundial de Gas Grisú.

La industria del petróleo y gas hoy en día se ve favorecida por los avances en nuevas técnicas de exploración y extracción, lo que permite el fácil acceso a los recursos no convencionales, en especial al gas natural asociado a las vetas de carbón mineral.

La explotación de gas natural de yacimientos no convencionales comenzó en Alabama, Estados Unidos, en 1980 y es desde entonces que se han estado introduciendo mejoras en la tecnología para evaluación y extracción del gas proveniente de yacimientos de carbón, principalmente porque a pesar de que los recursos se encuentran relativamente superficiales son demasiado profundos para las actividades mineras convencionales.

Con base en el estudio de Kuuskra (1992), Rogner publicó en 1997, a partir de una evaluación determinista con base en la distribución de los recursos de carbón y los valores estimados para el contenido de gas, que los recursos mundiales de gas grisú van de 2980 a 9260 Trillones de Pies Cúbicos (TPC), **Tabla 2.1** Solo 12 países se incluyeron en este estudio ya que son los que representan los mayores recursos de gas grisú, países como España, Hungría y Francia quedaron fuera a pesar de que tienen reservas significativas de carbón.

La estimación global del potencial de gas grisú al 2010 es de 7 000 TPC, los países que actualmente tienen mayor producción de gas grisú son Australia, Canadá, Estados Unidos, China y unos pocos países de Europa.

Tabla 2.1: Distribución Geográfica de los Recursos de Gas Grisú In Situ, TPC.

Región	Rogner (1997)	Dong et al. (2012) (P50)
Asia – Australia (AAO)	1 724	1 348
Norte América (NAM)	3 017	1 629
Comunidad de Estados Independientes (CIS)	3 957	859
América Latina (LAN)	39	13
Medio Oriente (MET)	0	9
Europa (EUP)	274	176
África (AFR)	39	18
Mundo	9 051	4 052

Otra estimación de los recursos mundiales de gas grisú in situ fue hecha por Dong et al. (2012), quien incluyó los países que Rogner dejó fuera. El gas grisú in situ se estima a partir de distribuciones probabilísticas de 7 regiones alrededor del mundo, las cuales arrojan que los recursos de gas grisú van de los 1 000 TPC (P90) a 8 000 TPC (P10), con un valor promedio de 4 000 TPC (P50).

En la **Figura 2.1** se aprecian las regiones con mayores reservas de gas grisú en el mundo: América del Norte, Rusia, China, Australia y Canadá. Gran parte del potencial de gas grisú en el mundo se encuentra sin explorar y esto es debido a la falta de incentivos en algunos países para explotar al máximo estos recursos. (Dong, 2004).

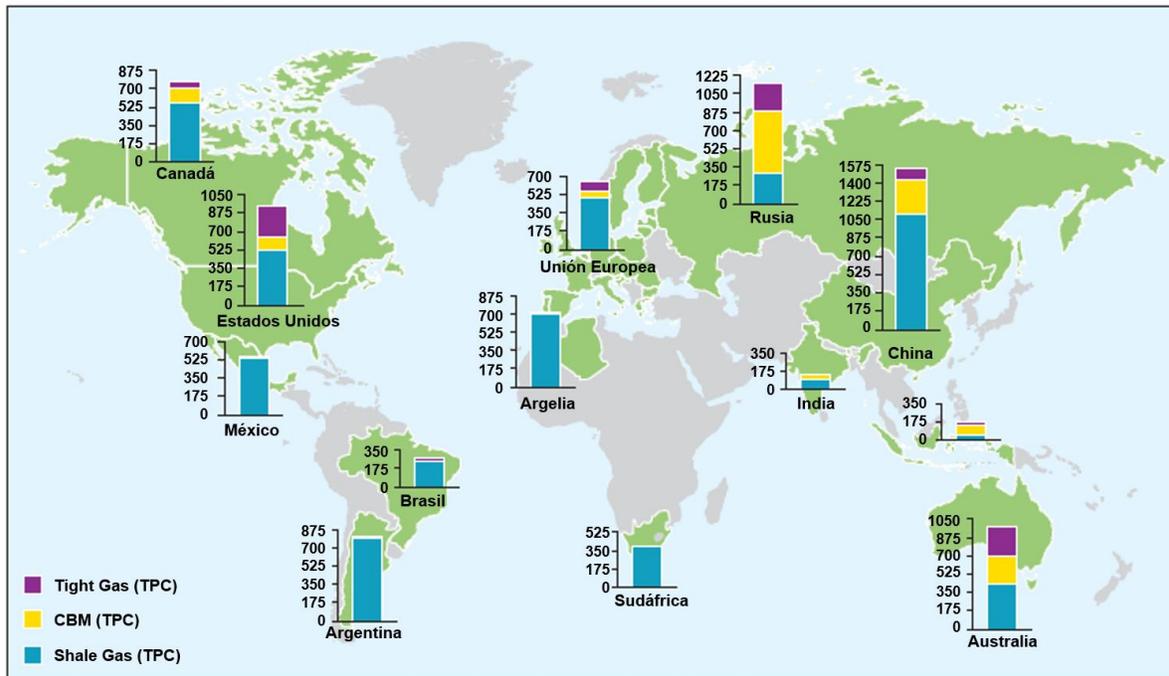


Figura 2.1: Distribución Mundial de los Recursos de Gas No Convencional (2013).

En la **Tabla 2.2** y en la **Figura 2.2** se hace una comparación entre las reservas de gas convencional y los recursos técnicamente recuperables de gas no convencional de los países que han registrado producción comercial como lo son los Estados Unidos, Canadá, China e incluso México, con fines comparativos.

Tabla 2.2: Reservas y Recursos de Gas Convencional y No Convencional

País	Reservas		Recursos Técnicamente Recuperables		Producción (TPC)*	Consumo de Gas (TPC)**
	Gas Convencional (TPC)	Shale Gas (TPC)	Coalbed Methane (TPC)			
Canadá	68	573	120		5.1	3.8
Estados Unidos	318	623	140		24.3	26.1
México	17	545	2.5 – 7-5		2.3	2.6
China	164	1115	350		3.9	5.7

Fuentes: Anuario Estadístico de Pemex (2013)

EIA Analysis (2014)

Survey of Energy Sources (2013).

Annual Report: Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 2013.

*Datos de Producción del año 2013.

**Datos de Consumo del año 2013.

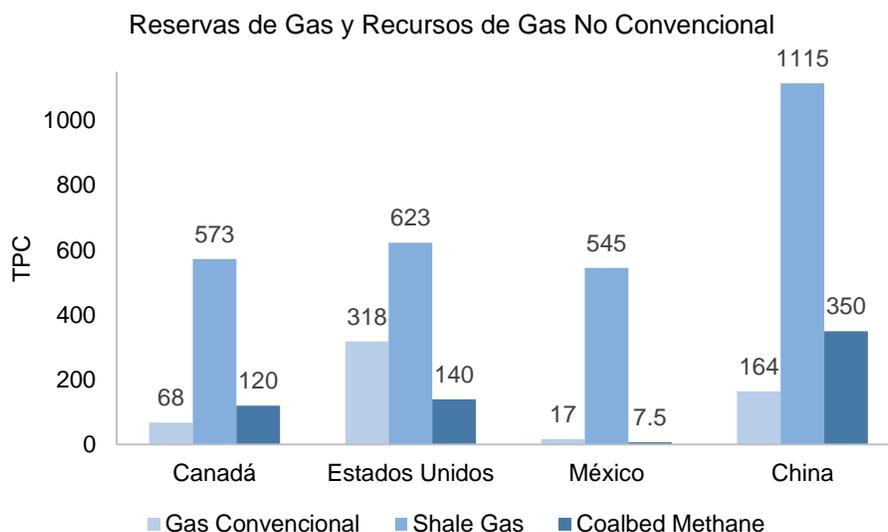


Figura 2.2: Reservas de Gas y Recursos de Gas No Convencional.

En la **Tabla 2.3** y **Tabla 2.4** se puede apreciar el aporte de Shale Gas y Coalbed Methane a la producción total de gas de los países mencionados anteriormente (Estados Unidos, Canadá, China y México), así como el costo de producción de estos recursos.

Tabla 2.3: Aporte de Gas No Convencional.

País	Aporte a la Producción Total de Gas Natural		Total
	Shale Gas	Coalbed Methane	
Canadá	35%	15%	50%
Estados Unidos	48%	4%	70%
México	3%	---	3%
China	1.5%	~30%	31.5%

Fuentes: World Energy Outlook (2012). Special Report Unconventional Gas "Golden Rules for a Golden Age of Gas".
EIA Analysis (2014)

Tabla 2.4: Costo de producción del Gas No Convencional

País	Costo de Producción (USD/MBtu)	
	Shale Gas	Coalbed Methane
Canadá	3 – 7	3 – 9
Estados Unidos	3 – 7	3 – 7
México	5 – 10	---
China	4 – 8	3 – 8

Fuente: EIA Analysis (2013)
World Energy Outlook (2012). Special Report Unconventional Gas "Golden Rules for a Golden Age of Gas".
USD/MBtu equivale a 0.035 USD/m³

Las mayores reservas recuperables de carbón y por lo tanto, las mayores reservas de gas grisú que se producen se encuentran en 14 países (**Tabla 2.5**) dentro de los cuales se encuentran Estados Unidos, Rusia, China, Australia e India.

En Reino Unido y otras partes de Europa, las vetas de carbón someras han sido explotadas extensivamente, aunque queda mucho potencial en las vetas profundas. Las naciones con los yacimientos de carbón más grandes son las que reciben la mayor parte de las inversiones de capital, que en el año 2008 se estimó en US\$ 12 000 millones para la industria. (Ahmed Al-Jubori, 2009).

Tabla 2.5: Estimación de Recursos de Gas Grisú en el Mundo.

País/Región	Gas in situ (TPC)	Recurso Recuperable (TPC)
Rusia	450 – 2 000	200
China	700 – 1 270	100
Estados Unidos	500 – 1 500	140
Australia/Nueva Zelanda	500 – 1 000	120
Canadá	360 – 460	90
Indonesia	340 – 450	50
África del Sur	90 – 220	30
Europa Occidental	200	20
Ucrania	170	25
Turquía	50 – 110	10
India	70 – 90	20
Kazajistán	40 – 60	10
América del Sur + México	50	10
Polonia	20 – 50	5

2.1 Producción de gas grisú en Estados Unidos.

Estados Unidos es uno de los países que más ha desarrollado su industria en materia de gas grisú, comenzó en 1980 en Alabama en la cuenca Black Warrior con una producción de 6 Billones de Pies Cúbicos (BPC) de gas, la cual representó menos del 1% de la producción nacional de 2008.

Al ser el país pionero en la explotación de este recurso, ya se tiene una buena definición de la distribución y extensión de las 16 cuencas existentes, las cuales tienen un volumen original in situ de 1,763 – 2,343 TPC, **Figura 2.3**.

En 1994, el 94% de la producción de gas grisú en Estados Unidos provenía de la cuenca San Juan y Black Warrior (Stevens, 1996). Hoy en día la extracción se enfoca en la cuenca Powder River, Wyoming y Montana a pesar de que Nuevo México, Colorado y Alabama representan el 90% de la producción, sin dejar a un lado los importantes desarrollos de gas grisú en los estados de Oklahoma, Virginia, Virginia del Oeste y Pennsylvania, **Figura 2.4**. (Fisher, 2000)

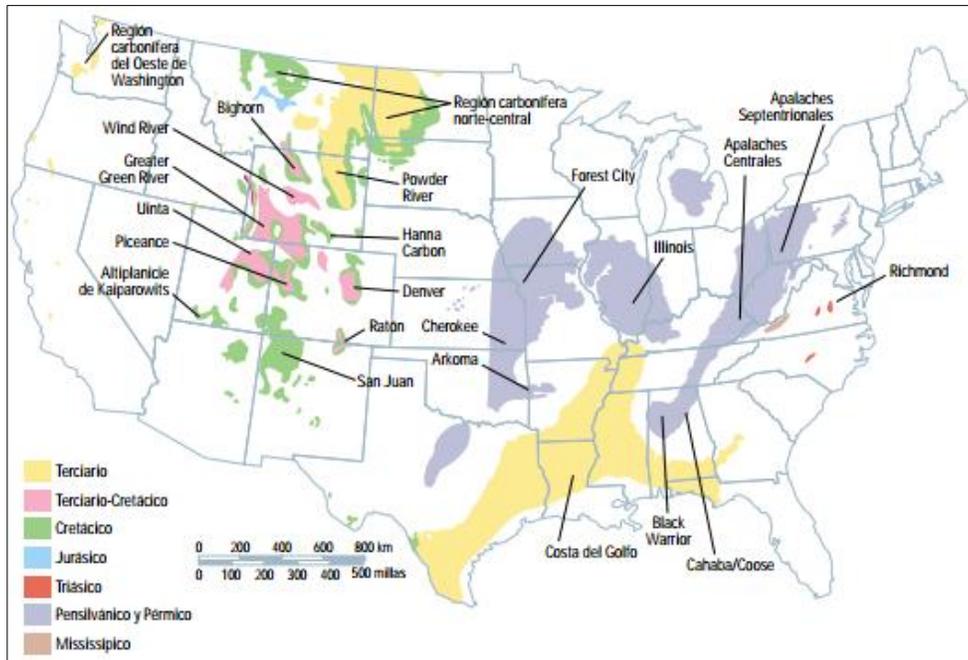
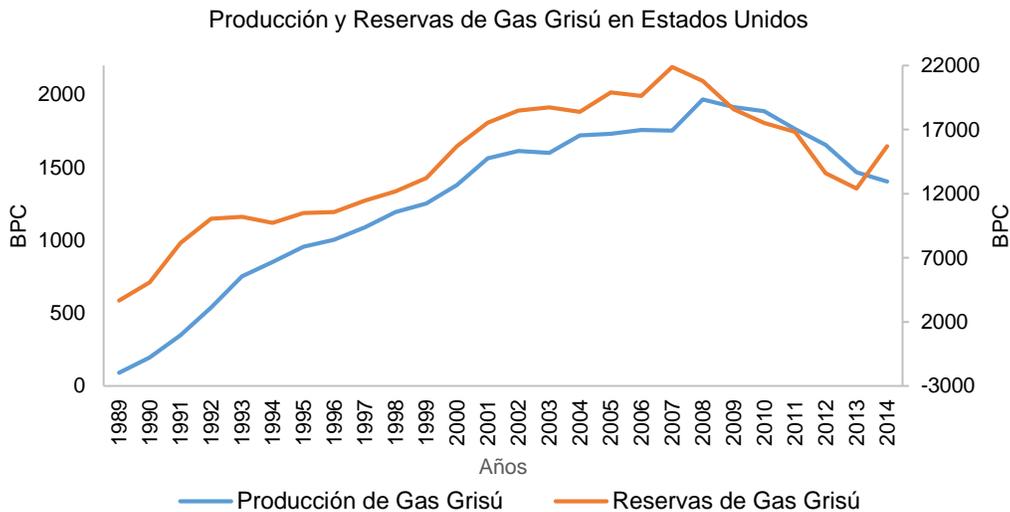


Figura 2.3: Distribución de las Cuencas en Estados Unidos.



Fuente: U.S Energy Information Administration

Figura 2.4: Producción y Reservas de gas grisú en Estados Unidos.

Las reservas probadas de gas natural asociado a las vetas de carbón en Estados Unidos incrementaron de 12.4 TPC en 2013 a 15.7 TPC en 2014, esto representa un incremento del 27% respecto al 2013. La producción de gas grisú se redujo en un 4%, es decir, de 1.47 TPC en 2013 a 1.40 TPC en 2014. Entre los estados, Nuevo México experimentó un incremento en sus reservas probadas de 1.3 TPC, seguido de los estados de Virginia y Colorado con 0.8 TPC y 0.7 TPC respectivamente, por el contrario Wyoming tuvo una disminución en sus reservas, disminuyendo en 0.2 TPC en 2014 TPC (EIA, 2015), **Tabla 2.6.**

Análisis Estadístico de la Producción Mundial de Gas Grisú

Tabla 2.6: Reservas y Producción de Gas Grisú en Estados Unidos, BPC.

Estado y subdivisión	Reservas					Producción				
	2010	2011	2012	2013	2014	2010	2011	2012	2013	2014
Alaska	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lower 48 States	17508	16817	13591	12392	15696	1886	1763	1655	1466	1404
Alabama	1298	1210	1006	413	978	102	98	91	62	78
Arkansas	28	21	10	13	15	3	4	2	2	2
California	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Colorado	6485	6580	5074	4391	5103	533	516	486	444	412
Florida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kansas	258	228	183	189	211	41	37	34	30	27
Kentucky	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0
Louisiana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
North	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
South Onshore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
South Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Michigan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mississippi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Montana	64	25	11	16	11	10	6	3	1	0
New Mexico	3532	3358	2772	2856	4120	402	374	355	356	373
East	523	507	362	5	273	27	27	28	26	24
West	3009	2851	2410	2551	3847	375	347	327	330	349
New York	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
North Dakota	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oklahoma	325	274	439	440	602	45	39	68	65	61
Pennsylvania	129	124	106	161	158	3	4	15	13	11
Texas	0	0	81	57	61	0	0	11	8	9
RRC District 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RRC District 2 Onshore	0	0	1	2	4	0	0	0	0	1
RRC District 3 Onshore	0	0	71	47	49	0	0	10	7	7
RRC District 4 Onshore	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0
RRC District 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RRC District 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RRC District 7B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RRC District 7C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RRC District 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RRC District 8A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RRC District 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RRC District 10	0	0	8	7	7	0	0	1	1	1
State Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utah	718	679	518	523	538	66	60	55	50	47
Virginia	1752	1623	1535	1387	2233	97	100	99	93	108
West Virginia	220	139	107	113	76	17	18	9	8	11
Wyoming	2683	2539	1736	1810	1572	566	506	426	331	264
Federal Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Miscellaneous ^a	16	17	13	23	11	1	1	1	1	1
U.S. Total	17508	16817	13591	12392	15696	1886	1763	1655	1466	1404

2.1.1 Cuenca San Juan.

La cuenca de San Juan se localiza al noreste de Nuevo México y al suroeste de Colorado, cuenta con una extensión de más de 160 km de norte a sur y más de 145 km de oeste a este y, un área de 19,425 km². Es una estructura asimétrica del Cenozoico y el Mesozoico que comenzó su producción en 1992 y actualmente es una de las provincias con mayor potencial de gas grisú en Estados Unidos.

Cabe destacar que esta cuenca ya producía aceite y gas antes de que la industria prestara atención a las reservas de metano en el carbón, con ello la cuenca de San Juan tiene más de 19 000 pozos productores de aceite y gas, para finales de 1997 ya se habían producido cerca de 20 TPC y más de 300 MMb.

La producción de gas natural proviene de intervalos del Cretácico de las arenas de Pictured Cliffs y Dakota y, de las formaciones Mesaverde y Fruitland, siendo ésta última la más importante con una contribución del 80% de la producción de gas a la fecha a pesar de estar ya en declinación.

Las vetas de carbón de Fruitland tienen un espesor neto que va de 5 a 30 (m) a una profundidad de 1,280 (m) aproximadamente, posee una permeabilidad promedio de 5 (*mD*) y una permeabilidad máxima de 50 (*mD*) en la zonas que presentan abundantes fracturas. Está constituida por dos zonas con distinta presión de formación: Fairway y Basin.

Fairway es una zona sobre-presurizada al norte de la cuenca debido a la recarga de agua, por precipitación a todo lo largo de los afloramientos de Fruitland, el carbón de esta zona es de rango bituminoso bajo en volátiles y sus vetas poseen una muy buena permeabilidad. A comparación de Fairway, la zona de Basin es despresurizada, se extiende por una larga parte de la sección de Nuevo México y por el norte de Colorado. El carbón es de rango bituminoso alto en volátiles B, las vetas presentan baja permeabilidad y poca presencia de gas y de aceite, esto último podría ser una razón para la baja producción de gas y agua.

En 1988 se inició la perforación de pozos para extraer el gas grisú de la formación de Fruitland, a una profundidad que va de los 550 (pie) a los 4000 (pie); cuentan con una buena producción pues representa cerca del 45% del gas total extraído de la cuenca.

La cuenca ha experimentado un gran éxito en la producción de gas grisú debido a las condiciones favorables de las vetas de carbón: espesor, permeabilidad, contenido de gas, profundidad y rango del carbón. La cuenca está dividida convenientemente en tres áreas por las diferentes propiedades de los yacimientos de carbón (**Figura 2.5**). El área 1 de la **Figura 2.5** representa la zona con mayor perforación debido a su alta permeabilidad, alto rango y a la sobrecarga, lo que sugiere una extracción favorable.

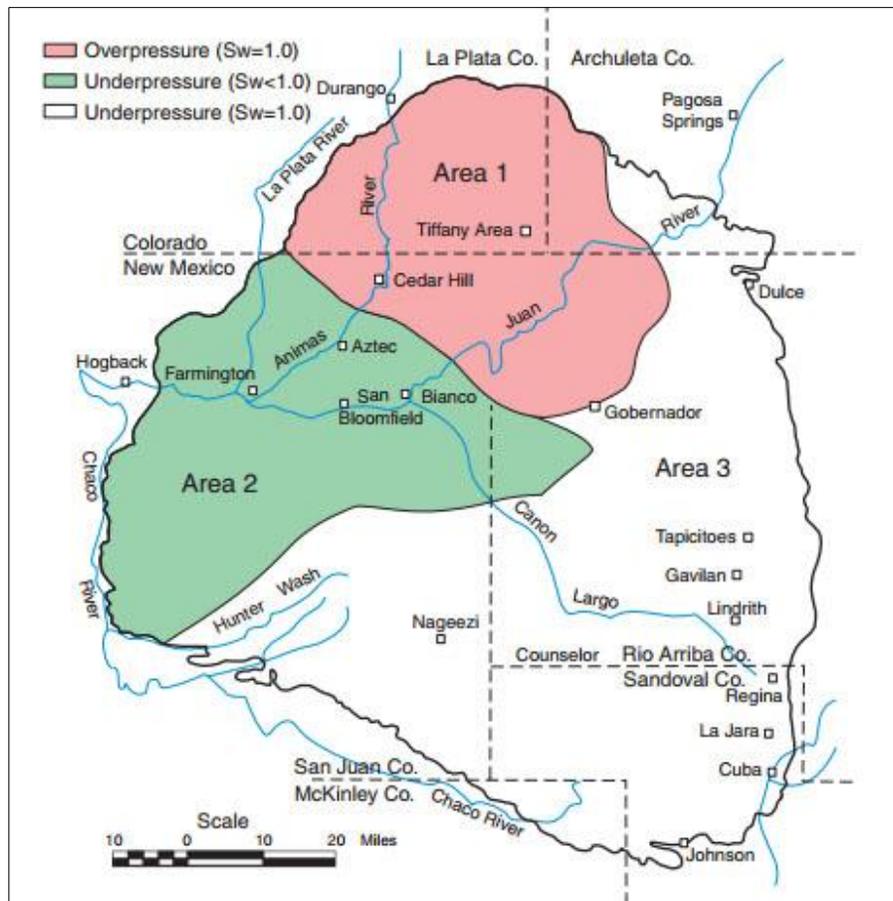


Figura 2.5: Áreas de producción de gas grisú en la Cuenca San Juan.

Los carbones tienen una clasificación de bituminoso alto en volátiles a bituminoso bajo en volátiles en el norte y sub bituminoso B en el sur, su rango no necesariamente depende de la profundidad de sepultamiento.

Los pozos con mayor éxito son aquellos que son perforados en los carbones que tienen un rango bituminoso alto en volátiles A (hvAb). Existen grandes cantidades de gas in situ, alrededor de 50 TPC en la Formación Fruitland debido a los carbones con gran espesor, alto contenido en gas y una gran extensión de área. El gas estimado in situ de los carbones Menefee en la cuenca San Juan es aproximadamente equivalente a 34 TPC.

La excelente producción de gas grisú en la cuenca es debida al alto contenido de gas en los carbones del área 1, el cual se encuentra en un rango de 300 – 600 scf/ton. El contenido de materia orgánica es alto en los carbones de Fruitland, entre 10% – 30%, y su contenido de cenizas está cerca del 20%.

Se estima que existen 350 Billones de toneladas (Bt) de carbón en la cuenca, y 50 TPC de metano en los carbones de Fruitland a profundidades que van de los 400 a 4 200 (pie). En 1992 los pozos activos en los carbones de Fruitland produjeron 359.2 BPC, y contaban con una reserva promedio de 3 BPC y se perforaban con un espaciamiento de 320 (ac).

En 2003 los pozos de Fruitland producían 810 BPC de gas debido a que el espaciamiento fue reducido a 160 (ac). Hasta el año 2011 la producción acumulada fue de 17.1 TPC.

Algunos de los problemas que presenta la cuenca San Juan son: 1) profundidades que van de los 5 000 a 7 000 (pie), 2) el agua producida contiene gran cantidad de sal y es necesario de pozos para su disposición, 3) el metano que es desorbido contiene entre 4 y 6% de dióxido de carbono, 4) gran impacto ambiental al momento de su desarrollo, y 5) difícil acceso a los lugares remotos.

Las vetas de carbón de la Formación Fruitland ubicadas en el noroeste tienen un 30% de sobrecarga debido al afloramiento de una formación permeable en una elevación cerca de Durango, Colorado. En la unidad Northeast Blanco en la parte noroeste de la cuenca, el gradiente de presión es de $0.55 \left(\left(\frac{lb}{pg^2} \right) / pie \right)$, en comparación con el gradiente normal de $0.43 \left(\left(\frac{lb}{pg^2} \right) / pie \right)$ de las areniscas de Pictured Cliffs ubicados en la parte baja de la Formación Fluitland. El gradiente de presión en el área Tiffany de la cuenca San Juan tiene un gradiente que oscila entre 0.50 y $0.53 \left(\left(\frac{lb}{pg^2} \right) / pie \right)$. Esto contrasta con la región sur de la Formación que carece de efectos de sobrecarga.

La Formación Menefee es más profunda y tiene un estimado de 38 TPC de gas adicional que se extiende a través de un área de 31 080 (km²) pero, la formación Menefee aún no se ha desarrollado en su totalidad. Se compone principalmente de vetas de carbón más delgadas, menos continuas y mezcladas con lutitas.

En la **Tabla 2.7** se resumen algunos de los parámetros más importantes de la cuenca San Juan y en la **Tabla 2.8** las características de los horizontes productores de la cuenca San Juan. El Bajo contenido de azufre en los carbones (< 1.0%) indica que la formación de la turba se desarrolló en tierra en el periodo Cretácico.

La producción de gas grisú en la Cuenca San Juan ascendió a más de 1 TPC en el 2006 (**Figura 2.6**), esto represento un 6% de la producción total de Estados Unidos y es el mayor proveedor de gas de California (API, 2008).

Tabla 2.7: Descripción de la Cuenca San Juan.

Descripción de la Cuenca San Juan	
Profundidad del Carbón (pie)	Fruitland: 4 200 Menefee: 6 500
Máximo Espesor Neto del Carbón (pie)	110
Espesor de las vetas individuales	50 (Max.), 8 a 15 (Promedio)
Contenido de Gas (pce/t)	300 a 609
Gas in situ (TPC)	88
Rango del Carbón	hVBb a lVb
Contenido de Ceniza (%)	8 a 30
Contenido de Azufre (%)	< 1.0
Contenido de Humedad (%)	2 a 10
Permeabilidad (mD)	1.5 a 50

Tabla 2.8: Horizontes Productores de la Cuenca San Juan.

Edad de los Sedimentos	Formaciones	Profundidad (pie)	Rango	Veta/Espesor Neto (pie)
Cretácico Superior	Fruitland (16 vetas)	Hasta 4 200	subB a hvAB (Sur y Oeste) y lvb (Norte)	50 a 80/ 110 a 140
	Menefee		hvCb a lvb	10/ 35 a 60
Cretácico Inferior	Dakota		hvCb a hvAb	9 a 13/ 27

Producción de gas grisú en la Cuenca San Juan

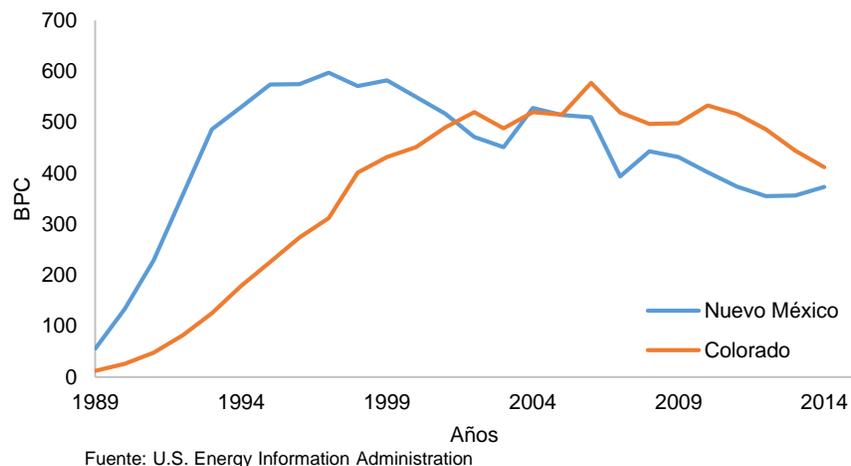


Figura 2.6: Producción de Gas Grisú en la Cuenca San Juan.

2.1.2 Cuenca Black Warrior.

La cuenca Black Warrior tiene una superficie aproximada de 59 570 (km²), ubicada en los estados de Alabama y Mississippi. La cuenca tiene aproximadamente 370 (km) de largo de este a oeste y aproximadamente 290 (km) de largo de norte a sur. La producción de gas grisú se limita solamente a la producción de los yacimientos de carbón bituminoso ubicado en los condados de Jefferson y Tuscaloosa en Alabama. (USEPA, 2004).

La industria de gas grisú en la cuenca Black Warrior ha crecido rápidamente a partir de la década de 1980. El inicio se enfocó a lo largo del eje Tuscaloosa y Birmingham, fue asistido por empresas de servicios ya que se contaba con gasoductos en el lugar para el suministro de gas natural que era producido en la cuenca desde 1953. Cerca de 4,308 pozos habían sido autorizados a principios de 1991 (**Figura 2.9**) y los gastos de perforación habían superado los US\$1 138 billones. En el año de 1990 se alcanzó una producción de 36.5 BPC.

La cuenca Black Warrior no se consideraba tan rentable como la cuenca San Juan para la producción de gas grisú debido al espesor de sus vetas de carbón, ya que resultaban

más difíciles de explotar, lo que implicaba mayores costos y en muchos casos su producción era limitada pero, debido a los avances tecnológicos en la explotación de este tipo de yacimientos, la cuenca Black Warrior se ha convertido en una de las cuencas con las tasas de producción más altas de gas grisú en los Estados Unidos.

En 2014 se otorgaron permisos para la perforación de 52 pozos de gas grisú en Alabama (Alabama Oil and Gas Board, 2015). En la cuenca Black Warrior se estiman entre 10 y 20 TPC de gas grisú recuperables económicamente. Para el año 2000 Alabama fue el noveno mayor productor de gas natural de los Estados Unidos, del cual el 25% se debe a la producción de gas grisú. En el 2012 la producción acumulada de gas grisú fue de 2.5 TPC y más de 1 700 millones de barriles de agua., **Figura 2.7.** (Alabama Oil and Gas Board, 2015).

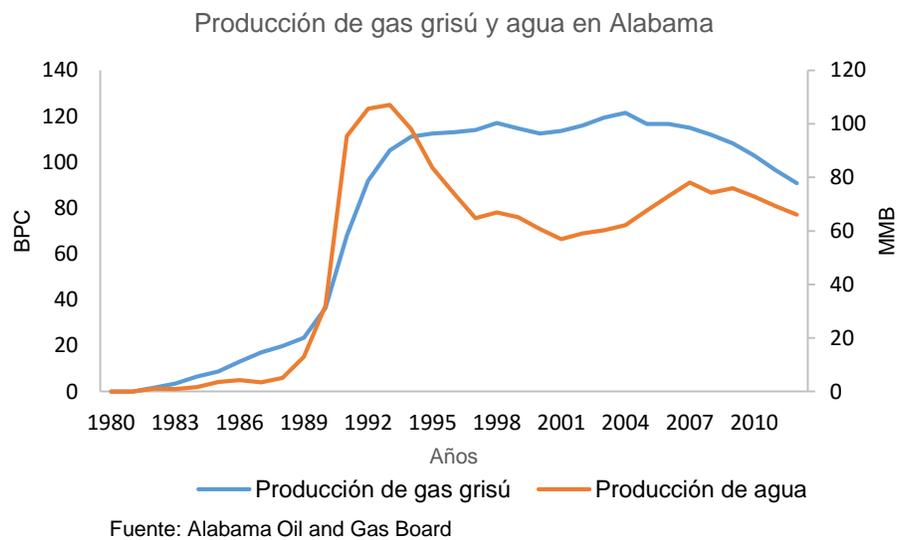


Figura 2.7: Producción de Gas Grisú y agua en Alabama.

La rentabilidad económica de la producción de gas grisú en la cuenca Black Warrior depende de diversos factores, uno de ellos es el costo de producción de múltiples vetas, el cual se ve favorecido por los avances en las técnicas de terminación y fracturamiento hidráulico, las regulaciones estatales en materia de la disposición de agua han contribuido en buena medida a que se ejecuten proyectos enfocados a este recurso, ya que los costos por su disposición son menores en comparación con otras cuencas. Otros factores positivos que ayudan a ello son que en las formaciones existe una buena permeabilidad, alto contenido de gas en los carbones y la existencia de una red de gasoductos que impulsa la comercialización de gas.

Aproximadamente la mitad de la cuenca se encuentra en Mississippi pero, no se ha desarrollado la explotación de gas grisú. Los reportes indican la presencia de vetas de carbón en la parte de la cuenca que se encuentra en Mississippi, pero la falta de datos ha desalentado el desarrollo. En los estados en los que se encuentra la cuenca, Mississippi y Alabama, la producción de gas convencional se ha dado desde 1953. La

ubicación de las arenas gasíferas que están por debajo del carbón hacen suponer que este actúa como la roca generadora de toda la cuenca.

El carbón que se produce en la parte de Alabama es de la Formación Pottsville, del Periodo Pensilvánico Inferior, dentro de esta formación se producen cuatro grupos principales de carbón: Cobb, Pratt, Mary Lee y Black Creek, pero también se ha mostrado cierto interés en el grupo Gwin que se desarrolla por encima del Cobb y debajo del intervalo J – Black Creek, estos grupos de carbón tienen su afloramiento en la parte norte de la cuenca. El rango de estos carbones es bituminoso de medio a alto en volátiles, los carbones generalmente tienen bajo contenido de cenizas así como de azufre. Los pozos que son más rentables en la cuenca Black Warrior por lo general tienen un gasto promedio de 150 a 400 MPCD. El contenido de metano en el gas es aproximadamente de 96% con cantidades insignificantes de dióxido de carbono y/o nitrógeno.

Las vetas de carbón contenidas en la cuenca Black Warrior, de las cuales se produce comercialmente gas grisú, se encuentran en un rango de profundidad que van de los 500 (pie) en las vetas Cobb hasta los 4 500 (pie) en las vetas Black Creek. Las profundidades más productivas se encuentran en el intervalo de 1 500 – 3 000 (pie) en múltiples vetas de carbón con espesores que van desde 1 – 8 (pie) en un intervalo de 1 000 (pie). El espesor neto máximo de las vetas de carbón por pozo es de 20 a 30 (pie).

La **Tabla 2.9** y **Tabla 2.10** presentan las características del carbón en la Cuenca Black Warrior, las cuales son similares a otros carbones del periodo Pensilvánico, al este de los Estados Unidos, por lo que son considerados como punto de referencia para los carbones de otras cuencas.

Típicamente, la producción que proviene de las vetas Pratt, Mary Lee y del Grupo Black Creek tienen un rango de espesor neto entre 15 – 25 (pie). Las vetas Mary Lee son el principal objetivo para la explotación debido a sus condiciones favorables de profundidad, permeabilidad y espesor, aunque las de Black Creek son las que contienen más gas in situ pero una menor permeabilidad.

Tabla 2.9: Descripción de la Cuenca Black Warrior.

Descripción de la Cuenca Black Warrior	
Profundidad del Carbón, Max. (pie)	4 200
Espesor Neto del Carbón, Max. (pie)	25
Espesor de las vetas individuales, Max. (pie)	8
Contenido de Gas (pce/t)	Mary Lee/Blue Creek Coal – 420 (excluyendo el gas residual)
	Black Creek Coal – 430 a 520
Gas in situ (TPC)	20
Rango del Carbón	hvAb a mvb

Tabla 2.10: Horizontes Productores de la Cuenca Black Warrior.

Edad de la Formación	Grupo de Carbones	Vetas importantes	Gas in situ (TPC)	Profundidad	Rango
Pottsville	Cobb	Cobb Superior	1.3	448 – 1 656	hvAb
		Cobb Inferior		---	
		Thomas		---	
Pensilvánico inferior	Pratt	Pratt	4.2	710 – 1 480	hvAb
		Nickel Plate		1 606 – 2 038	
		American		729 – 2 071	
		Curry		---	
	Mary Lee	Gillespie	6.7	1 663 – 2 275	hvAb
		New Castle		1 148 – 2 729	
		Marry Lee		520 – 2 810	
		Blue Creek		2 362 – 2 819	
		Jegger		---	
		Ream		1 264 – 3 044	
Black Creek	Lick Creek	7.6	1 414 – 3 156	hvAb	
	Jefferson		481 – 3 272		
	Black Creek		537 – 3 339		

2.1.3 Cuenca Powder River.

La cuenca Powder River está ubicada al noreste de Wyoming y al sur de Montana. Tiene una superficie aproximada de 66,820 (km²) (Larsen, 1989), cerca del 75% de la cuenca pertenece a Wyoming. Se estima que el 50% de la cuenca tiene potencial para la producción de gas grisú. Gran parte de la actividad de extracción de gas grisú se realiza en el norte y sur del campo Gillette situado en el noreste de Wyoming. La mayoría de las zonas potencialmente productivas van de los 450 a más de 6 500 (pie) por debajo de la superficie del suelo (Montgomery, 1999). Además de que el gas grisú es un recurso convencional. En 2014 se registró una producción de gas grisú en Wyoming de 264 BPC. (EIA, 2014).

La comercialización del gas grisú se inició en el año 1986. En 1989 sólo existían 18 pozos de producción de gas grisú en la cuenca Powder River. El número creció lentamente en la década de los noventa con 171 pozos que producían en promedio 8 BPC por año. La tasa de desarrollo del gas grisú se aceleró considerablemente entre 1997 y 1999, para ese entonces había 1,657 pozos de gas grisú en operación, lo que significaba aproximadamente 58 BPC por año. En el año 2000, había alrededor de 4,270 pozos en Wyoming (**Figura 2.9**) que producían en promedio 15 BPC por mes. Para el año 2001, la producción fue de 278 BPC (**Figura 2.8**) debido al incremento de pozos productores en Wyoming. (USEPA, 2004).

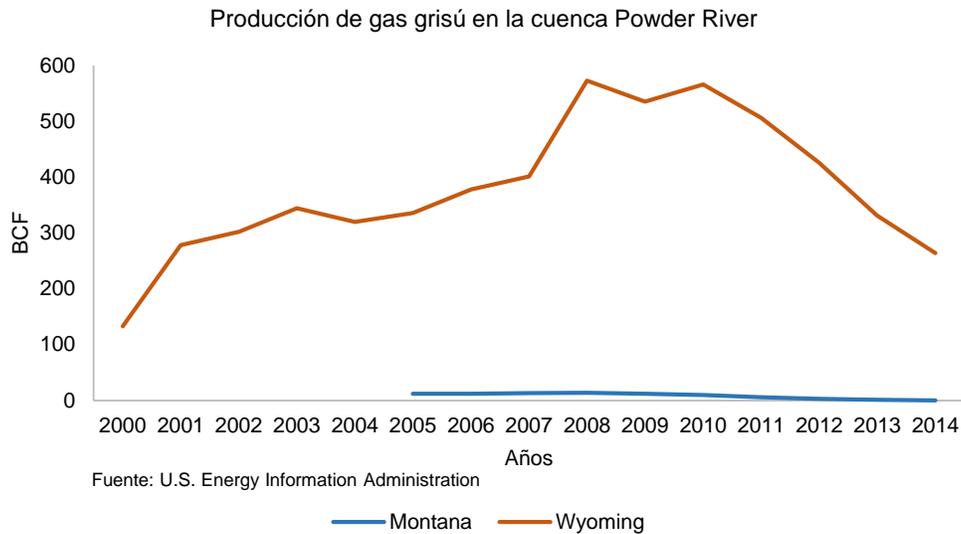


Figura 2.8: Producción de Gas Grisú en la Cuenca Powder River.

Los carbones que se producen en la cuenca Powder River son de rango sub – bituminoso. Una de las características principales de esta cuenca es el gran espesor que tienen las vetas; la mayor parte de gas grisú se localiza a una profundidad de 2 500 (pie). El record de mayor espesor reportado por los Estados Unidos es una veta de 220 (pie) aproximadamente, cerca de Buffalo, Wyoming, en la Formación Wasatch (Eoceno).

Los espesores netos de las vetas tienen un promedio de 300 (pie). Cerca de Recluse, los espesores netos de las vetas de carbón tienen un promedio de 150 (pie). Se ha estimado un contenido de gas de 71 (pce/t), teniendo como promedio (25 pce/t) en toda la cuenca.

A pesar de los bajos contenidos de gas, las vetas de carbón sub bituminoso que comprenden aproximadamente 1.3 trillones de toneladas de carbón contienen un estimado de 30 TPC y se estima que tiene 16 TPC recuperables.

Las propiedades más importantes de la cuenca están sintetizadas en la **Tabla 2.11**.

Tabla 2.11: Descripción de la Cuenca Powder River.

Descripción de la Cuenca Powder River	
Profundidad del Carbón, Max. (pie)	2 500
Espesor Neto del Carbón, Max. (pie)	170 – 300
Espesor individual de las vetas, Max. (pie)	50 – 220
Contenido de Gas, (pce/t)	74 (Max.)
Gas in situ, (TPC)	30 -39
Rango del Carbón	Lig – subB
Cenizas (%)	5.1
Azufre (%)	0.34
Permeabilidad	Fracturas: 35 – 500 mD
	Matriz: 0.001 -1.0 mD

Las formaciones carboníferas que contiene la cuenca Powder River se describen en la **Tabla 2.12**. La veta Canyon del Grupo Tongue River es la más gruesa y la que ha sido más productiva de la Formación Fort Union (Paleoceno). El Grupo Tongue River contiene entre 8 y 10 vetas, con un espesor de hasta 200 (pie). La veta Wyodak – Anderson puede llegar a tener hasta 150 (pie) de espesor neto, con un promedio de 50 – 100 (pie). Además del Grupo Tongue River, también pertenecen las vetas Tullock y Lebo que son más delgadas.

Tabla 2.12: Formaciones Carboníferas de la Cuenca Powder River.

Edad de los Sedimentos	Formaciones	Grupos de Carbones	Vetas Importantes	Profundidad (pie)	Rango
Eoceno	Wasatch	Lake de Smet	Big George	500 – 2 500	Sub
			Wyodak	334 – 1 200	Sub
			Anderson (Big George)	104 – 681	Sub
Paleoceno	Fort Union	Tongue River	Canyon	302 – 681	lig – sub
			Cook	375 – 520	Sub
			Wall	1 000	Sub
			Cache	---	Sub

El carbón contenido en la Cuenca Powder River tiene bajo contenido en cenizas y azufre. La producción excesiva de agua en la parte central de la cuenca, entre 1,000 y 1,200 (pie), ha hecho que las actividades de explotación de gas grisú sea poco atractiva, sin embargo, la parte oeste de la cuenca resulta más rentable porque es más fácil bombear el agua producida a una profundidad entre 250 y 1,500 (pie).

Gran parte de las actividades de explotación de gas grisú se han realizado en la parte noroeste de Wyoming, en el condado de Campbell. El objetivo principal es la veta Wyodak debido a su alta permeabilidad, ya que la mayoría de los pozos son terminados en agujero descubierto y no necesitan estimulación. Debido a este tipo de terminaciones la Formación Fort Union ha registrado gastos en los pozos que van desde los 10 MPCD hasta los 298 MPCD con una producción de agua insignificante. En general, los pozos de la cuenca producen entre 25 – 500 MPCD, la permeabilidad tiene un rango de 35 – 500 (*mD*) en las fracturas del carbón y en la matriz puede ser muy baja y variable (0.001 – 1 *mD*) (NETL, 2002).

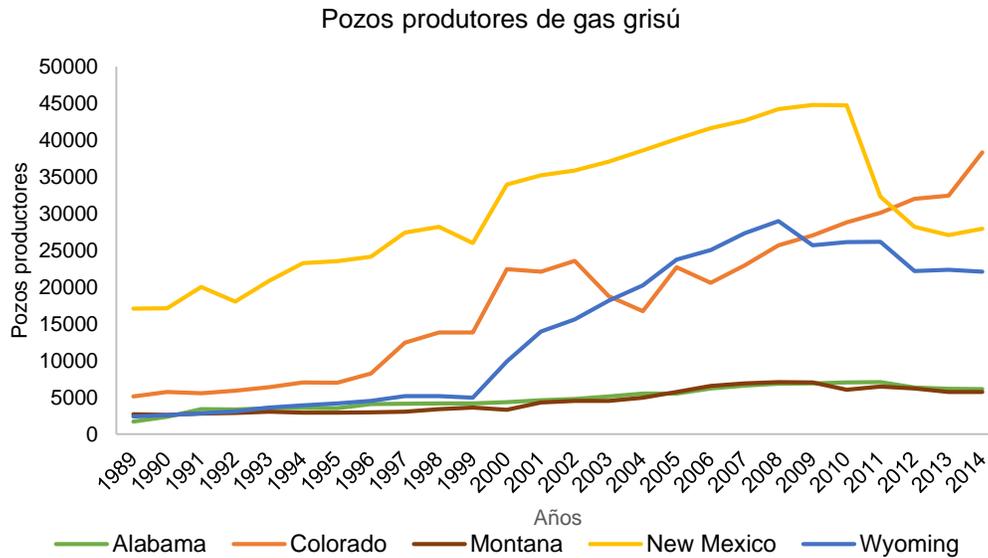
El aumento en las actividades de exploración en los últimos años ha hecho que esta cuenca sea una de las más productivas de gas grisú en los Estados Unidos, después de la cuenca San Juan y Black Warrior. La producción que registró la cuenca en el año de 2003 fue de 344 BPC procedentes de aproximadamente 12,145 pozos, **Figura 2.9**.

En resumen, las características que favorecen la producción de gas grisú en la cuenca son:

- El espesor de las vetas de carbón.
- Perforación y terminación de bajo costo.
- Alta permeabilidad en las fracturas del carbón.

- Arenas que contienen gas a profundidades menores a los 2 500 (pie).

Y las que no, el bajo rango del carbón, el bajo contenido de gas y los problemas relacionados al agua producida.



Fuente: U.S Energy Information Administration

Figura 2.9: Pozos Productores de Gas Grisú en Estados Unidos.

2.2 Producción de gas grisú en Canadá.

Se estima que en Canadá existen reservas recuperables de carbón por 6.6 (Bt) (BP, 2015). La cuenca sedimentaria del oeste de Canadá (WCSB, por sus siglas en inglés) contiene cerca del 60% de los recursos de carbón mineral de Canadá y Nueva Escocia 10%. La WCSB es una gran cuenca sedimentaria con una superficie de 1,400,000 (km²) en el oeste de Canadá, incluyendo el Suroeste de Manitoba, el sur de Saskatchewan, Alberta, Nueva Escocia, y el noreste de British Columbia. En el año de 2012 Canadá registro una producción de gas grisú de 316 BPC. (**Figura 2.10**)

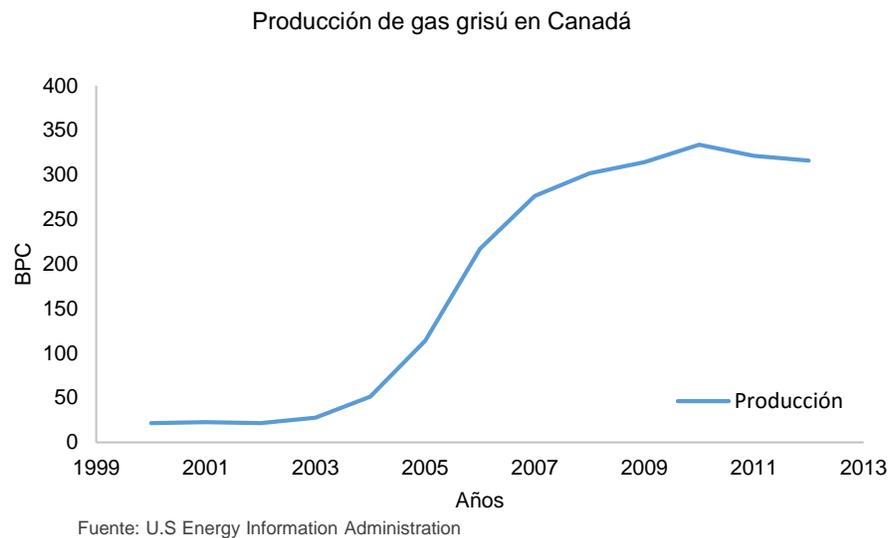


Figura 2.10: Producción de Gas Grisú en Canadá.

A finales de 2007 había 22 minas en operación, de las cuales 17 estaban distribuidas entre Alberta y British Columbia. Estas son dos de las provincias más productivas ya que aportan más del 80% de la producción de carbón de Canadá. En 2013 su producción ascendió a 66.5 (Mt) de las cuales 57 (Mt) fueron de carbón bituminoso y 9.5 (Mt) de lignito. (BP, 2015)

Gran parte del potencial de recursos de gas grisú de Canadá se encuentran en Alberta, donde las vetas de carbón mineral son base de esta provincia. El Servicio Geológico de Alberta estima que pueden existir reservas hasta por 500 TPC de gas natural contenido en los carbones de Alberta. Las principales formaciones carboníferas son Horseshoe Canyon la cual se ha desarrollado en un 90%, y Mannville. (EUB, 2003).

2.2.1 Alberta.

La industria del gas grisú en Canadá comenzó con actividades de exploración en 1990. En 2002, Alberta comenzó su producción en la Formación Horseshoe Canyon, para 2004 contaba con 3 500 pozos de gas grisú.

Los carbones de la Formación Horseshoe Canyon son poco profundos, lo que facilitaba la recuperación del gas contenido. En 2005, este campo representaba cerca del 90% de los pozos productores en Alberta, produciendo más de 98.9 MMpcd. La producción total de gas grisú en Alberta para el 2005 fue 88 BPC. Para 2008, en la provincia de Alberta existían cerca de 6 000 pozos productores de gas grisú con un aporte de 194 BPC por año. En 2010, 14 000 pozos habían sido perforados con una producción de cerca de 254 BPC por año.

Alberta cuenta con recursos sustanciales de carbón en la región de las planicies y colinas. Los recursos potenciales de gas que se estiman que existen en estos yacimientos de carbón van de un rango de 100 TPC a más de 550 TPC. De acuerdo con los estudios llevados a cabo por el Servicio Geológico de Alberta (AGS, por sus siglas en inglés) en los estratos de carbón del Cretácico Superior, en las planicies de Alberta y en las colinas de las montañas, se estimó que el gas in situ contenido en las colinas de las montañas es de 130 TPC y de 186 TPC para la región de las planicies de Alberta.

Las vetas de carbón se desarrollan dentro de los horizontes característicos de las Formaciones Scollard, Horseshoe Canyon y Belly River del Cretácico Superior y dentro de los estratos del grupo Mannville del Cretácico Inferior, en las planicies de Alberta. También hay carbón presente en la Formación Coalspur del Paleoceno y en la Formación Mist Mountain de los grupos Luscar/Kootenay del Jurásico – Cretácico, en las colinas de las montañas de Alberta. El espesor de las vetas de carbón individual varía entre menos de 3 (pie) y más de 20 (pie). Los grupos de vetas de carbón están separados por 30 (pie) o 160 (pie) de roca. La mayoría de las vetas de carbón que se encuentran a profundidades someras – menos de 3 000 (pie) – en las planicies son de rango sub bituminoso a bituminoso alto volátil. Las vetas de carbón en las colinas de las montañas de Alberta son en general más maduras, con rangos que oscilan entre bituminosos alto volátil y bituminoso bajo volátil.

El potencial total de gas grisú de las planicies de Alberta se ha calculado por zonas de carbón; para el carbón Ardley se estiman 53 TPC, para el Carbón –Thompson 14 TPC, para el Daly-Weaver 14 TPC, Drumheller 38 TPC, Lethbridge 18 TPC, Taber 20 TPC y para McKay 29 TPC (**Tabla 2.13**). Para los carbones de la zona de Mannville estos contienen 400 TPC in situ. (EUB, 2002).

Análisis Estadístico de la Producción Mundial de Gas Grisú

Tabla 2.13: Estimaciones de Gas Grisú In Situ en Alberta, Área de las Planicies y Colinas.

Regiones		Mejores Carbones	Permeabilidad (mD)	Gas In Situ (TPC)	Contenido de Gas (pce/t)	Espesor Neto, Max. (pie)	Rango
Planicies	Montañas						
Paskapoo Fm	Paskapoo Fm	Obed	---	---	---	---	---
Coalspur Fm	Scollard	Ardley Coal	0.1 – 7	53	92 – 165	42 – 54	sub hvBb
Brazeau Fm	Horseshoe Canyon	Thompson		14	64 – 128		hvCb
		Daly/Weaver		14	64 – 128		hvCb
		Drumheller	3 – 5	38	64 – 128	54	subA-B hvCB
		Lethbridge		18	73 – 128		hvCb
		Taber		20	73 – 128		hvCb
Alberta Group	Lea Park Colorado	McKay		29	73 – 128		subB-C hvCb
Gates Fm	Mannville Group	Luscar	0.1 – 4	400	---	18 – 36	sub hvCb
Moosebar Fm		Mannville					
Gladstone Fm							
Kootenay Group		Kootenay	---	---	---	36	sa hvAb

Alberta representa alrededor del 67% del gas producido en Canadá, la producción total de gas comerciable de Alberta en 2014 fue de 3.72 TPC, incluyendo ya la producción de gas grisú. Del gas producido, Alberta consume cerca de 48% (1.8 TPC) y el 52% restante (1.9 TPC) es distribuido entre las provincias de Canadá y Estados Unidos.

Actualmente, la producción de gas grisú representa alrededor de 8% de la producción total de gas natural en Alberta, es decir, 298 BPC.

2.2.2 British Columbia.

De acuerdo con el Servicio Geológico de Canadá y el Ministerio de Energía y Minas de British Columbia, las áreas que tienen un alto potencial de gas grisú son: La Cuenca Peace River en el noreste, la región Elk Valley en el sureste y Vancouver Island.

British Columbia tiene un recurso de carbón por más de 3 (Bt) y un recurso disponible para la exploración gas grisú que supera los 200 (Bt). Existe un importante potencial de gas grisú en la provincia, pero la definición de recursos se encuentra todavía en una etapa preliminar. Se estima que hay 60 TPC de gas grisú en la cuenca Peace River y otros 30 TPC distribuidos en las otras cuencas (Owsiacky, 2007).

No existe producción comercial de gas grisú en la provincia British Columbia a gran escala. En diciembre de 2007, un total de 87 pozos de gas grisú habían sido perforados. British Columbia tiene una estimación de recursos potenciales de gas grisú por casi 89 TPC proveniente de las formaciones de carbón que se encuentran alrededor de la provincia. La estimación de las reservas por formación o región se pueden observar en la **Tabla 2.14**. (Thakur, 2014).

Tabla 2.14: Estimación de Reservas por Región en British Columbia.

Provincia	Región	Reservas Estimadas (TPC)
Southeast BC	Elk Valley	7
	Crowsnest	12
Peace River		60
Vancouver Island	Comox Coal Basin	1
	Nanaimo Coal Basin	0.3
Bowser Basin		8
Telkwa Coalfield		0.13
Tertiary Basis	Hat Creek	0.5
	Merritt	0.52
	Princeton	0.08
	Tuya River	0.066
	Bowron	0.048
	Tulameen	0.042
Total		89

2.3 Producción de gas grisú en China.

China tiene reservas totales de carbón recuperable de 114.5 (Mt), de los cuales 62.2 (Mt) son de carbón bituminoso (BP, 2015). Hay 27 provincias en China que producen carbón. En el norte de China, se destaca la provincia de Shanxi, que contiene la mayoría del carbón de China.

Los recursos de gas grisú están contenidos principalmente en los yacimientos de carbón bituminosos y antracita a profundidades que van de los 300 a 2 000 (m), y se estima que existen 1 300 TPC según Huang, **Figura 2.11**, muestra la distribución de los recursos de gas grisú de China por cuenca.

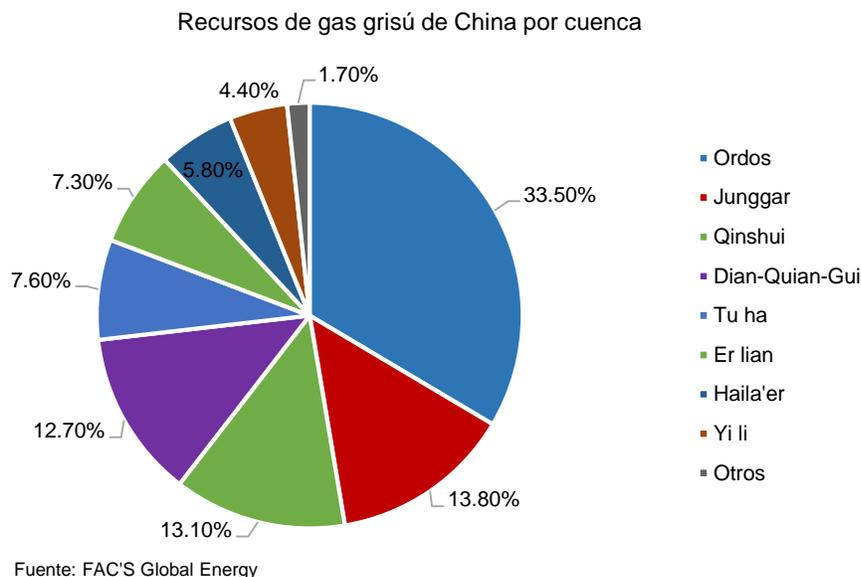


Figura 2.11: Distribución de recursos de gas grisú de China por cuenca.

La mayor parte de los volúmenes de gas grisú en China se encuentra en las cuencas Qinshui y Ordos, en la cuenca Sichuan en el suroeste y las cuencas Junggar en el oeste. FGE (Facts Global Energy) informó que la producción de gas grisú en 2014 fue de 584 BPC, una producción mayor a los 475 BPC registrados en 2013, tanto de pozos superficiales y minas de carbón. La Administración Nacional de Energía de China (NEA, por sus siglas en inglés) fijó un objetivo de producción para 2020 de 1.4 TPC de gas grisú, la mitad de la extracción de carbón y la mitad de la minería a cielo abierto. (GMI, 2014)

Actualmente las tasas de aprovechamiento son alrededor del 45%, y China tiene la intención de reducir la producción de residuos e incrementar el consumo de gas grisú. Aunque la producción de gas grisú está en aumento, las compañías operadoras se enfrentan a obstáculos regulatorios, los desafíos técnicos, la falta de infraestructura de gasoductos, los altos costos de desarrollo y la competencia con otras formas de suministro de gas natural.

A veces, hay conflicto de intereses entre los órganos de gobierno cuando se trata de los derechos mineros y de la tierra. Los gobiernos locales mantienen los derechos sobre las minas de carbón, mientras que el gobierno central tiene derechos sobre el gas natural y el gas grisú. El Consejo de Estado de China emitió una directriz de política en septiembre 2013, para fomentar la inversión en exploración y extracción de gas grisú y, en gasoductos a través de incentivos financieros, exenciones fiscales a los productores y una reforma en el control de los precios locales.

El primer gasoducto de gas grisú comercial de China entró en funcionamiento a finales de 2009, que une la cuenca Qinshui con el gasoducto Oeste-Este. Otros gasoductos, la mayoría en la provincia de Shanxi, al norte del centro de China, han entrado en funcionamiento, y varios más están en construcción. China también utiliza muchas plantas de licuefacción pequeñas y camiones para el transporte de gas grisú a los centros de demanda. (EIA.c, 2014).

2.3.1 Cuenca Qinshui.

La cuenca Qinshui ubicada en el suroeste de la provincia de Shanxi, posee una décima parte de los recursos de gas grisú del país, el 90% de las reservas probadas, y aporta el 93% de la producción de gas grisú del país. En la actualidad, la cuenca Qinshui posee el mayor potencial para la exploración y extracción de gas grisú, es la primera cuenca con desarrollo comercial a gran escala en China.

La cuenca Qinshui es de estructura sinclinal simple, con pocas fallas, y tiene 10 vetas de carbón, su espesor total va de 1.2 – 23.6 (m). Hasta ahora, las vetas No.3 y No.15 de la cuenca Qinshui se han desarrollado para su producción a una profundidad que va de 600 (m) a 900 (m). El rango del carbón es principalmente carbón bituminoso y antracita. La veta No.3, que pertenece a la formación Shanxi, tiene un espesor de 0.53 – 7.84 (m), su contenido de gas en promedio es de 11.94 (m³/t), el carbón es bituminoso y sub bituminoso, el yacimiento tiene un gradiente de presión 0.7149 (MPa/100m),

permeabilidad promedio de 1.589 (*mD*), un volumen de Langmuir de 39.03 (m^3/t) y la presión de Langmuir 2.902 (MPa). La veta No.15 que pertenece a la Formación Taiyuan tiene un espesor entre 0.6 – 9.9 m, 12.45 (m^3/t) de contenido de gas en promedio, el carbón es bituminoso y sub bituminoso, el yacimiento tiene un gradiente de presión 0.7727 (MPa/100m) en promedio, permeabilidad promedio de 1.14 (*mD*), volumen de Langmuir de 40.91 (m^3/t) y presión de Langmuir 2,5417 (MPa), estas características se resumen en la **Tabla 2.15**. (Donghong, 2013).

2.3.2 Cuenca Ordos.

La Cuenca de Ordos es la segunda mayor cuenca sedimentaria de China, tiene una superficie de 370,000 (km^2) través de las provincias de Shaanxi, Gansu, Shanxi y de la región autónoma de Ningxia.

La Cuenca de Ordos cuenta con vastos recursos a través de toda su área. Estos recursos energéticos y minerales se caracterizan por enormes reservas potenciales. Es una de las cuencas que más contribuye con el 6% de reservas probadas de gas natural, 13% de gas grisú y el 20% de carbón en China. La Cuenca Ordos contiene cerca de 388 TPC de gas natural y 19 TPC de gas grisú. Sus campos, con reservas de petróleo y gas, son: Yanchang, Sulige, Ansai, Jing'an y Jingbian, lo que proporciona un suministro estable de gas al gasoducto Shaan-Jing y a los gasoductos de la región Oeste-Este. (CNPC, 2015)

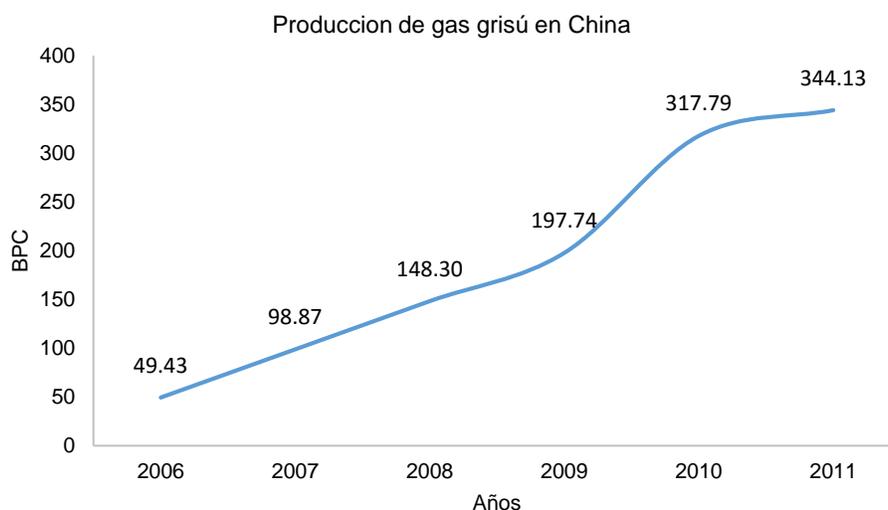
La cuenca es la zona productora de gas más grande de China con el campo de petróleo y gas de Changqing, la cual produjo en promedio 2.4 MMPCD de gas en 2013, lo que constituye el 22% de la producción total de gas y el 73% de la producción Tight Gas en China.

La producción acumulada de gas natural (incluyendo gas grisú) de esta cuenca es mayor a 3.6 TPC a diciembre de 2014. El yacimiento de Tight Gas, Sulige, logró un pico de producción de 1.7 BPCD en 2012. La zona también contiene importantes recursos de carbón (~ 37 Bt o 20% del total de China), petróleo, gas natural y gas grisú (CBM). Las empresas que operan en esta zona son Total, Shell, CNPC y Sinopec.

Tabla 2.15: Características de las principales cuencas de China.

Características de las principales cuencas de China						
Cuenca	Edad	Rango del Carbón	Permeabilidad (<i>mD</i>)	Contenido de gas (m^3/t)	Profundidad (m)	Tipo de Pozo
Qinshui	Carbonífero	Bituminoso	0.004 – 82.8	10– 25	600 – 900	Vertical y Horizontal
	Pérmico	Sub bituminoso	0.01 – 3			
Ordos	Carbonífero	Bituminoso alto en	0.023 – 16	4 – 23	100 – 1500	Vertical y Horizontal
	Pérmico	Volátiles	1 – 5			

La producción total de gas grisú ha aumentado considerablemente a partir de la segunda mitad de la década pasada, como se muestra en la **Figura 2.12**. A finales de 2012, un total de 12,547 pozos se habían perforado en China, de los cuales 4,420 pozos habían sido perforados por Jincheng Anthracite Mining Group (JAMG).



Fuente: U.S. Information Administration Energy

Figura 2.12 Producción de gas grisú en China

Entre 2011 y 2015, China National Petroleum Corporation (CNPC), el mayor productor de petróleo y gas de china, invirtió cerca de \$US 1,140 millones en la perforación de 371 pozos horizontales en los campos Zhengzhuang, Qinnan, Mabi y Xiadian de la Cuenca Qinshui ubicada en la provincia de Shanxi para aumentar la capacidad de producción actual. En 2011, CNPC mejoró la capacidad de producción de gas grisú en la cuenca Qinshui así como la de Ordos.

2.4 Producción de gas grisú en México.

El carbón es un componente relativamente pequeño en el consumo y la producción de energía para México, en comparación con el petróleo y el gas natural. En 2012, el carbón representaba solo el 8% del consumo total de energía, mientras que el petróleo y el gas natural representaron el 45% y 40% respectivamente (EIA, 2014). El consumo de carbón en México aumentó a 21% de 2008 a 2012, aunque el carbón sigue representando menos del 10% de la generación total de electricidad.

La producción anual de carbón en México aumentó de 10.8 (Mt) en 2005 a 15.2 (Mt) en 2012, con una estimación de recursos probados de carbón de 1,211 (Mt) a finales de 2011, como se puede observar en la **Tabla 2.16**. (EIA.b, 2014).

Tabla 2.16: Reservas y Producción de Carbón en México.

Reservas y Producción de Carbón en México				
Indicador	Antracita y Bituminoso (Mt)	Sub bituminoso y Lignito (Mt)	Total (Mt)	Puesto nivel mundial (# Y %)
Reservas probadas de carbón	859	351	1 210	25 (0.14%)
Producción anual de carbón	15.2	0	15.2	25 (0.19%)

En México existen compañías mineras, empresas y agencias gubernamentales que se han interesado en el desarrollo del gas grisú y del gas metano de las minas. Algunas de ellas son Minera del Norte, S.A de C.V. (MINOSA), Minerales Monclova S.A. de C.V. (MIMOSA), Minera Carbonífera Rio Escondido (MICARE), Petróleos Mexicanos (PEMEX), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Secretaría de Energía (SENER).

El carbón ha contribuido sustancialmente a impulsar la industria en México, desde el comienzo de la industria ferroviaria. Aunque el carbón fue reemplazado en gran medida por el petróleo desde 1910 hasta 1954, seguía siendo una materia prima importante para la industria del acero.

La actividad minera para la extracción de minerales como el hierro y carbón comenzó formalmente con la industria siderúrgica mexicana en 1930. La minería del carbón en México aumentó considerablemente con la apertura de las instalaciones de coque en 1954 y en 1959; además, se inauguró una planta de fertilizantes en Monclova que utiliza ese gas a través de las emisiones de la planta coquizadora.

De acuerdo a algunos estudios elaborados por Minerales Monclova S.A de C.V. (MIMOSA), se ha reportado un contenido de gas in situ en las vetas de carbón de la subcuenca Sabinas de 10 – 14 (m³/t) y de 12 – 18 (m³/t) en las vetas de carbón de la subcuenca Saltillo. El contenido de metano es por arriba del 97%. Los recursos totales de gas grisú de las vetas de carbón de Coahuila se estiman entre 4.2 y 7.5 TPC.

Existe muy poca información respecto a los recursos de gas grisú de México. En Coahuila se encuentran las zonas con los recursos potenciales de gas grisú, esto debido a que el carbón es de rango sub bituminoso.

México cuenta con siete cuencas carboníferas a través de todo el país. Dos tercios de los recursos del país se encuentran en Coahuila, donde se ha tenido la mayor actividad minera. En la **Tabla 2.17** se muestran las características de las diferentes cuencas carboníferas en México. (GMI, 2014).

Tabla 2.17: Características del carbón en las Cuencas Carboníferas de México.

Características del carbón de las Cuencas Carboníferas de México							
Cuenca	Carbón %	Materia Volátil %	Ceniza %	Azufre %	Humedad %	Poder Calorífico BTU/kg	Recursos In Situ (Millones de Toneladas)
Sub cuencas Sabinas, Saltillo, Monclova	45.61	16.97	40.43	1.00	1.26	5 897	1 180
Fuentes – Rio Escondido	32.07	30.50	33.27	---	4.16	3 740	1 216
Colombia – San Ignacio Mixteca	32.40	42.6	44.00	3.50	4.10	5 053	252
Plaza de Lobos	31.11	6.92	60.30	0.26	1.05	---	163
Plancha – El Consuelo	29.75	6.02	63.11	0.25	0.82	---	---
San Juan Viejo	40.14	10.07	49.13	0.28	0.47	---	---
Barranca	77.30	4.8	10.60	0.37	8.00	5 216	143
Cabullona	67.45	9.92	18.86	---	3.76	4 107	80
San Pedro Corralitos	27.37	26.75	45.86	0.34	18.20	---	6
Total							3 040

2.4.1 Cuenca Sabinas.

La cuenca Sabinas se sitúa en la parte centro-oriental del estado de Coahuila y constituye la única zona con explotación comercial de carbón en México, **Figura 2.13**. Las vetas de carbón están incluidas en la base de la Formación Olmos de la Época Cretácico Tardío, y en particular de la Edad Maestrichtiano. La Formación Olmos consta de lutitas, limonitas y areniscas. La cuenca Sabinas consta de 8 sub – cuencas, que consisten en 8 sinformas¹⁰, en las cuales se tiene detectada la presencia de carbón y que localmente recibieron el nombre de: Sabinas, Saltillito – Lampacitos, Las Adjuntas, Monclova, Las Esperanzas, San Salvador, El Gavilán y San Patricio. Estas sinformas cubren un área de 6,877 (km²), las características de las subcuencas se resumen en la **Tabla 2.18**.

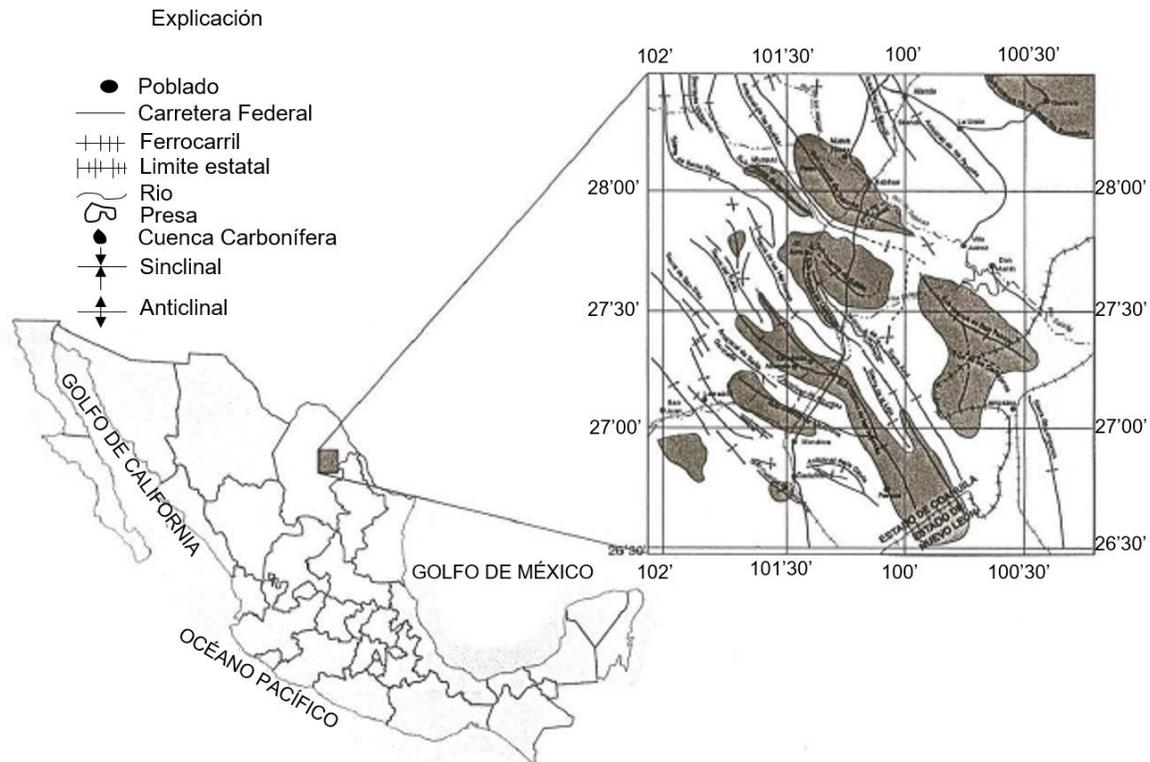


Figura 2.13: Cuenca Carbonífera Sabinas, Coahuila.

¹⁰ Sinforma: depresión de la superficie terrestre en forma de cuenca, cóncava hacia arriba, en la que depositaron estratos de sedimentos, y cuyos flacos se cierran hacia arriba.

Análisis Estadístico de la Producción Mundial de Gas Grisú

Tabla 2.18: Características de las subcuencas de la Cuenca Sabinas.

Características de las subcuencas de la Cuenca Sabinas, Coahuila					
Subcuenca	Tamaño (km)		Número de mantos reconocidos	Rango de espesor de los mantos (cm)	Inclinación de los Flancos (°)
	Ancho Máximo	Largo			
Sabinas	24	59	15	10 – 410	3 – 18
Saltillo-Lampacitos	21	54	2	35 – 345	< 20
Las Esperanzas	7	31	4	5 – 156	> 25
Las Adjuntas	27	134	6	10 – 362	< 15
San Patricio	44	82	1	15 – 90	8 – 15
Monclova	3.5	28	6	7 – 154	8 – 22
San Salvador	2	5.5	7	10 – 70	10 – 15
El Gavilán	1.5	6	No se han detectado	***	29 – 32

Se han realizado varios intentos por estimar los recursos de gas grisú con los que cuenta la cuenca Sabinas. En 2003, la empresa Netherland Sewell International (NSI), a solicitud de Pemex Exploración y Producción (PEP), realizó un estudio para estimar el rango de potencial de metano contenido en los mantos de carbón de la cuenca de Sabinas en Coahuila. Para este estudio se consideraron las seis sub – cuencas más grandes de dicha cuenca. Por el alcance del estudio esta empresa no realizó barrenación en ninguna de las subcuencas y, la obtención de datos duros se limitó a la toma de muestras para los estudios de laboratorio en la Mina La Esmeralda y la Mina III, ambas de MIMOSA, localizadas en la subcuenca de Sabinas. NSI determino por el método probabilístico de Monte Carlo los valores de recursos potenciales de gas en la Cuenca de Sabinas, cuyos resultados se muestran en la **Tabla 2.19**. (Suñé, 2007).

Tabla 2.19: Valores Probabilísticos y Cálculo de Recursos de Gas Contenido en el carbón de la Cuenca Sabinas.

Valores Probabilísticos y Cálculo de Recursos potenciales de Gas Contenido en el Carbón de la Cuenca de Sabinas			
Parámetro	Valor Mínimo (P90)	Valor Medio (P50)	Valor Máximo (P10)
Densidad del Carbón (g/cm³)	1.2	1.4	1.65
Área de la subcuenca (hectáreas)	342 769	685 537	754 334
Espesor de la veta (m)	2	4	9
Contenido de gas (m³/t)	2.83	7.08	17.98
Factor de recuperación	25	50	75
Área de drenado por pozo (hectáreas)	65	65	65
Producción por pozo (Mm³)	6.3	16.8	37
Potencial de gas de en la cuenca (MMMm³)	66.488	177.518	391.112

Otro intento por estimar los recursos potenciales de gas grisú en esta cuenca, fue con los cálculos del Servicio Geológico Mexicano del contenido neto de carbón en la subcuenca de Sabinas (Suñé, 2007) , las reservas y recursos del resto de las subcuencas de la Cuenca de Sabinas se muestran en la **Tabla 2.20**, junto con las de gas grisú contenido en los carbones de la Cuenca de acuerdo a los datos de Santillán (2004) referente a las subcuencas de Sabinas y Saltillo – Lampacitos.

Tabla 2.20: Reservas y Recursos estimados de Carbón.

Reservas y Recursos estimados de Carbón			
Cuenca	Área	Reservas Posibles de Carbón CTU (Mt)	Recursos Potenciales CTU (Mt)
Barranca	San Enrique	1.965	71.3
	San Marcial	0.730	17.5
	Santa Clara	1.631	5.4
	Total	4.326	94.2
Mixteca	Tezoatlán	13.227	120.3
	Tlaxiaco	19.578	62.3
	Mixtepec	---	62
	Total	38.2	244.6
Sabinas	Sabinas	930.324	16.1
	Saltillo-Lampacitos	150.622	0.3
	Las Esperanzas	7.151	2.3
	Las Adjuntas	175.065	---
	San Patricio	1.609	---
	Monclova	26.091	28.3
	Total	1 290.9	47
Cuenca Fuentes – Rio Escondido	Carbón I	203	---
	Carbón II	297	---
	Carbón III	---	292
	Zona IV	100	224
	Zona V	---	100
	Total	600	616
Cuenca Cabullona	Área San Marcos	---	68
	Área El Encino	---	80
	Total	---	148
Cuenca San Pedro Corralitos	---	---	6
Cuenca Ojinaga	Cuenca El Chapo-San José	---	23
Cuenca Colombia – San Ignacio	Área Villa Hidalgo, Coahuila	8.5	7.4
	Colombia, N.L.		
	Toda la cuenca	76	176
Total		2 603	1351.8

Los parámetros utilizados y los resultados obtenidos se muestran en la **Tabla 2.21**. Las estimaciones indican los recursos de gas metano contenido en el carbón, estos se encuentran en un rango de 1.7 a 2.5 TPC. Estos resultados son comparables con el valor mínimo (P90) de las estimaciones de NSI (**Tabla 2.19**) para la cuenca, lo cual es satisfactorio debido a que el cálculo realizado no toma en cuenta los recursos de carbón que se encuentran a profundidad, “carbón neto”, en otras subcuencas.

Tabla 2.21: Estimación de Recursos de Gas Metano en la Cuenca Sabinas.

Estimación de Recursos de Gas Metano en la Cuenca Sabinas, Estado de Coahuila (*)				
Subcuenca	Reservas + Recursos de Carbón (Mt)	Contenido Mínimo de Gas En el Carbón (m³/t)	Contenido Máximo de Gas En el Carbón (m³/t)	Recursos de Gas Metano (Min – Max en Gm³)
Sabinas	4 531	10	14	45 – 63
Saltillito- Lampacitos	151	12	18	2 – 3
Las Esperanzas				
Las Adjuntas				
San Patricio	241	10	18	2 – 5
Monclova				
Total	4 923	---	---	49 – 71

(*) Se asume un contenido de metano de 97% en el gas grisú

Capítulo 3

Leyes y Regulación en México. Resultados de la Reforma Energética.

La industria de hidrocarburos en México estuvo normada hasta diciembre de 2013 por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, expedida el 5 de febrero de 1917; y por la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, expedida en 1925, con diversas reformas durante los sexenios siguientes, hasta el de Felipe Calderón y abrogada finalmente en 2014.

Durante el sexenio 2006 a 2012 se intentó implementar una iniciativa de Reforma Energética de 2008, sin embargo, no se planteaba una iniciativa de modificación de la Constitución sino que se enfocó a la reforma de leyes y la expedición de nuevas leyes, una de las cuales fue la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, misma que se abrogó en 2014.

En la campaña electoral del actual Ejecutivo Federal se establecieron 266 compromisos de los cuales, el 37 y 122 establecían una reforma energética con la premisa de reducir las tarifas eléctricas.

Al tomar posesión de la presidencia de la república, se firma el denominado Pacto por México por las tres fuerzas políticas más importantes. El Pacto establece reformas en materia educativa, telecomunicaciones y financiera, de modo que no se hacía referencia a una reforma energética.

El 12 de agosto de 2013 el Ejecutivo Federal presenta ante el Senado de la República una iniciativa de reforma a los artículos 27 y 28 constitucionales, la cual fue aprobada al igual que la reforma al 25 constitucional. El 20 de diciembre de 2013 se hace público en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

Finalmente, el 11 de agosto de 2014 se publican en el Diario Oficial de la Federación las reformas a las leyes secundarias teniendo como resultado:

Nueve leyes expedidas:

1. Ley de Hidrocarburos.
2. Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.
3. Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.
4. Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.
5. Ley de Petróleos Mexicanos.

6. Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
7. Ley de la Industria Eléctrica.
8. Ley de la Comisión Federal de Electricidad.
9. Ley de Energía Geotérmica.

Doce leyes reformadas:

1. Ley de Asociaciones Público – Privadas.
2. Ley de Inversión Extranjera.
3. Ley Federal de Derechos.
4. Ley General de Deuda Pública.
5. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
6. Ley Federal de Entidades Paraestatales.
7. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.
8. Ley de Aguas Nacionales.
9. Ley de Coordinación Fiscal.
10. Ley Minera.
11. Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
12. Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.

Dos leyes abrogadas:

1. Ley de Petróleos Mexicanos.
2. Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

Con esto, la institucionalidad de la Reforma Energética en materia de explotación y extracción de hidrocarburos, se basa en tres organismos federales encabezados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con apoyo de la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en lo relativo a temas fiscales de los contratos o asignaciones. Además, en este esquema colaborativo, se incluye a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) quien fungirá como una autoridad de control en el sector hidrocarburos vía la Agencia Nacional

de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) y la creación del Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), responsable del transporte y, del Sistema Nacional de Tuberías y de Almacenamiento de Gas Natural.

Sin duda la Reforma es una iniciativa compleja en materia técnica y legal pues los temas que de ella derivan son de competencia, nuevas tecnologías, regulación eficiente, transparencia y desarrollo sustentable. El sector energético se convierte en una fuente de crecimiento económico, se fortalece y moderniza a Pemex dándole a esta empresa productiva del estado la suficiente capacidad y flexibilidad para cumplir su misión de beneficiar a la sociedad mexicana a largo plazo.

Del mismo modo, en virtud del artículo 28 de la Constitución Federal, fue creado un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo Para La Estabilización y el Desarrollo que será administrado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con el Banco de México (BdeM), como institución financiera, que se encarga de la recepción, gestión y distribución de los beneficios resultantes de los contratos de la exploración y producción de hidrocarburos, con la exclusión de los impuestos.

3.1 Ley de Hidrocarburos.

La Ley de Hidrocarburos es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto, artículo 27, párrafo séptimo y artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y tiene por objeto regular la industria de hidrocarburos en territorio nacional que se encuentren en el subsuelo, incluyendo la plataforma continental y la zona económica exclusiva situada en el mar territorial y sus adyacentes, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico.

El artículo 25 Constitucional en su párrafo cuarto señala que:

“El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el Artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan”.

El artículo 27 Constitucional en su párrafo séptimo señala que:

“Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o substancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como [...] el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos [...]”.

El artículo 28 Constitucional en su párrafo cuarto señala que:

“No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: [...]; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica, [...]”.

Bajo las premisas anteriores, la industria de Hidrocarburos en territorio nacional abarca:

- a. El Reconocimiento y Exploración Superficial y la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- b. El tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento del petróleo.
- c. El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de Gas Natural.
- d. El transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de petrolíferos, y
- e. El transporte por ductos y almacenamiento que se encuentre vinculados a ductos petroquímicos.

Las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos se consideran estratégicas y solo la Nación llevara a cabo dichas actividades por conducto de Asignatarios o Contratistas.

Las actividades de Reconocimiento y Exploración superficial, así como el tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento de petróleo podrán llevarse a cabo por Petróleos mexicanos (PEMEX), cualquier otra empresa productiva del estado, así como particulares, previa autorización o permiso según corresponda.

La Secretaría de Energía (SENER) podrá otorgar a Pemex, o a cualquier otra empresa productiva del estado, de manera excepcional, Asignaciones para realizar Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

La Secretaría de Energía deberá motivar que la Asignación de que se trate es el mecanismo más adecuado para el interés del Estado, en términos de producción y garantía de abasto de Hidrocarburos y que el posible Asignatario cuente con la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los hidrocarburos en forma eficiente y competitiva, para lo que deberá contar con la opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

La Secretaría de Energía emitirá los títulos en que se otorgue una Asignación, mismos que contendrán:

- a. El área de asignación;
- b. Los términos y condiciones que deberán observarse en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos;
- c. Las condiciones y los mecanismos para la reducción o devolución del área de Asignación;

- d. La vigencia y condiciones para su prorroga;
- e. La adquisición de garantías y seguros;
- f. El contenido mínimo de contenido nacional, y
- g. El plazo para que el asignatario presente a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para su aprobación, el plan de Exploración o el Plan de Desarrollo para la Extracción.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá a su cargo:

- Apoyar técnicamente a la Secretaría de Energía en la selección de Áreas de Asignación;
- Administrar técnicamente y supervisar el cumplimiento de los términos y condiciones de la Asignación de que se trate, y
- Aprobar los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción, así como sus modificaciones.

Los contratos señalan en todos los casos que los Hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación.

Pemex y las demás empresas productivas del Estado podrán solicitar a la Secretaría de Energía la migración de las Asignaciones de las que sean titulares a Contratos para Exploración y Extracción y de ser aprobada la migración, Pemex y las demás empresas productivas del Estado podrán celebrar alianzas o asociaciones con personas morales que se rijan por el derecho común, mediante licitación, conforme a la Ley para la Adjudicación de Contratos para la Exploración y Extracción, siempre y cuando represente las mejores condiciones convengan al Estado.

La licitación se llevará a cabo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, conforme a los lineamientos técnicos y las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que para tal efecto establezca la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, respectivamente.

Se requerirá autorización previa de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para la celebración de una alianza o asociación cuando el control corporativo y de gestión se ceda al Contratista, total o parcialmente y, el control de las operaciones del Área Contractual.

La Secretaría de Energía podrá incluir en los lineamientos de la licitación, una participación del Estado, que no podrá exceder del 30% de la inversión del proyecto por lo que hace a los incisos b) y c) siguientes, a través de Pemex o cualquier empresa productiva del Estado o de un vehículo financiero especializado del Estado cuando:

- a. El área contractual coexista, a distinta profundidad con un área de Asignación;
- b. Existan oportunidades para impulsar la transferencia de conocimiento y tecnología de Pemex u otra empresa productiva del Estado.
- c. Se trate de proyectos que se deseen impulsar a través de un vehículo financiero especializado del Estado Mexicano.

En los casos en que exista la posibilidad de encontrar yacimientos transfronterizos, la Secretaría de Energía establecerá una participación obligatoria de al menos 20% de la inversión o proyecto, de Pemex u otra empresa productiva del Estado; de confirmarse la existencia de un yacimiento Transfronterizo en el Área Contractual, se estará a lo dispuesto en los convenios de operación respectivos que se pacten con base a los tratados internacionales de los que México sea parte.

Para determinar las contraprestaciones que se establezcan en los contratos, se estará a lo dispuesto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Las causas por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos puede rescindir administrativamente los contratos y, recuperar el área contractual son cuando se presente una causa grave, que el contratista no inicie o suspenda actividades por más de 180 días consecutivos o que el Asignatario incumpla el Plan de Exploración o de Desarrollo para la Extracción autorizado o, el compromiso mínimo de trabajo, sin causa justificada o que el Contratista ceda parcial o totalmente la operación o, los derechos conferidos en el contrato, sin contar con autorización previa de la CNH.

El Estado Mexicano es propietario de la información geológica, geofísica, petrofísica, y en general, la que se obtenga o se haya obtenido de las Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial y de Exploración y Extracción llevadas a cabo por cualquier empresa productiva del estado o por cualquier persona.

Las empresas productivas del estado y cualquier otro contratista no podrán publicar, entregar o allegarse de información por medios distintos a los señalados en la Ley o sin contar con el consentimiento de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

De la información que se obtenga de las Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, que incluyen:

- a. Adquisición, procesamiento, reprocesamiento, interpretación y control geológico de la sísmica 2D, 3D y multicomponente 3C;
- b. Pre-proceso, interpretación de datos sísmicos, modelo de velocidades y migración, en tiempo y en profundidad;
- c. Adquisición magnética, gravimétrica, geoelectrica y magnetotelúrica;
- d. Cualquier otra que se obtenga por medios diferentes a los previamente listados.

Los Asignatarios, Contratistas y todos los autorizados que realicen dichas actividades, tendrán derecho al aprovechamiento comercial de la información que obtengan, dentro del plazo que se establezca en la regulación que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos podrá celebrar contratos con Pemex o cualquier otra empresa productiva del Estado o a otras entidades públicas, instituciones académicas y a cualquier otra persona para llevar a cabo Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial a cambio de una contraprestación, que en todos los casos deberá estar referida a condiciones de mercado.

Le corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos el resguardo, uso, administración y actualización de la información antes señalada por medio del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), en el entendido de que dicha información será considerada como confidencial.

En lo relativo a la exploración y explotación de gas asociado a la veta de carbón mineral, el artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos señala que:

“No se requerirá llevar a cabo un proceso de licitación y el Contrato para la Exploración y Extracción se podrá adjudicar directamente a los titulares de concesiones mineras, exclusivamente para las actividades de Exploración y Extracción de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral y producido por la misma. Para cada mina en que se realicen o se vayan a iniciar actividades de extracción de carbón, se podrá solicitar la adjudicación del contrato de exploración y extracción, en los términos del presente párrafo”.

“La Exploración y Extracción del Gas Natural asociado al carbón mineral que se realice sin explotar el carbón, sólo se podrá realizar a través de un Contrato para la Exploración y Extracción que adjudique la Comisión Nacional de Hidrocarburos por medio de una licitación...”.

En su Segundo Transitorio señala que:

“Los titulares de concesiones mineras que a la entrada en vigor de la presente Ley cuenten con permiso para la recuperación y aprovechamiento de Gas Natural asociado a los yacimientos de carbón mineral, podrán continuar las actividades autorizadas en dicho permiso, sin que ello implique que les son conferidos derechos adicionales para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos”.

Y de conformidad con lo dispuesto en el Transitorio Séptimo de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de concesiones mineras que a la entrada en vigor de la Ley contarán con permiso para la recuperación y aprovechamiento de Gas Natural asociado a los yacimientos de carbón mineral. Podrán solicitar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos la adjudicación directa del Contrato para la Exploración y Extracción del gas natural que se encuentre en la veta de carbón mineral siempre y cuando este se encuentre en el área amparada, en un plazo de noventa días naturales.

3.2 Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

El Reglamento de la Ley de Hidrocarburos (RLH) fue publicado el 31 de octubre de 2014 (DOF, 2014), tiene por objeto reglamentar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos y del Reconocimiento y Exploración Superficial así como las disposiciones aplicables a la industria de hidrocarburos.

En lo relativo al gas contenido en la veta de carbón mineral prevé en sus artículos 51, 52 y 53 los requerimientos mínimos y el procedimiento de solicitud que deberá presentar el titular de una concesión minera a la Secretaría de Energía, y que esté interesado en

obtener la adjudicación directa de un Contrato para la Exploración y Extracción de Gas Natural Asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma.

Artículo 51

“El titular de una concesión minera que esté interesado en obtener la adjudicación directa de un Contrato para la Exploración y Extracción de Gas Natural asociado a su mina de carbón en términos del artículo 27 de la Ley, deberá presentar a la Secretaría una solicitud [...]”:

Esta solicitud debe de incluir como mínimo:

1. El título de concesión minera vigente, y los estudios con los que se determinó la existencia de recursos de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral y la propuesta de Plan de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de dichos recursos
2. El informe de comprobación a que se refiere el artículo 28 de la Ley Minera.
3. La documentación con la que acredite que cuenta con solvencia económica y capacidad técnica, administrativa y financiera necesarias para llevar a cabo las actividades de Exploración y Extracción del Gas Natural producido y contenido en la veta del carbón mineral.
4. El documento mediante el cual la Secretaría de Economía informe a la Secretaría sobre el cumplimiento del concesionario de las obligaciones correspondientes al título de concesión minera de que se trate, incluyendo las obligaciones establecidas en la Ley Federal de Derechos, así como la constancia de no tener anotaciones preventivas en libros del Registro Público de Minería por parte de autoridad jurisdiccional que limiten los derechos del concesionario.
5. Los escenarios de precios utilizados, las características geológicas del área de la concesión minera, la información sobre la calidad del Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral, la descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor de la concesión minera.

Artículo 52

“La Secretaría resolverá la solicitud de adjudicación directa de conformidad con el procedimiento siguiente:

1. *En un plazo de cinco días hábiles contado a partir de la recepción de la solicitud, remitirá ésta a la Comisión para la emisión de su opinión técnica sobre la procedencia de otorgar el Contrato para la Exploración y Extracción respectivo;*
2. *La Comisión contará con un plazo de quince días hábiles para remitir a la Secretaría la opinión técnica sobre la procedencia de la solicitud, contado a partir de la recepción de la misma, y*
3. *La Secretaría notificará al concesionario minero la resolución sobre la procedencia de su solicitud en un plazo de cinco días hábiles contado a partir de la recepción de la opinión técnica que emita la Comisión y, en caso de ser favorable, sobre el*

inicio del proceso para definir el Modelo de Contratación, los Términos y Condiciones Técnicas y las Condiciones Económicas Relativas a los Términos Fiscales, de conformidad con el artículo siguiente”.

Artículo 53

“En caso de ser procedente la adjudicación directa de un Contrato para la Exploración y Extracción de Gas Natural asociado a una mina de carbón a que se refiere el artículo anterior, se estará a lo siguiente:

- 1. La Secretaría remitirá a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y a la Comisión, en un plazo de quince días hábiles, la solicitud de adjudicación directa completa, la resolución de la procedencia de la adjudicación directa, la propuesta de Modelo de Contratación que corresponderá al Área Contractual y la información soporte que se determine en los convenios de coordinación que al efecto suscriban dichas dependencias.*

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Comisión emitirán su opinión sobre la propuesta de Modelo de Contratación, en un plazo de cinco días hábiles;

- 2. Determinado el Modelo de Contratación, la Secretaría contará con un plazo de veinte días hábiles para determinar los Términos y Condiciones Técnicas y solicitar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público que establezca las condiciones económicas relativas a los términos fiscales conforme a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y su Reglamento, y*
- 3. Concluido lo anterior, la Secretaría enviará a la Comisión la información necesaria para la suscripción del Contrato para la Exploración y Extracción de Gas Natural asociado a una mina de carbón, en un plazo de cinco días hábiles a efecto de que la Comisión inicie la formalización del mismo”.*

3.3 Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos tiene por objeto establecer el régimen de los ingresos que recibirá el Estado Mexicano derivados de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos que se realicen a través de las Asignaciones y Contratos; las disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los Contratos.

Los contratos para la exploración y extracción considerarán los siguientes aspectos:

- Que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación.
- Se otorgarán a quien por licitación haya ofrecido las mejores condiciones económicas para el Estado y el mayor compromiso de inversión.
- Podrá ser objeto de rescisión administrativa por causas graves específicas y el contratista podrá ser acreedor a un finiquito.
- Los contratistas podrán registrar el beneficio económico esperado para efectos financieros y contables.

- Se podrá establecer una participación directa del Estado (máximo 30%) a través de Pemex o de un vehículo financiero de la SENER.
- El Estado participará directamente en la inversión (al menos 20%) en las zonas donde pudiera haber un yacimiento transfronterizo.

En el proceso de diseño, otorgamiento, operación y administración de los contratos se propone un mecanismo institucional de pesos y contrapesos que contempla la participación de: la SENER, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la CNH, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Sus responsabilidades se dividen de la siguiente forma:

1. La SENER se encargará de i) seleccionar las áreas para licitación de contratos, ii) determinar y diseñar el tipo de contrato que aplicará a cada área contractual y iii) emitir los lineamientos técnicos para establecer las bases de licitación.
2. La SHCP será responsable de determinar: i) los términos económicos y fiscales de los contratos; ii) las variables de adjudicación, que serán de carácter económico; y iii) verificar el correcto cumplimiento de las obligaciones fiscales y contractuales, incluyendo las operaciones que realice el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.
3. La CNH llevará a cabo las licitaciones para adjudicar contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos y, suscribirá los contratos con el ganador de la licitación. También aprobará los planes de exploración y extracción y autorizará la perforación de pozos.
4. La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente será la encargada de supervisar y, en su caso, sancionar a los contratistas y asignatarios en materia de protección de las personas, los bienes y el medio ambiente.
5. El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo será el encargado de: i) recibir todos los ingresos, ii) realizar los pagos según lo establecido en cada contrato y iii) administrar los recursos que corresponden al Estado.

Los elementos considerados para el régimen fiscal son consistentes con los estándares internacionales para asegurar que la Nación capture la renta petrolera e impulsar la exploración y extracción de hidrocarburos. En la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se norman, entre otros, las siguientes modalidades de contraprestaciones:

1. El pago de regalías básicas y adicionales;
2. Cuotas por la fase exploratoria;
3. Para los contratos de licencia, un bono por la suscripción del contrato, y
4. Pagos determinados como una proporción de la utilidad (en especie o en efectivo).

Las modalidades de contratación son: de licencia, de utilidad o producción compartida y de servicios. Las modalidades de contraprestación son: la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo para los contratos de licencia; un porcentaje de utilidad, para los contratos de producción compartida y en efectivo para los contratos de servicios.

En relación con lo antes señalado la Ley establece el régimen fiscal aplicable a la extracción de Hidrocarburos, sin implicar un esquema tributario ya que no tiene naturaleza de contribuciones las prestaciones que obtendrán el Estado de la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Respecto a las Asignaciones, el Estado concede a una empresa productiva del Estado el aprovechamiento de los Hidrocarburos, se establece un régimen de tributación de derechos sobre Hidrocarburos en el marco de la Ley Federal de Derechos que, consecuentemente, ha sido reformada a fin de incorporar los derechos correspondientes.

En la **Tabla 3.1** se describe el Régimen Fiscal de cada tipo de contratos y en las **Figura 3.1, Figura 3.2, y Figura 3.3** se resumen el régimen fiscal de cada uno de los contratos.

Tabla 3.1: Régimen Fiscal de Empresas Productivas del Estado y Particulares

Contratos de licencia	- Impuesto Sobre la Renta
	- Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
	- Cuota Contractual
	- Regalía
	- Bono de Firma
	- Contraprestación
Contratos de Producción Compartida y Utilidad Compartida	- Impuesto Sobre la Renta
	- Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
	- Cuota Contractual
	- Regalía
Contratos de Servicio	- Contraprestación
	- Impuesto Sobre la Renta
	- Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
	- Contraprestación en Efectivo

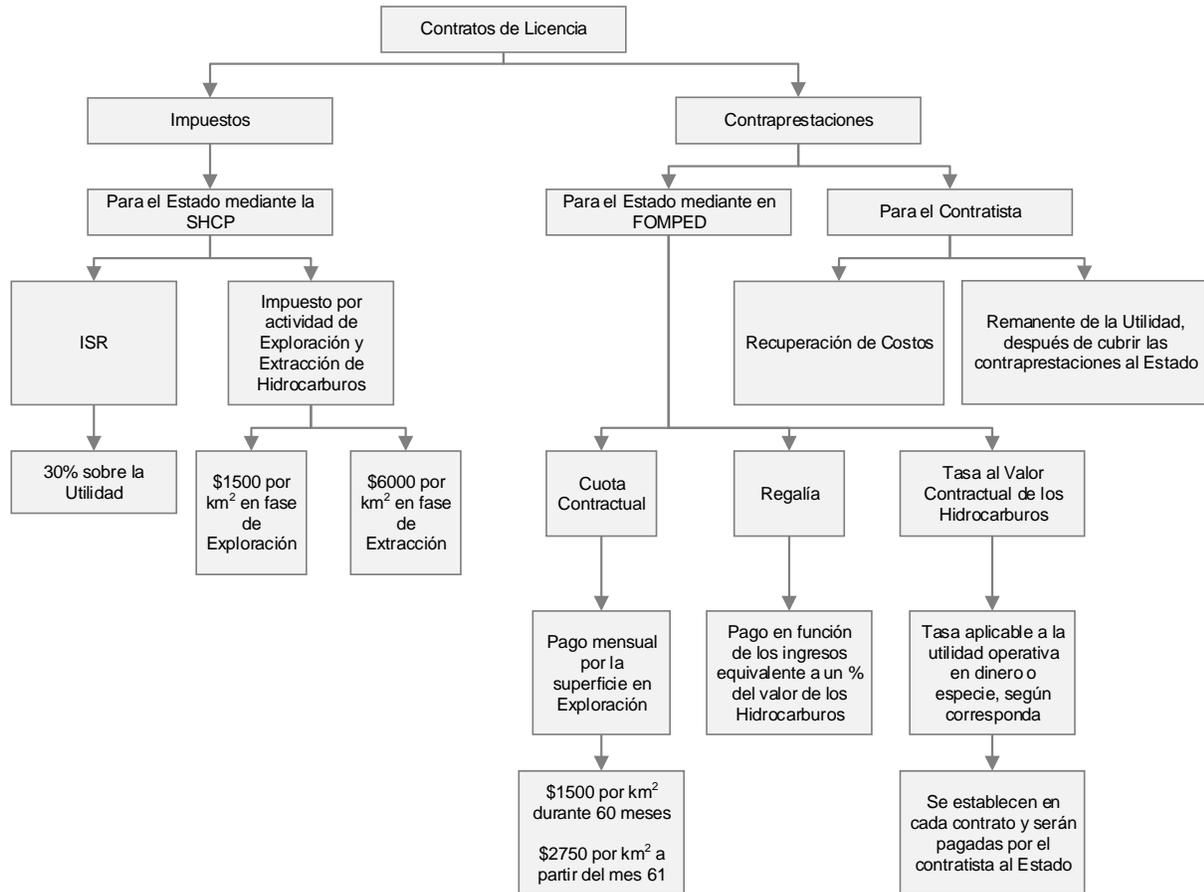


Figura 3.1: Régimen Fiscal del Contrato de Licencia.

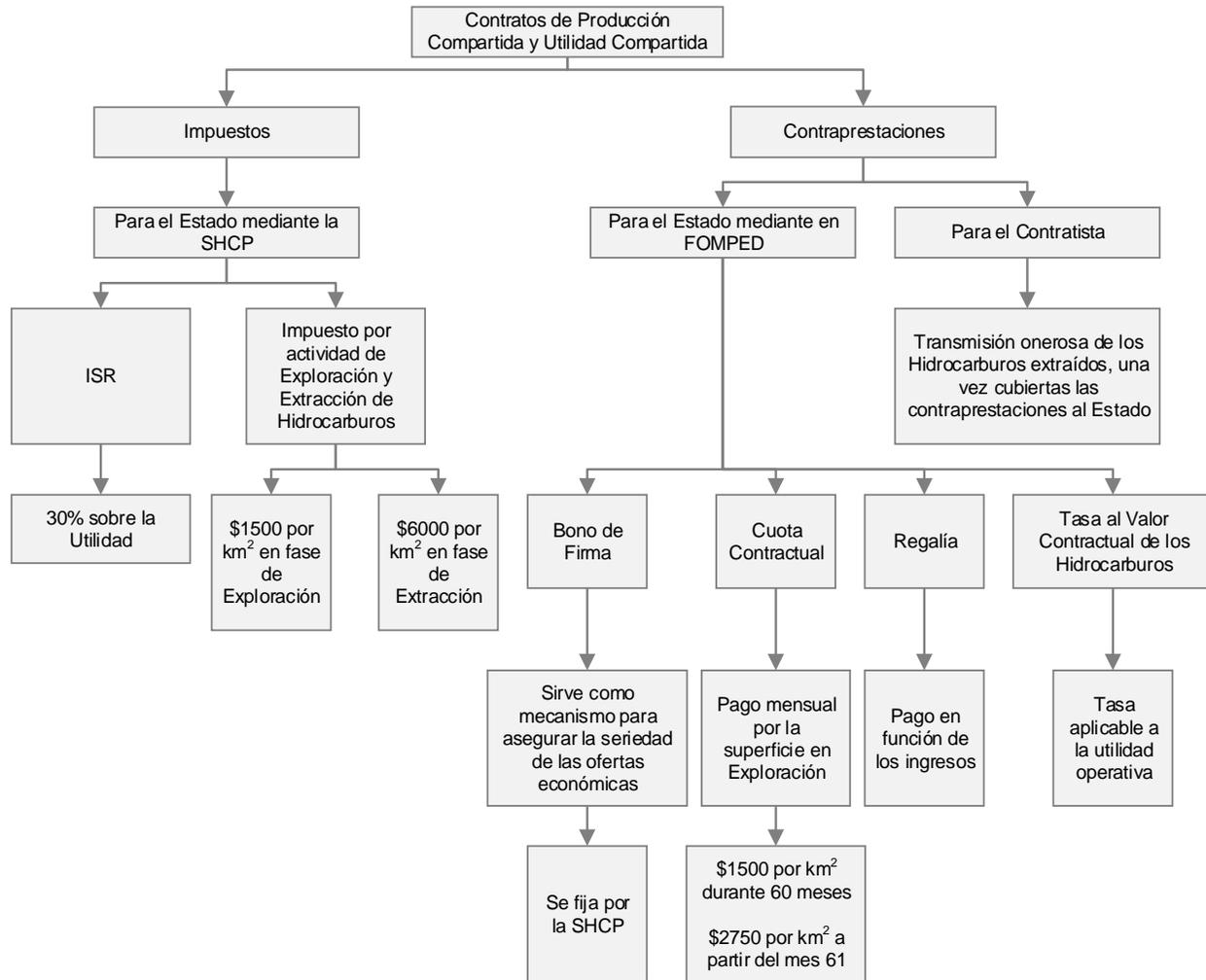


Figura 3.2: Régimen Fiscal de los Contratos de Producción Compartida y Utilidad Compartida.

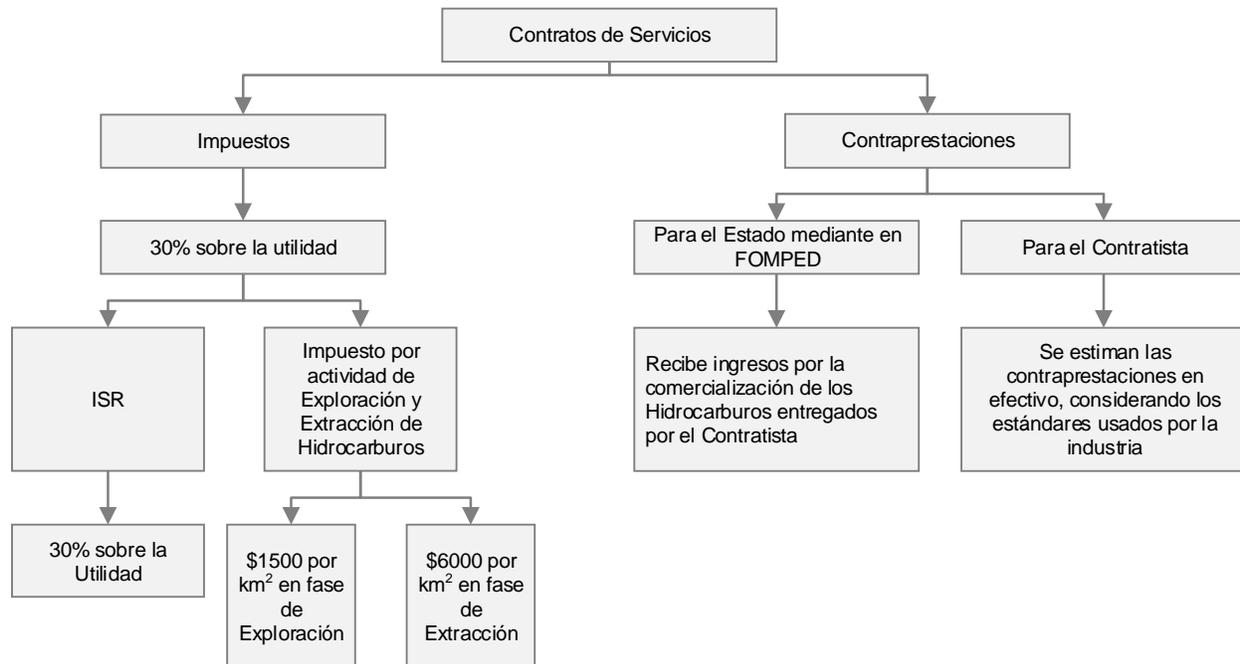


Figura 3.3: Régimen Fiscal de los Contratos de Servicio.

3.4 Ley Minera.

La Ley Minera es Reglamentaria del Artículo 27 en materia de minería, por lo que las actividades de exploración, explotación y beneficio de los minerales, o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, así como de las salinas formadas directamente por las aguas marinas provenientes de mares actuales, superficial o subterráneamente, de modo natural o artificial y de las sales y subproductos de estas, se sujetarán a las disposiciones de la Ley Minera.

La Ley Minera sufrió varias modificaciones como consecuencia de la de la reforma energética, una de ellas es que se reconoce el Gas Asociado al Carbón como Hidrocarburo por lo que queda fuera de la Ley Minera. En su artículo 5 menciona que se exceptúan de la presente Ley todo tipo de Hidrocarburos como lo dice su Fracción I:

“El petróleo y los demás hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, que se encuentren en el subsuelo”.

Además, el Artículo 6 de la Ley Minera señala que el carácter preferente de las actividades de exploración y beneficio de los minerales o sustancias que regula la Ley Minera, no tendrán efectos frente a las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, así como frente al servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Establece la obligación para los titulares de concesiones mineras el informar a la Secretaría de Energía sobre el hallazgo de cualquier hidrocarburo en el área de la concesión minera.

Por disposición transitoria, se establece que se abroga el Reglamento de la Ley Minera en Materia de Gas Asociado a los Yacimientos de Carbón Mineral. Además se establece que en las áreas en que hubo o haya asignaciones mineras con potencial para la extracción de gas asociado a los yacimientos de carbón, se consideraran como reservados y para ello el ejecutivo Federal establecerá esta Reserva, en el entendido de que esta disposición transitoria no será aplicable para las concesiones mineras que se encuentren vigentes a la entrada en vigor de las reformas a la ley.

3.5 Disposiciones Administrativas en Materia de Gas Asociado a la Veta de Carbón Mineral.

Las disposiciones administrativas de carácter general mediante las que se determina, los requisitos que deberán incluir las solicitudes de los titulares de una concesión minera que estén interesados en obtener la adjudicación directa, de un Contrato para la Exploración y Extracción de Gas Natural Asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma fueron publicadas el 09 de diciembre de 2015 en el DOF.

Estas disposiciones tienen por objeto establecer los requisitos que deberán presentar ante la Secretaría de Energía los titulares de concesiones mineras interesados en obtener la adjudicación directa de un Contrato para la Exploración y Extracción de Gas Natural contenido en la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma.

Se establece que los solicitantes que estén interesados en obtener la adjudicación directa de un Contrato para la Exploración y Extracción de Gas Natural asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma, deberán acompañar a la Solicitud con la siguiente documentación:

1. Copia certificada del título de concesión minera vigente.
2. Documentación con la que el Solicitante acredite su calidad y personalidad.
3. Documento emitido por la Secretaría de Economía en el que conste el cumplimiento de las obligaciones correspondientes al título de concesión minera de que se trate, incluyendo las obligaciones de pago de derechos en términos de la Ley Federal de Derechos, emitido durante los seis meses previos a la solicitud, y
4. Documento emitido por el Registro Público de Minería en el cual conste que el titular de la concesión minera no tiene anotaciones preventivas en los libros de dicho Registro por parte de autoridad jurisdiccional que limiten sus derechos, emitido dentro de los seis meses previos a la solicitud.

Para acreditar la existencia de recursos de Gas Natural, para cada mina en que se realicen o se vayan a iniciar actividades de extracción de carbón mineral, los Solicitantes

deberán acompañar a su Solicitud con el Estudio que acredite la existencia de recursos de Gas Natural, mismo que deberá ser realizado por alguna empresa nacional o internacional, con al menos 5 años de experiencia en la exploración y extracción del gas natural contenido en la veta de carbón; o por alguna institución académica que cuente con estudios de postgrado en el área de geociencias.

Dicho estudio deberá contener, al menos, lo siguiente:

1. Características geológicas del área donde se encuentre la mina que demuestre en que formación estratigráfica se encuentra el yacimiento de carbón mineral al que está asociado el Gas Natural a extraer;
2. Caracterización geoquímica del Gas Natural que se pretende recuperar;
3. Evaluación de las reservas de carbón mineral que exprese el contenido de Gas Natural en metros cúbicos por tonelada, así como la estimación del volumen de Gas Natural asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma; debiendo precisar la fuente o metodología utilizada para estimar las reservas;
4. Secciones transversales del manto de carbón mineral;
5. Volumen de carbón mineral;
6. Descripción del tipo de carbón mineral, y
7. Descripción de la existencia o probable existencia de acuíferos, indicando la profundidad a la que se encuentran.

Para demostrar que van a realizar actividades de extracción de carbón mineral en términos del artículo 51, fracción III del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, los Solicitantes deberán acompañar a su Solicitud de:

1. Documento que demuestre haber pactado el financiamiento del proyecto;
2. Documento que demuestre la propiedad, o haber comprometido la adquisición o arrendamiento de los principales equipos, o
3. Carta expedida por un auditor externo que certifique haber erogado al menos el treinta por ciento de la inversión total requerida en el proyecto para la adquisición de activos fijos.

Para acreditar la solvencia económica y capacidad financiera, los Solicitantes deberán acompañar a su Solicitud, para cada mina en que se realicen o se vayan a iniciar actividades de extracción de carbón mineral:

1. Documento que detalle la evaluación económica del proyecto de Exploración y Extracción de Gas Natural asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma y de extracción de carbón mineral, sin considerar las contraprestaciones a que se refiere la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y
2. Estados financieros dictaminados del último año y estados financieros del trimestre más reciente que demuestren que el Solicitante cuenta con un capital suficiente para garantizar las actividades a realizar.

Para acreditar las capacidades técnicas, los Solicitantes deberán acompañar a su Solicitud para cada mina en que se realicen o se vayan a iniciar actividades de extracción de carbón mineral:

1. Propuesta de plan de exploración;
2. En el caso del plan de extracción de Gas Natural se deberá presentar, al menos, lo siguiente:
 - a. Localización geográfica con mapas de ubicación en superficie y coordenadas geográficas;
 - b. Descripción general del yacimiento que contenga el régimen tectónico, marco estructural, litología, ambiente de depósito y contenido de Gas Natural;
 - c. Volumen de Gas Natural asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma;
 - d. Informe sobre la composición del Gas Natural;
 - e. Plan de Desarrollo para la Extracción del Gas Natural
3. Programa de procura prospectivo de las principales obras y servicios que se contratarán con terceros para la Extracción del Gas Natural asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma, y
4. Descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor, es decir, las carreteras, las vías de tren, las tuberías para transportar el Gas Natural, entre otros que se consideren relevantes.

Para acreditar la capacidad administrativa, los Solicitantes deberán acompañar a su Solicitud para cada mina en que se realicen o se vayan a iniciar actividades de extracción de carbón mineral:

1. Documentos mediante los cuales se demuestre que el personal técnico que estará a cargo de las operaciones del proyecto de Exploración y Extracción del Gas Natural asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma, cuenta con experiencia acreditable de por lo menos 5 años, en proyectos similares, y
2. Detalle de la infraestructura y equipos necesarios para ejecutar los proyectos de Exploración y Extracción del Gas Natural asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma, por cuenta propia o a través de terceros.

La Secretaría de energía resolverá la procedencia de la Solicitud de conformidad con el procedimiento siguiente:

1. En un plazo de cinco días hábiles a partir de la recepción de la Solicitud, la Secretaría la remitirá a la Comisión para que emita su opinión técnica sobre la procedencia de dicha Solicitud.
2. La Comisión contará con un plazo de quince días hábiles contados a partir de la recepción de la Solicitud referida en el párrafo anterior, para remitir a la Secretaría la opinión sobre la procedencia de la misma, relacionada con la solvencia económica, y capacidad técnica, administrativa y financiera;

Durante dicho plazo, a petición de la Comisión, la Secretaría podrá requerir a los Solicitantes aclaraciones técnicas respecto de la documentación previamente remitida como parte de su Solicitud, a fin de contar con mayores elementos para emitir su opinión.

3. La Secretaría notificará al Solicitante la resolución sobre la procedencia de su Solicitud en un plazo de cinco días hábiles contados a partir de la recepción de la opinión técnica que emita la Comisión.

En caso de que la resolución se emita en sentido negativo, el Solicitante conservará su derecho para solicitar de nueva cuenta la adjudicación directa de un contrato para la Exploración y Extracción de Gas Natural asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma.

En caso de que la resolución se emita en sentido favorable, la Secretaría y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, definirán en el ámbito de sus competencias, el modelo de contratación, los términos y condiciones técnicos del Contrato y las condiciones económicas relativas a los términos fiscales. En su caso, la Secretaría solicitará la opinión correspondiente de la Comisión en el ámbito de su competencia.

4. En un plazo no mayor a cinco días hábiles, la Secretaría remitirá a la Comisión la información necesaria para que ésta pueda formalizar el Contrato para la Exploración y Extracción de Gas Natural asociado a la Veta de Carbón Mineral y producido por la misma.
5. En el supuesto de que la Solicitud no cumpla con los requisitos y criterios previstos en la Ley, el Reglamento y las Disposiciones, la Secretaría contará con un plazo de diez días hábiles para prevenir al Solicitante, contados a partir del ingreso de la Solicitud.

El solicitante contará con veinte días hábiles para atender la prevención realizada por la Secretaría. En caso de no atender la prevención en tiempo y forma, se desechará el trámite respectivo.

3.6 Marco Regulatorio en los países con potencial de gas grisú.

3.6.1 Estados Unidos.

El marco legal y regulatorio aplicable a los recursos no convencionales en los Estados Unidos es una mezcla de leyes, estatutos y reglamentos a nivel federal, estatal, regional y local. La mayoría de estas normas cubren prácticamente todas las etapas de la cadena de valor, desde la exploración hasta la restauración del lugar; además, se incluyen disposiciones para la protección del medio ambiente y el manejo de aire, la tierra, los residuos y el agua.

Los estados tienen la responsabilidad primordial de la regulación y la ejecución en terrenos fuera de la propiedad federal. Este enfoque permite algunas condiciones regionales específicas, tales como la geología o diferentes prioridades económicas o ambientales, que deben tenerse en cuenta, con modificaciones consecutivas en las prácticas regulatorias entre los estados. Sin embargo, en las tierras federales, el gobierno federal es dueño de las tierras así como de los recursos minerales que se encuentran en dichas tierras y regula directamente el proceso de extracción.

En este contexto regulatorio, la industria del gas en Estados Unidos es competitiva y flexible, esto se refleja en la participación de pequeñas y medianas empresas independientes y en los precios, que al estar desregulados permiten reflejar las condiciones del mercado. Además, hay un fuerte apoyo gubernamental mediante programas que impulsan la investigación y comercialización que se traduce en un fuerte avance en materia tecnológica, pieza fundamental en la ejecución de proyectos no convencionales.

3.6.2 Canadá.

El gas no convencional en Canadá está sujeto a una serie de leyes y reglamentos federales, provinciales y locales que rigen las actividades iniciales, incluidas las relativas a los impactos ambientales. La mayoría de los reglamentos sobre petróleo y gas son pertenecientes a la provincia, ya que los recursos pertenecen a las provincias (con excepción de los de países de origen). El Consejo Nacional de Energía es el ente regulador federal para asuntos internacionales e inter provinciales de energía, mientras que la Agencia del Medio Ambiente de Canadá es la responsable de la protección del medio ambiente, incluyendo la administración y aplicación de las leyes federales.

El marco regulatorio de Canadá varía según la provincia, pero en respuesta a la presión pública y el interés comercial por las oportunidades de gas no convencional que existen en Canadá, los reguladores de todo el país enfocan su atención a los posibles riesgos de contaminación debido al fracturamiento hidráulico y a la disposición de las aguas residuales proveniente de los pozos productores de estos recursos. Mientras que cada provincia tiene sus propias regulaciones particulares, todas las jurisdicciones tienen leyes para proteger los acuíferos de agua dulce y para asegurar el desarrollo responsable.

En el oeste de Canadá, los productores de gas están sujetos a los requisitos que pide la regulación para reinyectar el agua producida, en zonas salinas profundas, situadas muy por debajo de la base de las aguas subterráneas, mediante pozos diseñados para su disposición. En otras regiones, donde no hay este tipo de pozos para su eliminación, las regulaciones provinciales establecen los requisitos para el tratamiento y eliminación del agua producida.

En otro aspecto de la regulación, para el uso del agua se requiere de la agencia reguladora responsable o departamento gubernamental. Los reguladores y los gobiernos tienen una variedad de mecanismos de control disponibles para gestionar el uso del agua

y mitigar los impactos potenciales, incluyendo la capacidad de limitar la velocidad a la que se utiliza el agua de cualquier fuente y para especificar los límites globales de uso del agua. También existen regulaciones destinadas a minimizar el impacto medioambiental de las operaciones de perforación y producción, por ejemplo, exigiendo plataformas de perforación centralizadas y que requiere la restauración de la tierra después de la producción ha cesado.

Los reguladores y los gobiernos tienen una variedad de mecanismos de control disponibles para gestionar el uso del agua y mitigar los impactos potenciales, incluyendo la capacidad de limitar la velocidad a la que se utiliza el agua de cualquier fuente y para especificar los límites globales de uso del agua. También existen regulaciones destinadas a minimizar el impacto ambiental de las operaciones de perforación y producción, por ejemplo, exigiendo plataformas de perforación centralizadas y la restauración de la tierra después de que la producción ha cesado.

3.6.3 China.

China, al tener una alta prioridad en impulsar su industria y economía, ha desarrollado políticas públicas y regulaciones centralizadas para enfrentar menos obstáculos en materia ambiental que Europa o Estados Unidos. No obstante, el marco regulatorio evoluciona y con ello el operador podría verse afectado de distintos modos, por ejemplo, en las condiciones de acceso, el régimen fiscal, las restricciones ambientales y el desarrollo de infraestructura.

Las decisiones políticas estratégicas en China están relacionadas con la gestión de recursos y la protección del medio ambiente que se realizan a nivel nacional, con la aplicación y cumplimiento de responsabilidades frecuentemente delegadas a las autoridades locales. Muchos aspectos del marco legal y regulatorio de China en materia de petróleo y gas están ampliamente definidos, lo que permite a los reguladores locales considerar las circunstancias específicas del proyecto en sus decisiones (aunque esto también puede conducir a resultados impredecibles), aunado a ello surgen desafíos debido a la fragmentación y superposición de responsabilidades entre diversas entidades reguladoras, la incertidumbre sobre la coordinación eficaz entre ellos y la aplicación potencialmente inconsistente de las regulaciones. (EIA, 2012).

Capítulo 4

Exploración y Explotación del Gas Grisú.

4.1 Exploración del gas grisú.

La exploración de los yacimientos de carbón es de relevancia para las estimaciones de recursos y reservas de gas contenido en la veta de carbón, ya que están ligados con la comprensión de los métodos de evaluación de los recursos de carbón y su clasificación, en específico el cálculo de gas original in situ que se relaciona directamente con la masa del carbón.

Los recursos de carbón, son la cantidad total de carbón en el suelo dentro de los límites de espesor, continuidad lateral, y profundidad. La cantidad de carbón por lo general se reporta como recursos originales que se encuentran en el suelo antes de la producción minera. El espesor de roca, desde la parte superior del carbón a la superficie, es un factor importante en la extracción minera de carbón. Su extracción no es únicamente función de la profundidad sino de diferentes propiedades como lo son la permeabilidad, la densidad, y la porosidad del carbón.

4.1.1 Distribución del carbón y factores que afectan sus propiedades.

Como se ha descrito anteriormente, los carbones son restos conservados de materia orgánica que han sufrido un metamorfismo a lo largo del tiempo geológico por la presión y la temperatura, estos aparecieron por primera vez en el registro geológico como vetas carboníferas que provenían de plantas acuáticas que crecían en lagunas poco profundas del Devónico Inferior. Los primeros yacimientos de carbón como tal están asociados con la aparición de las plantas terrestres en el Devónico Medio y Superior hace unos 400 – 350 millones de años.

Los cinco grandes periodos donde se formaron los carbones, de mayor a menor, son el Carbonífero (hace 355 a 290 millones de años), Pérmico (hace 290 a 245 millones de años), Jurásico (hace 206 a 143 millones de años), Cretácico (hace 145 a 65 millones de años), y el periodo Cenozoico o Terciario (que comenzó hace 65 millones de años).

Como se observa en la **Tabla 4.1**, Clayton ha clasificado un tercio de las vetas de carbón que existen, alrededor de una quinta parte de los carbones que existen pertenecen al Cenozoico o Jurásico, un sexto al Carbonífero y un octavo al Cretácico.

Tabla 4.1: Distribución de los carbones por edad geológica.

Periodo	Carbón, %	Carbón Acumulado, %
Cenozoico	21.1%	100.0%
Cretácico	12.9%	78.9%
Jurásico	18.2%	66.1%
Triásico	0.7%	47.8%
Pérmico	29.0%	47.1%
Carbonífero	17.1%	18.1%
Devónico	1.0%	1.0%

Hayes reportó una distribución del carbón en las edades con una pequeña diferencia, con 40% de los recursos de carbón a nivel mundial provenientes del Carbonífero y Pérmico, 10% del Triásico y Jurásico, y 50% a partir del Cretácico. La edad geológica de un yacimiento ayuda a entender el comportamiento que éste tendrá, pero es un indicador poco usado para determinar su comercialidad.

Existen siete factores que controlan las propiedades del carbón, según Stach et al., estas incluyen el tipo de depositación, comunidades de plantas, el suministro de nutrientes, acidez del agua, la temperatura de la turba, potencial redox y el ambiente de depósito.

Desde una perspectiva a nivel de yacimiento, el tipo de depositación indica si la vegetación in situ es de tipo autóctono o alóctono, ya que los carbones autóctonos tienen menor contenido en cenizas y se espera que tenga mayor contenido de gas que el otro tipo. Las comunidades de plantas varían de forma continua en el espacio y tiempo, las comunidades de plantas afectan al yacimiento de carbón en escala microscópica, por ejemplo, los macérales. La abundancia de nutrientes está relacionada con la pureza del carbón debido a que una abundancia de nutrientes representa un crecimiento rápido de plantas y esto favorece a la pureza del carbón.

La acidez del agua afecta la conservación del material orgánico, ya que un ambiente ácido ayuda a preservar la materia orgánica contrario a un ambiente alcalino. La temperatura de la turba influye en la preservación de la materia vegetal, ya que la degradación bacteriana óptima se produce a 35 – 40 °C y ésto está asociado al sepultamiento de la materia vegetal. El potencial redox es el sexto factor y está enfocado a la degradación de las plantas. Los niveles bajos de oxígeno en ambientes anaerobios promueven la preservación de la planta, mientras que los altos niveles de oxígeno no, la oxidación de la turba afecta principalmente la formación de los macérales. El ambiente de depósito es el factor final que afecta las propiedades del carbón, esto identificado por Stach et al. Los carbones se han formado con una variedad de ambientes de depósito, incluyendo abanicos aluviales, fluviales, deltaicos y sistemas lacustres.

4.1.2 Registros Geofísicos.

Los registros geofísicos se utilizan para identificar los yacimientos de carbón en el subsuelo, determinar el espesor de la veta de carbón y para medir o estimar diversas propiedades del carbón como la densidad, análisis inmediato y las constantes mecánicas.

El primer paso es evaluar la mineralogía de los yacimientos de carbón. Los registros geofísicos se pueden realizar en agujeros descubiertos o ademados. Más de una docena de registros geofísicos presentan respuesta alguna a las vetas de carbón, los registros más útiles para los yacimientos de carbón son el de densidad bulk, rayos gamma y caliper, otros registros que adicionalmente se utilizan en los yacimientos de carbón son el neutrón compensado, densidad espectral (fotoeléctrico), sónico, potencial espontaneo (SP), presión de desorción, resistividad, microlog, laterolog, carbono/oxígeno, cementación y registros de producción.

Las respuestas típicas de los registros que se aplican en un yacimiento de carbón se pueden observar en la **Tabla 4.2**.

Tabla 4.2: Respuesta de los registros en el carbón.

Registro	Propósito	Agujero Descubierto/Ademado	Fluido/Aire	Respuesta	Unidades
Densidad Bulk	Identificación del carbón Espesor neto Densidad del carbón Análisis inmediato Propiedades mecánicas	Descubierto	Fluido/Aire	0.70 – 1.80	g/cm ³
Rayos Gamma	Identificación del carbón Análisis inmediato Mineralogía	Descubierto/Ademado	Fluido/Aire	20 – 25	API
Caliper	Tamaño del agujero	Descubierto	Fluido/Aire	variable	pg, cm
Neutrón compensado	Identificación del carbón Análisis inmediato Contenido de gas	Descubierto/Ademado	Fluido	>50	X
Densidad espectral (fotoeléctrico)	Litología Densidad Bulk	Descubierto	Fluido/Aire	0-18	---
Sónico	Identificación del carbón Rango del carbón	Descubierto	Fluido	95 – 135	µsec/pie
Potencial Espontaneo (SP)	---	Descubierto	Fluido	variable	mv
Presión de desorción	Presión de desorción	Descubierto	Agua	variable	psi, Mpa
Resistividad	Identificación del carbón	Descubierto	Fluido	50 – 2 000	ohm – m
Microlog	Permeabilidad Fracturas	Descubierto	Fluido	variable	ohm – m
Laterolog	Permeabilidad Fracturas	Descubierto	Fluido	variable	ohm – m
FMS	Desarrollo de la fractura	Descubierto	Fluido	variable	X
FMI	Desarrollo de la fractura Orientación de la fractura	Descubierto	Fluido	variable	X
Carbono/Oxígeno	Identificación del carbón Densidad del Carbón	Descubierto/Ademado	Fluido/Aire	variable	X
Cemento	Integridad del cemento	Ademado	Fluido	variable	X

4.1.3 Fracturas.

El carbón es un yacimiento naturalmente fracturado con dos conjuntos de fracturas naturales llamadas diaclasas (*cleats*). El sistema principal de fracturas, denominado diaclasa frontal (*face cleat*), está compuesto de fracturas bien desarrolladas y con grandes extensiones que atraviesan el carbón de forma paralela a la veta. El sistema secundario de fracturas, denominado diaclasa interpuesta (*butt cleat*), es perpendicular a la diaclasa frontal y se caracteriza por tener fracturas poco desarrolladas de longitud limitada. Las diaclasas y otras fracturas naturales son los principales conductos de flujo en la veta de carbón y contienen en su mayor parte agua móvil y poco gas adsorbido, **Figura 4.1.**

La diaclasa frontal, es continua a lo largo de todo el yacimiento y tienen la capacidad de drenar grandes áreas mientras que, la diaclasa interpuesta tiene un área de contacto mucho más pequeña en yacimiento y por lo tanto su capacidad de drene es limitada. El espaciamiento entre ambos conjuntos de fracturas oscila en fracciones de milímetros a centímetros. La longitud, altura y espaciamiento de las fracturas presentan una débil correlación ya que las fracturas largas tienden a tener una mayor extensión vertical, con frecuencia pueden abarcar varias vetas, y presentan una mayor apertura. Las fracturas cortas exhiben un una extensión vertical limitada y aberturas estrechas.

Las diaclasas ocurren en todas las edades geológicas y están relacionadas con el rango del carbón. El origen de una diaclasa comienza en el lignito, que a menudo presenta diaclasas pobremente desarrolladas con un espaciamiento irregular y longitudes limitadas a diferencia de los carbones bituminosos que con frecuencia muestran una buena longitud de las diaclasas frontal e interpuesta con pequeñas separaciones. Las antracitas tienen malas diaclasas debido al cierre de estas durante la metamorfosis.

La separación espacial y las geometrías de las diaclasas son significativas porque este sistema de fracturas naturales es el principal mecanismo de permeabilidad. El fracturamiento posterior a la depositación, causado por esfuerzos tectónicos, puede mejorar la permeabilidad volumétrica, o contrariamente, la actividad tectónica excesiva puede conducir a una reducción de permeabilidad. (Ahmed Al-Jubori, 2009)

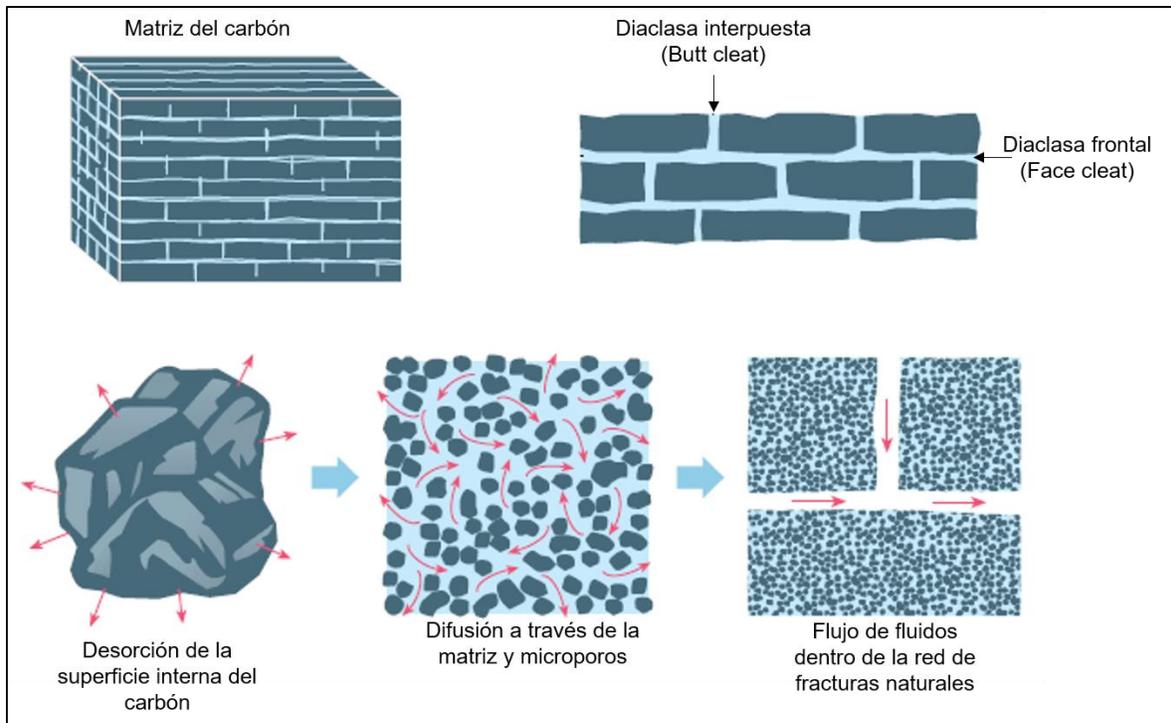


Figura 4.1: Diaclasas frontales e interpuestas, adsorción y desorción.

4.1.4 Densidad del carbón.

La densidad del carbón es menor a la de las rocas presentes en los yacimientos convencionales y es muy variable, dependiendo principalmente de su rango y pureza. El cálculo volumétrico del gas in situ depende de la densidad del carbón, ésta puede ser afectada por el corte de la muestra. La densidad aparente (*Densidad Bulk*) del carbón incluye las fracciones orgánicas e inorgánicas de esta roca así como los espacios vacíos que contiene, que frecuentemente están llenos de agua. En contraste, la densidad de la matriz del carbón es denominada densidad de grano.

La presencia de ceniza y humedad con frecuencia domina la densidad del carbón ya que, si un carbón contiene un alto contenido de cenizas, está asociado con un bajo rango, este es más denso en comparación de un carbón que contiene bajo contenido de cenizas, es de un rango mayor y es menos denso. Un método para determinar la densidad de la fracción de cenizas y de materia orgánica es a partir de las muestras de laboratorio.

Si se idealiza un carbón como una mezcla de tres componentes: roca orgánica, ceniza y humedad sin gas libre o gas adsorbido, la densidad aparente del carbón se puede determinar a partir de la **Ec. 4.1**:

$$\rho = \frac{1}{\frac{1-a-w}{\rho_o} + \frac{a}{\rho_a} + \frac{w}{\rho_w}} \quad (4.1)$$

donde,

- ρ = densidad bulk del carbón, g/cm³,
- ρ_o = densidad de la fracción orgánica, g/cm³,
- ρ_a = densidad de la ceniza, g/cm³,
- ρ_w = densidad del agua, g/cm³,
- a = fracción de cenizas, decimal,
- w = fracción de equilibrio de humedad, decimal

La densidad de la fracción orgánica de un carbón depende de la composición maceral, y la densidad maceral varia con el rango del carbón y por la edad geológica, para usos prácticos, la fracción orgánica contenida en el carbón puede estimarse a partir de la distribución maceral y la densidad promedio de los macerales de Mavor y Nelson.

4.1.5 Porosidad del Carbón.

La porosidad del carbón es el espacio vacío que existe en la roca, y que tiene un amplio espectro en tamaño de poros. Frecuentemente, cuando se habla de porosidad del carbón normalmente se refiere a la porosidad del agua móvil, definida como el espacio vacío que existe en el carbón que contiene agua que fluiría a través de las fracturas en respuesta a un diferencial de presión aplicado. Esta es la porosidad que se vacía, parcial o totalmente durante la deshidratación, principalmente por las fracturas, por los macroporos (>500Å) y en ocasiones por los mesoporos (20 – 500 Å). La porosidad del agua móvil no incluye el agua que es producto de la humedad y cualquier otra agua inmóvil dentro del yacimiento. La porosidad del agua móvil es la fracción de vacío interconectado en el yacimiento por el cual fluyen los fluidos (agua y gas) hacia el pozo, y el flujo de estos fluidos se describe por la ley de Darcy en conjunto con las permeabilidades relativas del gas y del agua.

Se estima que la porosidad en las fracturas (porosidad secundaria) está en el orden de 1% o menos. Por otro lado, la porosidad de la matriz (porosidad primaria) del carbón está compuesta por huecos de forma irregular. La porosidad se debe propiamente al material vegetal y también es producto del proceso de carbonización. A nivel molecular, el carbón es una red de largos y complejos polímeros con grandes irregularidades en los poros. La evidencia experimental indica que la dimensión característica de estos huecos dentro de la matriz, frecuentemente llamado diámetro de poro, puede variar en tamaño por dos

órdenes de magnitud. Los componentes orgánicos del carbón son transformados por la maduración térmica, como resultado de una dependencia entre el rango y la distribución del tamaño de poro. Independientemente de la edad geológica, rango, o pureza, la porosidad de un yacimiento de carbón es difícil de cuantificar, la porosidad de la fractura normalmente se estima a partir de modelos conceptuales o a través de simulaciones, mientras que la porosidad de la matriz se determina indirectamente a través de los experimentos de laboratorio (Seidle, 2011).

Uno de los modelos conceptuales para la determinación de la porosidad en la fractura es combinar la permeabilidad, que es determinada a partir de pruebas de pozos con el espaciamiento de las fracturas observadas en núcleos. Suponiendo que un yacimiento de carbón puede ser idealizado como un medio continuo, resulta que la permeabilidad de la fractura se relaciona con el espaciamiento, y la porosidad está dada por la **Ec. 4.2**:

$$k_f = 1055.47d^2\phi_f^3 \quad (4.2)$$

donde,

k_f = permeabilidad de la fractura, mD ,

d = espaciamiento de la fractura, cm ,

ϕ_f = porosidad de la fractura, decimal

Las técnicas disponibles para la caracterización de la porosidad en la matriz del carbón incluyen el análisis de adsorción de CO_2 y nitrógeno a baja presión, porosimetría de helio y mercurio, y la inyección de mercurio. Sin embargo, ninguna de estas técnicas proporciona una medida directa del volumen total de poros disponibles para el metano y CO_2 . El dióxido de carbono puede ser adsorbido por los poros más pequeños a diferencia de otros adsorbentes, la adsorción de CO_2 comúnmente es utilizada para investigar la microporosidad de los carbones. Las porosidades derivadas de la adsorción de nitrógeno a baja presión y a una temperatura de $-196^\circ C$ son indicativos de mesoporosidades. La porosimetría de helio y mercurio se utilizan para investigar el volumen total de poros.

4.1.6 Permeabilidad del carbón.

Los carbones son yacimientos naturalmente fracturados y frecuentemente presentan un contraste entre la permeabilidad de matriz y de la fractura. La permeabilidad de la matriz del carbón se encuentra en el orden de micro darcies (μD) o nano darcies (nD), mientras que la permeabilidad de la fractura está en un rango de 0.1 a 1 000 (mD). A diferencia de otros yacimientos naturalmente fracturados, donde la permeabilidad de la matriz frecuentemente domina el comportamiento del yacimiento, especialmente a tiempos largos, la permeabilidad de la matriz del carbón juega un papel insignificante en el flujo de los fluidos a través del carbón debido a la adsorción. El gas que es adsorbido por la

matriz es a causa de un gradiente de concentración y no a un gradiente de presión. El gas que es liberado de la matriz es por medio de un proceso difusivo.

La permeabilidad de un sistema de fracturas en el carbón puede calcularse a partir de ecuaciones que han sido derivadas para otros tipos de yacimientos naturalmente fracturados, en la **Figura 4.2** se muestra la conceptualización de un carbón fracturado.

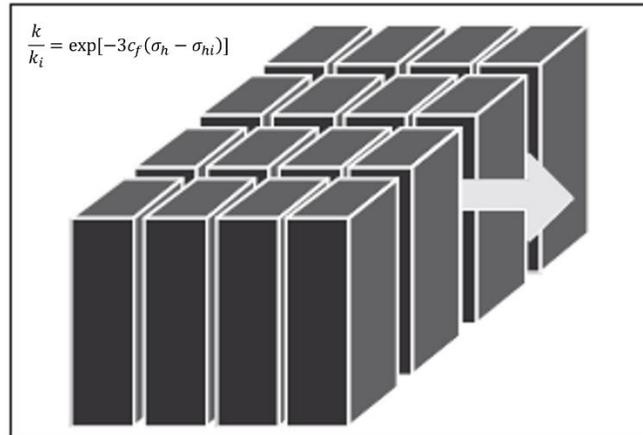


Figura 4.2: Conceptualización de un carbón fracturado, geometría Matchstick.

La permeabilidad absoluta al igual que la permeabilidad relativa del carbón puede estimarse a partir de las pruebas de núcleos en laboratorio, pruebas de pozos, análisis avanzado de los datos de producción y de la simulación histórica del yacimiento. En la actualidad, el método más fiable y preciso para estimar la permeabilidad absoluta es a partir de las pruebas de pozos, realizadas preferentemente en condiciones de flujo monofásico (agua o gas), como lo son los yacimientos bajo saturados que fluyen por arriba de la presión de desorción o de yacimientos saturados con una producción insignificante de agua móvil (pozos de carbón deshidratado o yacimientos de gas grisú seco).

La permeabilidad en las vetas de carbón está fundamentalmente controlada por la magnitud de los esfuerzos en el yacimiento. También se ha observado que la permeabilidad puede aumentar a medida que el gas se va desorbiendo de la matriz de carbón. Numerosos estudios de laboratorio muestran la dependencia de la permeabilidad y la porosidad sobre las condiciones de esfuerzos que se presentan en la veta de carbón, con relaciones que son únicas para cada veta.

Con la producción, las propiedades de la red de fracturas experimentan cambios debido a mecanismos distintos y opuestos:

1. La porosidad y permeabilidad de la red de fracturas declina debido a la compactación y la reducción de los esfuerzos totales.
2. La porosidad y permeabilidad de la red de fracturas aumentan debido a la contracción de la matriz de carbón como resultado de la desorción del gas.

4.1.7 Composición y propiedades del gas contenido en el carbón.

La composición del gas contenido en el carbón depende principalmente de su origen y del rango del carbón. El gas en el carbón predominantemente es metano con pequeñas fracciones de etano e hidrocarburos más pesados disminuyendo de manera constante a medida que el rango aumenta.

Frecuentemente el gas es húmedo en los carbones sub bituminosos y bituminosos alto en volátiles C, y gas seco en los carbones con un mayor rango. Los gases termogénicos pueden contener hidrocarburos más pesados (etano, propano, butano, etc.) presentes, mientras que los gases biogénicos generan metano. En comparación con los plays de hidrocarburos convencionales.

Los carbones son yacimientos de baja presión que contienen casi en su totalidad metano. La condensación de hidrocarburos líquidos se produce rara vez. Para propósitos prácticos el carbón puede ser conceptualizado como yacimientos de gas seco. De acuerdo con esta conceptualización de yacimiento de gas seco, la mezcla de gases permanece por arriba del punto de rocío en el pozo y en la superficie. Un factor importante para las operaciones de extracción es la corrosión, debido a la presencia de humedad y a la fracción de CO₂ en constante aumento en el flujo de gas producido, y a la carga líquida que fluye en los pozos debido al agua producida y/o condensada.

4.1.8 Capacidad de almacenamiento y adsorción del gas.

Una de las características más distintivas de los carbones es el almacenamiento de gas por adsorción. La adsorción, es la adherencia de las moléculas de gas a la superficie sólida de la matriz del carbón por fuerzas de Van der Waals, controla el comportamiento del yacimiento así como su agotamiento. En un yacimiento de carbón, las moléculas de gas adsorbidas por la matriz del carbón, forman una capa sobre su superficie con una densidad parecida a la del metano líquido. Como resultado, el carbón puede almacenar más gas por adsorción en la matriz que por compresión en las fracturas.

La cantidad de gas adsorbido por un carbón depende de la presión. La relación de gas contenido en el carbón y presión no se puede predecir con las propiedades del carbón, ni por los registros geofísicos, puesto que es medida en laboratorio. La cantidad de gas adsorbido por un carbón también depende de la temperatura.

Como ya se describió anteriormente, la capacidad de adsorción depende de la presión y temperatura, esto puede explicarse de la siguiente manera: una muestra de carbón es presurizada con metano en el laboratorio, la presión inicial aumenta al igual que el gas adsorbido. Además, la presión incrementa la productividad, disminuyendo los volúmenes incrementales de gas adsorbido debido a las altas presiones ya que no puede ser adsorbido más gas dado que la superficie disponible del carbón está ocupada por las moléculas del gas adsorbido. En cualquier presión dada, la cantidad de gas adsorbido varía inversamente con la temperatura. En consecuencia, los carbones con menor

temperatura tienen más gas que los carbones con mayor temperatura, para usos prácticos la temperatura adecuada es la temperatura del yacimiento, y a la relación de contenido de gas y presión es denominada isoterma de adsorción.

Las isotermas de Langmuir y Freundlich son utilizadas para describir el fenómeno de adsorción experimentalmente, pero el modelo más utilizado en la industria petrolera para describir el fenómeno de adsorción de gases en sólidos es el desarrollado por Langmuir que considera lo siguiente: 1) Una molécula de gas se adsorbe en un solo lugar, 2) Una molécula adsorbida no afecta a las moléculas vecinas, 3) Las moléculas de gas no distinguen los sitios para su adherencia, y 4) La adsorción es en una superficie abierta, y no hay resistencia al acceso de gas a sitios de adsorción, esto está descrito por la ecuación de Langmuir, **Ec. 4.3**,

$$V = V_L \frac{p}{p + p_L} \quad (4.3)$$

donde,

V = contenido de gas, pce/t o cm³/g,

V_L = volumen de Langmuir, pce/t o cm³/g,

p = presión del yacimiento, $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}$ o MPa,

p_L = presión de Langmuir, $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}$ o MPa

En la **Ec. 4.3** se puede apreciar que a medida que la presión aumenta, V_L tiende a aumentar, en un sentido físico, el volumen de Langmuir representa la máxima cantidad de gas que puede ser adsorbido por la muestra a una presión infinita. Cuando la presión es igual a la presión de Langmuir, p_L , el contenido de gas calculado a partir de la **Ec. 4.3** es $\frac{1}{2}V_L$. Por lo tanto, la presión de Langmuir representa la presión media de saturación, es decir, la presión a la que el carbón tiene la mitad del volumen máximo de gas.

La **Ec. 4.3** se puede utilizar para construir la isoterma de adsorción, lo cual se representa en la **Figura 4.3**.

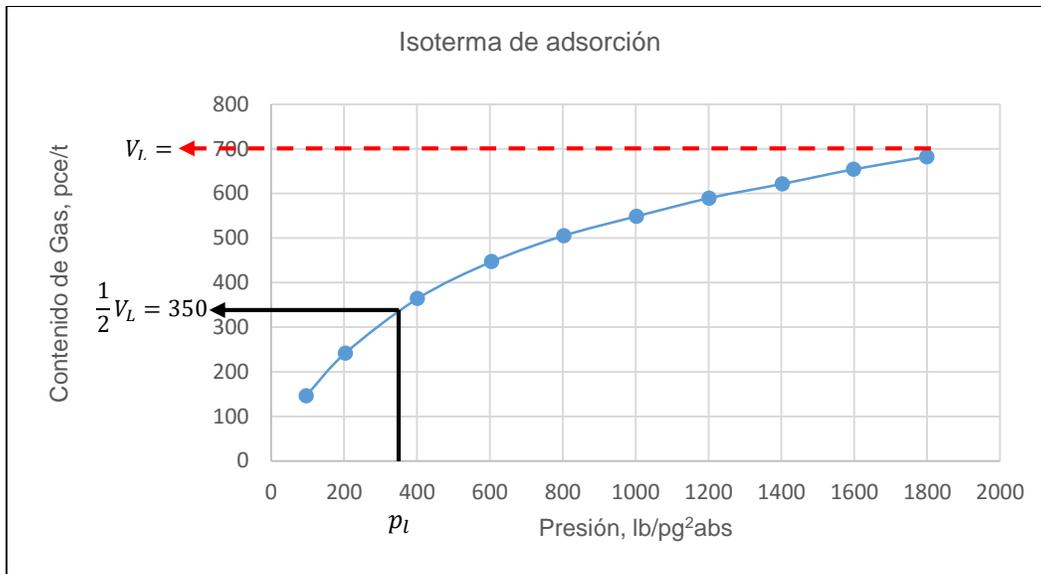


Figura 4.3: Isoterma de Langmuir.

Debido a que la cantidad de gas adsorbido depende de la masa del carbón y no del volumen, se puede utilizar la ecuación de Langmuir para expresar el volumen adsorbido en pce/t, **Ec. 4.4**,

$$V = V_L \frac{Bp}{1 + Bp} \quad (4.4)$$

En la **Ec. 4.4** la constante B es la constante de Langmuir, o el recíproco de la presión de Langmuir, p_L .

La **Ec. 4.3** puede arreglarse en forma de una línea recta para determinar las constantes B y V_L del modelo de Langmuir, lo que permite construir la isoterma entera de la formación a través de los datos obtenidos de laboratorio, lo que da como resultado la **Ec. 4.5**, y su representación gráfica se puede observar en la **Figura 4.4**.

$$\frac{p}{V} = \frac{1}{V_L B} + \frac{p}{V_L} \quad (4.5)$$

Donde la pendiente es $m = 1/V_L$ y la ordenada al origen es $b = 1/BV_L$.

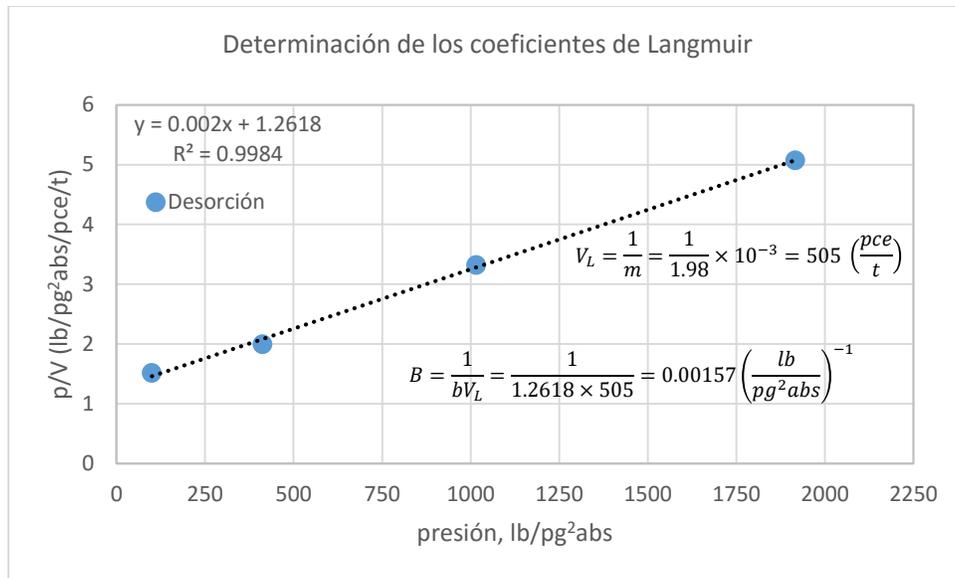


Figura 4.4: Determinación de los coeficientes de Langmuir.

Tanto la humedad como el contenido de cenizas disminuyen la capacidad de adsorción de un carbón. Matemáticamente, esto implica que el volumen de Langmuir debe ser corregido por cenizas y humedad, pero no así la presión, por lo tanto, el volumen de Langmuir para una muestra seca libre de cenizas y humedad, V_{Ldaf} , está dada por la siguiente **Ec. 4.6**,

$$V_{Ldaf} = \frac{V_{Lis}}{(1 - a - w)} \tag{4.6}$$

donde,

- V_{Ldaf} = volumen de Langmuir para una muestra seca libre de cenizas y humedad, pce/t o cm³/g,
- V_{Lis} = volumen de Langmuir in situ, pce/t o cm³/g,
- a = fracción de cenizas,
- w = fracción de equilibrio de humedad

El grado del carbón también afecta la capacidad de adsorción, ya que esta aumenta a medida que el grado se incrementa, la estructura de los poros y la distribución de tamaños varía con el rango, es decir, carbones con un mayor rango tienen superficies más grandes que los carbones de menor rango, en general, lo que les permite almacenar más gas. La temperatura es otro factor importante que afecta la capacidad de adsorción ya que a

medida que la temperatura aumente, la capacidad de adsorción disminuye a una presión dada, esta afectación se ve reflejada en la curvatura de la isoterma, ya que a medida que incrementa la temperatura del carbón esta se hace más cóncava hacia abajo.

4.1.9 Determinación del contenido de gas.

En los últimos años ha existido poco avance en la determinación del contenido de gas en el carbón, ya que es determinado casi exclusivamente por las pruebas de desorción con las técnicas descritas por McLennan et al. (1995). Las primeras pruebas de desorción se establecieron principalmente por Kissell et al. (1973), del Departamento de Minas de los Estados Unidos (USBM, por sus siglas en inglés) para las mediciones del contenido de gas. Subsecuentemente, se realizaron modificaciones (Australian Standard 1991; McLennan et al. 1995) pero, en general las técnicas utilizadas hoy en día son inicialmente las del USBM.

Las pruebas de desorción se basan en la premisa de que el gas almacenado en el carbón por adsorción toma un tiempo considerable para ser desorbido y por lo tanto si una muestra es sellada, con posterioridad el gas que desorbe puede ser determinado y usado como una medición del gas in situ en el yacimiento. Las muestras para la prueba de desorción se toman del pozo e inmediatamente se depositan en recipientes sellados y se lleva a la temperatura del fluido de perforación o a una temperatura calculada dependiendo de la muestra y de las condiciones del pozo. Las pruebas de desorción se pueden realizar en núcleos, recortes o núcleos de pared.

El error más grande en las pruebas de desorción está en la estimación de gas perdido antes de sellar la muestra. La cantidad de gas perdido depende del tiempo de recuperación de muestra, tamaño de la partícula, temperatura, contenido total de gas, grado de saturación de la muestra y, la naturaleza del fluido de perforación. El componente de gas perdido puede variar de 5 a más de 50% del contenido de gas total y por lo tanto su medición es fundamental para que los cálculos de gas in situ sean precisos, es la mayor fuente de error en la determinación del contenido de gas.

La teoría y la utilidad de los diferentes métodos para el cálculo de gas perdido han sido revisados por Mavor et al. (1994), Diamond and Schatzel (1998) y Bustin (2005). Cuatro métodos son los que se aplican para medir los volúmenes de gas perdido, y estos son:

1. Método USBM directo
2. Smith & Williams
3. Método Amoco
4. Soluciones del Método CBM

El método USBM directo es el método más común. El método de Smith & Williams es particularmente adecuado para recortes del pozo y el Método de Soluciones CBM es el más novedoso. Cada uno de estos métodos se describe brevemente a continuación.

El método USBM directo es el más utilizado para medir el gas perdido. El método propuesto por Kissell et al. Utiliza dos cálculos para el tiempo perdido. Si el pozo fue perforado con agua o con otro fluido denso, se considera que la desorción comienza cuando la muestra está a medio camino de la superficie. El total de tiempo perdido esta entonces descrito por la **Ec. 4.7**,

$$T_{total} = \frac{(t_{sellado} - t_{superficie}) + (t_{superficie} - t_{re})}{2} \quad (4.7)$$

$t_{sellado}$ = tiempo en el que el núcleo es sellado,

$t_{superficie}$ = tiempo en el que el núcleo es recuperado en superficie,

t_{re} = tiempo en el que comienza la recuperación de la muestra.

Si el pozo es perforado con aire o niebla, se supone que la desorción comienza en la primera penetración del carbón. El tiempo perdido se calcula por medio de la **Ec. 4.8**,

$$T_{total} = t_{sellado} + t_{penetración} \quad (4.8)$$

donde,

$t_{penetración}$ = tiempo de la primera penetración del carbón

El gas perdido se estima basándose en la extracción gráfica del gas desorbido acumulado contra la raíz cuadrada del tiempo de desorción al tiempo de gas perdido. Dado que la extrapolación se basa en la parte inicial del gas desorbido vs raíz cuadrada del tiempo, es crítico que los volúmenes de gas desorbido sean medidos con frecuencia y normalmente a la temperatura del fluido de perforación o yacimiento.

El método de Smith & Williams es una variación del método directo desarrollado para determinar el contenido de gas en los recortes de la perforación. El método de Smith y Williams se basa en la relación del tiempo en superficie (STR), **Ec. 4.9**, y la relación del tiempo perdido (LTR), **Ec. 4.10**, basado en el tiempo en superficie (t_o), tiempo del sellado de la muestra (t_s) y el tiempo para desorber 25% del gas (t_{25}).

$$\text{Relación del tiempo en superficie} = \frac{(t_s - t_o)}{t_s} \quad (4.9)$$

$$\text{Relación del tiempo perdido} = \frac{t_s}{t_{25}} \quad (4.10)$$

La relación de tiempo en superficie y la relación de tiempo perdido proporcionan un factor de corrección que cuando se multiplica por el gas desorbido medido es considerado para obtener el contenido de gas. Debido a que el tamaño de partícula es más fino en los recortes, el gas residual no se considera en los cálculos.

El método Amoco para la estimación del volumen de gas perdido está basado en la **Ec. 4.11**.

$$\Delta G_c = G_{ci} \left[1 - \frac{6}{\pi^2} \exp\left(-\pi^2 \frac{D}{r^2} t\right) \right] - G_{cl} \quad (4.11)$$

Donde ΔG_c es el contenido de gas desorbido, G_{ci} es el contenido de gas inicial (o total, excluyendo el gas residual), y G_{cl} es el contenido de gas perdido. Las incógnitas son determinadas mediante regresión lineal.

La metodología de soluciones CBM se basa en la premisa de que es imposible determinar el mejor método analítico o, teórico para la determinación del gas perdido sin saber cuál el gas real perdido. Para desarrollar un método más robusto para la determinación del gas perdido, las soluciones CBM se experimentaron con recortes, núcleos de pared, núcleos recuperados de forma convencional y con cable para carbón y lutitas con base a protocolos específicos para el muestreo y el gas perdido para cada técnica de muestreo. En los experimentos de laboratorio las muestras de diferente tamaño de partícula son saturadas en el laboratorio y luego se llevan a cabo simulaciones de desorción. De este modo es posible el diseño de un procedimiento para determinar el gas perdido que se ajuste a las muestras, **Figura 4.5**.

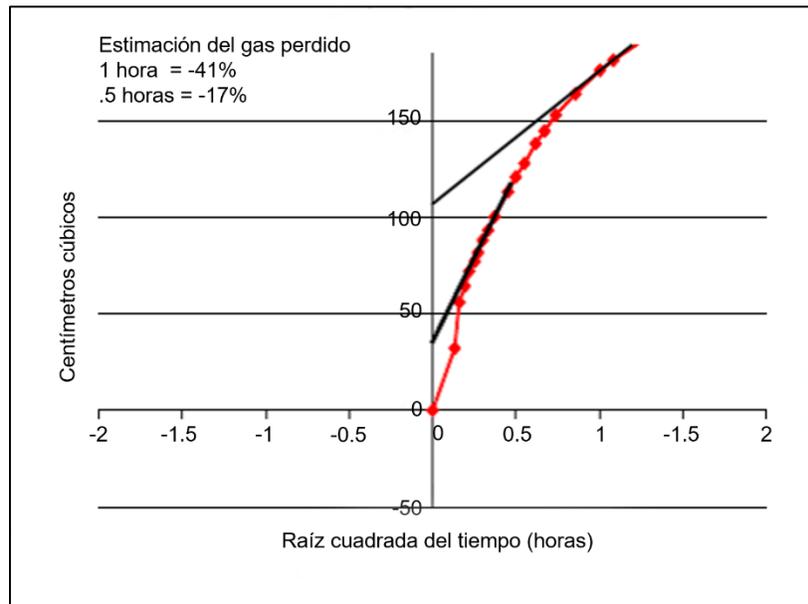


Figura 4.5: Simulación de la determinación del gas perdido.

Durante el periodo de tiempo temprano las muestras suelen ser mantenidas a la temperatura del yacimiento o la temperatura del lodo que es usado durante la recolección de muestras. El razonamiento es que las velocidades de difusión dependen de la temperatura. Los valores de temperatura más adecuados a utilizar son específicos y deben ser calculados sobre las mediciones del lodo y la temperatura de fondo, tamaño de las muestras, tiempo de recuperación y difusión térmica de las muestras. (Clarkson, C. R., & Bustin, M., 2010)

Independientemente del método empleado para determinar el gas total adsorbido por una muestra, después de que el volumen se ha calculado, esta es normalizada a una unidad base de masa. Las siete normalizaciones del contenido de gas más comunes son las siguientes:

1. In situ.
2. Base seca libre de humedad y cenizas (daf).
3. Base secada al aire.
4. Base seca libre de materia mineral (dmmf).
5. Base húmeda libre de cenizas.
6. Base con humedad.
7. Base 'carbón puro'.

Para usos prácticos, el contenido de gas más útil es aquel que ha sido normalizado de forma in situ y base seca libre de cenizas (daf). El cálculo de gas in situ y la estimación de reservas requieren del contenido de gas in situ, que este se determina dividiendo el volumen total de gas adsorbido por la masa de la muestra.

4.1.10 Determinación de la reserva de gas.

La determinación del gas in situ (OGIP) puede ser estimada volumétricamente, con una ecuación modificada de balance de materia que incluya el gas adsorbido o con ecuaciones de balance de materia desarrolladas específicamente para el gas grisú. La determinación volumétrica del gas in situ permanece esencialmente sin cambios en los procedimientos establecidos por el GRI en 1990, pero algunas alternativas en la ecuación de balance de materia han sido presentadas a partir de trabajo original desarrollado por King (1990).

Las ecuaciones de balance de materia históricamente han sido utilizadas por la industria petrolera para estimar hidrocarburos in situ, la presión inicial del yacimiento, el factor de recuperación final y las reservas remanentes de un yacimiento dado.

El método de King, es bastante riguroso, requiere de iteraciones para llegar a una estimación del balance de materia ya que en su ecuación considera que: 1) el gas adsorbido es almacenado dentro de la matriz y el gas libre en las fracturas, 2) el carbón está en su fase saturada, 3) la adsorción se realiza en el periodo pseudo estacionario y, 4) considera los cambios en la producción de agua y la compresibilidad de la roca y del agua; los esfuerzos recientes se han centrado en técnicas que no son iterativas, pero que

han impuesto simplificaciones adicionales para mejorar la facilidad de uso. Las ecuaciones posteriores a la de King son:

1. Jensen & Smith (1997)
2. Seidle (1999)
3. Clarkson & McGovern (2001)
4. Ahmed et al. (2006)

La ecuación de Jensen & Smith, conocida como “Balance de Materia Modificado” (MMB), fue desarrollada en 1997 específicamente para la realización de los cálculos de balance de materia en yacimientos saturados, esto en los carbones de la formación Fruitland en la cuenca San Juan. Esta ecuación difiere de la original debido a la introducción de la unidad para la densidad del carbón (g/cm^3), la cual queda de la representada en la **Ec. 4.12**,

$$\frac{p}{p + p_L} = -\frac{1}{1.3597V_L Ah\rho_c} G_p + \frac{p_i}{p_i + p_L} \quad (4.12)$$

G_p = gas producido, MMpc,

A = área de drene, ac,

h = espesor del carbón, pie,

ρ_B = densidad bulk promedio del carbón, g/cm^3 ,

V_L = constante de volumen de Langmuir, pce/t

p = presión promedio del yacimiento, $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}$,

p_L = constante de presión de Langmuir, $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}$,

El desarrollo de esta ecuación asume un yacimiento volumétrico (significa que no existe entrada de agua), el almacenamiento del gas es solo por adsorción, no hay almacenamiento de agua en la porosidad secundaria (fracturas), en la que los carbones son saturados y la adsorción sigue la isoterma de Langmuir. El uso de esta ecuación es análoga a la gráfica convencional p/z vs producción acumulada, esto está ilustrado en la **Figura 4.6**.

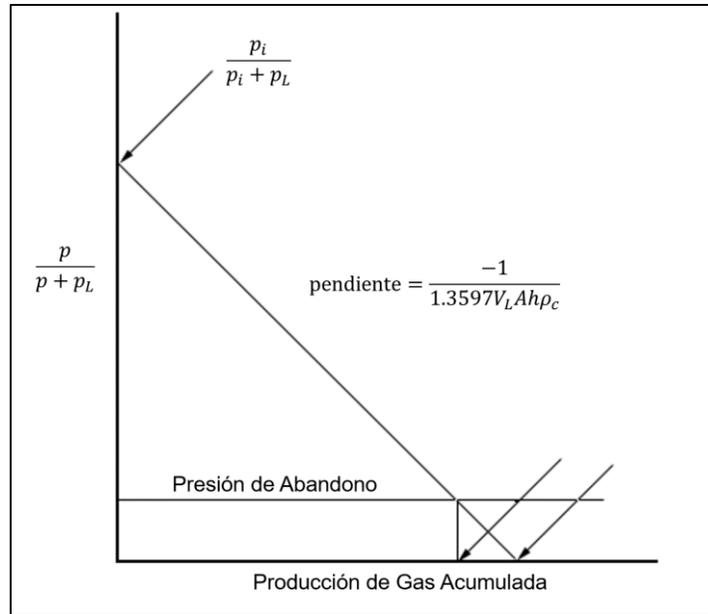


Figura 4.6: Uso de la Ecuación MMB para la determinación del gas original in situ.

Los errores causados en la estimación de gas in situ con esta ecuación pueden ser debido a los malos datos de presión, el uso de las presiones derivadas de Langmuir para gases con un solo componente cuando este en realidad contiene varios componentes, cuando se trata de un yacimiento no volumétrico ya que la producción en las zonas de mayor permeabilidad se agota más rápido que las zonas de menor permeabilidad, y la existencia de almacenamiento de gas libre es significativa.

Seidle en 1999 presentó una ecuación simplificada a partir de la de King (1990). La derivación de la ecuación de balance de materia para gas asociado a los yacimientos de carbón la realiza teniendo en cuenta los siguientes supuestos:

1. El carbón y el gas no son reactivos.
2. Se tiene un agotamiento a temperatura constante (Isotérmico).
3. Existe saturación de gas en la matriz del carbón.
4. No existe afluencia del gas.
5. El gas es el único componente presente.

Conceptualmente, el volumen de gas producido a partir de un carbón es debido a la diferencia que existe entre el gas inicial in situ y el gas remanente en el carbón como se expresa en la **Ec. 4.13**. Por lo tanto, la Ecuación de Balance de Materia para gas se puede expresar matemáticamente como se muestra en la **Ec. 4.14**,

$$G_p = G_i - G_r \tag{4.13}$$

$$G_p = G_i - 1.3597(10)^{-3}Ah\rho_B V_{Ldaf}(1 - a - w) \frac{p}{p + p_L} - 0.04353Ah\phi(1 - S_w) \frac{1}{B_g} \quad (4. 14)$$

donde,

G_p = gas producido, MMpc,

G_i = gas inicial, MMpc,

G_r = gas remanente, MMpc,

A = área de drene, ac,

h = espesor del carbón, pie,

ρ_B = densidad bulk promedio, g/cm³,

V_{Ldaf} = volumen de Langmuir libre de cenizas, pce/t

a = fracción de ceniza promedio, decimal,

w = humedad promedio, decimal,

p = presión promedio del yacimiento, $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}$,

p_L = constante de presión de Langmuir, $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}$,

ϕ = porosidad, decimal,

S_w = saturación de agua promedio, decimal,

B_g = factor de volumen del gas, pc @ c.y. / pc @ c.e.

El gas inicial in situ es la suma de los volúmenes de gas libre y adsorbido como se muestra en la **Ec. 4.15**,

$$G_i = 1.3597 \times 10^{-3}Ah\rho_B V_{Ldaf}(1 - a - w) \frac{p_i}{p_i + p_L} - 0.04353Ah\phi_i(1 - S_{wi}) \frac{1}{B_{gi}} \quad (4. 15)$$

donde,

p_i = presión inicial del yacimiento, $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}$,

ϕ_i = porosidad inicial, decimal,

S_{wi} = saturación del agua inicial promedio, decimal,

B_{gi} = factor de volumen inicial del gas, pc @ c.y. / pc @ c.e.

El carbón es una roca compresible por lo cual la porosidad disminuye a medida que el yacimiento se va agotando. Dicha variación se expresa en la **Ec. 4.16**,

$$\frac{\phi}{\phi_i} = \exp[-c_f(p_i - p)] \quad (4. 16)$$

donde,

c_f = compresibilidad de la fractura, $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}\right)^{-1}$

Cuando la compresibilidad de la fractura está en un orden de 1 a $2(10)^{-3}$ $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}\right)^{-1}$, la **Ec. 4.16** se puede aproximar a la **Ec. 4.17**,

$$\frac{\phi}{\phi_i} = 1 - c_f(p_i - p) \quad (4.17)$$

Conceptualmente, el volumen de agua remanente en el carbón es el volumen original de agua más la entrada de agua menos el agua producida. Matemáticamente, queda expresado en la **Ec. 4.18**,

$$7,758.4Ah\phi S_w \frac{1}{B_w} = 7,758.4Ah\phi_i S_{wi} [1 + c_w(p_i - p)] \frac{1}{B_w} + W_e - W_p \quad (4.18)$$

donde,

B_w = factor de volumen del agua de formación, bl @ c.y. / bl @ c.e.,

B_{wi} = factor de volumen del agua de formación inicial, bl @ c.y. / bl @ c.e.,

c_w = compresibilidad del agua, $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}\right)^{-1}$,

W_e = entrada de agua, bl,

W_p = agua producida, bl

Ahora dividiendo la ecuación anterior entre $7,758.4Ah\phi_i$,

$$\frac{\phi}{\phi_i} S_w \frac{1}{B_w} = S_{wi} [1 + c_w(p_i - p)] \frac{1}{B_w} + \frac{W_e - W_p}{7,758.4Ah\phi_i} \quad (4.19)$$

Entonces la solución para la saturación de agua es,

$$S_w = \frac{B_w}{\phi} \left(S_{wi} [1 + c_w(p_i - p)] \frac{1}{B_w} + \frac{W_e - W_p}{7,758.4Ah\phi_i} \right) \quad (4.20)$$

Sustituyendo por la **Ec. 4.16** y simplificando,

$$S_w = \frac{S_{wi}[1 + c_w(p_i - p)] + \frac{W_e - W_p}{7,758.4Ah\phi_i}}{\exp[-c_f(p_i - p)]} \quad (4.21)$$

Suponiendo que el gas del carbón puede ser descrito por la ley de los gases reales,

$$pv = ZnRT \quad (4.22)$$

donde,

v = volumen del gas, pc,

Z = factor de desviación del gas,

n = número de moles,

R = constante universal de los gases, $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{abs}} - \text{pc}/\text{lb} - \text{mol} - ^\circ\text{R}$,

T = temperatura, $^\circ\text{R}$

Entonces el factor de volumen del gas puede ser expresado como:

$$B_g = \frac{\frac{ZnRT}{p}}{\frac{Z_{c.e.}nRT_{c.e.}}{p_{c.e.}}} \quad (4.23)$$

simplificando la **Ec. 4.23** se obtiene la **Ec. 4.24**,

$$B_g = \frac{ZT p_{c.e.}}{p Z_{c.e.} T_{c.e.}} \quad (4.24)$$

Sustituyendo las **Ec. 4.15**, **Ec. 4.21**, y **Ec. 4.24** en **Ec. 4.14** se obtiene la ecuación completa de balance de materia para gas en el carbón.

$$G_p = 1.3597(10)^{-3}Ah\rho_B V_{Ldaf}(1-a-w)\frac{p_i}{p_i+p_L} - 0.04353Ah\phi_i(1-S_{wi})\frac{p_i Z_{c.e.} T_{c.e.}}{p_{c.e.} Z_i T} \quad (4.25)$$

$$- 1.3597(10)^{-3}Ah\rho_B V_{Ldaf}(1-a-w)\frac{p}{p+p_L}$$

$$- 0.04353Ah\phi \left(1 - \frac{S_{wi}[1+c_w(p_i-p)] + \frac{B_w(W_e-W_p)}{7,758.4Ah\phi_i}}{\exp[-c_f(p_i-p)]} \right) \frac{p Z_{c.e.} T_{c.e.}}{p_{c.e.} Z T}$$

Esta es la Ecuación de Balance de Materia completa y se puede utilizar para describir el agotamiento de un yacimiento de carbón que es similar al agotamiento de un yacimiento de gas convencional.

Existe una consideración importante, y esta es que si el gas no es adsorbido y el carbón es seco e incompresible, la **Ec. 4.25** se reduce a la siguiente expresión.

$$G_p = 0.04353Ah\phi \frac{p_i Z_{c.e.} T_{c.e.}}{p_{c.e.} Z_i T} - 0.04353Ah\phi \frac{p Z_{c.e.} T_{c.e.}}{p_{c.e.} Z T} \quad (4.26)$$

El gas inicial in situ para este caso es,

$$G_i = 0.04353Ah\phi \frac{p_i Z_{c.e.} T_{c.e.}}{p_{c.e.} Z_i T} \quad (4.27)$$

por lo tanto,

$$G_p = G_i - 0.04353Ah\phi \frac{Z_{c.e.} T_{c.e.} p}{p_{c.e.} T Z} \quad (4.28)$$

resolviendo la **Ec. 4.26** para p/z ,

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \frac{p_{c.e.} T}{0.04353Ah\phi Z_{c.e.} T_{c.e.}} \quad (4.29)$$

utilizando la ecuación para estimar el gas inicial in situ para un carbón seco e incompresible,

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G_i} \right) \quad (4.30)$$

Entonces resulta la Ecuación de Balance de Materia para un yacimiento volumétrico de gas seco,

La Ecuación de Balance Materia para gas en el carbón, **Ec. 4.25**, se simplifica considerablemente con la introducción de la Función Z^* introducida por King. Retomando la **Ec. 4.14**,

$$G_p = G_i - 1.3597(10)^{-3}Ah\rho_B V_{Ldaf}(1 - a - w) \frac{p}{p + p_L} - 0.04353Ah\phi(1 - S_w) \frac{pZ_{c.e.}T_{c.e.}}{p_{c.e.}ZT} \quad (4.31)$$

agrupando términos y utilizando la **Ec. 4.16** para la relación de porosidades,

$$G_p = G_i - 0.04356Ah\phi(1 - a - w) \frac{Z_{c.e.}T_{c.e.}}{p_{c.e.}T} \left[\frac{\rho_B V_{Ldaf}(1 - a - w)p_{c.e.}T}{32.037\phi_i Z_{c.e.}T_{c.e.}} \frac{p}{p + p_L} + (1 - S_w) \exp[-c_f(p_i - p)] \frac{p}{Z} \right] \quad (4.32)$$

Comparar la ecuación anterior con la **Ec. 4.28** llevo a King a definir intuitivamente la Función Z^* ,

$$\frac{p}{Z^*} = \frac{p}{Z} \left[\frac{\rho_B V_{Ldaf}(1 - a - w)p_{c.e.}TZ}{32.037\phi_i Z_{c.e.}T_{c.e.}} \frac{1}{p + p_L} + (1 - S_w) \exp[-c_f(p_i - p)] \right] \quad (4.33)$$

resolviendo explícitamente para Z^* ,

$$Z^* = \frac{Z}{\frac{\rho_B V_{Ldaf}(1 - a - w)p_{c.e.}TZ}{32.037\phi_i Z_{c.e.}T_{c.e.}p + p_L} + (1 - S_w) \exp[-c_f(p_i - p)]} \quad (4.34)$$

La función Z^* es simplemente el factor de desviación del gas dividido por la suma de dos términos. El primer término es la relación de gas adsorbido a gas libre por unidad de volumen. Los carbones bituminosos y de rangos superiores típicamente pueden contener de 20 a 50 veces más gas por adsorción de gas libre en las fracturas. Los carbones sub-bituminosos, tienen menor capacidad de adsorción y mayor porosidad que los carbones de rango superior, a menudo tienen la misma cantidad de gas adsorbido y gas libre. Por lo tanto, este primer término en el denominador de Z^* puede variar desde un valor de 1 a 50. El segundo término es el producto de dos diferencias y representa el volumen de gas libre en las fracturas por unidad de volumen. Ambos rangos con valore entre 0 y 1, por lo que su producto es inferior a 1. En consecuencia, el denominador de la función Z^* está dominado con frecuencia por el primer término, la relación de gas adsorbido a gas libre por unidad de volumen.

Reescribiendo la **Ec. 4.15** para gas inicial in situ y usando la **Ec. 4.24** para el factor de volumen del gas,

$$G_i = \frac{0.04353Ah\phi_i Z_{c.e.} T_{c.e.} p_i}{p_{c.e.} T} \left[\frac{\rho_B V_{Ldaf} (1 - a - w) p_{c.e.} T Z_i}{32.037 \phi_i Z_{c.e.} T_{c.e.} (p_i + p_L)} + (1 - S_{wi}) \right] \quad (4.35)$$

de la **Ec. 4.33** se obtiene la siguiente simplificación,

$$G_i = \frac{0.04353Ah\phi_i Z_{c.e.} T_{c.e.} p_i}{p_{c.e.} T} \frac{p_i}{Z_i^*} \quad (4.36)$$

la cual se puede reescribir como:

$$\frac{p_{c.e.} T}{0.04353Ah\phi_i Z_{c.e.} T_{c.e.}} = \frac{1}{G_i} \frac{p_i}{Z_i^*} \quad (4.37)$$

El gas remanente en el carbón está dado por los dos últimos términos en el lado derecho de la **Ec. 4.14**,

$$G_r = 1.3597(10)^{-3} Ah \rho_B V_{Ldaf} (1 - a - w) \frac{p}{p + p_L} + 0.04356 Ah \phi (1 - S_{wi}) \frac{1}{B_g} \quad (4.38)$$

sustituyendo la **Ec. 4.16** para la porosidad y la **Ec. 4.24** para el factor de volumen del gas se tiene:

$$G_r = 1.3597(10)^{-3} Ah \rho_B V_{Ldaf} (1 - a - w) \frac{p}{p + p_L} + 0.04356 Ah \phi (1 - S_{wi}) \frac{1}{B_g} \quad (4.39)$$

Al simplificar,

$$G_r = \frac{0.04353Ah\phi_i Z_{c.e.} T_{c.e.} p}{p_{c.e.} T} \left[\frac{\rho_B V_{Ldaf} (1 - a - w) p_{c.e.} T Z}{32.037 \phi_i Z_{c.e.} T_{c.e.} (p + p_L)} + (1 - S_w) \exp[-c_f(p_i - p)] \right] \quad (4.40)$$

De la definición de Z^* , **Ec. 4.33**,

$$G_r = \frac{0.04353Ah\phi_i Z_{c.e.} T_{c.e.} p}{p_{c.e.} T} \frac{p}{Z^*} \quad (4.41)$$

Con la ecuación anterior y la **Ec. 4.36** para el gas inicial in situ, la Ecuación de Balance de Materia del gas, **Ec. 4.14**, pueden reescribirse como,

$$G_p = \frac{0.04353Ah\phi_i Z_{c.e.} T_{c.e.} p}{p_{c.e.} T Z_i^*} - \frac{0.04353Ah\phi_i Z_{c.e.} T_{c.e.} p}{p_{c.e.} T Z^*} \quad (4.42)$$

Al solucionar para p/Z^* ,

$$\frac{p}{Z^*} = \frac{p_i}{Z_i^*} - \frac{p_{c.e.} T}{0.04353Ah\phi_i Z_{c.e.} T_{c.e.}} G_p \quad (4.43)$$

sustituyendo la **Ec. 4.37** en la ecuación anterior,

$$\frac{p}{Z^*} = \frac{p_i}{Z_i^*} - \frac{p_i}{G_i Z_i^*} G_p \quad (4.44)$$

o, simplemente, la Ecuación de Balance de Materia de gas para un carbón puede ser escrita como,

$$\frac{p}{Z^*} = \frac{p_i}{Z_i^*} \left(1 - \frac{G_p}{G_i}\right) \quad (4.45)$$

A diferencia de la ecuación general de King, Seidle asumió un yacimiento volumétrico. Además, en el uso práctico de esta ecuación, asume la saturación de agua constante, que aparece en la definición de Z^* , para evitar las iteraciones. El uso de la **Ec. 4.21** es, por tanto, análoga a la gráfica convencional de p/z vs producción acumulada, con la única sustitución de z por Z^* , **Figura 4.7**.

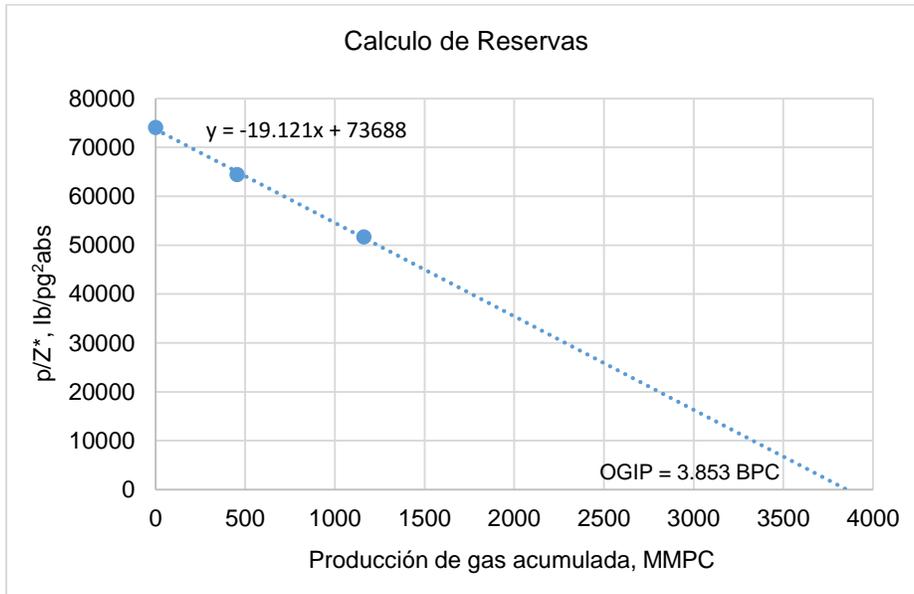


Figura 4.7: Método Modificado de King (p/Z^*) para la determinación de la reserva de gas.

Clarkson & MCGovern derivaron una extensión simple de la ecuación de Jensen & Smith que incluye el almacenamiento del gas libre, que puede ser importante en algunos de los yacimientos de gas grisú,

$$\frac{p}{p + p_L} + \frac{32.037\phi(1 - \overline{S_w})}{V_L B_g \rho_c} = \frac{-0.7355}{V_L A h \rho_c} G_p + \left[\frac{p_i}{p_i + p_L} + \frac{32.037\phi(1 - S_{wi})}{V_L B_g \rho_c} \right] \quad 4.46$$

Aunque la **Ec. 4.46** permite la variación de la saturación de agua durante el agotamiento, Clarkson & McGovern asumieron que esta era constante en su análisis para evitar iteraciones – esta suposición fue justificada antes por Seidle. Otras suposiciones son similares a las que utilizaron Jensen & Smith en su ecuación y la ecuación anterior es usada en similares situaciones, excepto que la ordenada de la gráfica (lado izquierdo de la Ec. 4.45) requiere el conocimiento de la saturación del gas libre, volumen de Langmuir, propiedades del gas, y densidad del carbón.

Finalmente, Ahmed et al. (2006) recientemente presentaron una ecuación de balance de materia para gas grisú que considera los cambios en la saturación de agua, compresibilidad de la roca y del agua durante el agotamiento pero, a diferencia del método de King, no requiere iteración.

4.1.11 Factor de Recuperación de gas en el carbón.

El factor de recuperación se define como,

$$\text{Factor de Recuperación} = \frac{\text{Fluido Recuperado}}{\text{Fluido In Situ}} = \frac{\text{Fluido In Situ} - \text{Fluido Remanente}}{\text{Fluido In Situ}} \quad 4.47$$

Matemáticamente, el factor de recuperación del gas está dado por la **Ec. 4.48**,

$$F_r = \frac{G_p}{G_i} = \frac{G_i - G_r}{G_i} = 1 - \frac{G_r}{G_i} \quad 4.48$$

donde,

F_r = factor de recuperación, decimal,

G_r = gas remanente, MMpc

También el factor de recuperación puede determinarse a partir de la siguiente expresión en términos de la presión inicial, del gas libre adsorbido y de la presión de Langmuir, como se expresa en la **Ec. 4.49**,

$$Fr = 1 - \frac{p_i p_i + p_L (1 - \alpha)}{p_i p + p_L (1 + \alpha_i)} \quad 4. 49$$

donde,

$$\alpha = \frac{32.037\phi(1 - S_w) * Z_{sc}T_{sc}(p + p_L)}{\rho_B V_{Ldaf}(1 - a - w)p_{sc}ZT} \quad 4. 50$$

α = relación de gas libre y gas desorbido, adimensional

En carbones de alto rango, con frecuencia las diaclasas tienen muy bajas porosidades y contienen volúmenes de gas sustanciales en la matriz, por lo que la relación entre el gas libre y el gas adsorbido es mucho menor que uno. En este caso, el factor de recuperación se simplifica aún más y está dado por la **Ec. 4.51**, el uso de esta expresión se muestra en la **Figura 4.8**.

$$Fr = 1 - \frac{p_i p_i + p_L}{p_i p + p_L} \quad (4. 51)$$

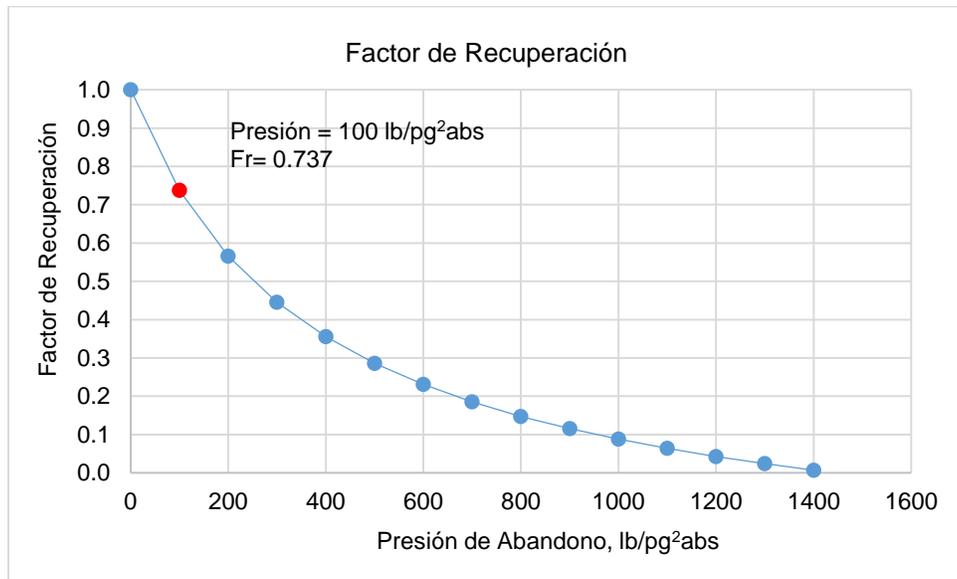


Figura 4.8: Factor de recuperación del gas grisú.

4.2 Explotación del Gas Grisú.

La producción de gas grisú implica una alteración al medio ambiente y al entorno local a través de las torres de perforación y los caminos de acceso, así como la instalación de los equipos de producción en el lugar, y los servicios de procesamiento y transporte de gas.

Los yacimientos de gas grisú pueden ser localizados a poca profundidad (estos son predominantemente los yacimientos que han sido explorados hasta ahora), mientras que el Shale Gas y el Tight Gas se encuentran generalmente a mayores profundidades. El agua que a menudo se encuentra en la veta de carbón, debe ser eliminada para que el gas pueda fluir hacia el pozo. Además, el gas grisú contiene muy pocos hidrocarburos líquidos (gas natural líquido o gas condensado), lo que significa que la viabilidad económica de la producción depende en gran medida del precio a que el propio gas puede ser vendido.

En los últimos 25 años se han perfeccionado las técnicas para extraer el gas grisú de una manera comercial, para una producción a escala significativa, inicialmente en América del Norte y, desde mediados de la década de 1990, en Australia. El gas grisú puede ser producido a partir de pozos verticales u horizontales, este último se está convirtiendo cada vez más común. Generalmente, entre más delgada la veta de carbón y mayor sea la profundidad del yacimiento, lo más probable es que sea perforado un pozo horizontal. Aunque a una profundidad de 800 a 1200 (m) es típico encontrar yacimientos de gas grisú, hay casos en los que se encuentra en formaciones poco profundas, aproximadamente a 100 (m) por debajo de la superficie, por lo que es más económico perforar una serie de pozos verticales, en lugar de un pozo horizontal con una larga extensión para llegar a la veta de carbón.

Una vez que el pozo ha sido perforado, el agua que se encuentra en la veta de carbón se extrae, ya sea bajo presión natural o mediante el uso de equipos de bombeo mecánico – un proceso conocido como deshidratación-. Debido a que la presión es abatida por el proceso de deshidratación, el flujo de gas natural ocurre después de que se ha llevado a cabo el proceso de deshidratación ya que este se libera de las fracturas naturales que se encuentran en la veta de carbón. El gas se separa del agua en la superficie y luego se comprime y se inyecta a la tubería de recolección para su posterior transporte.

En el caso de los pozos más profundos, puede llegar a ser necesario el uso del fracturamiento hidráulico para aumentar la permeabilidad de la veta de carbón con el fin de estimular la liberación del agua y gas, esto normalmente se practica en los pozos que están a varios cientos de metros debajo de la superficie.

La decisión de emplear el fracturamiento hidráulico debe ser analizada previo a la perforación, ya que como consecuencia se necesitan ser diseñadas las instalaciones en superficie.

La técnica de fracturamiento hidráulico para la extracción del gas grisú con frecuencia es un proceso de una sola etapa, es decir, un trabajo de fracturación por pozo. El agua requerida para el fracturamiento hidráulico puede obtenerse de pozos vecinos que están por agotarse. Los fluidos recuperados del pozo se bombean a fosas de contención o tanques de almacenamiento para su posterior tratamiento o eliminación.

4.2.1 Perforación de pozos.

Los proyectos de gas grisú generalmente adoptan procedimientos de perforación, terminación y estimulación de pozos tecnológicamente simples y económicos. Los pozos verticales son comunes ya que puede ser complicado perforar los filones de carbón inestables. Los pozos horizontales de largo alcance, cuando son posibles, permiten maximizar el contacto con el yacimiento, al igual que los pozos multilaterales, con lo que se han reportado tasas de recuperación entre el 70 y 90% al cabo de 24 a 48 meses de producción. La tecnología de perforación a utilizar se determina a partir de las propiedades del yacimiento, **Figura 4.9**.

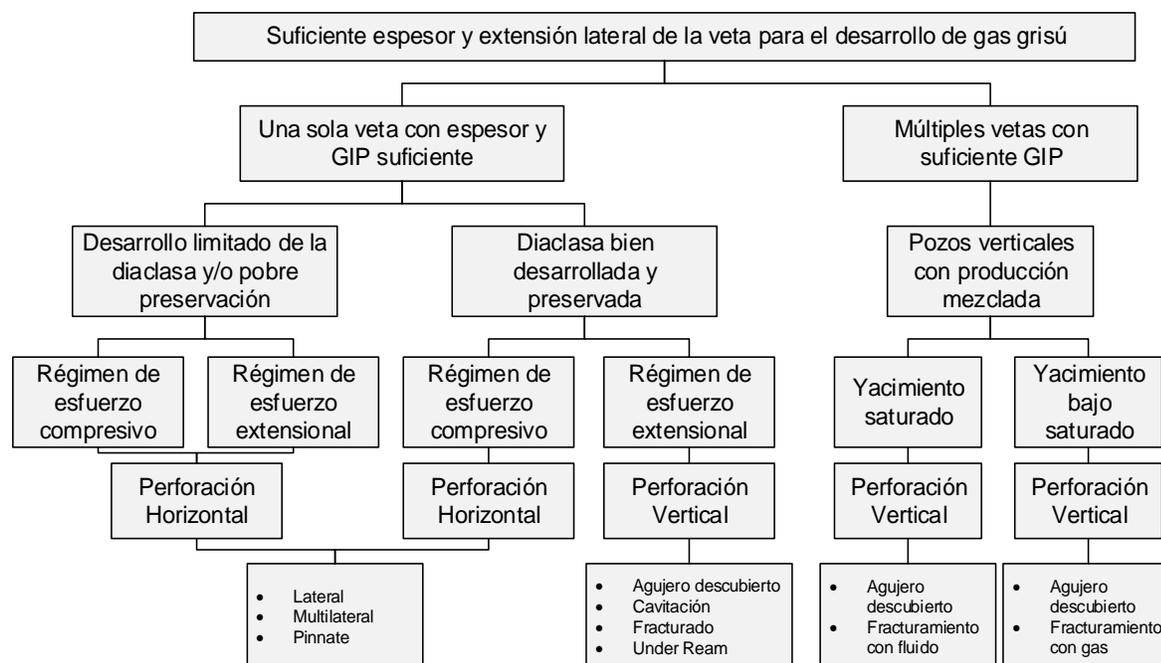


Figura 4.9: Diagrama de flujo de tecnologías de perforación para yacimientos de gas grisú.

Los tipos de técnicas de perforación, verticales y horizontales, utilizadas para la producción de gas grisú están controladas por:

1. La litología de las formaciones penetradas.
2. El espesor de las vetas de carbón.
3. La continuidad lateral de las vetas de carbón.
4. Las propiedades del yacimiento (por ejemplo las fracturas o diaclasas).

5. Las estructuras geológicas de las formaciones penetradas.

En particular la litología de las formaciones dicta si la perforación vertical del pozo en las vetas de carbón utilizará métodos convencionales de perforación rotatoria y/o percusión. De acuerdo con Ramaswamy, las formaciones blandas requieren de una perforación rotatoria y por el contrario las formaciones duras de una perforación por percusión para una rápida penetración. (Ramaswamy, 2007)

Además, Ramaswamy sugirió que los pozos horizontales tienen más ventajas que los pozos verticales en base a lo siguiente:

1. Mayor distancia de penetración del carbón.
2. Mayor área dentro del yacimiento.
3. Flexibilidad para ser orientado de forma perpendicular y así intersectar las diaclasas principales.
4. Es mucho más efectiva en los yacimientos altamente fracturados.
5. Los pozos pueden extenderse más allá de un horizontal siendo estos laterales o multilaterales.

4.2.1.1 Perforación Lateral y Multilateral.

Aunque los pozos horizontales proporcionan una mayor distancia y medios más eficaces para la recuperación del gas contenido en la veta de carbón, el pozo no proporciona una máxima área cubierta en el yacimiento.

Conceptualmente, los métodos de desorción y recuperación de gas más eficientes emplean cada vez pozos horizontales más largos con el fin de cubrir grandes áreas en las vetas de carbón. Por lo tanto, para esta situación son utilizados los pozos laterales y multilaterales, que son una variación de los pozos horizontales.

La perforación lateral y multilateral de pozos multiplican la recuperación de las reservas de gas en las vetas de carbón debido a que tienen un área de drene más grande que un solo pozo horizontal, ya que este tipo de perforaciones proporciona un mayor contacto con las diaclasas y/o fracturas perpendiculares a la estratificación. Las diaclasas y/o fracturas del carbón son áreas de superficie inmediatas de adsorción y desorción de gas.

4.2.1.2 Perforación direccional.

La perforación direccional es muy poco utilizada en Estados Unidos, Australia y China para drenar el gas contenido en la veta de carbón.

La perforación direccional se clasifica según el radio de giro desde el pozo vertical como se muestra en la **Figura 4.10**. Los pozos horizontales que son perforados inicialmente presentan problemas para el bombeo del agua que es producida debido a la configuración de la curvatura. Sin embargo, este problema ha sido corregido por Estados Unidos y empresas de perforación australianas que han introducido una nueva técnica, que incluye

la perforación direccional de varios pozos que se dirigen a un pozo horizontal, que produce el gas y agua. Esta técnica es denominada por la USEPA (2009) como *Surface to Inseam drilling (SIS)*. Los pozos drenan el mismo espesor dentro del yacimiento de carbón, así como múltiples vetas de carbón que están próximas entre sí a varias profundidades.

La terminación de los pozos direccionales horizontales es del tipo “espinas de pescado”, el cual muestra un patrón de árbol, es decir, cuatro pozos laterales convergen hacia fuera de un pozo vertical y, cada pozo contiene laterales secundarios que pueden ser perforados para formar un patrón de drenaje de 360° (USEPA, 2009)

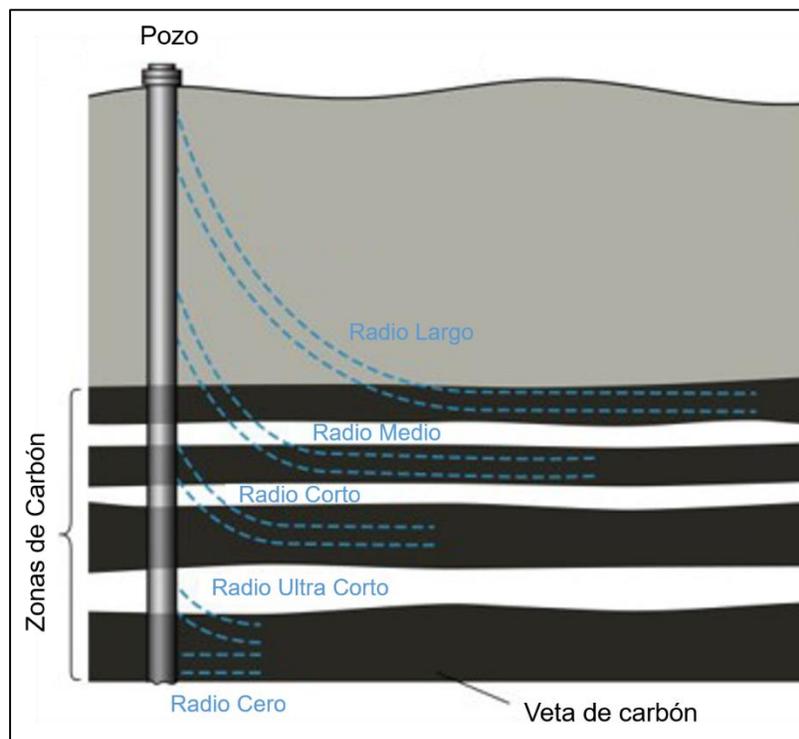


Figura 4.10: Perforaciones de pozos verticales y horizontales en diferentes ángulos.

4.2.2 Tipos de Terminaciones.

Las terminaciones de los pozos en las vetas de carbón son similares a las terminaciones de pozos de gas convencional pero, las modificaciones que se han incorporado en los procedimientos se deben a las propiedades únicas del carbón. Algunas propiedades del carbón y sus problemas con los contaminantes asociados a su extracción son:

- El carbón es frágil. El carbón de rango óptimo para la producción de gas grisú también es el más frágil.
- El carbón tiene un extenso sistema de fracturas naturales que debe ser conectado al pozo para proporcionar la permeabilidad adecuada. La red de fracturas es sensible al bloqueo ocasionado por el cemento o al lodo de perforación.
- La generación de restos de carbón durante la terminación y producción.

- Las zonas de presiones altas con frecuencia se encuentran en la fractura de carbones.

Como consecuencia, las terminaciones de los pozos en gas grisú requieren de todo un estudio para su elección y la modificación de métodos para tener un buen procedimiento. Los costos de la terminación del pozo deben ser minimizados en todas las operaciones, sobre todo en proyectos donde se tienen limitaciones económicas (Rogers, 2007)

Se han desarrollado diferentes tipos de terminaciones para los pozos de gas grisú, para vincular el pozo al sistema de fracturas con la mayor eficiencia posible. El tipo más común de terminación es colocar una tubería de revestimiento, perforar, y fracturar hidráulicamente las vetas de carbón.

Los trabajos de fracturamiento hidráulico en carbones de baja permeabilidad, requieren de largas y estrechas fracturas con apuntalantes, mientras que fracturas cortas y anchas sin apuntalar se utilizan en los carbones de mayor permeabilidad. Si la permeabilidad es lo suficientemente alta y el carbón no presenta un gran daño debido a la perforación, una terminación en agujero descubierto simple puede ser suficiente. En algunas áreas, se utilizan terminaciones con procesos de cavitación, lo que resulta en tasas de gas que son sustancialmente mayores que los pozos estimulados con fracturamiento hidráulico.

La **Figura 4.11** compara los tipos de terminación con fracturamiento hidráulico y con procesos de cavitación en pozos verticales.

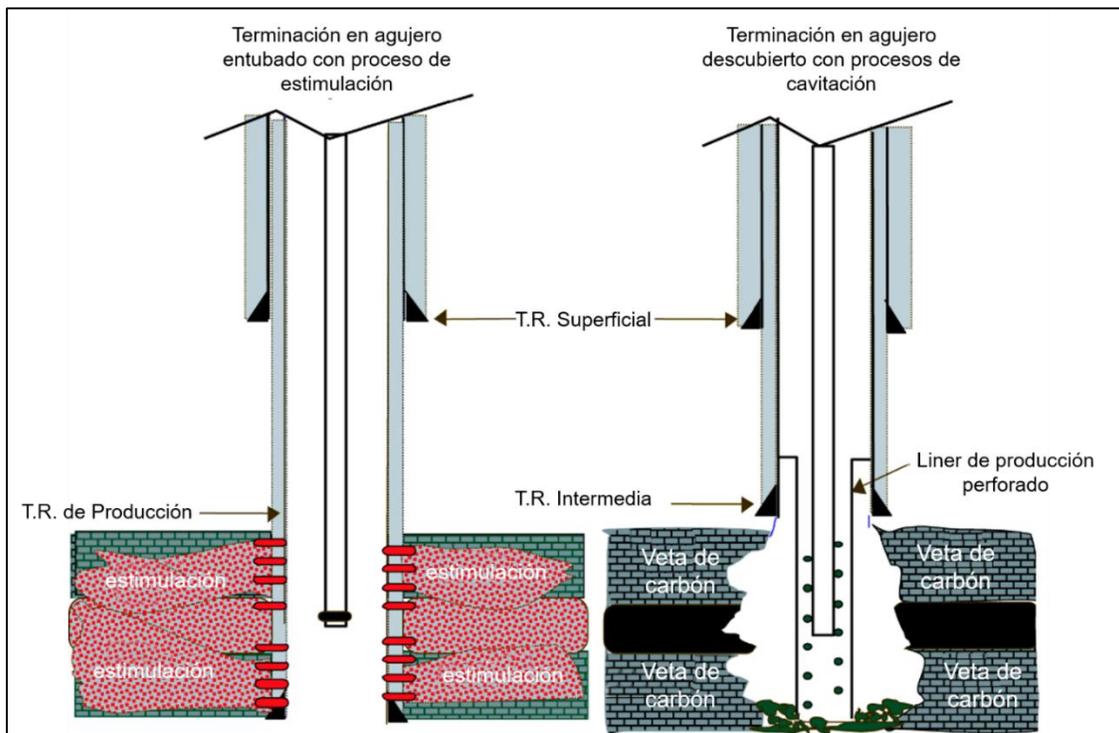


Figura 4.11: Comparación de un pozo con terminación con estimulación por fracturamiento y de un pozo con procesos de cavitación.

4.2.2.1 Terminación en agujero descubierto.

Las terminaciones en agujero descubierto son utilizadas cuando solamente se tiene el objetivo de recuperar el gas de una sola veta de carbón con el mínimo daño a la formación. Este tipo de terminaciones tiene las siguientes ventajas: no deja tubería que obstaculice el minado después del drenado, el proceso de cementación no causa ningún daño a la formación de carbón y proporciona un acceso sin obstáculos a la formación desde el pozo.

La desventaja de la terminación en agujero descubierto es que no hay un buen control en el flujo de fluidos durante la estimulación, lo que provoca pérdidas de fluido o el colapso de la formación.

4.2.2.2 Terminación en agujero descubierto con procesos de cavitación.

Esta técnica implica dejar la tubería de revestimiento por encima de la veta de carbón productora. El procedimiento de la cavitación es sucedido por una serie repetitiva de presurización, despresurización, y la limpieza del agujero es realizada por un equipo diseñado especialmente para esta tarea.

El proceso de cavitación afecta el pozo de las siguientes maneras:

1. Remueve el daño causado por la perforación y aumenta la conectividad entre la formación y el pozo.
2. Remueve el daño por los esfuerzos, debido a la concentración de esfuerzos alrededor del pozo.
3. Amplia el radio físico del pozo.
4. Mejora la permeabilidad más allá de la superficie de la cavidad por hasta 5 veces más el radio real.

4.2.2.3 Terminaciones en agujero entubado.

Las terminaciones en agujero entubado son las terminaciones mas utilizadas en las vetas de carbón. Este tipo de terminación tiene las siguientes ventajas: 1) estabilización del pozo; 2) terminacion selectiva en las vetas individuales; 3) uso de un fluido de perforación que ayudará al control del flujo de gas y agua. Debido a que en la mayoría de las terminaciones en agujero entubado el carbon es estimulado con un fracturamiento hidraulico, por lo tanto, este forma parte del diseño integral del pozo.

La terminacion en agujero entubado es adecuada casi para todas las vetas de carbón, con excepcion de las vetas que presentan una alta permeabilidad. Los factores más importantes en la selección de una terminación en agujero entubado es la economía debido a que se encuentra implícito el tratamiento de estimulación. Dependiendo del

número de vetas que serán producidas, la terminación en agujero entubado puede ser para una o múltiples vetas de carbón.

El espesor de la veta de carbón determina el número, tamaño y tipo de carga, ya que ésta puede variar ampliamente, pero las densidades de disparo más comunes son de 3 disparos por 0.093 m². La efectividad de las terminaciones de pozo entubado puede reducirse cuando los puntos de acceso o perforaciones/ranuras están bloqueadas por fragmentos de carbón detrás de la tubería. (Boyer, 1989).

4.2.3 Cementación del pozo.

El sistema de diaclasas de un carbón requiere consideraciones especiales a la hora de planificar las operaciones de cementación. En profundidades someras, las lechadas de cemento convencionales invaden las profundidades de la red de diaclasas y fracturas naturales e impiden la producción futura de agua y gas. Debido a su baja resistencia mecánica, los carbones pueden fracturarse bajo la presión del cemento. Por estas razones, la densidad de la lechada de cemento utilizada en los pozos de gas grisú en general es mucho más baja que la de los cementos estándar.

No obstante, la simple reducción de la densidad no garantiza la efectividad de una operación de cementación. El cemento debe formar un aislamiento zonal y poseer una resistencia a la compresión adecuada para mantener la integridad durante los tratamientos de estimulación por fracturamiento. A veces se implementan operaciones de cementación de dos etapas – lechadas iniciales livianas seguidas de lechadas más densas – pero aun así se puede llegar a tener resultados indeseados. Los extendedores de cementos utilizados para aliviar el peso de la lechada pueden reducir la resistencia a la compresión por debajo de niveles aceptables, y las lechadas con alta resistencia a la compresión con frecuencia rompen la formación. La pérdida de cemento a través de las zonas productoras produce daños y deja sin protección a las vetas de carbón más someras. Cuando no se establecen los retornos del cemento a la superficie, debido a las pérdidas que se producen en las vetas de carbón, es probable que queden expuestas areniscas de agua dulce.

4.2.4 Comportamiento del pozo.

Los pozos de gas grisú suelen producir poco o nada de gas inicialmente y tienden a producir de moderadas a altas tasas de agua. La producción de agua puede ir desde unos pocos barriles por día para los carbones de baja permeabilidad o hasta miles de barriles por día para los carbones de alta permeabilidad. Los pozos pueden producir agua durante varios meses o años antes de producir volúmenes significativos de gas. Como se produce el agua, la presión cercana al pozo se reduce, permitiendo que el gas comience a desorberse de la matriz de carbón. Cuando la saturación de gas excede el valor crítico, el gas comienza a fluir hacia el pozo, **Figura 4.12**. Si el patrón del pozo permite la interferencia adecuada entre los pozos y los carbones que no están conectados

a un fuerte acuífero, las tasas de agua disminuirán con el tiempo pero es probable que un mínimo continúe durante toda la vida productiva del pozo.

En general, los gastos de gas aumentan hasta que se alcance un pico de producción, aunque el comportamiento del yacimiento y la influencia de pozos vecinos pueden crear un perfil de producción plano o un declive a principios de la producción de gas. Existen períodos de aceleración que van de 3 a 5 años que son los más comunes y los pozos pueden producir cerca de su pico de producción durante varios años antes de que los gastos de gas comiencen a declinar. Es posible, aunque no es típico, tener altos gastos de gas iniciales y gastos de agua relativamente bajos si el yacimiento está completamente saturado de gas y no está en contacto con un gran acuífero activo

Se necesitan pozos múltiples para desarrollar un yacimiento de gas grisú. Una buena interferencia de los pozos ayuda a eliminar el agua del yacimiento más rápidamente, y pozos poco espaciados pueden lograr gastos máximos más rápidamente que los pozos ampliamente espaciados.

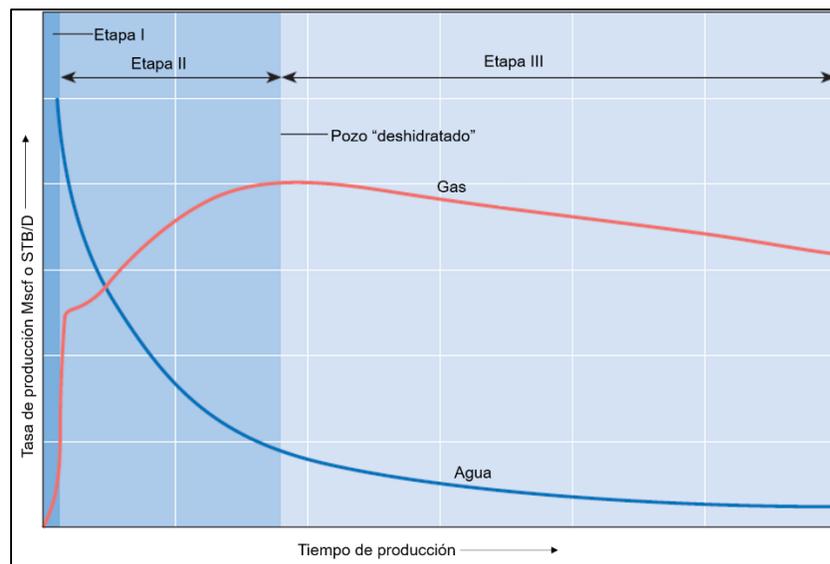


Figura 4.12: Producción característica de un yacimiento de gas grisú.

4.2.5 Estimulación del pozo.

Los tratamientos de estimulación por fracturamiento son ampliamente utilizados para acceder a las reservas de gas grisú. La conexión de la red de fracturas naturales con el pozo proporciona un conducto a través del cual se produce agua y gas. Los tratamientos apuntalados de fracturamiento hidráulico de las vetas de carbón han resultado exitosos en lo que respecta a la estimulación de la producción.

El carbón posee características físicas que son diferentes a las de las rocas convencionales. Su relación de Poisson más alta se traduce en gradientes de fracturas más altos, a menudo superiores a los de las capas adyacentes. La consistencia blanda del carbón dificulta la propagación de las fracturas. Los sistemas de diaclasas generan

redes de fracturas. En los carbones intensamente fracturados, con un módulo de Young bajo, se crean redes complejas, por consiguiente, aun con las altas presiones de tratamiento, se logran longitudes de fracturas limitadas. Las pérdidas de fluido asociadas con los sistemas a base de gel pueden producir hinchamiento y daño a los carbones.

El alto grado de heterogeneidad de los carbones que se hallan en una cuenca puede producir resultados inconsistentes. La variabilidad del carbón entre una cuenca y otra también afecta los resultados finales de los tratamientos de estimulación. El método de prueba y error no suele ser económicamente efectivo para la optimización de un programa de estimulación; sin embargo, a veces constituye la única alternativa.

Los tratamientos de estimulación por fracturamiento se dividen en tres categorías principales: 1) sistemas de gel a base de polímeros, 2) sistemas de agua oleosa y 3) sistemas espumados o energizados (nitrógeno o dióxido de carbón).

1. Los sistemas de gel a base de polímeros pueden producir daños de formación, como el taponamiento de las diaclasas si el gel no se llegara a romper.
2. Los sistemas de agua oleosa requieren tasas de bombeo muy altas porque el fluido posee capacidades deficientes de transporte de apuntalantes.
3. Los sistemas energizados dan buenos resultados y reducen el potencial de daño causado por las interacciones entre el carbón y los fluidos de fracturamiento. No obstante, el peligro de daño de formación persiste incluso con los sistemas energizados.

Los volúmenes de apuntalante que se utilizan en los tratamientos de estimulación pueden alcanzar valores de hasta $17\ 700\ \text{kg/m}^3$, pero las longitudes efectivas de las fracturas hidráulicas lamentablemente son bajas; raramente se han documentado valores de 60 m (200 pie). Las fracturas hidráulicas pueden crecer desplazándose hacia fuera de la zona o convertirse en redes de fracturas complejas dentro del carbón, lo que deteriora a menudo la permeabilidad del carbón cuando se utilizan fluidos de tratamiento a base de polímeros.

4.2.6 Agua producida y su tratamiento.

Los operadores de los pozos de gas grisú utilizan una variedad de métodos para el manejo, almacenamiento, tratamiento y disposición del agua producida. La gestión del agua producida, **Figura 4.13**, es la más adoptada por los operadores. Como se mencionó anteriormente, el gas grisú suele producirse a partir de un proyecto que se define como un pozo, grupo de pozos, un contrato, o alguna otra unidad reconocida que es operada como una unidad económica cuando se toman decisiones que tienen que ver directamente con la producción. El agua producida por el proyecto puede ser gestionada a través de diferentes métodos de almacenamiento, tratamiento y eliminación, y cada proyecto de gas grisú puede utilizar varios métodos de gestión.

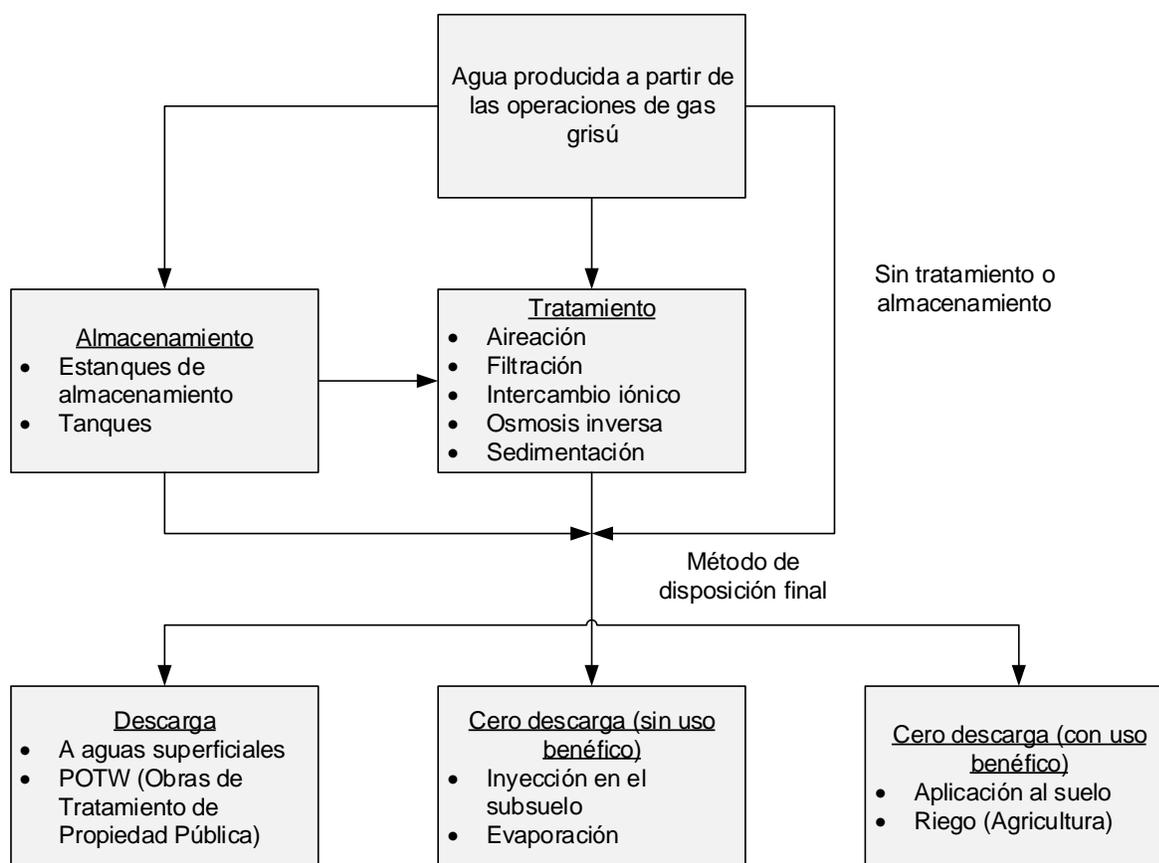


Figura 4.13: Sistema de gestión de agua producida más utilizado por los operadores.

Durante estas operaciones se debe contar con sistemas de recolección y transporte para el agua producida. El agua que es producida de pozos individuales con frecuencia es recolectada por un sistema de tuberías para su transporte hacia un sistema de almacenamiento general o hacia la localización de su disposición final. La disposición final del agua producida por los pozos de gas grisú puede ser de la siguiente manera:

- Descarga: es el vertido directo a las aguas superficiales o el vertido indirecto a una estación de depuración.
- Cero descarga (sin uso benéfico): la cero descarga puede incluir la evaporación, inyección en el subsuelo.
- Cero descarga (con uso benéfico): esta puede incluir su aplicación al suelo, riego, etc.

Los métodos de gestión del agua producida utilizados en una cuenca en particular dependen de una gran variedad de factores tales como la cantidad de agua, disponibilidad de aguas receptoras, disponibilidad de las formaciones para inyección, interés del operador y de las regulaciones.

Capítulo 5

Economía de los Yacimientos de Gas Grisú.

El éxito comercial de un proyecto de gas depende de diversos factores, entre ellos el marco regulatorio, las tasas de producción de gas, inversiones, costos operativos, el mercado y las economías de escala. En el caso de proyectos de gas convencional, las tasas de gas se conocen a partir de pruebas de pozos y posteriormente, durante la vida productiva del yacimiento, los costos de capital para la transformación y eliminación de aguas. Los contratos de gas de alto valor pueden establecerse al inicio del proyecto, con la certeza de que una plataforma de producción específica puede mantenerse durante muchos años.

Por el contrario, los yacimientos de gas grisú producen poco o ningún gas al inicio de su explotación, lo que implica un gran compromiso de capital al inicio del proyecto para la perforación de pozos, la estimulación y el manejo de agua. Debido a que pueden pasar varios años antes de que se alcancen tasas de gas comerciales, puede ser difícil obtener contratos de gas a largo plazo o financiación. Los proyectos de gas grisú requieren de más trabajo para cuantificar y gestionar plenamente los riesgos que implica, mismos que se pueden reducir mediante el análisis de los datos de reservas, pruebas de pozos piloto y buenos escenarios de producción. Los riesgos comerciales se pueden reducir mediante el uso de un análisis de decisiones, los incentivos fiscales y la financiación de proyectos.

Además, la rentabilidad de un proyecto de gas grisú es altamente dependiente de factores como; el espesor de la veta, el contenido de gas, y la permeabilidad. Su inversión está influenciada por otras variables, como la profundidad, los volúmenes de eliminación de agua, el acceso al mercado, y el precio del gas. Las pruebas de pozo, registros y análisis de núcleos se suman a los costos en las regiones sin una minería del carbón previa o al análisis de núcleos del carbón.

5.1 Incentivos Económicos y Fiscales.

Una gran variedad de incentivos económicos y fiscales se han desarrollado para fomentar proyectos de gas grisú y la utilización del gas metano en las minas de carbón en los diferentes países que cuentan con un gran potencial de este recurso.

Como se ha analizado anteriormente Estados Unidos es líder mundial en el aprovechamiento y producción de gas grisú, y esto se debe a que tiene una industria consolidada debido a su infraestructura, tecnología y experiencia. Los costos de desarrollo son mucho más bajos que en las zonas donde la industria del gas grisú es aun insipiente y así se necesita menos apoyo del Estado para garantizar su rentabilidad.

A medida que la industria se ha desarrollado y ha ganado impulso, el Estado ha eliminado los incentivos para participar en los ingresos. El mayor ejemplo de esto fue el crédito

fiscal federal de la Sección 29 introducido como parte de la Ley Windfall Profit de 1980 y que expiró hasta el año de 1992. El objetivo de esta ley era promover la producción nacional de hidrocarburos a partir de yacimientos no convencionales que eran aquellos yacimientos que se consideraban difíciles y/o caros de producir. Estos yacimientos no convencionales incluyen específicamente el Coalbed Methane, Tight Gas Sands y Shale Gas (Clarkson, C. R., & Bustin, M., 2010). Esta ley fue la responsable del enorme progreso y la posible estimulación en el desarrollo de la industria estadounidense en materia de gas grisú colocándola en la posición global en la que se encuentra hoy en día.

Después de que el Estado retiró los incentivos, la producción siguió en aumento. En los mayores estados productores, Colorado, Nuevo México y Wyoming, el gas grisú es tratado como gas natural cuando se trata de impuestos mientras que en el estado de Mississippi, donde actualmente no hay producción de gas grisú, todavía se ofrece un incentivo fiscal en forma de un impuesto reducido durante la fase de explotación.

China dentro de su política nacional para gas grisú, implementó en 2005 el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM) con la promesa de obtener más ingresos a partir del carbón y generar un mayor interés por el gas metano en las minas de carbón. Además, el gobierno central de China promulgo un incentivo de 0.20 CYN por metro cubico de gas metano que se consuma en el uso doméstico o industrial y, un subsidio de 0.25 CYN/kWh para la generación de energía a partir del CBM o CMM. Desde el 2007, el gobierno central de China ha otorgado subsidios por 1.839 billones de CYN, del que se generaron 9.195 BCM (Huang, 2012).

Además, los operadores están exentos de pagar los impuestos por actividades de exploración una vez otorgada la concesión y, no se aplican regalías hasta el 2020. El Impuesto al Valor Agregado (IVA) pagado por las minas de carbón que recuperan y utilizan CBM/CMM es devuelto a las compañías carboníferas, y a las empresas que desarrollen tecnologías para la recuperación y uso de CMM. También hay exenciones de impuestos a las importaciones e IVA para operaciones de exploración y extracción de CMM. Los propietarios de minas de carbón o los operadores que inviertan capital en proyectos CMM financiados con préstamos o emisiones de bonos de financiamiento pueden reclamar en el 40% del valor del capital para compensar los impuestos sobre la renta. (Huang, 2012) (EIA, 2009)

Estas políticas estimulan los proyectos de CMM; sin embargo, hay que puntualizar que para obtener los subsidios y las exenciones de impuestos mencionados anteriormente, los operadores deben solicitarlas en el nivel apropiado, con seguimientos periódicos.

Como resultado de esto, 92 proyectos se han preparado para el CDM y aprobados por el gobierno central de China, de los cuales 58 proyectos han sido registrados en el Marco de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Como el tercer mayor productor de gas grisú, Canadá tiene una industria fuerte, pero con una gran cantidad de reservas in situ que aún no explota. La producción se centra en Alberta y British Columbia, las cuales proveen incentivos en forma de programas de

regalías. Alberta ofrece una regalía de 5% por los pozos de gas grisú, en comparación con las regalías de 12 a 27% para los pozos que no son elegibles (pozos que no son para la explotación de gas grisú). En lugar de la producción reducida usual que es aplicada durante el primer año a un máximo de casi 8 000 m³ para los pozos nuevos, los pozos de gas grisú reciben esta reducción por tres años a un máximo que se ajuste por debajo de los 12 000 (m³). Además, los pozos de gas grisú pueden calificar para el Natural Gas Deep Drilling Program (NGDDP), donde se aplica un incentivo que es destinado a apoyar el gas de alto costo. En este caso, los descuentos de las regalías para los pozos profundos son aplicados una vez que la regalía del 5% ha finalizado. British Columbia ha aplicado un factor de reducción de regalías a la producción que es aplicable a los pozos de gas grisú desde el 2002, la reducción de la tasa a pagar está basada sobre un mes de producción de hasta 17 000 (m³). Además de esto existe un crédito para las regalías y este solo está disponible y/o es aplicable para los pozos.

Al comparar el valor de un proyecto de gas grisú a través de varios países, la propuesta de inversión y el nivel del incentivo varía en todo el mundo. Como es de esperar los países que tienen una industria de gas grisú bien desarrollada tienen incentivos menos significativos que ofrecer.

También es importante tener en cuenta que, si bien la evaluación se aplica para un precio base del gas en todos los países para aislar el efecto de los incentivos, la dinámica del mercado local puede alterar significativamente la economía de los proyectos de gas grisú. En Australia, India, Indonesia y China, la viabilidad de extracción del gas grisú se incrementa significativamente debido a los precios más altos (**Figura 5.1**). Esto debería de ayudar particularmente el crecimiento de la industria de gas grisú en Australia, ya que cuenta con economías más atractivas que en otras áreas en los Estados Unidos o Canadá.

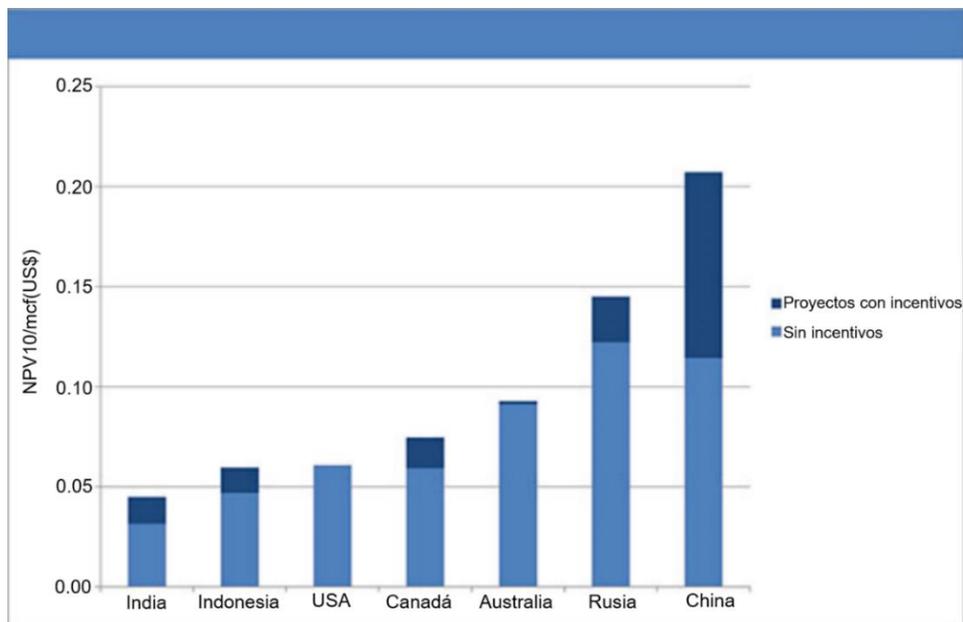


Figura 5.1: Efectos de los incentivos en los proyectos de gas grisú en los países con potencial.

Los incentivos fiscales para los proyectos de gas grisú han tenido éxito variado a nivel mundial. Su eficiencia depende en gran medida de otros factores tales como las condiciones en las que se encuentra la infraestructura ya existente y el yacimiento. Cuando las condiciones son propicias para el desarrollo y la producción, como en Australia, incentivos mínimos pueden tener el efecto deseado. Desafortunadamente, para los demás países del hemisferio oriental con aspiraciones a la recuperación y aprovechamiento del gas grisú, se necesitan de incentivos más amplios y de una regulación que sea capaz de superar la infraestructura inicial y dificultades técnicas con el fin de estimular a la industria.

5.2 Financiamiento de los proyectos de gas grisú y recursos de capital Internacionales.

La obtención de capital para financiar los proyectos de gas grisú puede ser un obstáculo importante ya que, históricamente las compañías petroleras y operadores han financiado sus proyectos con un flujo de efectivo suficiente y disponible cuando el proyecto presenta un riesgo bajo. Sin embargo, los proyectos de gas grisú poseen numerosos componentes para su financiamiento debido al riesgo que estos presentan y toman como alternativa los recursos de capital internacionales.

Se ha observado que para que un proyecto de gas grisú sea financiado debe de cumplir con las siguientes características:

1. El proyecto tiene que estar ejecutarse bajo una concesión o contrato otorgada a través del gobierno del país que corresponda.
2. El operador del proyecto debe de proporcionar una parte importante de sus fondos al proyecto.
3. El operador del proyecto normalmente tiene contratos integrales de largo plazo con los clientes, esto con el fin de garantizar ingresos y se tienen contratos de largo plazo con los proveedores para controlar los costos.
4. La empresa que opera el proyecto debe mostrar una alta relación deuda – capital, ya que esto permite que los recursos otorgados estén limitados a los accionistas o al gobierno en caso de incumplimiento.
5. El proyecto debe contener una estructura de colaboración que se alinea con la experiencia de los socios, con los cuales se comparte el riesgo y recompensas.

Financiar un proyecto de gas grisú puede ser complicado en países con economía en transición, porque muchas veces los inversionistas no poseen suficiente información acerca del alcance y el potencial de este tipo de proyectos, sin dejar a un lado el estado de derecho del país en cuestión. Debido a estos problemas, la extracción del gas grisú se financia a través de grandes consorcios del sector privados, instituciones gubernamentales e instituciones internacionales de crédito, mismas que brindan capital mediante subvenciones, préstamos a bajo interés, garantías de préstamos y capital de riesgo (USEPA, 1997)

Las naciones industrializadas proporcionan asistencia a los países emergentes a través de ayuda bilateral internacional en materia energética y, entre instituciones de comercio, que pueden incluir proyectos en las vetas de carbón o metano en las minas. En los Estados Unidos, el Laboratorio Nacional de Energía y Tecnología (NETL, por sus siglas en inglés) trabaja en poder proporcionar soporte técnico para lograr el progreso económico y social sostenible en dichos países. Otro objetivo de este tipo de ayuda es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a través de una iniciativa establecida en el Marco de la Convención de las Naciones Unidas para el cambio climático.

5.3 Criterios económicos para los proyectos de gas grisú.

Como se ha dicho anteriormente, existen muchos factores que son necesarios para hacer que un proyecto de gas grisú sea rentable y atractivo para los inversionistas. El acceso a los gasoductos, la proximidad de los mercados, infraestructura de los servicios petroleros, y los aspectos ambientales como lo es la regulación para la disposición y el tratamiento del agua producida son algunos de los factores que más impacto tiene sobre la rentabilidad del proyecto, además estos factores son variables dependiendo de la región donde se lleve a cabo el proyecto.

Otro aspecto importante en la rentabilidad de los proyectos es el contenido de gas ya que este debe de ser suficiente para que se justifiquen los gastos de desarrollo. Por ejemplo, para que el desarrollo de un proyecto sea rentable en la Cuenca Appalachian y Black Warrior, el contenido de gas mínimo que deben tener los carbones es de 125 – 150 (pce/t) (Rogers, 2007). Debido a que el rango dentro de los carbones no siempre se distribuye de manera uniforme así como el contenido de cenizas, es necesario realizar un muestreo representativo para dar una estimación fiable del contenido de gas que tiene en carbón. Además del contenido de gas, los yacimientos de gas grisú deben contar con una buena permeabilidad (por ejemplo de 0.1 – 0.5 *mD*) para que sean económicamente atractivos

La presión del yacimiento debe ser la adecuada para que ésta suministre la fuerza necesaria para que el gas y el agua se puedan desplazar a través del sistema de fracturas y así dar un mejor aporte hacia el pozo.

Los precios del gas afectan directamente la rentabilidad del proyecto durante su vida útil. En este caso, los inversionistas deben estar sujetos a los altibajos de los precios del gas que son determinados por la oferta y la demanda.

Dentro de la industria del gas grisú existen tres medidas comunes para el análisis de la rentabilidad de los proyectos de gas grisú, estas son, pago, valor presente neto (VPN), y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

El pago es el tiempo necesario para que la inversión original sea devuelta como flujos de efectivo. El pago sin descuento establece la igualdad del valor de la inversión con los flujos de efectivo acumulados sin tener en cuenta el valor temporal del dinero. El pago

descontado es el momento de devolver el valor de la inversión de los flujos de caja descontados.

Una de las utilidades del pago es que sirve como un indicador de cuándo se devolverá la inversión. Esta información es especialmente importante para los flujos de efectivo más pequeños y las limitaciones de capital. Además, el pago puede asumir una mayor importancia en las inversiones de un país debido a la inestabilidad política, respondiendo a la pregunta de qué tan pronto la inversión puede ser recuperada.

Como una medida independiente, el pago no incluye plenamente un valor temporal del dinero, por lo que no dice nada respecto a la rentabilidad, solo indica el momento de la recuperación de la inversión, además no incluye el factor riesgo y depende el patrón de los flujos de efectivo tempranos.

El pago descontado, P_{des} , está definido por la **Ec. 5.1**,

$$\sum_{j=1}^{P_{des}} FEN_j = I \quad (5.1)$$

donde,

P_{des} = pago descontado del año o del valor j cuando $I - \sum FEN_j = 0$

FEN_j = Flujo de Efectivo Neto del año j

I = Inversión

j = año

El Valor Presente Neto (VPN) es una medida de la rentabilidad que es el presente de los flujo de caja descontados a una tasa promedio, i_o , lo que significa el valor actual de la inversión, esto está definido por la **Ec. 5.2**,

$$VPN = \sum_{j=0}^L \frac{FEN_j}{(1+i)^j} \quad (5.2)$$

donde,

L = vida productiva del proyecto

FEN = Flujo de Efectivo Neto

j = año (la inversión está representada como $j=0$)

El VPN introduce el valor del dinero en el tiempo dentro del análisis económico, se usa tasa de interés representativa de la compañía para una oportunidad de reinversión. Si el VPN es positivo, es un indicativo de una inversión viable. Si el VPN es negativo, la inversión tendera a ser rechazada. En al análisis económico de los proyectos de gas grisú, el VPN es una de las alternativas más usadas con el pago y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Estas combinaciones son las más usadas en la industria del petróleo.

La Tasa Interna de Retorno (TIR), representa la rentabilidad en términos de la tasa descontada compuesta, la cual puede ser comparada directamente con las tasas de interés del préstamo o las tasas internas de proyectos que están en curso, en otras palabras, la TIR es la tasa de descuento con la cual los valores netos presentes de los ingresos y de los egresos se equilibra, es decir, cuando el VPN es igual a 0, como se demuestra en la **Ec. 5.3**,

$$\sum_{j=0}^L \frac{FEN_j}{(1+i)^j} = 0 \quad (5.3)$$

5.3.1.1 Evaluación de los Recursos.

Maximizar la rentabilidad de un proyecto de gas grisú requiere de una evaluación temprana de los parámetros críticos del yacimiento. Contenido de gas, espesor de la veta y la permeabilidad. Además, la determinación de la relación de la anisotropía de la permeabilidad debe de ser evaluada para determinar el diseño de pozo que permita su óptima explotación.

Históricamente, la exploración de gas grisú ha seguido dos alternativas. La primera y la más común, es perforar un solo pozo o tener un arreglo de cinco puntos en el lugar de producción. Esto puede dar una indicación de la productividad del gas o agua “libre”, pero esto no permite al operador tomar una decisión acertada respecto al espaciamiento de los pozos y no da una verdadera indicación de lo que las vetas de carbón son capaces de producir ya que el flujo de agua inhibe la desorción del gas. Sin datos de los parámetros específicos (contenido de gas, isothermas de adsorción, permeabilidad, espesor, etc.) es imposible generar una simulación para lo que debería de producir el pozo y consecuente a ello no es posible diseñar un análisis económico para su optimización.

La segunda alternativa consiste en la caracterización y entendimiento del yacimiento así como la productividad temprana en el proceso de exploración. El programa de adquisición de datos debe de ser agresivo y llevado a cabo de manera escalonada que procede de la recolección de parámetros menos costosos a los más costosos para la evaluación de toda la cuenca.

5.3.1.2 Sensibilidad en el espaciamiento de los pozos.

El espaciamiento entre los pozos es de relevancia debido a que estimula la desorción del gas. Esta puede ser, quizás, la mayor diferencia entre la producción de yacimientos de gas convencional y la producción de los yacimientos de gas grisú. El pico de desorción de gas es función del contenido de gas y de la permeabilidad, y éstos son parámetros que no puede controlar el operador. Sin embargo, el espaciamiento entre los pozos si se puede controlar para obtener la máxima desorción de gas una vez que han sido determinadas otras variables.

Un ejemplo de simulación de sensibilidad del espaciamiento se muestra en la **Figura 5.2**, como se observa, se toma en cuenta el incremento de las tasas de desorción y su reducción en el tiempo en relación a la separación de los pozos. Es por ello que el espaciamiento es relevante en un campo de gas grisú, pues impacta directamente en la economía del proyecto.

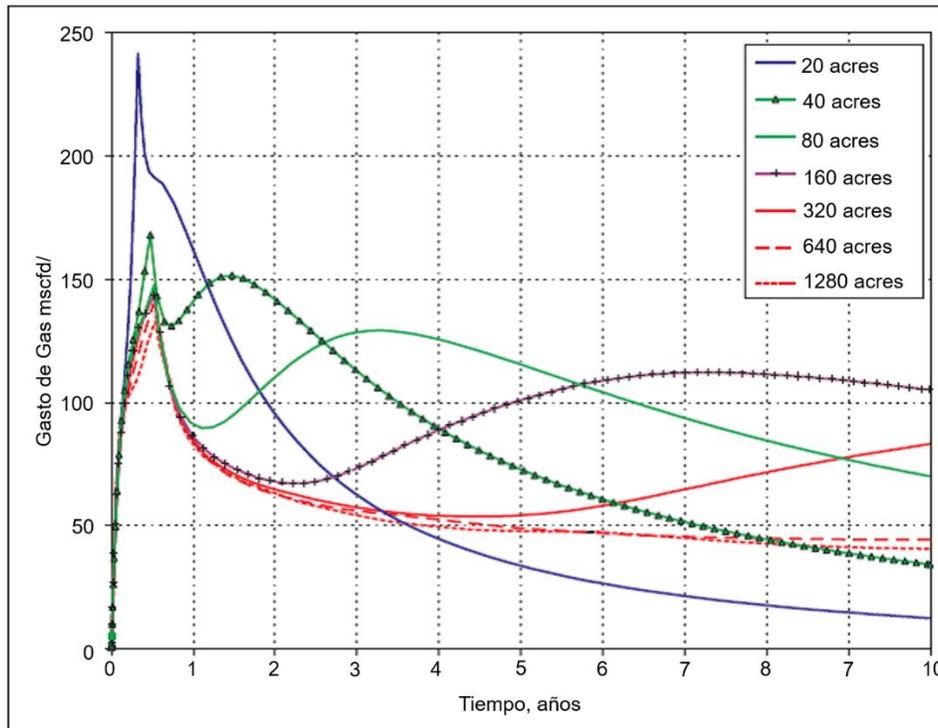


Figura 5.2: Sensibilidad de la Producción de gas a diferentes espaciamientos.

5.4 Mercado: demanda y oferta del gas grisú.

En los Estados Unidos, la industria del gas grisú fue favorecido por un sistema de gasoductos totalmente integrado, que permitía la venta en mercados de la producción temprana de gas de bajo volumen. Otros países con economías totalmente desarrolladas en relación al mercado que se ven beneficiados de este tipo de sistemas de tuberías son: Canadá, Australia y los países de Europa occidental.

Los países con una economía de transición no suelen tener una extensa infraestructura de ductos para el transporte de gas o un lugar de mercado para la compra del gas que producen. Además, muchos de ellos por su esquema regulatorio, no permiten la participación de empresas extranjeras limitando así su capacidad para el transporte producido a un mercado doméstico. Los operadores generalmente se ven obligados a ventear y quemar el gas que generan a partir de pozos piloto y de prueba, a pesar de que el gas se puede utilizar para la operación de equipos.

La apuesta por combustibles más limpios en la generación de energía y en la industria del transporte como alternativa al carbón y derivados del petróleo ha sido el principal factor para el crecimiento de la demanda de gas natural, impulsando así la explotación de los recursos no convencionales, como el gas grisú.

El agotamiento de las reservas de petróleo y gas convencional fomenta un cambio en la exploración de las reservas no convencionales. De acuerdo al BP Energy Outlook 2030, se prevé que el gas natural este a la par con la demanda de crudo en la canasta energética global. Se espera que este aumento de la demanda de gas natural impulse de manera significativa el mercado de gas grisú en los próximos años. A nivel mundial también se espera el crecimiento en las actividades de exploración para tener un impacto positivo en el mercado. El fortalecimiento del comercio de gas natural mundial y el alza de los precios ha encaminado consigo a una extracción viable de gas grisú en Australia y China, sin dejar a un lado el avance tecnológico en perforación.

La generación de energía fue el segmento más grande dentro de las aplicaciones para el mercado de gas grisú y represento más del 35% del volumen total del mercado en 2013. El gas grisú tiene una gran pureza (95% metano) y es más limpio en comparación con otras fuentes de gas natural. Se prevé que la demanda de gas grisú para la generación de energía pueda tener un mayor crecimiento debido a varias regulaciones gubernamentales y las normas en apoyo de gas natural. Su uso en la generación de energía fue seguida por las aplicaciones industriales que representaron más del 29% de la demanda total en 2013. La expansión de varias redes de gasoductos de gas natural existentes, junto con el aumento en la preferencia por las turbinas de gas puede impulsar una mayor demanda de gas grisú en el área industrial, así como en el terreno residencial y comercial por su alta pureza y aspectos económicos.

Se espera que el mercado global de gas grisú pueda llegar a US\$17,31 billones en 2020, a una Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR, por sus siglas en inglés) del 5.9%

entre 2014 y 2020. Toda la atención está puesta en las reservas de las regiones ricas en carbón para lograr la independencia energética. Por ello, la exploración y comercialización de fuentes de energía no convencionales es un paso crítico para las agencias de energía, quienes buscan la estabilización de la oferta y la demanda energética en los próximos años (Reuters, 2015).

5.5 Costos.

En la industria de extracción de gas grisú, los principales costos que impactan en un proyecto de gas grisú son:

1. Inversión.
2. Perforación y terminaciones de los pozos.
3. Manejo del agua producida y residual.

Los costos de inversión de capital para los proyectos de gas grisú varían mucho dependiendo del alcance del proyecto así como de los requerimientos específicos que este tenga. Los requerimientos de inversión de capital pueden ser: los costos de perforación y terminación así como la infraestructura para su posterior almacenamiento y/o transporte; la proximidad de los gasoductos hacia las instalaciones de una planta de procesamiento para eliminar los contaminantes y la adquisición de equipos tales como compresores, turbinas y/o generadores. Del mismo modo los costos de operación pueden variar en gran medida dependiendo de las características del lugar.

La perforación así como la terminación de los pozos va a depender directamente de las características de la cuenca ya que estas varían de forma significativa entre una y otra. Para los operadores, la decisión de emplear pozos direccionales es un factor dentro de la economía del proyecto ya que los costos de un pozo horizontal son generalmente más altos que los de un pozo vertical en un 20 o 25%, y debido a esta situación las tasas de producción deben ser significativas para que sea rentable el proyecto.

La producción y la eliminación del agua en los proyectos de gas grisú son un factor importante para estos ya que impacta directamente en los costos de operación, asimismo en los proyectos marginalmente económicos, los costos por el manejo del agua producida y el impacto ambiental son factores críticos en la decisión de inversión de los operadores. (Rogers, 2007)

5.6 Consideraciones ambientales y su impacto.

La explotación del gas grisú tiene sin duda un gran impacto en el medio ambiente, a comparación de los recursos convencionales. Algunos de ellos son con respecto al manejo de grandes volúmenes de agua producida, la extracción del agua de los acuíferos, la fragmentación de la tierra, fugas de metano, venteo y quema de gas, ruido asociado con los compresores y el tráfico y, el fracturamiento hidráulico.

En el caso del gas grisú, la eliminación satisfactoria del agua producida que ha sido extraída del pozo durante el proceso de deshidratación es de importancia crítica. Algunas de las opciones para el manejo del agua producida son la reinyección de esta a formaciones subterráneas aisladas, descargar el agua en los sistemas de drenaje existentes, puede ser enviada a estanques de poca profundidad para su evaporización o, una vez que ha sido tratada adecuadamente puede ser utilizada para riego u otros usos productivos. La opción de eliminación apropiada depende de varios factores, en particular de la calidad del agua. Dependiendo de la geología del yacimiento y las condiciones hidrológicas, el agua producida puede ser muy salada y sódica (que contiene altas concentraciones de sodio, calcio y magnesio) y puede contener trazas de compuestos orgánicos, por lo que a menudo requiere de un tratamiento antes de ser utilizada para riego u otros usos ya que, el uso de agua con una gran concentración de sales puede inhibir la germinación y el crecimiento de las plantas, mientras que el agua sódica puede cambiar las propiedades físicas del suelo, lo que lleva a un mal drenaje y formación de capas que afectan las cosechas.

El costo potencial de la eliminación del agua producida depende tanto del grado en que se requiere el tratamiento y el volumen de agua. En la práctica, la cantidad total de agua que debe ser eliminada por cada pozo para permitir el flujo de gas varía considerablemente. En los Estados Unidos, se estima que, en 2008, cerca de 180 millones de metros cúbicos de agua producida fueron bombeados de las vetas de carbón (USEPA, 2010) de las cuales aproximadamente 45% fueron descargadas en aguas superficiales. . En principio, el agua producida puede ser tratada a cualquier calidad deseada, lo que es muy costoso, pero el agua tratada puede tener valor económico para usos productivos – siempre y cuando estos no excedan su costo por transporte -.

Las opciones para el tratamiento y eliminación del agua producida así como el valor en el mercado que pueda tener a sus alrededores son factores claves en la economía de un proyecto de gas grisú.

Debido a la experiencia limitada en la evaluación de los impactos ambientales reales que puede tener el agua producida a partir de la producción del gas asociado a la veta de carbón. Un estudio realizado por el US National Research Council encontró que los usos del agua producida pueden tener impactos tanto positivos como negativos sobre el suelo, los ecosistemas y en la cantidad de agua superficial y subterránea. (NRC, 2010)

Además del tratamiento del agua producida ha surgido preocupación por la contaminación de los suministros de agua, como ríos y acuíferos. De acuerdo a varios estudios los suministros de agua pueden ser contaminados por cuatro fuentes principales:

1. Derrames accidentales de líquidos o sólidos en la superficie. (los de perforación, fluidos de fracturamiento y agua producida)

2. La fuga de los fluidos de fracturamiento y de agua con alta salinidad debido a una mala cementación.
3. La fuga de hidrocarburos o productos químicos que se encuentran en la zona productora hacia acuíferos poco profundos.
4. Vertido de aguas residuales tratadas insuficientemente.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones.

6.1 Conclusiones.

El gas natural desempeña un papel cada vez más importante en la satisfacción de las necesidades energéticas mundiales. Los servicios públicos, la industria y otros consumidores prefieren este combustible, ya que tiene múltiples aplicaciones, es fácil de manejar, su precio es bajo con respecto a otros combustibles y produce emisiones relativamente bajas.

Los yacimientos de gas grisú poseen características geológicas y petrofísicas muy particulares que los distinguen de los yacimientos convencionales, por lo cual se requiere de tecnología y de técnicas especiales para su exploración y explotación. Cabe destacar que los yacimientos de gas grisú como fuente de energía nacieron a partir de las operaciones de desgasificación en las actividades mineras durante la revolución industrial, pero esta fue redescubierta en décadas pasadas a partir de la necesidad de buscar energía barata y limpia en los yacimientos de carbón aún no explotados. Esto deja en claro que la ingeniería en geociencias, ha aportado grandes avances tecnológicos gracias a la comprensión de los procesos de generación y producción del gas contenido en la veta de carbón.

Los carbones contenidos de la región carbonífera de Coahuila, en específico de la Cuenca Sabinas, tienen propiedades que favorecen su explotación y comercialización pero, se requiere de una serie de estudios para identificar las vetas con mayor potencial así como de una caracterización exhaustiva del yacimiento para una explotación óptima del yacimiento.

La gran similitud entre las características geológicas y petrofísicas de la Cuenca San Juan (EU) y la Cuenca Sabinas (México) permitiría que esta última se desarrolle con el “*know how*” americano quien además, es uno de los principales productores de gas grisú. Por su parte Canadá y China han realizado grandes esfuerzos para incentivar a que los inversionistas desarrollen proyectos de recuperación de gas grisú. México solo ha desarrollado dos proyectos de gas grisú en minas subterráneas activas, los cuales están diseñados para la generación de electricidad y autoconsumo.

El beneficio que el gas grisú traería a nuestro país podría ser valioso; sin embargo, el contexto en el cual se encuentra la economía global y geopolítica en materia de hidrocarburos, hace pensar al inversionista más de dos veces, siempre teniendo en mente las siguientes variables:

1. La volatilidad de los precios del gas;
2. Costos de perforación, terminación y producción, para construir la infraestructura necesaria para el transporte de gas;
3. La disposición y tratamiento de agua producida durante la ejecución del proyecto;
4. Costo frente a la eficiencia de las diferentes alternativas de terminación;
5. Riesgo geológico;
6. Reservas;
7. Número de pozos y,
8. Las posibilidades de éxito.

Sin duda México cuenta con un gran potencial de recursos asociados a la veta de carbón mineral. La demanda de energéticos ha mostrado una considerable alza y una escasez continua, lo que nos ha convertido en un país importador de gas natural para la generación de electricidad. A largo plazo, la contribución del gas grisú al país se verá reflejado en su autosuficiencia para satisfacer sus necesidades.

Un factor clave para el futuro prometedor del gas grisú es sin duda el marco legal con el que el inversionista desarrollará sus proyectos, sobre todo en materia ambiental para el uso y manejo del agua producida y la que se requiere para el fracturamiento hidráulico. Sus costos tendrán que ser suficientemente bajos para permitir que los recursos nacionales puedan competir con las importaciones de Estados Unidos.

Dentro de lo que ya se ha establecido por el legislador, nuestro país permite que el propietario de una concesión minera pueda obtener la adjudicación directa de un Contrato para la Exploración y Explotación de este recurso, siempre y cuando este cumpla con los requerimientos que solicita la Secretaría de Energía para dicha adjudicación, entre los que deberá de demostrar la existencia de recursos de gas grisú.

6.2 Recomendaciones.

Se recomienda realizar más estudios en la Región carbonífera de Coahuila para tener una evaluación más certera de los recursos de gas grisú, así como del potencial que se tiene para su explotación, además de realizar pruebas para determinar el contenido de gas y la cantidad de cenizas, humedad y azufre, con la finalidad de obtener una evaluación más exacta de la reserva de gas.

Se recomienda realizar pruebas de permeabilidad, ya que su sensibilidad y distribución, ayudará a determinar el espaciamiento óptimo que tendrán los pozos de producción, lo cual ayudará a determinar si el yacimiento es candidato para que se realice una estimulación por fracturamiento hidráulico.

Es recomendable utilizar una terminación en agujero descubierto, si es que así lo permite la formación para no dañarla y permitir el flujo del gas sin restricciones, además de que este tipo de terminación resulta más económico.

El trabajo que han hecho los órganos reguladores para incentivar el aprovechamiento de este recurso por el momento le da facilidades a los concesionarios mineros de obtener la adjudicación directa de un contrato, con lo que se ha permitido la explotación comercial de este recurso. Aún se tienen que realizar otro tipo de incentivos para atraer inversión de otros capitales para que la industria detone y se tenga un mejor aprovechamiento de este recurso ya que, el consumo de gas en el país tiene un enorme impacto tanto en la industria como en la generación de electricidad. La regulación debe permitir un beneficio común entre los productores de gas grisú, la sociedad y el medio ambiente.

Nomenclatura.

<i>\$US</i>	dólares
<i>A</i>	Área de drene, ac
<i>a</i>	Fracción de ceniza, decimal
<i>Å</i>	Angstrom: 10^{-10} metros
<i>an</i>	Antracita
<i>B</i>	Constante de Langmuir, $\frac{1}{\text{pg}^2\text{abs}}$
<i>b.s., s.c.</i>	base seca, exenta de cenizas.
<i>B_g</i>	Factor de volumen del gas. pc/pce
<i>BPC</i>	Miles de Millones (10^9) de Pies Cúbicos
<i>BPCD</i>	Miles de Millones de Pies Cúbicos Diarios
<i>Bt</i>	Billones de toneladas
<i>btu</i>	British Thermal Unit
<i>B_w</i>	Factor de volumen del agua, bbl/stb
<i>C_f</i>	Compresibilidad de la fractura, $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}\right)^{-1}$
<i>C_w</i>	Compresibilidad del agua, $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2\text{abs}}\right)^{-1}$
<i>CYN</i>	Yuan renminbi de China
<i>D</i>	Coeficiente de difusión, $\frac{\text{cm}^2}{\text{s}}$
<i>Fr</i>	Factor de recuperación, decimal
<i>g/cm³</i>	gramos por centímetro cubico.
<i>G_{ci}</i>	Contenido de gas inicial, pce/t
<i>G_{cL}</i>	Contenido de gas perdido, pce/t
<i>G_i</i>	Gas inicial, MMpc
<i>G_p</i>	Gas producido, MMpc
<i>G_r</i>	Gas remanente, MMpc
<i>h</i>	espesor, pies
<i>hvAb</i>	alto en volátiles A
<i>hvBb</i>	alto en volátiles B
<i>hvCb</i>	alto en volátiles C
<i>km</i>	Kilometro
<i>km²</i>	kilómetros cuadrado
<i>kWh</i>	kilowatt hora
<i>liga</i>	lignito A
<i>ligB</i>	lignito B
<i>lvb</i>	bajo en volátiles
<i>m</i>	Metros
<i>m³</i>	metros cúbicos
<i>m³/t</i>	metros cúbicos por tonelada
<i>ma</i>	meta – antracita
<i>mD</i>	micro Darcy

Mm^3	Miles de metros cúbicos
MMb	Millones de barriles
MMm^3	Millones de metros cúbicos
$MMPCD$	Millones de pies cúbicos diarios
$MPCD$	Miles de pies cúbicos diarios
Mt	Millones de toneladas
$m vb$	medio en volátiles
N	Numero de moles
nD	nano Darcy
p	Presión, $\frac{lb}{pg^2 abs}$
p_L	Presión de Langmuir, lb/pg ² abs o MPa
R	Constante universal de los gases, $\frac{lb}{pg^2 abs} - pc/lb - mol - ^\circ R$
r	longitud característica de la difusión, cm
R_o	Reflectancia de la vitrinita
sa	semi - antracita
$subA$	sub – bituminoso A
$subB$	sub –bituminoso B
$subC$	sub – bituminoso C
S_w	saturación de agua, decimal
T	Temperatura, °R
t	tiempo, días o segundos
TPC	Billones (10^{12}) de Pies Cúbicos
$turb$	Turba
v	Volumen del gas, pc
V	Contenido de gas, pce/t o cm ³ /g
V_L	Volumen de Langmuir, pce/t o cm ³ /g
V_{Ldaf}	Constante del volumen de Langmuir libre de ceniza, pce/t o cm ³ /g
V_{Lis}	Volumen de Langmuir in situ, pce/t o cm ³ /g,
w	Fracción de equilibrio de humedad
W_e	Entrada de agua, barriles
W_p	Agua producida, barriles
Z	Factor de desviación del gas, adimensional
Z^*	Función de King, adimensional
α	Relación de gas libre y gas desorbido, adimensional
ΔGc	Contenido de gas desorbido, pce/t
ρ_B	Densidad Bulk
φ	Porosidad

Subíndices

i	Inicial
$c.e.$	Condiciones estándar: 60° Fahrenheit y $14.7 \frac{lb}{pg^2}$
$c.y.$	Condiciones de yacimiento
w	Agua
g	gas

Bibliografía.

- Ahmed Al-Jubori, C. B. (2009). Coalbed Methane: Clean Energy for the World. *Oilfield Review*, 4-6.
- Alabama Oil and Gas Board. (2015). *Geological Survey of Alabama. State Oil and Gas Board*. Obtenido de http://www.gsa.state.al.us/documents/prod_summaries/AnnCBMCal.pdf
- API. (2008). Strategic Energy Resources: San Juan Basin, Colorado.
- Boyer, C. (1989). C.M. Boyer, S.R. Reeves. *Strategy of coalbed methane production development part III: Production operations*. Tualoosa, Alabama. U.S.
- BP. (2015). *BP Statistical Review of World Energy*.
- Clarkson, C. R., & Bustin, M. (2010). *Coalbed Methane: Current Evaluation Methods, Future Technical Challenges*. Pittsburgh, Pennsylvania, USA: Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/131791-MS
- CNPC. (2015). *Ordos Basin*. China National Petroleum Corporation. Recuperado el 21 de octubre de 2015, de <http://www.cnpc.com.cn/en/xhtml/pdf/19-Ordos%20Basin.pdf>
- DOF. (2014). *Reglamento de la Ley de Hidrocarburos*. Obtenido de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366671&fecha=31/10/2014
- Dong, Z. H. (2004). *Probabilistic Estimate of Global Coalbed Methane Recoverable Resources*. Society of Petroleum Engineers. SPE. doi:10.2118/169006-MS
- Donghong, Z. X. (2013). *Fracturing Technology of Coalbed Methane in Qinshui Basin*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/167108-MS
- EIA. (2009). *Coal Mine Methane in China: A Budding Asset with the Potential to Bloom*. International Energy Agency. Obtenido de http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/china_cmm_report.pdf
- EIA. (2012). *Golden Rules for a Golden Age of Gas*. Francia: International Energy Agency. Obtenido de http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf
- EIA. (2014). *Country Analysis Brief - Mexico*. U.S. Energy Information Administration. Recuperado el 01 de octubre de 2014, de <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=MEX>
- EIA. (2014). *Energy Information Administration. U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves. Annual Report*. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy. Recuperado el 11 de enero de 2016, de http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_coalbed_dcu_nus_a.htm
- EIA. (2015). *Energy Information Administration. U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves. Annual Report*. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy. Recuperado el 05 de Diciembre de 2015, de <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/usreserves.pdf>
- EIA.b. (2014). *International Energy Stastics*. U.S. Energy Information Administration. Recuperado el 02 de octubre de 2015, de
-
-

-
- <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=1&pid=7&aid=6&cid=MX,&syid=2011&eyid=2011&unit=MST>
- EIA.c. (2014). *Country Analysis Brief - China*. U.S. Energy Information Administration. Recuperado el 2015 de octubre de 2015, de <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=CHN>
- EUB. (2002). A. Beaton. *Coalbed Methane Potential of Upper Cretaceous - Tertiary Strata, Alberta Plains*. Alberta, Canada: Alberta Energy and Utilities Board and Alberta Geological Survey.
- EUB. (2003). A. Beaton. *Production Potential of Coalbed Methane Resources in Alberta*. Alberta, Canadá: Alberta Energy and Utilities Board and Alberta Geological Survey.
- Fisher, J. B. (2000). *Environmental Issues and Challenges in Coal Bed Methane Production*. Tulsa, OK.
- GMI. (2014). *Global Methane Initiative. Coal Mine Methane Country Profiles. Chapter 21: Mexico*. Recuperado el 30 de Septiembre de 2015, de Mexico - Global Methane Initiative: https://www.globalmethane.org/documents/toolsres_coal_overview_ch21.pdf
- GMI. (2014). *Global Methane Initiative. Coal Mine Methane Country Profiles. Chapter 7: China*. Global Methane Initiative. Recuperado el 20 de octubre de 2015, de http://www3.epa.gov/cmop/docs/cmm_country_profiles/Toolsres_coal_overview_ch7.pdf
- Huang, S. (2012). *Preferential Policy and International Action of CBM/CMM Development in China*. Coal Mining Methane Abatement Seminar. Obtenido de https://www.globalmethane.org/documents/events_coal_120904_qinggang.pdf
- Larsen, V. E. (1989). *Preliminary evaluation of coalbed methane geology and activity in the Recluse Area, Powder River Basin, Wyoming Quarterly Review of Methane from Coal Seams Technology*.
- Montgomery, S. L. (1999). *Powder River Basin, Wyoming: An expanding coalbed methane (CBM) play*.
- NETL. (2002). *National Energy Technology Laboratory. Strategic Center for Natural Gas. Powder River Basin Coalbed Methane Development and Produced Water Management Study*. Washington D.C., US.
- NRC. (2010). *National Research Council. Management and Effects of Coalbed Methane Produced Eater in the United States*. Washington, D.C.: National Academy of Sciences.
- Ode, W., & Gibson, F. (1962). *Effect of sulfur retention on determined ash in lower-rank*. Wahington, U.S. Bureau of Mines.
- Owsiacky, G. (2007). *Coalbed Methane Potential In British Columbia*. British Columbia: Ministre of Energy and Mines Energy and Minerals Division. Recuperado el 02 de octubre de 2015, de <http://www.empr.gov.bc.ca/Mining/Geoscience/PublicationsCatalogue/GeoFiles/Documents/2000/GF2000-7.pdf>
- Parr, S. (1928). *The Classification of Coal*. Illinois University at Urbana-Champagne. Engineering Experiment Station.
- Ramaswamy, S. (2007). *Selection of best drilling, completion and stimulation methods for Coalbed Methane reservoirs*. India.
-

-
-
- Reuters. (2015). *Global Coal bed Methane (CBM) Market Size, Market Share, Application Analysis, Regional Outlook, Growth, Trends, Competitive Scenario And Forecasts, 2012 To 2020*.
- Rice, D. L. (1993). Coal-bed gas an undeveloped resource. In: *The Future of Energy. U.S. Geological Survey Professional Paper No. 1570, U.S. Government Printing Office, Washington, DC, 389-304*.
- Rogers, R. (2007). *Coalbed Methane: Principles and Practice*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- Rogers, R. (2007). *Coalbed Methane: Principles and Practice. Chapter 10. Economics of Coalbed Methane Recovery*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- Rogers, R. (2007). *Coalbed Methane: Principles and Practices. Chapter 9. Water Production and Disposal*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- Seidle, J. (2011). *Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering*. PennWell Books.
- Stevens, S. K. (1996). Technology spurs growth of U.S. Coalbed Methane. *Oil & Gas Journal*, 56-63.
- Suñé, F. Q. (2007). *Estudio Para Identificar las Capacidades de la Minería de Carbón en el Uso y Aprovechamiento del Gas Metano Asociado*. Hermosillo, Sonora: SAGARPA.
- Thakur, P. (2014). *Coal Bed Methane. From Prospect to Pipeline*. San Diego, CA: Elsevier.
- USEPA. (1997). *US Environmental Protection Agency. Finance Opportunities for Coal Mine Methane Projects*. Washington, DC.: U.S. Environmental Protection Agency. Obtenido de http://www3.epa.gov/cmop/docs/finance_guide.pdf
- USEPA. (2004). *Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs Study. Attachment 2. The Black Warrior Basin*. United States: Environmental Protection Agency. Obtenido de <http://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi/P100A99N.PDF?Dockey=P100A99N.PDF>
- USEPA. (2004). *Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs Study. Attachment 5. The Powder River Basin*. United States: Environmental Protection Agency.
- USEPA. (2009). *Coal mine methane recovery: A primer*. U.S Environmental Protection Agency. EPA-430-R-09-013.
- USEPA. (2010). *US Environmental Protection Agency. Coalbed Methane Extraction: Detailed Study Report*. Washington, D.C.: EPA-820-R-10-022.