

**METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD
ENTRAMPADA EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD**

CESAR AUGUSTO MENDOZA YÁNEZ

JOSÉ GONZALO PABÓN VERA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FÍSICO QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2013

**METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD
ENTRAMPADA EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD**

CESAR AUGUSTO MENDOZA YÁNEZ

JOSÉ GONZALO PABÓN VERA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno

M. Sc. Hernando Buendía Lombana

Co-director

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FÍSICO QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2013

DEDICATORIA

*A mis padres, que con sus consejos
y sus buenos deseos, me ayudaron a
crecer como persona y como profesional.
A mi onichan, por el amor que me ha dado
y por las millones de veces que me mando a
madurar, te amo neesan.*

CESAR AUGUSTO MENDOZA YANEZ

DEDICATORIA

Dedico esta meta más en mi vida:

A Dios, por permitirme culminar este proyecto y mi carrera, por darme las fuerzas necesarias para afrontar la pérdida de mi querido padre y por todos los días en los que he podido ver los amaneceres.

A mi madre querida, por mantenerse firme y ser una mujer muy fuerte que me ayudó a continuar con este proyecto de vida.

A mi hermanita Karoll Daniela, por ser mi mayor motivación en la vida.

A mí querido padre porque creía y veía su mayor logro en mí.

A mi amigo y compañero de proyecto que probablemente sin él no fuera podido sobrellevar todo.

JOSÉ GONZALO PABÓN VERA

AGRADECIMIENTO

Por tu apoyo incondicional y que a pesar de los momentos duros que pasamos en estos casi 6 años en la universidad siempre estuviste ahí para abrazarnos y darnos tu amor, gracias Dios.

A nuestros padres que aunque en algunos momentos parecieron cansones y tercios, siempre nos dieron aliento para seguir luchando por nuestros sueños, y más que con su apoyo económico, la presencia de ustedes en nuestras vidas nos impulsó a lograr lo que hoy es una realidad y un orgullo para nuestro núcleo familiar.

A la universidad industrial de Santander, gracias por brindarnos el conocimiento necesario para ser profesionales con identidad y aunque la administración se podría mejorar, las cosas se hicieron de la mejor manera que se pudo, gracias UIS Y Escuela de Ingeniería de Petróleos.

A la sede de Guatiguará y a nuestro director Luis Felipe Carrillo Moreno por su tiempo y por habernos dado un lindo proyecto en el cual pudimos reunir nuestros conocimientos y desarrollar este documento para obtener nuestro título de ingeniero de petróleos.

A todas aquellas personas y amigos que nos dieron un gesto sincero de apoyo para que siguiéramos adelante y que nos ayudaron con sus consejos e ideas en aquellos momentos donde nada parecía solucionarse.

A la selección COLOMBIA por haber clasificado al mundial y dejar que nuestra generación se ilusione con una actuación en Brasil 2014.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	19
1. YACIMIENTO DE “TIGHT GAS”.....	20
1.1 GAS NO CONVENCIONAL – “TIGHT GAS”.....	20
1.2 PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE GAS EN LOS EEUU.....	21
1.3 PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE GAS EN COLOMBIA.....	23
1.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE “TIGHT GAS”.....	26
1.4.1 Propiedades de roca.....	26
1.4.2 Mecanismos de trampas.....	27
1.4.3 Acumulaciones continuas o sistema de gas basin-centered.....	28
1.4.4 Acumulaciones convencionales.....	30
1.5 EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE “TIGHT GAS”.....	31
1.5.1 Perforación y completamiento.....	31
1.5.2 Estimulación del yacimiento.....	32
1.5.2.1 Daño debido a la estimulación.....	33
2. PERMEABILIDAD ENTRAMPADA.....	34
2.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL FENÓMENO DE PERMEABILIDAD ENTRAMPADA EN YACIMIENTOS DE “TIGHT GAS”.....	34

2.1.1 Influencia de la saturación de agua inicial en la pérdida de movilidad del gas en los yacimientos de gas de baja permeabilidad.....	35
2.2 CAUSAS DE LA PERMEABILIDAD ENTRAMPADA EN LOS YACIMIENTOS DE “TIGHT GAS”	39
2.2.1 Otras formas de permeabilidad entrampada en areniscas de baja permeabilidad.....	40
2.3 Determinación de la permeabilidad entrampada en yacimientos de “Tight gas”	40
3. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ENTRAMPADA	46
3.1 METODOLOGÍA CORRELACIONES DE COREY – DRENAJE DEL GAS	46
3.1.1 Determinación de la permeabilidad Relativa al gas por drenaje.....	46
3.1.2 Esquema de la metodología correlaciones de corey.....	52
3.2 MÉTODO DE FALLOFF (JONES) PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS EN YACIMIENTOS DE ARENISCAS DE BAJAPERMEABILIDAD	54
3.2.1 Metodología para la medición de la permeabilidad relativa por el método de Falloff.....	54
3.2.1.1 Procedimiento para la obtención de la permeabilidad relativa al gas en muestras de areniscas de baja permeabilidad.....	56
3.2.1.2 Método saturación por evaporación de tolueno.....	57
3.2.2 Tratamiento y análisis de datos de la prueba de Falloff.....	59
3.3 MÉTODO DE DECAIMIENTO DE PRESIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS EN YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD	61
3.2.1 Teoría del método de decaimiento de presión.....	61
3.3.2 Metodología para el método de decaimiento de presión.....	63

3.3.3 Montaje de laboratorio para el método de decaimiento de presión.....	66
3.4 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ENTRAMPADA EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD.....	67
4. PREVENCIÓN Y REMEDIACIÓN DEL FENÓMENO DE ENTRAMPAMIENTO DE FASE EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD.....	72
4.1 PREVENCIÓN DEL FENÓMENO DE ENTRAMPAMIENTO DE FASE EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD.....	72
4.1.1 Perforación Under-balanced.....	73
4.1.2 Energizar los fluidos de perforación para evitar que la alta tensión interfacial los deje inmóviles en el medio poroso.....	73
4.1.3 Fracturamiento con CO ₂	77
4.2 REMEDIACIÓN DEL FENÓMENO DE ENTRAMPAMIENTO DE FASE EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD.....	78
4.2.1 Reducir la tensión interfacial de los fluidos en el medio poroso (agua-gas).....	79
4.2.2 Cambiar la geometría de los poros (aumentar las gargantas de poro por acidificación).....	79
4.2.3 Remover el agua atrapada a través de técnicas de calentamiento.....	79
CONCLUSIONES.....	81
RECOMENDACIONES.....	83
BIBLIOGRAFÍA.....	84
ANEXOS.....	88

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Potencial de “Tight gas” en Colombia.....	25
Tabla 2. Valores de propiedad de roca, areniscas apretadas en la región de Rocky Mountains.....	27
Tabla 3. Características de un fracturamiento con CO ₂	77

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Triángulo de recursos para gas.....	21
Figura 2. Principales cuencas de TGS de los EEUU.....	22
Figura 3 . Producción total de gas natural en los estados unidos (1949-2011)....	23
Figura 4. Consumo y proyección de gas natural en los EEUU (1949-2011).....	23
Figura 5. Oferta energética primaria en Colombia.....	24
Figura 6. Localización de yacimientos de “Tight gas” en Colombia.....	25
Figura 7. Sección delgada de la porosidad de ranura y de fractura en Deep Basin, Canadá.....	28
Figura 8. Distribución transversal que muestra una distribución general de agua y gas en un yacimiento convencional, yacimiento de areniscas lenticular apretado (L) y mantos (B). Imagen modificada por los autores.....	29
Figura 9. Acumulaciones convencionales y continuas.	30
Figura 10. Reducción de la permeabilidad efectiva al gas por aumento de la fase mojante.....	36
Figura 11. Efecto del aumento de la fase mojante en el medio poroso.....	37
Figura 12. Yacimientos convencional vs yacimientos no convencionales.....	39
Figura 13. Índice de atrapamiento de fase según la correlación de Benion....	42
Figura 14. Nuevo índice de atrapamiento de fase – Análisis de la permeabilidad.....	43
Figura 15. Nuevo índice de atrapamiento de fase –Análisis del diferencial de presión.....	44
Figura 16. Los puntos representan permeabilidad relativa medida a una Sw. Las curvas fueron construidas usando la ecuación 1.....	48

Figura 17. Curvas de permeabilidad relativa para el gas y para el agua a diferentes permeabilidades absolutas en yacimientos de baja permeabilidad...	49
Figura 18. Cálculos del factor de distribución del tamaño de poro de Brook y Corey. Unidad North Robertson 3533 (Núcleo #15B) y Unidad North Robertson 1510 (Núcleo#5D).....	52
Figura 19. Esquema conceptual del desarrollo de la metodología a partir de las ecuaciones de Corey.....	53
Figura 20. Esquema del experimento de falloff de estado inestable (USS)	55
Figura 21. Equipo retorta de destilación a presión atmosférica.....	58
Figura 22. Principio del equipo de destilación.....	59
Figura 23. Resultados de una prueba de Falloff para una muestra de Kabs = 0.004 mD.....	60
Figura 24. Montaje de laboratorio del método de decaimiento de presión.....	66
Figura 25. Efecto de la concentración del Bio-surfactante ABSN en la tensión interfacial.....	74
Figura 26. Ángulo de contacto para una superficie mojada por agua y aceite.....	75
Figura 27. Reducción del ángulo de contacto por acción del surfactante.....	76
Figura 28. Diagrama de fase para el CO ₂	78

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ENTRAMPADA EN ARENISCA DE BAJA PERMEABILIDAD.

ANEXO B. PROCEDIMIENTO DE UTILIZACIÓN DE LA HERRAMIENTA C++.

ANEXO C. CÓDIGO C++ DE LA HERRAMIENTA DESARROLLADA.

RESUMEN

TITULO: "METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ENTRAMPADA EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD" *

AUTORES: CESAR AUGUSTO MENDOZA YÁNEZ **
JOSÉ GONZALO PABÓN VERA **

Palabras claves: Permeabilidad entrampada, areniscas de baja permeabilidad, saturación de agua sub-irreducible, entrampamiento de fase.

Cuando se habla del desarrollo de nuevos tipos de yacimientos, o más específicamente, los yacimientos no convencionales, se tiene que estudiar en detalle cuáles son las diferencias marcadas que presentan con respecto a los yacimientos convencionales que se han venido trabajando a lo largo de la historia de la industria de los hidrocarburos para así poder explotarlos de la mejor manera y obtener una mayor recuperación posible de los recursos que allí se encuentran.

Para el desarrollo de los yacimientos de "Tight gas" es necesario desarrollar una estimulación a través del fracturamiento hidráulico para darle al yacimiento la permeabilidad que por su propia naturaleza no fue capaz de generar.

Pero lo que inicialmente se hizo para estimular al yacimiento, puede provocar que se genere un daño a la formación que haga que la recuperación de gas de dichos yacimientos se vea gravemente afectada y los proyectos sean económicamente mal vistos. Por ende se desarrolló una metodología que tenga en cuenta las variables críticas en los yacimientos de gas no convencional en la génesis de la permeabilidad entrampada.

En este documento se analiza el comportamiento de los fluidos en el medio poroso (curvas de permeabilidad relativa) a través de 3 métodos (correlaciones de corey, método de fall-off y decaimiento de presión), de igual forma se estudia como ciertas variables del medio como lo es la saturación de agua inicial, la presión capilar y la permeabilidad absoluta de la muestra están relacionadas directamente con el fenómeno de permeabilidad entrampada.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Ingeniería de Petróleos

Director: M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno

Co-director: M. Sc. Hernando Buendía Lombana

ABSTRACT

TITLE: "METHODOLOGY FOR DETERMINING PERMEABILITY JAIL IN LOW PERMEABILITY SANDS" *

AUTHORS: CESAR AUGUSTO MENDOZA YÁNEZ **
JOSÉ GONZALO PABÓN VERA **

KEYWORDS: Permeability jail, low permeability sands, sub-irreducible water saturation, phase trapped.

When talking about the development of new types of deposits, or more specifically, unconventional reservoirs, you have to study in detail what are the marked differences found with respect to conventional fields that have been working throughout history of the hydrocarbon industry in order to exploit in the best way and get a higher recovery of the resources found there.

For the development of deposits of "Tight gas" is necessary to develop a stimulation through hydraulic fracturing to give the reservoir permeability by its very nature was not able to generate.

But what initially made to stimulate the reservoir, can cause it to generate a formation damage that causes the gas recovery of these deposits is seriously affected and projects are economically bad reputation. Thus we developed a methodology that takes into account the critical variables in unconventional gas deposits in the genesis of trapped permeability.

This paper analyzes the behavior of fluids in porous media (relative permeability curves) via 3 methods (correlations corey, fall-off method and pressure decay), similarly studied as certain variables means such as initial water saturation, capillary pressure and absolute permeability of the sample are directly related to the phenomenon of permeability jail. In the same way is shown as relating the variables mentioned above can know in the laboratory if a sample is able to develop phase trapping or not (trapping phase index PTC).

* Degree Graduate Project - Thesis

** Faculty of Physic – Chemical Engineering. Petroleum Engineering School

Director: M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno

Co-director: M. Sc. Hernando Buendía Lombana

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de los proyectos de los yacimientos de gas de baja permeabilidad toma fuerza cada día y esto es porque las condiciones económicas y técnicas están facilitando aún más su explotación y por ende se ve como una buena alternativa para suplir las necesidades energéticas que actualmente atraviesa la industria de los hidrocarburos.

El fenómeno de la permeabilidad entrampada es un daño a la formación que coloca en riesgo este tipo de proyectos y es porque afecta gravemente la producción de gas ocasionando un bloqueo debido al entrampamiento de fase que imposibilita la producción del fluido fracturante necesario en la explotación de estos yacimientos y mucho menos la producción del gas que allí se encuentra.

En este documento se desarrolló una metodología que ayuda a estudiar y valorar los parámetros principales que propician las condiciones necesarias para que este daño a la formación se produzca en el medio poroso de los yacimientos de baja permeabilidad. Es importante en este tipo de yacimientos de gas no convencional al igual que en los yacimientos convencionales tener a la mano las curvas de permeabilidad relativa que dan idea de cómo se comportan los fluidos en el medio poroso una vez se ponga en producción el pozo, por tal motivo la metodología se basa en 3 maneras de generar estas curvas y de esta manera poder tener más control del fenómeno de permeabilidad entrampada.

Una vez ya se establece que el yacimiento que se va a desarrollar podrá desarrollar dicho problema, la metodología aquí expuesta ayuda a tener opciones para prevenir que se forme el fenómeno de permeabilidad entrampada.

En caso de que el fenómeno de permeabilidad entrampada ya exista en el yacimiento, la metodología para la explotación de este tipo de yacimientos brinda opciones para remediar el problema y recuperar los fluidos en el medio poroso que están provocando el entrampamiento de fase y de esta forma recuperar el gas atrapado.

1. YACIMIENTO DE “TIGHT GAS”

“Tight gas” es el término que se refiere a yacimientos de baja permeabilidad que producen principalmente gas seco.

1.1 GAS NO CONVENCIONAL – “TIGHT GAS”

El gobierno de los Estados Unidos estableció una definición para los yacimientos de areniscas de “Tight gas” (TGS, por sus siglas en inglés) basándose en la permeabilidad al flujo de gas, la cual debía tener un valor de 0.1 md o menor.¹ La pobre permeabilidad hace que la producción sea baja o limitada representando un pequeño porcentaje del gas que es económicamente producible sin estimulación.

El gas no convencional se define como *“el gas natural que no puede ser producido a tasas de flujo ni en volúmenes económico a menos que el pozo sea estimulado por un gran tratamiento de fractura hidráulica, un pozo horizontal o el uso de pozos multilaterales o alguna otra técnica para exponer más el yacimiento al wellbore.”*²

Los yacimientos TGS son considerados como no convencionales ya que su producción requiere de estrategias diferentes para la caracterización y desarrollo. De acuerdo a la definición del gas no convencional los yacimientos de “Tight gas” necesitan ser estimulados con el fin de incrementar la eficiencia en la recuperación.

Un yacimiento típico de “Tight gas” puede ser profundo o somero, de baja o alta presión, de baja o alta temperatura, mantos o lenticulares, homogéneos o naturalmente fracturados y de una sola capa o de multicapas. A partir de esto, los yacimientos de “Tight gas” son muy variados dependiendo de la ubicación; su desarrollo y producción están basados en el triángulo de recursos propuesto Masters y Grey, el cual los ubica como yacimientos de una gran extensión, con una calidad pobre (baja permeabilidad) que requieren de una mejora en la tecnología y de precios adecuados, figura 1. Este concepto de triángulo de recurso se puede aplicar a cada cuenca en el mundo, con base en esto, se podría estimar los volúmenes de gas y petróleo atrapado en yacimientos de baja calidad en una cuenca específica al conocer los volúmenes de petróleo y gas que existen en los yacimientos de mayor calidad.³

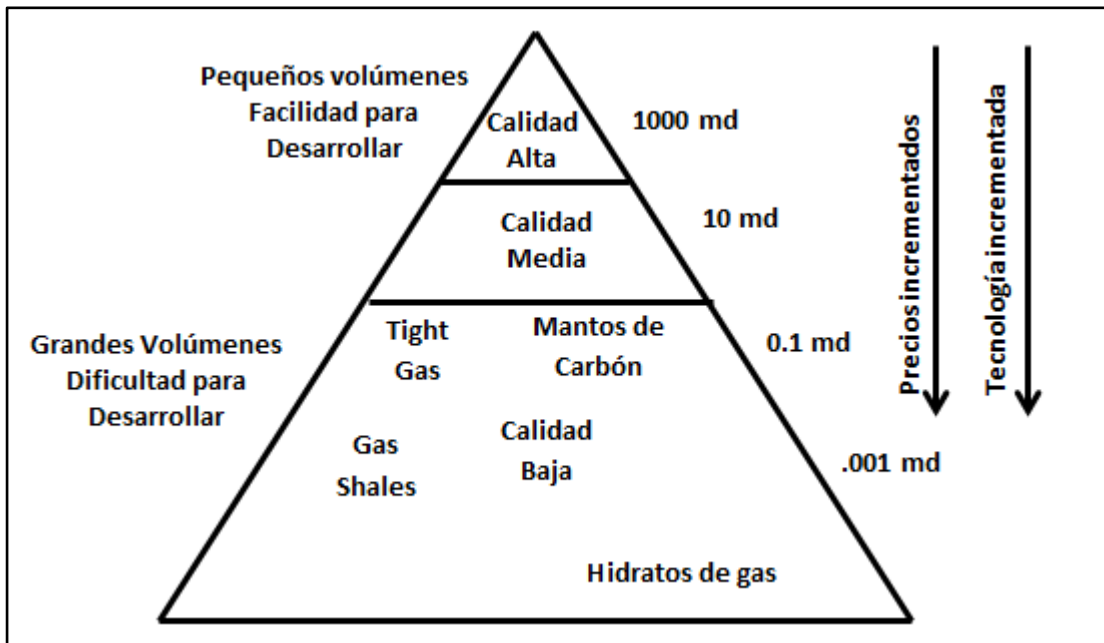
¹ HOLDITCH, Stephen A. Petroleum Engineering Handbook. SPE, Texas A&M U., Vol. VI, 2007. VI-297 p.

² HOLDITCH, Stephen A. Et al. Unconventional Gas Reservoirs—“Tight gas”, Coal Seams, and Shales. NPC Global Oil & Gas Study, TOPIC PAPER #29. 2007. 1 p.

³ HOLDITCH, Stephen A. Petroleum Engineering Handbook. SPE, Texas A&M U., Vol. VI, 2007, VI-298 p.

El concepto de “Tight gas” también abarca la idea de que *donde hay un yacimiento convencional, hay un yacimiento también de “Tight gas”*.⁴

Figura 1. Triángulo de recursos para gas.



Fuente: HOLDITCH, Stephen A. 2007.⁵

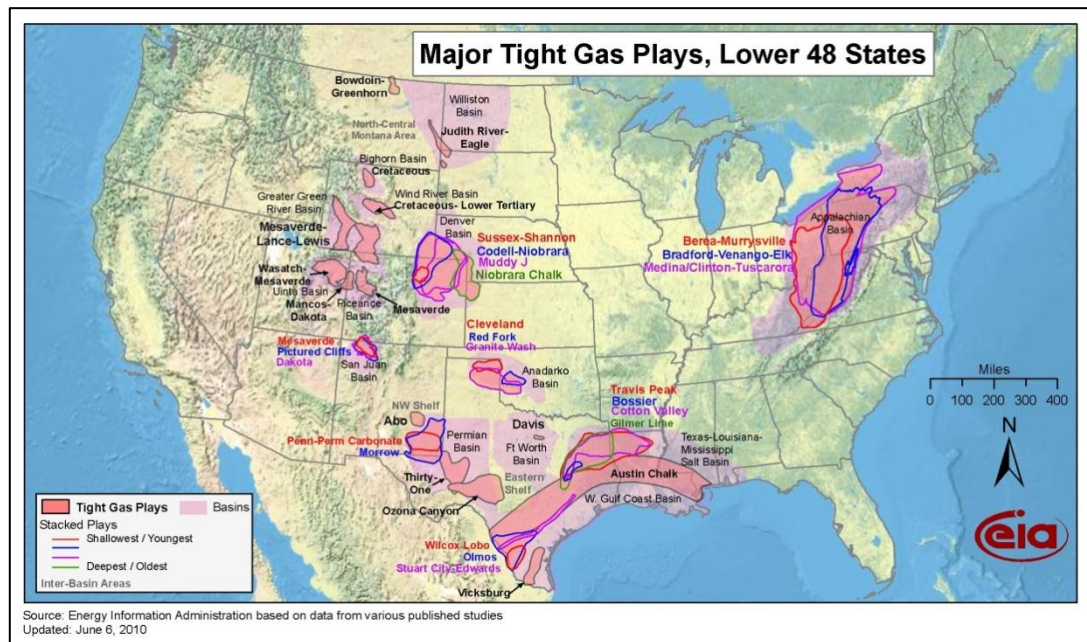
1.2 PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE GAS EN LOS EEUU

Los Estados Unidos empezó desde la década de los 50s a tratar los yacimientos de gas que necesitaban fracturamiento hidráulico, pero fue hasta los 70s cuando el alza en el precio del gas natural permitió el avance de las tecnologías de evaluación, completamiento y estimulación para el desarrollo sustancial de los yacimientos de baja calidad. La figura 2 muestra las principales cuencas de TGS en los Estados Unidos.

⁴ AGUILERA, Roberto F. Et al. Natural gas production from “Tight gas” formations: A global perspective. 19th World Petroleum Congress. 2008. 5 p.

⁵ HOLDITCH, Stephen A. Petroleum Engineering Handbook. SPE, Texas A&M U., Vol. VI, 2007. VI-298 p.

Figura 2. Principales cuencas de TGS de los EEUU



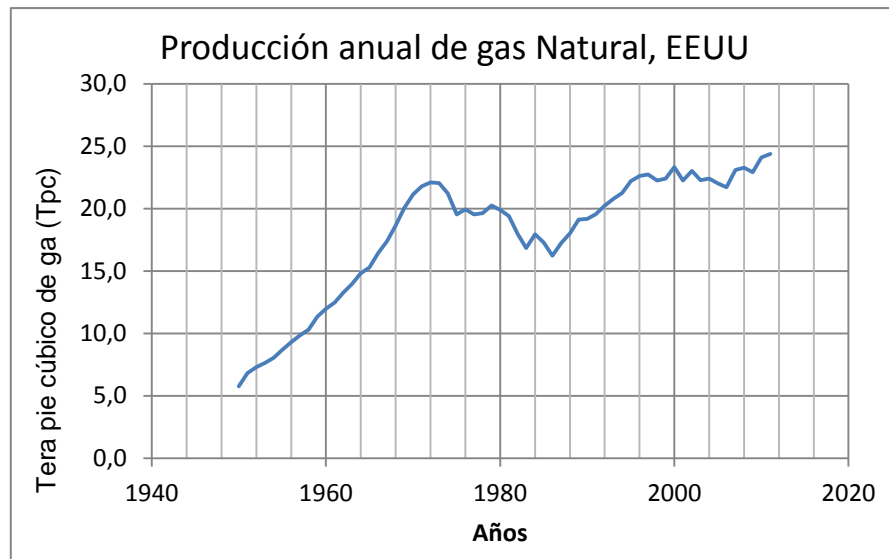
Fuente: Energy Information Administration, EIA.⁶

El consumo de gas de los Estados Unidos desde el año 1949 al 2011 (figura 3) suma aproximadamente 1119 Tfc de los cuales el 21.4% ha sido aportado por las TGS (registro desde 1990). Estados Unidos cuenta con reservas de gas probadas de 304 Tfc (2010). Para el año 2011 los yacimientos de "Tight gas" aportaron el 26% (22.95 Tfc) de la producción de total de gas posicionándolos como la segunda fuente gas de ese país, figura 4.

Una estimación de la producción de gas al año 2030 ubica a los yacimientos de TGS en la segunda posición después del crecimiento acelerado que han tenido y se espera se mantenga por parte de los yacimientos de shales gas, figura 4.

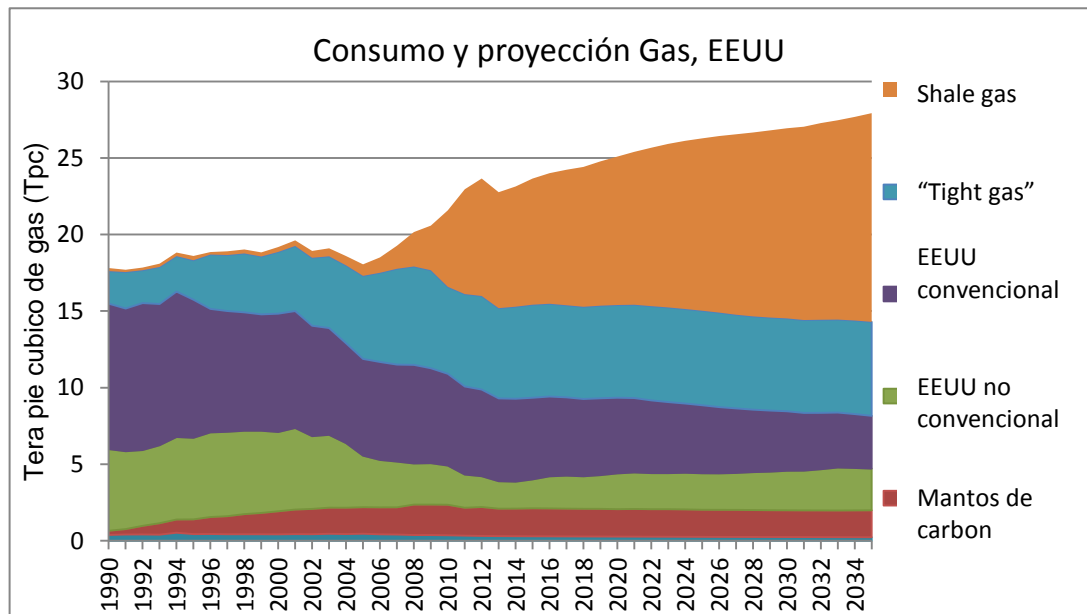
⁶ Energy Information Administration, EIA. Maps: Exploration, Resources, Reserves, and Production. [en línea] EIA, [fecha de consulta: 15 de noviembre del 2012]. Disponible en <http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/maps/maps.htm>.

Figura 3. Producción total de gas natural en los estados unidos (1949-2011)



Fuente: Energy Information Administration, EIA.⁷ Gráficoado por los autores.

Figura 4. Producción de gas natural en los EEUU (1990-2035)



Fuente: Energy Information Administration, EIA.⁸ Gráficoado por los autores.

⁷ Energy Information Administration, EIA. U.S. Natural Gas Total Consumption. [en línea] EIA, [fecha de consulta: 26 de febrero del 2013]. Disponible en <<http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9140us2a.htm>>.

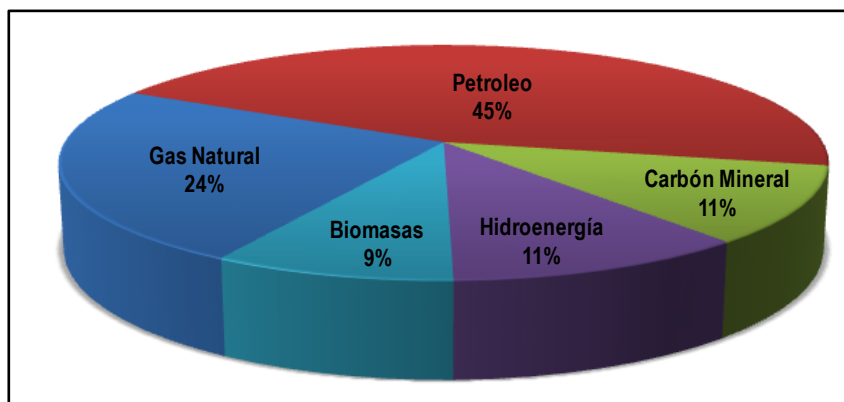
1.3 PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE GAS EN COLOMBIA

La oferta de energía en Colombia en aproximadamente un cuarto corresponde a gas natural (UPME 2012) ver figura 5, convirtiéndose ésta en un sector importante y clave para el desarrollo del país. Con base en esto y teniendo en cuenta el preocupante panorama de las reservas de gas natural ya que son de 5.2 Tfc (2012), se hace necesario el descubrimiento y desarrollo de nuevas reservas de gas natural.

Esta búsqueda ha llevado a que el país tenga muy presente de que es necesario la explotación de los recursos no convencionales, de ahí que la ANH realizara una estimación de los posibles lugares donde podría explotarse “Tight gas” en Colombia, ver figura 6.

Los resultados preliminares de los estudios de la ANH señalan que Colombia cuenta con un potencial de 1.2 Tpc de gas en el área de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y la Cordillera Oriental, ver tabla 1 y figura 6.

Figura 5. Oferta energética primaria en Colombia.



Fuente: Demanda y disponibilidad de gas natural en Colombia. UPME. Noviembre de 2012.

⁸ Energy Information Administration, EIA. Annual Energy Outlook 2013. [en línea] EIA, [fecha de consulta: 26 de febrero del 2013]. Disponible en <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_naturalgas.cfm>.

Figura 6. Localización de yacimientos de “Tight gas” en Colombia.



Fuente: Armando Zamora Reyes. ANH. 2009.⁹

Tabla 1. Potencial de “Tight gas” en Colombia.

Región	Área (km ²)	Espesor neto	OGIP (Tcf)
Cordillera Oriental/ Magdalena Medio	4,000	200	1.2
Potencial total de “Tight gas”	4,000		1.2

Fuente: Armando Zamora Reyes. ANH. 2009.

⁹ Armando Zamora Reyes. V Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Energía - EL GAS COMO PALANCA DE DESARROLLO EN COLOMBIA Y LATINOAMÉRICA. ANH. 2009.

1.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE “TIGHT GAS”

La caracterización de yacimientos de “Tight gas” debe comenzar por un conocimiento profundo de las características geológicas de la formación. Conocer la estratigrafía de una cuenca es muy importante ya que esto puede afectar la perforación, la evaluación, completamiento y las actividades de estimulación. Los parámetros geológicos más trascendentales para tener en cuenta son el sistema de deposición, facies genéticas, la madurez textural, los procesos diagenéticos, dimensión del yacimiento y la presencia de fracturas naturales.¹⁰

1.4.1 Propiedades de roca. Muchos autores han estudiado y clasificado las areniscas de “Tight gas” debido a su gran desarrollo en los EEUU, según Spencer¹¹ en 1985 clasificó 4 tipos de yacimientos:

- Mantas marinas marginales
- Mantas marinas superficiales
- Yacimientos fluviales lenticulares
- Yacimientos tipo chalk

En la región de Rocky Mountain en Estados Unidos los yacimientos apretados de baja permeabilidad presentan roca de tipo areniscas, limolitas, lutitas limosa y chalk y la mayor parte del gas se produce de rocas del cretácico y del terciario. Las características generales de estos yacimientos de la región Rocky Mountain se presentan en la tabla 2, la cual es una de las regiones más estudiada a nivel mundial de yacimientos de baja permeabilidad.

Las areniscas de yacimientos no convencionales no son poco maduras, ni areniscas lodosas con grandes volúmenes de matriz de arcilla detrítica diagenéticamente reactiva, sino más bien son areniscas limpias depositadas en ambientes sedimentarios de alta energía cuyos poros intergranular se han ocluido en gran medida por cemento autigénico (principalmente cuarzo y calcita), los eventos diagénéticos post-depositacionales actúan muchas veces negativamente, reducen la porosidad efectiva y por lo tanto hacen que la roca sea menos permeables.¹²

¹⁰ HOLDITCH, Stephen A. “Tight gas” Sands. SPE, Texas A&M U. JPT, Vol. 58. SPE 103356-MS 2006. Pág. 89.

¹¹SPENCER, Charles W. Geologic Aspects of “Tight gas” Reservoirs in the Rocky Mountain Region. SPE 11647-PA. Journal of Petroleum Technology, Vol. 37. 1985. 1308 p.

¹² NAIK, G.C. “Tight gas” Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future. 2003.

Tabla 2. Valores de propiedad de roca, areniscas apretadas en la región de Rocky Mountains.¹³

Propiedad	Descripción
Porosidad	5 – 10%
Permeabilidad (klinkenberg corregida)	$< 0.1 * 10^{-3}$ Darcy
Saturación de agua (rango producible)	$< 50\%$
Agua irreducible	20 – 40%
Tipo de poro	Ranuras de poro dominan permeabilidad
Descripción Ranura de poro	Garganta de poros de Micro a nanoporos

Fuente: L.F. van Zelm. 2010.

Los poros presentes en estos yacimientos son de micrómetros a nanómetros debido a la alta compactación de la roca. La baja porosidad y permeabilidad asociada con las areniscas “Tight gas” se puede atribuir a una gran distribución de poros pequeños y muy pequeños y/o a un sistema muy tortuoso de garganta de poros que conectan a estos poros. En la figura 7 se observa una reducción en la garganta de poros que conectan a los poros más grandes, esto provoca una disminución de 10 hasta 40 veces en la permeabilidad producto de la tensión de confinamiento a que está sometida la roca.¹⁴

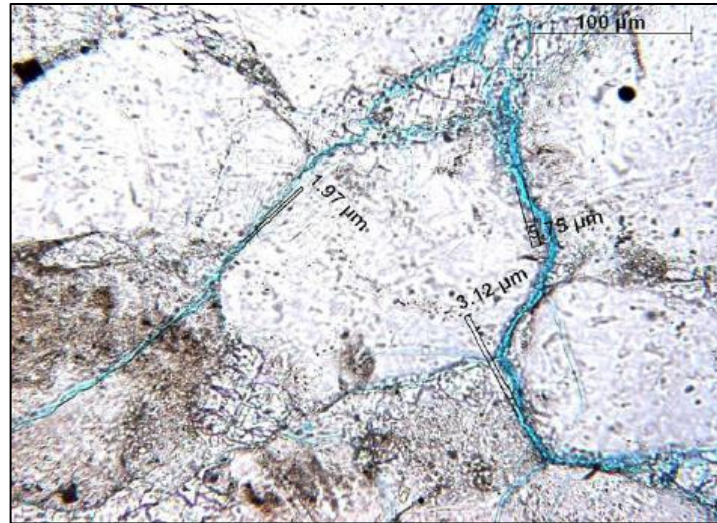
1.4.2 Mecanismos de trampas. La mayoría de los yacimientos de “Tight gas” se producen en trampas estratigráficas y la mayoría de estos yacimientos no tienen contactos discreto entre gas/agua. Los yacimientos que son profundos y apretados en una cuenca tienen su equivalente correlativo convencional a poca profundidad y se puede argumentar que algunas trampas estratigráficas son causadas por la alteración postdeposicional o la cementación. Los mecanismo de trampa principalmente son causados por la permeabilidad relativa al agua y gas, y que en yacimientos apretados este fenómeno resulta en un bloqueo por agua creando un sello.¹⁵

¹³ L.F. van Zelm. Evaluation of post-fracture production in “Tight gas” reservoirs: The impact of unconventional reservoir behaviour on production and well test interpretation. Delft University of Technology. 2010. 19 p.

¹⁴ Byrnes, A.P. Reservoir Characteristics of Low-Permeability Sandstones in the Rocky Mountains. The Mountain Geologist. Vol 34, No 1. 1996. 37 p.

¹⁵ SPENCER, Charles W. Review of Characteristics of Low-Permeability Gas Reservoirs in Western United States. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Vol 73. 1989. 622-623 p.

Figura 7. Sección delgada de la porosidad de ranura y de fractura en Deep Basin, Canadá.



Fuente: SHAOUL, Josef. Et al. 2011.¹⁶

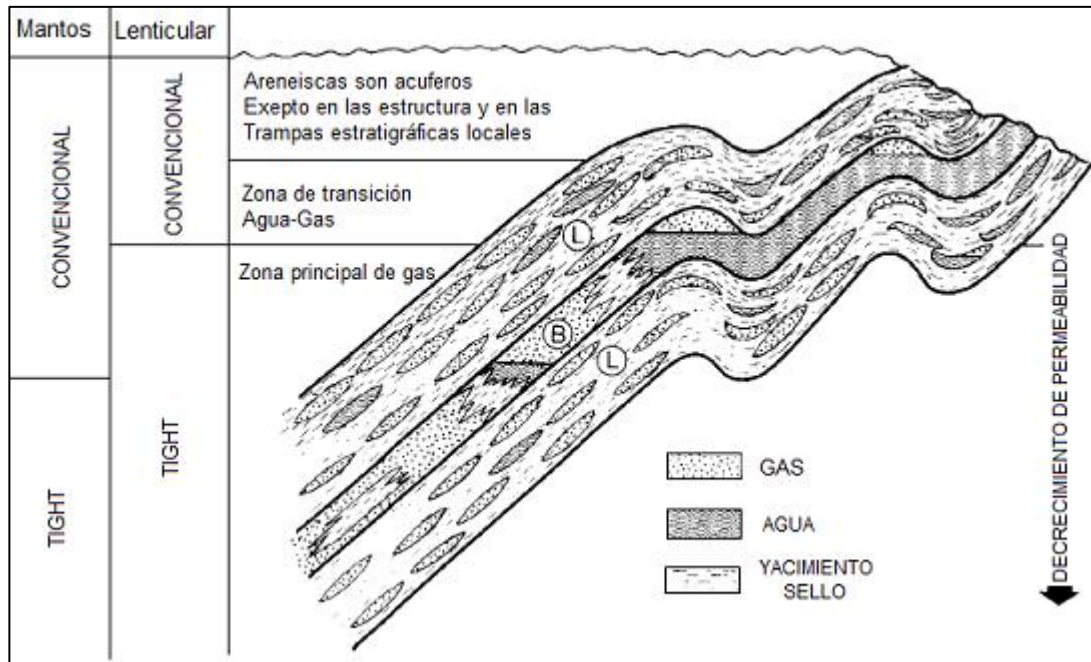
La figura 8 ilustra una sección transversal de una cuenca en un yacimiento típico de baja porosidad (tight), los yacimientos más superficiales son acuíferos (generalmente agua dulce) de porosidad y permeabilidad convencional. Los yacimientos mantos convencionales tienen una producción estratigráfica o estructural con contacto agua-gas. Un poco más profundo en la cuenca, una zona de transición agua-gas está generalmente presente y donde los yacimientos pueden contener agua o gas, pudiendo o no tener contactos agua-gas. En lo más profundo, los principales intervalos de "Tight gas", la mayor parte del yacimiento está saturado con gas, el agua puede ser producida pero los contactos no están presentes y es posible que un acuífero pudiera encontrarse dentro de un intervalo saturado con gas, en general este tipo de yacimiento se puede encontrar en una acumulación continua.

1.4.3 Acumulaciones continuas o sistema de gas basin-centered. Un sistema petrolero incluye todos los elementos y procesos necesarios para que exista una acumulación de petróleo y gas. Estos elementos incluyen la roca fuente, roca yacimiento, roca sello y roca sobrecarga. Los procesos relevantes incluyen la formación de trampa y la generación, expulsión, migración y acumulación del hidrocarburo. Un sistema de gas basin-centered (BCGS, por sus siglas en inglés)

¹⁶ Shaoul, Josef. Et al. Damage Mechanisms in Unconventional Gas Well Stimulation - A New Look at an Old Problem. SPE 142479. 2011. 1-16 p.

contiene todos estos elementos, pero la magnitud y función de algunos de los componentes interactúan para formar un único tipo de acumulación de hidrocarburo.¹⁷

Figura 8. Distribución transversal que muestra una distribución general de agua y gas en un yacimiento convencional, yacimiento de areniscas lenticular apretado (L) y mantos (B). Imagen modificada por los autores.



Fuente: SPENCER, Charles. AAPG. 1989.18

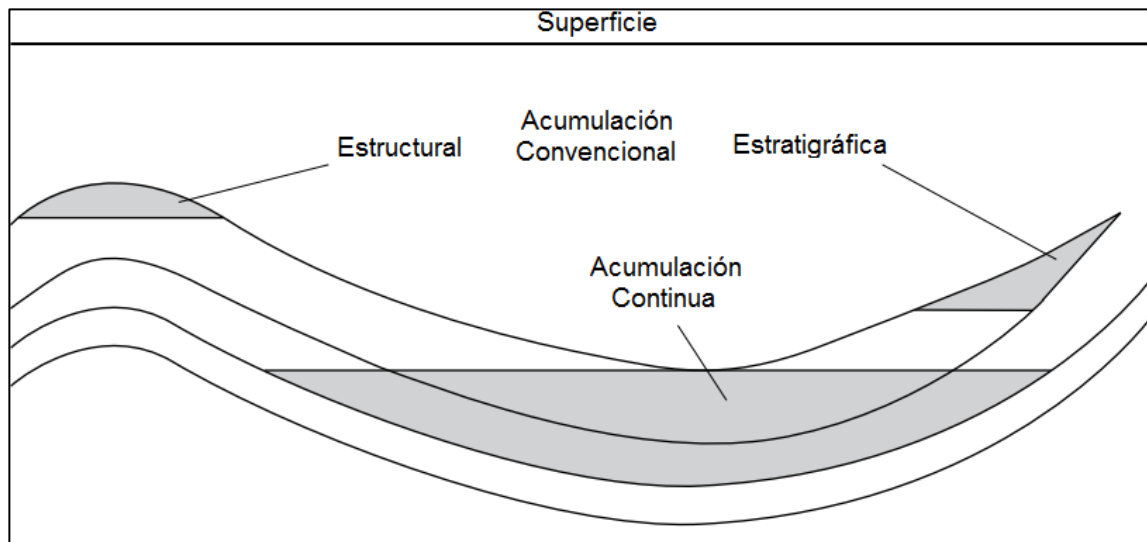
Las acumulaciones convencionales pueden ser un campo entero, o solo aquellos yacimientos asociados con un sistema total de petróleo en particular y se asocian con trampas estructurales y estratigráficas, que están comúnmente delimitadas por un contacto de agua down-dip y por lo tanto afectadas por la flotabilidad del petróleo en el agua. Las acumulaciones continuas o también llamada acumulaciones no convencionales tienen grandes dimensiones espaciales, carecen de un contacto agua/petróleo down-dip definido. Lo anterior se

¹⁷ LAW, Ben E. Basin-centered gas systems. AAPG Bulletin. Vol. 86, no. 11. 2002. 1891 p.

¹⁸ SPENCER, Charles W. Review of Characteristics of Low-Permeability Gas Reservoirs in Western United States. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Vol 73. 1989. 623-624 p.

esquematiza en la figura 9. Las acumulaciones continuas incluyen yacimientos de “Tight gas”, gas asociado al carbón, gas y oil shale.¹⁹

Figura 9. Acumulaciones convencionales y continuas.



Fuente: KLETT, T.R. and CHARPENTIER, Ronald R. 2003.

Características principales de las cuencas centradas:

- Geográficamente grandes, se dan de cientos a miles de millas cuadradas en un área extensa y generalmente ocupan la parte central y más profunda de una cuenca sedimentaria.
- Yacimientos que tienen baja permeabilidad menor a 0.1 md.
- Carece de contactos downdip gas-agua ya que el gas no se mantiene por la flotabilidad del agua. Consecuentemente el agua de producción es baja.
- Ocurren en yacimientos anormalmente presionados.
- Distancia de migración corta.

1.4.4 Acumulaciones convencionales. Otro punto de vista relacionado con la geología de un yacimiento de “Tight gas” describe que estos se forman en baja permeabilidad, las rocas de yacimiento de calidad pobre en trampas convencionales y que no necesariamente forman parte de una acumulación

¹⁹ KLETT, T.R. and CHARPENTIER, Ronald R. FORSPAN Model Users Guide. U.S. Geological Survey. Report 03-354. 2003. 5 p.

continua donde la productividad depende principalmente de las zonas de buena permeabilidad.²⁰

Los yacimientos de “Tight gas” podrían encontrarse tanto en acumulaciones continuas como en trampas estructurales y estratigráficas convencionales. Hay que tener en cuenta que se deben evitar las generalizaciones ya que esto podría dar lugar a fallos en los estudios y fiascos económicos, cada yacimiento de “Tight gas” debe ser estudiado de forma independiente.

1.5 EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE “TIGHT GAS”

La bajas tasas de producción en un yacimiento de “Tight gas” no permite evaluar correctamente el tamaño del área de drenaje y la forma del yacimiento, se requieren normalmente meses o año antes de que la presión transiente sea afectada por los límites del yacimiento o interferencia pozo a pozo.

La superficie media de drenaje de un pozo depende en gran medida del número de pozos perforados, el tamaño de los tratamientos de fractura, y el marco de tiempo considerado. En los yacimientos lenticulares o compartimentados, la superficie de drenaje es una función del tamaño medio del lente de arena y puede que no sea una función del tamaño del fracturamiento.

La continuidad del yacimiento puede ser inferida por el sistema de deposición. Para depósitos continentales el área de drenaje del yacimiento por pozo es pequeña y grande en depósitos marinos. Los sistemas fluviales tienden a ser más lenticulares. Los sistemas barrera de llanura costera (strandplain) tienden a ser mas tipo manto y continuos. El sistema deposicional se determina por el análisis de núcleos, se recomienda sacar núcleos por encima y por debajo del intervalo plays principal. La descripción de los núcleos puede ser correlacionado con registro de hueco abierto.²¹

1.5.1 Perforación y completamiento. En los yacimientos de “Tight gas” algunos pozos son perforados en bajo balance para aumentar la tasa de penetración de la broca o reducir la invasión del fluido de perforación. La perforación a bajo balance puede ocasionar pozos lavados donde la corrida de registro va dar resultados erróneos y donde se va a tener problemas para la cementación primaria. Los yacimientos de “Tight gas” se deben perforar equilibradamente donde se minimice los derrumbes y la invasión del filtrado de lodo.

²⁰ AGUILERA, Roberto F. Et al. Natural gas production from “Tight gas” formations: A global perspective. 19th World Petroleum Congress. 2008. 4 p.

²¹ HOLDITCH, Stephen A. Petroleum Engineering Handbook. SPE, Texas A&M U., Vol. VI, 2007, VI-304 p.

La estrategia de completamiento depende en gran medida del número de espesores netos y la valoración económica total de la reserva. En la mayoría de los casos los pozos de “Tight gas” no son económicamente rentables a menos que un tratamiento de fractura sea diseñado y bombeado dentro de la formación, es decir, el pozo puede ser perfectamente perforado, completado y cañoneado pero no será rentable hasta que se aplique fracturamiento a la formación de interés. En gran medida todo el pronóstico debe estar centrado en cómo perforar y completar el pozo para que se pueda aplicar exitosamente un tratamiento de fractura. El tamaño del hueco, el tamaño del casing, el tamaño del tubing, la cabeza de pozo, la línea de flujos y el cañonamiento deben ser diseñados para el tratamiento de fractura indispensable en este tipo de yacimientos.²²

1.5.2 Estimulación del yacimiento. El tipo de estimulación que se le aplica a un pozo de “Tight gas” con el fin de obtener tasas de flujo de gas económicamente razonables es fracturamiento hidráulico. El tratamiento de fractura consiste en la creación de un drenaje permeable que se extiende tan lejos como sea posible en la formación, este proceso se da cuando la velocidad de flujo del pozo es insuficiente debido a la baja permeabilidad de la matriz natural y no porque se haya producido taponamiento.

En los yacimientos de “Tight gas” se podría encontrar que la permeabilidad horizontal es mucho más baja que la permeabilidad vertical, se sugiere seguir dos patrones de fractura según la heterogeneidad del pozo:²³

- a. Para pozos que están dañado pero que presentan fracturas naturales o de alta permeabilidad, muchos trabajos de fracturas pequeñas se podrían aplicar a lo largo del pozo horizontal para proveer un rompimiento vertical a través de cualquier barrera de baja permeabilidad y permitir la comunicación con lentes de alta permeabilidad.
- b. Para pozos sin fractura naturales y baja permeabilidad, se deben aplicar grandes fracturamiento para proporcionar la mejora de la conductividad del flujo de gas a través de una mayor área de superficie expuesta a la formación y en consecuencia una cobertura de drenaje más grande.

Un problema que se presenta a la hora de diseñar los procesos de fraturamiento hidráulico es que la longitud media de fractura (X_f) de diseño es mucho más

²² HOLDITCH, Stephen A. Petroleum Engineering Handbook. SPE, Texas A&M U., Vol. VI, 2007, VI-306 p.

²³ AGUILERA, R. HARDING, T.G. State-of-the-Art “Tight gas” Sands Characterization and Production Technology. Journal of Canadian Petroleum Technology. Vol. 47. N° 12. 2008. 40 p.

grande que la longitud de fractura calculada después de la estimulación, no alcanzándose los aumento de producción previstos no se alcanzan.

1.5.2.1 Daño debido a la estimulación. Cuando se fractura un pozo se mejora los canales de flujo pero también se observan daños asociados por la alteración del medio, algunos de estos daños son mencionados por Shaoul, Et al.²⁴, en los pozos estimulados se observan grandes periodos de cleanup (periodo de limpieza, reducción de la tasa inicial de gas), para Shaoul se pueden encontrar dos tipos de daños asociados con el tratamiento de fractura y el periodo de cleanup:

- a. *Daño del paquete de propante.* Los pozos que son estimulados por fracturamiento hidráulico deberían presentar un pico inicial alto de producción de gas después del proceso de fractura seguido de una fuerte caída en la tasa de gas. En algunos pozos el incremento se da lentamente, esto es debido a los geles viscosos que quedan en el paquete de propante. Cuando el gel permanece en la fractura se observa una reducción de hasta el 80% en la tasa inicial de gas.
- b. *Bloqueo de agua.* Durante del proceso de fractura, el agua del leak off entra a los poros del yacimiento y permanece allí hasta que el periodo de limpieza inicia. Si la caída de presión supera la presión capilar dentro del yacimiento, una parte del agua se produce a través de la fractura. El bloqueo se produce cuando esta agua no puede ser producida debido a que las fuerzas capilares actúan negativamente. Cuando no existe movimiento de las fases presentes en la roca del yacimiento debido al aumento en la saturación del agua el daño por bloqueo de agua se conoce como “*Permeability Jail*” (*permeabilidad entrampada*).

Los yacimientos de “Tight gas” son muy importantes debido al potencial que presentan pero para su explotación es necesario la aplicación de técnicas especiales como el fracturamiento hidráulico, es por esto que se ha decidido el estudio a fondo de un daño que se produce al aplicarse este proceso, el de permeabilidad entrampada. El concepto permeabilidad entrampada se explicará en el siguiente capítulo, también se identificará las variables que más influyen en este tipo de daño ya que un entendimiento del problema es sumamente necesario para una buena explotación de los yacimientos de “Tight gas”. El desarrollo de este proyecto se basa en la determinación del problema a nivel de laboratorio y en su prevención o remediación.

²⁴ Shaoul, Josef. Et al. Damage Mechanisms in Unconventional Gas Well Stimulation - A New Look at an Old Problem. SPE 142479. 2011. 1-16 p.

2. PERMEABILIDAD ENTRAMPADA

El desarrollo de los yacimientos de “Tight gas” requiere obligatoriamente la tecnología de los pozos horizontales ayudados con un fracturamiento hidráulico para poder extraer la mayor cantidad de gas natural que se encuentre almacenado, pero la experiencia en campo ha registrado un fenómeno que señala que una vez desarrollada la estimulación pueden ocurrir 3 situaciones que ha llevado a analizar un fenómeno que toma gran importancia en este tipo de yacimientos:

1. Se obtiene poca o nada de recuperación del fluido fracturante y el gas parece verse afectado por ese entrapamiento.
2. El “flow back” del agua no es normal y la producción de gas es casi nula o en tasas donde no es económicamente viable su recuperación.
3. En cierta saturación del medio poroso ninguna de las dos fases tiene capacidad de movimiento o en caso de que el gas pueda moverse, no es económicamente viable su recuperación.

2.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL FENÓMENO DE PERMEABILIDAD ENTRAMPADA EN YACIMIENTOS DE “TIGHT GAS”

Las anteriores situaciones son las razones por las cuales ha aparecido un término que se observó en el año de 1992 cuando se estudió las arenas apretadas de **Mesaverde** en la cuenca de **Green River**, pero solo hasta el año 2004 se profundizó sobre estos problemas, publicándose un documento en donde oficialmente se muestra a la permeabilidad entrapada “Permeability Jail” como un daño a la formación para yacimientos de baja permeabilidad que reduce de manera considerable la producción del gas natural de este tipo de formaciones.

Como bien se sabe, en los yacimientos de “Tight gas” se manejan altas presiones capilares que dificultan el flujo de fluidos en el medio poroso, por lo que el agua que está entrando al yacimiento ($S_{wi} < S_{wc}$) producto del fracturamiento hidráulico puede quedar atrapada si el diferencial de presión que tiene al momento del “Back flow” no es lo suficientemente grande como para superar la fuerza capilar que está en el yacimiento y desbloquear las gargantas de poros que a su vez son pequeñas en comparación con los yacimientos convencionales.

El fenómeno de permeabilidad entrapada está en función de 3 variables:

- Saturación de agua inicial.
- La presión capilar del yacimiento.

- El diferencial de presión del agua de inyección al momento del “Back flow”²⁵.

Muchos autores han expresado sus ideas acerca de las condiciones que debería tener el medio poroso para propiciar la captura de fase. Uno de los más recientes analizó que cuando la permeabilidad efectiva se concentraba en meso y macro poros, el agua no se entrampaba por su alta capacidad de flujo, pero cuando el agua se encontraba en un medio poroso donde las gargantas de poros eran muy estrechas ($1 \cdot 10^{-6}$ - $10 \cdot 10^{-6}$ Darcys) la saturación de agua en el medio poroso aumentaba y por ende el agua taponaba dichas gargantas imposibilitando la salida del gas y es ahí donde la producción del gas natural se ve afectada por el fenómeno de la permeabilidad entrampada. Al mismo tiempo que el agua tapona las gargantas de poro imposibilita la salida del gas y de igual forma su propia salida. En este fenómeno entran entonces los 3 factores anteriormente mencionados (la alta presión capilar, la saturación de agua inicial y el diferencial de presión del agua para salir del medio poroso). Cabe resaltar que entre mayor sea la diferencia entre la saturación de agua inicial con la saturación de agua irreducible, mayor será el problema de entrampamiento de fase. ($Sw_i < Sw_{irr}$).

Para que se presente que esta condición inicial se encuentre en el yacimiento se tienen dos teorías:

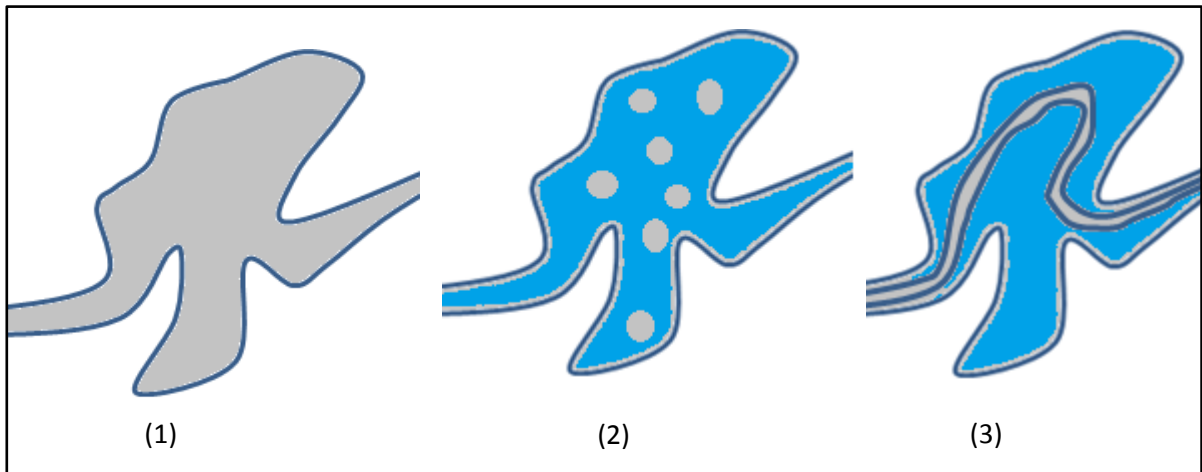
1. Cuando el yacimiento se originó tuvo una saturación de agua inicial mayor o igual a la saturación de agua irreducible (condiciones normales), pero luego, se presentó un proceso de desecación debido a que la temperatura aumento y parte del agua presente inicialmente en el yacimiento se evaporó y se produjo una condición anormal en el reservorio ($sw_i < sw_c$).
2. Inicialmente el yacimiento tenía una saturación de agua inicial mayor o igual a la saturación de agua crítica pero por procesos de reacción entre la arcilla presente en el reservorio, el agua se adsorbió en esta última, el agua fue extraída del medio poroso hacia dentro de la arcilla haciendo que la saturación de agua estuviera por debajo de la saturación de agua crítica.

2.1.1 Influencia de la saturación de agua inicial en la pérdida de movilidad del gas en los yacimientos de gas de baja permeabilidad. Estudiar y analizar cómo varia la saturación de agua en el medio poroso en este tipo de yacimientos y cómo el gas va perdiendo su capacidad de movimiento, es clave para entender la severidad que da el entrampamiento de fase en estos reservorios. Lo anterior es explicado a continuación²⁶:

²⁵ SHAOUL, Josef, et al. Damage mechanism in unconventional gas well stimulation – A new look at an old problem. SPE 142479, 2011. 2 p.

²⁶ D.B. BENNION, F.B. THOMAS, R.F. Bietz. Water and Hydrocarbon Phase Trapping in Porous Media— Diagnosis, Prevention and Treatment. Hycal Energy Research Laboratories Ltd. JCPT. Vol. 38. 1999. 39-48 p.

Figura 10. Reducción de la permeabilidad efectiva al gas por aumento de la fase mojante.



Fuente: D.B. BENNION, F.B. THOMAS, R.F. Bietz. 1999. Modificado por autores

En la figura 10 siendo el color gris el color que representa al gas en el medio poroso y el color azul el que representa a la saturación de agua, he aquí la interpretación de lo que sucede en los yacimientos de gas de muy baja permeabilidad.

La parte (1) ilustra las condiciones iniciales a las que está el yacimiento antes de que fluidos base agua entren al medio poroso, se observa claramente que la fase con capacidad de movimiento (máxima) es la del gas, ya que la saturación de agua en este caso es una saturación de agua inicial que representara a la saturación sub-irreducible o subnormal.

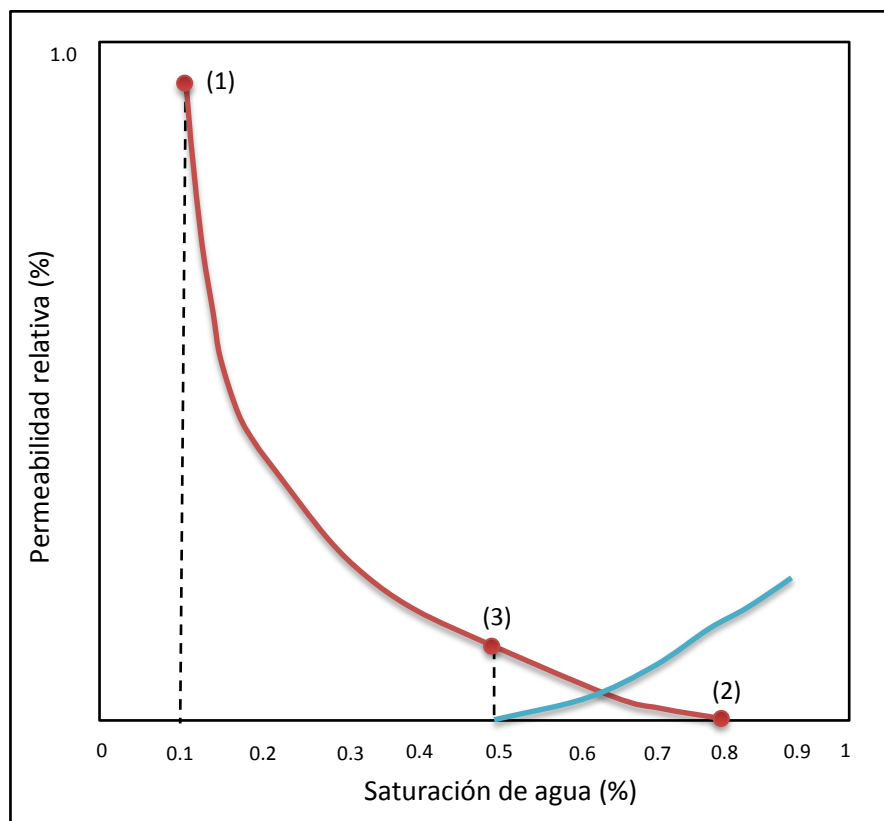
La parte (2) muestra el estado del medio poroso después que se ha generado la fractura o los fluidos de perforación base agua han entrado y han dejado a la fase del agua con capacidad de movimiento, cabe aclarar que en este caso el gas ha quedado en saturación de gas crítica, perdiendo así cualquier oportunidad de movimiento.

En la parte (3) se puede observar que una vez se ha permitido el periodo del "clean-up" por el "drawdown" provocado por el yacimiento, el agua pierde su capacidad de movimiento quedando en saturación de agua irreducible (siendo esta saturación mayor a la de la condición inicial) y el gas ha recuperado un tanto su capacidad de movimiento.

Lo anteriormente explicado se puede apreciar de una mejor manera en el siguiente esquema, en donde se observa que a condiciones de saturación de agua

sub-irreducible ($sw=0.1$) el gas presenta el mayor valor de permeabilidad relativa como es de esperarse para estas saturaciones en el medio poroso, pero una vez se ha producido el lavado (producto de la perforación con fluidos base agua o en la estimulación), la saturación de agua incrementa hasta un valor de agua máxima ($sw=0.8$) dejando al gas sin capacidad de movimiento o en saturación de gas crítica. Finalmente una vez se genera el “clean-up”, el gas recupera un poco su permeabilidad relativa, pero se puede ver que ha perdido cerca del 98% de la que originalmente tenía y esta última será con la que él va a producirse por el pozo lo cual son muy malas noticias para la producción de estos yacimientos.

Figura 11. Efecto del aumento de la fase mojannte en el medio poroso



Fuente: D.B. BENNION, F.B. THOMAS, R.F. Bietz. 1999. Modificado por autores.

Como se puede observar en la figura 12, la diferencia entre los yacimientos no convencionales con tendencia a presentar el fenómeno de permeabilidad entrampada y los yacimientos convencionales en el aspecto de la permeabilidad relativa al gas, es que en los primeros a cierta saturación de gas crítica (S_{gc}) el gas se queda sin capacidad de movimiento pero esta saturación de gas se

alcanza cuando aún el agua no ha empezado a moverse o tiene muy poca capacidad de movimiento. Después de que el gas llega a esa saturación crítica, ya es imposible que se pueda mover por sí solo y desde ese momento el único fluido con capacidad de movimiento será el agua siempre y cuando su saturación en el medio poroso aumente. Claramente se ve que hay una región donde el gas cae y al mismo tiempo el agua tiene muy poca capacidad de movimiento lo que hace pensar que ocurre un atrapamiento de fases en el medio poroso.

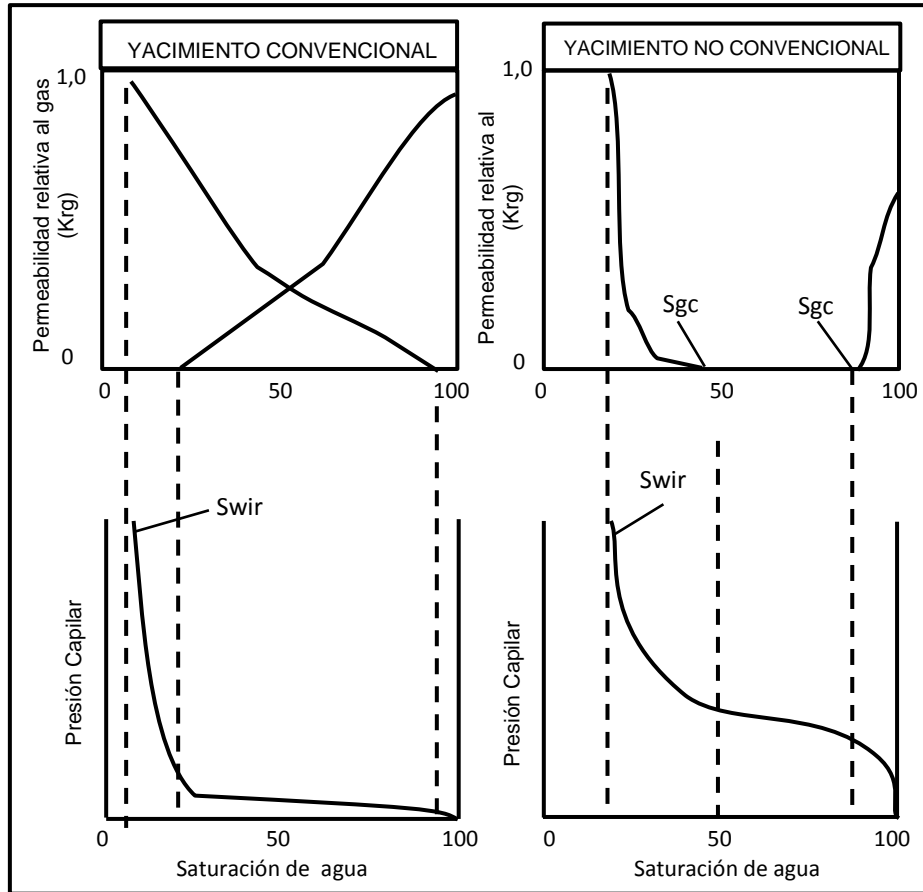
Para ver la razón por la cual ocurre esto en el medio poroso, se puede justificar con la parte inferior de la figura 12 en donde se analiza que en estos yacimientos existen presiones capilares muy altas y agregado a esto, hay que recordar que las gargantas de poros son muy estrechas, por lo que se puede originar el atrapamiento de fase que resulta como un daño a la formación de mucha importancia al momento de producir los yacimientos de muy baja permeabilidad.

Debido a que se ha encontrado este fenómeno en varios yacimientos de “Tight gas” y se ha visto cómo afecta de manera directa a la recuperación del gas natural del yacimiento, estudios han mostrado que la permeabilidad relativa del gas y la permeabilidad relativa del agua llegan hasta valores de 2% en donde ya la recuperación del gas natural no es económicamente viable. Agregando factores para caracterizar esta región de atrapamiento, se puede decir que se presenta en yacimientos con permeabilidades absolutas menores a 0,05mD y en medios porosos donde la saturación de agua se encuentre entre 55-80%. Cabe resaltar que cuando los yacimientos tienen menores permeabilidades absolutas, estos rangos pueden ampliarse.²⁷

Finalmente se define el concepto de permeabilidad atrapada como una *región de saturación donde las fases presentes en el medio poroso no tienen o presentan muy poca capacidad de movimiento*, presentándose generalmente en yacimientos de baja permeabilidad.

²⁷ CLUFF, Robert, et al. Relative Permeability in “Tight gas” Sandstone reservoirs - The “Permeability Jail” Model. SPWLA 51st Annual Logging Symposium, June 19-23, 2010. 1 p .

Figura 12. Yacimientos convencional vs yacimientos no convencionales



Fuente: Shanley et. al 2004. Modificado por autores.²⁸

2.2 CAUSAS DE LA PERMEABILIDAD ENTRAMPADA EN LOS YACIMIENTOS DE “TIGHT GAS”

Para que el fenómeno de permeabilidad entrampada se genere en el medio poroso se tienen dos teorías que han abierto un debate acerca de cómo se podría controlar el origen de este daño a la formación. Las dos teorías que se tienen son:

1. La permeabilidad entrampada se crea en el yacimiento, antes de que el hombre lo intervenga, por una combinación de procesos de imbibición y

²⁸ SHANLEY, Keith W. et al. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. AAPG Bulletin, v. 88, no. 8. 2004. 1093 p.

drenaje que hacen que el medio poroso caiga en esa región de saturación donde el flujo de cada fase es insignificante y al mismo tiempo sin comerciabilidad.

2. En el momento en que el hombre interviene el yacimiento con el fracturamiento hidráulico o con la perforación de fluidos base agua, provoca el entrapamiento de fase debido a que se aumenta la saturación de agua en el medio poroso en los rangos de saturación donde esta imposibilita el flujo del gas y al mismo tiempo por las altas presiones capilares que se manejan en los yacimientos de “Tight gas” el agua pierde también su capacidad de movimiento.

2.2.1 Otras formas de permeabilidad entrapada en areniscas de baja permeabilidad. En ciertas ocasiones se puede hablar de que con un ciclo de procesos de imbibición y de drenaje puede inducir al medio poroso a caer en la permeabilidad entrapada. Estas circunstancias se pueden provocar naturalmente (desde la génesis del yacimiento) o artificialmente (fracturamientos hidráulicos o malos completamientos). Así entonces se puede generar la permeabilidad entrapada junto con la génesis de la formación en los yacimientos de “Tight gas”, lo que hace entonces posible que el gas nunca tuvo capacidad de movimiento. Esto se puede entender cuando la roca tuvo una cantidad considerable de materia orgánica que producto de las condiciones extremas del yacimiento, se pudo generar gas pero por las condiciones de presión capilar, estrechas gargantas de poro y alta saturación de agua, este gas nunca pudo salir del medio poroso y la permeabilidad entrapada estuvo siempre presente.

2.3 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ENTRAMPADA EN YACIMIENTOS DE “TIGHT GAS”

Es importante conocer las propiedades petrofísicas del yacimiento antes de hacer cualquier proceso que altere su equilibrio natural. Tener a la mano un estudio detallado de las condiciones iniciales a las cuales se encuentran los fluidos en el medio poroso es tan importante en los yacimientos convencionales como en los yacimientos no convencionales (“Tight gas”).

La permeabilidad entrapada como anteriormente se había explicado está condicionada por varios factores que le dan origen en yacimientos de baja permeabilidad, debido a eso se han buscado formas de determinar la presencia de este fenómeno en las muestras de los yacimientos a intervenir antes de someterlas a una estimulación que tienen como propósito inicial aumentar la producción de gas natural pero debido a la permeabilidad entrapada la estimulación puede provocar un daño a la formación en lugar de una estimulación

exitosa. En este orden de ideas, *Benion* desarrolló una correlación para predecir el potencial de entrapamiento de fase para yacimientos de aceite y de gas. El índice de entrapamiento de fase (APT_i) se basa en parámetros simples del yacimiento obtenidos de análisis de corazones. El índice de entrapamiento se calcula para una permeabilidad de gas sin corregir (K_{air}) y una saturación de agua inicial como se muestra a continuación²⁹:

$$APT_i = 0.25(\log_{10}(K_{air})) + 2.2(S_{wi}) \quad \text{Ec.1}$$

Dónde:

APT_i: Índice de entrapamiento de fase.

K_{air}: Permeabilidad promedio de la formación (mD)

S_{wi}: saturación de agua inicial (no es la irreducible)

Los resultados productos de esta correlación se pueden clasificar de manera tal que indiquen la tendencia que tiene la formación de caer en entrapamiento de fase como se indica en los siguientes rangos:

APT_i > 1.0 Generalmente no se presentan problemas de entrapamiento de fase.

1.0 > APT_i > 0.8 Se pueden presentar problemas de entrapamiento de fase.

APT_i < 0.8 Seguramente se presentaran problemas de entrapamiento de fase.

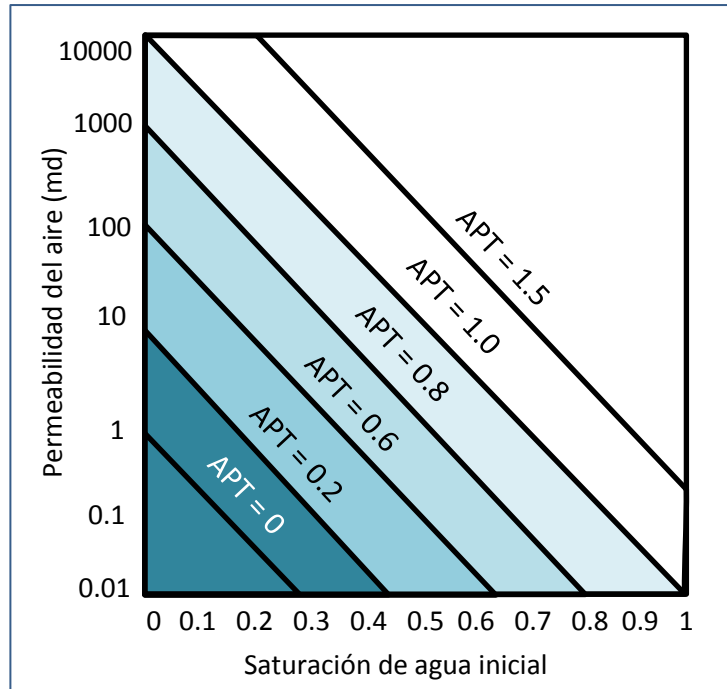
Con base en la correlación anterior se puede ilustrar el estudio hecho por *Benion*, obteniéndose unos límites que generaliza los rangos ya mencionados (ver figura 13).

Sin embargo, varios investigadores eran conscientes de que este índice de entrapamiento de fase desechaba variables que eran importantes al momento de analizar el fenómeno en su máxima expresión por lo que se sugirió modificarlo y así obtener un nuevo índice de entrapamiento que permitiera tener más certeza de la posibilidad de que se pudiese formar entrapamiento de fase en el medio poroso. You Lijun (2009) presentó un nuevo índice de entrapamiento que tiene en cuenta variables como tensión interfacial, relación de viscosidades, el máximo diferencial que debe tener el fluido (agua) para moverse, porosidad, saturación de agua inicial, tensión interfacial, saturación de agua

²⁹ BENNION et al. Remediation of Water and Hydrocarbon Phase Trapping Problems in Low Permeability Gas Reservoirs. PETROLEUM SOCIETY OF CIM and CANMET. Paper no. CIM 96-80. 1999. 4 p.

irreducible y la permeabilidad de la muestra. Lo que dio como resultado la siguiente correlación³⁰:

Figura 13. Índice de entrapamiento de fase según la correlación de Benion.



Fuente: Bennion, 1999. Modificado por autores.

$$PTC = e^{-\sqrt{\frac{k}{\phi}} \frac{\Delta P * Swi}{\sigma \cos \theta * \mu_m * Swirr}} \quad \text{Ec.2}$$

Donde

K : Permeabilidad; μm^2 .

ϕ : Porosidad; fracción.

ΔP : Máximo diferencial de presión para que el fluido pueda fluir; Kpa.

μ_m : Relación de viscosidades entre el agua y el gas; fracción.

σ : Tensión interfacial; mN/m.

θ : Ángulo de contacto.

Swi : Saturación de agua inicial; fracción.

³⁰ YOU, Lijun and KANG, Yili. Prediction of Water Phase Trapping Damage in "Tight gas" Reservoirs. The Centre for Well Completion Techniques, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, P.R.China, 610500. 2009. 2 p.

Swirr: Saturación de agua irreducible; fracción.

Con esta nueva correlación se establecieron nuevos rangos para determinar si una muestra podía caer en entrapamiento de fase o no, tal y como se muestra a continuación:

PTC < 0.05 No se presentara entrapamiento

0.05 < PTC < 0.3 El entrapamiento que se presentara será muy débil

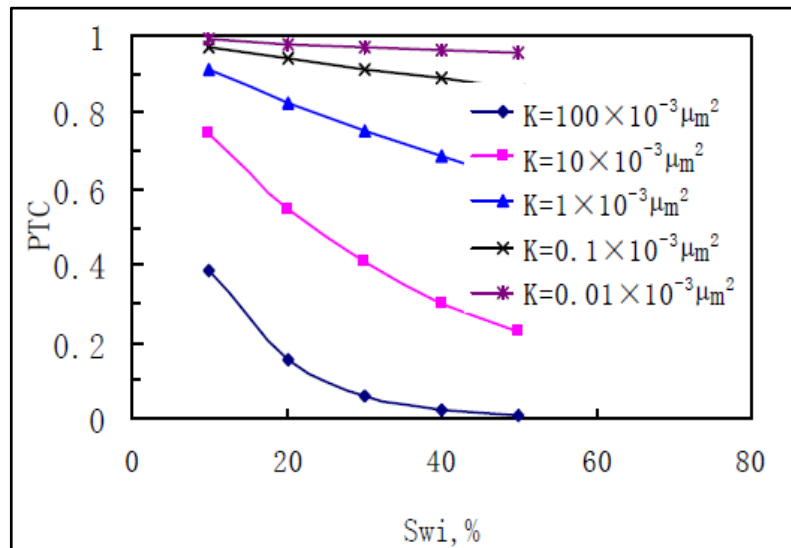
0.3 < PTC < 0.5 El entrapamiento será de débil a medio

0.5 < PTC < 0.7 El entrapamiento será de medio a intenso

PTC > 0.7 El entrapamiento será intenso

Con base en las gráficas obtenidas para el nuevo índice de entrapamiento la permeabilidad absoluta de la muestra y la saturación de agua inicial siguen siendo los parámetros más importantes para que se genere el entrapamiento de fase en los yacimientos de "Tight gas", las diferentes curvas de permeabilidades absolutas de esta gráfica (ver figura 14) se generaron a partir de un mismo diferencial de presión (20Mpa). Se puede concluir que a menor permeabilidad absoluta mayor índice de entrapamiento de fase se va a generar en el medio poroso y por otro lado a menor saturación de agua inicial se va a obtener mayor valor en el análisis del índice de entrapamiento debido a que el agua está desde su inicio inmóvil y esto propiciará a que en las zonas donde se encuentre pueda taponar las pequeñas gargantas de poros características de los yacimientos no convencionales de "Tight gas".

Figura 14. Nuevo índice de entrapamiento de fase – Análisis de la permeabilidad.

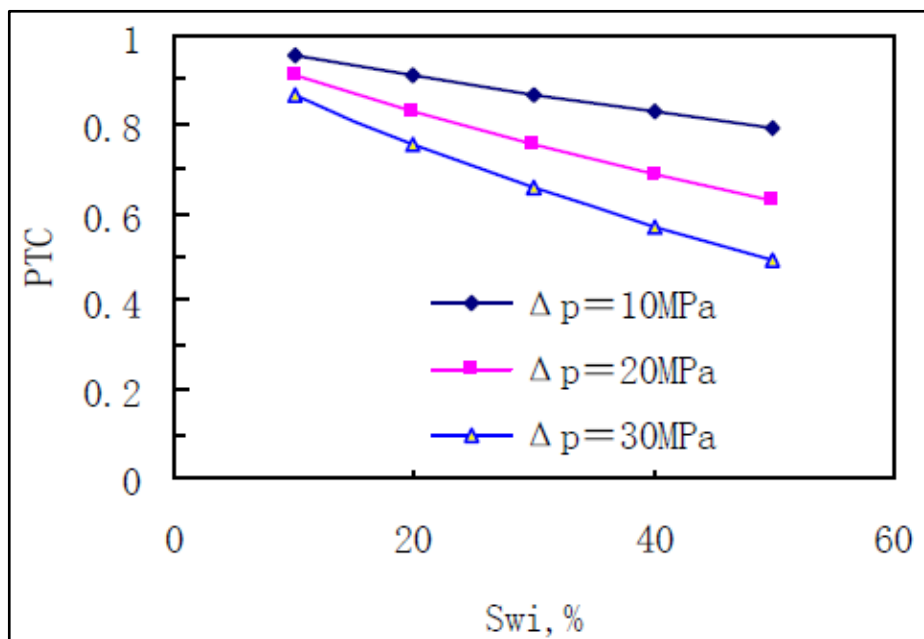


Fuente: YOU, Lijun and KANG, Yili, 2009

En la figura 15 se analiza otra de las variables que se tiene en cuenta al momento de calcular el valor del índice de entrapamiento de fase en arenas de baja permeabilidad. Claramente se ve que a mayores diferenciales de presión en el medio poroso, el índice de entrapamiento va a tener valores bajos lo que no representa ningún riesgo de que se produzca la permeabilidad entrapada en el medio poroso y no haya pérdidas de producción del gas natural.

Este nuevo método de predicción de entrapamiento de fase fue utilizado para estudiar el por qué un yacimiento con grandes cantidades de gas como lo es el yacimiento de Daniudi en la cuenca de Ordo, China, su producción no era tan buena. Luego de hacerle los estudios y ayudado con el índice de entrapamiento se tuvieron valores de PTC que explicaban la causa de la baja producción de gas natural de este campo.

Figura 15. Nuevo índice de entrapamiento de fase –Análisis del diferencial de presión.



Fuente: YOU,Lijun and KANG,Yili, 2009.

Con base en lo explicado es posible definir que el índice de entrapamiento es un parámetro para tener en cuenta a la hora de analizar muestras de baja permeabilidad pero también debe apoyarse en las curvas de permeabilidad relativa para poder dar resultados concluyentes acerca de la capacidad que tiene una roca para que se genere dicho daño. Entendiendo entonces como el fenómeno de permeabilidad entrapada afecta la producción de los yacimientos

de “Tight gas”, cómo se puede generar y cuáles son los parámetros que tienen mayor influencia en el desarrollo de este daño a la formación, se plantea en el capítulo 3 una metodología para determinar la permeabilidad atrapada y así abarcar de una mejor manera el problema de atrapamiento de fase en los yacimientos de “Tight gas”.

3. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ENTRAMPADA

Una herramienta fundamental para cualquier tipo de yacimiento es tener a la mano las curvas de permeabilidad relativa, ya que con ellas se puede analizar y estudiar cómo será el comportamiento de los fluidos en el medio poroso a medida que la producción se va desarrollando y además, se puede tener estas curvas como referencia para detectar posibles daños a la formación que se estén presentando. En este capítulo se propone una metodología que toma como base 3 métodos distintos para obtener las curvas de permeabilidad relativa al gas en los yacimientos de “Tight gas” ayudando a estudiar de una manera más minuciosa el fenómeno de permeabilidad entrampada con base en los conceptos que se han estudiado en los anteriores capítulos.

3.1 METODOLOGÍA CORRELACIONES DE COREY – DRENAJE DEL GAS

La permeabilidad entrampada se puede caracterizar mediante el estudio de la permeabilidad relativa al gas (K_{rg}), un método para determinarla es por medio de las ecuaciones propuestas por Corey (1954), posteriormente modificadas por Byrnes et al. (1979) y aplicada al estudio del problema de entrampamiento de fase por Cluff and Byrnes (2011), esta última propuesta es la que se tendrá en cuenta para desarrollar.

3.1.1 Determinación de la permeabilidad Relativa al gas por drenaje. La modificación dada por Cluff and Byrnes permite modelar el comportamiento de la K_{rg} a partir de la saturación de agua crítica (S_{wc}), la saturación de gas crítica (S_{gc}) y los exponentes n y p que están correlacionados con la estructura de poro de la roca (por lo general $n=2$ y $p=2$).³¹

$$K_{rg} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{gc} - S_{wc}}\right)^p * \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}\right)^q\right) \quad \text{Ec.3}$$

Para este modelo cabe destacar que no está definido para saturaciones de agua mayores que la S_{gc} y menores que la S_{wc} , según lo determinado a partir de

³¹ CLUFF, Robert and BYRNES, Alan P. Relative Permeability in “Tight gas” Sandstone reservoirs - The “Permeability Jail” Model. SPWLA 51st Annual Logging Symposium, June 19-23, 2010. 1 p.

diferentes pruebas experimentales por Brooks and Corey (1966).³² Es necesario resaltar que las saturaciones críticas en esta ecuación definen el no flujo de la fase, pero más que eso, hace referencia a que no ocurre un flujo significativo de la fase en el medio poroso.

La S_{gc} y S_{wc} puede ser calculada a partir de la permeabilidad absoluta, tal como la permeabilidad de klinkenberg al gas (K_{ik}) a $S_w=0$.

$$S_{wc} = 0.16 + 0.053 * \text{Log}(K_{ik}) \quad \text{Ec. 4}$$

$$S_{gc} = 0.15 - 0.05 * \text{Log}(K_{ik}) \quad \text{Ec. 5}$$

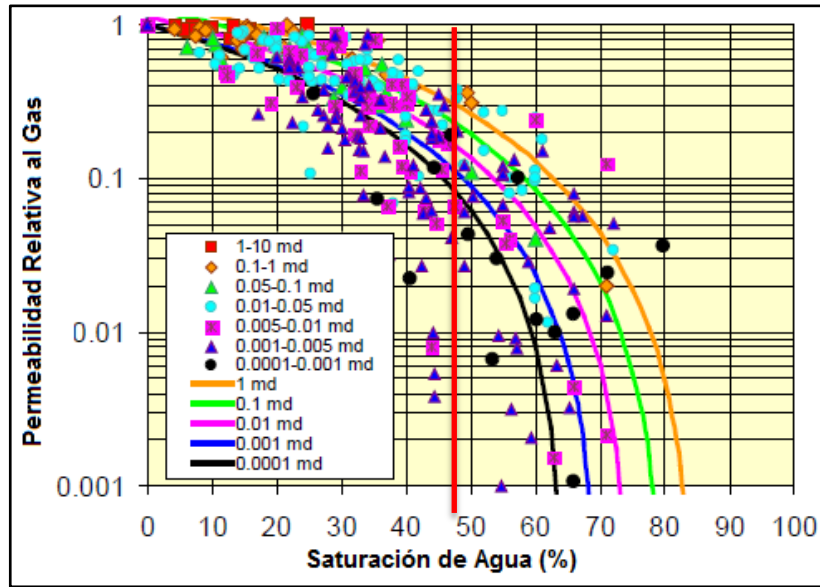
En donde la S_{wc} y S_{gc} son expresadas en fracciones y K_{ik} en mD .

La ecuación 2 determina $S_{wc} > 0.2$ para rocas con permeabilidades altas ($K_{ik} > 10 mD$) y tiende a cero a medida que disminuye K_{ik} hasta $0.001 mD$ y por debajo de ésta. La ecuación 3 determina $S_{gc} < 0.1$ para rocas de permeabilidades altas y tiende a $S_{gc} = 0.3$ para $K_{ik} = 0.001 mD$. Estas tendencias implican que cuando la permeabilidad absoluta disminuye el agua en el espacio poroso interfiere con el flujo del gas y es necesario mayores saturaciones de gas para establecer una conectividad en el flujo de éste.

En los yacimientos de "Tight gas" el efecto de la presión de confinamiento es una reducción de hasta el 10 % en la K_{rg} entre un confinamiento bajo y alto, por ende cuando se aumenta la presión de confinamiento K_{ik} disminuye y como consecuencia la K_{rg} , esto se aprecia en la figura 16. Hay que tener en cuenta que cuando disminuye la permeabilidad absoluta disminuye la saturación de gas crítica aumenta.

³² BROOKS, Royal H. and COREY, Arthur T. Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow. Journal of the Irrigation and Drainage Division, Proceedings of the American Society of Civil Engineers. 1966

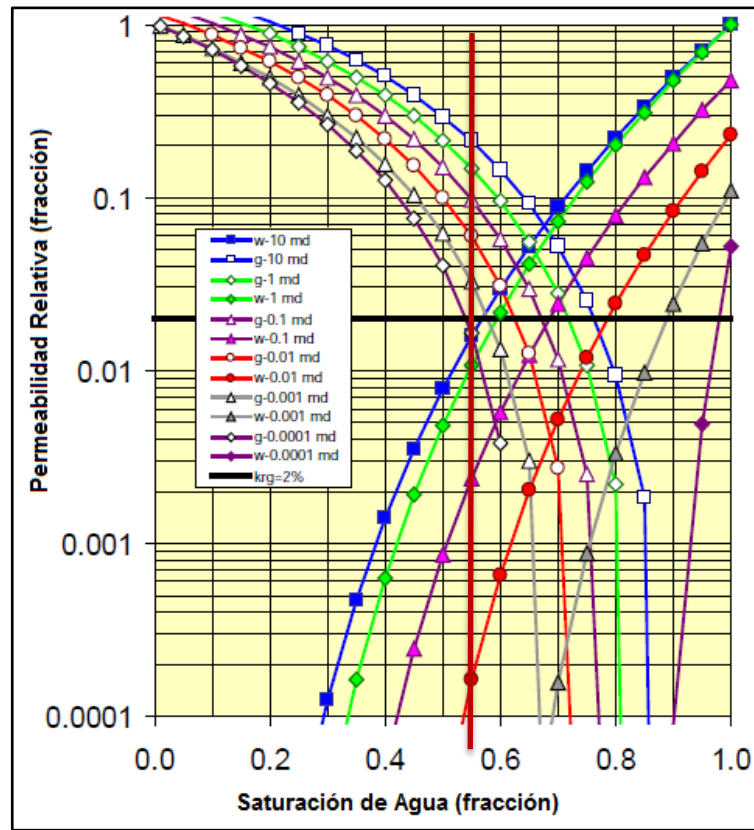
Figura 16. Los puntos representan permeabilidad relativa medida a una S_w . Las curvas fueron construidas usando la ecuación 3.



Fuente: Cluff and Byrnes. Modificado por autores.

Para el estudio del fenómeno de permeabilidad atrapada Byrnes (2011) analizó que cuando la permeabilidad relativa al gas y la permeabilidad relativa al agua caen por debajo de 2%, la recuperación del gas natural es económicamente inviable. La figura 17, permite observar que a valores de saturación de agua del 55% se producen valores de permeabilidad relativa del 2% o menos para cada curva que representan diferentes valores de permeabilidades absolutas de las muestras analizadas.

Figura 17. Curvas de permeabilidad relativa para el gas y para el agua a diferentes permeabilidades absolutas en yacimientos de baja permeabilidad.



Fuente: Cluff and Byrnes. 2010. Modificado por autores.

Los rangos de saturación de agua en permeabilidad entrampada (S_{wj}) para esos valores de permeabilidad relativa del gas ($K_{rg} = 0.02$) a diferentes permeabilidades absolutas se muestran a continuación:

$K_{ik} = 0.1 \text{ mD}$	$0.65 < S_{wj} < 0.67$
$K_{ik} = 0.01 \text{ mD}$	$0.62 < S_{wj} < 0.78$
$K_{ik} = 0.001 \text{ mD}$	$0.55 < S_{wj} < 0.89$
$K_{ik} = 0.0001 \text{ mD}$	$0.52 < S_{wj} < 0.98$

Cada límite en los rangos anteriores representa los puntos donde la K_{rg} (izquierda) y K_{rw} (derecha) es menor o igual al 2 %, evidenciándose el margen de saturación donde el flujo es nulo o económicamente insignificante (permeability jail).

Observando y analizando los yacimientos de baja permeabilidad es aceptable decir que para los yacimientos de arenas apretadas con una saturación de agua del 55% el gas tendrá una permeabilidad relativa cercana al 2% y a medida que la saturación de la fase mojante aumente, el gas se ira quedando más inmóvil en el medio poroso.

La influencia que tiene la presión de confinamiento que se maneja en el yacimiento con respecto a los fluidos en el medio poroso, confirma que el rango de saturación de agua en los yacimientos con menores permeabilidades absolutas será más amplio en el efecto de la reducción de la permeabilidad relativa del gas y a medida de que las fuerzas capilares en dicho medio poroso van siendo más leves, la influencia del agua en la permeabilidad relativa del gas ira disminuyendo facilitando el movimiento del gas y así alejarse más del punto crítico de producción de dichas formaciones apretadas ($K_{rg} < 2\%$).

Exponentes ecuación de Corey (p y q). El modelo propuesto por Corey (1954)³³ depende de la estructura del medio poroso y para el caso de los yacimiento de “Tight gas” que son altamente heterogéneos se deben estudiar para cada tipo de roca y yacimiento.

Brooks y Corey (1966) propusieron un método experimental para determinar estos exponentes a partir de la tortuosidad del medio poroso, la presión capilar y la saturación de la fase mojante. El modelo para la permeabilidad relativa de la fase no mojante (K_{rnw}) es el siguiente:

$$K_{rnw} = \left(1 - \frac{S - S_r}{1 - S_r}\right)^2 \frac{\int_s^1 \frac{ds}{pc^2}}{\int_0^1 \frac{ds}{pc^2}} \quad \text{Ec. 6}$$

Donde la expresión $(S - S_r) / (1 - S_r)$ es la saturación efectiva (S_e) de la fase mojante, S_r es la saturación irreducible.

La ecuación 6 puede ser expresada en función del factor de distribución del tamaño de poro (λ), el cual puede ser determinado experimentalmente para predecir la permeabilidad relativa como una función de la presión capilar y la saturación. Para correlacionar estas variables Brooks y Corey analizaron una gran cantidad de datos a núcleos de rocas consolidadas en una gráfica logarítmica de S_e Vs P_c , observándose que,

$$\ln S_e = -\lambda \ln P_c + \lambda \ln P_d \quad \text{Para } P_c \geq P_d \quad \text{Ec. 7}$$

³³ COREY, Arthur T. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities. 1954.

Donde P_d es presión de desplazamiento y hace referencia a la presión crítica mínima en el ciclo de drenaje a la cual existe como continua la fase no mojante, es decir, la fase no mojante no comienza a fluir hasta que la presión capilar sea igual o mayor a la presión de desplazamiento, $P_c = P_d$.

La siguiente expresión se toma de aplicar antilogaritmo de Ecuación 7.

$$S_e = \left[\frac{P_d}{P_c} \right]^\lambda \quad \text{Para } P_c \geq P_d \quad \text{Ec. 8}$$

Dejando en función la variable S por S_e en la integral y sustituyendo 8 en 6,

$$K_{rwn} = \left(1 - \frac{S - S_r}{1 - S_r} \right)^2 \frac{\int_{S_e}^1 S_e^{\frac{2}{\lambda}} dS_e}{\int_0^1 S_e^{\frac{2}{\lambda}} dS_e} \quad \text{Ec. 9}$$

Integrando se obtiene,

$$K_{rwn} = (1 - S_e)^2 \left(1 - S_e^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right) \quad \text{Ec. 10}$$

Para expresar la permeabilidad de la fase no mojante (K_{rwn}) como función de la presión capilar (P_c) y la distribución del tamaño de poro se reemplaza la Ecuación 8 en la Ecuación 10,

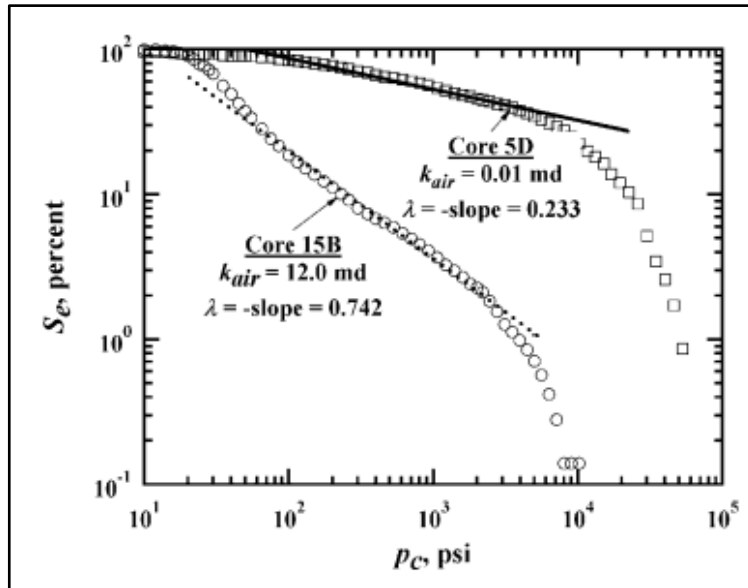
$$K_{rwn} = \left(1 - \left(\frac{P_d}{P_c} \right)^\lambda \right)^2 \left(1 - \left(\frac{P_d}{P_c} \right)^{2+\lambda} \right) \quad \text{Ec. 11}$$

Este tratamiento se debe aplicar posiblemente solo al ciclo de drenaje. Para analizar los resultados a partir de este método hay que tener en cuenta que λ grandes, indican rocas homogéneas y λ pequeños, para sistemas heterogéneos, lo que se evidencia en la figura 18.³⁴

La metodología propuesta por Brooks y Corey fue desarrollada por Doublet (2001) en muestras del campo Robertson, Formación Clear Fork, al oeste de Texas (Gaines County), los resultados muestran la relación entre λ y la homogeneidad de la roca, ver figura 18.

³⁴ Doublet, Louis Edward. An integrated geologic and engineering reservoir characterization of the north robertson (clear fork) unit, gaines county, texas. Texas A&M University (TAMU). Vol. 1. 2001.

Figura 18. Cálculos del factor de distribución del tamaño de poro de Brook y Corey. Unidad North Robertson 3533 (Núcleo #15B) y Unidad North Robertson 1510 (Núcleo #5D).

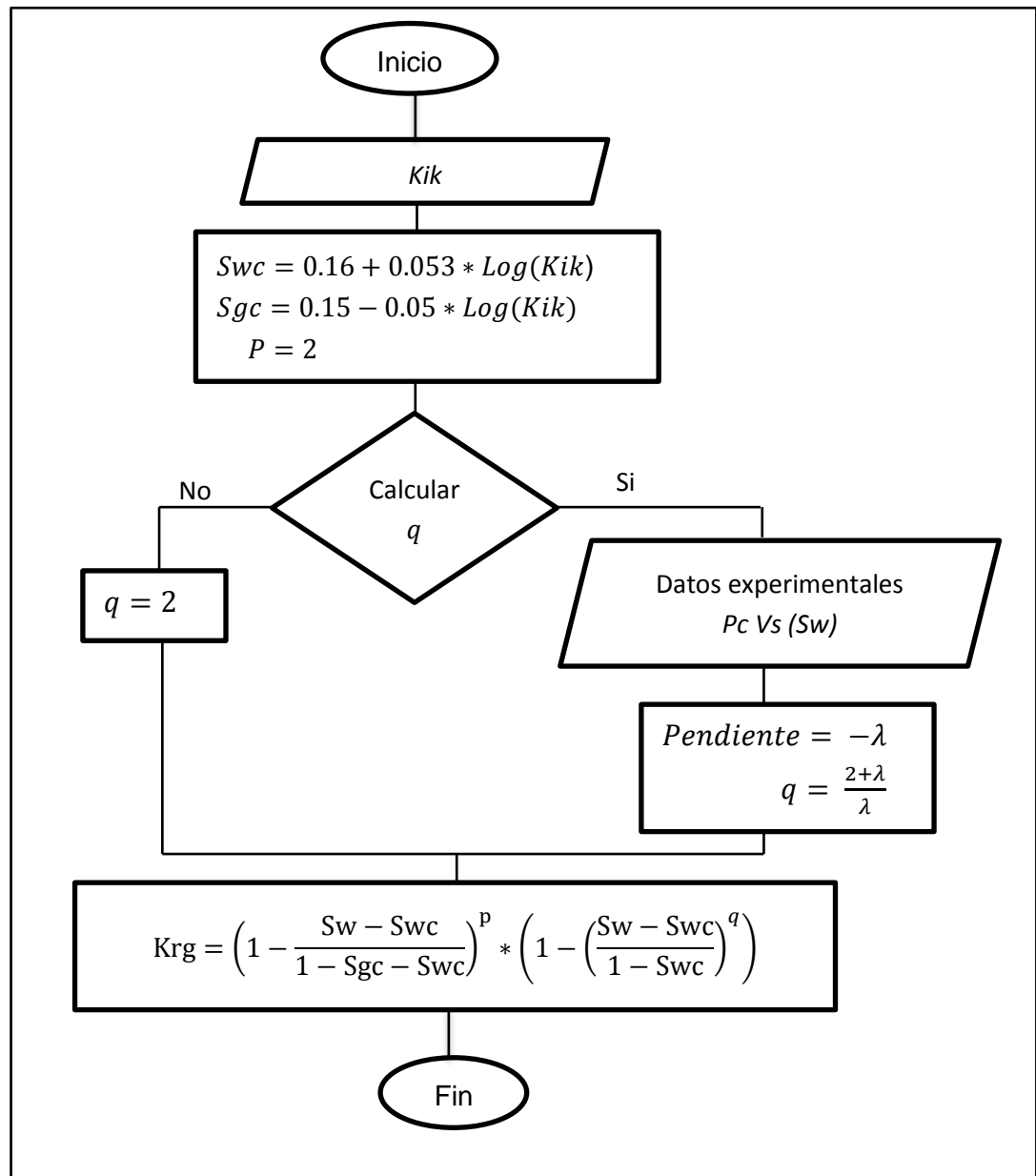


Fuente: Doublet, Louis Edward. 2001.

3.1.2 Esquema de la metodología correlaciones de corey. La permeabilidad entrampada se puede determinar al analizar el comportamiento de la permeabilidad relativa de las fases presentes en el medio poroso, este estudio se enfocó en la permeabilidad relativa al gas ya que por el método de drenaje se puede realizar el análisis de ambas fases.

Se propone la siguiente metodología con base en los modelos empíricos de Corey y la modificación propuesta por Byrnes (2010) para determinar la curva de permeabilidad relativa al gas.

Figura 19. Esquema conceptual del desarrollo de la metodología a partir de las ecuaciones de Corey.



Fuente: Propuesta por los autores.

3.2 MÉTODO DE FALLOFF (JONES) PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS EN YACIMIENTOS DE ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD.

La caracterización de un yacimiento permite conocer la manera de explotación y producción, la permeabilidad relativa de los fluidos de formación es la mejor forma de desarrollar esta importante etapa de conocimiento del yacimiento. Para poder entender el problema de la permeabilidad entrampada el estudio de la permeabilidad relativa es un elemento esencial, por ende se ha propuesto una metodología experimental con base en los estudios realizados por Wang *et al* (2011)³⁵.

El método consiste en la combinación de la técnica de estado inestable de caída de presión (falloff) y la evaporación de una de las fases, el cual se desarrolla para conseguir la permeabilidad relativa en núcleos de areniscas de gas apretado ("Tight gas"). Los fluidos que se utilizan es el tolueno para la fase mojante y su saturación es variada por evaporación y determinada por balance de masa y el nitrógeno que imita el gas hidrocarburo (fase no mojante).

Se escoge este método porque reduce considerablemente el tiempo de prueba, facilita la obtención de los datos y es eficaz en la medición de la permeabilidad relativa a núcleos de baja permeabilidad (jones 1972)³⁶. Otros métodos como el estado estable consumen mucho tiempo de prueba y se asocian a grandes incertidumbre debido a la medición de caudales que para el caso de "Tight gas" son considerablemente muy bajos. Este método no requiere correlaciones empíricas que usen núcleos de permeabilidad conocida para construir una curva de calibración, se basa simplemente en una rutina experimental para determinar directamente la permeabilidad efectiva.

3.2.1 Metodología para la medición de la permeabilidad relativa por el método de Falloff. El método utiliza el tolueno para imitar el agua de formación ya que presenta mojabilidad similar al agua y en comparación con ésta el tolueno es más fácil para fluir y ser inyectado, también evita cambio de salinidad durante la evaporación. Puesto que la mayoría de los yacimientos de "Tight gas" son mojados por agua, la permeabilidad relativa del agua es mucho menor que para el gas en un amplio rango de saturación. Por lo tanto para una gama de saturación el agua se puede suponer inmóvil durante el flujo de gas. Ésta es la primera suposición a tener en cuenta para el método.

³⁵ WANG, Y. Et Al. Gas Phase Relative Permeability Characterization on "Tight gas" Samples. SCA2011-13. 2011

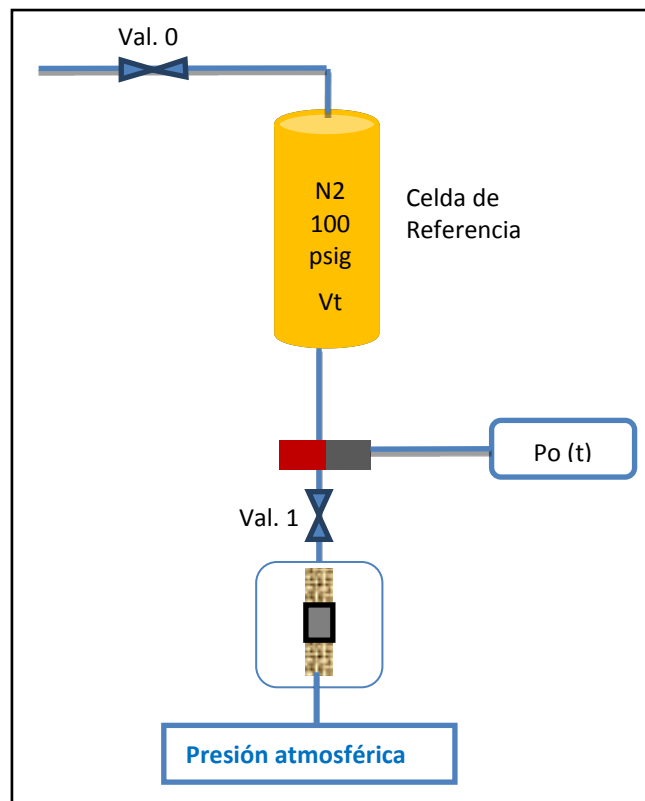
³⁶ STANLEY C , Jones. A Rapid Accurate Unsteady-State Klinkenberg Permeameter. SPE 3535-PA. 1972.

El método de falloff de estado inestable en que se basará la metodología fue desarrollado por primera vez por Jones (1972). El montaje experimental consiste en:

- Contenedor de núcleo tipo Hassler.
- Celda de referencia de N₂
- Transductor de presión
- Válvulas

El volumen de la celda de referencia varía de 10 cc a 150 cc para dar cabida a un amplio rango de porosidad y permeabilidad. Al comienzo de la prueba, la muestra se encuentra a presión atmosférica con el lado aguas abajo abierto al ambiente. La celda de referencia se llena con nitrógeno a 100 psi, cuando el gas alcanza el equilibrio térmico y la presión se estabiliza se procede a iniciar flujo de gas al núcleo.

Figura 20. Esquema del experimento de falloff de estado inestable (USS)



Fuente: Y. Wang. Et Al. 2011

3.2.1.1 Procedimiento para la obtención de la permeabilidad relativa al gas en muestras de areniscas de baja permeabilidad. El método de caída de presión permite la obtención de la permeabilidad absoluta de una muestra saturada 100 % de gas o la obtención de la permeabilidad efectiva al gas a cierta saturación de la fase mojante. Para desarrollar la prueba se debe seguir el siguiente procedimiento basado en el estudio de Wang *et al* (2011) y Jones (1972):

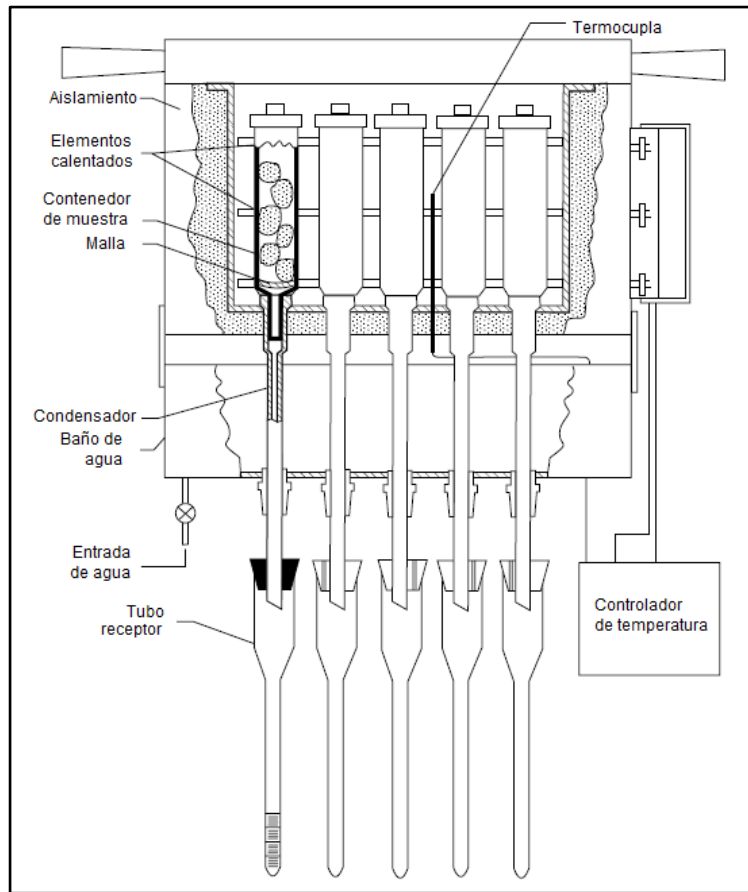
1. Tener una muestra de núcleo de 1 in a 1.5 in. Los núcleos deben haberseles aplicado procedimiento de limpieza y secado a 60 °C.
2. Antes de realizar las medidas de permeabilidades relativas se debe determinar la permeabilidad absoluta de la muestra.
3. Saturar la muestra al vacío y a presión hasta que alcance 100% de saturación de tolueno.
4. Si se desea, se puede hallar la porosidad de la muestra a partir del principio de Arquímedes.
5. El ciclo de drenaje inicia después de la medición de la porosidad.
6. Evaporar el tolueno que está dentro la muestra (espacio poroso) hasta alcanzar una saturación objetivo (S_w). Esperar hasta que el fluido se redistribuya y alcance un equilibrio térmico
7. Seguido el núcleo se pesa y se carga en el core holder.
8. Previamente la celda de referencia se llena hasta alcanzar el volumen deseado y una presión de 100 psi.
9. En el momento en que el gas alcanza el equilibrio térmico y la lectura de presión se estabiliza, la válvula 1 se abre y se registra la presión aguas arriba cuando el nitrógeno fluye a través del núcleo.
10. La obtención de la permeabilidad efectiva a la saturación objetivo se realiza a partir del análisis de los datos de presión en función del tiempo.
11. Extraer el núcleo del core holder y pesarlo para obtener una saturación promedio después del flujo de gas.
12. Finalmente para una siguiente saturación objetivo, evaporar el tolueno hasta alcanzar la nueva saturación deseada y se repite la medición de la permeabilidad efectiva por el método de Falloff.

Para mitigar la incertidumbre en la prueba hay que tener en cuenta que la fluctuación en la temperatura afecta la presión registrada ($P_o(t)$) y que el ruido puede alterar las medidas del transductor de presión. También se debe realizar un procedimiento cuidadoso con la redistribución de los fluidos en el núcleo, ya que la saturación de la muestra es variada por evaporación y una redistribución no uniforme de la saturación puede aumentar la incertidumbre en los datos obtenidos. Para evitar esto, el gradiente de saturación manejado para la inyección del tolueno es estabilizado almacenando la muestra con cierta saturación objetivo en un envase durante un periodo de tiempo prolongado que va de 15 a 30 min.

3.2.1.2 Método saturación por evaporación de tolueno. La variación de la saturación para fase mojante del método de caída presión se basa en las metodologías de limpieza de núcleo que se encuentra en la norma API RP 40. La saturación objetivo se logra aplicando ya sea la técnica de la retorta a presión atmosférica o la técnica de extracción por destilación con solvente.

- **Técnica de la retorta a presión atmosférica:** La saturación objetivo de tolueno se obtiene por un proceso de retorta a alta temperatura, aunque éste está diseñado para muestras triturada se puede aplicar a los plugs utilizados ya que no superan 1.5 in en longitud cumpliendo con las especificaciones comerciales. La muestra se calienta para permitir que parte del tolueno se evapore a aproximadamente a 110 °C, el destilado se obtiene en un recipiente de vidrio calibrado, la cantidad de tolueno condensada menos la cantidad inicial en la roca determina la saturación a ser estudiada por la prueba de falloff.

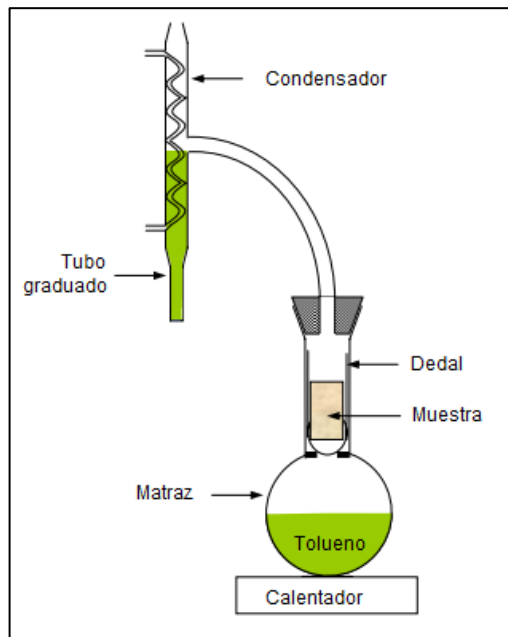
Figura 21. Equipo retorta de destilación a presión atmosférica.



Fuente: Recommended Practices for Core Analysis. RECOMMENDED PRACTICE 40. American Petroleum Institute, API. Segunda Edición. 1998

- **Método de extracción por destilación con solvente:** Es adecuado para determinar la saturación en plugs, consiste en hacer fluir un solvente caliente con el fin de evaporar el fluido que se encuentra en la muestra. Para determinar la saturación objetivo se va a utilizar el mismo fluido presente en el núcleo, lo que se quiere es que el tolueno calentado logre evaporar parte del tolueno que está en la muestra y al final obtener una saturación menor en el núcleo. El fluido destilado es recogido en un recipiente calibrado. La cantidad de tolueno retirado se obtiene pesando la muestra antes y después del proceso, también se puede pesar el tolueno en el matraz antes y después del calentamiento y haciendo una relación con el tolueno recuperado se determina el volumen de fluido retirado de la muestra.

Figura 22. Principio del equipo de destilación.



Fuente: Dr. Sidqi A. Abu-Khamsin.2004³⁷. Modificado por los autores.

3.2.2 Tratamiento y análisis de datos de la prueba de Falloff. La técnica de falloff permite que tanto la caída de presión como la tasa de flujo a través del núcleo se puedan derivar a partir de la sola medición de la presión, lo que hace al método de caída de presión propuesto por Jones (1972) sea rápido y preciso.³⁸ Con base en esto, el tratamiento de las lecturas de presión conlleva a la determinación de la permeabilidad efectiva al gas sin tener que realizar tediosas mediciones de caudales de flujo basándose en el análisis de la presión en función del tiempo.

Los datos que se obtienen a partir de la prueba de falloff se pueden ver en la figura 23, en donde se grafica la presión registrada por el transductor en función del tiempo. El análisis de estos datos se basa en la investigación realizada por Jones (1972). A partir de la ley de gases ideales, condición de flujo másico constante y la ley de Darcy él obtuvo la siguiente expresión:

³⁷ Dr. Sidqi A. Abu-Khamsin. Basic properties of reservoir rocks. King Fahd University of Petroleum & Minerals. 2004. 21 p.

³⁸ STANLEY C, Jones. A Rapid Accurate Unsteady-State Klinkenberg Permeameter. 1972. SPE 3535-PA.

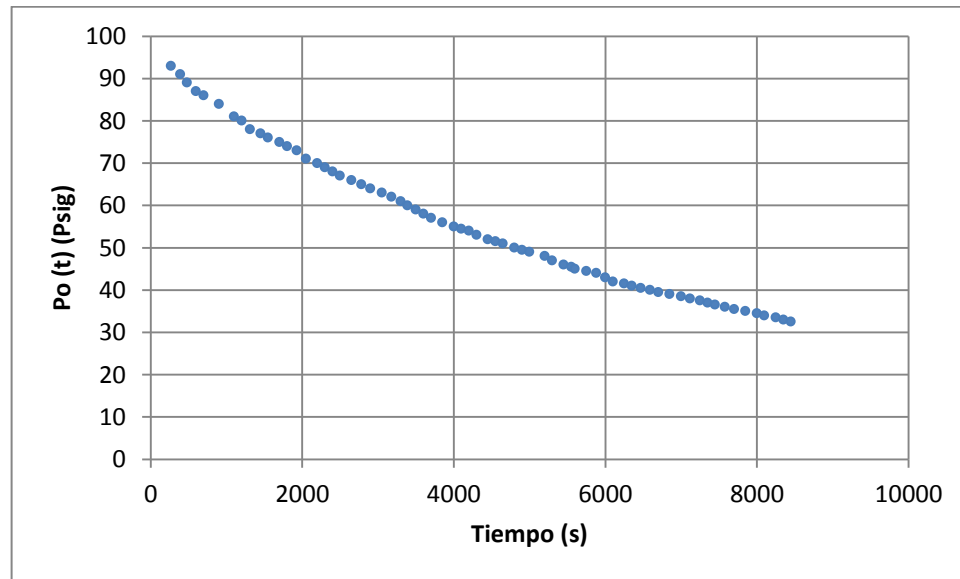
$$\frac{-V_t}{P_o[t]} \frac{dP_o[t]}{dt} = \frac{k_l * A}{29390 u * L} * (P_o[t] + 2(p_a + b)) \quad \text{Ec. 12}$$

La permeabilidad efectiva se determina graficando la parte izquierda de la ecuación, $-\frac{V_t}{P_o(t)} \frac{dP_o(t)}{dt}$, contra $P_o(t)$ en donde se obtiene una línea recta de pendiente $m = k_l * A / 29390 u * L$ y corte $i = 2(p_a + b)m$. $P_o[t]$ es la presión registrada en el dransductor, b es el factor de deslizamiento del gas, k_l es la permeabilidad de klinkenberg (mD) obtenida para la saturación objetivo, u la viscosidad del gas (cP), $-V_t$ es el volumen de la celda de referencia (ml), L es la longitud del núcleo (cm), A es el área transversal del núcleo (cm^2)

La ecuación xx queda de la siguiente forma:

$$\frac{-V_t}{p_o[t]} \frac{dp_o[t]}{dt} = i + m P_o[t] \quad \text{Ec. 13}$$

Figura 23. Resultados de una prueba de Falloff para una muestra de $K_{abs} = 0.004 mD$.



Fuente: Y. Wang, Z. Chen, V. Morah, R. J. Knabe and M. Appel. Gas phase relative permeability characterization on “Tight gas” samples. SCA2011-13. 2011

3.3 MÉTODO DE DECAIMIENTO DE PRESIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS EN YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD

Diferentes arreglos se le han venido haciendo a este método ayudados por investigadores como Narahara, Holditch, Chowdiah, entre otros, para obtener los valores de permeabilidad relativa al gas en yacimientos de baja permeabilidad a diferentes saturaciones de agua. Se ha propuesto un montaje de laboratorio final (Ning 1990) para desarrollar este método, teniendo en cuenta correcciones que en otros métodos no se habían analizado como es la variación que se puede tener en las medidas al momento de retirar el núcleo del porta muestras para conocer su saturación por gravimetría, o el efecto de la presión de confinamiento de la muestra. Este montaje se compone principalmente de 3 sistemas: Sistema de presión de confinamiento, sistema de presión de poro y el sistema de adquisición de datos.

El sistema de presión de poro es la parte más sensible del montaje ya que con base en él se fundamenta la representatividad de los datos. El sistema de presión de poro le brinda al sistema la capacidad de desarrollar una presión de pulso para realizar la prueba de presión transiente, adicional a esto, ofrece la ventaja de producir agua en pequeñas cantidades para cada prueba lo que no hace necesario la extracción de la muestra del porta muestra, y finalmente ahorra tiempo en la lectura debido a que el “volumen downstream” es muy pequeño con respecto al volumen poroso de la muestra.

3.3.1 Teoría del método de decaimiento de presión. Para desarrollar la prueba se debe entender de que el sistema debe estar en equilibrio de presión y temperatura, para esto y para modelar lo que pasa en el yacimiento, a la muestra se le aplica una presión de confinamiento que será ejercida desde afuera del “core holder” y para incluir la presión de poro, el sistema contará con un volumen de “upstream” y un volumen de “downstream”. La prueba iniciará con un incremento de presión en el volumen de “upstream” mayor al que se tiene como presión de poro y como dicho incremento atravesará el núcleo hasta llegar al “downstream”, la presión en el “upstream” declinará hasta un valor donde se presente un equilibrio con la presión de “downstream”, en ese momento la lectura del primer pulso finalizará.

La ecuación que estudia lo que pasa en este método es la ecuación de difusividad para una sola fase y flujo lineal en función de pseudotiempo y pseudopresiones, los cuales serán tomados para finalmente correlacionarlas y obtener los valores de permeabilidad relativa deseados.

$$\bullet \frac{\partial^2 P_p}{\partial X^2} - \frac{\mu_p \phi c_{tp}}{k} \frac{\partial p}{\partial t_a} = 0 \quad \text{Ecuación de difusividad expresada en términos de pseudotiempo y pseudopresiones} \quad \text{Ec.14}$$

$$0 < x < L \quad \longrightarrow \quad t_a > 0$$

Donde el valor de $x=L$ representa la cara de la muestra cercana al volumen de “upstream” y el valor de $x=0$ representa la cara de la muestra cercana al volumen de “downstram”.

El valor de los pseudotiempo está definido de la siguiente manera:

$$t_a = \mu_p c_{tp} \int_{t_0}^t \frac{dt}{\mu c_t} \quad \text{Ec.15}$$

Los valores para las pseudopresiones se obtendrán como se muestra a continuación:

$$P_p = 2 \int_{P_0}^P \frac{P}{\mu Z} dP \quad \text{Ec.16}$$

Las condiciones límites del sistema son:³⁹

$$P_p(x, 0) = 0, \quad 0 < x$$

$$P_p(0, t_a) = P_{pd}(t_a) \quad t_a \geq 0$$

$$P_p(L, t_a) = P_{pu}(t_a) \quad t_a \geq 0$$

$$\frac{\mu_p c_{gp} V_a}{kA} \frac{\partial P_{pd}}{\partial t_a} - \left(\frac{\partial P_p}{\partial x} \right)_{x=0} = 0 \quad t_a > 0$$

$$P_{pd}(0) = 0$$

$$\frac{\mu_p c_{gp} V_u}{kA} \frac{\partial P_{pu}}{\partial t_a} - \left(\frac{\partial P_p}{\partial x} \right)_{x=l} = 0 \quad t_a > 0$$

³⁹ XIUXU, Ning y STEPHEN, Holditch. The Measurement of Gas Relative Permeability For Low Permeability Cores Using a Pressure Transient Method. Fourth annual SCA technical conference in Dallas, Texas. 1990.

A continuación una solución analítica para obtener los valores de permeabilidad relativa de cada pulso y de igual forma los valores de saturación que se tienen en el medio poroso una vez se haya llegado al equilibrio del pulso.

$$\frac{P_{pu}}{P_{pp}} = \frac{1}{1+\beta+\gamma} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha*\theta^2} \left(\beta + \frac{\gamma^2 \theta_n^2}{\beta}\right)}{\frac{\gamma^2 \theta_n^4}{\beta^2} + \frac{(\gamma^2 \beta + \gamma^2 + \gamma + \beta) \theta_n^2}{\beta} + \beta^2 + \gamma \beta + \beta} \quad \text{Ec.17}$$

Para utilizar la anterior solución analítica debe tenerse en cuenta los valores que la componen y definirlos como se muestran a continuación

$$\cdot \quad \tan \theta = \frac{(1+\gamma)\theta}{\frac{\gamma \theta^2}{\beta} - \beta} \quad \text{Ec.18}$$

$$\cdot \quad \alpha = \frac{k t_a}{94812 L^2 \mu_P \phi C_{tp}} \quad \text{Ec.19}$$

$$\cdot \quad \beta = 16.387 \frac{AL \phi C_{tp}}{V_u C_{gp}} \gamma^2 \quad \text{Ec.20}$$

$$\cdot \quad \gamma = \frac{V_d}{V_u} \quad \text{Ec.21}$$

Donde C_{tp} es la compresibilidad total (fluidos y roca) a presión inicial de poro (psi^{-1}), t_a es Pseudo tiempo de duración del pulso (s), L la longitud de la muestra (in), A es el área transversal de la muestra (in²), ϕ es la porosidad efectiva de la muestra (fracción), V_u es el Volumen del upstream (cm³), V_d es el volumen del downstream (cm³), C_{gp} es la compresibilidad del gas a presión inicial de poro (Psi^{-1}), μ_p es la viscosidad del gas (N₂) a presión inicial de poro (cP), u es la viscosidad que tendrá el gas a lo largo de la prueba, k es la permeabilidad efectiva de la muestra (mD)

A esta solución analítica para cada pulso se le desarrolló un programa en C++ para poder utilizarlo como herramienta cuando se quiera analizar a nivel de laboratorio los diferentes pulsos en el método de decaimiento de presión para la obtención de las curvas de permeabilidades relativas para las muestras de baja permeabilidad o “Tight gas”. Ver anexo B y C.

3.3.2 Metodología para el método de decaimiento de presión. A continuación se muestra el procedimiento que se debe seguir para obtener los valores de permeabilidad relativa con el método de decaimiento de presión para muestras de baja permeabilidad.

Detalles de la prueba:

1. La presión de poro que se aplica a la muestra es de 1000 psi (nitrógeno).
2. Presión de confinamiento de 2000 psi (nitrógeno).
3. Presión de pulso 100 psi.
4. La muestra estará saturada con agua.
5. El fluido que representa a la fase no mojante es el nitrógeno.
6. La saturación de agua inicial de la prueba es de 70%.

La prueba asume que una sola fase es la que se mueve, por lo que el agua se asume inmóvil a lo largo de la prueba y de esta forma se utilizaría la ecuación de difusividad para flujo lineal y de una sola fase que anteriormente fue detallada.

La prueba se realiza de la siguiente manera:

1. Se satura la muestra con agua y luego es cargada al montaje de laboratorio.
2. Una pequeña cantidad de gas se deja en la muestra, esto obviamente se logrará al desplazar cierta cantidad de agua de la muestra, aproximadamente 70% será la saturación de agua inicial de la muestra al momento de empezar la prueba.
3. Antes de que se desarrolle el primer pulso, se debe esperar a que el sistema esté en equilibrio, el equilibrio será dado por las presiones tanto de poro como de confinamiento.
4. Cuando se alcanza el equilibrio, la prueba se inicia haciéndole pasar al sistema un pulso de 100 psi (incremento en la presión del volumen de "upstream").
5. Una vez el pulso ya haya pasado por la muestra y se logre observar que la presión del "upstream" y la del "downstream" son casi iguales, se da por terminado la prueba para ese pulso y se prepara el sistema para el pulso siguiente.
6. Para cada pulso el pseudotiempo (en función del tiempo que demora el pulso) y la pseudopresión (en función de la presión final de equilibrio de los volúmenes de "upstream" y "downstream") serán grabados para calcular el valor de permeabilidad relativa al gas para la saturación objetivo del pulso.

Cabe resaltar que el valor calculado de permeabilidad relativa al gas será para la saturación con la que inicia la prueba que viene dada por la siguiente expresión:

- $S_w = \frac{\phi_{ab} - \phi_{ap}}{\phi_{ab}}$ Ec.22

El valor de la porosidad absoluta es un valor que se debe tener de antemano para iniciar la prueba y la porosidad aparente será el resultado de la cantidad de agua que se vaya desplazando a medida de que se vaya haciendo la prueba.

El valor de la permeabilidad relativa se obtendrá con la siguiente expresión:

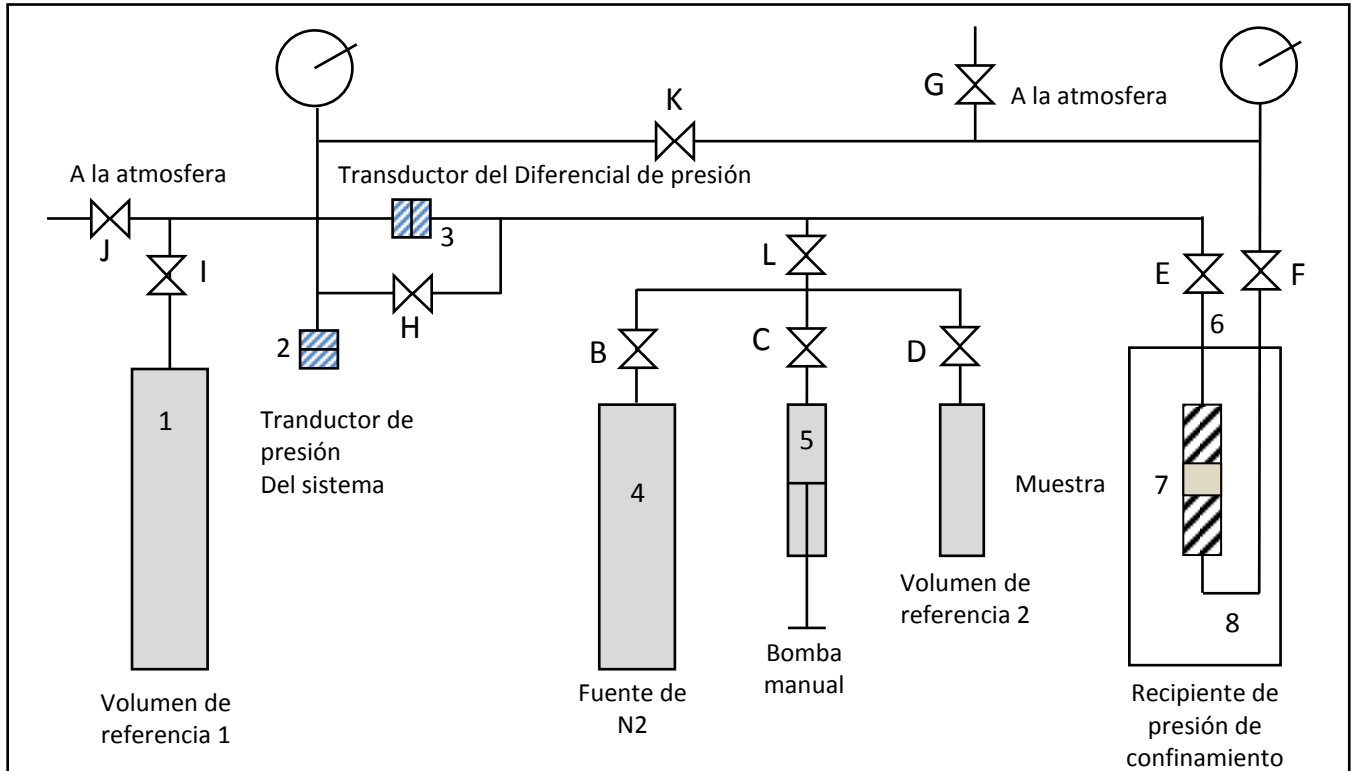
- $Kr = \frac{K_{ap}}{K_{ab}}$ Ec.23

El hecho de que se asuma que la prueba arroje resultados significativos es justificable, debido a que para este tipo de yacimientos de baja permeabilidad, la saturación de agua irreducible es de aproximadamente 70 a 80% y pues a medida que se produzcan los pulsos, más cantidad de agua se forzarán a salir de la muestra haciendo que el agua que vaya quedando en el medio poroso sea aún más inmóvil⁴⁰.

⁴⁰ KATZ, D.L. and LUNDY, C.L. Absence of Connate Water in Michigan Reef Gas Reservoirs, An analysis. AAPG Bulletin, Vol.66, No.1. 1982. 91 p.

3.3.3 Montaje de laboratorio para el método de decaimiento de presión. A continuación se ilustra el montaje de laboratorio requerido para la metodología anteriormente explicada:

Figura 24. Montaje de laboratorio del método de decaimiento de presión.



Fuente: XIUXU, Ning y STEPHEN, Holditch.

- 1: Contenedor de N₂: Tiene como tarea hacer que la presión de poro se mantenga estable antes de que la prueba inicie.
- 2: Es el sistema del transductor de presión.
- 3: Es el transductor de presión y controlará el diferencial de presión que tendrá el pulso antes de que inicie la prueba.
- 4: Contenedor de N₂: Proveerá a la bomba el nitrógeno necesario para provocar el pulso de la prueba.
- 5: Es la bomba que dará el pulso con el que iniciara la prueba.
- 6: Volumen de upstream, desde las válvulas H, L, E hasta el core holder.
- 7: Core holder.
- 8: Volumen de downstream, desde el core holder hasta la válvula F.

3.4 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ENTRAMPADA EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD

Finalmente, ya teniendo claro las características del fenómeno de permeabilidad entrampada y el efecto que produce en el flujo de los fluidos en el medio poroso de los yacimientos de baja permeabilidad, se puede desarrollar una metodología para obtener las curvas de permeabilidades relativas para dichos yacimientos (propiedad fundamental para determinar la presencia del fenómeno de permeabilidad entrampada en los yacimientos de baja permeabilidad). Esta metodología se fundamentara en los 3 métodos anteriormente explicados (Corey, fall-off y decaimiento de presión) para la obtención de las curvas de permeabilidades relativas y en lo propuesto por CLUFF y BYRNES en donde se asume que el fenómeno de permeabilidad entrampada está presente o se podrá desarrollar en el yacimiento cuando la K_{rg} presente valores igual o por debajo del 2%.

De los métodos que se mostraron para obtener las curvas de permeabilidad relativa, se decidió tomar lo expuesto por Ning. Esta técnica permite tener datos un poco más confiables ya que corrige los errores que se tenían al sacar la muestra del equipo para establecer las condiciones de las diferentes pruebas que se iban analizando para cada punto de saturación. El método de decaimiento de presión tiene en cuenta el agua como la fase mojante de la muestra, lo cual es una ventaja al momento de querer emular lo que en realidad pasa en el medio poroso y de igual forma permite tener en cuenta la presión de confinamiento y de poro que la muestra tendría a condiciones de yacimiento.

Con base en el diagrama de flujo del **anexo A**, se debe seguir una serie de pasos para poder analizar muestras de núcleos de areniscas de baja permeabilidad que puedan ser capaces de desarrollar el fenómeno de permeabilidad entrampada a través de la obtención de la curva de permeabilidad relativa al gas. Esto se tendrá que realizar de la siguiente manera:

- 1- SELECCIONAR MUESTRA:** Se tiene que seleccionar una muestra que permita analizar el comportamiento de los fluidos en el medio poroso de los yacimientos "Tight gas" ($k_{ab} < 0.1$ md), esto con el fin de garantizar la posibilidad de estudiar el fenómeno de permeabilidad entrampada.
- 2- VARIABLES QUE SE DEBEN CONOCER:** Para establecer condiciones ideales para la prueba, se debe saber de antemano las presiones de confinamiento y de poro que tendría la muestra en el yacimiento. Igualmente, se necesita conocer valores como la compresibilidad de la roca, la saturación

inicial del agua ya que será a partir de esa saturación con la que la prueba dará inicio, la porosidad absoluta de la muestra, los volúmenes de upstream (aguas arriba de la muestra) y downstream (aguas abajo de la muestra), el área transversal de la muestra, la longitud de la muestra, la compresibilidad total, viscosidad del gas a las condiciones de presión de poro, la permeabilidad absoluta de la muestra y finalmente se debe haber establecido cuantos puntos de saturación se analizaran a lo largo de toda la prueba.

3- MONTAJE DEL EQUIPO:

- Transductor de presión: La función del transductor de presión será convertir la presión en una señal eléctrica análoga para registrar el cambio de presión con respecto al tiempo y guardarlos.
- Manómetros: Serán los encargados de permitir monitorear la prueba con respecto a la presión que el sistema va mostrando.
- Bomba manual: Es la encargada de suministrarle al sistema la presión de pulso necesaria para generar los cambios de presión en la obtención de la curva de permeabilidad del gas.
- Porta núcleos tipo Hassler: Es la parte del sistema en donde se encuentra la muestra.
- Válvulas para el control de flujo: Están distribuidas en lugares estratégicos del sistema para permitir el control de la prueba.
- Tuberías aguas abajo del porta núcleos: Diámetro de 1/16" in.
- Celdas de almacenamiento de N₂: Una de esas celdas será la que le dará a la muestra una presión de poro de 1000 psi y otra de esas celdas será la fuente de N₂ para la bomba manual. Celda 1 y 4 respectivamente (Ver figura 24).
- Sistema computarizado que permita guardar las lecturas del transductor de presión y obtener las curvas de permeabilidad relativa.

4- PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA: Ya con el montaje de laboratorio establecido y con las condiciones iniciales que debe tener el sistema para desarrollar el método de decaimiento expuesto por Ning, se debe desarrollar la prueba como se muestra a continuación:

- a. Ya con la muestra seleccionada, se le debe aplicar un procedimiento de lavado y posteriormente garantizar que la saturación inicial de la muestra sea del 70%. Con esto se asegura de que en el medio poroso la única fase que tendrá capacidad de movimiento será el gas. Esto se hace ya que la ecuación con la que se hará el tratamiento de la prueba es la ecuación de difusividad para flujo lineal para un fluido compresible. Posterior a eso, la muestra es cargada al sistema.
- b. Antes de establecer cualquier presión, se debe revisar que todas las válvulas del sistema no presenten ningún tipo de fugas que provoquen la mala toma de datos al momento de correr la prueba.
- c. Lo que sigue es establecer las condiciones de presión que tendrá la muestra (presión de confinamiento de 2000 psi y la presión de poro de 1000 psi que se genera de la celda de nitrógeno 1). Ver figura 24.
- d. Luego de haberle proporcionado al sistema la combinación de presiones que emularan las condiciones de yacimiento, se debe dejar que el sistema esté en equilibrio antes de empezar la prueba.
- e. Se debe tener en cuenta que la bomba manual tenga el volumen necesario para darle al sistema el pulso de 100 psi. El contenedor número 4 será el suministro del N₂ para la bomba manual. Ver figura 24.
- f. Antes de provocar el pulso al sistema, la válvula H y K, debe cerrarse para que el transductor de presión registre el diferencial de presión inicial con el que empezará la prueba. Ver figura 24.
- g. La prueba inicia al aplicar el pulso de 100 psi al sistema.
- h. A medida que la presión vaya decayendo, el transductor de presión ira guardando los cambios de presión con respecto al tiempo. Los manómetros permitirán un control visual de la prueba.
- i. La prueba para cada punto de saturación termina cuando la presión en los manómetros sea igual o tiendan a parecerse.
- j. Después de haber finalizado las lecturas para el punto de saturación anterior, se prepara el sistema para una nueva corrida que dará como resultado el valor de permeabilidad efectiva para el otro punto de saturación.

- k. Finalmente con los datos obtenidos (caída de presión vs tiempo, presión inicial y final del pulso) se calcula para cada corrida un punto de permeabilidad relativa al gas.
- l. El procedimiento de cómo se manejarán los datos de cada lectura en la herramienta desarrollada en el código C++, se encuentra en el **anexo B**.

5- CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS: Ya con los puntos de permeabilidad relativa en cada corrida de la prueba (diferentes puntos de saturación), se podrá establecer cuál será el comportamiento del gas a medida que la saturación de la fase mojante aumente o disminuya en el medio poroso, esto será indispensable para estudiar y entender el fenómeno de permeabilidad entrampada en los yacimientos de “Tight gas”.

6- CÁLCULAR EL INDICE DE ENTRAMPAMIENTO DE FASE: Este parámetro es fundamental tenerlo en cuenta ya que con base en él, se sabrá si la muestra que se está estudiando podrá desarrollar el fenómeno de entrampamiento de fase. El índice de entrampamiento de fase se calcula con la ecuación 2.

7- DETERMINACIÓN DEL FENÓMENO DE PERMEABILIDAD ENTRAMPADA: Para finalmente poder llegar a la conclusión de la determinación de este fenómeno en los yacimientos de “Tight gas”, se debe tener en cuenta el concepto de CLUFF y BRYNES al definir que este fenómeno se genera cuando la krg está por debajo de un 2%, si la saturación de agua está en el rango de 50 – 60% y el índice de entrampamiento de fase (PTC) es mayor a 0.5, se dice que la muestra presenta el fenómeno de permeabilidad entrampada y por lo tanto se hará necesario tomar medidas preventivas o en el peor de los casos buscar la forma de remediar el daño a la formación.

Con ayuda de la metodología ya explicada, se puede determinar si la muestra presentará el fenómeno de permeabilidad entrampada, en caso de que el núcleo que se analizó se haya tomado de un yacimiento donde el fenómeno de entrampamiento de fase no se haya generado, será muy útil para buscar el mejor camino para evitar el daño a la formación (prevención). O si en el peor de los casos la muestra que se analizó provenga de un yacimiento donde el fenómeno de la permeabilidad entrampada ya se haya desarrollado, ayudará a definir la

severidad del daño para buscar la manera de remediarlo. En el siguiente y último capítulo, se mostrará cual es el procedimiento que se debe seguir para prevenir o remediar el entrapamiento de fase en las areniscas de baja permeabilidad.

4. PREVENCIÓN Y REMEDIACIÓN DEL FENÓMENO DE ENTRAMPAMIENTO DE FASE EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD.

Los efectos de los fluidos residuales después de haberse desarrollado la estimulación de los yacimientos de baja permeabilidad, ha sido un problema que ha ido tomando mayor importancia a medida que dichos yacimientos se hacen indispensables para el actual desarrollo energético. Generalmente el fenómeno se desarrolla debido a que entre un 55-75% de fluido fracturante no se puede recuperar y donde la saturación de agua inicial es menor a la irreducible (saturación de agua sub-irreducible), esto propicia el entrapamiento de fase.⁴¹

Se ha observado el comportamiento de este fenómeno y se ha clasificado según la apertura de la fractura que se logra con la estimulación del fracturamiento hidráulico para yacimientos de permeabilidad menores a 1md⁴²:

- Si la fractura es mayor a 100 micrones, el entrapamiento no existirá.
- Si la fractura esta entre 10 a 100 micrones, hay posibilidad de que el entrapamiento se genere.
- Si la fractura es menor a 10 micrones, el entrapamiento estará presente en el yacimiento.

4.1 PREVENCIÓN DEL FENÓMENO DE ENTRAMPAMIENTO DE FASE EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD

Cuando se sabe que el yacimiento que se va a intervenir posee capacidad de entrapamiento, la mejor solución a este problema es no utilizar fluidos en base a la fase que se puede entrapar, sea el caso de los fluidos base agua. En este caso, si las condiciones económicas lo permiten y el desarrollo tecnológico está disponible, la estimulación (fracturamiento) se podría hacer con CO₂, para garantizar que el periodo de “clean-up” se desarrolle de la mejor manera y así evitar el bloqueo de fase. Pero cuando las condiciones económicas lo exigen y es inevitable usar fluidos en base agua para la perforación, se ha encontrado en la bibliografía que se pueden hacer tres cosas:

⁴¹ S.R. King. Liquid CO₂ for the stimulation of low permeability reservoirs. SPE/DOE 11616.1983. 1 p.

⁴² Tarek Ibrahim Elkewidy, Evaluation of Formation Damage/Remediation Potential of Tight Reservoirs. SPE 165093. 2013. 6 p.

4.1.1 Perforación Under-balanced. La finalidad de esta técnica es perforar de una manera no convencional los yacimientos, evitando que los fluidos de perforación ingresen a la formación, permitiendo que los fluidos de la formación tengan más presión que los fluidos de perforación garantizando que las pérdidas de circulación no sean un daño importante en la formación. Esto último es una ventaja muy importante ya que los fluidos de perforación por lo general son fluidos base agua y con esta técnica se estaría evitando que las pequeñas gargantas de poro que son características de los yacimientos de baja permeabilidad, se taponen y propicien el entrapamiento de fase en los yacimientos de “Tight gas”.

4.1.2 Energizar los fluidos de perforación para evitar que la alta tensión interfacial los deje inmóviles en el medio poroso. En el aspecto de entrar a estudiar los yacimientos no convencionales, China ha venido mostrando gran interés en sus campos de “Tight gas” y debido a esto también se ha encontrado con el fenómeno de entrapamiento de fase en sus reservorios por lo que estudia de manera detallada la manera de abordar dicho problema. Un estudio llevado a cabo en el “Drilling Research Institute of Shengli Oilfield” tomando como objeto de estudio el yacimiento de baja permeabilidad de Pinghu, se realizaron estudios de imbibición forzada para analizar el comportamiento de las fases en el medio poroso. Después de realizar el desplazamiento de fluidos se obtuvieron una serie de conclusiones importantes:

1. A medida que la saturación de agua incrementa, la permeabilidad efectiva del gas se ve reducida y en este tipo de yacimientos donde la permeabilidad es bastante pequeña puede ocasionar el entrapamiento de fase.
2. Se utilizó 0.05% de rhamnolipid (bio-surfactante), 0.8% mahogany sulfonato (anticorrosivo) y 1% de carbonato de sodio para energizar los fluidos de perforación, mostrando una gran reducción en la tensión interfacial y por ende un muy buen periodo de clean-up.

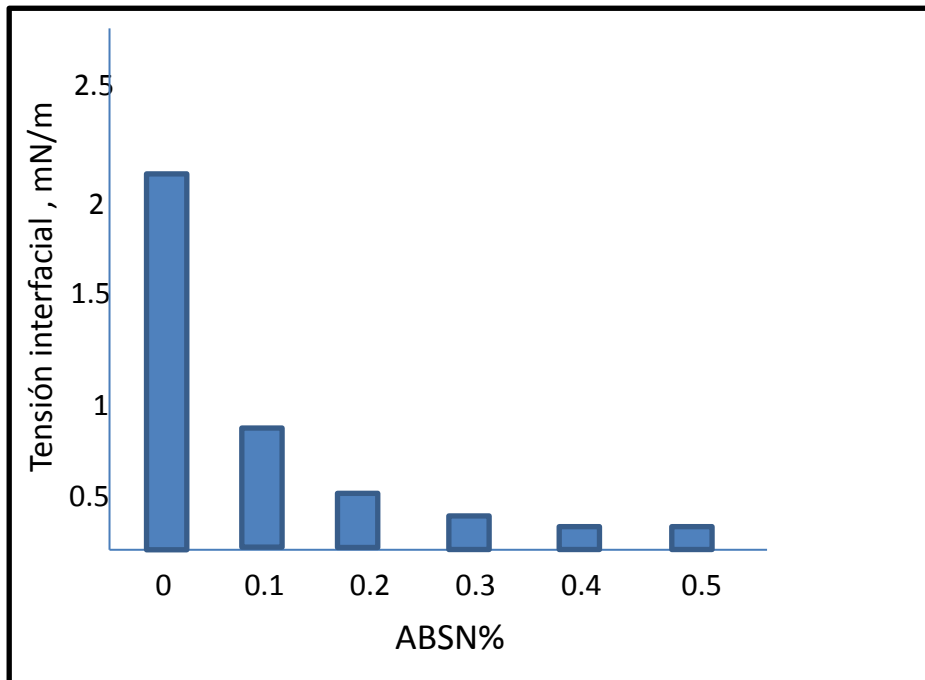
Por otra parte, en China se compararon diferentes composiciones de fluidos de perforación para analizar la importancia que tiene el uso de los bio-surfactantes en la puesta en marcha de los yacimientos no convencionales de baja permeabilidad. En este estudio se muestra diferentes mezclas diferentes de fluido de perforación⁴³:

⁴³ Jienian Yan and Jiaojiao Geng. Mechanisms and Effective Prevention of Damage for Formations with Low-Porosity and Low-Permeability. China University of Petroleum.2012.

- Mezcla sin bio-surfactante: 4% de bentonita + 4.5%KCl +0.3%KPAM + 1.5%NPAN + 1% control de filtracion+2%SMP-1 + 1% sulfonato de asfalto.
- Mezcla con bio-surfactante: 4% bentonita + 4.5%KCl +0.3%KPAM + 1.5%NPAN + 1%% control de filtración +2%SMP-1 + 1% sulfonato de asfalto + **Cantidad de %ABSN a adicionar** (reductor de la tensión interfacial) + 3% TBA + 1.5%CMJ-2 +1%JYW-1.

Obteniéndose un resultado realmente sobresaliente en la reducción de la tensión interfacial de los fluidos así como se muestra a continuación:

Figura 25. Efecto de la concentración del Bio-surfactante ABSN en la tensión interfacial.



Fuente: Jienian Yan and Jiaojiao Geng. 2012.

Con base en la composición anterior en la figura 25 se muestra diferentes concentraciones de ABSN en los fluidos de perforación, en donde se vio que el bio-surfactante a una concentración de 0% presentó un alto valor de la tensión interfacial, pero que a una concentración de 0.2% la reducción de la tensión interfacial es bastante buena. Cabe resaltar que el consumo de bio-surfactante en la arcilla es bastante alto por lo cual se consideró mejor utilizar una concentración de 0.4% en la mezcla para que al consumirse el bio-surfactante en la arcilla quede

aproximadamente a un 0.2% y así se pueda garantizar el mejor provecho posible de esta técnica.

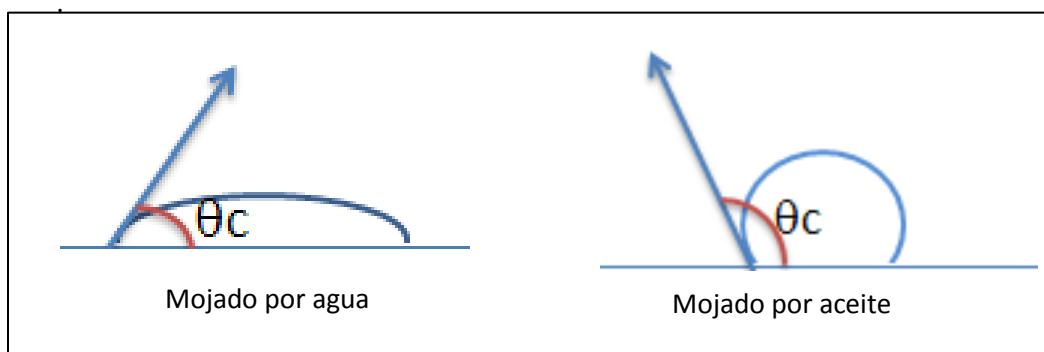
Efectos en la presión capilar y la mojabilidad debido a la aplicación de surfactantes para la prevención del fenómeno de permeabilidad entrampada.

Como ya había explicado anteriormente, los altos valores de presión capilar que se encuentran en este tipo de yacimientos está relacionado directamente con las estrechas gargantas de poro característicos de los yacimientos de “Tight gas” y adicional a esto, si se tiene en cuenta que en los procesos de perforación y completamiento, fluidos distintos al que está presente en el medio poroso (agua que será la fase mojante) entran a invadir cierta zona del pozo, se puede llegar a tener altos valores de tensión interfacial lo cual implicaría en problemas para el desarrollo de estos yacimientos. En consecuencia se busca que con la aplicación de surfactantes, se pueda lograr reducir los altos valores de tensión interfacial y por otro lado se busca modificar la mojabilidad de la roca para crear las condiciones óptimas y así lograr la producción del gas.

La mojabilidad de una superficie sólida se define como la preferencia relativa de la superficie sólida a ser cubierta por uno de los fluidos con los cuales se encuentra en contacto, en el caso de los yacimientos de “Tight gas”, el agua representará la fase mojante.

El fluido mojante a una baja saturación presentará una baja movilidad debido a la adhesión que tiene a las superficies de la roca, mientras que el fluido no mojante que ocupa el resto de los poros tendrá una mayor movilidad debido a su ubicación más favorable que le permite fluir con mayor facilidad sobre la película de la fase mojante.

Figura 26. Ángulo de contacto para una superficie mojada por agua y aceite.

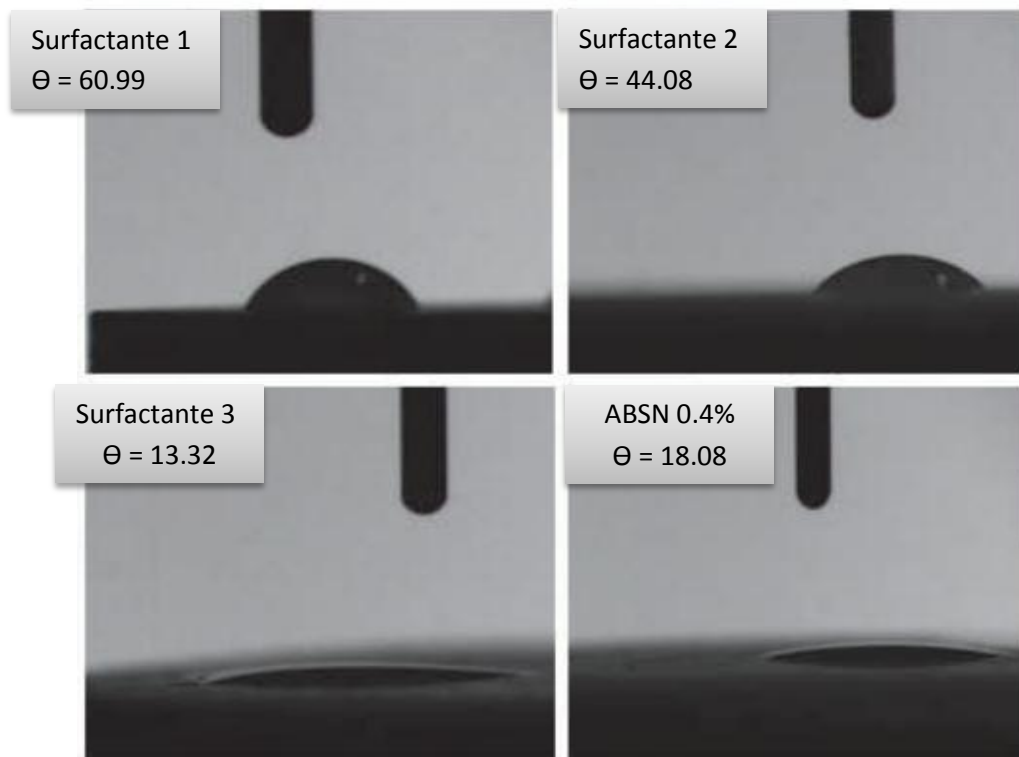


Fuente: Modificado por los autores.

Así entonces, teniendo en cuenta la importancia de esta propiedad en lo referente a la distribución y movilidad de los fluidos en el medio poroso, en un yacimiento de “Tight gas” con problemas de entrapamiento de fase lo más conveniente es modificar la mojabilidad para que el gas gane capacidad de movimiento y esto se lograría mejorando la preferencia de la arena a ser mojada por agua, dicho de otra manera, disminuyendo el ángulo de contacto entre la fase mojante y la superficie de la arena.

El surfactante ABSN 0.4%, según el experimento que se desarrolló (Jienian Yan and Jiaojiao Geng, 2012) para garantizar la prevención a este problema fue seleccionado gracias a que según el estudio, fue el que mejor se comportó tanto en miscibilidad como en la capacidad de reducción del ángulo de contacto, así como se muestra en la figura 27. El surfactante ABSN fue seleccionado a pesar de que el surfactante 3 mostró mejor reducción del ángulo de contacto pero su poca solubilidad en el agua resulta desfavorable para el tratamiento.

Figura 27. Reducción del ángulo de contacto por acción del surfactante.



Fuente: Jienian Yan and Jiaojiao Geng. 2012. Modificado por autores.

4.1.3 Fracturamiento con CO2. Ahora bien, cuando las facilidades tanto técnicas, operacionales y económicas lo permiten, el fracturamiento con CO2 viene siendo la mejor manera de prevenir un entrapamiento de fase en las areniscas de baja permeabilidad ya que este fluido no contendrá la fase con tendencia a entrapamiento (agua) y así se puede garantizar que la estimulación dará buenos resultados sin efectos secundarios.

El CO2 se puede transportar y almacenar en estado líquido a 200 psi y a -30ºf. La idea de fracturar con CO2 es que este fluido una vez realice las fracturas en el yacimiento (fase líquida), quede con las propiedades necesarias para que su regreso sea pronto y no quede entrapado en el reservorio (fase gaseosa). En la práctica se pueden tener periodos de “clean-up” que oscilan entre 2 a 3 días, dependiendo la cantidad de fluido inyectado, esto en el aspecto económico es muy bien visto porque el pozo entraría en producción lo antes posible y sin ningún contratiempo.

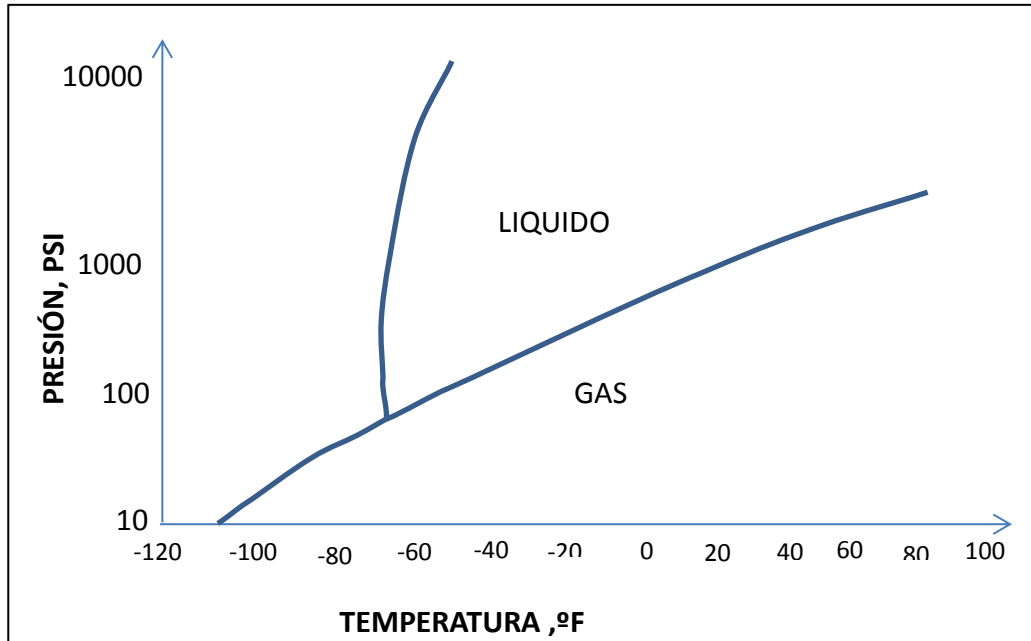
Apoyando lo anteriormente dicho, he aquí una descripción detallada de una estimulación con CO2 en yacimientos de baja permeabilidad:

Tabla 3. Características de un fracturamiento con CO2

Característica	Rango
Propante	12750 – 163000 lbs
CO2	25000 – 115000 galones
Caudal de bombeo	8 – 40 BPM
Presión del tratamiento	700 psi – 12500 psi (Presión de fractura)
Concentración del propante	6.5 lb/gal 1570ft 2.5 lb/gal 16440ft

Fuente: KING, S.R. Liquid CO2 for the stimulation of low permeability reservoirs. SPE 11616-MS. 1983.

Figura 28. Diagrama de fase para el CO2.



Fuente: KING, S.R. Liquid CO2 for the stimulation of low permeability reservoirs. SPE 11616-MS. 1983. Modificada por autores.

4.2 REMEDIACIÓN DEL FENÓMENO DE ENTRAMPAMIENTO DE FASE EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD.

Si al momento de realizar la perforación o la estimulación de estos yacimientos y estos a su vez desarrollaron el entrampamiento de fase, el paso a seguir es la remediación de dicho problema, el cual está focalizado principalmente a la recuperación de los fluidos imbibidos que se encuentran atrapados en el medio poroso por las altas presiones capilares ya anteriormente mencionadas.

Para desarrollar la remediación del entrampamiento de fase, la bibliografía proporciona una serie de soluciones que se analizarán a continuación⁴⁴:

- 1- Reducir la tensión interfacial de los fluidos en el medio poroso (agua-gas)

⁴⁴ Bennion, D.B., Thomas, F.B. "Water and Hydrocarbon Phase Trapping in Porous Media-Diagnosis, Prevention and Treatment". The Petroleum Society of CIM, Presented at the 46th Annual Technical Meeting in Banff, Alberta, Canada, Mayo, 1995.

- 2- Cambiar la geometría de los poros (aumentar las gargantas de poro por acidificación)
- 3- Remover el agua atrapada a través de técnicas de calentamiento.

4.2.1 Reducir la tensión interfacial de los fluidos en el medio poroso (agua-gas). La propuesta que se tiene para la reducción de la tensión interfacial es la siguiente:

- Alcoholes.
- Surfactantes y solventes.
- Dioxido de carbono (gaseoso).

Los alcoholes reducen la tensión interfacial y tienden a elevar la presión aparente de vapor incrementando la volatilidad del agua atrapada. El metanol es comúnmente usado en los yacimientos de gas para estos fines. La utilización de alcoholes puede incrementar la salinidad del agua pudiendo tapar las gargantas de poro.

Varios tipos de surfactantes químicos pueden dejar la tensión interfacial en valores cercanos a cero. Sin embargo, estos químicos son susceptibles a perderse en las formaciones ricas en arcillas por su alta tendencia de adsorción. Esta desventaja provoca que el ángulo de contacto entre el químico y el fluido no sea efectivo y por ende sea ineficaz esta técnica. Generalmente los surfactantes no son apropiados para remediar el problema de entrapamiento de fase.

El CO₂ (gaseoso) es altamente soluble en el agua y en adición a un agente reductor de tensión interfacial, estos pueden energizar el agua atrapada en el medio poroso. El metanol en conjunto con el CO₂ ha sido el que ha tenido mayor experiencia en aplicaciones en yacimientos de gas.

4.2.2 Cambiar la geometría de los poros (aumentar las gargantas de poro por acidificación). Esta técnica no es muy bien vista, debido a que el ácido en el medio poroso lo más probable es que libere más cantidad de agua y esto sería agravar aún más el problema de entrapamiento de fase en los yacimientos con capacidad de desarrollar dicho fenómeno.

4.2.3 Remover el agua atrapada a través de técnicas de calentamiento. Es una técnica que ha mostrado poco desarrollo y no muestra resultados alentadores.

Otras técnicas que se han venido desarrollando para la remediación del fenómeno en cuestión se presentan a continuación:

- Limpieza mecánica (workover).
- Inyección de nitrógeno para evaporar el agua entrampada.
- Uso de CO₂ o LPG.
- Uso de espumas.

La propuesta más conveniente para prevenir el daño a la formación por entrampamiento de fase es el fracturamiento por CO₂ ya que evita el aumento de la fase que provoca el problema en el medio poroso (fase mojante, agua). En zonas donde no es posible fracturar con CO₂ y se hace necesario el uso de agua como fluido fracturante es importante la aplicación de un agente surfactante que permita la disminución de la tensión interfacial y la reducción del ángulo de contacto. La remediación de este daño en yacimientos donde no se tuvieron en cuenta las indicaciones anteriores se recomienda energizar la zona afectada con CO₂ y un agente reductor de tensión interfacial para aumentar la capacidad de flujo del gas.

Finalmente se puede decir que así como en los yacimientos convencionales se presentan daños a la formación que afecta el buen desempeño de esos proyectos, en los yacimientos no convencionales, más específicamente los yacimientos de "Tight gas", también se generan daños a la formación asociados al proceso de fracturamiento hidráulico. En este proyecto se estudió y se detalló cómo se puede generar un fenómeno que pone en riesgo la viabilidad económica de los proyectos de explotación de areniscas apretadas y se deja muy en claro la alta sensibilidad de estos yacimientos para presentar problemas que afectan de manera crítica el éxito en la explotación.

CONCLUSIONES

- Se estableció una metodología para la determinación de la permeabilidad entrampada tomando como método principal lo expuesto por Ning ya que se obtienen menores tiempos de prueba y mejores condiciones en la muestra para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa, adicional a esto, la metodología determina la severidad del daño por entrampamiento de fase en las muestras a analizar.
- El fenómeno de permeabilidad entrampada se establece cuando se alcanzan valores de permeabilidad relativa al gas y agua menor o igual al 2%, lo que genera que la viabilidad económica de este tipo de proyectos sea poco justificable. (CLUFF y BYRNES 1989)
- Para que se genere el fenómeno de permeabilidad entrampada es necesario que la fase con capacidad de entrampamiento aumente en su saturación y que se tenga una condición inicial de saturación de agua sub-irreducible que haga que se produzca una caída brusca de la capacidad de movimiento del gas en el medio poroso.
- Los parámetros más influyentes en la generación de este daño a la formación son los altos valores de presión capilar debido a las estrechas gargantas de poros características de este tipo de yacimientos ($1 \cdot 10^{-6}$ - $10 \cdot 10^{-6}$ Darcy), la saturación de agua sub-irreducible y a la permeabilidad absoluta del yacimiento.
- El método más confiable para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa es el método de decaimiento de presión ya que toma en cuenta variables como la presión de poro, la presión de confinamiento y corrige los errores de lectura que ocurren cuando la muestra es extraída de las condiciones con las que se corre la prueba.
- El fracturamiento con CO₂ es la mejor manera de prevenir el fenómeno de permeabilidad entrampada en los yacimientos de gas de baja permeabilidad, ya que con esto se evita aumentar la saturación de la fase con capacidad de entrampamiento (agua).

- El CO₂ (gaseoso) es altamente soluble en el agua y en adición a un agente reductor de tensión interfacial, estos pueden energizar el agua atrapada en el medio poroso. El metanol en conjunto con el CO₂ ha sido el que ha tenido mayor experiencia en aplicaciones en yacimientos de gas.

RECOMENDACIONES

- Construir el montaje del equipo de laboratorio del método seleccionado en este proyecto (Ning, 1989) para estudiar a nivel experimental el comportamiento del flujo del gas en el medio poroso para muestras de areniscas de baja permeabilidad ($< 0.1 \cdot 10^{-3}$ Darcy).
- Realizar la prueba de decaimiento de presión a nivel de laboratorio en una muestra de arenisca de baja permeabilidad en donde se haya generado el fenómeno de permeabilidad entrampada para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa y establecer la severidad del daño a la formación por el entrampamiento de fase. Se recomienda realizar el tratamiento matemático de la prueba de decaimiento de presión expuesto por Ning (1989) para analizar más a fondo de la determinación de la saturación de agua en cada corrida de la prueba y así obtener la curva de permeabilidad relativa al gas.
- Desarrollar la condición de saturación de agua sub-irreducible en una muestra de arenisca de baja permeabilidad a nivel de laboratorio para estudiar el fenómeno de permeabilidad entrampada desde su condición inicial.
- Evaluar el índice de entrampamiento de diferentes tipos de muestras de areniscas de baja permeabilidad a nivel de laboratorio con el fin de garantizar la existencia del fenómeno de permeabilidad entrampada y que sean objeto de estudios de dicho problema.
- Implementar el método de remediación del fenómeno de permeabilidad entrampada, metanol + CO₂, a nivel de laboratorio y establecer cuál es la dosis necesaria para garantizar los mejores resultados.

BIBLIOGRAFÍA

AGUILERA, R. HARDING, T.G. State-of-the-Art Tight gas Sands Characterization and Production Technology. Journal of Canadian Petroleum Technology. Vol. 47. N° 12. 2008.

AGUILERA, Roberto F. Et al. Natural gas production from Tight gas formations: A global perspective. 19th World Petroleum Congress. 2008.

Armando Zamora Reyes. V Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Energía - EL GAS COMO PALANCA DE DESARROLLO EN COLOMBIA Y LATINOAMÉRICA. ANH. 2009.

BENNION et al. Remediation of Water and Hydrocarbon Phase Trapping Problems in Low Permeability Gas Reservoirs. PETROLEUM SOCIETY OF CIM and CANMET. Paper no. CIM 96-80. 1999.

BENNION, D.B. Et Al. Water and Hydrocarbon Phase Trapping in Porous Media—Diagnosis, Prevention and Treatment. Hycal Energy Research Laboratories Ltd. JCPT. Vol. 38. 1999.

Bennion, D.B and Thomas, F.B. Water and Hydrocarbon Phase Trapping in Porus Media-Diagnosis, Prevention and Treatment. The Petroleum Society of CIM, Presented at the 46th Annual Technical Meeting in Banff, Alberta, Canada. 1995.

BROOKS, Royal H. and COREY, Arthur T. Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow. Journal of the Irrigation and Drainage Division, Proceedings of the American Society of Civil Engineers. 1966.

Byrnes, A.P. Reservoir Characteristics of Low-Permeability Sandstones in the Rocky Mountains. The Mountain Geologist. Vol 34, No 1. 1996.

CLUFF, Robert, et al. Relative Permeability in Tight gas Sandstone reservoirs - The “Permeability Jail” Model. SPWLA 51st Annual Logging Symposium, June 19-23, 2010.

COREY, Arthur T. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities. 1954.

Doublet, Louis Edward. An integrated geologic and engineering reservoir characterization of the north robertson (clear fork) unit, gaines county, texas. Texas A&M University (TAMU). Vol. 1. 2001.

Energy Information Administration, EIA. [en línea] [fecha de consulta: 15 de noviembre del 2012] . Disponible en <<http://www.eia.gov>>.

HOLDITCH, Stephen A. Petroleum Engineering Handbook. SPE, Texas A&M U., Vol. VI, 2007.

HOLDITCH, Stephen A. Et al. Unconventional Gas Reservoirs—Tight gas, Coal Seams, and Shales. NPC Global Oil & Gas Study, TOPIC PAPER #29. 2007.

HOLDITCH, Stephen A. Tight gas Sands. SPE, Texas A&M U. JPT, Vol. 58. SPE 103356-MS 2006.

Jienian Yan and Jiaojiao Geng. Mechanisms and Effective Prevention of Damage for Formations with Low-Porosity and Low-Permeability. China University of Petroleum. 2012.

KATZ,D.L. and LUNDY,C.L. Absence of Connate Water in Michigan Reef Gas Reservoirs, An analysis. AAPG Bulletin, Vol.66, No.1. 1982.

KING, S.R. Liquid CO₂ for the stimulation of low permeability reservoirs. SPE 11616-MS. 1983.

KLETT, T.R. and CHARPENTIER, Ronald R. FORSPAN Model Users Guide. U.S. Geological Survey. Report 03-354. 2003.

L.F. Van Zelm. Evaluation of post-fracture production in Tight gas reservoirs: The impact of unconventional reservoir behaviour on production and well test interpretation. Delft University of Technology. 2010.

LAW, Ben E. Basin-centered gas systems. AAPG Bulletin. Vol. 86, no. 11. 2002.

NAIK, G.C. Tight gas Reservoirs – An Unconventional Natural Energy Source for the Future. 2003.

Recommended Practices for Core Analysis. RECOMMENDED PRACTICE 40. American Petroleum Institute, API. Segunda Edición. 1998

S.R. King. Liquid CO₂ for the stimulation of low permeability reservoirs. SPE/DOE 11616.1983.

SHANLEY, Keith W. Et Al. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. AAPG Bulletin, v. 88, no. 8. 2004. 1093 p.

SHAOUL, Josef. Et Al. Damage Mechanisms in Unconventional Gas Well Stimulation - A New Look at an Old Problem. SPE 142479. 2011.

Sidqi A. Abu-Khamsin. Basic Properties of Reservoir Rocks. King fahd university of petroleum & minerals. 2004.

SPENCER, Charles W. Geologic Aspects of Tight gas Reservoirs in the Rocky Mountain Region. SPE 11647-PA. Journal of Petroleum Technology, Vol. 37. 1985.

SPENCER, Charles W. Review of Characteristics of Low-Permeability Gas Reservoirs in Western United States. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Vol 73. 1989.

STANLEY C , Jones. A Rapid Accurate Unsteady-State Klinkenberg Permeameter. SPE 3535-PA. 1972.

Tarek Ibrahim Elkewidy Evaluation of Formation Damage/Remediation Potential of Tight Reservoirs. SPE 165093. 2013.

UPME. Demanda y disponibilidad de gas natural en Colombia. 2012.

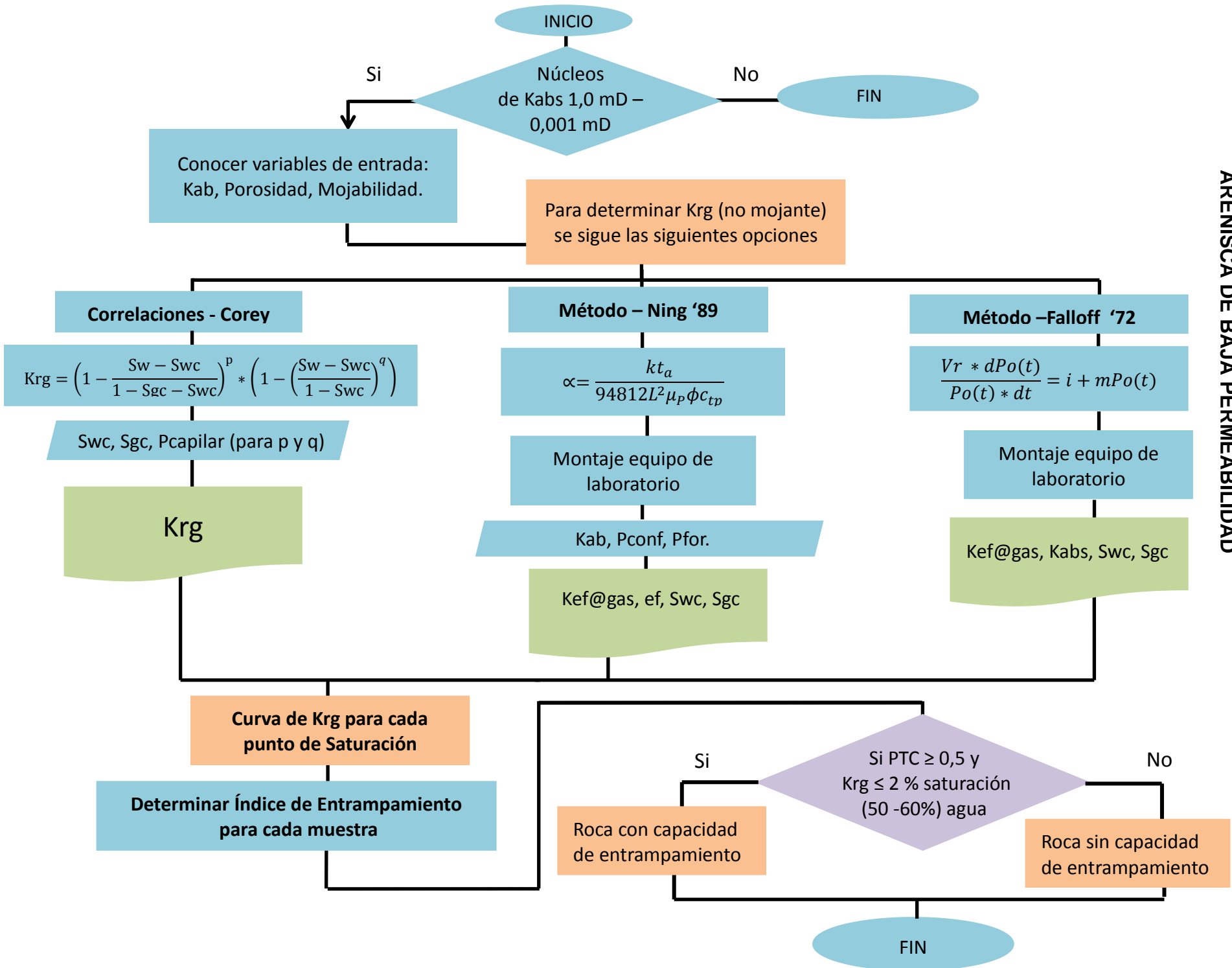
WANG, Y. Et Al. Gas Phase Relative Permeability Characterization on Tight gas Samples. SCA2011-13. 2011

XIUXU, Ning and STEPHEN, Holditch. The Measurement of Gas Relative Permeability For Low Permeability Cores Using a Pressure Transient Method. Fourth annual SCA technical conference in Dallas, Texas. 1990.

YOU, Lijun and KANG, Yili. Prediction of Water Phase Trapping Damage in Tight gas Reservoirs. The Centre for Well Completion Techniques, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, P.R. China, 610500. 2009.

ANEXOS

ANEXO A. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ENTRAMPADA EN ARENISCAS DE BAJA PERMEABILIDAD



ANEXO B. PROCEDIMIENTO DE UTILIZACIÓN DE LA HERRAMIENTA C++.

La curva de permeabilidad relativa se obtiene a partir de la iteración de la ecuación 17 a la ecuación 21, los datos necesarios para esto son obtenidos en la prueba de decaimiento de presión (Ning 1989). Debido al complejo tratamiento matemático para la solución del método se desarrolló una herramienta que permite obtener en un tiempo mucho menor la permeabilidad relativa al gas para un punto saturación analizado.

A continuación se detallará un procedimiento para la correcta utilización de la herramienta:

1. Se deben conocer las variables de entrada que solicitará el programa, tales como:
 - Permeabilidad absoluta de la muestra (mD), la cual debe ser menor a 0.1 mD
 - Viscosidad del gas (N₂) a presión inicial de poro (cP)
 - Compresibilidad del gas a presión inicial de poro (Psi⁻¹)
 - Volumen del upstream (cm³), el cual correspondiente al volumen de la tubería aguas arriba desde la válvula H hasta el contenedor de núcleo.
 - Volumen del downstream (cm³), el cual correspondiente al volumen de la tubería aguas abajo del contenedor de núcleo hasta la válvula F.
 - Área transversal de la muestra (in²).
 - Longitud de la muestra (in).
 - Compresibilidad total (fluidos y roca) a presión inicial de poro (psi⁻¹).
 - Pseudo tiempo de duración del pulso (s)
 - Pseudo presión a la máxima presión de pulso (psi²/cp).
 - Pseudo presión en el upstream (psi²/cp), corresponde al diferencial de presión a la finalización del pulso
 - Valor de Θ correspondiente a la ecuación 18.
 - Porosidad efectiva de la muestra (fracción).

2. Ejecutar el archivo .exe de nombre RelPerm.

Nombre	Fecha de modifica...	Tipo	Tamaño
iteraciones		Documento de tex...	7.590 KB
Permeabilidades efectivas		Documento de tex...	1 KB
RelPerm		Aplicación	470 KB

3. Al ejecutar el programa se mostrará la siguiente ventana. Desde el punto inicial la herramienta empezará a pedir los datos de entrada descritos en el paso número 1.

```
-----  
                          RelPerm  
Universidad Industrial  
de Santander  
-----  
RelPerm calcula permeabilidades efectivas  
a nucleos de permeabilidad absoluta menor a 0.1 mD  
-----  
<<Ingrese el valor de la Permeabilidad Absoluta de la muestra (mD)>>
```

4. Después de introducir el último parámetro de entrada (porosidad efectiva de la muestra) el programa empezará a iterar automáticamente, esto tomará de 10 a 20 min.

```
rpe 0.928329 rp 0.16 error 4.80205
rpe 0.928324 rp 0.16 error 4.80202
rpe 0.928318 rp 0.16 error 4.80199
rpe 0.928313 rp 0.16 error 4.80196
rpe 0.928308 rp 0.16 error 4.80193
rpe 0.928303 rp 0.16 error 4.80189
rpe 0.928298 rp 0.16 error 4.80186
rpe 0.928293 rp 0.16 error 4.80183
rpe 0.928288 rp 0.16 error 4.8018
rpe 0.928283 rp 0.16 error 4.80177
rpe 0.928278 rp 0.16 error 4.80173
rpe 0.928272 rp 0.16 error 4.8017
rpe 0.928267 rp 0.16 error 4.80167
rpe 0.928262 rp 0.16 error 4.80164
rpe 0.928257 rp 0.16 error 4.80161
rpe 0.928252 rp 0.16 error 4.80158
rpe 0.928247 rp 0.16 error 4.80154
rpe 0.928242 rp 0.16 error 4.80151
rpe 0.928237 rp 0.16 error 4.80148
rpe 0.928232 rp 0.16 error 4.80145
rpe 0.928226 rp 0.16 error 4.80142
rpe 0.928221 rp 0.16 error 4.80138
rpe 0.928216 rp 0.16 error 4.80135
rpe 0.928211 rp 0.16 error 4.80132
rpe 0.928206 rp 0.16 error 4.80129
rpe 0.928201 rp 0.16 error 4.80126
rpe 0.928196 rp 0.16 error 4.80122
rpe 0.928191 rp 0.16 error 4.80119
rpe 0.928186 rp 0.16 error 4.80116
rpe 0.92818 rp 0.16 error 4.80113
rpe 0.928175 rp 0.16 error 4.8011
```




5. El cálculo de la permeabilidad efectiva para el punto evaluado terminará cuando la iteración converja a un error igual o menor al 0.5%.

```
rpe 0.160805 rp 0.16 error 0.00503367
rpe 0.160805 rp 0.16 error 0.00503271
rpe 0.160805 rp 0.16 error 0.00503175
rpe 0.160805 rp 0.16 error 0.00503079
rpe 0.160805 rp 0.16 error 0.00502983
rpe 0.160805 rp 0.16 error 0.00502887
rpe 0.160804 rp 0.16 error 0.00502791
rpe 0.160804 rp 0.16 error 0.00502695
rpe 0.160804 rp 0.16 error 0.00502599
rpe 0.160804 rp 0.16 error 0.00502504
rpe 0.160804 rp 0.16 error 0.00502408
rpe 0.160804 rp 0.16 error 0.00502312
rpe 0.160804 rp 0.16 error 0.00502216
rpe 0.160803 rp 0.16 error 0.0050212
rpe 0.160803 rp 0.16 error 0.00502024
rpe 0.160803 rp 0.16 error 0.00501928
rpe 0.160803 rp 0.16 error 0.00501832
rpe 0.160803 rp 0.16 error 0.00501737
rpe 0.160803 rp 0.16 error 0.00501641
rpe 0.160802 rp 0.16 error 0.00501545
rpe 0.160802 rp 0.16 error 0.00501449
rpe 0.160802 rp 0.16 error 0.00501353
rpe 0.160802 rp 0.16 error 0.00501257
rpe 0.160802 rp 0.16 error 0.00501161
rpe 0.160802 rp 0.16 error 0.00501065
rpe 0.160802 rp 0.16 error 0.0050097
rpe 0.160801 rp 0.16 error 0.00500874
rpe 0.160801 rp 0.16 error 0.00500778
rpe 0.160801 rp 0.16 error 0.00500682
rpe 0.160801 rp 0.16 error 0.00500586
rpe 0.160801 rp 0.16 error 0.0050049
rpe 0.160801 rp 0.16 error 0.00500394
rpe 0.1608 rp 0.16 error 0.00500298
rpe 0.1608 rp 0.16 error 0.00500203
rpe 0.1608 rp 0.16 error 0.00500107
rpe 0.1608 rp 0.16 error 0.00500011
rpe 0.1608 rp 0.16 error 0.00499915
```

Permeabilidad efectiva para el pulso 1 = 0.000879672 mD

Presione una tecla para continuar . . .

6. Para diferentes puntos de saturación se tomará diferentes valores de Θ (ecuación 18), es decir, cada punto de saturación representará un nuevo valor de esta variable. El programa solicitará al usuario un nuevo valor de Θ para los pulsos siguientes a evaluar y grabará dicho valores para el cálculo de las nuevas permeabilidades efectivas. También se deberán conocer la porosidad efectiva para cada pulso, ésta determinará la saturación de agua en la muestra.
7. Los documentos de texto de salida (Iteraciones.txt y Permeabilidades efectivas.txt) darán el resultado del proceso de todas las iteraciones realizadas y la permeabilidad efectiva de la muestra.

Nombre	Fecha de modifica...	Tipo	Tamaño
 Iteraciones		Documento de tex...	31.838 KB
 Permeabilidades efectivas		Documento de tex...	1 KB
 RelPerm		Aplicación	470 KB

ANEXO C. CÓDIGO C++ DE LA HERRAMIENTA DESARROLLADA

La programación realizó en el software libre de código abierto Dev-C++.

```
-----  
-----  
  
// declaracion de librerias
```

```
#include<iostream.h>  
#include<math.h>  
#include<fstream.h>  
#include <cstdlib>
```

```
int main()  
// inicio de programa  
{
```

```
double kab, vp, cg, vu, vd, at, l, ct, ta, ppp, ppu, poro;  
double r, beta, rp, s, kn1, alfa, kas, suma, sumap, error, rpe, kase;
```

```
int p, i, z, kn2, x, n;  
double *teta, *kasv;
```

```
cout<<"-----" << endl;  
cout<<"-----" << endl;  
cout<<"-----" << endl;  
cout<<"----- RelPerm -----" << endl;  
cout<<"----- Universidad Industrial -----"  
<< endl;  
cout<<"----- de Santander -----" << endl;  
cout<<"-----" << endl;  
cout<<"-----" << endl;  
cout<<"-----" << endl;  
cout<<"RelPerm calcula permeabilidades efectivas " << endl;  
cout<<"a nucleos de permeabilidad abosoluta menor a 0.1 mD" << endl;  
cout<<"-----" << endl;  
cout<<"-----" << endl;
```

```

cout<<" "<<endl;
cout<<"<<Ingrese el valor de la Permeabilidad Absoluta de la muestra
(mD)>>"<<endl;
cin>>kab;

if(kab>0.1)
{
cout<<"datos de permeabilidad erroneo"<<endl<<endl;
system("pause");
return 0;
}

cout<<"Cuantos puntos de saturacion dispone"<<endl;
cin>>p;
cout<<endl;
cout<<"Digite las siguientes propiedades de roca, fluido y
montaje"<<endl<<endl;

cout<<"Viscosidad del gas a presion inicial de poro (cP)"<<endl;
cin>>vp;
cout<<"Compresibilidad del gas a presion inicial de poro (1/psi)"<<endl;
cin>>cg;
cout<<"Volumen upstream (cm3)"<<endl;
cin>>vu;
cout<<"Volumen downstream (cm3)"<<endl;
cin>>vd;
cout<<"Area transversal de la muestra (in2)"<<endl;
cin>>at;
cout<<"Longitud de la muestra (in)"<<endl;
cin>>l;
cout<<"Compresibilidad total a presion inicial de poro (1/psi)"<<endl;
cin>>ct;
fstream salida1;
salida1.open("iteraciones.txt",ios::out);

teta= new double[p+1];
kasv=new double[p+1];
for(i=1;i<=p;i=i+1)

```

```

{
cout<<"digite los siguientes datos para el pulso"<<endl<<endl;

cout<<"Pseudo tiempo de duracion del pulso (s)"<<endl;
cin>>ta;
cout<<"Pseudo presion a la maxima presion del pulso (psia2/cP)"<<endl;
cin>>ppp;
cout<<"Pseudo presion en el upstream (psia2/cP)"<<endl;
cin>>ppu;
cout<<"valor de TETA "<<i<<endl;
cin>>teta[i];
cout<<"Porosidad efectiva de la muestra (fraccion)"<<endl;
cin>>poro;

r=vd/vu;
beta=16.387*at*I*poro*ct/(vu*cg);
rp=ppu/ppp;
kas=kab/1000;

error=1;
while(error>0.005 && kas<=kab)
{
alfa=kas*ta/(94812*I*I*vp*ct);
suma=1/(1+beta+alfa);
sumap=0;
for(n=1;n<=i;n=n+1)
{
sumap=sumap+(exp(-
alfa*teta[n]*teta[n])*(beta*+(r*r*teta[n]*teta[n]/beta)))/((pow(r,2)*pow(teta[n],4
)/pow(beta,2))+((pow(r,2)*beta+pow(r,2)+r+beta)*pow(teta[n],2)/beta)+pow(
beta,2)+beta*r+beta);

} //fin para suma
rpe=suma+2*sumap;

error=((rp-rpe)/rp);
error=error*error;
error=sqrt(error);

```

```

cout<<"rpe "<<rpe<<" rp "<<rp<<" error "<<error<<endl;
salida1<<"rpe "<<rpe<<" rp "<<rp<<" error "<<error<<endl;
kase=kas;
kas=kas+0.000000001;

} //fin while

if(kase>=kab)
{
cout<<"nunca converge";
}

kasv[i]=kase;

} // fin para # de pulsos

cout<<endl<<endl;
for(i=1;i<=p;i=i+1)
{
cout<<"Permeabilidad efectiva para el pulso "<<i<<" = "<<kasv[i]<<"
mD"<<endl;

}

fstream salida;
salida.open("Permeabilidades efectivas.txt",ios::out);

salida<<"PERMEABILIDADES EFECTIVAS"<<endl<<endl;
for(i=1;i<=p;i=i+1)
{
salida<<"Permeabilidad efectiva para el pulso "<<i<<" = "<<kasv[i]<<"
mD"<<endl;

}

salida.close();
salida1.close();
delete teta;

```

```
cout<<endl<<endl;
system("pause");
return 0;

}
//fin de programa
```