



FACULTAD DE INGENIERÍA

“Ecuación de Balance de Materiales para Shale
Gas. Uso predictivo para evaluar el comportamiento
de pozos fracturados”

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL DE GRADO

INGENIERÍA EN PETRÓLEO

2019

Autores:

Aiza, Sergio Javier

Álvarez Ulloa, Mauricio Alejandro

Director:

Mg. Somaruga, Carlos.

Universidad Nacional del Comahue – Facultad de Ingeniería

Departamento de Geología y Petróleo

“Ecuación de Balance de Materiales para Shale Gas. Uso predictivo para evaluar el comportamiento de pozos fracturados”

Proyecto Integrador Profesional presentado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue como parte de los requisitos para la obtención del título de grado:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Autores: Aiza, Sergio Javier

Legajo: 104.525

Álvarez Ulloa, Mauricio Alejandro

Legajo: 117.749

Tutor Interno: Mgs. Somaruga, Carlos

Jurado 1:

Jurado 2:

Jurado 3:

Neuquén Capital, Argentina

Año 2019

Agradecimientos:

Agradezco en primer lugar a la Argentina por brindarme la oportunidad de estudiar una carrera de primer nivel de forma gratuita. Siendo extranjero pero ya formando parte de este hermoso país estaré eternamente agradecido. En segundo lugar y no menos importante quiero dejar escrito “estoy profundamente agradecido de los profesores de la UNCo” sin la ayuda y dedicación de parte de Ustedes sería todo más difícil. Agradecer a todos mis amigos de carrera que de una u otra forma estuvieron presente en este largo camino. Y por último agradecer a cada uno de los profesionales de la UNCo por guiarnos en este trabajo, siendo el último peldaño para terminar nuestra formación.

Alvarez Ulloa, Mauricio Alejandro.

A todos los profesores quienes supieron impartir sus conocimientos con mucho esfuerzo, para hacer posible la preparación profesional y en especial a nuestro tutor Mgs. Somaruga Carlos por su interés, tiempo y dedicación en la asesoría del presente trabajo.

Y por supuesto a mi querida Universidad y a todas las autoridades, por permitirme concluir con una etapa de mi vida.

Aiza, Sergio Javier

Dedicatorias:

Este trabajo te lo dedico a vos Mama “Yeannette Ulloa Catalán” y abuelos “Brunilda Catalán Barría” y “Orlando Ulloa Esparza”. Sin el apoyo y aliento incondicional de Ustedes, hoy no sería la persona que soy. No puede ser de otra manera, soy lo que soy únicamente por que Ustedes me lo enseñaron así.

Y para terminar, este trabajo también te lo dedico a vos “Yanet Melinda Paez”, mi novia y compañera. Merecedora de tanto, muchas gracias por tu apoyo. Juntos por siempre.

Alvarez Ulloa, Mauricio Alejandro.

A mis padres por todo su amor, comprensión y apoyo pero sobre todo gracias infinitas por la paciencia que me han tenido. No tengo palabras para agradecerles las incontables veces que me brindaron su apoyo en todas las decisiones que he tomado a lo largo de mi vida, unas buenas, otras malas, otras locas. Gracias por darme la libertad de desenvolverme como ser humano.

A mis hermanos por su cariño y apoyo incondicional, durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento gracias.

Aiza, Sergio Javier

RESUMEN

En la industria de los hidrocarburos es de vital importancia conocer cuantitativamente las existencias de los recursos que tenemos en subsuelo y predecir realmente en cuanto tiempo se va producir este recurso. Evidentemente los reservorios no convencionales son el gran desafío para la matriz energética de cualquier país por lo tanto es necesario determinar con suma precisión cuánto gas se producir de este tipo de formaciones.

En reservorios convencionales de gas, únicamente tenemos gas libre y en reservorios de gas no convencionales (Shale gas), que es donde se centra este trabajo, se tiene, además de gas libre, gas adsorbido y gas disuelto en la materia orgánica (kerógeno). En efecto, tenemos la tarea de determinar cuánto gas adsorbido y gas disuelto tenemos in situ y cuanto del mismo podemos llevar a superficie bajo las técnicas estimulación hidráulica. Esta estimulación mejora eficientemente la forma de producir gas y establece límites superiores de rentabilidad para estos yacimientos.

En el presente trabajo se realiza una investigación sobre reservorios de gas del tipo no convencional y el estudio se concentra en recorrer en una primera etapa, los nuevos fenómenos presentes en estos tipos de formaciones y en una segunda etapa analizar e incorporar tales fenómenos en el nuevo balance de materiales.

ABSTRACT

In the oil industry, it is vital to know quantitatively the stocks of petroleum resources that we have in the subsoil and to really predict how long this resource will be produced. Obviously, the unconventional deposits are the oil boom of the industry and it is necessary to determine how much gas we can produce from this type of formations.

In conventional gas deposits, we only have free gas and in unconventional gas deposits (Shale gas), which it is focus between work, we have part of free gas, gas adsorbed on organic matter. In fact, we have the task of determining when gas adsorbed we have in situ and how much of it we can take to the surface under the technique of artificial depletion. This determination efficiently improves the way we are going to produce gas and establishes higher profitability limits for the deposits.

In the present work, a research on unconventional gas deposits is presented and the study focus on a first stage, of all the process related to the formation of hydrocarbons in a sedimentary basin, where each of the process for its formation and then in a next stage the study is developed demonstrating the effects of the gas adsorbed in the shale as production declines.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN, OBJETIVO Y ALCANCE	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. OBJETIVO	2
1.3. ALCANCE	2
CAPÍTULO 2: CARACTERÍSTICAS DE RESERVORIOS SHALE GAS	3
2.1. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS	3
2.2. CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS	4
2.2.1. KERÓGENO	4
2.2.2. MADUREZ TÉRMICA	10
2.2.3. CARBONO ORGÁNICO TOTAL	13
2.3. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS	15
2.3.1. POROSIDAD	15
2.3.2. PERMEABILIDAD	18
2.3.3. SATURACIÓN DE FLUIDOS	20
2.3.4. DENSIDAD DE GRANO	21
2.4. CARACTERÍSTICAS MINERALÓGICAS	22
2.5. CARACTERÍSTICAS GEOMECÁNICAS	23
2.5.1. MECÁNICA DE LAS ROCAS	24
2.5.2. ESFUERZO	24
2.5.3. DEFORMACIÓN ESPECÍFICA	25
2.5.4. ESFUERZO IN SITU	26
2.5.5. MÓDULO DE YOUNG	26
2.5.6. MÓDULO DE POISSON	27
CAPÍTULO 3: MECANISMO DE TRANSPORTE	28
3.1. MECANISMO DE ALMACENAMIENTO	28
3.2. MECANISMO DE TRANSPORTE	29
3.2.1. DETERMINACIÓN DE FLUJO: NÚMERO ADIMENSIONAL DE KNUDSEN	29
3.2.2. TIPOS DE FLUJO PRESENTES EN SHALE	30
3.2.3. DETERMINACIÓN EXPERIMENTAL DE LA EXISTENCIA DE FLUJO DIFUSIVO EN SHALE	32
3.2.4. FLUJOS DIFUSIVOS	33
3.3. FENÓMENOS DE ADSORCIÓN	38
3.3.1. ADSORCIÓN FÍSICA O FISISORCIÓN	39
3.3.2. ADSORCIÓN QUÍMICA O QUIMISORCIÓN	40
3.4. TIPOS DE ISOTERMAS DE ADSORCIÓN	41
3.5. MODELOS DE ISOTERMAS	43

3.5.1. ISOTERMA DE LANGMUIR.....	43
3.5.2. ISOTERMA BET	45
3.5.3. MODELO FREUNDLICH.....	47
3.6. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE GAS ADSORBIDO	48
3.6.1. MÉTODO GRAVIMÉTRICO.....	48
3.6.2. MÉTODO VOLUMÉTRICO O MANOMÉTRICO	49
CAPÍTULO 4: TESTIGO CORONA - MEDICIÓN DE GAS	50
4.1. EXTRACCIÓN DE TESTIGOS.....	50
4.1.1. SISTEMA DE EXTRACCIÓN CONVENCIONAL.....	51
4.1.2. PRESERVACIÓN DE TESTIGOS	56
4.2. CANISTER	58
4.3. MEDICIÓN DE GAS CONTENIDO	59
CAPÍTULO 5: ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES	61
5.1. MODELO CONVENCIONAL PARA GAS	61
5.1.1. LA EBM COMO LÍNEA RECTA EN YACIMIENTOS DE GAS CONVENCIONALES.....	67
5.2. MODELO NO CONVENCIONAL PARA SHALE GAS.....	69
5.2.1. RESERVORIO FISURADOS: ANÁLISIS DE COMPRESIBILIDAD DE FISURAS	69
5.2.2. GAS ADSORBIDO	74
5.2.3. BALANCE DE MATERIALES EN SHALE GAS: CONSIDERANDO GAS DISUELTO EN KERÓGENO.	79
5.2.4. GAS DISUELTO EN KERÓGENO	82
5.2.5. LA EBM COMO LÍNEA RECTA EN YACIMIENTOS SHALE GAS.....	84
CAPÍTULO 6: PREDICCIÓN OGIP	87
6.1 MODELOS.....	87
6.1. POZO A.....	90
6.2. POZO B.....	96
6.3. RESULTADOS PREDICCIÓN.....	101
CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES.....	102
ANEXOS	103
ANEXO A	103
ANEXO B	104
ANEXO C.....	105
BIBLIOGRAFÍA	107

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN, OBJETIVO Y ALCANCE

1.1. INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera es de vital importancia conocer cuantitativamente las existencias de los recursos petrolíferos y gasíferos que se tienen en subsuelo y predecir realmente en cuanto tiempo se va producir este recurso. Por esta razón se debe adoptar un método y realizar una evaluación cuantitativa del recurso con el fin de determinar la cantidad de petróleo y gas que es técnicamente recuperable.

Para efecto de este proyecto integrador profesional el tema de elección es la determinación de la cantidad de gas (original gas in place) en un reservorio shale o gas en lutitas propiamente dicho. Estas rocas sedimentarias ricas orgánicamente y capaces de generar hidrocarburo, si bien son la roca generadora de sistemas petroleros convencionales, en la actualidad también se considera a esta formación no convencional explotable; esto se ha hecho posible gracias al avance de medios tecnológicos, informáticos, la disminución de los costos operacionales y sobre todo a la curva de aprendizaje de diversas áreas de la industria.

Las lutitas están compuestas principalmente por arcillas, carbonatos y cuarzo. Estas rocas se caracterizan por tener una gran extensión regional, propiedades heterogéneas, permeabilidades del orden nanométrico, presiones anómalas y bajos factores de recobro que son difícil de determinar.

El gas se encuentra almacenado en la roca de diferente forma, adsorbido en la materia orgánica, disuelto en el kerógeno, contenido en la porosidad primaria o bien alojado en fisuras naturales que se crearon por el peso de las rocas que se fueron depositando sobre ellas y otros fenómenos geológicos.

Al gas que se encuentra contenido en los poros de la matriz orgánica e inorgánica y en las fisuras lo denominamos gas libre, el gas que se encuentra adherido a la superficie de los poros orgánicos e inorgánicos como gas adsorbido y además se debe considerar el gas disuelto en el kerógeno. Cuando se produce gas de un shale aporta al balance de producción el gas libre, el gas adsorbido y gas disuelto todos en función de la disminución de presión, es decir, para producir gas de un yacimiento no convencional se debe considerar el gas adsorbido y el gas disuelto debido a que ambos representan una cantidad adicional al gas libre.

1.2. OBJETIVO

El principal objetivo de este trabajo es determinar la importancia de los nuevos mecanismos de almacenamiento presente en los reservorios de shale, gas adsorbido y gas disuelto.

En segundo lugar determinar cuantitativamente el volumen de gas in-situ en una formación shale considerando estos nuevos fenómenos, gas adsorbido y el gas disuelto, mediante la ecuación de balance de materiales.

Para alcanzar estos objetivos se analizará un caso real ya estudiado para poder comparar nuestro resultado con la nueva metodología propuesta en este trabajo.

Además se analizarán los nuevos avances en los modelos de flujo presentes en la producción de gas de los reservorios no convencionales.

1.3. ALCANCE

Este trabajo se focalizará en la aplicación de la ecuación de balance de materiales considerando las comprensibilidades de la matriz y de las fisuras naturales como además el gas adsorbido y el gas disuelto.

El análisis de la desorción del gas se analizará utilizando la isoterma de Langmuir que es el modelo más comúnmente utilizado en la industria petrolera para describir este fenómeno y un modelo experimental reciente para determinar el gas disuelto en el kerógeno.

Para el mecanismo de transporte de gas se mencionará los fenómenos de flujo que predominan en la matriz, en las fisuras naturales y el tipo de flujo presente en el kerógeno.

CAPÍTULO 2: CARACTERÍSTICAS DE RESERVORIOS SHALE GAS

2.1. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

En esta sección del segundo capítulo analizaremos las condiciones geológicas necesarias para que una lutita genere gas.

Como se ha mencionado en el capítulo anterior una lutita, es una roca abundante de tamaño de grano fino (arcilla y limo) que se ha consolidado en el subsuelo para formar capas de permeabilidad extremadamente baja y en el caso de contener gas, naturalmente no lo producen. No obstante, bajo ciertas condiciones como la calidad de la lutita, contenido orgánico, madurez, permeabilidad, porosidad, saturación de gas y una buena terminación del pozo, son lo que hará posible que se pueda explotar y hacer producir este tipo de reservorios (Kevin McCarthy / Katherine Rojas Houston, 2011).

El primer proceso es la generación de la materia orgánica (de los restos de seres vivos o plantas) para producir petróleo y gas; Para que esto sea posible es fundamental cumplir determinadas condiciones, las condiciones requeridas para la formación incluyen: la abundante producción de materia orgánica, desarrollo temprano de condiciones anóxicas y la ausencia de microorganismos que consuman dicha materia orgánica. Estas condiciones son dadas en ambientes lacustres u oceánicos tranquilos, siendo ejemplo de los mismos las cuencas marinas, los lagos y los pantanos de los deltas donde la corriente es mínima y la demanda biológica de oxígeno excede el suministro. El clima prevaleciente durante la deposición debe ser tropical o subtropical.



Figura 1: Materia animal y plancton en el fondo marino

En la figura 1 se puede observar desechos muertos y el plancton alfombrando el fondo marino. Durante los próximos millones de años, capas de sedimentos enterrarán la materia orgánica y mediante procesos de transformación que dependen principalmente de la presión y temperatura, darán pasó a la formación de petróleo y gas.

2.2. CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS

2.2.1. KERÓGENO

Posteriormente la sedimentación sobre la materia orgánica incrementa la presión litostática y con la temperatura la misma se encuentra prácticamente en un gran horno natural, en efecto, con este calentamiento la materia se cocina y sufre el proceso de transformación a kerógeno. En función del tipo de kerógeno producido, más incrementos de temperatura y presión, se generará petróleo, gas húmedo o gas seco. Obviamente el grado de preservación tendrá un efecto sobre el tipo de hidrocarburo producido finalmente.

El kerógeno es un compuesto químico orgánico de color oscuro e insoluble en solventes orgánicos debido a su alto peso molecular. El kerógeno se clasifica en 4 grandes grupos en función de la intensidad del proceso anterior (Watersc, 2006-2007).

- **KERÓGENO TIPO I:** Este tipo de kerógeno es muy rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno. Es potencialmente formador de petróleo pero también puede formar gas. Es el kerógeno menos abundante pero sin embargo es el 2.7% de las reservas de petróleo a nivel mundial. Se produce de materia orgánica como algas planctónicas en ambientes marinos someros o lacustres.
- **KERÓGENO TIPO II:** Este tipo de kerógeno se genera en ambiente marino de profundidad moderada. Se genera básicamente de plancton en combinación con bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y bajo contenido de carbono. Puede generar petróleo o gas siempre y cuando aumente rápidamente la temperatura y el grado de maduración.

- **KERÓGENO TIPO III:** Este tipo de kerógeno tipo III tiene menos contenido de hidrógeno pero mayor contenido de oxígeno que los kerógenos tipo I y tipo II. Se genera generalmente de restos vegetales terrestres depositados en ambientes marinos (someros a profundos) o no marinos. Se caracteriza por generar mayormente gas seco.

- **KERÓGENO TIPO IV:** Compuesto por materia orgánica residual con alto contenido de carbono y ausencia de hidrógeno. Se genera principalmente de sedimentos antiguos transportados por erosión, es decir, sedimentos que se volvieron a depositar. Se lo considera una forma de carbono muerto sin potencial para generación de hidrocarburos (Watersc, 2006-2007).

Tabla 1: Tipo de kerógeno clasificado en función de su material fuente.

Tipo de Kerógeno	Material fuente	Ambiente de depositación general
I	Principalmente material algáceo.	Ambiente lacustre.
II	Principalmente material planctónico, con cierto aporte de material algáceo.	Ambiente marino.
III	Principalmente plantas superiores.	Ambiente terrestre.
IV	Material oxidado re-elaborado.	Ambiente variados

Luego de haber definido cada uno de los kerógenos, se puede plantear la siguiente clasificación: los kerógenos marinos o lacustres (Tipo I y Tipo II) tienden a producir petróleos mientras que los kerógeno de origen terrestre (Tipo III) producen gas.

En base a lo antes desarrollado se puede decir que los kerógenos con más contenido de hidrógeno tienen tendencia a generar petróleo mientras que los tienen menor cantidad

generan gas. Finalmente cuando se termina el hidrógeno del kerógeno, la generación de hidrocarburo cesa inevitablemente, sin importar la cantidad de carbono disponible (Watersc, 2006-2007).

2.3.1.1. DETERMINACIÓN DEL TIPO DE KERÓGENO POR PIRÓLISIS.

Laboratorios geoquímicos miden en detalle la riqueza orgánica, usan una técnica de pirólisis programada. Este método ya es casi estándar en la industria para las pruebas geoquímicas de rocas generadoras y determinan la abundancia del hidrógeno, carbono y oxígeno presentes en el kerógeno y el potencial que tienen para la generación de petróleo y gas.

Esta técnica requiere sólo 100 mg de roca pulverizada y permite analizar una muestra rápidamente. La última versión del aparato Rock-Eval utiliza tanto hornos de pirólisis como hornos de oxidación para calentar las muestras en una serie programada de etapas que oscilan entre 100°C y 850°C. Los análisis de las muestras son automatizados y los resultados se computan antes de ser tabulados y volcados en un registro (Watersc, 2006-2007).

El método consiste en calentar la muestra en 3 etapas, en el primer calentamiento se liberan los hidrocarburos líquidos y gaseosos libres, en la segunda etapa se produce el craqueo térmico del kerógeno y en la última se produce craqueo térmico del kerógeno pero con generación de CO₂.

La pirólisis Rock-Eval sirve para:

- Determinar tipo de kerógeno (Calidad).
- Potencial de generación.
- Hidrocarburos libres / Cantidad de hidrocarburos.
- Y madurez térmica.

El equipo que realiza estas mediciones fue desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo, el mismo se caracteriza por medir propiedades de rocas generadoras y en la actualidad este equipo se encuentra estandarizado en la industria y se denomina Pirólisis (E. Lafargue, 1998). En la figura 2 se puede observar gráficamente el proceso pirolítico y sus procesos.

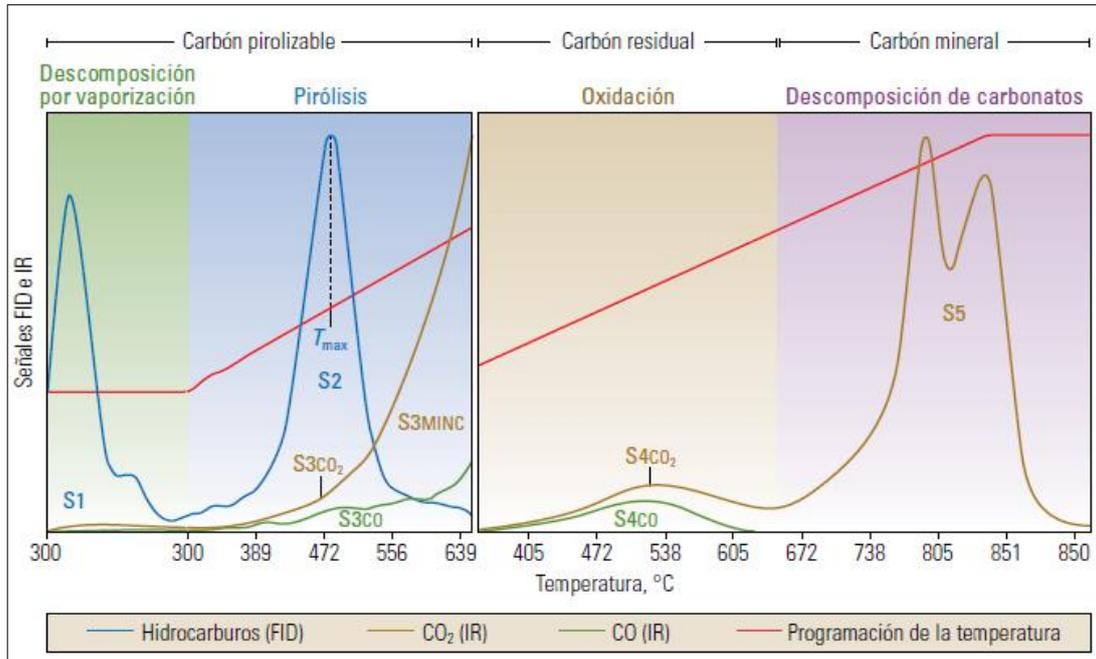


Figura 2: Resultado del proceso de pirólisis. Referencia: Vinci Technologies S.A. en cortesía a “La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras”.

PARÁMETROS:

- **S1:** Indica la cantidad de hidrocarburos libres en la roca [mg HC/g]. Si S1 es superior a la unidad puede indicar presencia importante de bitumen derivado del kerógeno.

- **S2:** Indica la cantidad de hidrocarburos producidos por craqueo del kerógeno [mg HC/g]. También indica la cantidad de hidrocarburo rico en hidrógeno. Si es menor a la unidad se interpreta que tiene un bajo potencial original de hidrógeno y esto se debe a poca cantidad de materia orgánica o bien materia orgánica pobre en hidrógeno.

- **S3:** Indica la cantidad de CO₂ formado a partir de la ruptura térmica del kerógeno [mg HC/g]. También indica la cantidad de kerógeno rico en oxígeno.

- **T_{máx.}:** Es la temperatura registrada cuando se obtiene el pico S2.

ÍNDICES IMPORTANTES

- **HI (ÍNDICE DE HIDRÓGENO):** Relación entre hidrógeno y TOC. Determina la cantidad de hidrógeno en el kerógeno. Es un buen indicador de tipo de kerógeno. Valores altos de HI indican mayor potencial de generación de petróleo.

$$HI = \frac{S2}{TOC\%} 100 \quad \text{Ec.(1)}$$

- **IO (ÍNDICE DE OXÍGENO):** Relación entre CO₂ y el TOC. Determina la cantidad de oxígeno en el kerógeno. Es un buen indicador de madurez y de tipo de kerógeno. Valores altos de OI indican mayor potencial de generación de gas.

$$OI = \frac{S3}{TOC\%} 100 \quad \text{Ec.(2)}$$

- **PI (ÍNDICE DE PRODUCCIÓN):** Relación entre hidrocarburos producidos durante la primera y segunda etapa del proceso de pirólisis. Es una relación que se utiliza para caracterizar la evolución de la materia orgánica. Este índice tiende a aumentar en función de la profundidad en una formación de grano fino. También determina la cantidad máxima de hidrocarburo que podría originar una roca generadora suficientemente madura.

$$PI = \frac{S1}{S1 + S2} \quad \text{Ec.(3)}$$

- **PG (POTENCIAL DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS):** Cantidad de petróleo que potencialmente podría generar una roca al alcanzar su madurez. Se corresponde a los HC generados más los que aún pueden generar.

$$PG = S1 + S2 \quad \text{Ec.(4)}$$

DIAGRAMA DE VAN KREVELEN

El gráfico de Van Krevelen modificado muestra el tipo de kerógeno y su evolución térmica. También muestra la relación Hidrógeno / Carbono atómico en función de la razón Oxígeno / Carbono atómico (Kevin McCarthy / Katherine Rojas Houston, 2011).

Como se puede observar en la figura 3, los kerógenos tipo I y II son ricos en hidrógeno y al aumentar su madurez producen petróleo siendo que el kerógeno tipo III es rico en oxígeno y al aumentar su madurez genera gas.

Los índices antes definidos son especialmente útiles para el rastreo del tipo y la maduración del kerógeno.

En la gráfica de Van Krevelen se puede notar también que:

- Los kerógenos Tipo I poseen un HI alto y un OI bajo.
- Los kerógenos Tipo III se caracterizan por exhibir un HI bajo.
- Los kerógenos con II poseen un OI alto.

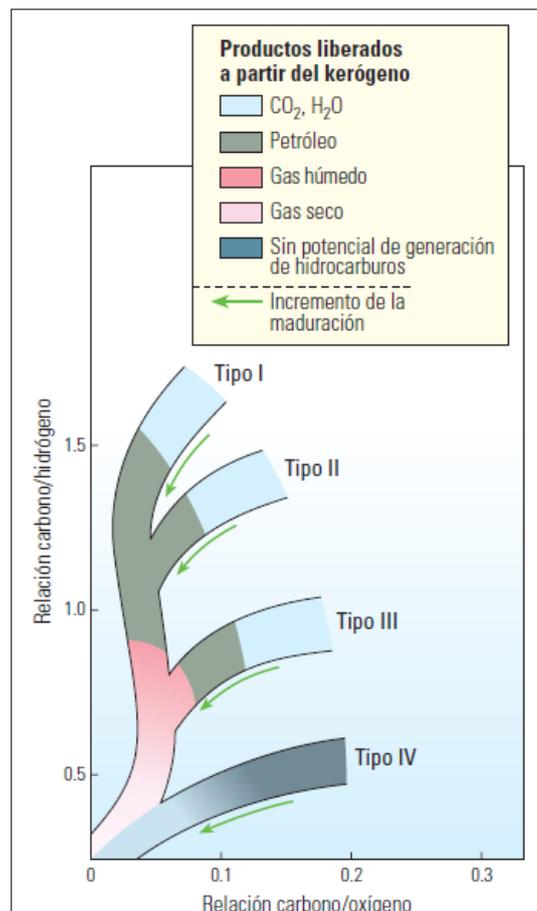


Figura 3: Diagrama de Van Krevelen modificado. Evolución del Kerógeno (Kevin McCarthy / Katherine Rojas Houston, 2011).

2.2.2.MADUREZ TÉRMICA

La madurez térmica mide el grado en que una formación estuvo expuesta a altas temperaturas que son necesarias para transformar la materia orgánica en hidrocarburos. Todo este proceso se puede describir en tres grandes pasos:

- **DIAGÉNESIS:** La diagénesis comienza con el proceso de transformación y se caracteriza por la alteración de la materia orgánica a baja temperatura, comúnmente a temperaturas menores a 50°C aproximadamente. En esta etapa la degradación bacteriana de la materia orgánica puede producir metano biogénico.

Continuando con el incremento de temperatura y los cambios producidos por el pH, la materia orgánica se transforma gradualmente en kerógeno y menores cantidades en bitumen. Durante este primer proceso se puede incorporar azufre en la materia orgánica proveniente del agua de mar, para finalmente sufrir una transformación química y formar compuestos de órgano-azufre.

- **CATAGÉNESIS:** La catagénesis es un proceso que se lleva a cabo a temperaturas y presiones más altas que en la diagénesis, generalmente a temperaturas de 50°C a 150°C, lo que produce una alteración físico-química (ruptura de los enlaces químicos en la lutita y el kerógeno). Los hidrocarburos son generados durante este proceso, siendo producido el petróleo por los kerógeno Tipo I, el petróleo parafínico por los kerógenos Tipo II y la máxima generación de gas en esta etapa se debe a los kerógenos tipo III. Se debe tener presente que los distintos tipos de hidrocarburos dependen también de la composición del kerógeno y por ende del origen de la materia orgánica. Los incrementos posteriores de temperatura producen el craqueo secundario de las moléculas de petróleo, lo que conduce a la producción de moléculas de gas adicionales.

- **METAGÉNESIS:** En la última etapa el kerógeno produce cantidades cada vez menores de gas y es en la metagénesis donde el calor adicional y los cambios químicos producen la transformación casi total del kerógeno en carbono. También en esta etapa se libera CO_2 , N_2 y H_2S . En las cuencas en las que tienen lugar estos cambios, las temperaturas generalmente oscilan entre 150° y 200° C aproximadamente.

La madurez térmica del kerógeno determina la evolución de la materia orgánica en el subsuelo y esta es importante por la generación de petróleo y gas y además por la creación de espacio poroso en la roca generadora. Este proceso geológico requiere de calor y tiempo. La actividad microbiana convierte parte de la materia orgánica en gas metano biogénico y la materia orgánica restante se transforma en kerógeno. A mayor profundidad de soterramiento y el incremento del calor transforma el kerógeno en bitumen, posteriormente en hidrocarburos líquidos, y por último en gas termogénico; comenzando con gas húmedo y terminando con gas seco (Kevin McCarthy / Katherine Rojas Houston, 2011).

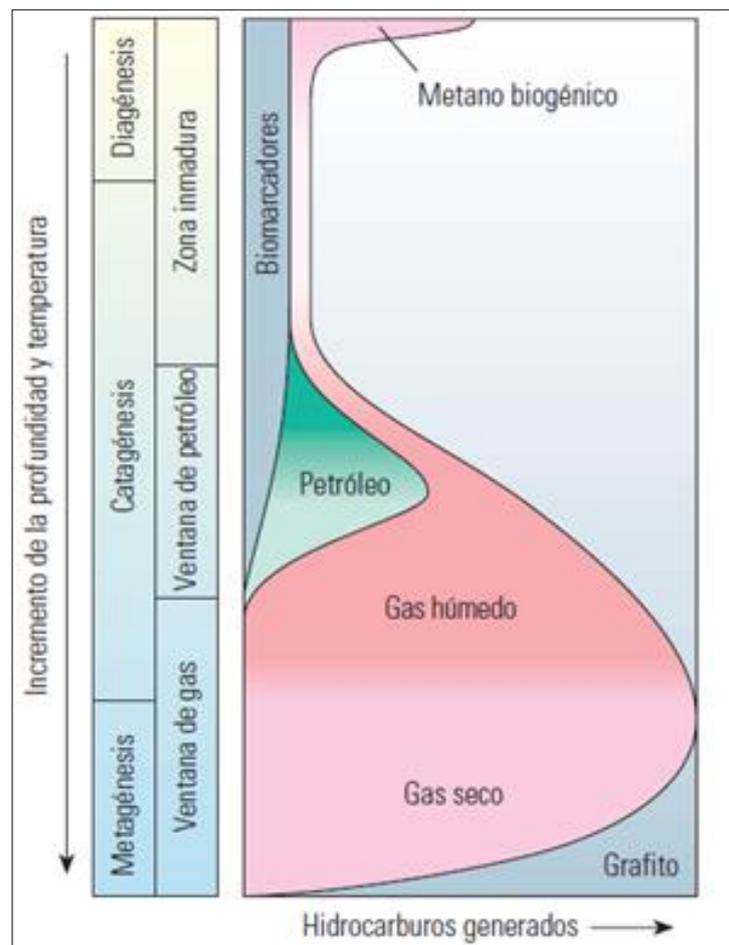


Figura 4: Etapas de madures térmica del kerógeno (Kevin McCarthy / Katherine Rojas Houston, 2011).

2.2.2.1. DETERMINACIÓN EXPERIMENTAL DE LA MADUREZ TÉRMICA POR REFLECTANCIA DE LA VITRINITA

Este método se utiliza para saber la temperatura máxima a la cual fue expuesta la roca en el subsuelo, por lo que se lo considera un paleo termómetro. La temperatura aumenta con la profundidad gradualmente, determinando el gradiente geotérmico.

La vitrinita es un maceral formado mediante la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales, esta se encuentra en muchos kerógenos (Kevin McCarthy / Katherine Rojas Houston, 2011).



Figura 5: La vitrinita en el carbón bituminoso. La cantidad de luz reflejada por los macerales de la vitrinita constituye una prueba clave para determinar la madurez térmica de una roca. Referencia: “La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras” (Kevin McCarthy / Katherine Rojas Houston, 2011).

Esta técnica se utiliza para conocer la maduración alcanzada de una roca generadora de hidrocarburos. La reflectancia de la vitrinita es el porcentaje de intensidad de luz que se refleja sobre la superficie pulida de este maceral R_o. Esta intensidad se mide utilizando un microscopio con una lente objetivo de inmersión en aceite y un fotómetro. Los cambios en la intensidad de la reflectancia se deben a la recristalización que provoca un aumento de tamaño irreversible en los anillos aromáticos condensados que componen la estructura

de la vitrinita. Los cambios en la reflectancia también van acompañados de cambios de coloración en función de la temperatura de exposición.

Tabla 2: Indicador de Madurez en función del Índice de Reflectancia de la Vitrinita.

Índice de la Vitrinita [%]	Indicador de Madurez
0 - 0,55	Inicio de la generación de petróleo
0,55 - 0,9	Pico de la producción de petróleo
0,9 - 1,1	Gas húmedo
1,2 - 1,4	Gas húmedo o gas seco
1,4 - 2,1	Solo gas seco
>2,1	CO ₂

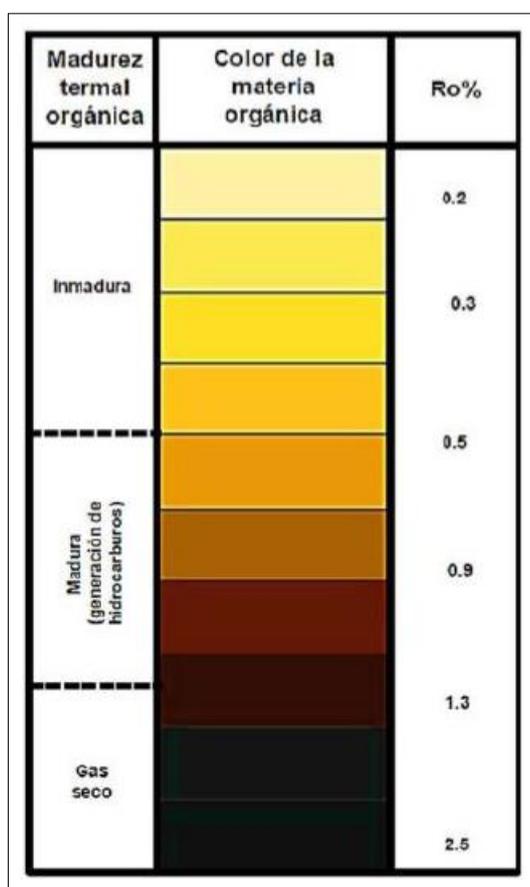


Figura 6: Color de la materia orgánica en función de la madures termal.

2.2.3. CARBONO ORGÁNICO TOTAL

El Carbono Orgánico Total (TOC) representa la cantidad en peso de materia orgánica contenida en una roca sedimentaria, es decir, cuantifica la cantidad de materia

orgánica presente en la roca y es un indicador del total de materia orgánica presente. Frecuentemente se lo expresa en % en peso de roca. Se usa para proyectar el potencial de almacenamiento de hidrocarburos en las lutitas. La importancia de este parámetro en la evaluación de las lutitas orgánicamente ricas radica en que a mayor TOC, mayor será la posibilidad potencial de dicha roca de generar hidrocarburos líquidos y gaseosos. Se lo utiliza habitualmente como parámetro para evaluar el potencial generador de rocas madre.

El TOC decrece a medida que decrece la madurez térmica.

- Un TOC 2% es considerado necesario para generar grandes volúmenes de gas. De manera que se toma 2% como umbral mínimo.
- Lutitas con un TOC entre 2 y 5%, buen potencial de generación de hidrocarburos.
- Lutitas con un TOC superior a 5% se las considera como excelentes para explotación.

Tabla 3: Contenido orgánico de la roca generadora

Contenido orgánico total, % en peso	Calidad del kerógeno
<0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
>12	Excelente

2.2.3.1. DETERMINACIÓN EXPERIMENTAL DEL CONTENIDO ORGÁNICO TOTAL

El contenido total orgánico (TOC) se obtiene a partir de la combustión directa de una muestra de roca de un gramo, para ello primero se eliminan todos los carbonos que se encuentran en las impurezas de la muestra siendo esta previamente pulverizada y tratada para tal objetivo. A continuación se da inicio al proceso programado de aumento de temperatura, el mismo comienza calentando la muestra de forma gradual hasta llegar a 1200°C en una atmosfera inerte (Helio o Nitrógeno) utilizando un horno de inducción de alta frecuencia. De esta manera el carbono contenido en el kerógeno se convierte en

CO y CO₂. El carbono que se libera se registra como TOC en porcentaje por peso másico de roca por medio de una célula infrarroja que realiza esta conversión a TOC. Este valor indica % de peso másico de la roca (Kevin McCarthy / Katherine Rojas Houston, 2011).

La medición del TOC evalúa tres componentes:

1. Carbono de la materia orgánica extraíble proveniente del craqueo térmico del kerógeno. Este carbono proviene del hidrocarburo que no fue expulsado por la roca.
2. El carbono residual, que se encuentra en el kerógeno sin potencial de generación de hidrocarburo por falta de hidrógeno en su estructura química.
3. Y por último la medición también considera el carbono convertible que representa un potencial de carbono remanente en la roca.

También de forma indirecta se puede obtener el TOC por medio de perfiles eléctricos a partir de datos computados a lo largo de la columna estratigráfica.

La Espectroscopia de Rayos Gamma inducidos es una de las herramientas que ha comenzado a adquirir gran relevancia en la caracterización de reservorios tipo Shale. Una de las bondades de esta herramienta es que permite determinar de forma cuantitativa el TOC, independiente del ambiente y el yacimiento.

2.3. CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

2.3.1. POROSIDAD

La porosidad de una roca se define como el volumen de espacios vacíos que pueden ser ocupados por fluidos. Se define por la razón:

$$\varnothing = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ec.(5)}$$

Donde:

- \varnothing es la porosidad [%].
- V_p es el volumen de los poros o espacios vacíos [m³].
- V_t es el volumen total, es decir, el volumen de los poros y el volumen de sólido [m³].

La porosidad varía entre 0 y 1 pero usualmente se usa en términos de % y la porosidad en las lutitas fluctúa normalmente entre 2 y 15%.

El mecanismo de almacenamiento en yacimientos del tipo shale gas es diferente, tenemos por un lado el almacenamiento en la matriz orgánica (poros en el kerógeno) e inorgánica, fisuras naturales y por otro lado el gas adsorbido y el disuelto en el kerógeno, todos estos mecanismos se asocian para determinar una porosidad total. En principio una doble porosidad en la matriz donde la primera es la ya conocida y dada por el arreglo natural que toman los granos de minerales al momento de la compactación de la roca, la segunda porosidad está relacionada con las fracturas naturales y estas dos definen la doble porosidad de la matriz. Además se tiene una porosidad relacionada al gas adsorbido en la materia orgánica, otra porosidad en los poros del kerógeno y una última porosidad que considera el gas disuelto en el kerógeno (Daniel Orozco, 2015).

2.3.1.1. MEDICIÓN DE POROSIDAD EN SHALE

En los reservorios shale el tamaño del poro es muy pequeño para usar métodos convencionales de medición (Porosímetro de Helio), por esta razón se recurre a usar otros métodos como la Porosimetría por inyección de mercurio (Hg) (M. Josh, 2012). Este método usa la intrusión de mercurio a presión para penetrar en los poros, obteniéndose de esta manera el volumen de poro y la distribución de tamaños de los mismos. El mercurio penetra en las lutitas pero tiene el inconveniente de no penetrar en gargantas de 3-5nm, esta dificultad en el método de presión capilar por inyección de mercurio se revierte al combinarse con otros métodos, sin embargo es la mejor técnica para investigar la distribución de tamaños de gargantas porales. Cabe también mencionar que considera únicamente los poros conectados, esto implica que los poros aislados no se tienen en cuenta, dado que el mercurio directamente no ingresa. El inconveniente actual para determinar la porosidad en un shale radica en el procedimiento de medición que se usa y esto depende de cada laboratorio, de manera que existen variaciones muy importantes que contrastan enormemente estos resultados (Foulds, 2016).

En la siguiente imagen se puede apreciar las diferencias de porosidad efectiva para una misma muestra por dos laboratorios distintos. El contraste es enorme y estos resultados pueden desalentar el potencial del reservorio.

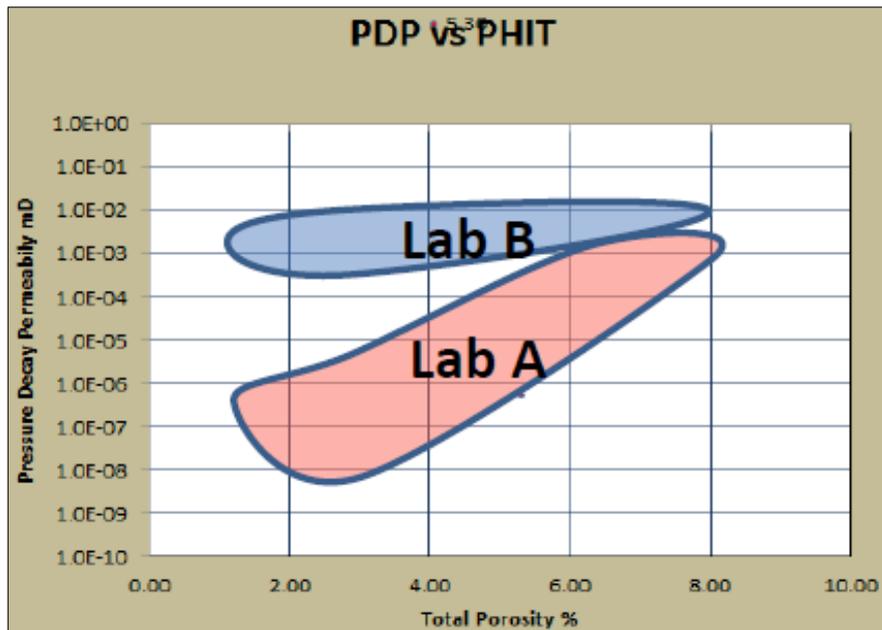


Figura 7: Comparativa de porosidad vs Pressure Decay Permeabilidad por dos laboratorios. Referencias: *Unconventional Petrophysics: Shale Source Rock Plays-Fundamentals* (Foulds, 2016).

En las formaciones shale también se tiene una porosidad asociada al kerógeno, el tamaño del poro es tan pequeño que se usa Microscopía Electrónica de Barrido (Scanning Electron Microscopy, SEM) para determinar el tipo de porosidad que tiene la muestra. El SEM distingue, arcilla, materia orgánica presente, tipo y tamaño de poros (Foulds, 2016).

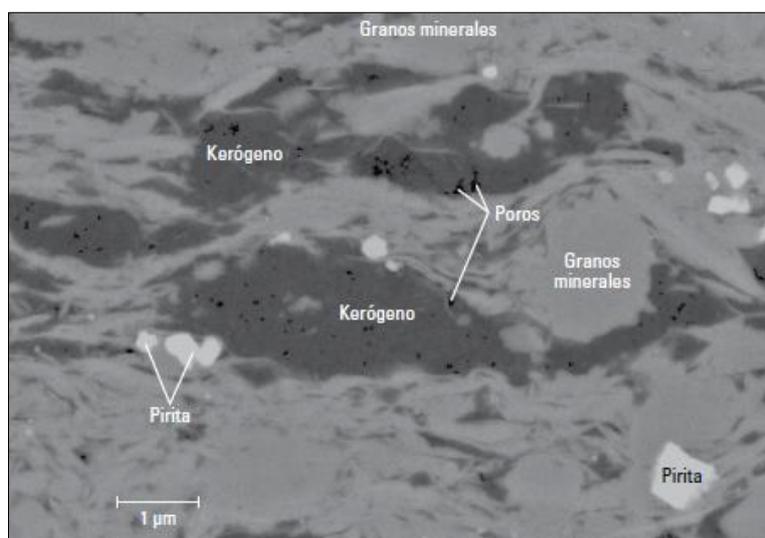


Figura 8: Imagen de una shale de un SEM con ampliación x1000. Referencia: *La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras*.

2.3.2. PERMEABILIDAD

La permeabilidad, denotada por K, es la capacidad que tiene la roca para dejar fluir fluido a través del medio poroso, se expresa por la ley de Darcy y nos da una medida de que tan interconectados están los poros.

Ecuación de la Ley de Darcy:

$$Q \propto \frac{K A \Delta P}{\mu L} \quad \text{Ec.(6)}$$

Dónde:

- Q Caudal [cm³/seg]
- K Permeabilidad del medio poroso [Darcy]
- A sección por donde pasa el fluido [cm²]
- ΔP Diferencia de presión [atm]
- μ Viscosidad del fluido [cP]
- L Longitud [cm]

La permeabilidad en las lutitas es función del tipo de arcilla, de la porosidad, presión del poro y de la presión litológica. Por lo general una alta permeabilidad resulta de una alta tasa de difusión en la matriz de manera que al fracturar una lutita se incrementa el drenaje de la formación y por ende aumenta la producción. Los yacimientos del tipo shale gas presentan una permeabilidad muy baja, del orden nanodarcy (José Luis Curbelo, 2012).

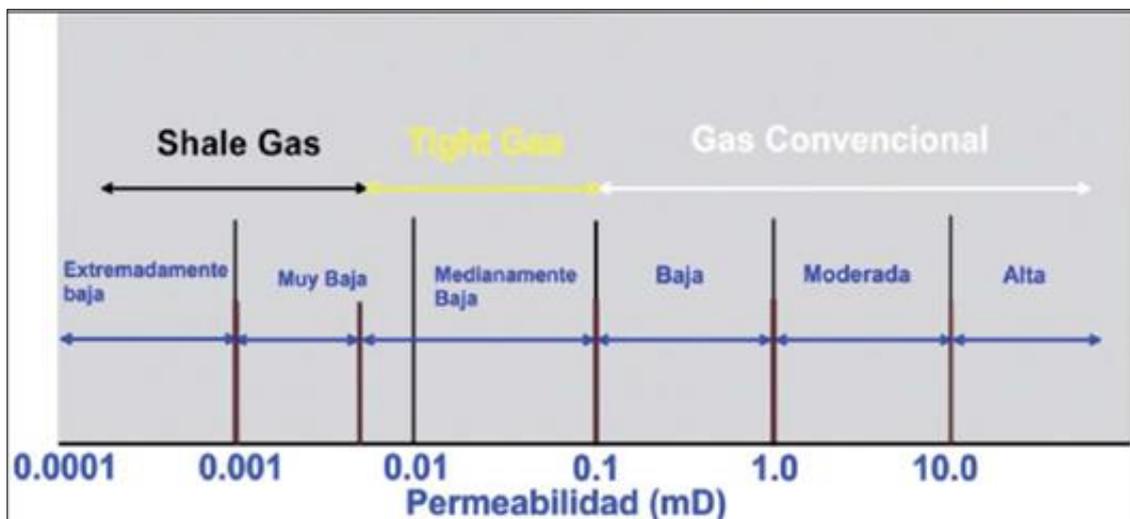


Figura 9: Rangos de permeabilidades convencionales y no convencionales.

2.3.2.1. MEDICIÓN DE PERMEABILIDAD EN SHALE

La medición se basa en someter una muestra triturada a presión variable en el tiempo, el método usado de llama “Pressure Decay”, el mismo tiene por objetivo disminuir el tiempo del uso del equipo en laboratorio dado el método convencional denominado “Pulse Decay” precisa de más tiempo ya que usa la muestra entera para realizar la medición y esto hace que este último sea más caro.

El método Pressure Decay tarda menos tiempo y en teoría se eliminan las microfracturas artificiales generales en la perforación.

El procedimiento utilizado es confidencial y depende de cada laboratorio. De manera que tenemos el mismo inconveniente que teníamos en determinación de la porosidad. A continuación en la figura 10 se puede observar nuevamente esta apreciación (Foulds, 2016).

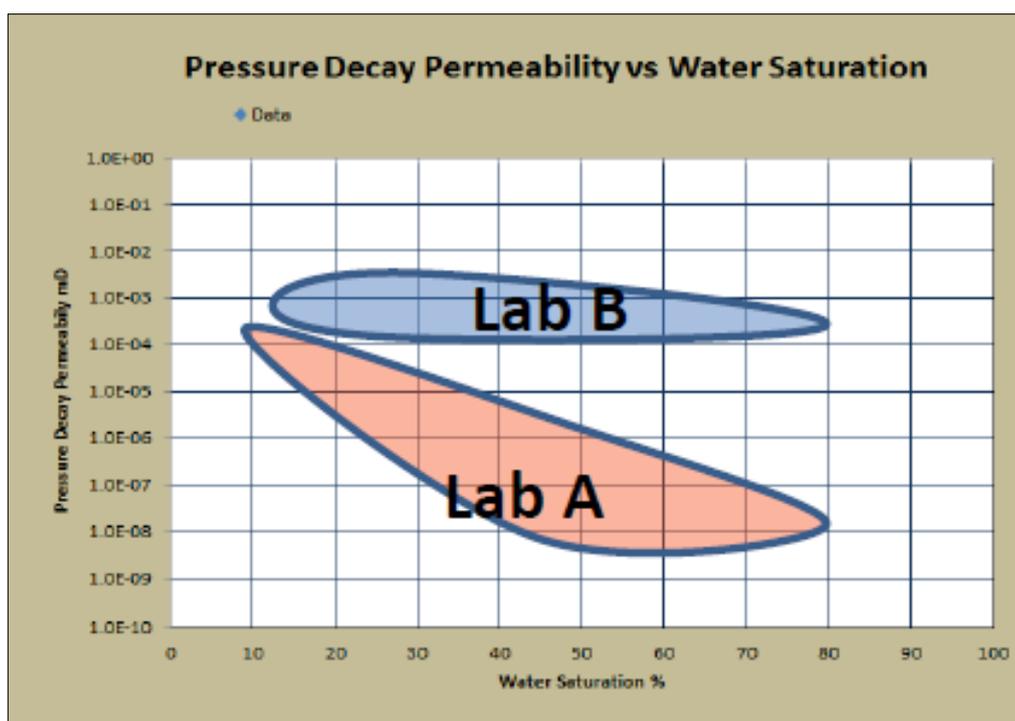


Figura 10: Comparativa de resultados de Pressure Decay Permeabilidad vs Saturación de agua por dos laboratorios. Referencia: *Unconventional Petrophysics: Shale Source Rock Plays-Fundamentals* (Foulds, 2016).

2.3.3. SATURACIÓN DE FLUIDOS

La fracción del volumen poroso ocupado por fluido lo denominamos saturación. En nuestro análisis únicamente consideramos gas pero en otros reservorios podemos tener gas, agua y petróleo. De manera que para determinar la cantidad de hidrocarburos presentes, es necesario, determinar la saturación de cada fluido en el medio poroso.

Esta propiedad se expresa por la siguiente relación:

$$S_{fluido} = \frac{\text{Volumen de fluido}}{\text{Volumen poroso}} \quad \text{Ec.(7)}$$

Y podemos tener agua, petróleo y gas y la fracción de cada fluido será la siguiente:

$$S_{petróleo} = \frac{\text{Volumen de petróleo}}{\text{Volumen poroso}} \quad \text{Ec.(8)}$$

$$S_{gas} = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen poroso}} \quad \text{Ec.(9)}$$

$$S_{agua} = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen poroso}} \quad \text{Ec.(10)}$$

La sumatoria de las tres fracciones es igual a la unidad:

$$S_{agua} + S_{gas} + S_{petróleo} = 1 \quad \text{Ec.(11)}$$

2.3.3.1. MEDICIÓN DE SATURACIÓN DE AGUA

El método usado para hallar la saturación de agua en un shale se conoce como “Dean-Stark o directamente como destilación. Este método usa la muestra triturada y la única diferencia con respecto a una medición de una roca convencional es como se tritura la muestra. El agua que se encuentra en la muestra se evapora con un solvente en alta temperatura para luego el vapor condensar y ser medido en un colector calibrado. El peso de la muestra se mide antes y después de la prueba (D.A. Handwerger, Schlumberger Innovation Center, 2012).

Al igual que con la porosidad y la permeabilidad los resultados varían y dependen del laboratorio, en este caso porque la trituración de la muestra no se encuentra estandarizada (Ana, 2013).

2.3.4. DENSIDAD DE GRANO

La densidad de grano se refiere a todo el material sólido presente en la roca. Su valor puede calcularse de forma teórica a partir de la densidad de los minerales constituyentes, siempre que se conozca con precisión la composición cuantitativa de la roca y la densidad de cada componente.

En reservorios Shale adicionalmente a los diferentes minerales que la conforman, contiene kerógeno. Este parámetro es muy importante de determinar ya que el kerógeno tiene una fuerte influencia en la densidad total de la roca. La presencia de kerógeno disminuye la densidad de una roca en comparación con una roca sin kerógeno.

La porosidad causa el mismo efecto en la densidad del grano y ambos parámetros se pueden apreciar claramente en la figura 11 (Maraggi, 2016).

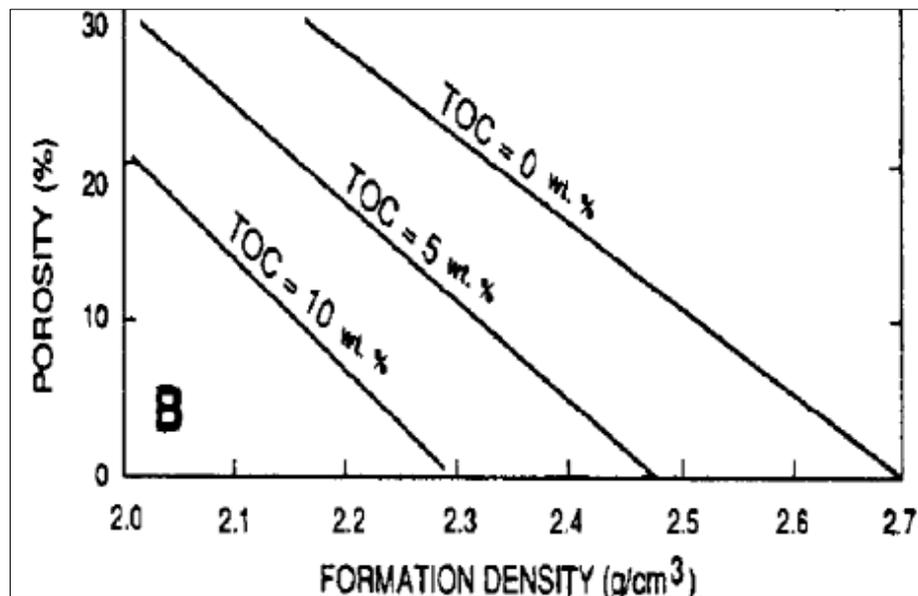


Figura 11: Distribución de densidad de formación en función de TOC y porosidad. Referencia: Magoon y Dow, 1994.

Los reservorios tipo Shale se componen principalmente de minerales arcillosos, tales como:

- Caolinita: $(Al_4Si_4O_{10}(OH)_8)$
- Clorita (Fe, Mg)
- Esméctica: montmorillonita (Mg, Fe, Ca, Na).
- Micas: illita (k) y glauconita
- Otros: berthierina, chamosita, sepiolita y paligorskita

Y otros componentes no arcillosos, entre los cuales se pueden mencionar:

- Feldespatos (aluminosilicatos)
- Moscovita (biotita)
- Carbonatos
- Pirita, hematita y yeso

Los estudios mineralógicos de las lutitas se basan en fluorescencia de rayos X y difracción de rayos X (DRX). Este último es considerado el más apropiado para caracterizar a los minerales en lutitas. Últimamente, los estudios de la composición de las lutitas se han visto favorecidos con la aplicación de una combinación de SEM (Microscopio electrónico de barrido) y un EDS (Espectroscopia de dispersión de energía) denominado QEMSCAN, esta es una herramienta que tiene por objeto determinar la composición mineralógica de las lutitas a partir de información química a escala micrométrica con el uso del SEM.

2.5. CARACTERÍSTICAS GEOMECÁNICAS

La mineralogía incide en el análisis geomecánico de las rocas, lutitas con alto porcentaje de cuarzo y carbonato tienden a ser más frágiles y fracturables, dando como resultado un gran número de fracturas inducidas de pequeña escala cuando es estimulada. A diferencia de los shales con alto contenido arcilloso que tienden a comportarse más dúctil frente a la estimulación hidráulica (Andres Askenazi, 2013).

2.5.1. MECÁNICA DE LAS ROCAS

Es importante analizar, bajo qué tipo de esfuerzos están sometidas las rocas en el subsuelo, dado que es necesario generar un camino entre la roca y el pozo, usando la presión como principal herramienta para el transporte de gas. Esta técnica de vinculación la denominamos fractura hidráulica. La mineralogía de un shale, es un parámetro muy útil para determinar su fragilidad / ductilidad. El contenido de cuarzo, carbonato y arcilla determinan de manera significativa los parámetros elásticos y por consiguiente cuan eficientemente la fractura hidráulica estimulará la roca (Leonardo fernández Rojas1, 2015).

2.5.2. ESFUERZO

Es la fuerza ejercida sobre un área que puede ser axial o tangencial. En el caso de que el esfuerzo sea axial, es decir, perpendicular a la superficie, estamos hablando de un esfuerzo de compresión denotado por σ y si el esfuerzo es paralelo a la superficie, es decir, tangencial nos referimos a esfuerzos de corte, denotado por τ .

El esfuerzo en la roca es una de las propiedades de mayor importancia para la fractura hidráulica, dado que a través de ella podemos predecir la geometría final de las fractura y con esta información predecir el comportamiento de la producción de gas. Lo antes descrito, se representa con la siguiente relación:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad \text{Ec.(12)}$$

Dónde:

- σ Tensión [kg/m^2]
- F Fuerza [kg]
- A sección transversal [m^2]

En la figura 13 se puede apreciar los esfuerzos antes definidos claramente cómo actúan (Robles, 2008):

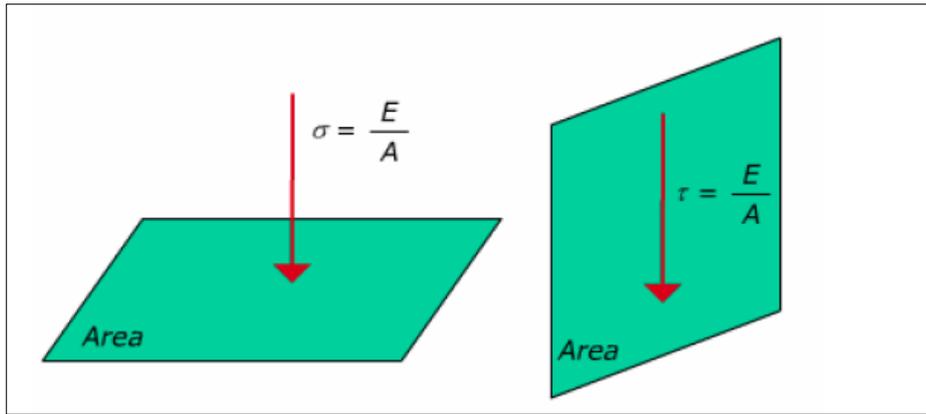


Figura 13: Tipos de esfuerzos. Referencia: Curso fractura. Introducción teórica (Robles, 2008).

2.5.3. DEFORMACIÓN ESPECÍFICA

Es la relación de deformación que hay en un cuerpo, luego de admitir un esfuerzo de compresión. Un cuerpo al ser sometido a este tipo de esfuerzos, sufre un cambio en mayor o menor medida en función del material. Esta deformación se denota con la letra ϵ y representa la variación de la longitud respecto de la longitud original (Robles, 2008).

$$\epsilon = \frac{\Delta L}{L} \quad \text{Ec.(13)}$$

En la figura 14 se puede observar este efecto:

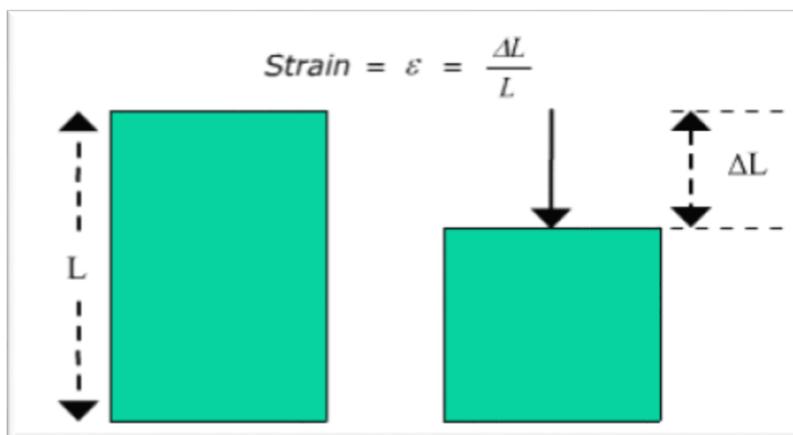


Figura 14: Deformación específica. Referencia: Curso fractura. Introducción teórica (Robles, 2008)

2.5.4. ESFUERZO IN SITU

Si analizamos una formación del subsuelo, podemos apreciar que cada cubo de roca está sometido a diferentes esfuerzos en todas las direcciones, pero si acotamos nuestro análisis a un cubo de roca y le asignamos los ejes principales, se alinean en estos sentidos un grupo más acotados de esfuerzos. Esfuerzo vertical σ_v correspondiente al peso estratigráfico de las formaciones que encuentran sobre el cubo. Su valor normalmente fluctúa entre 0.98 y 1.1 psi/ft. Este esfuerzo tiende a deformar la roca horizontalmente generando esfuerzos horizontales. Dos esfuerzos horizontales uno máximo σ_{max} y otro mínimo σ_{min} . Uno como resultante del esfuerzo vertical y el otro debido a la resultante de esfuerzos tectónicos que ocurrieron en el pasado. La fractura de una roca se separa siempre en dirección perpendicular al menor esfuerzo, ya que, las caras se abren vencidas por el esfuerzo in situ, generando el crecimiento en esta dirección. Los esfuerzos horizontales son menores a los verticales, por esto, es razonable que las fracturas se desarrollen generalmente en esta última dirección. En síntesis, las fracturas siempre tienen una dirección preferencial (Robles, 2008).

2.5.5. MÓDULO DE YOUNG

El módulo de Young (E) representa la relación entre el esfuerzo y deformación longitudinal en un material, el esfuerzo aplicado es normal al material y la deformación es axial (Robles, 2008).

$$E = \frac{\Delta\sigma}{\Delta\varepsilon} \quad \text{Ec.(14)}$$

En la figura 15 se puede apreciar que sucede gráficamente con un material. En la primer parte para un material ideal, es decir, homogéneo y elástico el efecto esfuerzo/deformación es lineal. Por el contrario, las rocas son no homogéneas y no elástico en todo el proceso de carga. Igualmente toma la pendiente de la curva en la parte lineal para determinar el módulo de Young (E).

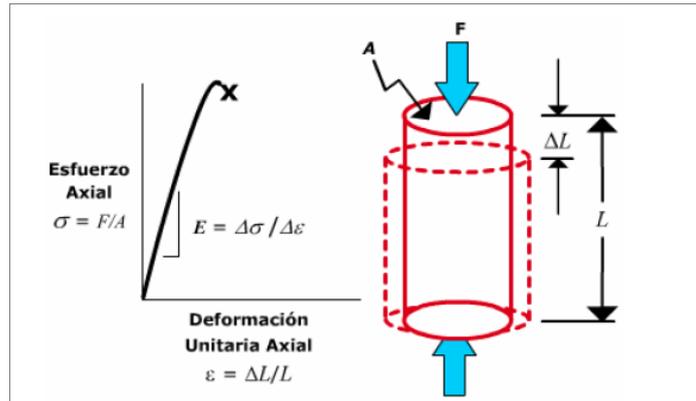


Figura 15: Módulo de Young. Referencia: Curso fractura. Introducción teórica (Robles, 2008)

Un alto valor de E indica un alto esfuerzo para deformar dicha roca.

2.5.6. MÓDULO DE POISSON

El Modulo de Poisson ν representa la relación entre el esfuerzo longitudinal y la deformación lateral que sufre un material. Las rocas con un alto valor de Poisson indican que transfieren esfuerzo vertical en deformación horizontal. El módulo de Poisson se ve afectado por los mismos inconvenientes para ser medido que el módulo de Young debido a que la roca es no homogénea y no elástica (Robles, 2008).

En la siguiente figura puede observar lo mencionado gráficamente:

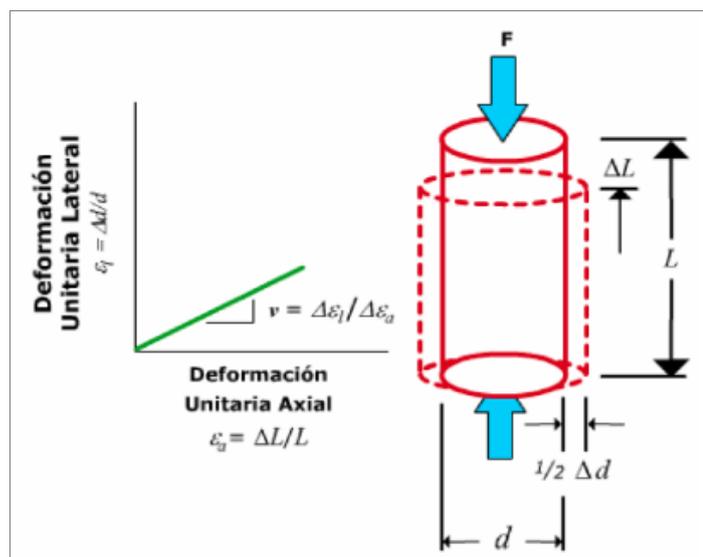


Figura 16: Relación de Poisson. Referencia: Curso fractura. Introducción teórica (Robles, 2008).

CAPÍTULO 3: MECANISMO DE TRANSPORTE

3.1. MECANISMO DE ALMACENAMIENTO

Para considerar todo el gas que encuentra almacenado en las formaciones shale que presentan contenido de materia orgánica, se considera un modelo de múltiple porosidad, que incluye tanto el gas libre presente en la porosidad de la matriz inorgánica como también gas libre en el poro del kerógeno y fisuras naturales, el gas adsorbido y el gas disuelto en el kerógeno.

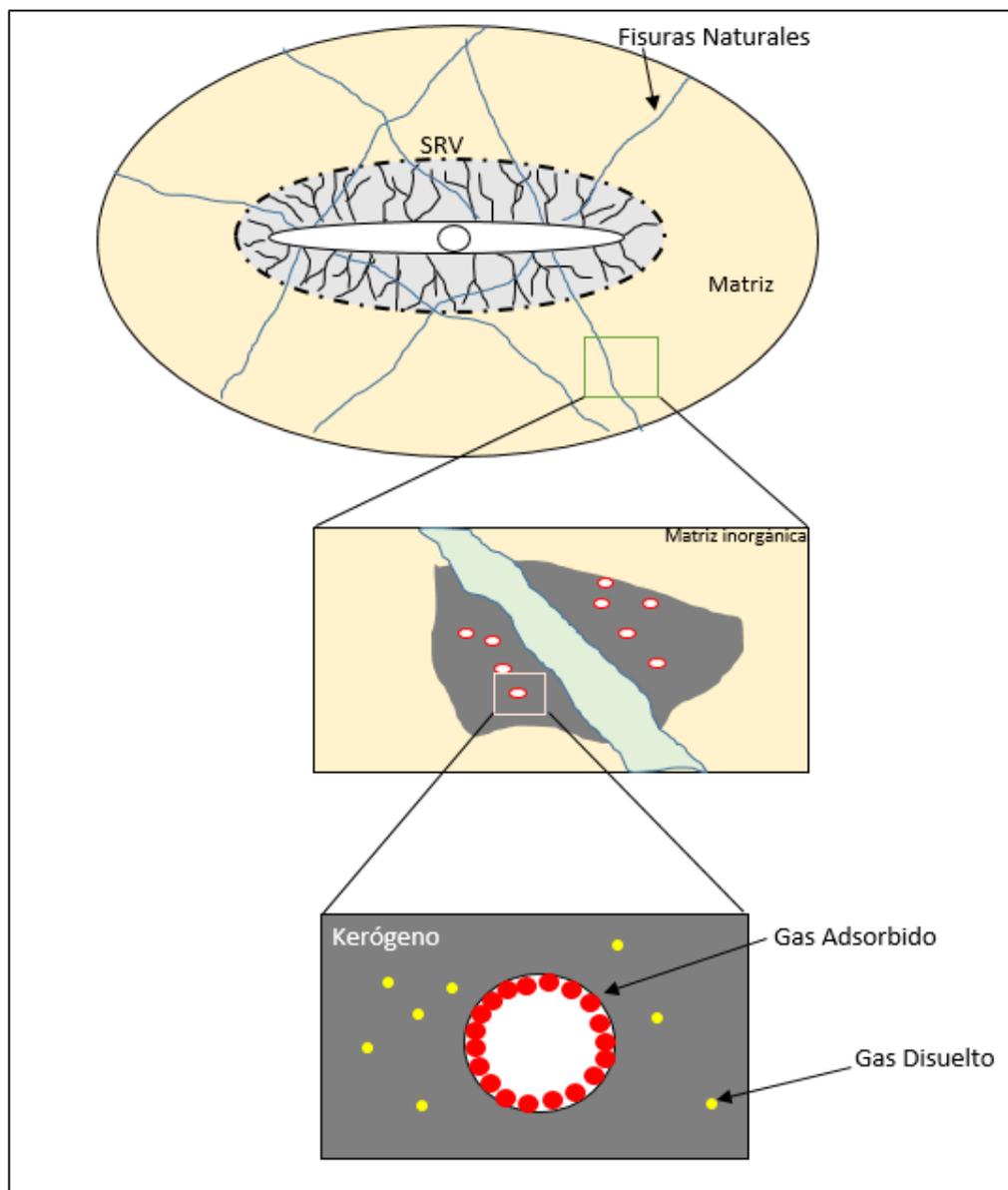


Figura 17: Mecanismo de almacenamiento en un shale.

3.2. MECANISMO DE TRANSPORTE

3.2.1. DETERMINACIÓN DE FLUJO: NÚMERO ADIMENSIONAL DE KNUDSEN

A medida que la escala del sistema físico disminuye, la aproximación del medio continuo de la hipótesis de no deslizamiento en la interface sólido-fluido va perdiendo validez. El número adimensional de Knudsen, K_n determina el grado de validez de la hipótesis de medio continuo y se define como la relación entre el camino libre medio de las moléculas del fluido y la escala de longitud física representativa:

$$K_n = \frac{\lambda}{d} \quad \text{Ec.(15)}$$

Donde:

- λ : Camino libre medio de las moléculas del fluido [m]
- d : diámetro de poro [m]

El camino libre medio se define como la distancia promedio entre dos colisiones sucesivas de las moléculas del fluido, mientras que la longitud característica d resulta ser el tamaño promedio de los nanoporos (Peng Chen, 2017).

Tabla 4: Clasificación de patrones según el número de Knudsen

Número Adimensional		Régimen de Flujo	Validez de la ecuación N-S
Límite Inferior	Límite Superior		
0	10^{-3}	Medio Continuo Ley de Darcy	
10^{-3}	10^{-1}	Flujo de Deslizamiento	
10^{-1}	10	Flujo Transicional	
10	∞	Flujo molecular Ley de Fick	

Graficando el número de Knudsen vs. Presiones, se puede obtener una región típica para reservorios de shale gas, en el cual se puede observar que el mecanismo de transporte dominante es flujo de tipo transicional y deslizamiento.

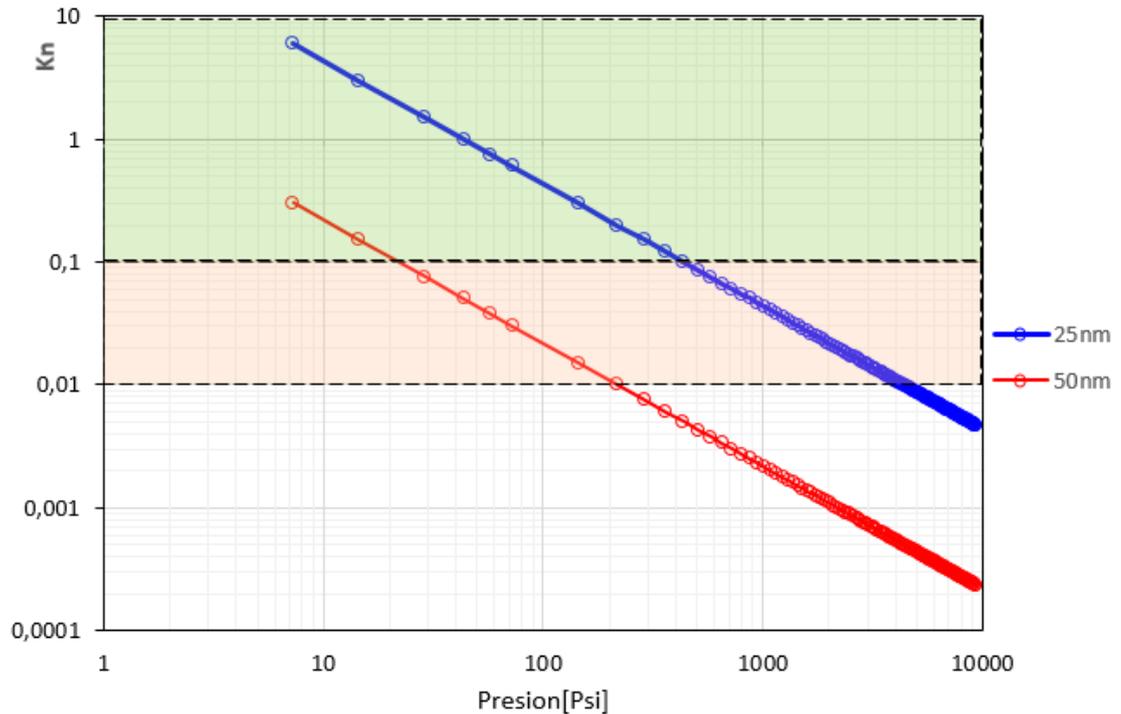


Figura 18: Patrones de flujo en función del diámetro del poro.

3.2.2. TIPOS DE FLUJO PRESENTES EN SHALE

En los sistemas shale, los nanoporos juegan dos papeles importantes. Primero, para el mismo volumen de poros, el área de superficie expuesta en nanoporos es más grande que en los microporos. Esto se debe a que el área de superficie es proporcional a $4/d$, donde ésta d es el diámetro del poro. Esta gran área expuesta permite la desorción de gas desde la superficie del kerógeno en los nanoporos. En consecuencia, mayor transferencia de masa de las moléculas de gas que se producen desde el kerógeno por difusión debido a la alta concentración de gas en la fisuras naturales y el medio poroso. En segundo lugar, el flujo de gas en los nanoporos es diferentes del flujo de Darcy (F.Javadpour, 2007).

La Figura 19 ilustra la secuencia de producción de gas a diferentes escalas de longitud. La producción de un nuevo pozo perforado:

- (a) es pasando por los poros grandes
- (b), y luego los poros más pequeños

(c) Durante el agotamiento del yacimiento, el equilibrio termodinámico entre kerógeno y la fase gaseosa en los espacios porosos cambia debido a la disminución de la presión. Por lo tanto, el gas se desorbe de la superficie del kerógeno.

(d). Este proceso de no equilibrio hace que las moléculas de gas se difundan del seno del kerógeno a la superficie del kerógeno expuesto a la red de poros.

(e). Está bien documentado que las cantidades de gas puede almacenarse como una fase disuelta en hidrocarburos líquidos o como una fase adsorbida en otros materiales dentro de las lutitas del kerógeno (F.Javadpour, 2007).

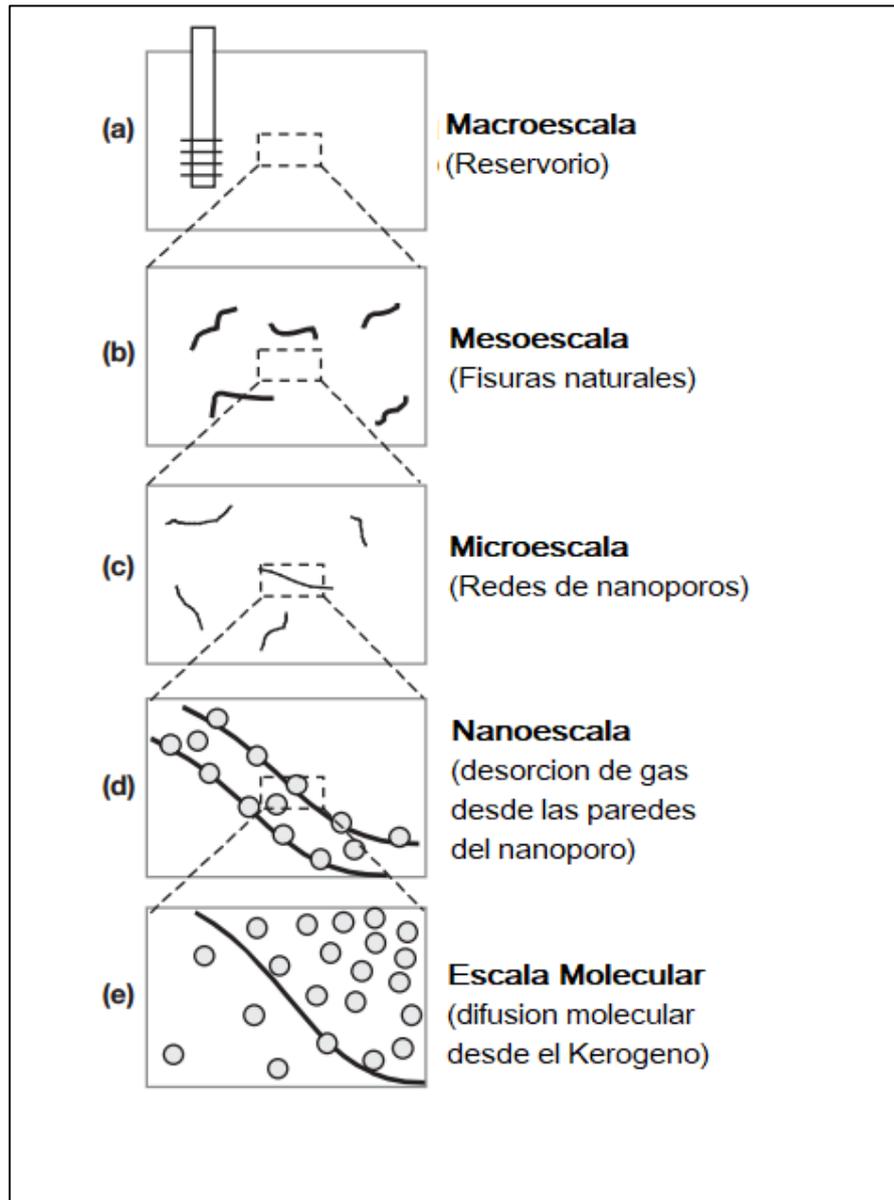


Figura 19: Escala de transporte de gas (F.Javadpour, 2007).

3.2.3. DETERMINACIÓN EXPERIMENTAL DE LA EXISTENCIA DE FLUJO DIFUSIVO EN SHALE

Muchos investigadores propusieron usar la ley de difusión de Fick para describir migración de gas de shale bituminoso en nanoporos y en superficies de kerógeno. Bajo la influencia de una diferencia de concentración, el gas desorbido migra desde un área de alta concentración a un área de baja concentración, y la difusión se detiene hasta que la concentración de gas se vuelve uniforme, como se observa en la figura 20.

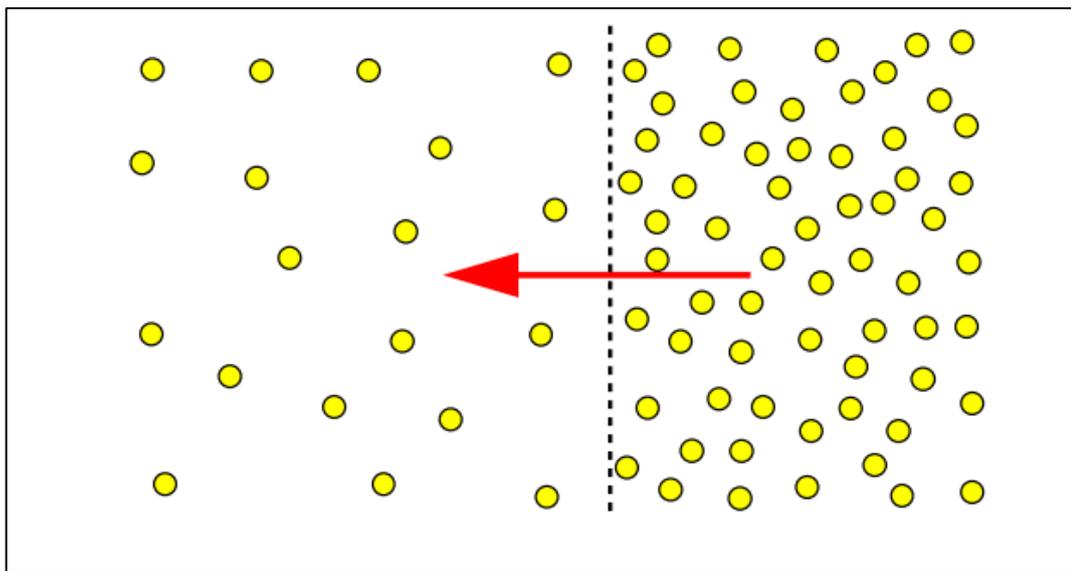


Figura 20: Difusión de gas por diferencia de concentración

Los efectos del gas disuelto en la producción acumulada de gas a partir de shale se han investigado en escala de laboratorio por Javadpour (2007), en el cual se realizaron pruebas de la evolución del gas y desorción a partir de una muestra shale para identificar los diferentes regímenes de flujo, representados en la figura 21.

Para tal experimento utilizaron un grupo de curvas de distribución gaussianas cubriendo todos los eventos observados en el experimento (Vivek Swami, 2013).

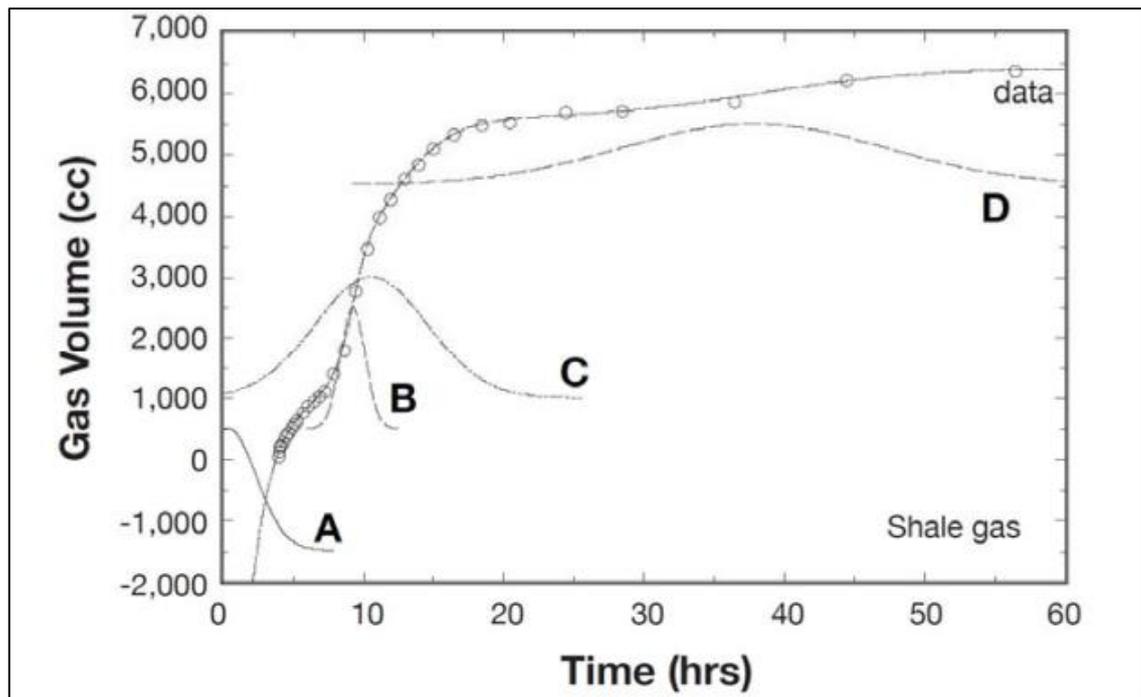


Figura 21: Evolución de gas, en muestra shale (Javadpour, 2007).

Según los autores (F.Javadpour, 2007) y (Vivek Swami, 2013), el proceso A corresponde al flujo de gas en los microporos durante los primeros tiempos del experimento. Este escenario puede describirse por la ecuación de Darcy o la difusión de Fick, dependiendo de la presión inicial del sistema.

El proceso B corresponde al flujo de gas en nanoporos descrito por la difusión Knudsen.

El proceso C se refiere a la desorción de gas desde las paredes del kerógeno hacia las redes de los poros.

Finalmente, el proceso D refleja la ocurrencia de difusión de gas del kerógeno sólido a las superficies expuestas.

Como se observa en la figura 21 este proceso es muy lento y generalmente todos los procesos se superponen.

3.2.4. FLUJOS DIFUSIVOS

En las dimensiones de tamaño de poros presentes, las hipótesis para aplicar el modelo de flujo de Darcy no funcionan, y existen nuevos efectos de activación de flujo a

considerar, estos son los procesos de tipo difusivos, el cual se pueden dividir en varios mecanismos diferentes.

- Difusión en la matriz de la roca donde las interacciones molécula–molécula dominan, el cual es gobernada por la leyes de Fick.
- Difusión de Knudsen donde las interacciones molécula–superficie dominan.
- Difusión de superficie de la capa de gas adsorbido.
- Difusión ordinaria desde el kerógeno hacia los poros del kerógeno.

DIFUSIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO. PRIMERA LEY DE FICK

Consideremos la difusión de gas en la dirección del eje x entre dos planos perpendiculares al plano del papel, separados una distancia x.

Supongamos que tras un periodo de tiempo, la concentración de los átomos en el plano 1 es C_1 y en el plano 2 es C_2 . Esto significa que no producen cambios en la concentración de gas con el tiempo, en esos planos. Estas condiciones de difusión se conocen como estado estacionario.

Si en el sistema descrito anteriormente no hay interacción química entre los átomos de gas y los del sólido, debido a la diferencia de concentración entre los planos 1 y 2, producirá un flujo neto de átomos del lado de concentración más alta al de concentración más baja. La densidad de flujo se representa en este tipo de sistemas mediante la ecuación.

$$J = -D \frac{dC}{dx} \quad \text{Ec.(16)}$$

Donde:

- J : Flujo o corriente neta de átomos.
- D : Coeficiente de difusión o de difusividad.
- $\frac{dC}{dx}$: Gradiente de la concentración.

Utiliza un signo negativo porque la difusión tiene lugar desde una concentración mayor a otra menor, es decir, existe un gradiente negativo. Esta ecuación denomina la

primera ley de difusión de Fick y corresponde a aquellas situaciones en que no hay cambios en el transcurso del tiempo.

Las unidades del SI para esta ecuación son:

$$J \left(\frac{\text{Atomos}}{m^2 s} \right) = -D \frac{dC}{dx} \left(\frac{m^2}{s} \right) \left(\frac{\text{Atomos}}{m^3} \frac{1}{m} \right) \quad \text{Ec.(17)}$$

DIFUSIÓN EN ESTADO NO ESTACIONARIO

El estado estacionario, en el cual las condiciones permanecen invariables con el tiempo, no se encuentra con facilidad entre los problemas de ingeniería. En la mayoría de los casos, se da la difusión en estado no estacionario, en el cual la concentración de los átomos de soluto en cualquier punto del material cambia con el tiempo. Para casos de difusión en estado no estacionario, en el cual la difusividad es independiente del tiempo, aplica la segunda ley de Fick:

$$\left(\frac{dC_x}{dt} \right) = \frac{d}{dx} \left(D \frac{dC_x}{dx} \right) \quad \text{Ec.(18)}$$

Esta ley establece que la velocidad de cambio de la composición de la muestra es igual a la difusividad por la velocidad de cambio del gradiente de concentración.

En el caso de modelos de medios porosos con capilares, se ha encontrado que el coeficiente efectivo de difusión o difusividad efectiva depende de la porosidad y la tortuosidad (definida como la razón o el cociente entre la longitud del camino seguido por las partículas y la longitud mínima entre los dos puntos del medio) de la siguiente forma (F.Javadpour, 2007):

$$D_{ef} = D \frac{\phi}{\tau} \quad \text{Ec.(19)}$$

Para el caso de los mecanismos que dominan el transporte en la porosidad primaria de la matriz, éstos obedecen a la Primera Ley de Fick (gradiente de concentración) debido a que la permeabilidad es muy baja para activar el flujo de Darcy (G.R. King, 1990), es decir:

$$q_g = \frac{-DAZ_{ce}RT_{ce}}{p_{ce}} \frac{dc}{dx} \quad \text{Ec.(20)}$$

Donde:

- D es el coeficiente de difusión en [$\text{pie}^2/\text{día}$].
- $\frac{dc}{dx}$ es la concentración molar en [$\text{lb-mol}/\text{pie}^3$]
- A es el área expuesta de flujo [pie^2]
- Z_{ce} factor de corrección de los gases [fracción]
- R constante universal de los gases [$\text{J}/(\text{K mol})$].
- T_{ce} es la temperatura estándar [$^{\circ}\text{R}$].
- P_{ce} es la presión estándar [Psia].
- q_g caudal de gas [$\text{pie}^3/\text{día}$]

FLUJO KNUSDEN

FENÓMENOS DE DIFUSIÓN DE KNUSEDEN

En este tipo de difusión, la velocidad de transferencia de las partículas está altamente influenciada por las colisiones con las paredes de los poros. Cuantitativamente hablando, la difusión Knusden aparece cuando:

$$\lambda > l_p \quad \text{Ec.(21)}$$

Donde:

- λ es el recorrido libre medio de las partículas [m].
- l_p es el tamaño promedio del poro, como su diámetro promedio o su radio promedio poro [m].

El flujo de gas en los nanoporos se puede describir con un coeficiente de transporte difusivo sin tener en cuenta los efectos viscosos, lo que se denomina como Ley de Fick (Jie Chen1, 2017).

Se expresa matemáticamente de la siguiente forma:

$$\frac{q\rho Mr}{\phi A} = D_{k,pm} \frac{\Delta p}{RTL} \quad \text{Ec.(22)}$$

Donde:

- q : caudal volumétrico [m^3/s].
- ρ : densidad molar del fluido [$kmol/m^3$]
- Mr : masa molecular del fluido [$kg/kmol$].
- ϕ : porosidad promedio [%].
- A : superficie expuesta [m^2].
- $D_{k,pm}$: coeficiente de difusión [m^2/s].
- Δp : gradiente de presión [Pa].
- R : constante universal de los gas [J/ (K mol)].
- T : Temperatura absoluta [K].
- L : espesor [m].

El valor del coeficiente difusivo $D_{k,pm}$ se deriva (F.Javadpour, 2007) y adopta la siguiente expresión:

$$D_{k,pm} = \frac{\phi d}{t} \frac{1}{3} \sqrt{\frac{8RT}{\pi Mr}} \quad \text{Ec.(23)}$$

Siendo t la tortuosidad del medio poroso [adimensional] (Maraggi, 2016).

FLUJO DESLIZAMIENTO

EFECTO KLINKENBERG

Cuando el tamaño del poro se aproxima al camino libre medio entre las moléculas del gas, el flujo a través de este es más alto al propuesto por la ley de Darcy.

En este caso las velocidades en la paredes de la materia sólida no es cero y existe un fenómeno de deslizamiento, por la tanto el flujo es mayor. Klinkenberg encontró que la permeabilidad al gas debe ser corregida para obtener la permeabilidad absoluta (Bidner, 2001).

$$k_g = k_l \left(1 + \frac{b}{p_m} \right) \quad \text{Ec.(24)}$$

Donde k_g es la permeabilidad al gas, k_l es la permeabilidad al líquido, p_m es la presión media aritmética entre la presión de entrada del testigo rocoso y la presión de salida y b es una constante que depende del gas y obtiene experimentalmente.

En la práctica se realizan ensayos a varias presiones. Grafica la permeabilidad al gas en función de la inversa de la presión media. k_g vs $1/p_m$. La extrapolación de la recta hasta $1/p_m=0$ es la permeabilidad al líquido, como muestra en la figura 23.

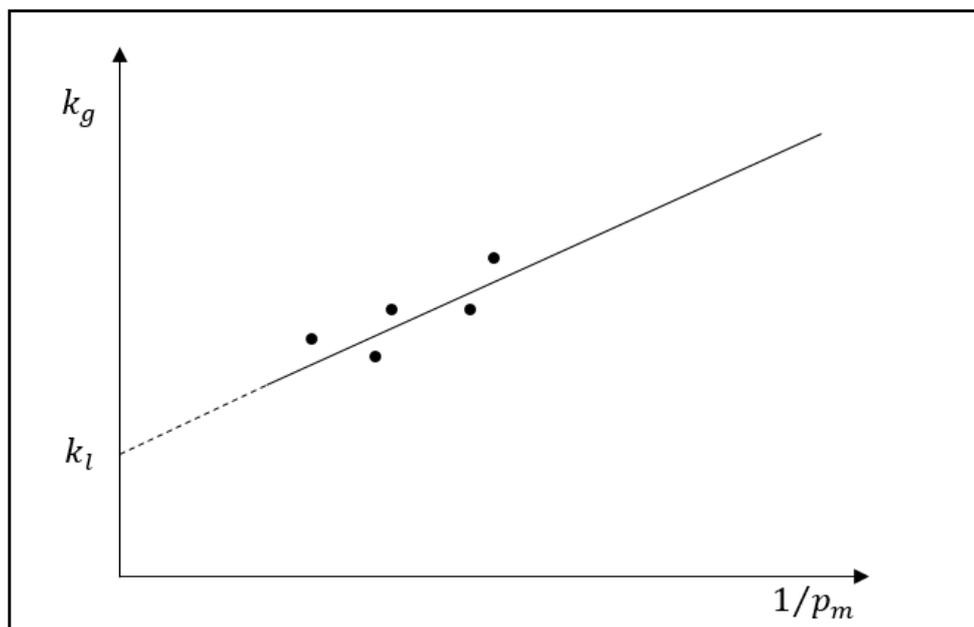


Figura 22: Permeabilidad al gas vs la inversa de la presión.

En este régimen de flujo continúan siendo válidas las ecuaciones de Navier Stokes, sin embargo aplican factores de corrección debido a la condición de deslizamiento en la interface sólido-fluido.

3.3. FENÓMENOS DE ADSORCIÓN

En el caso de los reservorios no convencionales de gas que presentan contenido de materia orgánica, el mecanismo de almacenamiento que los diferencia de un reservorio típico de gas, donde el gas se encuentra comprimido en los poros y fracturas

de la formación, es el fenómeno adicional de adsorción que presentan las moléculas de gas en las paredes orgánicas de la roca y el cual se conoce como adsorción.

Cuando el gas golpea una superficie sólida, puede quedar fijada sobre la superficie, es decir, sufrir adsorción. En este último, a continuación, la molécula adsorbida puede difundirse (moverse) sobre la superficie, quedarse fija, sufrir una reacción química o disolverse en el interior del sólido (absorción) (Muntaner, 1972).

Definimos como:

- Adsorción: proceso de unión de una molécula procedente de otra fase sobre la superficie del sólido.
- Desorción: proceso inverso a la adsorción.
- Adsorbato: sustancia en estado adsorbido.
- Adsorbente: material sólido en el cual se produce la adsorción.

3.3.1. ADSORCIÓN FÍSICA O FISISORCIÓN

Las moléculas del gas se mantienen unidas a la superficie del sólido por medio de fuerzas de Van der Waals (interacciones dipolares, dispersión y/o inducción).

Algunas características de este tipo de adsorción (Smith, 1991):

- Es una interacción débil.
- Es un proceso exotérmico (las fuerzas de Van Der Walls son atractivas) en el que los calores liberados, ΔH_{ads} (aproximadamente 20-40 KJ/mol) son semejantes a las entalpías de condensación de la sustancia adsorbida.
- La molécula adsorbida mantiene su identidad ya que la energía es insuficiente para romper el enlace aunque la geometría puede estar distorsionada.
- Es un proceso no específico ya que las fuerzas que intervienen no lo son y no existe una selectividad marcada entre el adsorbato y adsorbente. En general los gases muy polarizables son adsorbidos muy fácilmente.
- La fisisorción se produce en multicapas. Sobre una capa de gas puede adsorberse otra. La ΔH_{ads} para la primera capa viene determinada por las fuerzas entre adsorbente (M) y adsorbato (A), mientras que, ΔH_{ads} para las

capas siguientes depende de las interacciones A-A y por lo tanto es igual a la entalpia de condensación (Muntaner, 1972).

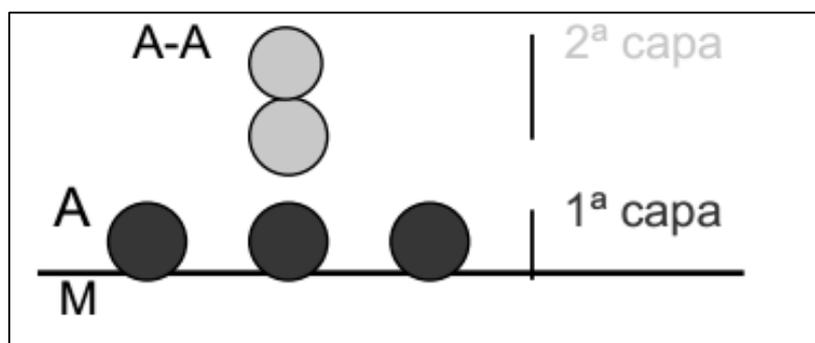


Figura 23: Fenómeno de adsorción

3.3.2. ADSORCIÓN QUÍMICA O QUIMISORCIÓN

En este caso las moléculas de gas se mantienen unidas a la superficie formando un enlace químico fuerte.

Este hecho define las características propias de la quimisorción:

- Se trata de una interacción más fuerte que la adsorción física.
- Las entalpias de quimisorción son muchos mayores que las de fisisorción y del orden de las que se liberan en la formación de enlaces químicos.

$$\Delta H_{ads} = (-100 - 500\text{KJ/mol}).$$

- La quimisorción es específica.
- Dado que implica la formación de un enlace entre adsorbato y el adsorbente, el proceso se detiene tras la formación de una monocapa sobre la superficie. Aunque solo una capa puede estar quimisorbida puede producirse adsorción física de nuevas capas de adsorbato sobre la primera.
- En general, la quimisorción implica la rotura y formación de enlaces, por lo que las moléculas quimisorbida no mantiene la misma estructura electrónica (enlaces) que en fase gaseosa.

3.4. TIPOS DE ISOTERMAS DE ADSORCIÓN

La capacidad de adsorción está definida en base a las isotermas de adsorción en disolución. La isoterma de adsorción es la relación de dependencia, a una temperatura constante, de la cantidad de adsorbato adsorbido por peso unitario de adsorbente (López, 2004).

La clasificación de isotermas más aceptada es la presentada por IUPAC.

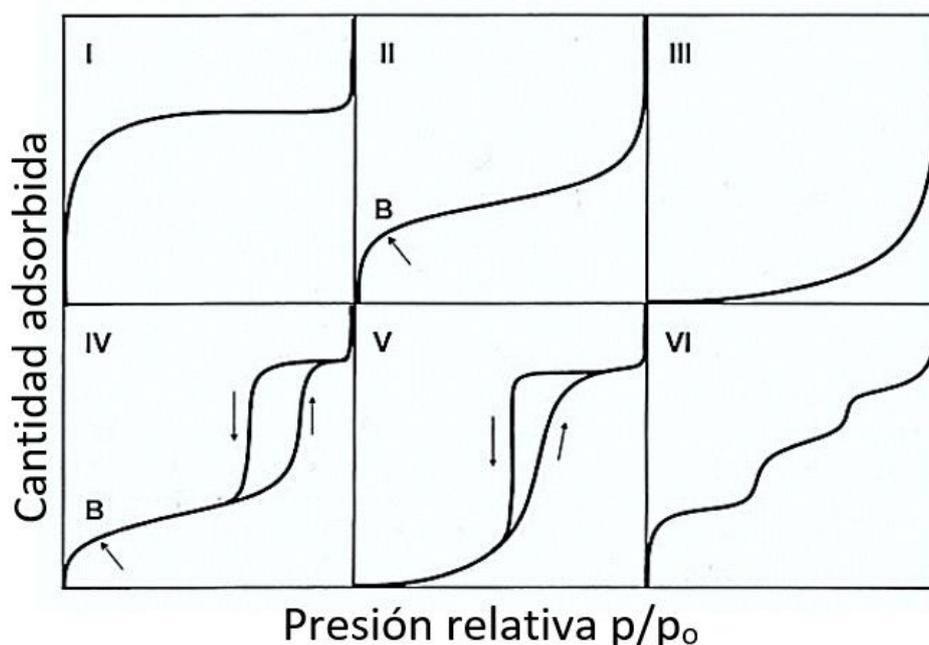


Figura 24. Clasificación de Isotermas de Adsorción IUPAC.

- **TIPO I:** la isoterma es cóncava respecto al eje de la presión relativa (p/p_0), aumenta rápidamente a baja presión y posteriormente alcanza un límite de saturación horizontal. Estas isotermas son características de materiales microporosos.

La alta energía de adsorción de los microporos produce que el gas se adsorba a bajas presiones. Una vez que se ha completado todo el volumen de los microporos la isoterma se mantiene en un valor casi constante sobre un amplio rango de presiones lo que produce ese límite horizontal.

- **TIPO II:** A bajas presiones es cóncava respecto al eje de la presión relativa $\left(\frac{p}{p_0}\right)$.

Luego aumenta linealmente y finalmente se vuelve cóncava. Puede ser interpretada como la formación de una capa adsorbida cuyo espesor es incrementado progresivamente a medida que aumenta la presión.

Hasta el punto B se ha completado la formación de una capa monomolecular (monocapa) y empieza la formación de las capas multimoleculares (multicapa). La ordenada del punto B nos da una estimación de la cantidad de adsorbato requerido para cubrir por unidad de área, la superficie del sólido con una capa monomolecular (capacidad de monocapa). Esta clase de isoterma es característica de sólidos no-porosos o de adsorbentes macroporosos. La totalidad reversible de la isoterma de adsorción-desorción, es decir, la ausencia de una histéresis, es una condición que se cumple en estos tipos de sistemas.

- **TIPO III:** es convexa respecto al eje de la presión (p/p_0), en todo el rango de presión esta característica es indicativa de interacciones débiles entre el adsorbato y el adsorbente. En la práctica no es común encontrarse con este tipo de isotermas.
- **TIPO IV:** a bajas presiones se comporta como la del Tipo II, siendo el rango distintivo de esta isoterma su lazo de histéresis. Es característica de los sólidos mesoporosos. Como veremos más adelante la aparición del ciclo de histéresis se debe a que el llenado de los mesoporos está gobernado por el fenómeno de condensación capilar por propiedades percolativas del sólido.
- **TIPO V:** del mismo modo que las de Tipo II, esta clase de isotermas se obtiene cuando las interacciones entre el adsorbato y el adsorbente son débiles. La presencia del ciclo está asociado con el mecanismo de llenado y vaciado de los poros. En la práctica es poco usual encontrar este tipo de isotermas.
- **TIPO VI:** o isoterma escalonada es la menos común de todas las isotermas. Se la asocia con la adsorción capa por capa sobre la superficie que son

altamente homogénea respecto del adsorbato. La forma del escalón depende de la temperatura y de los detalles del sistema.

3.5. MODELOS DE ISOTERMAS

Las isotermas de adsorción se desarrollan para modelar el comportamiento del gas adsorbido a temperatura constante como función de la presión o concentración de gas, con la finalidad de generar una tendencia e interpolar o extrapolarla a condiciones en cuales no es posibles realizar las mediciones técnicas o económicas.

3.5.1. ISOTERMA DE LANGMUIR

El modelo de Langmuir es el modelo comúnmente más usado para la cuantificación de la descripción de adsorción/desorción de gas (Paez, 2015).

La expresión matemática de este modelo es:

$$V_{ads} = \frac{V_L P}{P_L + P} \quad \text{Ec. (25)}$$

Donde:

- V_{ads} el volumen de gas que puede ser adsorbido por unidad de masa de roca [scf/ton].
- V_L volumen Langmuir, el máximo volumen de gas que puede ser adsorbido [scf].
- P_L presión Langmuir, presión cuando V_L se reduce a la mitad [psia].
- P es la presión del reservorio [psia]

La ecuación 25 considera las siguientes tres hipótesis fundamentales:

- Las moléculas adsorbidas y desorbidas de la superficie de solido se encuentran en equilibrio.
- La fase adsorbida es tratada como una mono capa de moléculas.
- Las moléculas adsorbidas obedecen la Ley de Fick.

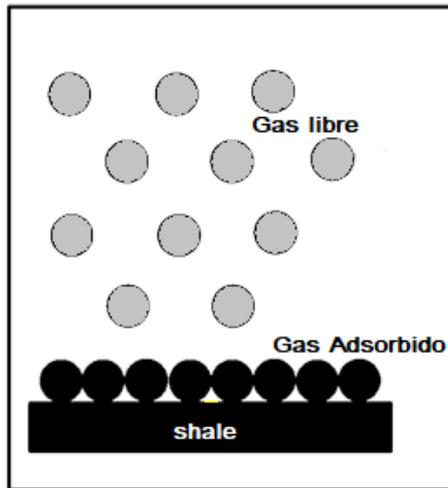


Figura 25. Isoterma Langmuir .Monocapa

El fenómeno inverso a la adsorción es la desorción del gas, en donde al disminuir la presión las moléculas adheridas en la materia orgánica de la roca se desprenden y se incorporan a la fase de gas libre en la formación que se está produciendo. El gas que se libera o desorbe en la formación se puede representar por la ecuación 26.

$$V_d = V_{ai} - V_{aj} \quad \text{Ec. (26)}$$

Donde:

- V_d : es el volumen de gas desorbido a una presión j (p_j), [m^3].
- V_{ai} : es el volumen de gas adsorbido inicial a la presión inicial (p_i), [m^3].
- V_{aj} : es el volumen de gas adsorbido a una presión j (p_j), [m^3].

Para la caracterización adecuada de los reservorios no convencionales resulta de suma importancia conocer los valores de los parámetros de Langmuir, ya que éstos determinan la forma de la isoterma y en consecuencia la presión de desorción, el volumen de gas almacenado y desorbido que se producirá durante su explotación.

La isoterma de Langmuir describe la máxima cantidad de gas que un reservorio no convencional puede contener bajo ciertas condiciones de contenido de materia orgánica, presión y temperatura. Existen diferentes factores que pueden disminuir la capacidad de adsorción de gas de un yacimiento, siendo menor que la máxima capacidad representada por la isoterma.

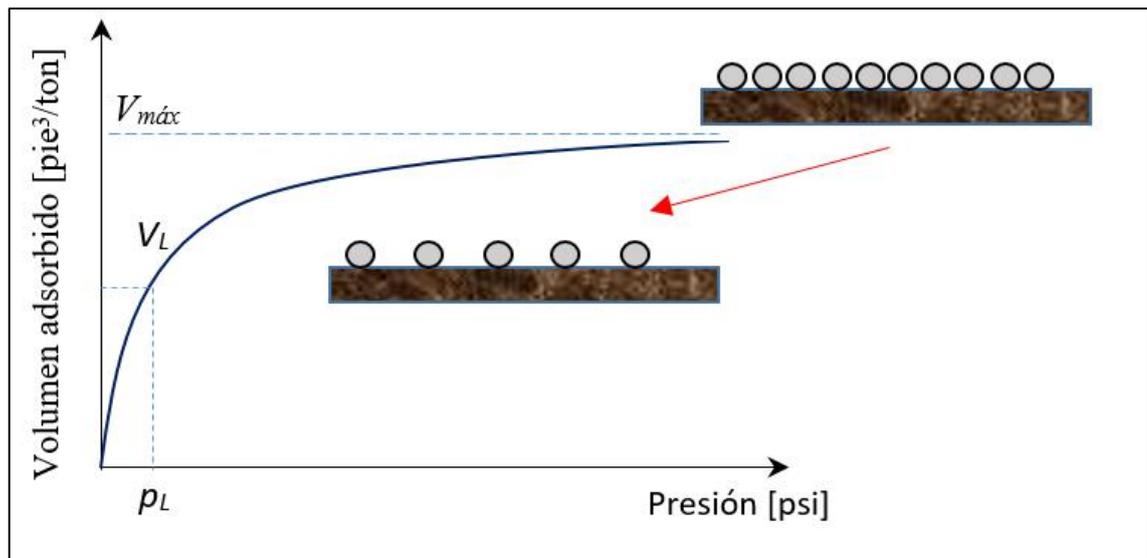


Figura 26. Isoterma Langmuir

3.5.2. ISOTERMA BET

La isoterma de Langmuir ignora la posibilidad de formación de capas de fisisorción sobre la inicial, motivo por el que se llega a una saturación a presiones altas. Si se admite la formación de multicapas, el crecimiento sería indefinido hasta producirse condensación del gas (Muntaner, 1972).

La isoterma más usada para analizar la adsorción en multicapa se debe a S Brunauer, P. Emmett y E. Teller (1938) denominada BET.

A diferencia de la isoterma de Langmuir, ahora el número de moléculas adsorbidas no coinciden con las posiciones ocupadas, ya que puede haber posiciones con más de una molécula figura 28.

Para su deducción se parte de tres supuestos:

- Todos los centros de adsorción de la superficie son equivalentes.
- La capacidad de adsorción de un centro no depende del grado de ocupación de los centros vecinos.
- Sobre cada centro pueden adsorberse varias capas de moléculas, siendo el calor de adsorción para todas ellas equivalentes excepto para la primera.

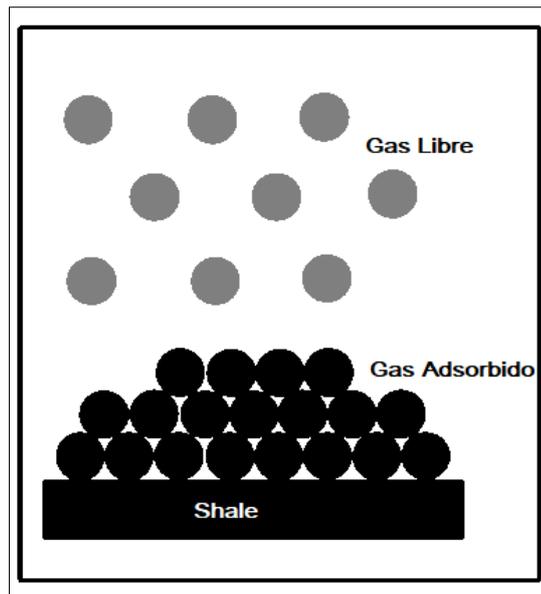


Figura 27. Isoterma BET Multicapa

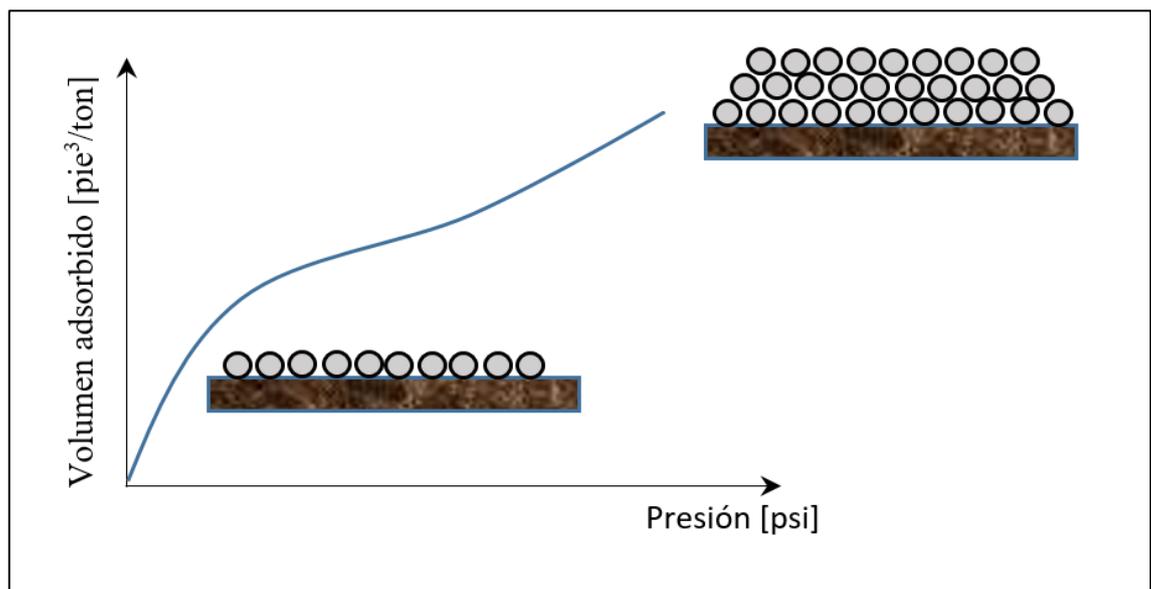


Figura 28. Isoterma BET

La expresión para el cálculo de volumen de gas adsorbido considerando el modelo BET es el siguiente:

$$V_{ads} = \frac{V_m C p}{(p_o - p)[1 + (C - 1) p/p_o]} \quad \text{Ec (27)}$$

Donde:

- p_o : es la presión de saturación del gas.

- V_m : volumen máxima adsorción de gas cuando la superficie es cubierta con una monocapa.
- C : constante relacionada con el calor neto de adsorbido el cual se define con la siguiente ecuación:

$$C = \exp\left(\frac{E_1 - E_l}{RT}\right) \quad \text{Ec (28)}$$

Donde E_1 es el calor de adsorción de la primera capa y E_l es el calor para la segunda capa y capas superiores el cual es igual al calor de licuefacción.

BET se reduce a una isoterma de Langmuir, cuando C tiende a infinito. Un valor grande de C indica que la constante de formación de la primera monocapa es mucho mayor que la constante del resto y por lo tanto el proceso viene dominado por este proceso.

3.5.3. MODELO FREUNDLICH

Este modelo se fundamenta en la adsorción de multicapa en una superficie heterogénea con energía uniforme y se considera como la primera y mejor ecuación de una isoterma empírica, la cual está dada por (Cristian alexis Murillo Martínez1, 2015):

$$V_{ads} = (k \cdot p)^{1/m} \quad \text{Ec (29)}$$

Con $m > 1$

Donde:

- V_{ads} : es el volumen adsorbido [pie^3/ton].
- p : es la presión en [psi].
- k : es un indicador aproximado de la capacidad de adsorción.
- $1/m$: es función de la fuerza del proceso de adsorción.

Si $1/m < 1$ se tiene una adsorción normal.

Las constante k y m cambian con el incremento de la temperatura para reflejar que la cantidad adsorbida aumenta de una forma lenta y se requieren presiones más altas para saturar la superficie de adsorción (Cristian alexis Murillo Martínez1, 2015).

Este modelo funciona adecuadamente en un rango medio de presiones, sin embargo falla a altas presiones y bajas temperaturas debido a que la isoterma no propone un valor límite para el V_{ads} cuando la presión tiende a infinito.

3.6. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE GAS ADSORBIDO

Los datos de isoterma de adsorción son importantes porque el comportamiento de la isoterma indica el volumen máximo de gas que puede almacenarse a una temperatura y presión específica. Una isoterma de adsorción determina la capacidad de almacenamiento de gas adsorbido en la muestra en función de la presión a temperatura constante. El equilibrio de adsorción en este trabajo se desarrolla mediante dos métodos que se usan en la actualidad para determinar la capacidad de adsorción en un material: El método gravimétrico y el método volumétrico, estos métodos muestran la capacidad de adsorción que tiene una roca (Pavlow, 2014).

3.6.1. MÉTODO GRAVIMÉTRICO

El método gravimétrico, es un método simple donde básicamente lo que se hace es poner en contacto gas a determinada presión con una muestra y medir su peso. Inicialmente la muestra se pesa de manera que al ir adhiriéndose moléculas de gas a la muestra su peso va aumentando, es decir, las moléculas aportan al peso de la muestra.

El gas se adsorbe en la superficie de la muestra y cuando se genera el equilibrio en la balanza se registra la lectura del peso. Este registro se realiza para cada uno de los equilibrios en la balanza, obteniéndose para distintos valores de presión y temperatura constante la masa de gas adsorbido en la muestra en función de la presión. En otras palabras se determina la isoterma de adsorción a esa temperatura.

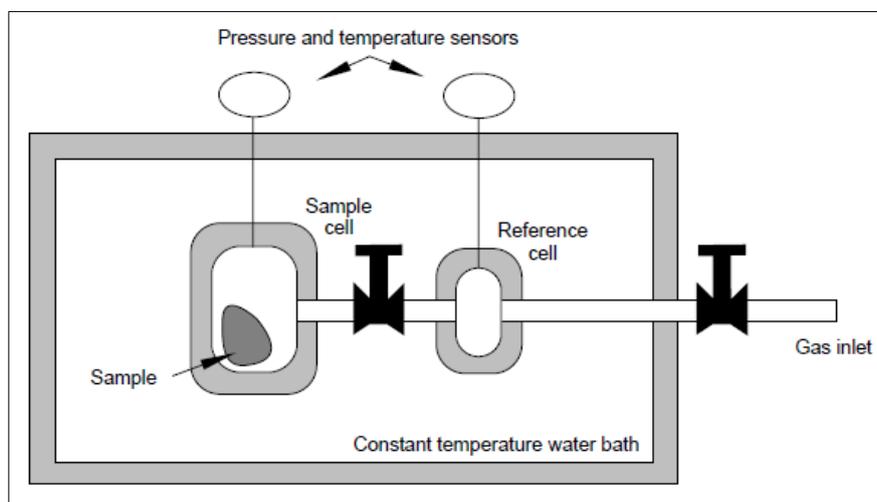
El método es simple pero el equipo es sofisticado ya que la balanza de medición debe tener la sensibilidad suficiente para medir el peso de moléculas de gas adsorbidas en la muestra.

Las balanzas usadas en la aplicación de este método son de suspensión magnética que tienen una precisión de $1\mu\text{g}$ (Pavlow, 2014).

3.6.2. MÉTODO VOLUMÉTRICO O MANOMÉTRICO

El método volumétrico determina al igual que el método gravimétrico la cantidad de gas adsorbido midiendo presiones de equilibrio asumiendo la conservación de masa. El mismo consiste de dos cámaras separadas de volúmenes conocidos, en una se pone la muestra y la otra se usa de referencia donde se va cargando gas. Ambas cámaras están vinculadas por una línea que en el medio tiene una válvula. El método comienza con la inyección de gas a la cámara de referencia con la válvula cerrada y se mide la presión. Luego se abre la válvula y el gas se expande a la otra cámara que contiene la muestra, el siguiente paso es medir la presión una vez que se consigue el equilibrio. Por conservación de la masa y la ecuación de gases se obtiene el gas adsorbido (Xiao-Chun Lu, 1994).

Realizando este mismo procedimiento para distintas presiones a temperatura constante se obtienen registros de adsorción y por ende se determina la isoterma de adsorción.



*Figura 29: Método volumétrico de adsorción.
Referencia: Recommended Practices for Core Analysis*

La ventaja más importante del método gravimétrico frente al volumétrico es que se obtiene en forma directa la cantidad de gas adsorbido; del método volumétrico se obtiene una serie de presiones que permiten determinar la cantidad de gas adsorbido indirectamente.

CAPÍTULO 4: TESTIGO CORONA - MEDICIÓN DE GAS

4.1. EXTRACCIÓN DE TESTIGOS

Las mediciones del gas adsorbido se realizan de un testigo corona extraído de la zona de interés. Los testigos pueden tener variado diámetro y longitud. Las longitudes pueden variar desde 9 metros a 36 metros (múltiplos de 9) pero también podemos tener 200 metros de testigo continuo dependiendo de la herramienta de extracción. También se pueden obtener testigos orientados con el objeto de recabar mayor información geomecánica de la formación. Para esta operación es necesario saber dónde se encuentra la zona de interés y para eso se debe contar con una herramienta de medición en tiempo real Measurement While Drilling (MWD). Normalmente se utiliza un perfil Gamma Ray (GR) debido a que es muy útil en estas formaciones ya que mide la radiactividad espontánea y se contrasta notoriamente con las demás litologías (Ana, 2013).

La determinación de la cantidad de coronas dependerá de lo siguiente:

- Para pozos exploratorios es recomendable extraer un testigo continuo que comience antes y traspase la formación de interés, quedando ésta en el medio. Con esto se obtiene una mejor representación de la formación y facilita la interpretación de la litología y otros asuntos de interés geológico para la compañía.
- Si los resultados de los perfiles muestran que existen variaciones importantes en la formación de interés, es decir, la formación es heterogénea es recomendable tomar testigos discontinuos para caracterizar únicamente estas zonas.
- El costo de realizar una corona continua es superior a una discontinua (Ana, 2013). Pero el hecho de realizar varios testigos discontinuos lleva costos asociados a la operación que pueden superar los costos de realizar un testigo continuo. El hecho radica en que para realizar determinada cantidad de testigos se debe realizar también determinada cantidad de maniobras que involucran tiempos operativos y estos tiempos operativos tienen costos que deben ser tenidos en cuenta para determinar que es más conveniente para la compañía.

Las muestras a extraer pueden estar consolidadas o no consolidadas, pueden ser arcillas, arenas, conglomerados o bien pueden ser una combinación de ellas. De manera que se debe seleccionar para cada caso el set de herramientas y tecnologías que mejor se adecua para la extracción.

4.1.1. SISTEMA DE EXTRACCIÓN CONVENCIONAL

El Sistema Convencional es uno de los principales sistemas de extracción en la industria, permite obtener testigos de entre 2^{5/8}” y 4” de diámetro en pozos verticales y direccionados de longitudes de 9, 18 y 27 metros. Para realizar esta operación en cada extracción es necesario realizar maniobras trip-in y trip-out de la herramienta.

Otro sistema utilizado en la industria denominado Wire Line Coring es el de extracción de testigo por cable, este sistema tiene la ventaja de realizar la operación de corte en fondo y luego levantar únicamente la parte interna que contiene al testigo por interior de sondeo con un cable, es decir, una vez terminada la perforación se extrae el tubo interior y se sube a superficie. Luego se baja otro tubo interior por sondeo para realizar nuevamente la operación. La gran ventaja del Wire Line Coring frente al Método Convencional es que disminuye el tiempo de trip-out y trip-in y el tiempo operativo pero tiene la desventaja que solamente por se pueden realizar extracciones de 9 y 18 metros y de 2” de diámetro por lo tanto es más útil el Sistema Convencional para la industria (Ana, 2013).

El Sistema Convencional es recomendable usar en formaciones consolidadas, en formaciones de fácil perforación y también en formaciones duras usando la corona adecuada.

Generalidades del procedimiento:

1. Cuando el BHA llega al punto de corona inicia la maniobra trip-out según el procedimiento de la compañía de torre.
2. Una vez finalizada la maniobra trip-out se inicia el armado de la herramienta de extracción de testigo según el procedimiento de la compañía proveedora del servicio de extracción de testigo. Se debe tener información de la

temperatura de fondo para compensar la dilación del tubo interior de la herramienta debido a que este es de aluminio.

3. Luego de armada la herramienta se inicia la maniobra trip-in con especial cuidado al bajar la herramienta al fondo del pozo. Si la herramienta tiene algún inconveniente para bajar es necesario colocar el vástago y circular con rotación de herramienta. Al atravesar este inconveniente es necesario circular.

4. Una vez que se llaga al fondo del pozo se debe circular hasta que se limpie el pozo.

5. Se da comienzo a la perforación de interés.

El sistema se compone de las siguientes herramientas:

1. Unión de seguridad.
2. Conjunto giratorio.
3. Tubo interior (colecta la muestra).
4. Core cácher.
5. Estabilizador.
6. Tuvo exterior.
7. Estabilizador.
8. Corona.

En la siguiente tabla se pueden observar los diámetros asociadas a cada una de las coronas a extraer.

Tabla 5: Diámetros operativos para la extracción de testigos.

ID Pozo	OD Corona	OD Tubo	OD Testigo
6" - 6 1/8"	5 31/32" - 6 1/8"	4 3/4"	2 5/8"
7 7/8" - 8 1/2" - 8 3/4"	7 7/8" - 8 15/32" - 8 1/2"	6 3/4"	4"

En la figura 30 se puede apreciar el ensamble total de la herramienta. Sistema convencional: Descripción técnica de cada uno de sus componentes.

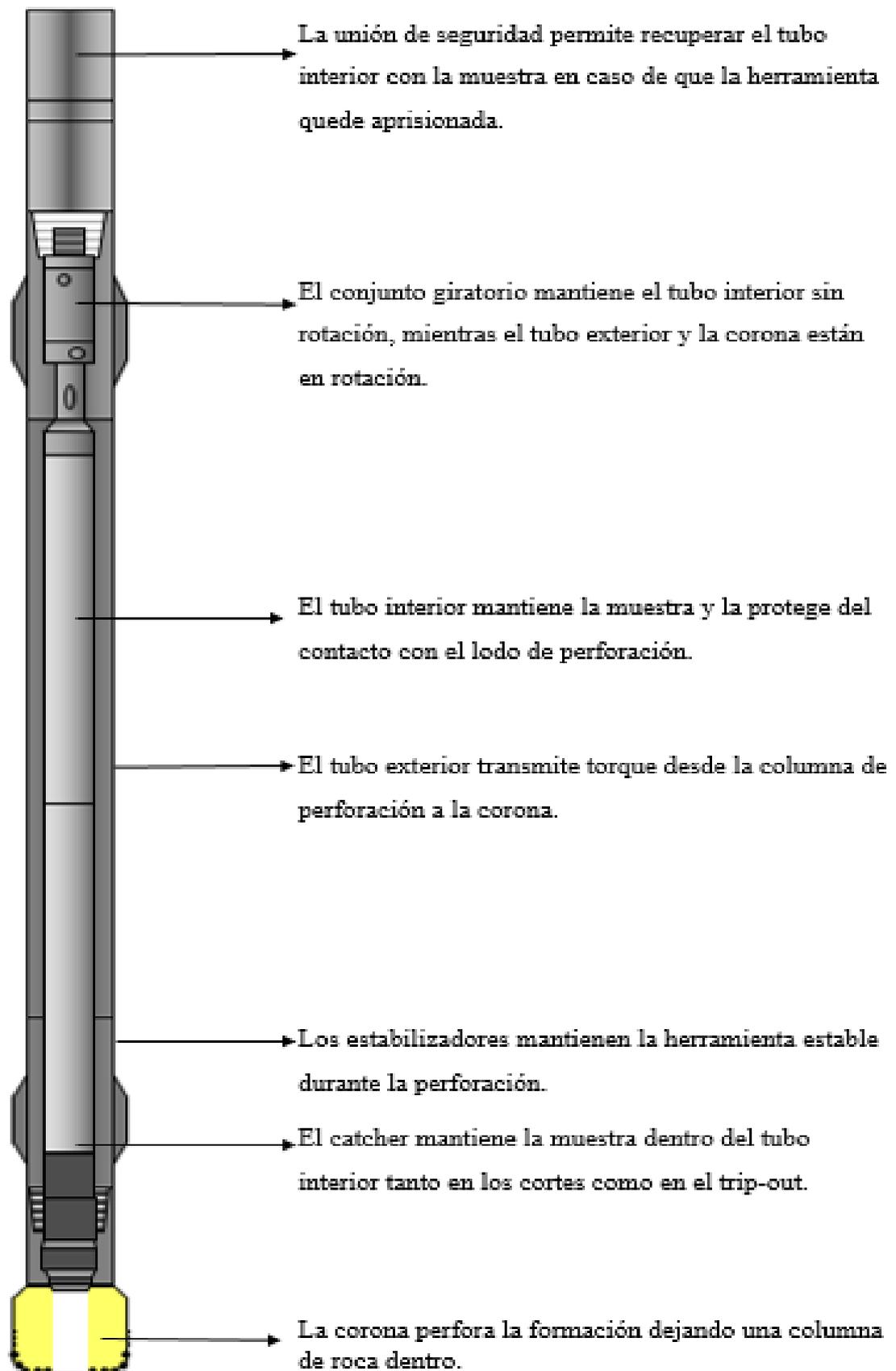


Figura 30: Sistema de extracción convencional. Referencia: Presentación productos y servicios Christensen Roder.

CATCHER CONVENCIONAL PARA POZOS VERTICALES

Elemento usado para aprisionar y no dejar caer el testigo una vez que se pretende extraer del fondo del pozo la herramienta. El testigo una vez que ha ingresado completamente en el tubo interior de aluminio, se corta mecánicamente tirando de superficie la herramienta y al momento de cortarse automáticamente se acuña el catcher.

- Maximiza el área de contacto con el testigo.
- No deja marcas en el testigo.
- Puede ser usado en todo tipo de formaciones.



Figura 31: Catcher convencional para pozos verticales. Referencia: Presentación de productos y servicios Christensen Roder.

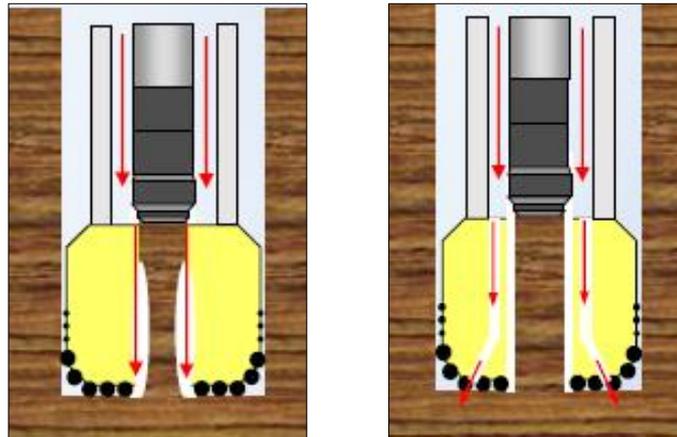
CATCHET PARA POZOS DIRECCIONADOS

Se diferencia del anterior por que realiza tres marcas aritméticas en el testigo que permiten determinar dónde está la orientación del pozo.



Figura 32: Catcher para pozos direccionados. Referencia: Presentación de productos y servicios Christensen Roder.

Cabe destacar que el sistema convencional de extracción de testigos es de baja invasión. Pero en formaciones no consolidadas o bien de altas permeabilidades es importante disminuir aún más el contacto testigo-fluido ya que testigo no debe recibir daños ni alteraciones. Para evitar pérdidas de testigo por lavado o invasión del fluido de perforación en este tipo de formaciones se coloca en lugar de un catcher convencional uno de diseño especial, que tiene el objetivo direccionar el flujo de fluido de perforación y de esta manera disminuir este inconveniente.



*Figura 33: Redirección del flujo en corona para evitar lavado de testigo.
Referencia: Presentación de productos y servicios Christensen Roder.*

CIERRE TOTAL - HIDROLIFT

Sistema de extracción de testigos utilizado en formaciones no consolidadas en pozos verticales. El sistema también posee un catcher convencional para en caso de tener formaciones consolidadas poder usar.

La activación de cierre una vez terminada la perforación:

Se lanza una esfera de acero por dentro del sondeo y una vez que llega al asiento un mandril hidráulico tracciona la tubería interior y el sistema de cierre. El cierre se lleva a cabo por dos camisas que se cierran con la ayuda de un resorte.

El sistema funciona de tal manera que a mayor carga sobre este, mayor es la fuerza de cierre. En la figura 35 se observa el sistema.

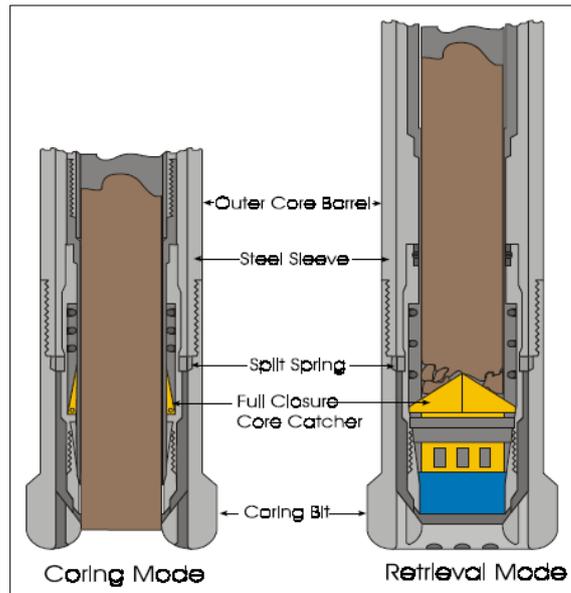


Figura 34: Hidro-Lift (cierre total). Referencia: Baker Hughes INTEQ-New Coring Handbook

4.1.2. PRESERVACIÓN DE TESTIGOS

El principal objetivo de la preservación de las muestras es para tener la mejor representación de la roca del subsuelo y con ello la caracterización de los fluidos que contiene. Por esta razón es necesario que las muestras no presenten ninguna perturbación. Para esto lo primero que se hace es asentar el testigo en una cuna que transporta de forma segura y eficiente el mismo desde la torre al lugar de deposición en la locación para evitar flexión o daños en el testigo. Este mismo también sirve de soporte para cortar el testigo en longitudes más cortas para preservadas y transportadas a laboratorio. En la figura 35 se puede apreciar como el testigo está siendo bajado del equipo de torre.



Figura 35: Izquierda: Testigo flexionado por procedimiento inapropiado; Derecha: Core cradle: Porta testigo. Referencia: Productos y servicios Christensen Roder.

PRESERVACIÓN

Presentaremos dos formas de preservar un testigo para posterior transporte a laboratorio.

- **LITHOSEAL**

Este sistema posee muy buen sello y preservación a corto y largo plazo. El sistema consiste en preservar muestras de hasta 40cm de longitud sumergiéndolas en un baño termostático parafínico. La muestra previamente se envuelve en papel film plástico y papel aluminio y por último se sumerge tres o cuatro veces para formar una buena capa de aislación de fluidos.

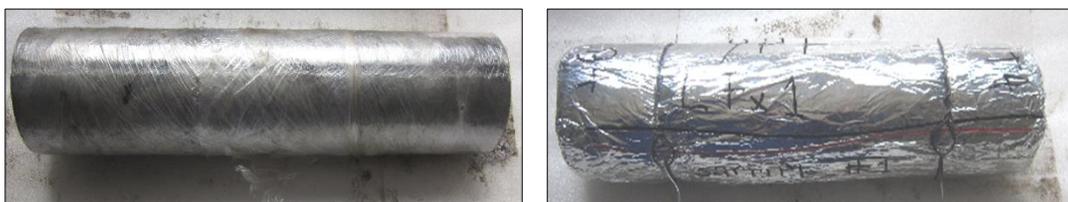


Figura 37: Izquierda: Testigo envuelto en papel film. Derecha: Testigo envuelto en papel aluminio. Fuente: Christensen Roder.



Figura 36: Izquierda: Testigo sumergido en baño termostático de parafina. Derecha: Testigo con capa de parafina. Referencia: Christensen Roder.

- **LITHOTARGE**

Es una espuma que se inyecta entre el tubo que contiene al testigo y el testigo. No es invasiva y tiene la característica de proveer protección contra el stress mecánico de la manipulación y el transporte, preservando al igual que el anterior método el testigo hasta que llegue a laboratorio. Desplaza el lodo superficial del testigo al ser aplicado, su capacidad expansiva genera aislamiento de temperatura, presión y es

inerte frente a las formaciones, es decir, no experimenta ninguna reacción química ni física al contacto.



Figura 38: LithoTarge aplicado a testigo. Referencia: Christensen Roder /Servicio LithoLarge

Tanto el método Lithoseal y LithoTarge se pueden usar en combinación. Luego de envolver con papel film plástico y papel aluminio el testigo se puede aplicar espuma (LithoTarge) para por ultimo aplicar el baño termostático de parafina. Esta combinación provee al testigo una protección contra el stress mecánico de la manipulación, transporte y también preservación de los fluidos.

4.2. CANISTER

Para medir la cantidad de gas que contiene una muestra es necesario el uso de un equipo canister. Este equipo permite medir la cantidad de gas presente en la muestra y no así el método gravimétrico o volumétrico que determinan la capacidad de almacenamiento de la muestra, es decir, el canister es un método directo y los otros dos métodos son indirectos.

Los canister fueron desarrollados para medir la desorción de gas en muestras de carbón y se los denomina canister de medición. Los usados en esta industria del carbón dependiendo de la temperatura del reservorio de carbón por lo general son de PVC (Policloruro de vinilo) que se caracterizan por ser livianos, durables, portátiles y de bajo costo pero tienen la limitación de temperatura de uso de 80°C, debido a la temperatura de

fusión de sus materiales de construcción. Pero para temperaturas superiores usan otros que son de aluminio, dado que el aluminio es ligero, resistente a la corrosión y buen conductor termal como se puede observar en la figura 39. Estos se usan para la industria del petróleo ya que deben soportar una temperatura superior. La temperatura mencionada es la temperatura de reservorio (Mariño, 2014).

El canister debe ser cilíndrico, sellado en uno de sus extremos (inferior) y en el otro poseer una tapa (superior) que hermetice la muestra.



Figura 39: Izquierda: Canister de medición de gas adsorbido. Derecha: Baño de temperatura.

4.3. MEDICIÓN DE GAS CONTENIDO

Una vez que el testigo se encuentra en superficie, la medición de volumen de gas contenido se puede determinar directamente en locación o realizar la medición en laboratorio, ambos se realizan en un canister con procedimientos normalizados.

La medición se lleva adelante sobre un testigo de 1 pie de longitud y de 2.5 pulgadas de diámetro en un canister de medición. El canister de medición determina el gas contenido en una muestra mediante un proceso de desorción directa en el que el volumen liberado se controla a lo largo del tiempo. La desorción se lleva a cabo a temperatura de reservorio colocando el canister con la muestra dentro en un baño termostático eléctrico (Jorge E. Mariño, 2013).

El proceso de medición comprende tres métodos teniendo presente que el volumen total es la sumatoria de los tres, como se expresa a continuación:

$$\text{Volumen de Gas Total} = \text{Volumen de Gas Perdido} + \text{Volumen de Gas Desorbido} + \text{Volumen de Gas Remanente}$$

- **Volumen de Gas Perdido:** es el volumen de gas que se escapa desde el momento en que el testigo es removido de la formación hasta el momento en que se introduce en el canister para medir el gas liberado.
- **Volumen de Gas Desorbido:** es la cantidad de gas que la muestra libera una vez en el canister en una cantidad de tiempo, sometido a temperatura de reservorio. El canister es conectado con una manguera a una bureta graduada que contiene agua para medir la desgasificación de la muestra. Al canister se le conecta la manguera con una válvula que permite una vez abierta la salida del gas que es medido por el desplazamiento del agua.
- **Volumen de Gas Remanente:** es el volumen de gas que permanece adsorbido en la muestra. El contenido de gas residual se determina por destrucción de la muestra y posterior medición de gas liberado de la misma manera que el gas adsorbido usando el canister conectado a la bureta con agua.

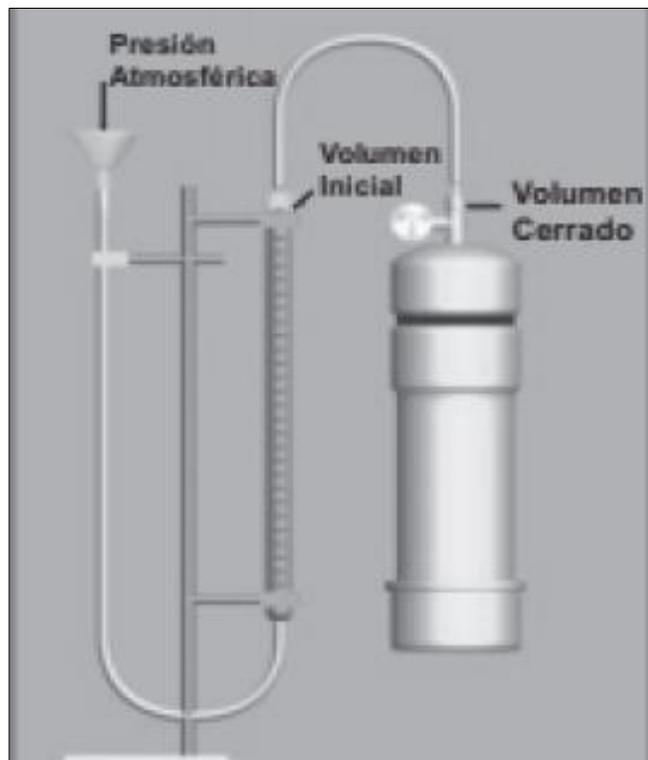


Figura 40: Montaje equipo canister con la bureta (Jorge E. Mariño, 2013).

CAPÍTULO 5: ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES

5.1. MODELO CONVENCIONAL PARA GAS

La ecuación de balance de materiales (EBM), es una herramienta utilizada en la industria petrolera para predecir el comportamiento volumétrico de un yacimiento, es decir, permite calcular el volumen originalmente en el subsuelo y lo que queda luego de producir una cantidad durante un determinado tiempo producto de la declinación de la presión.

Esta medición estática radica en considerar un equilibrio volumétrico en el yacimiento, el modelo utilizado es un tanque en condiciones de reservorio que lo produce por la expansión del gas.

Cuando comienza a producir un yacimiento de gas la presión declina y el gas inicia su expansión conjuntamente con la roca, en este sentido el balance es constante debido a que no representan cambios, es decir, todos los materiales que entran, salen y acumulan volumétricamente suman cero y como consecuencia también de lo mismo el volumen poroso ocupado por gas disminuye (Ferrer, 2009).

LIMITACIONES DEL MODELO:

- Se considera el volumen poroso ocupado por gas seco constante, es decir, el volumen poroso únicamente está ocupado por gas y agua connata. Luego de producir el gas, si existe un acuífero activo cercano puede ingresar al reservorio y ocupar parte del volumen poroso.
- Se considera que la temperatura no cambia en el tiempo con la producción de gas. Temperatura constante.
- Considera que las propiedades del gas no varían en tiempo ni en posición, condiciones de equilibrio y desprecia la variación de presión alrededor del pozo.
- Las propiedades PVT deben ser representativas del yacimiento.
- La recuperación es indiferente del caudal.

- La utilización del método precisa de un yacimiento con un cierto grado de explotación ya que es imposible determinar con certeza la distribución del gas en el reservorio o los pozos.
- No considera el factor geométrico del yacimiento.
- Generalmente en yacimientos de gas seco el factor volumétrico del agua de formación y solubilidad (razón de gas disuelto-agua) es igual a uno y a cero.

APLICACIONES DE EBM:

- Estimar gas In Situ (GOES).
- Estimar el tamaño de la capa de gas.
- Estimar la presencia, tipo y tamaño de un acuífero.
- Predecir el comportamiento de la presión conociendo la historia de producción del yacimiento.
- Estimar las profundidades de los contactos gas-petróleo y agua-gas.
- Predecir el comportamiento futuro de los yacimientos.

Lo escrito anteriormente se ve representado en la figura 42 donde esquemáticamente se visualiza lo que sucede en un yacimiento de gas que se encuentra en un primer punto a una presión inicial P_i y luego a una presión P , esta disminución de presión de valor ΔP genera los cambios antes adelantados como la expansión de la capa de gas y la reducción del volumen poroso ocupado por gas. Estos efectos los podemos materializar en la siguiente ecuación.

$$V_{\text{yaciamiento}} (BY) = \text{Expansion del gas} (BY) + \text{Reduccion de VPHC} (BY)$$

En el lado izquierdo tenemos el gas producido acumulado en condiciones de yacimiento y en la derecha el volumen remanente con los fenómenos naturales de la disminución de la presión también en condiciones de yacimiento.

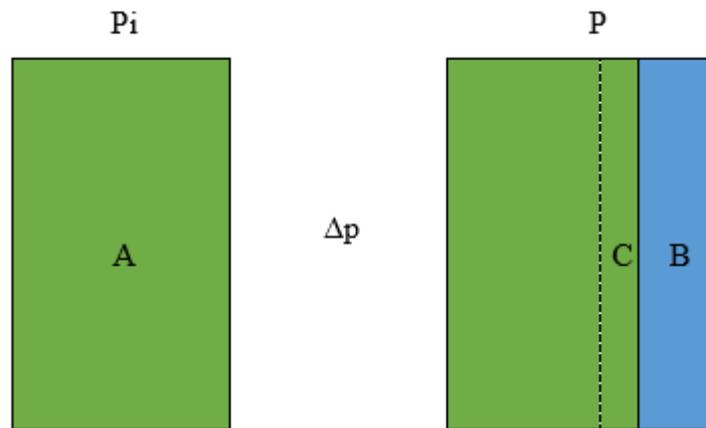


Figura 41: Representación de los cambios de volumen con la caída de presión

La figura 41 representa en forma esquemática el comportamiento de los fluidos en la roca:

- “A” representa el volumen de gas en el reservorio a una presión P_i en el volumen poroso.
- “B” representa el aumento del volumen debido a la expansión del gas inicial a una presión P .
- “C” representa la disminución del VPHC debido a los efectos combinados de la expansión del agua connata en el yacimiento y la reducción del volumen poroso a una presión P .

EXPANSIÓN DEL GAS

El término de expansión del gas se expresa de la siguiente manera.

$$G(B_g - B_{gi}) \quad \text{Ec.(30)}$$

El mismo incluye el volumen de gas inicial y el volumen de gas a una presión P .

$$\text{Volumen de gas inicial} = GB_{gi} \quad \text{Ec.(31)}$$

$$\text{Volumen de gas a presión } P = GB_g \quad \text{Ec.(32)}$$

Donde:

- G es el volumen inicial de gas [PCN].
- B_g es el factor volumétrico del gas en la formación a la presión P [BY/PCN].
- B_{gi} es el factor volumétrico del gas en la formación a la presión P_i [BY/PCN].

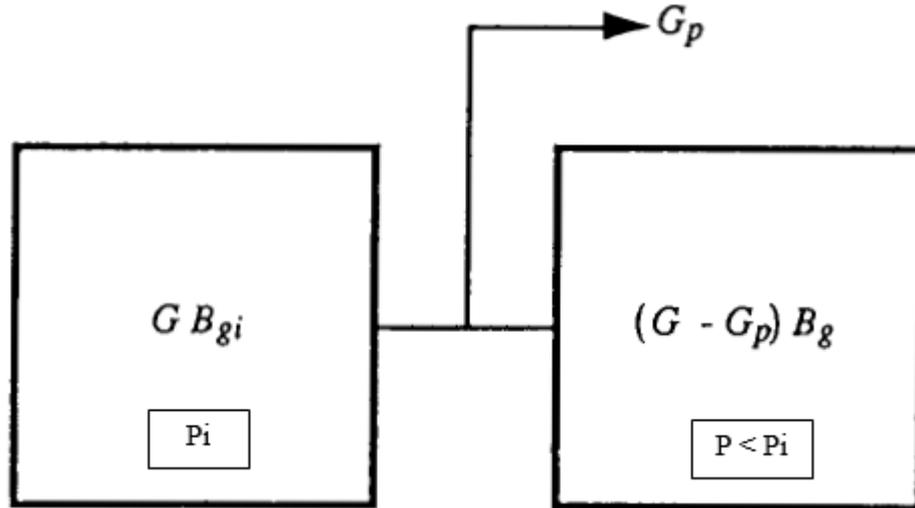


Figura 42: Modelo de balance de materiales volumétrico en un reservorio de gas libre (John Lee, 1996).

CAMBIO DE VPHC

El cambio de volumen poroso de hidrocarburo (VPHC) debido a la acción combinada de la expansión del agua connata y la reducción del volumen poroso se expresa de la siguiente manera:

$$d(VPHC) = -dV_w + dV_p \quad \text{Ec.(33)}$$

Donde:

- V_p es el volumen poroso total
- V_w es el volumen de agua connata

Es decir que:

$$V_p = \frac{VPHC}{1 - S_{wc}} \quad \text{Ec.(34)}$$

$$V_w = V_p S_{wc} = \left(\frac{VPHC}{1 - S_{wc}} \right) S_{wc} \quad \text{Ec.(35)}$$

Si expresamos la ecuación 34 en términos de reducción de volumen poroso, obtenemos lo siguiente:

$$d(VPHC) = -(c_w V_w + c_f V_p) \Delta P \quad \text{Ec.(36)}$$

Al estar tratando únicamente con gas el VPHC queda determinado por GB_{gi} entonces la reducción del volumen queda determinado por la siguiente ecuación:

$$-d(VPHC) = GB_{gi} \left(\frac{c_f + c_w S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right) (P_i - P) \quad \text{Ec.(37)}$$

Siendo esta última expresión el volumen correspondiente a una cantidad equivalente producida del yacimiento.

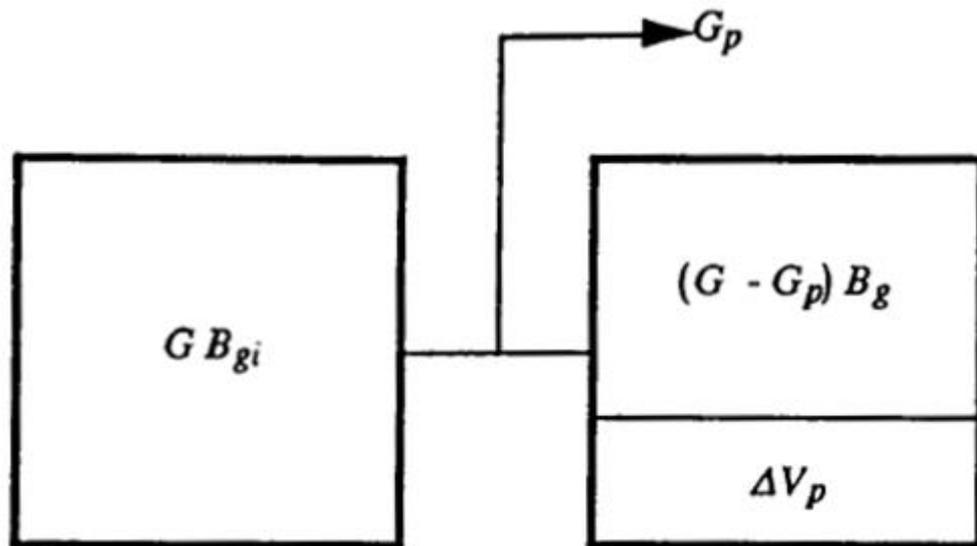


Figura 43: Cambio del volumen poroso por expansión de la roca y el agua connata (John Lee, 1996).

VACIAMIENTO DEL VOLUMEN POROSO

Al estar considerando solamente gas en el yacimiento lo que se produce será únicamente gas, de manera que durante una caída de presión ΔP , el gas producido

acumulado a presión P será $G_p B_g$ esto implica que al igualar el vaciamiento del volumen poroso con la expansión del gas y la reducción de VPHC (Ferrer, 2009).

$$G_p B_g = G(B_g - B_{gi}) + G B_{gi} \left(\frac{c_f + c_w S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right) (P_i - P) + (W_e - W_p) B_w + (W_{iny} B_w + G_{iny} B_{giny}) \quad \text{Ec.(38)}$$

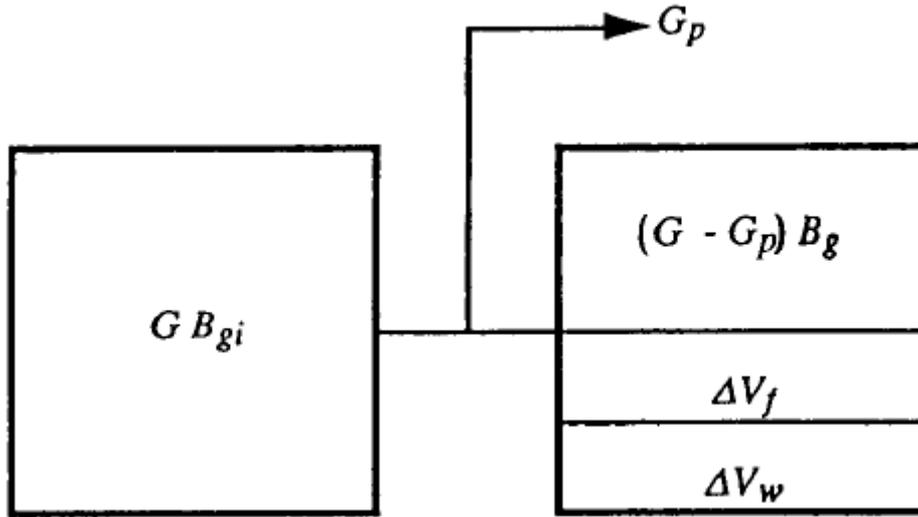


Figura 44: Balance de materiales con ambos efectos. Vaciamiento (John Lee, 1996).

En esta ecuación tenemos términos del lado derecho que no han sido definidos tales como $(W_e - W_p) B_w$ y $(W_{iny} B_w + G_{iny} B_{giny})$ donde el primero representa el volumen neto que ha entrado al yacimiento y el segundo resulta de querer mantener la energía del yacimiento usando energía externa ya sea por inyección de agua o gas.

Dónde:

- W_e es el agua proveniente de un acuífero que ha entrado al yacimiento [BN].
- W_p es el volumen acumulado de agua que ha sido producida del acuífero en condiciones normales [BN].
- W_{iny} agua inyectada para mantener energía en condiciones normales [PCN].
- G_{iny} gas inyectado para mantener la energía en condiciones normales [PCN].
- B_{giny} factor volumétrico del gas inyectado en la formación [BY/PCN].
- B_w factor volumétrico del agua de formación [BY/BN].

La ecuación antes definida es la ecuación general de balance de materiales para gas. La misma considera la expansión del gas, reducción del VPHC, ingreso de agua proveniente de un acuífero al yacimiento y por último la inyección externa de fluidos para mantener la presión del yacimiento y sostener la producción (Ferrer, 2009).

5.1.1. LA EBM COMO LÍNEA RECTA EN YACIMIENTOS DE GAS CONVENCIONALES

Cuando se produce gas de un yacimiento de gas el fenómeno que predomina en la producción en función de la declinación de gas es la expansión del gas de manera que para este análisis no consideraremos la reducción de VPHC (Ferrer, 2009).

Tampoco consideramos aporte de un acuífero a la formación y aporte de energía externa para sostener la presión del yacimiento.

De tal manera que la EBM en este caso reduce al siguiente balance:

$$\text{Volumen de gas inicial a } P_i = \text{Volumen de gas remanente a presiones } P$$

Siendo $P_i > P$.

Y matemáticamente se expresa con la siguiente ecuación tal como fue definida en el comienzo de este capítulo:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g \quad \text{Ec.(39)}$$

Los factores volumétricos de gas representan una relación donde: El volumen de gas en condiciones de yacimiento respecto del mismo volumen en condiciones normales definen lo siguiente:

$$\left(\frac{B_{gi}}{B_g}\right) = \left(\frac{V_i}{V}\right) = \left(\frac{z_i n R T_i}{P_i}\right) \left(\frac{P}{z n R T}\right) \quad \text{Ec. (40)}$$

Considerando que el yacimiento no cambia de temperatura, es decir, $T=T_i$, tenemos lo siguiente;

$$\left(\frac{B_{gi}}{B_g}\right) = \left(\frac{z_i P}{z P_i}\right) \quad \text{Ec.(41)}$$

Reemplazando la ecuación 41 en la ecuación 39 obtenemos la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{z_i P}{z P_i}\right) = \left(\frac{G - G_p}{G}\right) \quad \text{Ec.(42)}$$

Simplificado la ecuación:

$$\frac{P}{z} = \frac{P_i}{z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \quad \text{Ec.(43)}$$

Ahora la ecuación anterior en su forma lineal:

$$\frac{P}{z} = \left(-\frac{P_i}{z_i G}\right) G_p + \frac{P_i}{z_i} \quad \text{Ec.(44)}$$

Gráficamente la ecuación anterior:

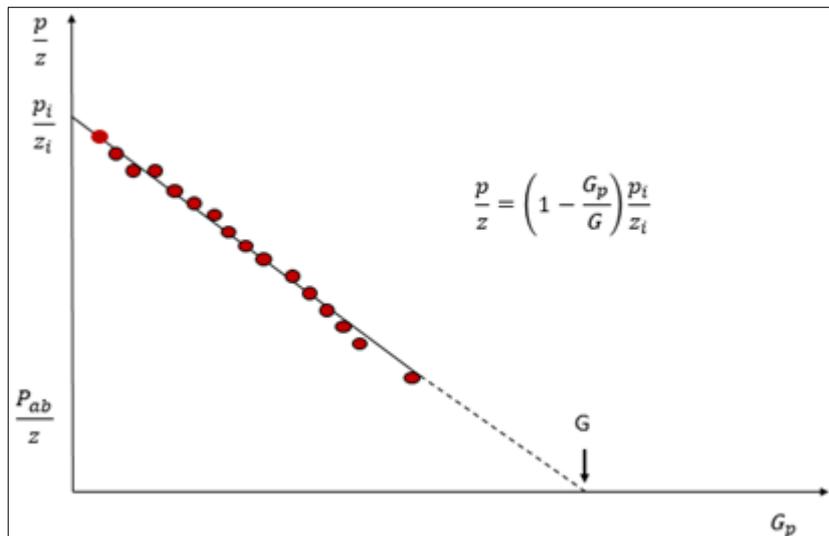


Figura 45: Grafico de Yacimiento de gas Convencional [P/z vs Gp]

Y gráficamente observan dos puntos determinados por la ecuación lineal:

- $\left(\frac{P}{z}\right) = \left(\frac{P_i}{z_i}\right) \text{ a } G_p = 0$
- $G_p = G \text{ a } \left(\frac{P}{z}\right) = 0$

5.2. MODELO NO CONVENCIONAL PARA SHALE GAS

5.2.1. RESERVOIRIO FISURADOS: ANÁLISIS DE COMPRESIBILIDAD DE FISURAS

La siguiente clasificación figura 41 ha sido desarrollada por Nelson 2001 para los reservorios naturalmente fracturados (Tom Bratton, 2006).

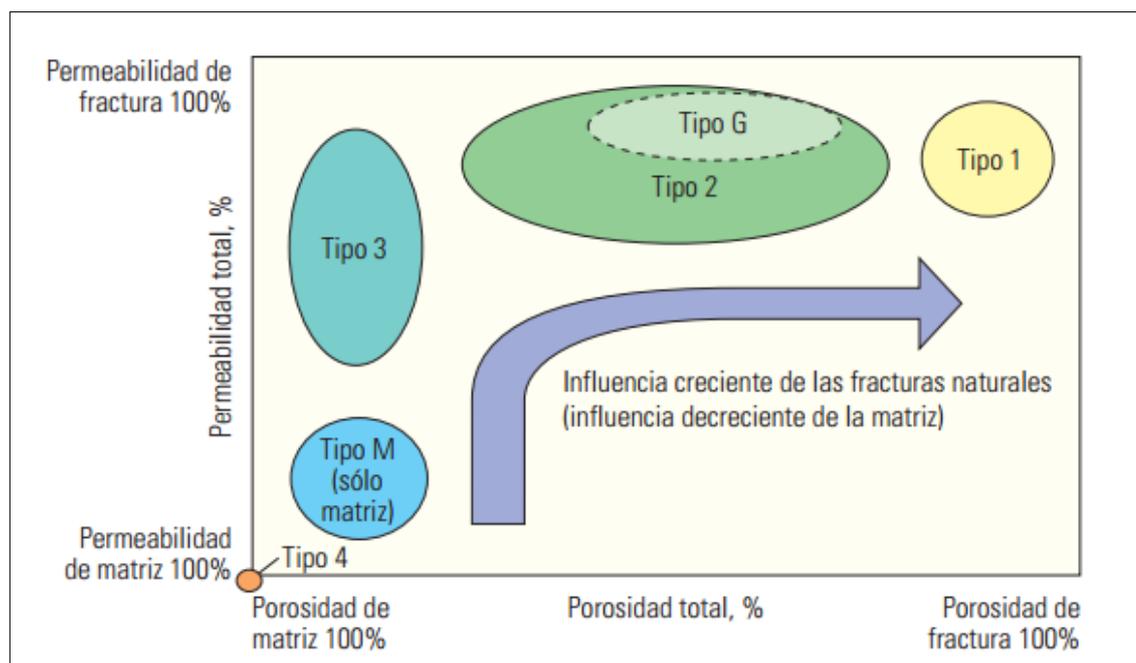


Figura 46: Clasificación de reservorios naturalmente fracturados por Nelson 2001

- **Tipo 1:** Las fracturas proveen la porosidad y permeabilidad esenciales en el reservorio. Habitualmente poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos tipos de reservorios muestran regímenes de producción iniciales altos pero también están sujetos a una rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de reserva.

- **Tipo 2:** Existe baja permeabilidad y baja porosidad, pero las fracturas proveen la permeabilidad esencial del reservorio.

Puede tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante

la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre.

- **Tipo 3:** Estos reservorios poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturar y se podría decir que estas asisten a la permeabilidad cuando ya están produciendo.

Comúnmente son más continuos y poseen regímenes de producción sostenidos buenos, pero pueden exhibir relaciones complejas de permeabilidad direccional. Generando dificultades durante la fase de recuperación secundaria.

- **Tipo 4:** Las fracturas no proveen porosidad ni permeabilidad adicional pero crean una anisotropía significativa en el pozo generando barreras al flujo.

La permeabilidad se gráfica próxima al origen por que la contribución de la fracturas a la permeabilidad en dichos reservorios es negativa.

- **Tipo M:** Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial. De manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad pero las fracturas naturales pueden servir en ocasiones como barreras. Poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz pero a veces se encuentran compartimentalizados, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de productividad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación secundaria sea variable del mismo campo

- **Tipo G:** Creada para los reservorios fracturados no convencionales, se asemejan a los del tipo 2.

CONSIDERANDO COMPRESIBILIDAD DE FRACTURAS NATURALES

Para reservorios de gas fracturados naturalmente sensibles a las tensiones, (Aguilera, 2008) desarrolló una nueva ecuación de balance de materiales considerando el efecto de la compresibilidad de fractura en el cálculo del original gas in place (OGIP).

El autor llegó a la conclusión de que en aquellos casos donde la compresibilidad de fractura es grande, puede conducir a una sobreestimación significativa de OGIP, por lo tanto es importante incorporar este nuevo término a la ecuación de balance de materiales general para un reservorio de shale gas.

Este nuevo término es definido como:

$$C'' = \frac{C_w S_{wf} + C_f}{1 - S_{wf}} \quad \text{Ec.(45)}$$

Donde:

- C_w : Compresibilidad del agua.
- S_{wf} : Saturación de inicial de agua en las fracturas naturales.
- C_f : Compresibilidad de las fisuras.

La determinación de la compresibilidad de las fracturas naturales es la dificultad más importante en los reservorios naturalmente fracturados. Se puede determinar mediante dos técnicas:

a) La figura 48 fue presentada por Aguilera para determinar la compresibilidad de las fracturas, basadas en correlaciones publicadas por Jones para fracturas, Tkhostov para porosidad secundaria incluyendo fracturas, vugus, y cavernas y observaciones por Aguilera en mineralización secundaria.

La curva es para el caso de fracturas naturales sin ninguna mineralización secundaria. Las curvas de B a F son para el caso de fracturas con mineralización parcial. Y de G a L calculan la compresibilidad del sistema de porosidad secundaria total incluyendo fracturas, vugus y cavernas.

La relación de las curvas de G a L es igual a la porosidad de la fractura dividida la porosidad secundaria total.

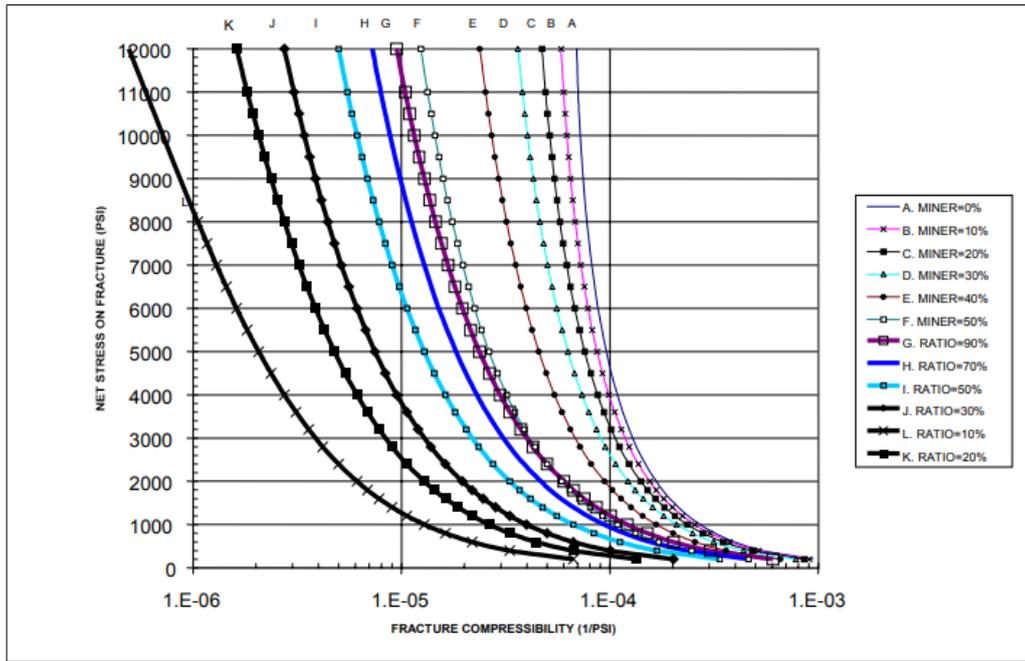


Figura 47: Gráfica para determinar la compresibilidad de fractura natural (Aguilera, 2008).

b) También otra forma de calcular la compresibilidad es por la expresiones propuesta por (Jones, 1975).

$$C_f = \frac{-1}{p_k \ln(p_k/p_h)} \quad \text{Ec.(46)}$$

Donde:

- p_k : Tensión neta en la fractura.
- p_h : Presión aparente healing (o estado de tensión de referencia).

Los cambios de porosidades y permeabilidades se pueden determinar como:

$$\frac{\phi_2}{\phi_{2_1}} = \left(\frac{k_2}{k_{2_1}} \right)^{1/3} = \frac{\log p_k - \log p_h}{\log p_{k_1} - \log p_h} \quad \text{Ec.(47)}$$

Donde p_{k_1} es la tensión neta inicial en la fractura.

La ecuación 47 fue desarrollada en un trabajo de laboratorio y con consideraciones teóricas de Walsh (1981), (Jones, 1975).

Para poder representar el efecto de la compresibilidad se toman las siguientes expresiones de la ecuación de balance de materiales, la primera ecuación no considera el empuje por agua y se desprecia el cambio de volumen por compresibilidad de la formación, la segunda expresión considera la compresibilidad de fisuras naturales.

$$\frac{G_p}{G} = 1 - \frac{p/z}{p_i/z_i} \quad \text{Ec.(48)}$$

$$\frac{G_p}{G} = 1 - \frac{p/z}{p_i/z_i} \{1 - [(1 - \omega)C' + \omega C'']\Delta p\} \quad \text{Ec.(49)}$$

Donde ω es la fracción de gas en las fracturas y Δp es la presión inicial menos la presión media del reservorio.

Aguilera (2008) presento el grafico p/z vs G_p figura 48 con datos de reservorio y producción, las diferencias se presentan al estimar el OGIP.

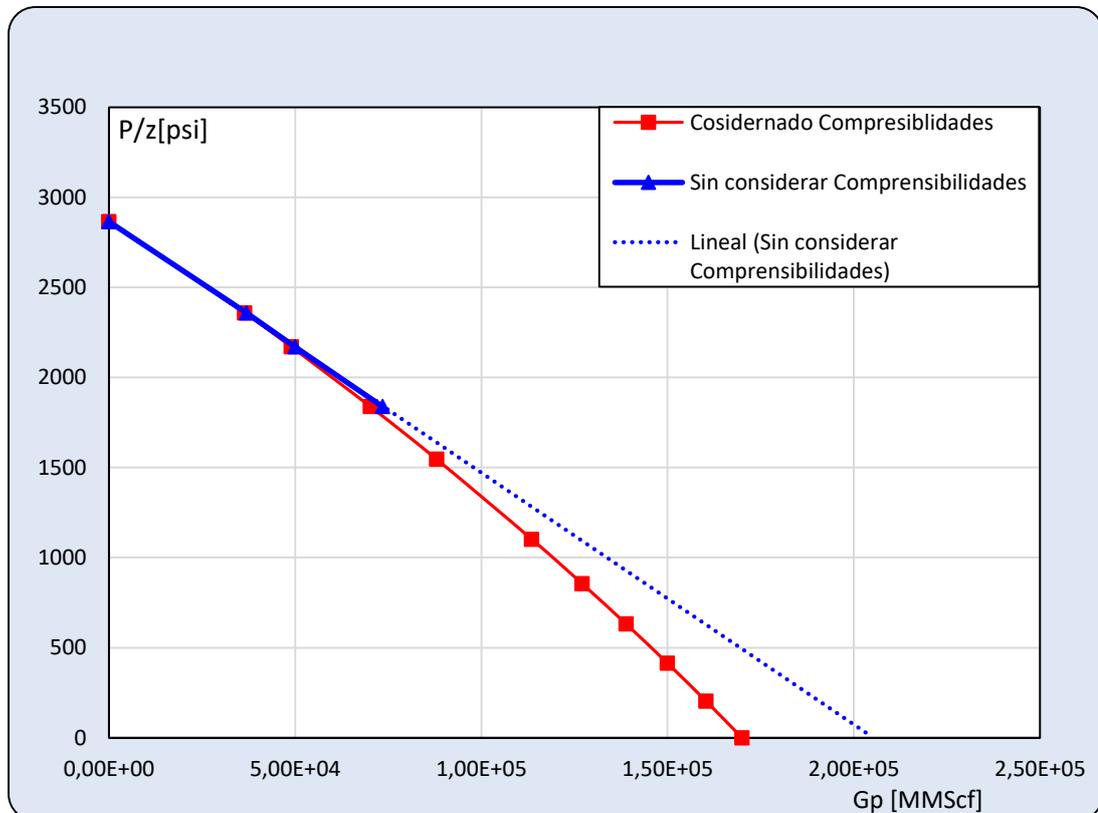


Figura 48: Grafico de P/z vs G_p . Considerando y no considerando compresibilidades.

Si las comprensibilidades de las fracturas y matriz son ignoradas se puede extrapolar para calcular para un reservorio convencional que solo sufre expansión de gas obteniéndose 205000MMscf, se puede estimar un error de aproximadamente del 20% con respecto al que si consideramos las comprensibilidades.

5.2.2. GAS ADSORBIDO

El mecanismo de almacenamiento de gas en un yacimiento convencional es diferente al de un yacimiento no convencional shale gas. En un yacimiento convencional el gas se almacena en la red de poros por compresión mientras que en un yacimiento no convencional shale gas, en gas libre (G_f) se almacena en la red de fracturas naturales y también se encuentra adherido a la materia orgánica (Paez, 2015).

A medida que produce un reservorio de shale gas la presión comienza a declinar y el gas adsorbido se empieza a liberar de la superficie de la matriz.

La desorción de gas en una formación shale gas en la industria petrolera ésta descrita por la Isoterma de Langmuir que determina el contenido específico de gas adsorbido (G.R. King, 1990).

Siendo el contenido específico de gas adsorbido el volumen de gas por unidad de masa de roca:

$$G_{ads} = \rho_B V_B \frac{V_L P}{P_L + P} \quad \text{Ec. (50)}$$

Donde:

- ρ_B es la densidad de la roca [g/cm^3].
- V_B es el volumen de la roca [cm^3].
- V_L es el parámetro de volumen de Langmuir [scf/ton].
- P_L es el parámetro de presión de Langmuir [Psia].
- P es la presión del reservorio [Psia].

El volumen de roca puede ser escrito en términos de la porosidad de la matriz total (orgánica e inorgánica):

$$V_{roca} = \frac{V_{pmt}}{\phi_{mt}} = \frac{G_{libre} B_{gi}}{\phi_{mt}(1 - S_{wm})} \quad \text{Ec. (51)}$$

Siendo que S_{wm} es la saturación media de agua almacenada total de la matriz y la porosidad de la matriz total es la suma de la porosidad en matriz orgánica y la porosidad de la matriz inorgánica:

$$\phi_{mt} = \phi_{inorg} + \phi_{org} \quad \text{Ec.(52)}$$

La EBM se basa en el volumen de un reservorio que el gas libre ocupa a la presión inicial.

Para un yacimiento de gas convencional la EBM se basa en que $G = G_f$ pero para un yacimiento no convencional del tipo shale gas no se cumple esta igualdad y debe aparte del gas libre considerarse el gas adsorbido (S. Moghadam, 2011).

Con estas consideraciones se determina que el segundo término de la EBM referido al gas adsorbido en un shale gas se escribe de la siguiente manera:

$$\Delta V_{ads} = \rho_B B_g \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi} \phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad \text{Ec.(53)}$$

Siendo: $S_{gi} > 0$ y ϕ la porosidad del shale gas.

Reemplazando este término en la ecuación 39, arriba descrita obtenemos lo siguiente:

$$G_f B_{gi} = (G_f - G_p) B_g + \rho_B B_g \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi} \phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad \text{Ec.(54)}$$

Que es la EBM para un shale gas.

Si dividiendo ambos términos de la ecuación anterior por el término $\frac{G_f B_{gi}}{S_{si}}$ reducimos la ecuación a:

$$\frac{P}{Z} (S_{gi} - c_{ads}) = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G_f} \right) S_{gi} \quad \text{Ec.(55)}$$

Donde:

$$c_{ads} = \frac{\Delta V_{ads}}{G_f B_{gi} / S_{gi}} = \frac{\rho_B B_g}{\phi} \left(\frac{V_L P_i}{P_L + P_i} - \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \quad \text{Ec.(56)}$$

Tal que c_{ads} representa el cambio relativo de presión y volumen dado por el gas adsorbido.

La ecuación general lineal de balance de materiales para un shale gas descrita anteriormente en forma $\frac{P}{Z}(S_{gi} - c_{ads})$ vs G_p deriva en G_f (gas libre), dado que al extrapolar con una línea recta los puntos de una gráfica con el eje de abscisas obtenemos G_f y no G lo que representa un inconveniente y una desventaja con respecto al modelo usado en la primer parte de este capítulo (convencional) tal como puede apreciar en la figura 49 (S. Moghadam, 2011).

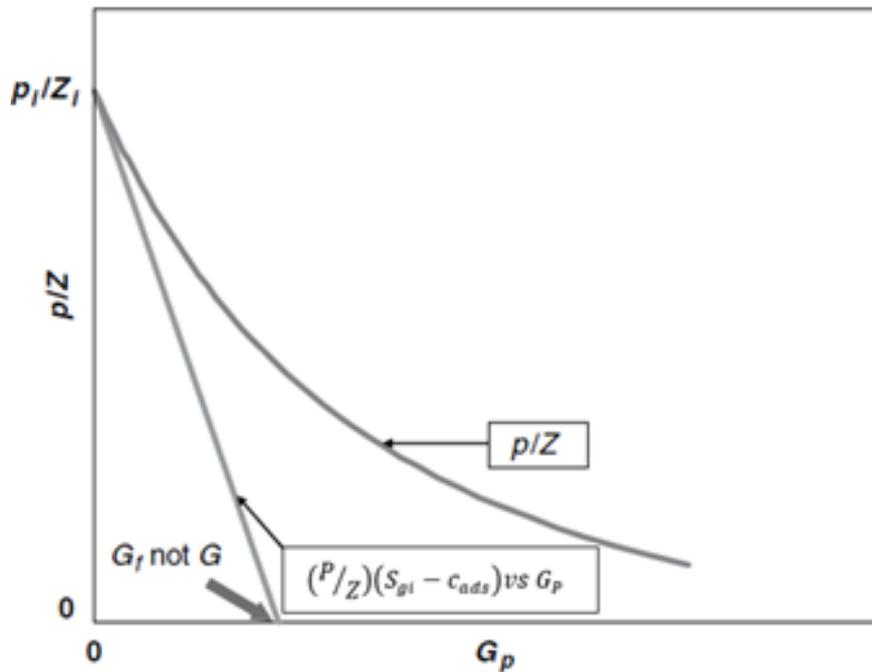


Figura 49: Gráfico de $(P/z)(S_{gi} - c_{ads})$ vs G_p y (P/z) vs G_p .

Dado que tenemos la siguiente ecuación que los relaciona:

$$G = G_f + \frac{G_f B_{gi} \rho_B}{S_{gi} \phi} \frac{V_L P_i}{P_L + P_i} \quad \text{Ec.(57)}$$

Si G_f es conocido es muy fácil obtener G .

Para corregir este inconveniente de obtener G_f en lugar de G (G.R. King, 1990) en su trabajo explica y presenta una relación que permite obtener G de la misma forma que en el desarrollo convencional definiendo Z^* :

$$Z^* = \frac{Z}{S_{gi} - \frac{\rho_B B_g}{\phi} \frac{V_L p}{(p + p_L)}} \quad \text{Ec.(58)}$$

Y reformulando la EBM en su forma lineal para shale gas resulta:

$$\frac{P}{Z^*} = \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \frac{P_i}{Z_i^*} \quad \text{Ec.(59)}$$

Esta ecuación tiene el mismo formato que la ecuación de balance de materiales para yacimientos de gas del tipo convencional y puede se gráficar en una línea recta $\frac{P}{Z^*}$ vs G_p tal como se puede observar en la figura 45 y además extrapola a G salvando el inconveniente anterior.

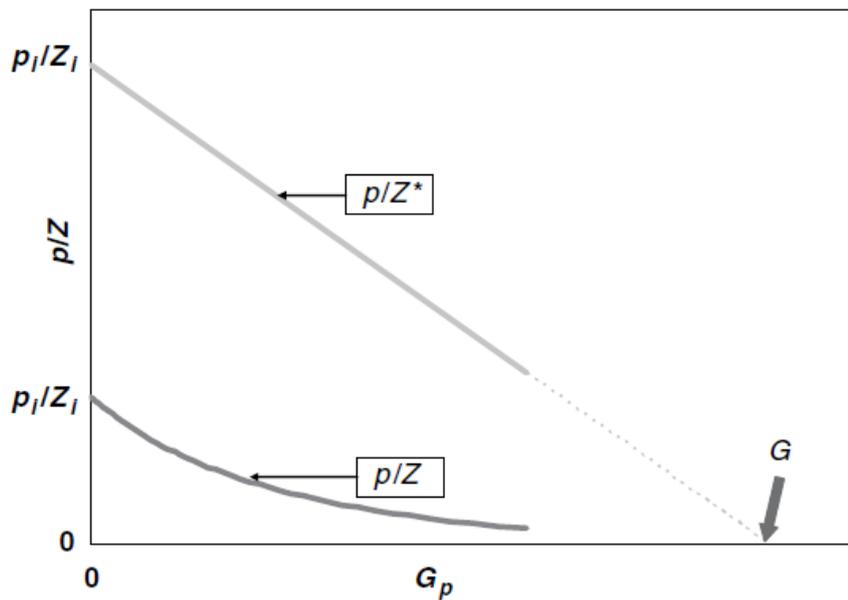


Figura 50: Gráfico de (P/z) vs G_p y (P/z^*) vs G_p

King también generaliza la EBM para yacimientos de gas convencional y no convencional realizando las siguientes operaciones matemáticas para obtener una única ecuación.

$$\frac{P}{Z^{**}} = \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \frac{P_i}{Z_i^{**}} \quad \text{Ec.(60)}$$

Siendo Z^{**} :

$$Z^{**} = \frac{P}{\left[\frac{1}{S_{gi}} \frac{P}{Z} (S_{gi} - c_{ads}) + \frac{P_i}{Z_i} \left(\frac{G}{G_f} - 1\right)\right] \frac{G_f}{G}} \quad \text{Ec.(61)}$$

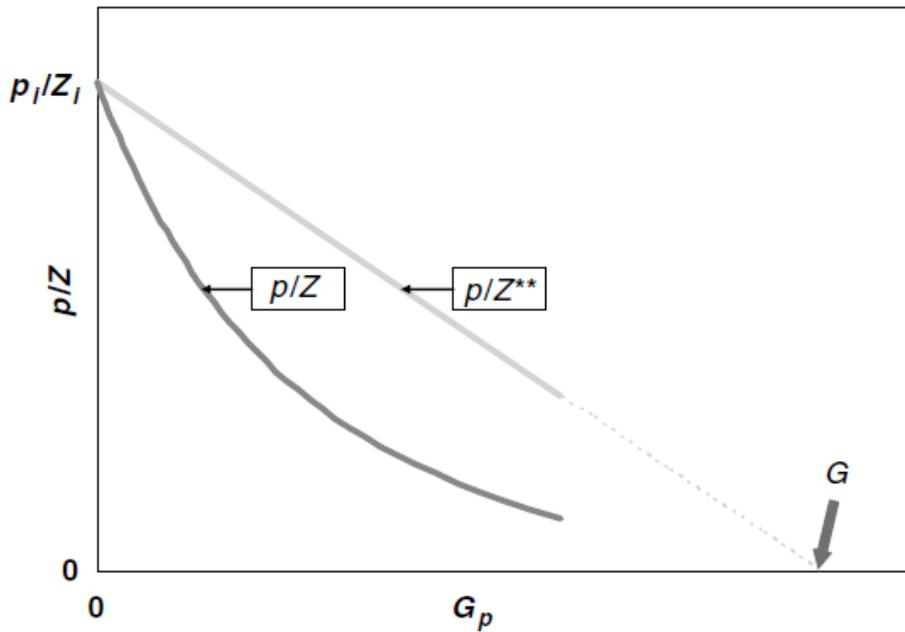


Figura 51: Gráfico de (P/z) vs G_p y (P/Z^{**}) vs G_p

La ventaja más importante de esta última relación $\frac{P}{Z^{**}}$ vs G_p es que comienza con datos $\frac{P_i}{Z_i}$ convencionales y extrapola en G como se puede observar en la figura 51.

El Z^{**} esta relacionado con el Z^* definido por (G.R. King, 1990).

$$Z^{**} = Z^* \left(\frac{Z_i}{Z_i^*}\right) \quad \text{Ec.(62)}$$

5.2.3. BALANCE DE MATERIALES EN SHALE GAS: CONSIDERANDO GAS DISUELTO EN KERÓGENO.

En esta última parte del capítulo analizaremos la EBM aplicada a una formación no convencional del tipo shale gas considerando gas adsorbido y disuelto en el kerógeno, de tal manera que, al aplicar esta ecuación de balance se debe tener en cuenta estos dos efectos adicionales, dado que aportan a la producción de gas.

Utilizando la EBM anteriormente definida donde predomina solamente la expansión del gas libre, con la diferencia que en este caso aparte del gas libre tenemos dos términos más que hacen referencia al gas adsorbido V_{ap} y al gas disuelto V_{pd} en el kerógeno (Ibarra, 2016).

Matemáticamente la ecuación queda escrita de esta manera:

$$G_p B_g = G_{libre} (B_g - B_{gi}) + V_{ap} + V_{dp} \quad \text{Ec.(63)}$$

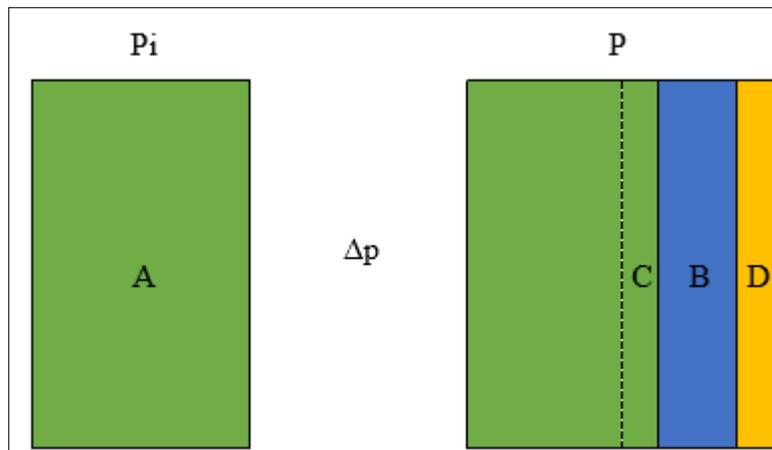


Figura 52: Representación de los cambios de volumen con la caída de presión considerando el gas adsorbido y gas disuelto.

- D” representa el volumen de gas adsorbido y disuelto en la materia orgánica a una presión P.

El OGIP, (G_t), es igual a la sumatoria del gas libre almacenado en la matriz (orgánica e inorgánica), en las fisuras naturales, al gas adsorbido y al gas disuelto en el kerógeno.

$$G_t = G_{libre} + G_a + G_d \quad \text{Ec.(64)}$$

Dividiendo por G_t obtenemos:

$$1 = \frac{G_{libre}}{G_t} + \frac{G_a}{G_t} + \frac{G_d}{G_t} \quad \text{Ec.(65)}$$

De esta manera queda representado el aporte de cada efecto por:

$$1 = w_{libre} + w_a + w_d \quad \text{Ec.(66)}$$

DESORCIÓN EN UN SHALE GAS

La producción acumulada de gas a causa del mecanismo de desorción viene dado por:

$$G_{ap} = G_a(P_i) - G_a(P) \quad \text{Ec.(67)}$$

El volumen de gas adsorbido a la presión inicial del reservorio resulta ser equivalente al gas adsorbido original, tal que:

$$G_{ap}(P_i) = G_a \quad \text{Ec.(68)}$$

A medida que se produce un yacimiento shale gas la presión comienza a declinar y el gas adsorbido empieza a liberarse y el “*disuelto por diferencia de concentración a difundir.*”

La desorción de gas en una formación shale gas en la industria petrolera ésta descrita por la Isoterma de Langmuir que determina el contenido específico de gas adsorbido.

Siendo el contenido específico de gas adsorbido el volumen de gas por unidad de masa de roca. El volumen de gas adsorbido almacenado a presión P en el reservorio es expresado como:

$$G_a(P) = \rho_B V_{roca} \frac{V_L P}{P_L + P} \quad \text{Ec.(69)}$$

Donde:

- ρ_{roca} es la densidad de la roca [g/cm^3].
- V_B es el volumen de la roca [cm^3].
- V_L es el parámetro de volumen de Langmuir [scf/ton].
- P_L es el parámetro de presión de Langmuir [Psia].
- P es la presión del reservorio [Psia].

El volumen de roca puede ser escrito en términos de la porosidad de la matriz total (orgánica e inorgánica):

$$V_{roca} = \frac{V_{pmt}}{\phi_{mt}} = \frac{G_{libre} B_{gi}}{\phi_{mt}(1 - S_{wm})} \quad \text{Ec.(70)}$$

Siendo que S_{wm} es la saturación media de agua almacenada total de la matriz y la porosidad de la matriz total es la suma de la porosidad en matriz orgánica y la porosidad de la matriz inorgánica:

$$\phi_{mt} = \phi_{inorg} + \phi_{org} \quad \text{Ec.(71)}$$

De esta manera:

$$G_a(P) = \frac{\rho_B G_{libre} B_{gi}}{\phi_{mt}(1 - S_{wm})} \frac{V_L P}{P_L + P} \quad \text{Ec.(72)}$$

Entonces:

$$G_{ap} = G_a - \frac{\rho_B G_{libre} B_{gi}}{\phi_{mt}(1 - S_{wm})} \frac{V_L P}{P_L + P} \quad \text{Ec.(73)}$$

Reemplazando este término en la ecuación arriba descrita obtenemos lo siguiente:

$$G_p B_g = G_{libre}(B_g - B_{gi}) + G_a - \frac{\rho_B G_{libre} B_{gi}}{\phi_{mt}(1 - S_{wm})} \frac{V_L P}{P_L + P} + V_{dp} \quad \text{Ec.(74)}$$

5.2.4. GAS DISUELTO EN KERÓGENO

La producción acumulada de gas por difusión del gas disuelto en el kerógeno, G_{dp} se puede expresar como la diferencia entre el volumen de gas disuelto inicialmente a la presión del reservorio y el volumen de gas a presión P del reservorio:

$$G_{dp} = G_d(P_i) - G_d(P) \quad \text{Ec.(75)}$$

El volumen de gas disuelto a la presión inicial del reservorio, $G_d(P_i)$ es equivalente al gas OGIP disuelto:

$$G_d(P_i) = G_d \quad \text{Ec.(76)}$$

Y el volumen de gas disuelto almacenado a una presión P, $G_d(P)$ puede ser escrito como el producto de la concentración de metano en el kerógeno sólido $C(P)$ y el volumen total de kerógeno sólido V_{ks} :

$$G_d(P) = C(P)V_{ks} \quad \text{Ec.(77)}$$

La concentración de metano en el kerógeno sólido $C(P)$ es función de la presión del reservorio y de la temperatura. La solubilidad del metano en el kerógeno sólido es la misma que la del bitumen, dada su similitud (Ibarra, 2016):

$$C(P) = b_1 + b_2P + b_3\frac{P}{T} + b_4\left(\frac{P}{T}\right)^2 \quad \text{Ec.(78)}$$

Donde:

- $b_1 = -0,018931$
- $b_2 = -0,850480$
- $b_3 = 827,260$
- $b_4 = -635,26$

Siendo P la presión expresada en MPa y T la temperatura en Kelvin.

En la ecuación anterior $C(P)$ tiene unidades de m^3 de gas a presión y temperatura normal (PTN) / m^3 de kerógeno. Expresando la concentración de gas en volumen de gas en condiciones normales (CN) de presión y temperatura. Cabe aclarar que por condiciones normales: 60°F (288,56K) y 14,7 psia. Se usa la Ley de Charles de gases

$$V_{PTN}T_{CN} = V_{CN}T_{PTN} \quad \text{Ec.(79)}$$

Reemplazando tenemos:

$$V_{CN} = \left(\frac{T_{CN}}{T_{PTN}} \right) V_{PTN} = \left(\frac{288,56K}{273K} \right) V_{PTN} \quad \text{Ec.(80)}$$

De manera que:

$$V_{CN} = 1,057V_{PTN} \quad \text{Ec.(81)}$$

Como se adelantó, la concentración C(P) debe multiplicarse por 1,057 para ser convertido en volumen estándar de gas disuelto. De tal manera que el volumen total de kerógeno sólido, V_{ks} es igual al producto del volumen de grano de roca, V_{roca} por el volumen fraccional de kerógeno sólido $V_{frac,ks}$.

$$V_{ks} = V_{roca}V_{frac,ks} \quad \text{Ec.(82)}$$

Siendo que el volumen fraccional total de kerógeno sólido, $V_{Total,ks}$ se compone de porosidad absorbida, porosidad orgánica y volumen fraccional de kerógeno sólido, escrito de la siguiente manera:

$$V_{Total,ks} = \Phi_{ads} + \Phi_{org} + V_{frac,ks} \quad \text{Ec.(83)}$$

Entonces:

$$V_{frac,ks} = V_{Total,ks} - \Phi_{ads} - \Phi_{org} \quad \text{Ec.(84)}$$

Por lo tanto el volumen de kerógeno es el siguiente:

$$V_{ks} = \frac{G_{libre}B_{gi}}{\Phi_{mt}(1 - S_{wm})} (V_{Total,ks} - \Phi_{ads} - \Phi_{org}) \quad \text{Ec.(85)}$$

Y la fracción total de kerógeno se puede expresar en términos del carbono total orgánico TOC del shale y de la densidad relativa del kerógeno ρ_r .

$$V_{Total,ks} = \frac{TOC}{100\rho_r} \quad \text{Ec.(86)}$$

Siendo que la densidad relativa del kerógeno puede ser escrita como:

$$\rho_r = \frac{\rho_k}{\rho_{total\ del\ shale}} \quad \text{Ec.(87)}$$

Donde ρ_k es la densidad del kerógeno y $\rho_{total\ del\ shale}$ es la densidad total del shale.

Es normal asumir 0,50 de densidad relativa a partir de asumir una densidad de kerógeno igual a $1,325\text{g}/\text{m}^3$ y una densidad total de shale igual a $2,65\text{g}/\text{m}^3$.

Por lo tanto el volumen total de kerógeno sólido se puede escribir como:

$$V_{ks} = \frac{G_{libre}B_{gi}}{\phi_{mt}(1 - S_{wm})} \left(\frac{TOC}{100\rho_r} - \phi_{ads} - \phi_{org} \right) \quad \text{Ec.(88)}$$

Entonces el volumen de gas disuelto almacenado a la presión P de reservorio, $G_d(P)$ puede expresarse como:

$$G_d(P) = 1,057C(P) \left[\frac{G_{libre}B_{gi}}{\phi_{mt}(1 - S_{wm})} \left(\frac{TOC}{100\rho_r} - \phi_{ads} - \phi_{org} \right) \right] \quad \text{Ec.(89)}$$

Tal que:

$$G_{dp} = G_d - 1,057C(P) \left[\frac{G_{libre}B_{gi}}{\phi_{mt}(1 - S_{wm})} \left(\frac{TOC}{100\rho_r} - \phi_{ads} - \phi_{org} \right) \right] \quad \text{Ec.(90)}$$

Por consiguiente la EBM que considera el efecto de gas adsorbido y gas disuelto en el kerógeno resulta:

$$G_p B_g = G_{libre}(B_g - B_{gi}) + \left[G_a - \frac{\rho_B G_{libre} B_{gi}}{\phi_{mt}(1 - S_{wm})} \frac{V_L P}{P_L + P} \right] B_g + \left[G_d - 1,057C(P) \left[\frac{G_{libre} B_{gi}}{\phi_{mt}(1 - S_{wm})} \left(\frac{TOC}{100\rho_r} - \phi_{ads} - \phi_{org} \right) \right] \right] B_g \quad \text{Ec.(91)}$$

5.2.5. LA EBM COMO LÍNEA RECTA EN YACIMIENTOS SHALE GAS

Al dividir la ecuación anterior por G_t y B_g obtenemos:

$$\frac{G_p}{G_t} = \frac{G_{libre}}{G_t} \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \right) + \left[\frac{G_a}{G_t} - \left(\frac{G_{libre}}{G_t} \right) \left(\frac{\rho_B B_{gi}}{B_g \phi_{mt}(1 - S_{wm})} \frac{V_L P}{P_L + P} \right) \right] + \left[\frac{G_d}{G_t} - 1,057C(P) \left(\frac{G_{libre}}{G_t} \right) \left[\frac{B_{gi}}{B_g \phi_{mt}(1 - S_{wm})} \left(\frac{TOC}{100\rho_r} - \phi_{ads} - \phi_{org} \right) \right] \right] \quad \text{Ec.(92)}$$

Considerando la siguiente relación:

$$\frac{B_{gi}}{B_g} = \frac{P/z}{P_i/z_i} \quad \text{Ec.(93)}$$

Y las contribuciones de cada mecanismo de almacenamiento al OGIP están dadas por:

$$\frac{G_{libre}}{G_t} = w_l \quad ; \quad \frac{G_a}{G_t} = w_a \quad ; \quad \frac{G_d}{G_t} = w_d$$

De manera que:

$$w_{libre} = 1 - w_a - w_d \quad \text{Ec.(94)}$$

Reemplazando estas relaciones en la EBM obtenemos:

$$\frac{G_p}{G_t} = 1 - \frac{P/z}{P_i/z_i} \left(w_{libre} - \frac{w_{libre} \rho_B}{\phi_{mt}(1-S_{wm})} \frac{B_g V_L P}{(P_L + P)} - \frac{1,057 C(P) B_g w_{libre}}{\phi_{mt}(1-S_{wm})} \left(\frac{TOC}{100 \rho_r} - \phi_{ads} - \phi_{org} \right) \right) \quad \text{Ec.(95)}$$

Definiendo z' :

$$z' = \frac{z}{\left(w_{libre} - \frac{w_{libre} B_g \rho_B}{\phi_{mt}(1-S_{wm})} \frac{V_L P}{(P_L + P)} - \frac{1,057 B_g C(P) w_{libre}}{\phi_{mt}(1-S_{wm})} \left(\frac{TOC}{100 \rho_r} - \phi_{ads} - \phi_{org} \right) \right)} \quad \text{Ec.(96)}$$

Finalmente:

$$\frac{G_p}{G_t} = 1 - \frac{P/z'}{P_i/z_i} \quad \text{Ec.(97)}$$

Escrita en forma lineal:

$$\frac{P}{z'} = \left(1 - \frac{G_p}{G_t} \right) \frac{P_i}{z_i} \quad \text{Ec.(98)}$$

Incorporando el término de compresibilidad de las Fracturas Naturales en la ecuación de balance de materiales, nos resulta:

$$\frac{G_p}{G_t} = 1 - \left(\frac{P/Z}{P_i/Z_i} \right) \left\{ 1 - \omega_a - \omega_d - [\omega_m C' + \omega C''] \Delta p + \frac{\rho_B w_m B_g}{35,315 \phi_{mt}(1-S_{wm})} \frac{V_{LP}}{P_L+P} + 1,057 C(P) \left[\frac{w_m B_g}{\phi_{mt}(1-S_{wm})} \left(\frac{TOC}{100 \rho_r} - \phi_{ads} - \phi_{org} \right) \right] \right\} \quad \text{Ec.(99)}$$

Definiendo Z_c escrito de la siguiente manera:

$$Z_c = Z \left\{ 1 - \omega_a - \omega_d - [\omega_m C' + \omega C''] \Delta p + \frac{\rho_B w_m B_g}{35,315 \phi_{mt}(1-S_{wm})} \frac{V_{LP}}{P_L+P} + 1,057 C(P) \left[\frac{w_m B_g}{\phi_{mt}(1-S_{wm})} \left(\frac{TOC}{100 \rho_r} - \phi_{ads} - \phi_{org} \right) \right] \right\}^{-1} \quad \text{Ec.(100)}$$

Finalmente, la linealización buscada:

$$\frac{G_p}{G_t} = 1 - \left(\frac{P/Z_c}{P_i/Z_i} \right) \quad \text{Ec.(101)}$$

CAPÍTULO 6: PREDICCIÓN OGIP

6.1 MODELOS

Para la predicción del original gas in place (OGIP) se basó en dos modelos propuestos, por un lado un modelo propuesto por (G.R. King, 1990) que tuvo en cuenta solo el gas adsorbido que ya se explicó anteriormente su desarrollo teórico y por otro lado un modelo que tiene en cuenta tanto la comprensibilidad de reservorios fracturados como además el gas adsorbido y el gas disuelto en la materia orgánica (Ibarra, 2016).

- Modelos simplificados de (G.R. King, 1990): Considerando Gas Adsorbido.

$$\frac{P}{Z^{**}} = \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \frac{P_i}{Z_i^{**}} \quad \text{Ec. (102)}$$

$$Z^{**} = Z^* \left(\frac{Z_i}{Z_i^*}\right) \quad \text{Ec. (103)}$$

$$Z^* = \frac{Z}{S_{gi} - \frac{\rho_B B_g}{\phi} \frac{V_L p}{(p + p_L)}} \quad \text{Ec. (104)}$$

- Modelo (Ibarra, 2016).

$$\frac{P}{Z_c} = \left(1 - \frac{G_p}{G_t}\right) \frac{P_i}{Z_i} \quad \text{Ec. (105)}$$

$$Z_c = \frac{Z}{1 - \omega_a - \omega_d - (\omega_m C' + \omega C'') \Delta p + \frac{\omega_m \rho_B B_g}{35,315 \phi m_t (1 - S_{wm})} \frac{V_L P}{P_L + P} + \frac{1,057 C(P) w_m B_g}{\phi m_t (1 - S_{wm})} \left(\frac{TOC}{100 \rho_r} - \phi_{ads} - \phi_{org}\right)} \quad \text{Ec. (106)}$$

La metodología para estimar el OGIP utilizó el arreglo matemático de la ecuación 107 para linealizar la curva propuesta por (G.R. King, 1990) pero considerando Z^* como Z_c propuesto que tiene en cuenta el gas disuelto en el kerógeno (Ibarra, 2016).

La nueva expresión a evaluar sería:

$$Z_c^{**} = Z_c^* \left(\frac{Z_i}{Z_{ci}^*} \right) \quad \text{Ec. (107)}$$

Con este nuevo planteamiento matemático propuesto por King se pueden linealizar las curvas para luego extrapolar a presiones más bajas y así poder estimar el OGIP pero considerando no solo el gas adsorbido sino además el gas disuelto en el kerógeno.

PRESIÓN MEDIA USADA EN EL BALANCE DE MATERIALES

Uno de los parámetros críticos a la hora de realizar los cálculos en el Balance de Materiales es la determinación de la presión media del reservorio en estudio. En reservorios convencionales esta presión media puede ser estimada por ensayo de Build – Up, el cual consiste en cerrar el pozo en cuestión y esperar un tiempo hasta que el reservorio recupere su presión inicial. En cambio en los reservorios no convencionales la presión de las fracturas hidráulicas y naturales contrasta con la presión de la matriz debido a que las permeabilidades de las fracturas hidráulicas es mayor que el de la matriz por varios ordenes de magnitud (Ibarra, 2016).

En las ecuaciones de balance de materiales la presión en las gráficas p/z vs G_p , se tomó teniendo en cuenta todos los sistemas de almacenamiento, incluyendo tanto fracturas y matriz.

Para una estimación de la presión media del reservorio se puede cerrar el pozo y esperar un tiempo considerable hasta que la presión se estabilice, pero en los Shale los tiempos de cierre tendrían que ser muy largo, meses o años, por lo cual no sería práctico.

Para abordar este problema (L. Mattar R. M., 1998) y (L. Mattar D. A., 2005) propusieron un “Balance de Materiales Dinámico”. Los trabajos presentados por estos autores permiten determinar la presión media del reservorio sobre base de datos

dinámicos, es decir, presiones de fondo y caudales de producción vs tiempo. Esta metodología es de gran utilidad práctica debido a que elimina la necesidad de cerrar el pozo para estimar la presión media del reservorio. Sin embargo, en este trabajo se utiliza la ecuación tradicional de balance de materiales donde las presiones medias son dato.

CASO DE ESTUDIO: DEVONIAN SHALE - CUENCA DE APPALACHIAN (OESTE DE VIRGINIA, USA).

Los datos utilizados se extrajeron de dos pozos presentados por (Daniel Orozco, 2015)

Tabla 6: Parámetros de fluido, geometría de pozo y reservorio

Parámetros	Símbolo	Valor	Unidades
Saturación de agua en fractura	S_{wf}	0	Fracción
Compresibilidad en matriz	C_m	4E-12	1/psi
Saturación de agua	S_w	0,1	Fracción
Compresibilidad de agua	C_w	0,000003	1/psi
Saturación de gas	S_g	0,9	Fracción
Densidad de formación	ρ_b	2,65	gr/cm ³
Volumen Langmuir	V_L	913,45-967,43*	Scf/ton
Presión Langmuir	P_L	60,24-48,67*	psi
Porosidad	Φ	0,1	Fracción
Contenido Orgánico Total	TOC	5	% peso
Densidad Relativa	ρ_r	0,5	Fracción
Porosidad Orgánica	$\Phi_{org.}$	0,01	Fracción
Porosidad Adsorbida	$\Phi_{ads.}$	0,0002	Fracción
Temperatura	T	554,69	°R
Contribución fraccional de cada mecanismo de almacenamiento del OGIP total			
Considerando difusión			
		Pozo A	Pozo B
Fracción de OGIP almacenado en fisuras	Ω	0,0013	0,0176
Fracción de OGIP almacenado en matriz	ω_m	0,0498	0,0429
Fracción Disuelta de OGIP	ω_a	0,6891	0,69
Fracción adsorbida de OGIP	ω_d	0,2498	0,2495
Ignorando Difusión			
Fracción de OGIP almacenado en fisuras	Ω	0,1711	0,2680
Fracción de OGIP almacenado en matriz	ω_m	0,0424	0,032
Fracción Disuelta de OGIP	ω_d	0	0
Fracción adsorbida de OGIP	ω_a	0,7865	0,2615

6.1. POZO A

Tabla 7: Datos de historia de producción

P[psi]	Z	Gp[MMscf]	Bg[rcf/scf]
540,00	0,9391	0	0,02727
478,00	0,9457	12,47	0,03102
407,00	0,9534	30,61	0,03673
357,00	0,959	46,72	0,04212
346,00	0,9602	61,98	0,04352
330,00	0,962	73,71	0,04571
307,00	0,9645	83,97	0,04927
251,00	0,9709	100,66	0,06066
226,00	0,9737	115,61	0,06756
222,00	0,9742	122,95	0,06881
211,00	0,9754	151,14	0,07249
206,00	0,976	191,66	0,07429
205,00	0,976	196,06	0,07466

El primer nuevo término que afecta en el Balance de Materiales son los que corresponden a la compresibilidad de la matriz y la compresibilidad de la fisura naturales representados como $C(p)$.

Tabla 8: Compresibilidad $C(p)$

P[psi]	Z	P/Z[psi]	Gp[MMscf]	Bg[rcf/scf]	$C^* [1/psi]$	$C^* [1/psi]$	$\Delta P[psi]$	$C(p)$
540,00	0,9391	575,0186	0	0,02727	3,33338E-07	0,0004445	0,00	0,000000
478,00	0,9457	505,4457	12,47	0,03102	3,33338E-07	0,000429	62,00	0,004552
407,00	0,9534	426,8932	30,61	0,03673	3,33338E-07	0,0004133	133,00	0,009407
357,00	0,959	372,2628	46,72	0,04212	3,33338E-07	0,0004034	183,00	0,012634
346,00	0,9602	360,3416	61,98	0,04352	3,33338E-07	0,0004013	194,00	0,013323
330,00	0,962	343,0353	73,71	0,04571	3,33338E-07	0,0003984	210,00	0,014318
307,00	0,9645	318,2996	83,97	0,04927	3,33338E-07	0,0003943	233,00	0,015723
251,00	0,9709	258,523	100,66	0,06066	3,33338E-07	0,0003849	289,00	0,019037
226,00	0,9737	232,1043	115,61	0,06756	3,33338E-07	0,000381	314,00	0,020474
222,00	0,9742	227,8793	122,95	0,06881	3,33338E-07	0,0003803	318,00	0,020697
211,00	0,9754	216,3215	151,14	0,07249	3,33338E-07	0,0003787	329,00	0,021322
206,00	0,976	211,0656	191,66	0,07429	3,33338E-07	0,0003779	334,00	0,021601
205,00	0,976	210,041	196,06	0,07466	3,33338E-07	0,0003778	335,00	0,021660

El siguiente término a tener en cuenta en los reservorios no convencionales es el aportado por el gas adsorbido en la materia orgánica $A_d(p)$.

Tabla 9: Efecto de adsorción Ad(p)

P[psi]	Z	P/Z[psi]	Gp[MMscf]	Bg[rcf/scf]	Ad(p)
540	0,9391	575,018635	0	0,02727	18,684561
478	0,9457	505,445702	12,47	0,03102	20,9808295
407	0,9534	426,893224	30,61	0,03673	24,367123
357	0,959	372,262774	46,72	0,04212	27,4472966
346	0,9602	360,341596	61,98	0,04352	28,2300233
330	0,962	343,035343	73,71	0,04571	29,4389497
307	0,9645	318,299637	83,97	0,04927	31,3689436
251	0,9709	258,52302	100,66	0,06066	37,2571521
226	0,9737	232,104344	115,61	0,06756	40,6253103
222	0,9742	227,879286	122,95	0,06881	41,2206564
211	0,9754	216,321509	151,14	0,07249	42,9472889
206	0,976	211,065574	191,66	0,07429	43,7777269
205	0,976	210,040984	196,06	0,07466	43,9472558

Para el último término a tener en cuenta es el gas disuelto en el kerógeno Dis(p)

Tabla 10: Efecto de gas disuelto en kerogeno Dis (p)

P[psi]	Z	P/Z[psi]	Gp[MMscf]	Bg[rcf/scf]	P(Mpa)	C(p)	Dis(p)
540	0,9391	575,019	0	0,02727	3,723	6,883	0,194
478	0,9457	505,446	12,47	0,03102	3,296	6,100	0,196
407	0,9534	426,893	30,61	0,03673	2,806	5,201	0,197
357	0,959	372,263	46,72	0,04212	2,461	4,565	0,199
346	0,9602	360,342	61,98	0,04352	2,386	4,425	0,199
330	0,962	343,035	73,71	0,04571	2,275	4,222	0,199
307	0,9645	318,300	83,97	0,04927	2,117	3,928	0,200
251	0,9709	258,523	100,66	0,06066	1,731	3,213	0,201
226	0,9737	232,104	115,61	0,06756	1,558	2,893	0,202
222	0,9742	227,879	122,95	0,06881	1,531	2,842	0,202
211	0,9754	216,322	151,14	0,07249	1,455	2,701	0,202
206	0,976	211,066	191,66	0,07429	1,420	2,637	0,202
205	0,976	210,041	196,06	0,07466	1,413	2,624	0,202

Resumiendo todos los valores a una sola tabla:

Tabla 11: Resumen

P[psi]	Z	P/Z[psi]	C(p)	Ad(p)	Dis(p)
540	0,9391	575,019	0,000	18,685	0,194
478	0,9457	505,446	0,005	20,981	0,196
407	0,9534	426,893	0,009	24,367	0,197
357	0,959	372,263	0,013	27,447	0,199
346	0,9602	360,342	0,013	28,230	0,199
330	0,962	343,035	0,014	29,439	0,199
307	0,9645	318,300	0,016	31,369	0,200
251	0,9709	258,523	0,019	37,257	0,201
226	0,9737	232,104	0,020	40,625	0,202
222	0,9742	227,879	0,021	41,221	0,202
211	0,9754	216,322	0,021	42,947	0,202
206	0,976	211,066	0,022	43,778	0,202
205	0,976	210,041	0,022	43,947	0,202

Tomando la siguiente expresión

$$Z_c^* = \frac{Z}{1 - \omega_a - \omega_d - (\omega_m C' + \omega C'') \Delta p + \frac{\omega_m \rho_B B g}{35,315 \phi m_t (1 - S_{wm})} \frac{V_L P}{P_L + P} + \frac{1,057 C(P) \omega_m B g}{\phi m_t (1 - S_{wm})} \left(\frac{TOC}{100 \rho_r} - \phi_{ads} - \phi_{org} \right)}$$

Se puede expresar de la forma:

$$Z_c^* = \frac{Z}{1 - \omega_a - \omega_d - C(p) + Ad(p) + Dis(p)}$$

Tomando en cuenta el siguiente arreglo matemático propuesto King:

$$Z_c^{**} = Z_c^* \left(\frac{Z_i}{Z_{Ci}^*} \right)$$

Tabla 12: Resultados P/Z**c para Adsorbido y Adsorbido+ disuelto

P[psi]	Z	Adsorbido			Adsorbido +Disuelto			Gp[MMscf]
		Zc	Z**c	P/Z**c[psi]	Z*c	Z**c	P/Z**c[psi]	
540,00	0,9391	0,9338	0,9391	575,02	1,114	0,939	575,019	0
478,00	0,9457	0,8609	0,8658	552,09	1,006	0,848	563,872	12,47
407,00	0,9534	0,7706	0,7750	525,17	0,880	0,741	549,001	30,61
357,00	0,959	0,7028	0,7068	505,11	0,790	0,665	536,450	46,72
346,00	0,9602	0,6873	0,6912	500,58	0,770	0,649	533,466	61,98
330,00	0,962	0,6646	0,6684	493,68	0,741	0,624	528,713	73,71
307,00	0,9645	0,6313	0,6349	483,54	0,698	0,589	521,502	83,97
251,00	0,9709	0,5472	0,5504	456,05	0,595	0,502	500,159	100,66
226,00	0,9737	0,5083	0,5112	442,07	0,549	0,463	488,381	115,61
222,00	0,9742	0,5020	0,5049	439,70	0,542	0,456	486,317	122,95
211,00	0,9754	0,4845	0,4873	433,01	0,521	0,439	480,443	151,14
206,00	0,976	0,4765	0,4793	429,82	0,512	0,431	477,588	191,66
205,00	0,976	0,4749	0,4776	429,22	0,510	0,430	477,062	196,06

- Considerando solo Gas Adsorbido obtenemos :

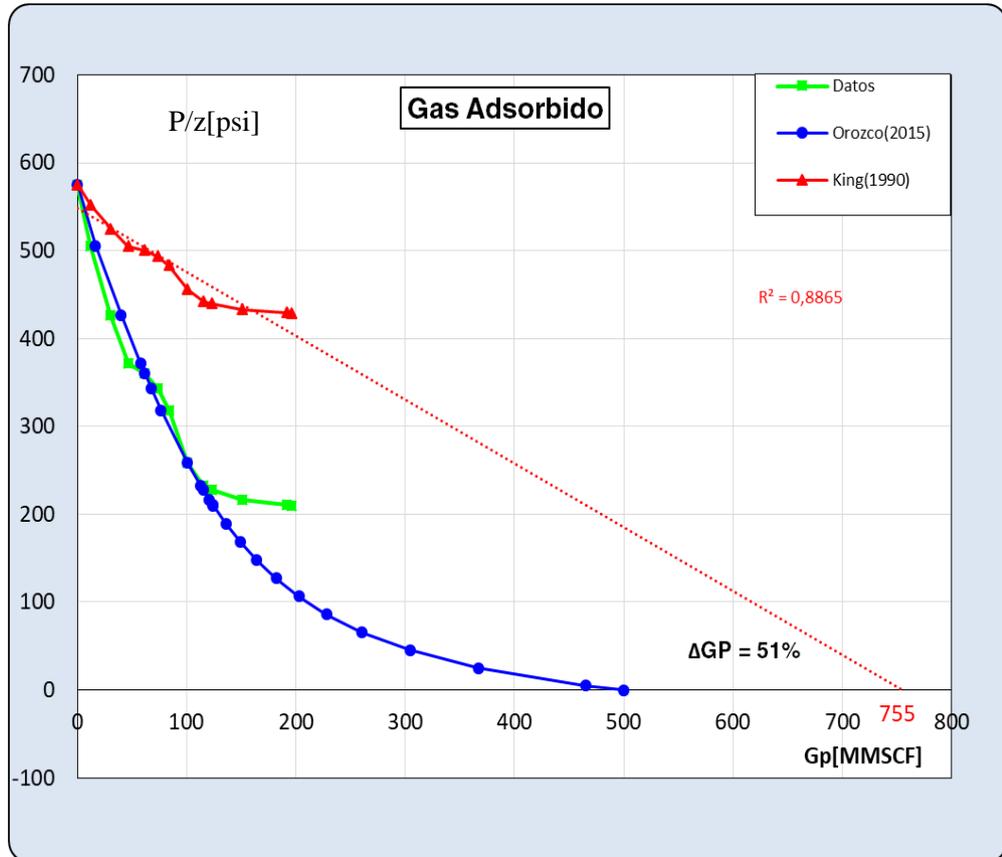


Figura 53: Comparativa gas adsorbido

Los resultados considerando gas adsorbido solamente obtenemos una diferencia de 51% más de gas adsorbido con respecto a lo calculados por los de Orozco.

- Considerando Gas adsorbido + Gas Disuelto :

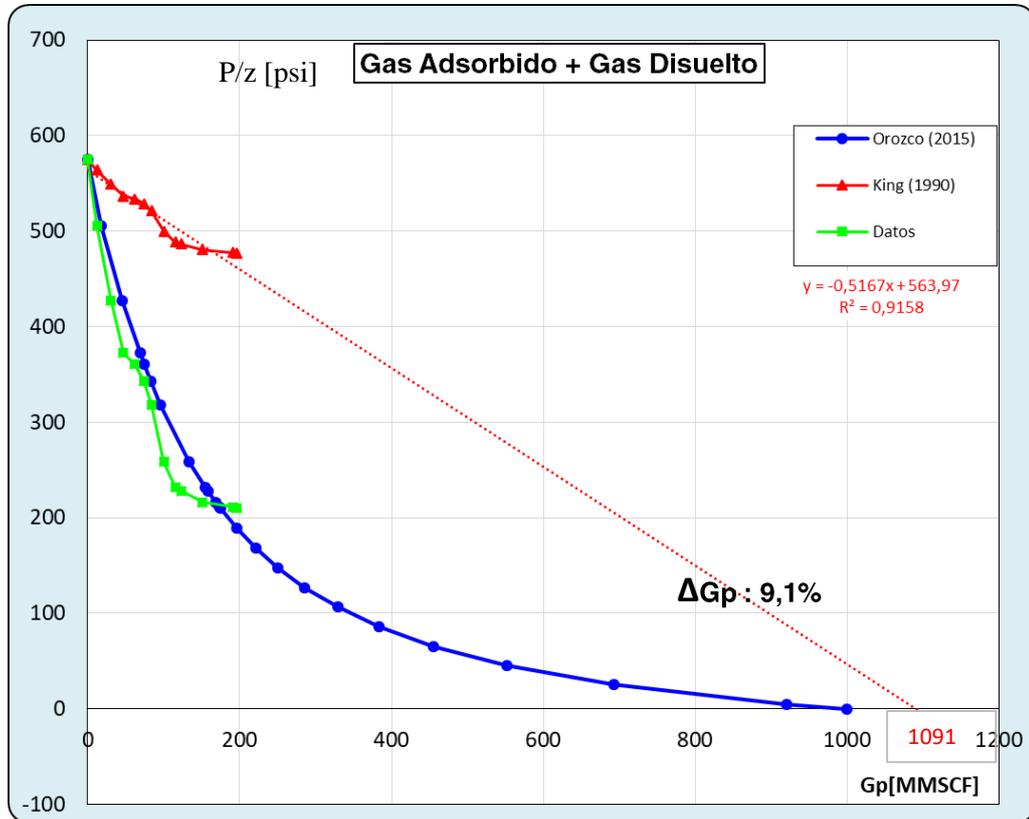


Figura 54: Comparativa con gas adsorbido y gas disuelto

Considerando el gas adsorbido y el gas disuelto se obtuvo una diferencia del 9,1% con respecto a la que se obtuvo por la metodología de Orozco-Aguilera, una diferencia mucho menor que en el caso del gas adsorbido .

Podemos además representar gráficamente ambos modelos para observar las diferencias, figura 56.

Con en el modelo de King se obtuvo un 30% de gas disuelto y con el modelo de Orozco-Aguilera obtuvo un 50% de gas disuelto.

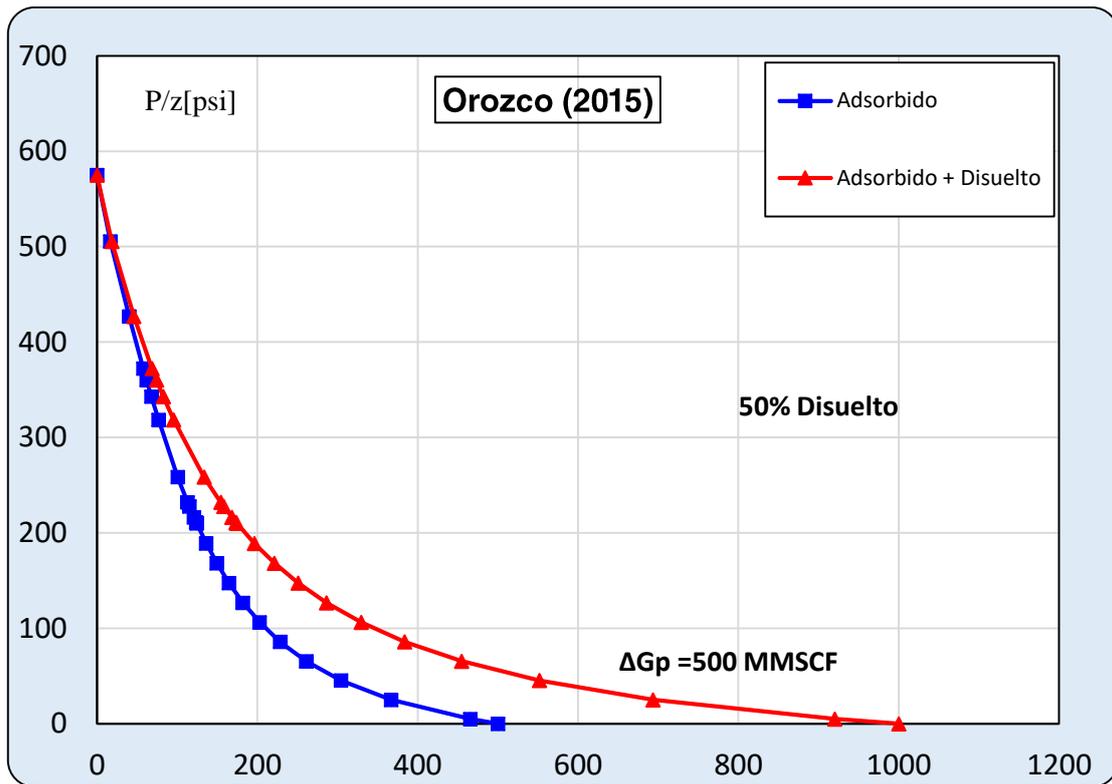


Figura 55: Comparativa, método Orozco

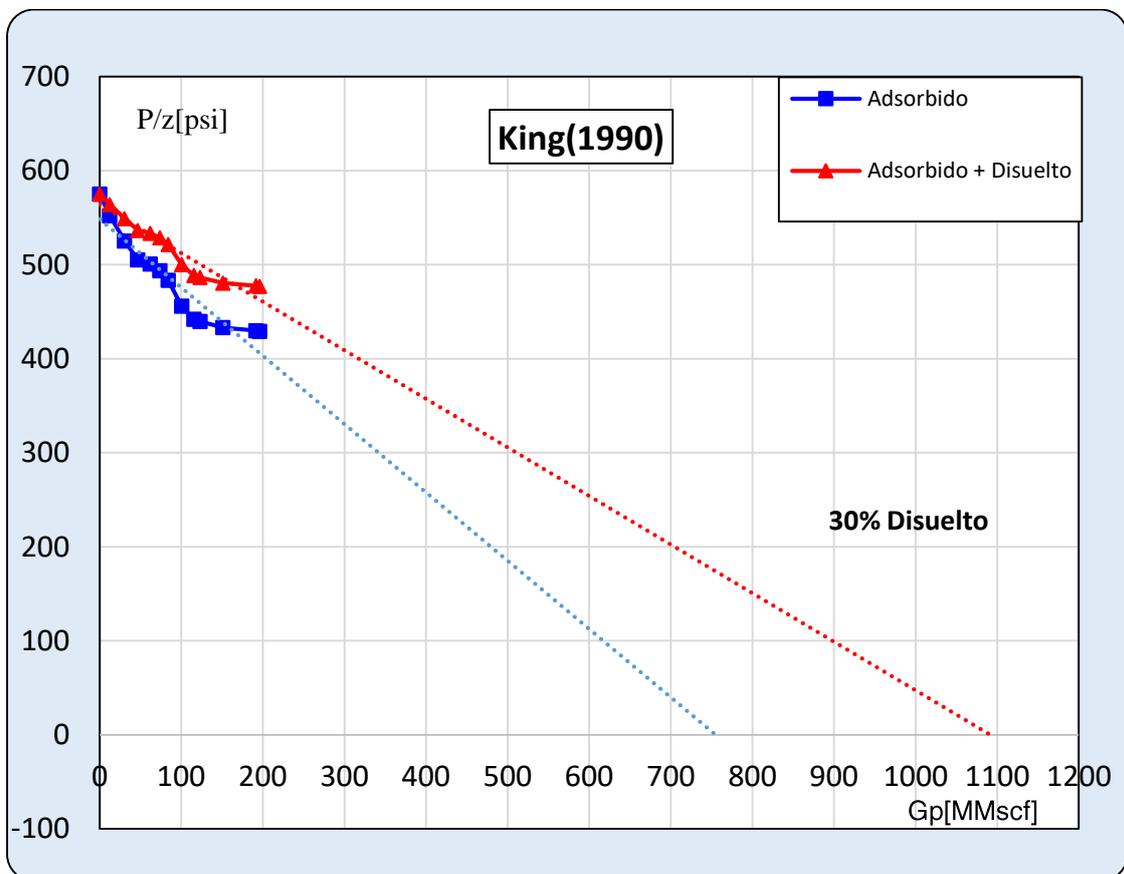


Figura 56: Comparativa método King

6.2. POZO B

Tabla 13: Datos de historia de producción

P[psi]	Z	Gp[MMscf]	Bg[rcf/scf]
501	0,9432	0	0,02952
447	0,9491	15,8	0,0333
283	0,9672	30,83	0,05359
280	0,9676	42,29	0,05419
250	0,971	51,46	0,06091
234	0,9728	65,22	0,06519
219	0,9745	81,02	0,06978
192	0,9776	86,11	0,07984
189	0,9779	91,46	0,08114
172	0,9799	96,31	0,08934
171	0,98	100,38	0,08987
162	0,981	111,34	0,09496
157	0,9816	114,65	0,09804
152	0,9822	118,22	0,10133
147	0,9828	121,27	0,10484
146	0,9829	127,13	0,10557
140	0,9836	135,54	0,11017
131	0,9846	138,09	0,11786
129	0,9849	143,69	0,11972

Tabla 14: Efecto compresibilidad C(p)

P[psi]	Z	P/Z[psi]	Gp[MMscf]	Bg[rcf/scf]	C' ¹ [1/psi]	C''[1/psi]	ΔP[psi]	C(p)
501	0,9432	531,170	0	0,02952	3,3334E-07	0,000435	0	0,00000
447	0,9491	470,973	15,8	0,0333	3,3334E-07	0,000422	54	0,00611
283	0,9672	292,597	30,83	0,05359	3,3334E-07	0,000390	218	0,02279
280	0,9676	289,376	42,29	0,05419	3,3334E-07	0,000390	221	0,02308
250	0,971	257,467	51,46	0,06091	3,3334E-07	0,000385	251	0,02588
234	0,9728	240,543	65,22	0,06519	3,3334E-07	0,000382	267	0,02735
219	0,9745	224,731	81,02	0,06978	3,3334E-07	0,000380	282	0,02871
192	0,9776	196,399	86,11	0,07984	3,3334E-07	0,000376	309	0,03113
189	0,9779	193,271	91,46	0,08114	3,3334E-07	0,000375	312	0,03139
172	0,9799	175,528	96,31	0,08934	3,3334E-07	0,000373	329	0,03289
171	0,98	174,490	100,38	0,08987	3,3334E-07	0,000373	330	0,03297
162	0,981	165,138	111,34	0,09496	3,3334E-07	0,000372	339	0,03376
157	0,9816	159,943	114,65	0,09804	3,3334E-07	0,000371	344	0,03420
152	0,9822	154,755	118,22	0,10133	3,3334E-07	0,000370	349	0,03463
147	0,9828	149,573	121,27	0,10484	3,3334E-07	0,000370	354	0,03506
146	0,9829	148,540	127,13	0,10557	3,3334E-07	0,000369	355	0,03515
140	0,9836	142,334	135,54	0,11017	3,3334E-07	0,000369	361	0,03566
131	0,9846	133,049	138,09	0,11786	3,3334E-07	0,000367	370	0,03643
129	0,9849	130,978	143,69	0,11972	3,3334E-07	0,000367	372	0,03660

Tabla 15: Efecto de adsorción A(p)

P[psi]	Z	P/Z[psi]	Gp[MMscf]	Bg[rcf/scf]	A(p)
501	0,9432	531,170	0	0,02952	21,703
447	0,9491	470,973	15,8	0,0333	24,223
283	0,9672	292,597	30,83	0,05359	36,883
280	0,9676	289,376	42,29	0,05419	37,238
250	0,971	257,467	51,46	0,06091	41,125
234	0,9728	240,543	65,22	0,06519	43,529
219	0,9745	224,731	81,02	0,06978	46,051
192	0,9776	196,399	86,11	0,07984	51,376
189	0,9779	193,271	91,46	0,08114	52,046
172	0,9799	175,528	96,31	0,08934	56,169
171	0,98	174,490	100,38	0,08987	56,429
162	0,981	165,138	111,34	0,09496	58,900
157	0,9816	159,943	114,65	0,09804	60,366
152	0,9822	154,755	118,22	0,10133	61,910
147	0,9828	149,573	121,27	0,10484	63,531
146	0,9829	148,540	127,13	0,10557	63,864
140	0,9836	142,334	135,54	0,11017	65,941
131	0,9846	133,049	138,09	0,11786	69,315
129	0,9849	130,978	143,69	0,11972	70,114

Tabla 16: Efecto de gas disuelto en kerógeno

P[psi]	Z	P/Z[psi]	Gp[MMscf]	Bg[rcf/scf]	P(Mpa)	C*(p)	Dis(p)
501	0,9432	531,170	0	0,02952	3,4543	6,3907	0,150662
447	0,9491	470,973	15,8	0,0333	3,0820	5,7077	0,151792
283	0,9672	292,597	30,83	0,05359	1,9512	3,6219	0,155012
280	0,9676	289,376	42,29	0,05419	1,9305	3,5836	0,155089
250	0,971	257,467	51,46	0,06091	1,7237	3,2001	0,155665
234	0,9728	240,543	65,22	0,06519	1,6134	2,9953	0,155942
219	0,9745	224,731	81,02	0,06978	1,5100	2,8032	0,156214
192	0,9776	196,399	86,11	0,07984	1,3238	2,4569	0,156659
189	0,9779	193,271	91,46	0,08114	1,3031	2,4184	0,156715
172	0,9799	175,528	96,31	0,08934	1,1859	2,2002	0,156979
171	0,98	174,490	100,38	0,08987	1,1790	2,1873	0,156989
162	0,981	165,138	111,34	0,09496	1,1170	2,0717	0,157110
157	0,9816	159,943	114,65	0,09804	1,0825	2,0074	0,157174
152	0,9822	154,755	118,22	0,10133	1,0480	1,9431	0,157246
147	0,9828	149,573	121,27	0,10484	1,0135	1,8788	0,157310
146	0,9829	148,540	127,13	0,10557	1,0066	1,8660	0,157321
140	0,9836	142,334	135,54	0,11017	0,9653	1,7888	0,157384
131	0,9846	133,049	138,09	0,11786	0,9032	1,6730	0,157468
129	0,9849	130,978	143,69	0,11972	0,8894	1,6472	0,157492

Tabla 17: Resultados P/Z**c para Adsorbido y Adsorbido + Disuelto

P[psi]	Z	Adsorbido			Adsorbido +Disuelto			
		Zc	Zc**	P/Zc**[psi]	z*c	z**c	p/Zc**[psi]	Gp[MMscf]
501	0,9432	0,948	0,94320	531,170	0,94508	0,9432	531,170	0
447	0,9491	0,888	0,88293	506,269	0,85832	0,8566	521,821	15,8
283	0,9672	0,664	0,65996	428,814	0,58692	0,5858	483,141	30,83
280	0,9676	0,659	0,65526	427,310	0,58180	0,5806	482,226	42,29
250	0,971	0,611	0,60729	411,667	0,53068	0,5296	472,028	51,46
234	0,9728	0,584	0,58084	402,864	0,50331	0,5023	465,845	65,22
219	0,9745	0,558	0,55540	394,309	0,47749	0,4765	459,566	81,02
192	0,9776	0,511	0,50824	377,776	0,43081	0,4300	446,560	86,11
189	0,9779	0,506	0,50283	375,872	0,42556	0,4247	445,007	91,46
172	0,9799	0,475	0,47203	364,387	0,39597	0,3952	435,246	96,31
171	0,98	0,473	0,47019	363,680	0,39423	0,3934	434,624	100,38
162	0,981	0,456	0,45354	357,186	0,37850	0,3777	428,862	111,34
157	0,9816	0,447	0,44422	353,427	0,36976	0,3690	425,448	114,65
152	0,9822	0,437	0,43480	349,583	0,36098	0,3603	421,913	118,22
147	0,9828	0,428	0,42533	345,611	0,35221	0,3515	418,200	121,27
146	0,9829	0,426	0,42343	344,806	0,35045	0,3497	417,442	127,13
140	0,9836	0,414	0,41196	339,837	0,33990	0,3392	412,700	135,54
131	0,9846	0,397	0,39457	332,010	0,32405	0,3234	405,069	138,09
129	0,9849	0,393	0,39069	330,188	0,32053	0,3199	403,263	143,69

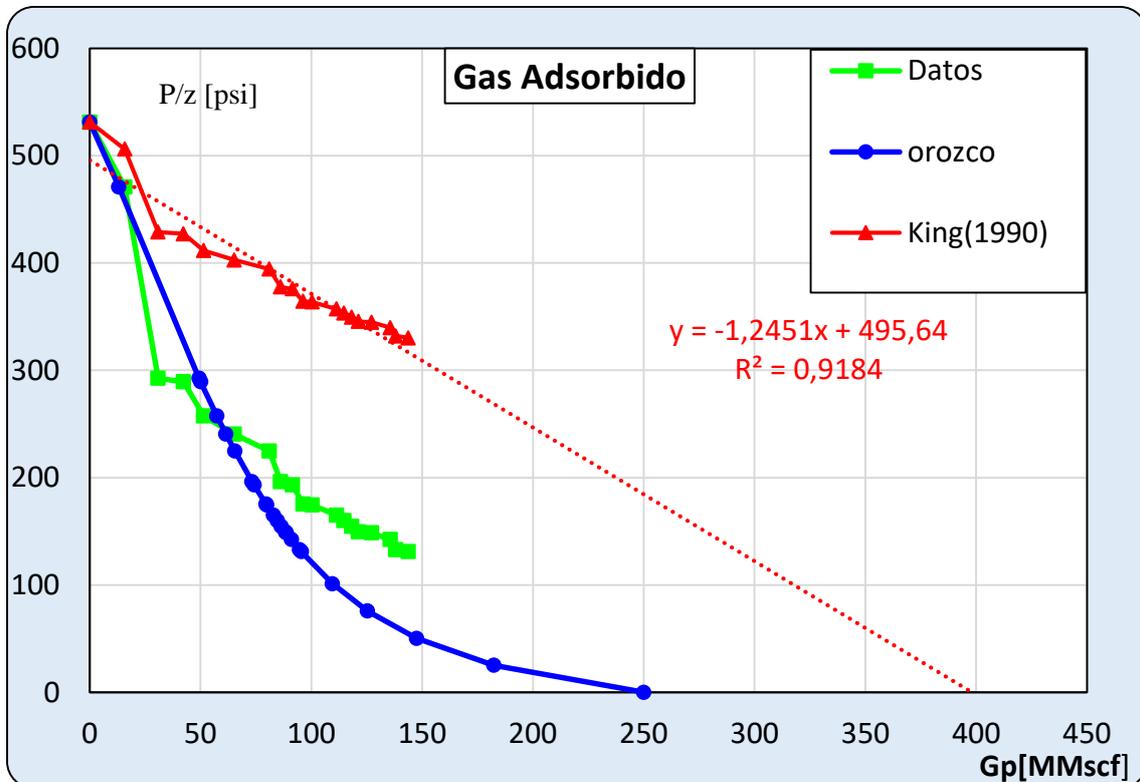


Figura 57: Comparativa gas adsorbido

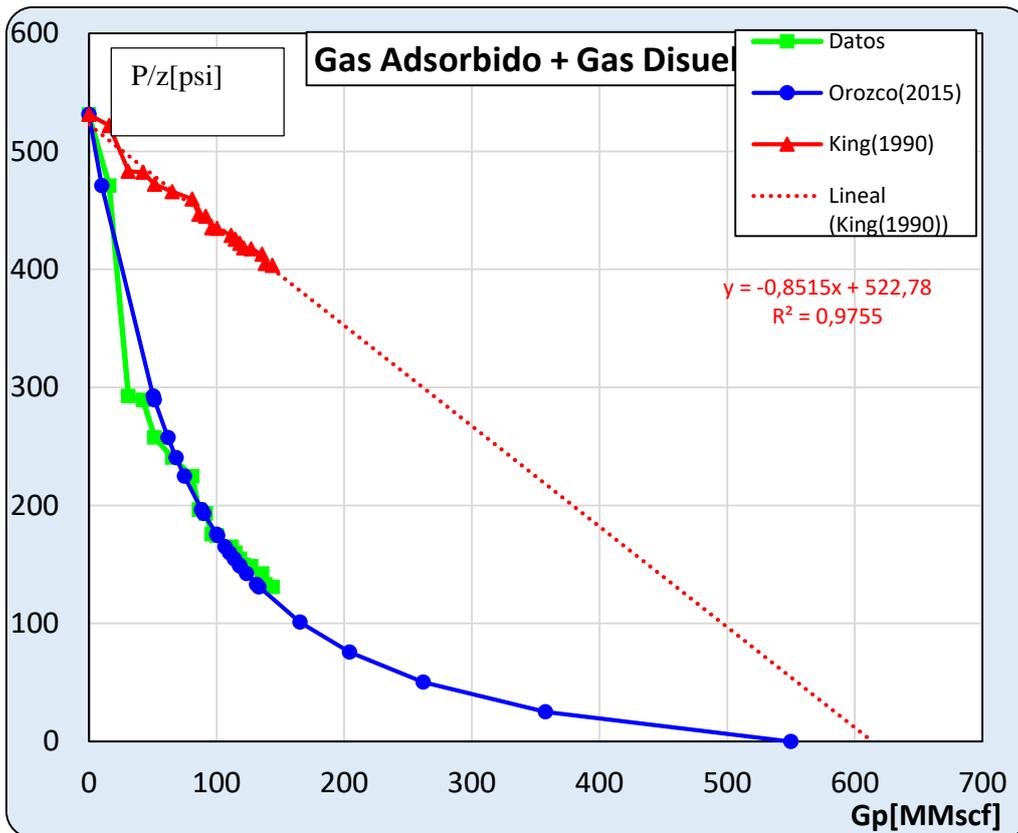


Figura 58: Comparativa con gas adsorbido y gas disuelto en el kerógeno

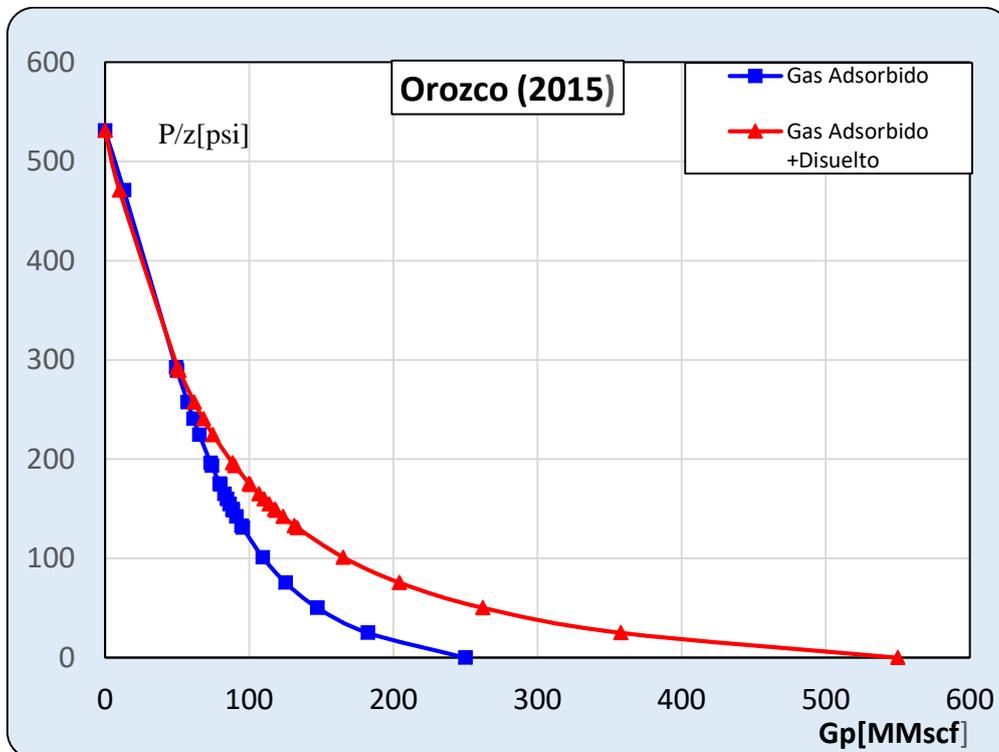


Figura 59: Comparativa método Orozco

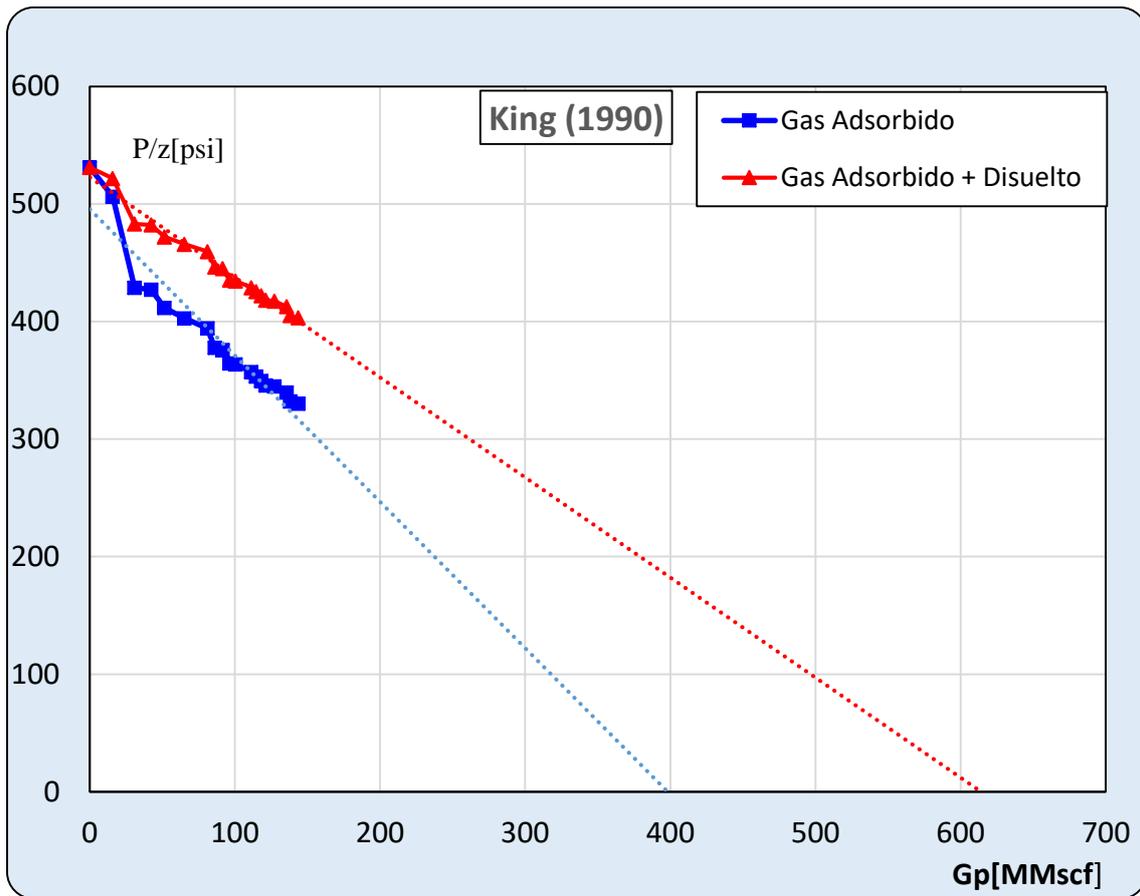


Figura 60: Comparativa método King

6.3.RESULTADOS PREDICCIÓN

Los resultados se resumen en las siguientes tablas:

Tabla 18: Resultados obtenidos

	OGIP [MMscf]			
	King(1990)		Orozco-Aguilera(2015)	
	Adsorción [MMscf]	Adsorción + Disuelto [MMscf]	Adsorción [MMscf]	Adsorción + Disuelto [MMscf]
Pozo A	755	1091	500	1000
Pozo B	398	610	250	550

	Diferencias	
	Adsorción [MMscf]	Adsorción +Disuelto [MMscf]
Pozo A	255	91
Pozo B	148	60

	% Gas disuelto	
	King	Orozco-Aguilera
Pozo A	30,8	50
Pozo B	34,75	54,54

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES

Para finalizar este trabajo queremos dejar escrito que aún falta mucho por investigar sobre este tipo de formaciones. Para obtener los mejores resultados en cualquier tipo de estudio se debe partir de procedimientos en común, procedimientos estandarizados, con sólidas bases para fidelizar los resultados.

A continuación se listan conclusiones respecto al análisis y a los resultados obtenidos de la ecuación de balance de materiales aplicada a un shale gas:

✓ Reservorio fisurado:

Los reservorios shale por lo general se encuentran fisurados naturalmente por lo tanto es importante entender e identificar modelos para determinar sus compresibilidades. De manera que se debe incluir este término en la ecuación de balance de materiales.

✓ Gas adsorbido:

Es necesario estudiar el contenido de gas adsorbido en la roca e identificar la isotérmica que caracteriza dicha adsorción. En nuestro caso la isoterma que mejor representa este fenómeno es Langmuir pero eso no implica que en todas las rocas resulte la misma isoterma. En términos cuantitativo se observó diferencias importantes de gas adsorbido frente a gas libre.

✓ Gas disuelto:

El gas disuelto en el kerógeno se debe considerar en el balance ya que representa un volumen importante de gas a tener en cuenta. En este trabajo utilizamos el C(P) que se ajusta bien a la necesidad de este trabajo pero el nuevo desafío sería encontrar otras relaciones que expliquen también este contenido de gas.

✓ Comparación modelo propuesto vs Predicción de Orozco:

Incorporar el termino de gas disuelto en la ecuación de balance de materiales propuesta por King resulta conveniente ya que los resultados obtenidos se encuentran en el mismo orden que otras propuestas.

ANEXOS

ANEXO A

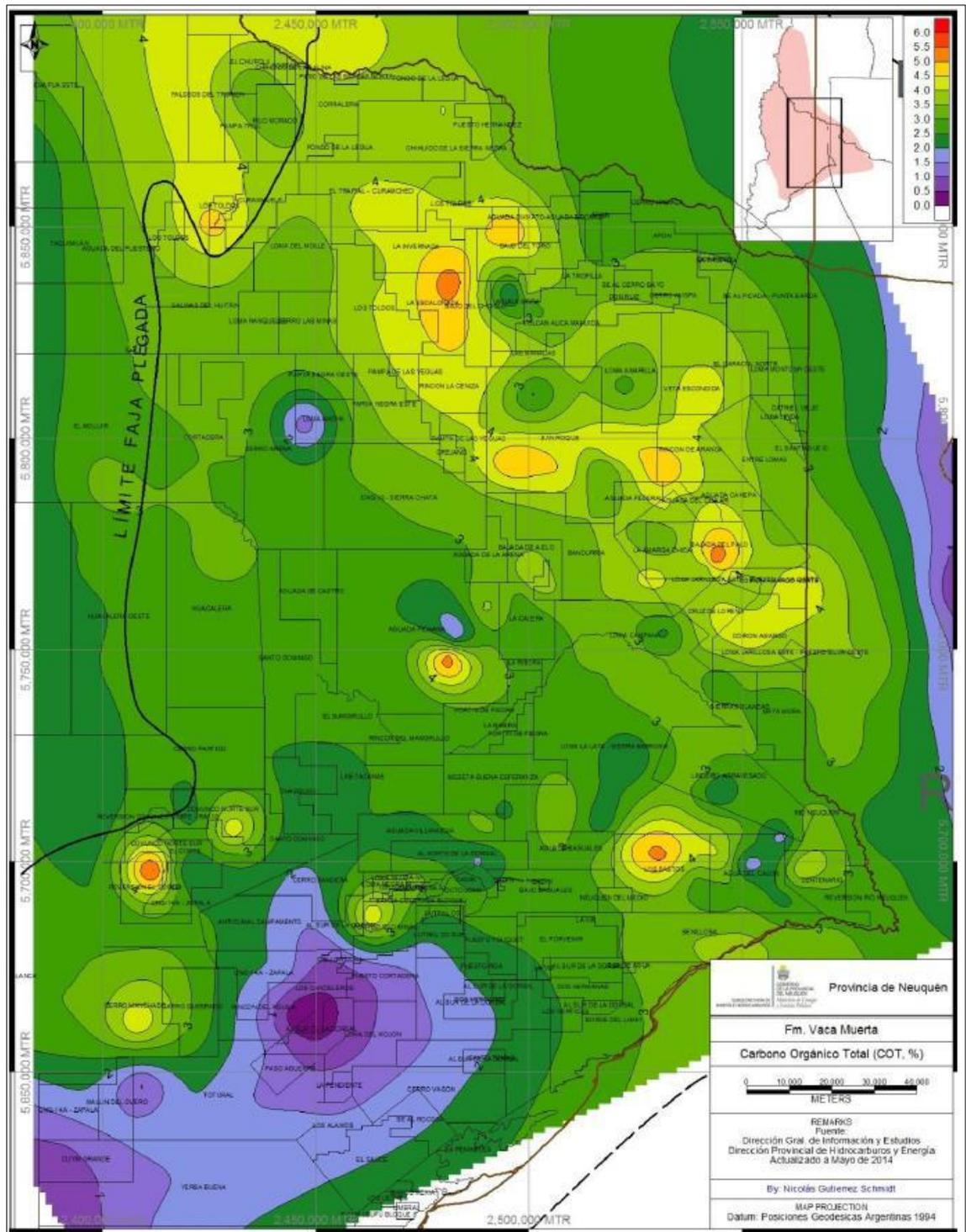


Figura 61: Mapa de carbono orgánico total de la Fm Vaca Muerta. (Dirección provincial de hidrocarburos 2014)

ANEXO B

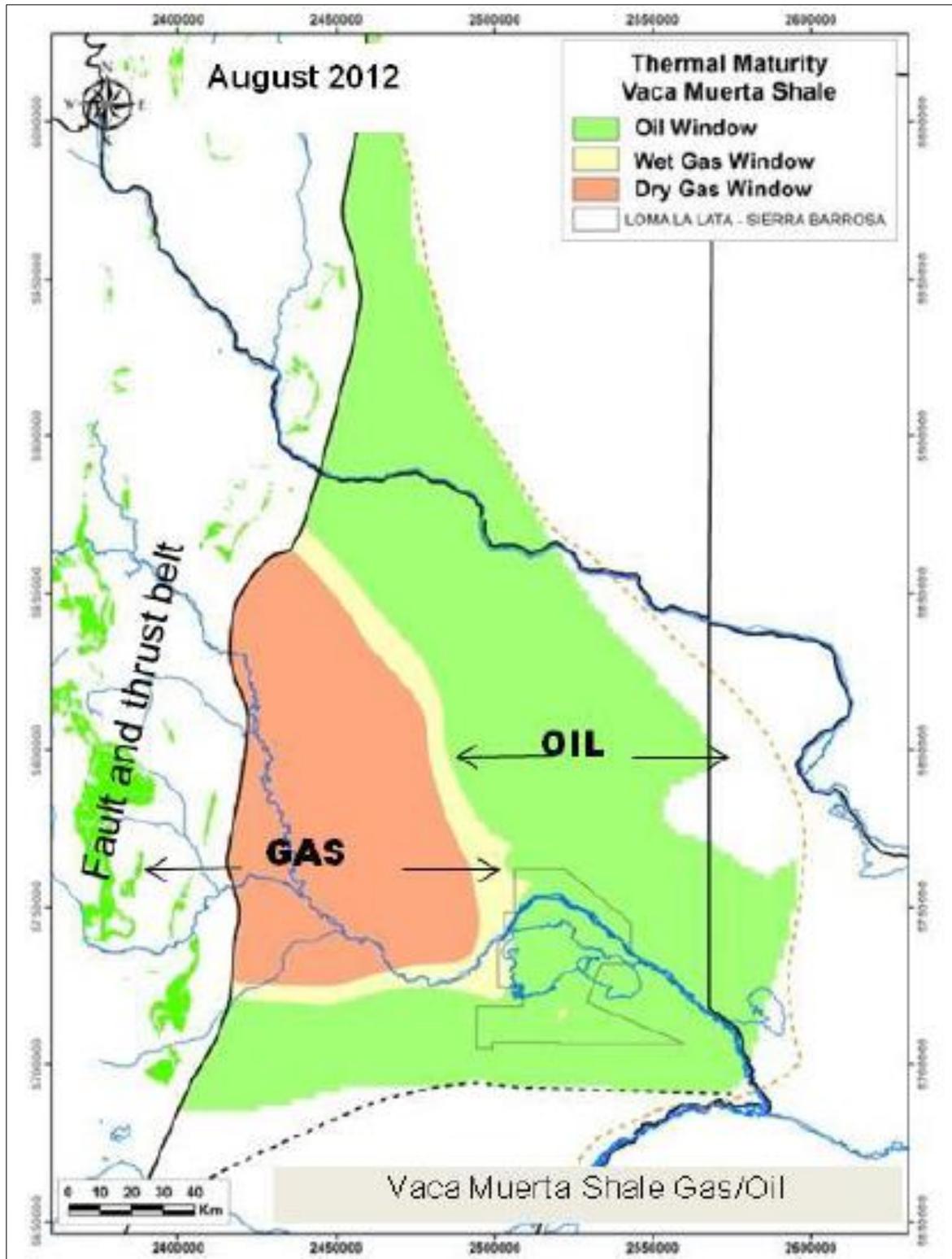


Figura 62: Mapa de madurez térmica (R_o) de la Fm. Vaca Muerta (Lanusse et. al., 2012).

ANEXO C

MODELO DE PREDICCIÓN CONSIDERANDO GAS DISUELTO OROZCO-AGUILERA (2016)

En esta sección se presenta la metodología para calcular el caudal de gas (Q_g) y la producción de gas acumulada (G_p) que se propuso para un reservorio de Shale Gas (Ibarra, 2016).

Para el caudal de gas Q_g de producción se toma en cuenta la siguiente expresión (Ahmed, 2006).

$$Q_g = C(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^n$$

En donde Q_g es el caudal de producción de (MMscf/d), C coeficiente de performance (MMscf/d/psi²), n es un constante que depende del tipo de régimen de flujo ($n=1$ para flujo laminar, $n=0.5$ para flujo turbulento), \bar{p}_r es la presión media del reservorio, p_{wf} es la presión de fondo fluyendo. El parámetro C y n de se determina en la práctica por ensayo de gas.

En estado pseudoestacionario, el coeficiente de performance para un pozo vertical fracturado hidráulicamente puede ser calculado mediante el parámetro de fluido y reservorio.

$$C = \frac{k_{hf}h}{1422T(\mu_g Z)_{\bar{p}} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r'_w} \right) - 0.75 + S \right]}$$

En este caso k_{hf} corresponde a la permeabilidad de la fractura y no a la permeabilidad de la formación. El factor de compresibilidad y la viscosidad del gas se calculan a la presión promedio de reservorio.

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{\bar{p}_r^2 + p_{wf}^2}{2}}$$

El radio efectivo de pozo para un pozo fracturado hidráulicamente es calculado como (Joshi, 1991):

$$r'_w = \frac{x_f}{2}$$

En donde x_f es el hemilargo de la fractura.

Una vez que se conoce el caudal de producción de gas a cada presión media de reservorio, es posible estimar el caudal de gas y la producción acumulada de gas en función del tiempo. Tenemos $Q_{g_{i+1}}$ va ser el caudal de gas a la presión $i+1$ y Q_{g_i} a la presión i . La declinación exponencial de producción anual cuando el caudal cambia de Q_{g_i} a $Q_{g_{i+1}}$ esta dada por:

$$a = 365 \left(\frac{Q_{g_i} - Q_{g_{i+1}}}{\Delta Gp} \right)$$

El incremento de la acumulada de gas está dada por la siguiente expresión:

$$\Delta t = \frac{\ln \left(\frac{Q_{g_i}}{Q_{g_{i+1}}} \right)}{a}$$

Finalmente el tiempo acumulado es:

$$t_{i+1} = t_i + \Delta t$$

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilera, R. (2008). Effect of Fracture Compressibility on Gas-in-Place Calculations of Stress-Sensitive Naturally Fractured Reservoirs. *SPE International*.
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*.
- Ana, C. (2013). *Valor de la informacion en reservorios no convencionales*. Buenos Aires: ITBA
- Andres Askenazi, P. B. (2013). *Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU*. SPE International.
- Bidner, M. S. (2001). *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo*. Buenos Aires: Eudeba.
- Cristian alexis Murillo Martínez¹, O. a. (2015). *Aplicación de Modelos para la generación de la Isoterma de Adsorción de metano en una muestra de Shale y su impacto en el cálculo de reservas*. El reventon energetico.
- D.A. Handwerger, Schlumberger Innovation Center. (2012). Reconciling Retort versus Stark Measurements on Tight Shales. *SPE International*.
- Daniel Orozco, a. R. (2015). *A Material Balance Equation for Stress-Sensitive Shale Gas Reservoirs Considering the Contribution of Free, Adsorbed and Dissolved Gas*. Alberta, Canada: SPE International.
- E. Lafargue, J. E. (1998). Rock-Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production and in soil Contamination studies. *Institut français du pétroleo*.
- F.Javadpour, D. F. (2007). *Nanoscle Gas Flow in Shale Gas Sediment*. JCPT.
- Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Astro Data S.A.
- Foulds, A. (2016). *Unconventional Petrophysics:Shale Source Rock Plays - Fundamentals*. Petrafiz.
- Fuenma, E. (1 de Marzo de 2019). *Geoquímica, Mineralogía y Petrofísica de los Reservorios de los Reservorios Shale*. Cuyo, Cuyo, Argentina.
- G.R. King, C. E. (1990). *Material Balance Techniques for Coal Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs*. Reino Unido: SPE Internacional.
- Ibarra, D. R. (2016). *A New Material Balance Methodology for Quintuple Porosity Shale Gas and Shale Condensate Reservoirs*. Calgary , Alberta: Thesis submitted to the Faculty of graduate studies in partial fulfilment of the requirements for the degree of Master of Science.
- Jie Chen¹, J. H. (2017). *The effect of Knudsen diffusion and adsorption on shale transport in nanopores*. Advances Mechanical Engineering.
- John Lee, R. A. (1996). *Gas Reservoir Engineering*.
- Jones, F. (1975). A Laboratory Study of the Effectes of Confining Pressure on Fracture Flow and Storage Capacity in Carbonate Rocks. *Journal of Petroleum Engineering*.

- Jorge E. Mariño, *. M. (2013). *Metodología para la exploración de gas asociado al carbón (gmac o cbm) en las cuencas carboníferas de Colombia*. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Escuela de Ingeniería Geológica.
- Jose C. Cárdenas, R. D. (2014). *Shale Plays: Pronósticos de producción a partir de simulación numérica predictiva*. Revista Fuentes: El Reventón Energético.
- José Luis Curbelo, D. G. (2012). *Gas no convencional: «shale gas»*. Barcelona: Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad Fundación Deusto.
- Joshi. (1991). *Horizontal Well Technology*. . Tulsa, Oklahoma.
- Kevin McCarthy / Katherine Rojas Houston, T. E. (2011). La geoquímica básica del petróleo para. *Oilfield Review*.
- L. Mattar, D. A. (2005). *Dynamic Material Balance (Oil or Gasinplace without shutins)*. Canadian International Petroleum Conference.
- L. Mattar, R. M. (1998). *The Flowing Gas Material Balance*. The Journal of Canadian Petroleum Technology.
- Leonardo fernández Rojas1, Y. a. (2015). *Análisis de la fragilidad para identificar sweet spots en formaciones de shale gas*. El Reventón energético.
- López, R. H. (2004). *Caracterización de Medios Porosos y Procesos Percolativos y de Transporte*. San Luis, Argentina: Tesis de grado Dr en Física.
- M. Josh, L. E. (2012). Laboratory characterisation of shale properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- Maraggi, L. M. (2016). *Aspectos de Ingeniería de Reservorios en la Analogía entre la Formación Vaca Muerta y los Principales Shale Gas / Oil Plays de Estados Unidos*. Buenos Aires: Instituto del Gas y del Petróleo.
- Mariño, J. E. (2014). *Mediciones contenido de gas metano asociado al carbón*.
- Muntaner, M. D. (1972). *Química Física*. Alambra.
- Paez, F. C. (2015). *Caracterización dinámica de yacimientos no convencional de gas*. Distrito Federal, México: Tesis Maestria de Ingeniería.
- Pavlow, L. A. (2014). *Determinacion de curvas de adsorción de gas en rocas (Isotermas de Langmuir)*. Buenos Aires: InLab S.A.
- Peng Chen, S. J. (2017). *An apparent permeability model of shale gas under formation conditions*. Journal of Geophysics and Engineering.
- Robles, J. (2008). *Fractura. Introducción teórica*.
- S. Moghadam, O. J. (2011). *Advanced Gas Material Balance in Simplified Format*. Fekete Associates Inc.
- Smith, J. (1991). *Ingenieria de la cinetica química*.
- Tom Bratton, D. V. (2006). La naturaleza de los yacimientos. *Oilfield Review*.
- Vivek Swami, A. (. (2013). *A Numerical Model for Multi-Mechanism Flow in Shale Gas Reservoirs with Application to Laboratory Scale Testing*. London: SPE International.
- Watersc, C. B.-R.-G. (2006-2007). Producción de gas desde su origen. *Oilfield Reviem*.

Xiao-Chun Lu, F.-C. L. (1994). *Adsorption measurements in Devonian shale*. Butterworth
Heinemann.