

**AJUSTE DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA
PERMEABILIDAD EN ROCAS DE FACIES FINAS DE TIPO SHALE GAS.**

ROSSY JACQUELINE SERRANO RIVERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2017

**AJUSTE DE MODELO MATEMÁTICO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA
PERMEABILIDAD EN ROCAS DE FACIES FINAS DE TIPO SHALE GAS.**

ROSSY JACQUELINE SERRANO RIVERA

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

Para optar por el grado de Magister en Ingeniería Química

Directores:

Prof. Elena Stashenko, Química, PhD

Prof. Jairo René Martínez, Químico, PhD

Codirector:

M.Sc Geólogo Robert Emilio Márquez

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mi familia, a mis padres, hermanos y sobrinos quienes siempre me apoyaron moralmente y a mi pareja Camilo Tavera quién siempre confió en mis capacidades aún más que yo, y siempre estuvo ahí para darme el apoyo y decirme las palabras de aliento en los momentos más críticos, y que gracias a todos ellos estoy culminando una meta más.

ROSSY JACQUELINE SERRANO RIVERA

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a la Universidad Industrial de Santander; CIBIMOL y CENIVAM, al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), quienes por medio del acuerdo de cooperación N°06 derivado del convenio UIS-Ecopetrol, marco no.5211794 hicieron posible la realización del presente trabajo de grado.

Agradezco por la oportunidad brindada en el grupo de investigación CIBIMOL, a los directores Elena Stashenko y Jairo René Martínez, y a mis compañeros del grupo de geoquímica, por su apoyo y colaboración y al codirector: el geólogo Robert Márquez por sus aportes, tiempo y colaboración durante el desarrollo del trabajo de investigación. A mis demás compañeros del grupo de CENIVAM por sus palabras de aliento y sugerencias realizadas.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1 ESTADO DEL ARTE	22
1.1 GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS:	22
1.2 PERMEABILIDAD DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES DE <i>SHALE GAS</i> .	25
1.3 MODELOS MATEMÁTICOS DE ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN ROCAS DE TIPO <i>SHALE GAS</i> CON INCLUSIÓN DE LOS FENÓMENOS DE TRANSPORTE.	29
1.4 ANTECEDENTES DE CORRELACIÓN DE VARIABLES GEOQUÍMICAS Y LA PERMEABILIDAD EN LAS ROCAS DE <i>SHALE GAS</i> .	32
2 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	34
2.1 HIPÓTESIS:	34
2.2 OBJETIVO GENERAL:	35
2.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	35
3 METODOLOGÍA	36
3.1 DESARROLLO GENERAL DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN	36
3.2 DESARROLLO ETAPA 1	36
3.2.1 Revisión bibliográfica	37
3.2.1.1 <i>Mejores modelos reportados:</i>	37
3.2.2 Selección del modelo matemático	39
3.2.2.1 <i>Modelo seleccionado N° 1</i>	39
3.2.2.2 <i>Modelo seleccionado N°2.</i>	40

3.2.2.3	<i>Modelo seleccionado N°3</i>	41
3.2.2.4	<i>Evaluación de los tres modelos</i>	41
3.2.3	Descripción del modelo base seleccionado	42
3.2.4	Adecuación y ajuste al modelo matemático base:	43
3.3	DESARROLLO ETAPA 2:	44
3.3.1	Comparación de la permeabilidad estimada con el modelo matemático y la reportada en la literatura.	45
3.3.2	Comparación de la permeabilidad estimada con el modelo matemático y el modelo de <i>Klinkenberg</i> .	46
3.3.3	Comparación de la permeabilidad estimada con el modelo matemático con los datos estimados con la técnica de experimental SMP-200.	47
3.3.3.1	<i>Descripción de la técnica experimental Shale Matrix Permeameter SMP-200:</i>	47
3.4	DESARROLLO ETAPA 3:	49
3.4.1	Correlación de las variables geoquímicas con la permeabilidad.	49
4	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	51
4.1	SELECCIÓN Y AJUSTE DEL MODELO MATEMÁTICO:	51
4.1.1	Selección del modelo base:	51
4.1.2	Adecuación y ajuste al modelo matemático base:	53
4.1.2.1	<i>Estimación de las variables desconocidas.</i>	54
4.1.3	Estimación de la permeabilidad para 15 profundidades, modelo ajustado:	61
4.2	VERIFICACIÓN DEL MODELO	62

4.2.1	Resultado de la comparación de la permeabilidad estimada con el modelo matemático y la reportada en la literatura.	62
4.2.2	Resultados de la comparación de la permeabilidad estimada con el modelo ajustado y el modelo de <i>Klinkenberg</i> para reservorios convencionales.	63
4.2.3	Comparación de la permeabilidad estimada con el modelo matemático con los datos estimados con la técnica experimental SMP- 200.	64
4.2.4	Análisis de variables usadas en el modelo:	68
4.3	CORRELACIÓN DE VARIABLES GEOQUÍMICAS	73
4.3.1	Resultado de correlación de las variables geoquímicas con la permeabilidad estimada.	74
4.3.2	Gráficas de los datos obtenidos con el modelo de las variables (variables reportadas con correlación con la permeabilidad).	76
5	CONCLUSIONES	79
6	RECOMENDACIONES	81
7	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	82
8	BIBLIOGRAFÍA	89

LISTA DE ANEXOS

ANEXOS	95
ANEXO 1 CIENCIOMETRÍA DE LA PERMEABILIDAD EN RESERVORIOS DE <i>SHALE GAS</i> . EN LOS ÚLTIMOS 15 AÑOS.	95
ANEXO 2 COMPOSICIÓN DEL GAS PARA LAS 15 PROFUNDIDADES.	99
ANEXO 3 CÓDIGO DE LA PROGRAMACIÓN DEL MODELO EN <i>SCILAB</i> [®] .	101
ANEXO 4. CORRELACIONES DE VARIABLES GEOQUÍMICAS CON LA PERMEABILIDAD	103
Anexo 4.1 análisis de correlación de las variables de entrada con la permeabilidad.	103
Anexo 4.2 análisis de correlación de las variables geoquímicas de la roca con la permeabilidad.	104
Anexo 4.3 análisis de correlación de las variables geoquímicas de la composición de gas con la permeabilidad.	105
ANEXO 5 DESCRIPCIÓN DE LOS TRES MODELOS SELECCIONADOS INICIALMENTE.	106
Anexo 5.1 descripción del modelo n°1.	106
Anexo 5.2 descripción del modelo n° 2.	108
Anexo 5.3 descripción del modelo n° 3.	111
ANEXO 6. VALORES DE LAS VARIABLES DE ENTRADA AL MODELO Y LA PERMEABILIDAD ESTIMADA.	114
Anexo 6.1 variables de entrada al modelo y resultados de la permeabilidad para 15 profundidades	114
Anexo 6.2 variables de entrada al modelo y resultados de la permeabilidad para 13 profundidades.	115

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características del pozo uno en la profundidad utilizada para hacer la selección del modelo. -----	52
Tabla 2. Valor de la permeabilidad estimada con cada modelo.-----	52
Tabla 3. Datos que requiere el modelo base para realizar los cálculos de permeabilidad.	53
Tabla 4. Constantes utilizadas en el modelo. -----	54
Tabla 5. Cálculo de la permeabilidad utilizando el modelo base sin modificaciones.-----	54
Tabla 6. Composición molar promedio del gas, para 15 profundidades diferentes del pozo uno. -----	55
Tabla 7 Cálculo de la permeabilidad ajustando algunas variables. -----	59
Tabla 8 Cálculo de la permeabilidad ajustando los datos anteriores. -----	60
Tabla 9 Resultados de permeabilidad realizando los ajustes al modelo matemático. -----	61
Tabla 10. Comparación de los rangos de permeabilidad reportados y el rango de permeabilidad estimado con el modelo. -----	62
Tabla 11 Comparación de la permeabilidad para 15 profundidades con el modelo matemático y 8 profundidades con el modelo de Klinkenberg. -----	63
Tabla 12 Verificación del modelo matemático con datos experimentales de permeabilidad del pozo uno: -----	64
Tabla 13 Comparación de la permeabilidad estimada para: 13 profundidades con el modelo matemático ajustado y 11 profundidades con técnica SMP-200.-----	66
Tabla 14 Resultado del análisis de coeficientes de correlación de las variables de entrada al modelo ajustado, con la permeabilidad. -----	68
Tabla 15 Correlación de variables geoquímicas de la roca con la permeabilidad. -----	74
Tabla 16 Correlación de variables geoquímicas del gas con la permeabilidad.-----	75
Tabla 17. Composición de gas para las 15 profundidades. -----	99
Tabla 18. Coeficientes de correlación de las variables de entrada con la permeabilidad	103
Tabla 19 Coeficientes de correlación de las variables geoquímicas de la roca con la permeabilidad -----	104
Tabla 20 variables de entrada al modelo y resultados de la permeabilidad para las 15 primeras profundidades.-----	114
Tabla 21 variables de entrada al modelo y resultados de la permeabilidad para las 13 profundidades de verificación del modelo. -----	115

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de porosidades que se presentan en las rocas sedimentarias. -----	23
Figura 2. Distribución de los reservorios o yacimientos de hidrocarburos.-----	24
Figura 3. Imagen de los principales tipos de rocas de almacenamiento de gas no convencional.-----	24
Figura 4. Ubicación del gas dentro de la matriz de la roca Shale gas.-----	25
Figura 5. Variables requeridas para evaluación de la viabilidad económica de explotación de un pozo. -----	26
Figura 6. Intervalos de permeabilidad según el tipo de reservorio de gas.-----	27
Figura 7. Esquema de las principales etapas en metodología del Trabajo de Investigación. -----	36
Figura 8 Descripción de las actividades que se realizaron en la etapa 1. -----	37
Figura 9 Actividades realizadas en la etapa 2 de la metodología general.-----	45
Figura 10. Imagen del equipo SMP-200 y ejemplo del diagrama de respuesta. -----	48
Figura 11 Actividades realizadas en la etapa 3. -----	49
Figura 12. Gráfica de la desorción de gas en el tiempo, para la estimación del coeficiente de desorción. -----	57
Figura 13 Gráfica de correlación de viscosidad de los gases de hidrocarburo de parafina según su peso molecular, a una atmósfera. -----	60
Figura 14. Comparación de permeabilidad estimada con el modelo matemático y con la técnica SMP-200. -----	67
Figura 15. Comportamiento de la permeabilidad en función del radio medio de poro a diferentes presiones. -----	69
Figura 16 Comparación de Kapp (permeabilidad aparente) vs el radio medio de poro para el modelo propuesto en este trabajo y los de dos autores más. -----	70
Figura 17. Comparación de la permeabilidad aparente vs el radio medio de poro, para el modelo propuesto en este trabajo y los de tres autores más. -----	70
Figura 18 Relación del cociente de la permeabilidad aparente y la permeabilidad de Darcy vs el Radio medio de poro a diferentes presiones.-----	71
Figura 19. Relación del cociente de la permeabilidad aparente con la de Darcy, en función de la presión, para un radio medio de poro igual a 10 nm. -----	72
Figura 20. Relación del cociente de la permeabilidad aparente con la de Darcy, en función de la presión a diferentes radios medios de poro y temperaturas de 300 a 400 K. -----	72

Figura 21 Relación del cociente de la permeabilidad aparente con la de Darcy, en función de la presión a diferentes radios medios de poro.-----	73
Figura 22 Gráfica de la permeabilidad en función del TOC de la muestra de roca.-----	76
Figura 23 Gráfica de la permeabilidad en función del % de arcillas que componen la muestra de roca. -----	77
Figura 24 Gráfica de la permeabilidad en función del % de Cuarzo en la muestra de roca. -----	77
Figura 25 Gráfica de la permeabilidad en función del % de Metano de los datos de gas desorbido.-----	78
Figura 26 Gráfica de la permeabilidad en función del % de CO ₂ de los datos de gas desorbido.-----	78
Figura 27 Publicaciones realizadas en los últimos 15 años reportados por la página: Scopus. -----	95
Figura 28 Publicaciones realizadas en los últimos 15 años reportados por la página: Scopus. -----	96
Figura 29 Publicaciones realizadas en los últimos 15 años reportados por la página: Scopus. -----	97
Figura 30 La permeabilidad con y sin, los efectos de los coeficientes de desorción y de porosidad mecánica. -----	111

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1.....	30
Ecuación 2.....	42
Ecuación 3.....	42
Ecuación 4.....	42
Ecuación 5.....	43
Ecuación 6.....	43
Ecuación 7.....	43
Ecuación 8.....	43
Ecuación 9.....	43
Ecuación 10.....	43
Ecuación 11.....	43
Ecuación 12.....	43
Ecuación 13.....	55
Ecuación 14.....	55
Ecuación 15.....	56
Ecuación 16.....	56
Ecuación 17.....	56
Ecuación 18.....	57
Ecuación 19.....	57
Ecuación 20.....	58
Ecuación 21.....	58
Ecuación 22.....	106
Ecuación 23.....	106
Ecuación 24.....	106
Ecuación 25.....	106
Ecuación 26.....	107
Ecuación 27.....	107
Ecuación 28.....	108
Ecuación 29.....	108
Ecuación 30.....	108
Ecuación 31.....	109
Ecuación 32.....	109
Ecuación 33.....	109
Ecuación 34.....	109

Ecuación 35.....	110
Ecuación 36.....	110
Ecuación 37.....	110
Ecuación 38.....	110
Ecuación 39.....	112
Ecuación 40.....	112
Ecuación 41.....	112
Ecuación 42.....	112
Ecuación 43.....	112
Ecuación 44.....	113
Ecuación 45.....	113
Ecuación 46.....	113
Ecuación 47.....	113

NOMENCLATURA

\emptyset = porosidad

τ = tortuosidad

r = radio medio de poro

P = presión

$(1-\alpha Kn)$ = coeficiente de rarefacción corregido

Kn = número de Knudsen

R = constante de los gases

T = temperatura.

V_{std} = volumen molar a condiciones estándar

μ = viscosidad

J_v = flujo viscoso con efecto de rarefacción

W_v = factor de peso para la permeabilidad por flujo viscoso

J_k = flujo difusivo de Knudsen con efecto de rugosidad de poro

W_k = factor de peso para la permeabilidad por flujo de difusión de Knudsen con efecto de rugosidad de poro

J_{mk} = flujo difusivo de poro molecular y de Knudsen y efecto de rugosidad de poro

FD = fracción de gas desorbido en un tiempo determinado

ξ = raíz solución ecuación diferencial

cK = coeficiente de desorción

R_a = radio del núcleo

λ = trayectoria libre de moléculas de gas

$\lambda(T)$ = trayectoria libre media de las moléculas totales del gas

w_s = coeficiente de sorción inducida de gas

w_m = coeficiente de la porosidad mecánica

D_m = coeficiente difusión molecular experimental

D_k = coeficiente difusión de Knudsen

D_{cmg} = diámetro de colisión de las moléculas de gas

D_{fpp} = Dimensión fractal de pared de poro

M = peso molecular

K_a = Permeabilidad aparente

RESUMEN

TÍTULO: AJUSTE DE MODELO MATEMÁTICO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN ROCAS DE FACIES FINAS DE TIPO SHALE GAS¹.

AUTORES: ROSSY JACQUELINE SERRANO RIVERA²

PALABRAS CLAVE: DESORCIÓN DE GAS, DIFUSIÓN DE GAS, PERMEABILIDAD, *SHALE GAS*.

DESCRIPCIÓN:

En reservorios de gas no convencionales, los fenómenos de difusión y desorción de gas en los depósitos de *Shale gas* son importantes para la estimación de la permeabilidad de las rocas, debido a sus condiciones de porosidad heterogénea y discontinua, la cual esta correlacionada con los coeficientes de difusión y desorción de gas.

El objetivo de esta investigación fue ajustar un modelo matemático para estimar la permeabilidad en rocas de facies finas tipo *Shale gas* a partir de datos reales de desorción y difusión de gas. Inicialmente, se seleccionó un modelo de base que fue modificado y ajustado para incluir un coeficiente de desorción estimado a partir de datos experimentales de desorción de gas, que relaciona la fracción de gas que desorbe la roca a lo largo del tiempo.

Para realizar los cálculos, se utilizó la programación en Excel[®] y Scilab[®], donde el rango de permeabilidad estimado con el modelo fue de: **0.25 a 8000** nano Darcy, para todas las profundidades (28 en total 15 inicialmente para probar el modelo y 13 después para verificar el modelo) que están dentro del rango de permeabilidad estimada experimentalmente a lo largo del pozo estimada con el equipo **SMP-200** que fue de: **0.00039 a 810000** nano Darcy. Los valores de permeabilidad obtenidos con el modelo ajustado estuvieron dentro del rango de los datos reportados en la literatura y los obtenidos experimentalmente, siendo más consistentes que los estimados experimentalmente. Además, la permeabilidad estimada con el modelo representa las condiciones de la roca, ya que fue posible correlacionar la permeabilidad con algunas variables geoquímicas en la composición de la roca y el gas. Estos han sido reportados previamente por diferentes autores.

¹ Trabajo de investigación en maestría.

²Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Jairo René Martínez, Químico PhD.

ABSTRACT

TITLE: MATHEMATICAL ADJUSTMENT MODEL FOR ESTIMATING PERMEABILITY ROCKS IN THIN-TYPE FACIES SHALE GAS².

AUTHORS: ROSSY JACQUELINE SERRANO RIVERA³

KEYWORDS: GAS DESORPTION, GAS DIFFUSION, PERMEABILITY, *SHALE GAS*.

DESCRIPTION:

In unconventional gas reservoirs, gas diffusion and desorption phenomena in the shale gas deposits important for the estimation of the permeability of the rocks, due to their heterogeneous and discontinuous porosity conditions, which is correlated with the coefficients gas diffusion and desorption.

The objective of this research is to fit a mathematical model to estimate the permeability in Shale gas type facies rocks from actual gas desorption and diffusion data. Initially, a base model was selected that was modified and adjusted to include an estimated desorption coefficient from experimental gas destruction data, which relates the gas fraction that disaggregate the rock over time. Different parameters were applied to fit the mathematical model as, Knudsen diffusivity, the diffusivity of molecular pores, desorption coefficient of gas, gas viscosity and other characteristics of the gas.

To perform the calculations, we used the programming in Excel® and Scilab®, where the permeability range estimated with the model was: 0.25 to 8000 nano Darcy, for all depths (28 in total, 15 initially to test the model and then 13 to check the model) that they are within the range of permeability estimated experimentally along the well with the SMP-200 equipment which was: 0.00039 to 810000 nano Darcy. The permeability values obtained with the adjusted model were within the range of data reported in the literature and those obtained experimentally, being yet more consistent than those estimated experimentally. In addition, the permeability estimated with the model represents the conditions of the rock, since it was possible to correlate the permeability with some geochemical variables in the composition of the rock and the gas. These have been previously reported by different authors.

² Magister Graduation Project.

³ Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Jairo René Martínez, Químico PhD.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha observado la necesidad de estudiar a profundidad todo lo relacionado con los yacimientos de hidrocarburos no convencionales (pueden ser crudos pesados o rocas de permeabilidades muy bajas tanto para petróleo como para gas). Colombia tiene una vida de reservas convencionales inferior a cinco años. Por ello, es muy importante la exploración y evaluación de los yacimientos no convencionales “los cuales están alrededor de los 20 años de reserva” Charle Gamba [1], representando un reto debido a su dificultad de extracción, manejo y tratamiento.

De los dos recursos de petróleo y gas, usados como fuentes de energía en el mundo, se resalta el incremento en la demanda actual de gas natural y su proyección al aumento a nivel mundial, con respecto a otras fuentes de energía [2].

En busca de mejorar la producción de gas, aumentar la oferta y disminuir costos, se ha intensificado la investigación y el estudio de las diferentes características que presentan los yacimientos no convencionales de gas. Dentro de las características importantes de las rocas está la permeabilidad, dado que es una variable que condiciona el ritmo y método de extracción, lo cual hace referencia a las condiciones de extracción, como la velocidad de extracción y la técnica que se debe utilizar dependiendo de la permeabilidad del pozo [3, 4]. También proporciona información adicional que puede ser utilizada para delimitar un pozo, y estimar su capacidad de producción [5]. Este estudio está enfocado en esta característica (permeabilidad) de las rocas que almacenan gas de hidrocarburos.

En la actualidad existen diferentes técnicas que son utilizadas para la estimación de la permeabilidad como: registros eléctricos, correlaciones, utilizando permeámetro de gases, técnica de presión capilar, entre otros. Aunque son técnicas que han presentado buenos resultados para los yacimientos convencionales, en los

yacimientos no convencionales no son métodos reproducibles y muchas veces arrojan datos erróneos [5,6].

Para el caso de las rocas de facies finas como tipo: *Shale*, *Tight*, *Shale-Coal* (rocas sedimentarias no convencionales), que se caracterizan por tener bajas permeabilidades, su distribución de poro no es homogénea y está en el intervalo de unidades micrométricas y nanométricas; los datos obtenidos en las técnicas utilizadas no han sido de mucha utilidad para emplearlos como datos fiables [4, 7]. Esto se debe a que la mayoría de técnicas se basan en la ley de Darcy o la suposición de porosidad homogénea. Esta premisa tiene como limitantes que el medio sea homogéneo y continuo, lo cual no se presenta en las rocas de facies finas de tipo *Shale gas* [8].

Los últimos estudios se han enfocado en la estimación de la permeabilidad basándose en modelos matemáticos, partiendo de variables como: adsorción, desorción, presión hidrostática, y velocidad de difusión del gas, con datos obtenidos experimentalmente de las muestras de rocas [9]. Estas variables, que se han estudiado se ven afectadas fácilmente por los cambios de permeabilidad o, por el contrario, cambios en estas variables afectan la permeabilidad [8,10]. Sin embargo, ninguno de estos enfoques tiene en cuenta las diferencias en los mecanismos de transporte en los *Shale*, debido a las redes de nanoporos adicionales. Por lo tanto, la aplicación de modelos existentes para los resultados de permeabilidad en *Shale* puede tener predicciones erróneas [11].

En los análisis del trabajo de *Javadpour, F (2007)* [12] se muestra que una combinación de una red de nanoporos conectados a una red de poros micrométricos controla el flujo de gas en los *Shale*. Se encontró que el flujo de gas en nanoporos de los *Shale* puede ser modelado con un régimen de transporte difusivo con un coeficiente de difusión constante y efectos viscosos insignificantes. El coeficiente de difusión obtenido es consistente con la difusividad de *Knudsen* que soporta la condición límite de deslizamiento en las superficies de nanoporos [11,12].

Por otro lado, uno de los inconvenientes que se presenta, con los estudios actuales de estimación de la permeabilidad con muestras de roca tomadas en exploraciones, es el tiempo que transcurre desde la toma de las muestras, hasta la caracterización completa de la roca para obtener los datos finales de permeabilidad, esto puede tardar años. Por ello uno de los enfoques de este estudio es trabajar con datos de desorción de gas de las muestras de roca. Dado que este estudio, es el primero que se le hace a las muestras de roca, luego de extraídas del pozo, el tiempo en el que se podrían obtener datos de permeabilidad se puede ver reducido favorablemente.

Por lo anterior, en este estudio se seleccionó y ajustó un modelo matemático para estimar la permeabilidad en rocas de facies finas de tipo *Shale gas*, partiendo de datos de desorción de gas y difusividad de gas en rocas de exploración de gas en pozos no convencionales, y se compararon los datos reportados con datos experimentales para verificar el modelo.

Adicionalmente se evaluó la influencia de algunas variables geoquímicas como: cambios en la composición del gas y la composición mineralógica de la roca (el porcentaje de arcillas, arenas, sílice y carbonatos en la muestra de roca a diferentes profundidades de un pozo). Otra variable que se incluyó en el análisis fue el contenido de Carbón Orgánico Total (COT), para verificar si existe una correlación de estas variables geoquímicas con la permeabilidad de la roca, como lo reportan diferentes autores en la literatura [13-16].

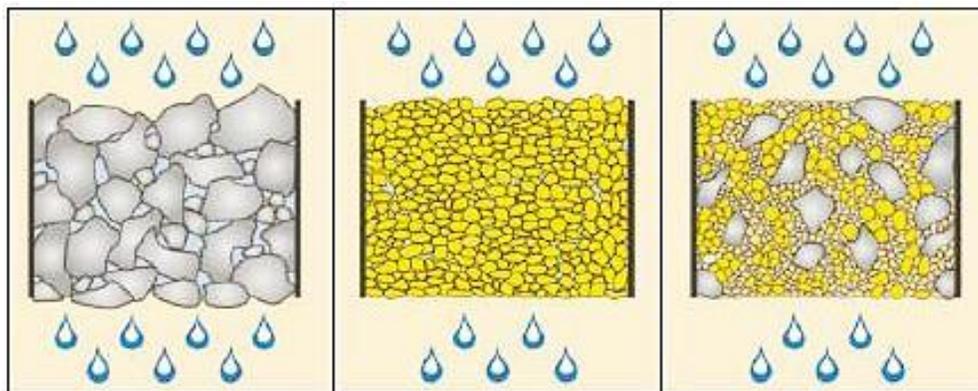
1 ESTADO DEL ARTE

1.1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS:

Los reservorios convencionales, se caracterizan por su alta porosidad primaria y permeabilidad en las rocas madres, con alto contenido de areniscas, permiten que los hidrocarburos contenidos en sus poros fluyan bajo ciertas condiciones hacia un reservorio. En estos reservorios, es necesario que exista un sello natural (trampa), que evite la fuga del hidrocarburo desde la roca generadora hacia la superficie [11, 17]. En la actualidad, la industria del petróleo se ha enfocado en la investigación de los yacimientos no convencionales debido a las bajas reservas de gas convencional que hay actualmente en el país.

Los reservorios no convencionales son formaciones de roca que contienen hidrocarburos en unas condiciones geológicas que no permiten el movimiento continuo del fluido, por estar atrapado en rocas de baja permeabilidad [18,19], y porque los poros no están interconectados entre sí, lo que impide la generación de rutas de migración de gas. Esto se debe a los diferentes tipos de porosidad, donde la porosidad secundaria predomina en las rocas de tipo *Shale*, la cual no garantiza una porosidad efectiva debido a que hay una baja conexión entre las zonas porosas (fracturas naturales de la roca) como se observa en la **figura 1**.

Porosidad primaria



Alta permeabilidad

Permeabilidad media

Porosidad Secundaria

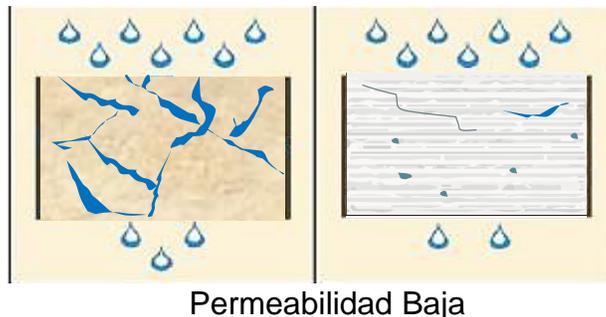


Figura 1. Tipos de porosidades que se presentan en las rocas sedimentarias.

Fuente: Imagen modificada tomada de *Hugh Simpson* [20].

Una de las características más importantes de los yacimientos no convencionales, es que los hidrocarburos que contienen no se pueden explotar de forma rentable con las tecnologías tradicionales. Como la roca madre no es suficientemente permeable, se necesita fracturarla para permitir que fluya el gas (que está atrapado y adsorbido) hacia la superficie [3,17].

Realizando una búsqueda de artículos reportados en *Scopus Elsevier* (herramienta para estudios bibliométricos y evaluaciones de producción científica) en los últimos 15 años se encontró que se han publicado un total de 1196 artículos, y a partir del año 2010 se han incrementado las publicaciones en el tema de yacimientos de gas no convencionales en más de un 60 % (**anexo 1**), corroborando el reciente interés a nivel mundial en la investigación en yacimientos de gas no convencionales, debido al agotamiento de las reservas convencionales existentes.

Bajo la categoría de reservorios no convencionales y con distintas características de complejidad, se incluyen numerosos tipos de reservorios, dentro de los cuales se encuentran principalmente: gas metano asociado al carbón (*Coal bed*), gas de arenas compactas (*tight gas sands*), gas de esquistos o lutitas (*Shale gas*), gas natural profundo (*Deep Natural Gas*), hidratos de gas y zonas geo presurizadas [21, 22].

En la **figura 2**, se presenta la distribución de los reservorios, en la que se resalta con rojo el tipo de roca que será utilizada en esta investigación.

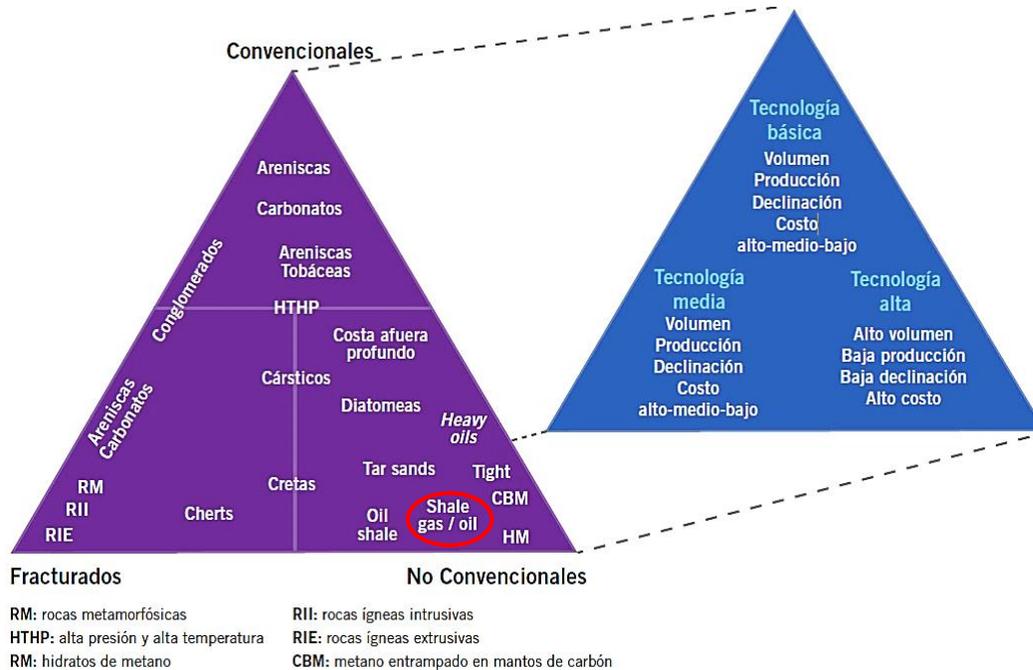


Figura 2. Distribución de los reservorios o yacimientos de hidrocarburos.

Fuente: imagen tomada de CÁMARA, Á., & PENDÁS, F. (2013) [5].

Los reservorios no convencionales se pueden formar en rocas de distinta naturaleza, por lo que existen varios tipos de gas no convencional como: *Tight gas* en arenas compactas, *Shale gas* en facies finas y *Coal Bed Methane* CBM en capas de carbón, estas se diferencian por la permeabilidad y las zonas de almacenamiento del gas, **figura 3**.



Figura 3. Imagen de los principales tipos de rocas de almacenamiento de gas no convencional.

Fuente: imagen tomada de <http://www.eta-energy.com/unconventional-oil-gas/>.

1.2. PERMEABILIDAD DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES DE SHALE GAS.

Los yacimientos de gas no convencional tipo *Shale gas*, los cuales fueron utilizados en esta investigación, se definen como: rocas sedimentarias de grano fino, con variable cantidad de carbonatos, sílice o cuarzo, y arcillas, más un alto contenido de materia orgánica, que pueden ser fácilmente fracturadas en capas delgadas paralelas, y se caracteriza por ser un reservorio en el cual el gas permanece libre en los poros de las rocas, en las fracturas naturales, y/o la materia orgánica es adsorbida sobre superficies naturales [21, 22, 23], en la **figura 4** se muestran los diferentes estados en los que se encuentra el gas en el matriz de la roca *Shale gas*.

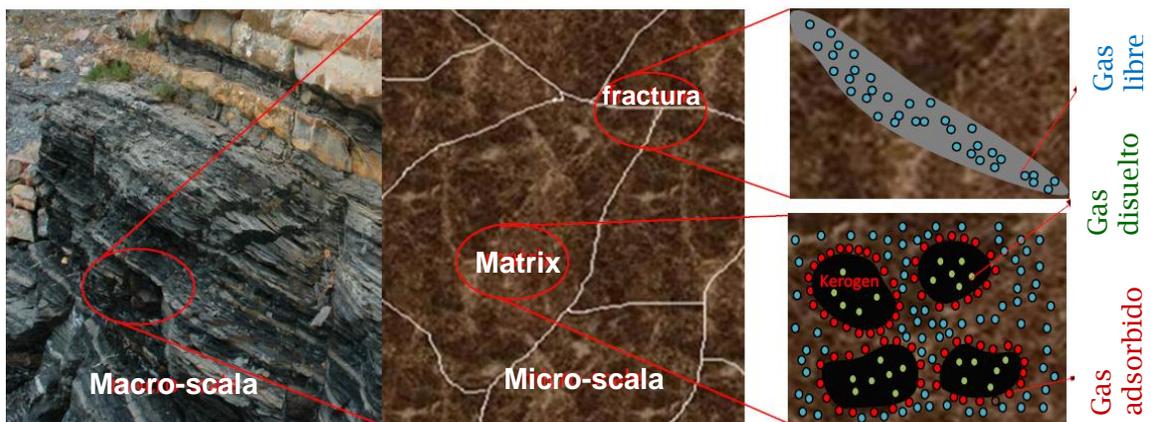


Figura 4. Ubicación del gas dentro de la matriz de la roca *Shale gas*.

Fuente: Imagen tomada de: *Guo, C., et al. (2015) [24]*.

Los altos contenidos de materia orgánica, minerales de arcilla y la gran superficie de los nanoporos, inducen el contenido de gas adsorbido hasta un 20 - 80 % (Curtis, 2002 [25]; *Wu et al., 2014 [26]*). Debido a que los poros son a menudo menores de 5 nm de radio, la capa adsorbida e incluso la adsorción en mono capa reducen la cantidad de espacio de poros disponible para el transporte de gas libre. Se encuentran almacenadas a profundidades de entre 500 a 15,500 pies. Estas rocas de *Shale gas*, han sido rocas generadoras de los sistemas petroleros no convencionales [27].

La caracterización de las rocas de tipo *Shale gas* brinda información importante para mejorar los diseños de compactación, fracturación y producción, también facilitan la optimización en la conexión entre los reservorios y el pozo. También definir la ubicación de los *clústeres* y su espaciamiento, de manera tal que se puede minimizar la interferencia entre pozos. Determinar el número óptimo de perforaciones acorde con el diseño general del pozo, diseñar la fractura de acuerdo con las anisotropías propias del reservorio y su respuesta mecánica frente a la misma, entre otras utilidades [21, 23, 27].

Al momento de reconocer las características principales de los reservorios no convencionales de tipo *Shale gas*, es necesario saber al menos: el espesor, extensión lateral, contenido de carbón orgánico total (TOC), reconocimiento de kerógeno, madurez de la materia orgánica, permeabilidad, mineralogía y diagénesis, porosidad entre otras [23]. La permeabilidad es una de las variables más importantes para la etapa de producción de los reservorios, de ahí el interés en conocerla con la mayor antelación posible.

En la **figura 5** se presentan los principales factores que influyen en la determinación de la productividad de un pozo de *Shale gas*.

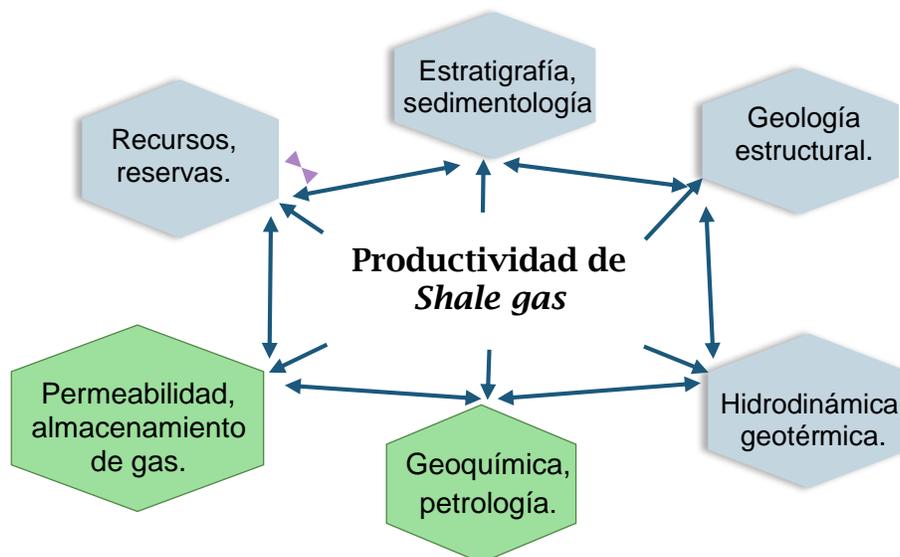


Figura 5. Variables requeridas para evaluación de la viabilidad económica de explotación de un pozo.

La permeabilidad es una variable que influye en tomar decisiones de continuar con la evaluación de un pozo o descartarlo, dado que la rentabilidad de explotación de un pozo se ve directamente afectada por las permeabilidades extremadamente bajas al aumentar su costo exponencialmente.

La permeabilidad en reservorios no convencionales de tipo *Shale gas* se define como la facilidad con que el gas fluye por los espacios porosos en una roca o un sedimento. Es una propiedad de las más difíciles de calcular. La permeabilidad en las rocas de *Shale gas* se encuentra entre 0,01 a $1 \cdot 10^{-9}$ mD (mili Darcy) [29, 30], en la **figura 6** se muestra como la magnitud de la permeabilidad varía según el tipo de reservorio de gas.

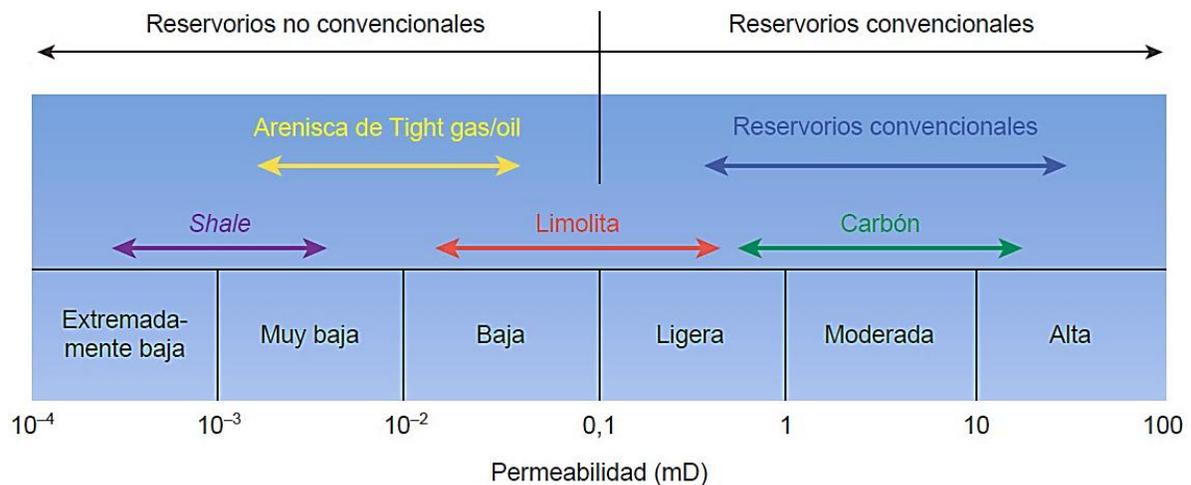


Figura 6. Intervalos de permeabilidad según el tipo de reservorio de gas.

Fuente: imagen tomada de *ÁLVAREZ, E., & SUÁREZ, C. (2014)* [30].

Para el caso del *Shale gas* lo ideal es encontrar una permeabilidad media del pozo en el intervalo de ($1 \cdot 10^{-4}$ a 0.01) mD [29].

La permeabilidad es función de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburo y la mineralogía, principalmente. Otras variables que influyen en la permeabilidad son temperatura, presión, viscosidad, porosidad, radio de poro, peso molecular del gas. Otras variables como el volumen del gas, y los procesos de desorción y difusión de gas, son afectados directamente por los cambios en la permeabilidad de la roca [27, 28].

La permeabilidad para el caso de reservorios convencionales se puede calcular a partir de mediciones de: la porosidad (la cual se define como un porcentaje que relaciona el volumen que ocupan los poros o espacios por donde puede circular un fluido en un volumen unitario de roca) de la superficie "específica" expuesta al fluido, y tamaño medio de poro. Pero estas técnicas no funcionan para el caso de estudio de reservorios no convencionales de tipo *Shale gas* [22], debido a la heterogeneidad de la matriz de la roca y la discontinuidad horizontal y vertical de la porosidad. Por ello, se han desarrollado modelos matemáticos mediante los cuales la permeabilidad se puede calcular a partir de variables como: temperatura, presión, viscosidad del gas, porosidad, radio del poro medio, peso molecular del gas, volumen del gas, difusión de Knudsen, flujo y difusión molecular, y coeficientes de desorción y difusión de gas, entre otros [26, 31, 32].

Recientemente, algunas publicaciones presentan que la capa adsorbida de gas tiene dos mecanismos para impactar en los fenómenos de transporte de gas (*Xiong et al.* 2012 [32], *Sigal, R. F.*, 2013 [33] y *Wu et al.* 2015 [26]). Un mecanismo se da cuando, la capa adsorbida de gas altera la permeabilidad geométrica y el radio hidráulico efectivo que impacta en el flujo no-Darcy; El otro mecanismo es el transporte de la capa adsorbida, por ejemplo: la difusión superficial impulsada por gradientes de densidad, concentración o energía potencial química [34, 35]. Además, existe exceso de adsorción de gas debido a la diferencia de densidad entre la fase adsorbida y la fase en masa. *Ambrose et al.* 2012 [36] y *Mosher et al.* 2013 [37] estudiaron las diferencias de densidad para diferentes tamaños de poros, presiones y temperaturas mediante simulación molecular. *Ambrose et al.* 2012 [36] encontraron que la densidad de la fase adsorbida es 1,8 a 2,5 veces mayor que la del metano a granel basado en el perfil de densidad discreta del metano en un nanoporo.

1.3. MODELOS MATEMÁTICOS DE ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN ROCAS DE TIPO *SHALE GAS* CON INCLUSIÓN DE LOS FENÓMENOS DE TRANSPORTE.

Inicialmente se estimó la permeabilidad a partir de la edad geológica y la profundidad de enterramiento de una muestra donde la permeabilidad de la muestra fue calculada por un modelo donde se correlacionó la permeabilidad con la porosidad (*Hall, P. L – 1983*) [28], pero este no es un método reproducible para otros pozos dado que la profundidad puede variar independientemente de la madurez de la roca, la cual define el punto de generación de gas [38].

En 1999 se desarrollaron modelos que se han enfocado en incluir los fenómenos de transporte, es decir, el comportamiento y la difusión del flujo en la roca [26]. A continuación, se nombrarán modelos que tienen en cuenta algunas de las variables nombradas anteriormente, y que se utilizan para la estimación de la permeabilidad: *Beskok y Karniadakis* (1999) [39], fueron los primeros en incluir el flujo viscoso con comportamiento laminar y transitorio de moléculas libres. Su limitación, no tenía en cuenta el efecto de la difusión de Knudsen que es, cuando el tamaño de los poros es mucho menor que la trayectoria libre media normal de las moléculas y se tiene en cuenta el efecto del contacto de las moléculas con las paredes. Basándose en este modelo, *Civan et al.* (2010, 2012, 2013) [40-42], modificaron el modelo para incluir el número de Knudsen (Kn) < 1 y algunos coeficientes empíricos. Este modelo, tiene la desventaja de que no se aplica para cualquier número de Knudsen, solo es apropiado para flujo laminar y depende de muchos parámetros empíricos.

Desde la perspectiva de la dinámica molecular, la difusión de gas es en realidad el resultado de movimiento térmico irregular de moléculas de gas. De acuerdo con el valor de Kn , la difusión se puede dividir en difusión de Fick, difusión de Knudsen, y difusión de transición. En poros a escala nanométrica con alto número de Kn , la difusión de Knudsen es el mecanismo de flujo dominante. La difusión Knudsen en los poros nanométricos se puede escribir en la forma de un gradiente de presión (*Roy et al.* 2003) [43]. En poros nanométricos ignorando el efecto de la viscosidad,

el flujo de masa debido a la difusión causada por diferencia de concentración molecular [12], se puede expresar como:

$$J_d = \frac{MD_k \Delta P}{RT L}$$

Ecuación 1.

Javadpuor et al. 2009 [44], desarrolló un modelo que asume flujo laminar e incluyó la difusividad de Knudsen. Este modelo requiere algunos coeficientes empíricos que requieren una amplia experimentación, lo cual puede aumentar el error de cálculo del modelo. *Singh* (2013) [45], modificó el modelo anterior [44] e incluyó el flujo convectivo y la difusión molecular de Fick.

Rahmanian et.al. (2012) [46], consideraron la suma de flujo viscoso y difusión de Knudsen utilizando coeficientes de ponderación que contienen coeficientes empíricos, pero tiene demasiados coeficientes empíricos que necesitan ser obtenidos a través de experimentos. *Wu, K.* (2014) [26], describió cuantitativamente los efectos del transporte másico de gas y adsorción / desorción de gas, en la permeabilidad aparente en diferentes etapas de desarrollo. Este modelo incluye análisis de datos de parte experimental de la adsorción y desorción forzada de gas, en muestras de roca.

La desorción es la operación inversa a la absorción, es la operación unitaria en la cual uno o más componentes de un fluido se transfieren de un medio a otro. La desorción en un pozo se puede generar al reducir la presión en el yacimiento, para crear un gradiente de presión que favorezca la desorción, y que el gas adsorbido migre a los espacios de poro, y de ahí al sistema de micro fracturas, para pasar posteriormente al sistema artificial de fracturas y, por último, poder alcanzar el pozo de producción [41, 47].

Métodos como el enrejado *Boltzmann* se pueden utilizar para estudiar el campo de flujo en los espacios de micro poros y luego proporciona soluciones numéricas incluso en modelos de estructura de poro complejos [48]. Pese a los diferentes avances en el tema, los modelos aún no son considerados fiables y siguen

presentando error de estimación al cual las industrias del petróleo no se atreven a considerar [31].

Por otro lado, *Cui (2009)* [49], hizo una comparación de un modelo matemático que tiene en cuenta el flujo viscoso y datos de desorción de gas en muestras de roca de exploración, y lo comparó con técnicas experimentales desarrolladas en los últimos años para estimar la permeabilidad en rocas de *Shale gas* (técnica de pulso de presión y pruebas de absorción en muestras de roca trituradas). En ese artículo se concluyó que, en el modelo generado a partir de los datos de desorción de gas, los datos obtenidos no son cercanos a los obtenidos a partir de técnicas experimentales.

Se puede destacar que, aunque el error en el cálculo de la permeabilidad fue mayor por el modelo de desorción de gas, se mostró que existe una relación entre la desorción de gas y la permeabilidad. Y que la presión de poro también desempeña un papel importante en los efectos de los flujos de masa de gas.

Dentro de las posibles causas de no poder comparar los resultados de permeabilidad del modelo con las técnicas experimentales está, que el modelo no tiene en cuenta variables como la difusividad de Knudsen, datos moleculares del gas y asumen flujo laminar. Otra posible causa de los resultados es que las técnicas hasta la fecha del estudio estaban en etapa de desarrollo, y actualmente estas técnicas ya han sido mejoradas, pero aún se tiene el problema de que son técnicas puntuales dado que, experimentalmente solo se puede hacer la estimación de la permeabilidad en un punto o pequeña muestra de la roca, lo que no es muy representativo al momento de asegurar que corresponda a la permeabilidad promedio en un área más grande del pozo.

Estas rocas son heterogéneas y discontinuas, lo que impide garantizar que las muestras de roca tomadas en la exploración representen la distribución y tamaños de poros de una zona más grande dentro del pozo.

Los resultados en algunos de los anteriores estudios muestran que la desorción, la difusión, y el flujo de deslizamiento de gas, son muy sensibles a los cambios en la escala de los poros, lo que puede favorecer el uso de estas variables para incluirlas en la estimación matemática de la permeabilidad.

Las variaciones como la temperatura solo causan pequeños cambios en los flujos de masa, a diferencia de los cambios que se presentan con los cambios de presión [38, 48]

1.4. ANTECEDENTES DE CORRELACIÓN DE VARIABLES GEOQUÍMICAS Y LA PERMEABILIDAD EN LAS ROCAS DE *SHALE GAS*.

En la revisión de literatura se encontró que algunas variables geoquímicas están correlacionadas con la permeabilidad como lo reportan los siguientes autores:

Obinna Chudi [13], en su estudio encontró que algunos minerales como el cuarzo están relacionados con los cambios de porosidad en la roca. Aunque el cuarzo presentó la mayor influencia, hay otros minerales que también afectan la porosidad de la roca, por lo que se asume que los minerales como el cuarzo afectan indirectamente la permeabilidad. *Mahmood Akbar, et al.* [15], en su documento titulado “Evaluación de yacimientos Carbonatados”, presentan cómo el tipo de soporte o matriz (arcillas, lodos, carbonatos, entre otros) y su proporción en las rocas está relacionado con el tipo de porosidad que presenta la roca.

Qu, H. (2015) [16]. Encontró que la permeabilidad de una matriz en la formación de *Shale gas* en 3 pozos de *Yanchang*, está fuertemente relacionada con el %TOC y por la composición mineral incluso con la profundidad del pozo y la porosidad. El autor concluyó que los parámetros de geoquímica y geología incluyendo el contenido del gas, composición mineral, estructura de poro y el medio ambiente de deposición tienen efectos significativos en la permeabilidad. Otro artículo es el de *Song, Q.*, [14], quien también reporta que la composición del gas está relacionada con la permeabilidad según el porcentaje de metano y CO₂ que contiene el gas.

Por lo anterior, en este trabajo se propuso ajustar un modelo matemático a las condiciones de los pozos en Colombia, que incluya variables como el coeficiente de desorción de gas, flujo viscoso, la difusión de Knudsen, peso molecular, volumen de gas a condición estándar, temperatura, presión y viscosidad del gas para la estimación de la permeabilidad de las rocas de tipo Shale gas, de las cuales los coeficientes de desorción y difusión de gas se estimaron a partir de datos reales de migración de gas en pozos de exploración de la formación Tablazo.

Para verificar el modelo se utilizó la técnica experimental de análisis con el equipo de *Shale Matrix Permeameter* (SMP-200), equipo del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), para rocas no convencionales, el cual tiene un rango de medición: 1 Femto Darcy (10^{-15} Darcy) a 1 micro Darcy (10^{-6} Darcy). Luego de calculados los datos de permeabilidad, se compararon con los obtenidos con el modelo ajustado. Se usó esta técnica dado que, es una de las más recientes modificaciones de la técnica de decaimiento de pulso de presión, que presenta una amplia investigación en su implementación para la estimación de la permeabilidad en rocas de permeabilidades bajas [17].

2. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En estudios recientes, como se evidenció y justificó anteriormente, se ha podido observar que la estimación de la permeabilidad por técnicas experimentales para rocas de porosidad heterogénea y discontinua es errónea o poco confiable, dado que los resultados obtenidos son de pequeñas muestras de rocas provenientes de la exploración de pozos no convencionales, lo que puede no representar la distribución real de poros de la roca. También se ha evidenciado el crecimiento de los estudios para la estimación de la permeabilidad en rocas de *Shale gas*, por medio de simulaciones y modelos matemáticos que permiten hacer una aproximación más cercana a la permeabilidad real de estos pozos (**anexo 1**).

Los modelos matemáticos más estudiados incluyen combinación de datos generados por medio de simulación o modelos matemáticos y algunos parámetros experimentales, por lo que no se tiene certeza de la credibilidad que pueden ofrecer dichas estimaciones. Por lo anterior se propone ajustar un modelo matemático que represente mejor la estimación de la permeabilidad y se aproxime a los valores reales de pozo, usando como parámetros algunos fenómenos de transporte reales de un pozo de exploración, como los coeficientes de desorción y difusión de gas.

2.1. HIPÓTESIS:

Partiendo de datos de desorción y difusividad de gas de muestras de rocas de exploración de un pozo no convencional, se espera obtener un ajuste de un modelo matemático que permita calcular un valor de permeabilidad en rocas de facies finas de tipo *Shale gas*, que sea comparable con los valores obtenidos en otras técnicas y modelos reportados, y cuyos valores puedan ser reproducibles a diferencia de los obtenidos por técnicas experimentales que hasta el momento no lo son.

2.2. OBJETIVO GENERAL:

Adecuar un modelo matemático a las condiciones propias de un yacimiento colombiano para estimar la permeabilidad en rocas de facies finas de tipo *Shale gas*, a partir de datos de desorción y difusión de gas; correlacionando la influencia de algunas variables geoquímicas en la permeabilidad.

2.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- ✓ Modificar un modelo matemático que permita estimar la permeabilidad de las rocas de facies finas de tipo *Shale gas*, partiendo de investigaciones anteriores, datos reales de desorción y difusión de gas, de muestras de roca de un pozo de la formación Tablazo.
- ✓ Ajustar un modelo para que los datos de permeabilidad obtenidos con el modelo tengan el mismo orden de magnitud que con los datos reportados en la literatura y los obtenidos por la técnica experimental en el equipo SMP-200.
- ✓ Evaluar las posibles correlaciones de las variables geoquímicas como: los cambios en la composición del gas y la composición mineralógica (porcentaje de arcillas, arenas, sílice, carbonatos y COT) en las muestras de roca de exploración a diferentes profundidades en un pozo, con la permeabilidad de la roca por medio de análisis estadístico.

3 METODOLOGÍA

DESARROLLO GENERAL DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

El trabajo de investigación se desarrolló en tres etapas presentadas en la **figura 7**, sujetas a repetición y modificación según los análisis de los resultados de cada etapa, resaltando que la metodología estuvo fuertemente ligada a la continua revisión bibliográfica.

A continuación, se describen las actividades y metodología desarrollada en cada una de las etapas del Trabajo de Investigación:

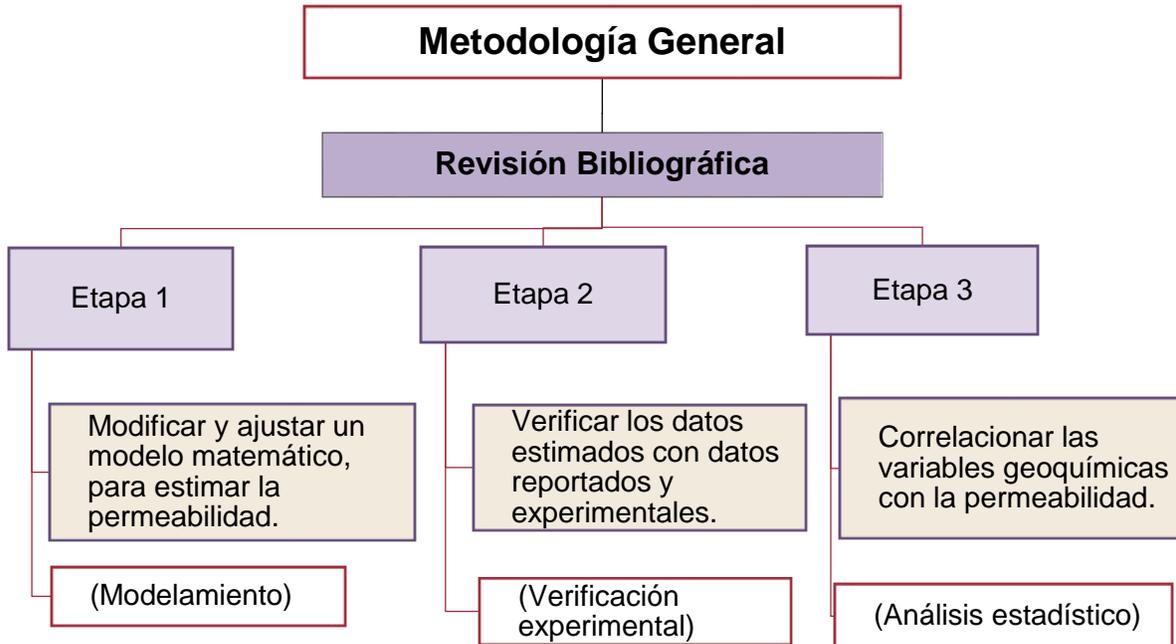


Figura 7. Esquema de las principales etapas en metodología del Trabajo de Investigación.

DESARROLLO ETAPA 1

En esta etapa se realizó la selección, adecuación y modificación de un modelo matemático para la estimación de la permeabilidad en rocas de facies finas de tipo *Shale gas*, lo cual se realizó partiendo de un modelo base, con el desarrollo de las siguientes actividades (**figura 8**).

ETAPA 1

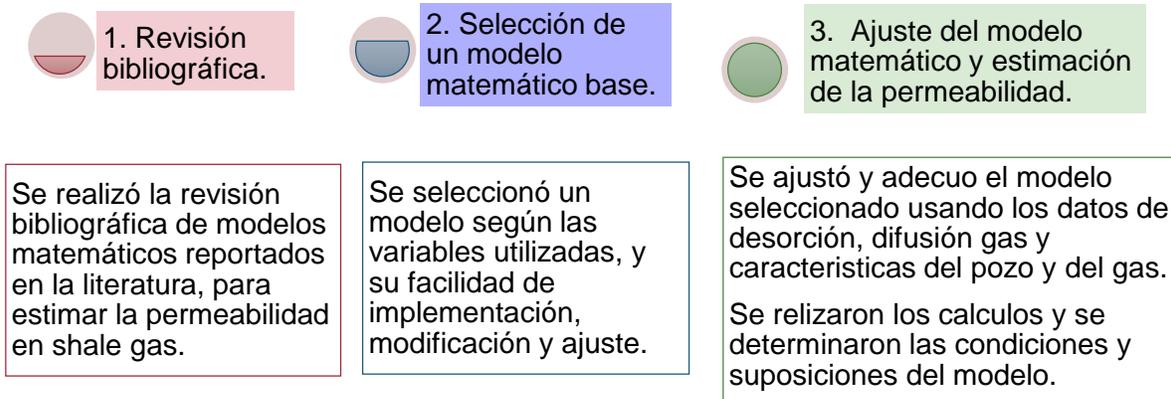


Figura 8 Descripción de las actividades que se realizaron en la etapa 1.

3.1.1 Revisión bibliográfica

Primero se realizó la revisión bibliográfica para seleccionar los modelos matemáticos que presentaban mejores resultados según los autores y que se facilitara su modificación para incluir los datos experimentales de coeficientes de desorción y difusión de gas.

En la revisión bibliográfica para seleccionar los modelos matemáticos que podían ser utilizados para realizar el ajuste y la estimación de la permeabilidad en rocas de facies finas. Se utilizaron los siguientes criterios de búsqueda: permeabilidad en *Shale gas*, permeabilidad a partir de la desorción de gas, permeabilidad a partir de la difusión de gas y estimación de la permeabilidad con modelos matemáticos.

3.1.1.1 Mejores modelos reportados:

Según la revisión bibliográfica realizada, se seleccionaron los modelos con los mejores resultados reportados y el mayor número de citas, estos modelos son: Cui, X., et al. (2009) [49]. Este modelo usa la Ley de Fick para describir la transferencia de difusión de gas en la matriz intacta de núcleos de depósitos no convencionales, y coeficiente de desorción de gas de datos reales.

Dabari, H., et al. (2012) [50]. Acuden a flujo de deslizamiento de Maxwell, difusión de Knudsen, rugosidad superficial, tamaño promedio de poro.

Mehmani, A., et al. (2013) [51]. Modelo que incluye una de red de nanotubos rectos con deslizamiento Maxwell y difusión Knudsen.

Civan, F., et al. (2013) [42]. Múltiples coeficientes empíricos, considerando el flujo viscoso, difusión de Knudsen, el flujo de deslizamiento, el flujo de transición y las condiciones de flujo de la molécula libre.

Rahmanian, M., et al. (2013) [46]. Suma de flujo viscoso y difusión de Knudsen utilizando coeficientes de peso que contienen coeficientes empíricos.

Rezaveisi, M., et al. (2014) [52]. Maxwell deslizamiento y la difusión de Knudsen para la separación de componentes múltiples por cromatografía.

Singh y Javadpour (2014) [53]. Modelo no empírico, poros circulares y con forma de hendidura en materia orgánica y suma lineal entre flujo convectivo y difusión de Fick.

Wu, K., et al. (2014) [26]. Superposición de flujo viscoso y la difusión de Knudsen basada en los coeficientes de peso, rarefacción, rugosidad de la pared y la isoterma de adsorción de Langmuir para considerar la desorción de gas.

Chen, L., et al. (2015) [54]. Uso de LBM para simular el flujo de fluidos y los procesos de difusión en los esquistos. La tortuosidad, la difusividad efectiva de Knudsen y la permeabilidad intrínseca de los esquistos reconstruidos se predice numéricamente.

Naraghi, M., et al. (2015) [11]. Flujo de deslizamiento de Maxwell, difusión de Knudsen, rugosidad superficial, PSD en TOC orgánico e inorgánico, sorción.

Según los resultados que reportó la literatura, y después de realizar la revisión, se encontró que según la variable adecuación y ajuste que presentaron los modelos para trabajar con las variables a utilizar en esta investigación como: temperatura, presión, viscosidad del gas, porosidad, radio de poro, peso molecular del gas, volumen del gas y coeficientes desorción y difusión de gas.

Se hizo una selección inicial de tres modelos matemáticos que permiten estimar la permeabilidad en rocas de tipo *Shale gas*, y presentaron la información necesaria y facilidad de ajuste y modificación, para su implementación.

3.1.2 Selección del modelo matemático

Por parte del acuerdo de cooperación N°6 derivado marco del convenio N°5211794, entre CIBIMOL-CENIVAM (UIS) y Ecopetrol -ICP, fueron recibidos los datos con los que se hizo la selección y ajuste del modelo matemático, por el M.Sc. Geólogo Robert Márquez (codirector del trabajo de Investigación). Se dispuso de datos de desorción de gas del Pozo uno perteneciente a la formación Tablazo, los cuales incluían información de temperatura, presión, datos de desorción, y difusión de gas, tamaño del núcleo, porosidad y radio medio de poro de este.

Estos datos se tuvieron en cuenta para hacer la selección de los modelos, según los datos requeridos por los modelos y la facilidad de ajuste a las condiciones que se tienen en el país. A continuación se describe brevemente los tres modelos seleccionados inicialmente, según los criterios de selección anteriormente mencionados, destacando las posibles ventajas y desventajas de cada uno de ellos.

3.1.2.1 Modelo seleccionado N° 1

Este modelo fue desarrollado por *Naraghi, M, y Javadpour, F., 2015 [11]*, El modelo se puede utilizar para calcular la permeabilidad aparente a los gases en *Shale gas* a partir de una combinación de datos de adsorción de nitrógeno y SEM, en muestras de roca. El modelo incluye variables como: Flujo de deslizamiento de Maxwell, difusión de Knudsen, rugosidad superficial, TOC y sorción (con nitrógeno), y asumen porosidad bimodal (poros orgánicos e inorgánicos). Para validar el modelo se basaron en datos de la literatura, y los utilizaron para determinar la permeabilidad y la tortuosidad, de los datos experimentales de decadencia de pulso. Como resultado de esta investigación los autores concluyeron que la estimación de la permeabilidad en sistemas de *Shale* basado únicamente en el tamaño promedio de los poros podría ser errónea. Para estimar la permeabilidad, se deben considerar

los tamaños de poros correspondientes a cada compartimento, orgánicos e inorgánicos de la roca. La descripción del modelo se encuentra adjunta en el **anexo 5.1**.

3.1.2.2 Modelo seleccionado N°2.

El segundo modelo se presenta en el artículo de *Keliu Wu* [26], este modelo tiene en cuenta una amplia cantidad de variables que pueden verse afectadas por la permeabilidad en las rocas de tipo *shale gas*. Este trabajo propone un modelo utilizando la superposición de flujo viscoso y la difusión de Knudsen basado en los coeficientes de peso, que son determinados por las probabilidades entre moléculas de gas colisionando entre sí y chocando con la pared de los nanoporos, mediante la integración del flujo de gas en nanoporos y la desorción de gas de la pared de nanoporos. También incluye variables como la trayectoria libre media de la molécula del gas y el efecto de rarefacción en la viscosidad del gas, factor de correlación para rugosidad de pared de poro y tortuosidad.

Este modelo puede describir mejor el transporte de gas desde el flujo viscoso a la difusión de Knudsen. Además, por medio de inyección forzada de nitrógeno en núcleos, se mide el gas adsorbido que se puede desorber en la fase gaseosa, y a través de la isoterma de adsorción de Langmuir y las ecuaciones del balance de masa, se obtiene la permeabilidad aparente de los nanoporos considerando la desorción del gas.

La desventaja es que el modelo es corregido por un coeficiente de sorción y un coeficiente de porosidad inducida mecánicamente, que se generan en la parte experimental de inyección forzada de nitrógeno, dichos coeficientes son calculados en muestras disgregadas de rocas de *Shale gas*, las cuales ya han sido trituradas y no representan la matriz original de la roca con las fracturas naturales y macro poros que se pierden en la trituración de las muestras. Descripción del modelo **Anexo 5.2**

3.1.2.3 Modelo seleccionado N°3

El tercer modelo se presenta en el artículo de *Cui, X.* [49]. Este estudio presenta varios enfoques para medir permeabilidad y difusividad, con consideraciones de adsorción de gas, que no han sido explícitamente consideradas en estudios previos.

El artículo presenta tres métodos para determinar la permeabilidad en carbones o *Shale gas*, uno es por medio de una técnica experimental de decaimiento de pulso de presión modificada, otra por inyección de nitrógeno y medición de la isoterma de adsorción de Langmuir y la última de mayor interés para el trabajo de investigación, fue a partir de datos de desorción de gas en núcleos de exploración de pozos. Los tres métodos de estimación fueron comparados al final, pero no se obtuvieron datos similares entre estos. En este último estudio, el autor usó los datos de desorción de gas de núcleo y la ecuación de flujo de Fick, para estimar la permeabilidad, y otras variables como porosidad, viscosidad y radio medio de poro.

Como conclusión de la investigación se tiene que, para las rocas de reservorios no convencionales como el carbón y *Shale gas*, con poros ultra finos (nanómetros), donde la mayor parte del gas se almacena, la difusión es probablemente el mecanismo de transporte dominante, más que el flujo viscoso por la ley de Darcy. En consecuencia, la permeabilidad aparente de estas rocas, para muestras trituradas en las que macroporos o fracturas pueden ser fácilmente destruidas durante la trituración, mostró una fuerte dependencia de la presión. Por lo tanto, es más apropiado usar la ley de Fick para describir la transferencia de difusión de gas en la matriz intacta de tales depósitos no convencionales. Descripción del modelo, **Anexo 5.3.**

3.1.2.4 Evaluación de los tres modelos

Se evaluaron los tres modelos anteriormente mencionados y el siguiente paso fue usar los datos de desorción de gas para calcular la permeabilidad con los tres modelos. Para esto se asumieron algunos datos desconocidos por el momento, datos en los que algunas variables dependen de la composición del gas, las cuales se estimaron haciendo la suposición para este caso de un gas con 100% de metano.

Según la evaluación de los resultados se seleccionó el modelo dos de *Keliu Wu* [26], dado que es el modelo que tiene en cuenta más variables, se puede modificar más fácilmente y al hacer unos cálculos iniciales representó valores de permeabilidad más cercanos a los esperados según las características de la roca.

3.1.3 Descripción del modelo base seleccionado

El modelo base seleccionado está representado por la ecuación 2:

$$K_{at} = ((W_v * k_v) + (W_k * K_{ks})) * W_m * W_s$$

Ecuación 2.

Dónde: K_{at} : es la permeabilidad aparente de masa global (m²).

El recuadro azul ($W_v * k_v$) es la permeabilidad aparente de flujo viscoso, la cual esta descrita por **la ecuación 3**, que representa la permeabilidad debida al flujo viscoso con efecto de rarefacción:

$$k_v = - \frac{J_v * V_{std} * \mu}{dp/dl}$$

Ecuación 3.

Donde: J_v es el flujo viscoso con efecto de rarefacción representado por la **ecuación**

4:

$$J_v = \frac{\phi}{\tau} * \frac{r^2 * P * (1 - \alpha Kn)}{8 * \mu * R * T} * \frac{dp}{dl}$$

Ecuación 4.

Donde: ϕ es la porosidad, τ es la tortuosidad, r es el radio medio de poro, P es la presión, $(1 - \alpha Kn)$ es el coeficiente de rarefacción corregido, R constante de los gases, y T es la temperatura.

Todos los datos a condiciones de pozo.

- V_{std} es el volumen molar de gas a condiciones estándar (T=273.15K y presión de 101325 Pa), y μ es la viscosidad del gas a condiciones de pozo.

Como este modelo combina la permeabilidad por el flujo viscoso y la permeabilidad por difusión de Knudsen, el autor propone un factor de peso para cada una de estas,

y W_v es el factor de peso para la permeabilidad por flujo viscoso, estimado con la ecuación 5.

$$w_v = \frac{\lambda_T}{\lambda}$$

Ecuación 5.

Donde: λ Representa la trayectoria libre de moléculas de gas, ecuación 6, y λ_T es la trayectoria libre media de las moléculas totales del gas, ecuación 7.

$$\lambda = \frac{k_B * T}{\sqrt{2} * \pi * \delta_M^2 * P}$$

$$\frac{1}{\lambda_T} = \frac{1}{\lambda} + \frac{1}{2 * r}$$

Ecuación 6.

Ecuación 7.

En la ecuación 2, el recuadro verde ($W_k * k_{ks}$), representa la permeabilidad aparente con efecto de rugosidad de poro y difusión de Knudsen, la cual se representa en la **ecuación 8**.

$$k_{ks} = - \frac{J_{ks} * V_{std} * \mu}{dp/dl}$$

Ecuación 8.

Dónde: J_{ks} es el flujo de difusión de Knudsen con efecto de rugosidad de poro, representado en la ecuación 9.

$$J_{ks} = - \frac{2}{3} * \frac{\phi}{\tau} * r * \left(\frac{8}{\pi * R * T * M} \right)^{0.5} * \frac{dp}{dl}$$

Ecuación 9.

Para este caso W_k es el factor de peso para la permeabilidad por flujo de difusión de Knudsen con efecto de rugosidad de poro, estimado con la ecuación 10.

$$W_k = \frac{\lambda_T}{2 * r}$$

Ecuación 10.

Y finalmente el recuadro rojo ($w_m * w_s$) de la ecuación 2, muestra el coeficiente de sorción inducida y el coeficiente de corrección de porosidad mecánica estimados a partir de la técnica de adsorción forzada de nitrógeno en muestras de roca; los datos fueron obtenidos mediante pruebas experimentales realizadas por el autor y estimados con la Isoterma de *Langmuir- Hishelwood*.

w_s =Coeficiente de sorción inducida de gas.

$$\omega_s = \left[1 - \frac{3 \alpha_L p_L (p - p_{int})}{\phi (p + p_L)(p_{int} + p_L)} \right]^3$$

Ecuación 11.

w_m =Coeficiente de la porosidad mecánica.

$$\omega_m = \left[1 + \frac{(\alpha_f - \alpha_s) s(p - p_{int})}{\left(1 + \bar{K}_n s/E_s\right) b_{int} E_s} \right]^3$$

Ecuación 12.

3.1.4 Adecuación y ajuste al modelo matemático base:

El modelo base seleccionado está representado por la siguiente ecuación (ecu. 2).

$$K_{at} = ((W_v * k_v) + (W_k * K_{ks})) * w_m * w_s$$

El modelo seleccionado se modificó para cambiar los coeficientes de sorción planteados por los autores, por un coeficiente de desorción, generado a partir de datos de desorción de gas real de muestras de rocas de *Shale gas* del pozo uno y combinando difusión de Knudsen con la difusión molecular gas calculada a partir de los datos de desorción experimentales.

De las variables requeridas por el modelo hay algunas que están en los datos recibidos de desorción de gas; otras se estimaron utilizando las características de la composición del gas desorbido, cuyos datos fueron entregados en enero del 2016 por el M.Sc. Geólogo Robert Márquez, (codirector del proyecto del ICP) y otros se calcularon según lo reportado en la literatura.

De todas las variables que componen el modelo matemático seleccionado, las variables que cambian en cada profundidad o variables de entrada del modelo, para estimar la permeabilidad son:

- Presión de pozo. (P)
- Temperatura de pozo. (T)
- Radio medio de poro. (r_p)
- Porosidad media. (ϕ)
- Coeficiente de desorción gas. (cK)
- Coeficiente difusión molecular experimental. (Dm)

Finalmente, con el modelo modificado, se realizó el código del modelo matemático en el programa de *Scilab*® **Anexo 3**, y se realizó la estimación de la permeabilidad para las 15 diferentes profundidades del pozo uno de exploración.

DESARROLLO ETAPA 2:

En esta etapa se realizó la verificación del modelo matemático modificado, comparando los resultados de permeabilidad obtenidos con datos de tres fuentes diferentes: una teórica (valores de reportados de permeabilidad para rocas de tipo *Shale gas*), otra con la técnica convencional de estimación de permeabilidad para rocas convencionales por medio de inyección de un gas conocido (metano) y

calculado a partir del modelo de *Klinkenberg* y la última con la técnica experimental con el equipo SMP-200, que se considera una de las técnicas experimentales más usadas para estimar la permeabilidad en medios porosos heterogéneos de baja permeabilidad.

A continuación, se presenta una descripción de las actividades realizadas en la etapa 2, **figura 10**.

Etapa 2

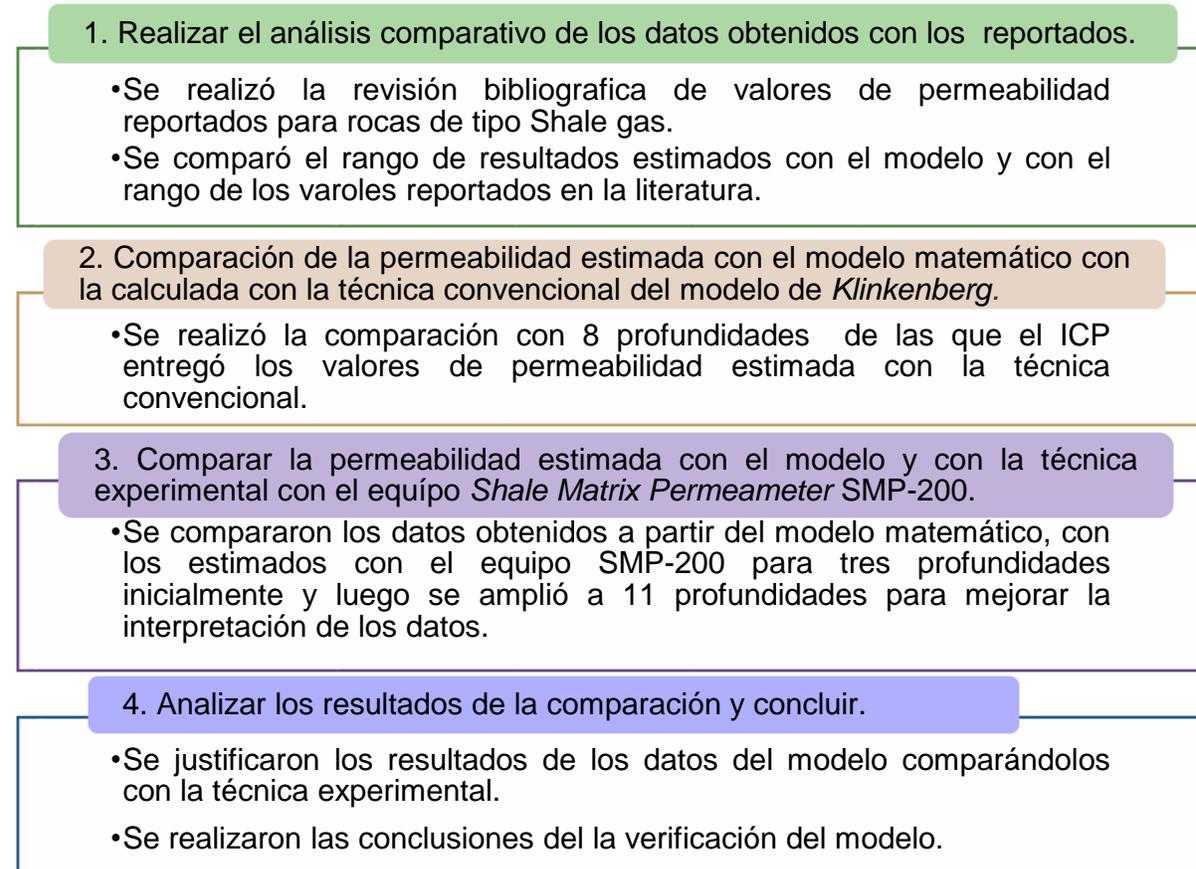


Figura 9 Actividades realizadas en la etapa 2 de la metodología general.

3.1.5 Comparación de la permeabilidad estimada con el modelo matemático y la reportada en la literatura.

Para esta comparación de datos se hizo una revisión bibliográfica de estimación de permeabilidad en *Shale gas* por medio de modelos matemáticos. Luego, se

seleccionaron los artículos donde las características de la roca fueran similares a las del pozo uno en Colombia. Se tomaron los datos de permeabilidad en *Shale gas* de la literatura y se seleccionó el rango de ésta reportada, y se comparó con el rango estimado para las 15 profundidades con el modelo matemático modificado.

3.1.6 Comparación de la permeabilidad estimada con el modelo matemático y el modelo de *Klinkenberg*.

El modelo de Klinkenberg es comúnmente usado para reservorios convencionales dado que, depende principalmente de la porosidad estimada a partir de inyección de un gas con características conocidas (nitrógeno, metano) en una muestra de roca. De esta técnica se recalca que la estimación tiene en cuenta la porosidad general de la roca, asumiendo que es una porosidad continua y homogénea. Es por esto que no se puede usar para estimar la permeabilidad en rocas de tipo *Shale gas* porque, normalmente arroja valores muy altos de permeabilidad que no corresponden a los reales, como se quiere demostrar al hacer la comparación de los datos obtenidos con esta técnica y los obtenidos con el modelo matemático.

En este caso se comparó la permeabilidad con algunas profundidades cercanas a las 15 anteriormente estimadas con el modelo matemático modificado. Pero no fue posible comparar exactamente las mismas profundidades debido a que no se tenían muestras de roca de los núcleos usados en la desorción de gas, disponibles para hacer más estudios. Por lo tanto, se usaron 8 profundidades cercanas con rango de 50 a 400 cm de diferencia entre una profundidad utilizada para estimar la permeabilidad con la técnica convencional y la usada con el modelo matemático.

Las muestras de roca de las 8 profundidades fueron analizadas por los profesionales encargados de la estimación de la porosidad y uso del modelo de *Klinkenberg* que se usa en el Instituto Colombiano del Petróleo-ICP, y ellos entregaron los resultados de permeabilidad de las 8 profundidades analizadas.

3.1.7 Comparación de la permeabilidad estimada con el modelo matemático con los datos estimados con la técnica de experimental SMP-200.

Debido a la falta de muestras de núcleos de las 15 profundidades que se usaron para probar el modelo matemático modificado inicialmente, fue necesario usar muestras de otras profundidades más someras del mismo pozo. Se utilizaron 11 muestras para la permeabilidad por la técnica experimental SMP-200, con la dificultad que no de todas estas muestras se tenían datos de desorción de gas para hacer la estimación con el modelo matemático. Por esto, se usaron 13 profundidades cercanas con diferencias de 1 a 200 cm, entre las profundidades a comparar con la técnica experimental y el modelo matemático.

Cabe resaltar que la permeabilidad que se estima con el modelo abarca un volumen del núcleo de roca de $2 \times 10^{-6} \text{ m}^3$ (cilindro de 0.3048 metros de alto con radio de 1.45×10^{-3} metros) y la técnica experimental abarca un volumen de $1.67 \times 10^{-7} \text{ m}^3$ (muestra disgregada con 0.0254 metros de alto con radio de 1.45×10^{-3} metros). Las muestras fueron corridas y analizadas por los profesionales encargados del equipo SMP-200 del Instituto Colombiano del Petróleo-ICP, y ellos suministraron los resultados de permeabilidad de cada muestra analizada.

3.1.7.1 Descripción de la técnica experimental *Shale Matrix Permeameter* SMP-200:

Esta técnica es un método preciso para determinar la permeabilidad de una matriz de muestras de *Shale* de petróleo o gas trituradas. Una muestra de roca de *Shale* es triturada y se tamiza entre 20 a 35 pantallas de malla US para producir una muestra con un diámetro de entre 5.0×10^{-4} a 8.5×10^{-4} metros. Aproximadamente 30 gramos de esta muestra triturada y tamizada se colocan en la cámara de prueba de la SMP-200 en un tanque de volumen conocido, se llena con gas helio, a una presión de 200 psi (1.379×10^6 pascales), este gas se descarga y se expande a continuación en la cámara de prueba donde se encuentra la muestra.

La expansión de este gas produce una caída de presión inicial que corresponde al volumen de la cámara, cuando el gas empieza a penetrar en el espacio poroso se

produce una caída de presión adicional; esta caída de presión se registra y se genera una curva de caída de presión contra el tiempo. La curva de caída de presión se recoge por un tiempo de 2.000 segundos (30 min aprox.). Al finalizar, el software del equipo utiliza métodos numéricos para ajustar la curva real con una curva que permite calcular el valor de la permeabilidad de la muestra.

En la **figura 10** se muestran el equipo y un ejemplo de la gráfica de respuesta.

El Equipo SMP-200, tiene un rango de medición de permeabilidad de: 1 Femto darcy (10^{-15} Darcy) a 1 micro Darcy (10^{-6} Darcy). Y además de estimar la permeabilidad proporciona la siguiente información:

- La densidad aparente;
- Densidad del grano (incluye la materia orgánica insoluble);
- Porosidad total interconectada;
- Porosidad que se llena de gas;
- Saturaciones de núcleo;
- Matriz de permeabilidad al gas.

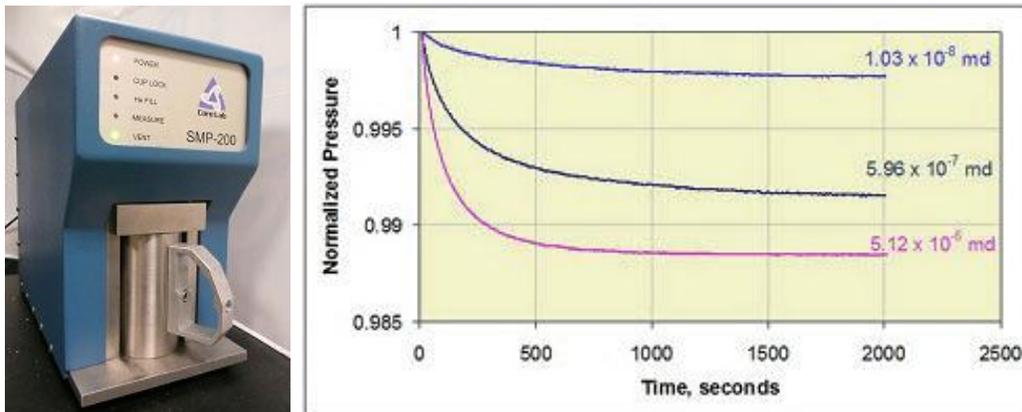


Figura 10. Imagen del equipo SMP-200 y ejemplo del diagrama de respuesta.

Fuente: imagen tomada de la página del laboratorio de CORELAB, <http://www.corelab.com/cli/shale-oil-gas/shale-matrix-permeameter>, (quienes utilizan la misma técnica para determinar la permeabilidad en *Shale gas*).

DESARROLLO ETAPA 3:

3.1.8 Correlación de las variables geoquímicas con la permeabilidad.

En esta etapa se realizó un análisis estadístico de la influencia y correlación de las variables geoquímicas como: la composición del gas (según análisis de cromatografía realizado a las muestras de gas desorbido) y la composición mineralógica de la roca (porcentaje de arcillas, arenas, sílice, metales y carbón orgánico total-COT), en muestras de roca de las profundidades del pozo uno sobre la permeabilidad, utilizadas anteriormente para estimar ésta con el modelo matemático. Los datos utilizados en esta etapa fueron suministrados por el ICP como por ejemplo la composición de gas y la mineralogía de la roca, que son variables que tienen amplia investigación en correlación con la permeabilidad [35, 36].

A continuación, en la **figura 11** las diferentes actividades que se realizaron en esta etapa.

ETAPA 3

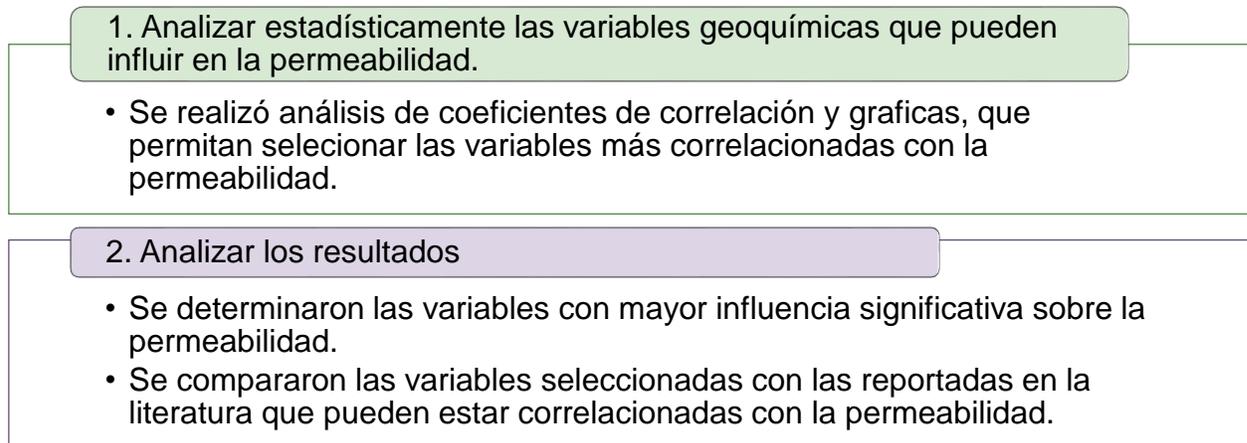


Figura 11 Actividades realizadas en la etapa 3.

Se realizó un análisis de coeficientes de correlación para múltiples variables, en este caso se realizó la correlación de 13 variables geoquímicas de la roca y 12 variables de la composición del gas. Adicionalmente se graficaron las variables de mayor

influencia, donde se corroboran algunas de las correlaciones de las variables geoquímicas con la permeabilidad.

En el análisis de coeficiente de correlación se determinó la influencia de cada variable sobre la permeabilidad y se comparó el resultado de las variables con mayor correlación respecto a las variables geoquímicas reportadas en la literatura (TOC, % de Arcillas, % de Metano, % de cuarzo y % de CO²), que en diferentes estudios han logrado encontrar una correlación con la permeabilidad de las rocas [13-16].

4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se seleccionaron los modelos matemáticos que podían ser utilizados para realizar el ajuste y la estimación de la permeabilidad en rocas de facies finas, según las condiciones iniciales que se tenían. Para ello se tuvieron criterios de búsqueda de: permeabilidad en *shale gas*, permeabilidad a partir de la desorción de gas, permeabilidad a partir de la difusión de gas en *Shale gas*, estimación de la permeabilidad a partir de fenómenos de transporte, entre otros.

Para la implementación y ajuste del modelo matemático, se tuvieron en cuenta los conceptos de fenómenos de transporte principalmente, relacionados con la desorción y difusión del gas en rocas de bajas permeabilidades.

SELECCIÓN Y AJUSTE DEL MODELO MATEMÁTICO:

Para la selección final del modelo a partir de los 3 previamente seleccionados, se consideraron su facilidad de implementación y ajuste a las condiciones de pozo establecidas e inclusión de las variables de desorción y difusión de gas de muestras reales de un pozo de exploración. Los datos fueron entregados por el M.Sc. Geólogo Robert Márquez en julio del 2015. Se recibieron datos de desorción y difusión de gas de 15 profundidades diferentes del Pozo N°1 perteneciente a la formación Tablazo. Los datos recibidos, se usaron para hacer la selección del modelo base, y se usaron en los tres modelos para calcular la permeabilidad de roca del pozo N° 1.

4.1.1 Selección del modelo base:

En este paso se calculó la permeabilidad con los tres modelos seleccionados. Para esto se asumieron algunos datos desconocidos en el momento, que dependen de la composición del gas o características de roca, los cuales se estimaron haciendo la suposición para este caso de un 100% de gas metano y tomando los reportados en cada artículo. Para esto se utilizaron los mismos datos de una profundidad del pozo uno (**Tabla 1**).

Tabla 1. Características del pozo uno en la profundidad utilizada para hacer la selección del modelo.

Formación:	Tablazo
Profundidad:	X+1554.78 m
Diámetro de núcleo:	(0.043) m
Porcentaje de gas desorbido:	63.0%
Presión de reservorio	75.78 (Mpa)
Volumen molar del gas estándar	$2.24 \times 10^{-3} \text{ m}^3$
Temperatura reservorio	339.3 K

Datos suministrados por el ICP junto a los datos de desorción de gas.

Para la selección del modelo se reemplazaron los datos en los tres modelos, los datos desconocidos se asumieron según lo reportado por el autor de cada artículo, y se obtuvieron los valores de permeabilidad mostrados en la **tabla 2**.

Tabla 2. Valor de la permeabilidad estimada con cada modelo.

Modelos	Permeabilidad	
	Unidades SI (m^2)	Unidades de campo (Darcy)
Modelo 1	6.90E-11	6.99E-05
Modelo 2	3.39E-20	3.43E-08
Modelo 3	6.64E-13	0.67

De los tres modelos presentados, el modelo 2 fue el que estuvo dentro del rango esperado y al rango de permeabilidad reportado en la literatura 1×10^{-5} a 1×10^{-15} Darcy [29,30], según las características geológicas de las rocas de tipo *Shale gas* como porcentaje de arcillas, edad geológica y otras condiciones de pozo. Esto se debe, a que es uno de los modelos que tiene en cuenta una mayor cantidad de variables y parámetros que pueden afectar la permeabilidad en las rocas de tipo *shale gas*.

Además, se evaluó la facilidad de modificar o ajustar el modelo y éste presenta una mayor facilidad de cambiar o ajustar las variables. Por ello se eligió como el modelo base al modelo 2 y se inició la parte de ajuste y adecuación del modelo.

4.1.2 Adecuación y ajuste al modelo matemático base:

De las variables requeridas por el modelo, algunas están en los datos entregados de desorción y difusión de gas, otras se estimaron utilizando las características de la composición del gas desorbido, cuyos datos fueron entregados por el M.Sc. Geólogo Robert Márquez, en enero del 2016 y otros se calcularon según como lo reporta la literatura (Naragui [11], Civan [42] y Chen [54]). En la **Tabla 3** se muestran los datos disponibles, los que se calcularon con base en lo encontrado en la literatura.

Tabla 3. Datos que requiere el modelo base para realizar los cálculos de permeabilidad.

Datos de Entrada		
Presión	75.778	Mpa
Volumen molar del gas	8.31×10^{-3}	m^3
Temperatura	339.3	K
Viscosidad [11]	1.1×10^{-5}	Pa/s
Coeficiente de desorción de gas [49]	5.9×10^{-07}	-
Coeficiente de difusión de gas	9.8×10^{-07}	m^2/s
Porosidad	~6	%
Tortuosidad [54]	3	-
Radio prom.	6.7×10^{-09}	m
Relación de tamaño molecular normalizado [55]	~0.5	-
Dimensión fractal de la pared de poro [54]	~2.5	-
Diámetro de colisión de las moléculas de gas [55]	3.82×10^{-10}	m
Peso molecular promedio del gas [55]	0.0196	Kg/mol
Coeficiente de rarefacción [54, 42]	~1.37	-
Número de Knudsen [54]	~0.47	-

Dónde: los valores en color verde son los datos que fueron entregados y los valores en color blanco se calcularon según la composición del gas y ecuaciones reportadas en la literatura.

Para calcular la temperatura del pozo en cada profundidad, se usó el delta de aumento de temperatura con respecto a la profundidad calculado por el ICP para el pozo N°1 de: 1.26 °F /100 ft, para calcular la temperatura a cada profundidad, dado

que en los datos suministrados solo fue entregada la temperatura a una altura X de 173.6 °F.

El modelo también requiere de algunas constantes como la constante R de los gases (tabla 4).

Tabla 4. Constantes utilizadas en el modelo.

R= Constante universal de los gases	8.3143	J* mol^{-1} *K $^{-1}$
KB = Constante de Boltzman	1.381x10 $^{-23}$	J*K $^{-1}$
número PI (π)	3.141692654	-

Inicialmente se calculó el valor de la permeabilidad utilizando el modelo seleccionado, sin realizarle ninguna modificación. Los valores de las variables desconocidas fueron calculados según lo reportado en la literatura y se obtuvo un valor de permeabilidad mostrado en la **Tabla 5**, en el cual se omitieron los coeficientes de sorción que tiene el modelo de *Keliu Wu* [26], dado que son parámetros experimentales estimados por el autor. Para este caso se asumió 100% metano.

Tabla 5. Cálculo de la permeabilidad utilizando el modelo base sin modificaciones.

Permeabilidad	Unidades SI	8.76E-13	m 2
(K_{at})	Unidades de Campo	8.88E-07	D (darcy)

En este caso la permeabilidad es un poco más baja que la anteriormente calculada con el modelo dos, dado que al omitir los coeficientes de sorción del modelo original, este coeficiente se multiplica por permeabilidad y la disminuye dado que están en el orden de 0 a 1 [26]. (**Anexo 5.2- Figura 30**).

4.1.2.1 Estimación de las variables desconocidas.

A continuación, se estimaron las variables desconocidas, con la composición real del gas. La **Tabla 6** presenta la composición promedio del gas en 15 profundidades del pozo uno. En el **anexo 2** está la composición molar de gas de cada profundidad.

Tabla 6. Composición molar promedio del gas, para 15 profundidades diferentes del pozo uno.

COMPONENTE	(%Molar)
Metano	87.42
Etano	5.80
Propano	2.25
I-Butano	0.64
n-Butano	0.77
Neopentano	0.30
i-Pentano	0.25
n-Pentano	0.01
Hexanos+	0.38
Dióxido de Carbono	2.17

La viscosidad se calculó con la ecuación reportada por Naraghi, M. [11] (**ecuación 13**), la cual depende de la densidad, la temperatura, y el peso molecular del gas.

Viscosidad del gas es:

$$\mu = A * e^{(\beta * \rho^c)}$$

Ecuación 13

Donde:

$$A = \frac{(9379 + 0.01607 \times M) T^{1.5}}{209.2 + 19.26 \times M + T}$$

$$C = 2.447 - 0.2224 \times \beta$$

$$\beta = 3.448 + 0.01009 \times M + \frac{986.4}{T}$$

Ecuación 14

Donde: ρ es la densidad del gas, M el peso molecular y T la temperatura de reservorio.

La siguiente variable estimada fue: la tortuosidad en medio poroso (τ), la cual se define como la relación entre la longitud real de la trayectoria del flujo y el espesor de un medio poroso a lo largo de la dirección del flujo. Una tortuosidad alta indica trayectos más largos, más tortuosos y más sinuosos, dando como resultado una mayor resistencia al transporte. En la ecuación de *Bruggeman*, la tortuosidad se define comúnmente como una función exponencial de la porosidad [49].

Chen L, et al. [49] compararon y justificaron la mejor ecuación que representa el comportamiento de la tortuosidad en medio poroso en la estimación de la permeabilidad en rocas de *Shale gas*, seleccionando la **ecuación 15**.

$$\tau = \phi^{-\sigma}$$

Ecuación 15

Donde: Φ es la porosidad media y σ es el valor para un medio poroso complejo a nana escala, donde se recomienda un intervalo de uno a dos [56].

Luego, se calculó el coeficiente de desorción utilizando los datos entregados, tomando como guía lo reportado por Cui, X., et al. 2009 [49]. En el **anexo 5.3** se describe claramente el modelo [49], que fue el modelo seleccionado para estimar el coeficiente de desorción a partir de los datos entregados por el ICP dado que en este artículo realizan el mismo proceso para la medición de fracciones de gas desorbidas en el tiempo y el autor propone una ecuación que permite estimar el coeficiente de desorción de gas, a partir de estos.

El coeficiente de desorción se extrae de la siguiente ecuación 16:

$$\ln(1 - FD) = \ln\left(\frac{4}{\xi_1^2}\right) - \frac{cK \xi_1^2}{R_a^2} * t.$$

Ecuación 16

Donde: F_D es la fracción de gas desorbido, en un tiempo t determinado. Y ξ_1^2 es la primera raíz de la solución diferencial con ecuación *Bessel*, R_a^2 es el radio del núcleo o la muestra de roca, y cK es el coeficiente de desorción.

Esta ecuación se puede representar de forma lineal como:

$$\ln(1 - FD) = f_0 - S_1 * t$$

Ecuación 17

Donde S_1 sería la pendiente representada por la ecuación 18, y f_0 sería el término independiente representado en la ecuación 19

$$S_1 = \frac{cK\xi_1^2}{R_a^2}$$

Ecuación 18

$$f_0 = \ln\left(\frac{4}{\xi_1^2}\right)$$

Ecuación 19

La gráfica con comportamiento logarítmico que presenta la ecuación 17 se presenta en la figura 12, graficada con datos de desorción de gas en el tiempo. A esta gráfica se le estiman los coeficientes de la línea de tendencia y con ellos se calcula el coeficiente de desorción; esto se realizó según la estimación del coeficiente de desorción que desarrolló el autor *Cui, X.*, [49].

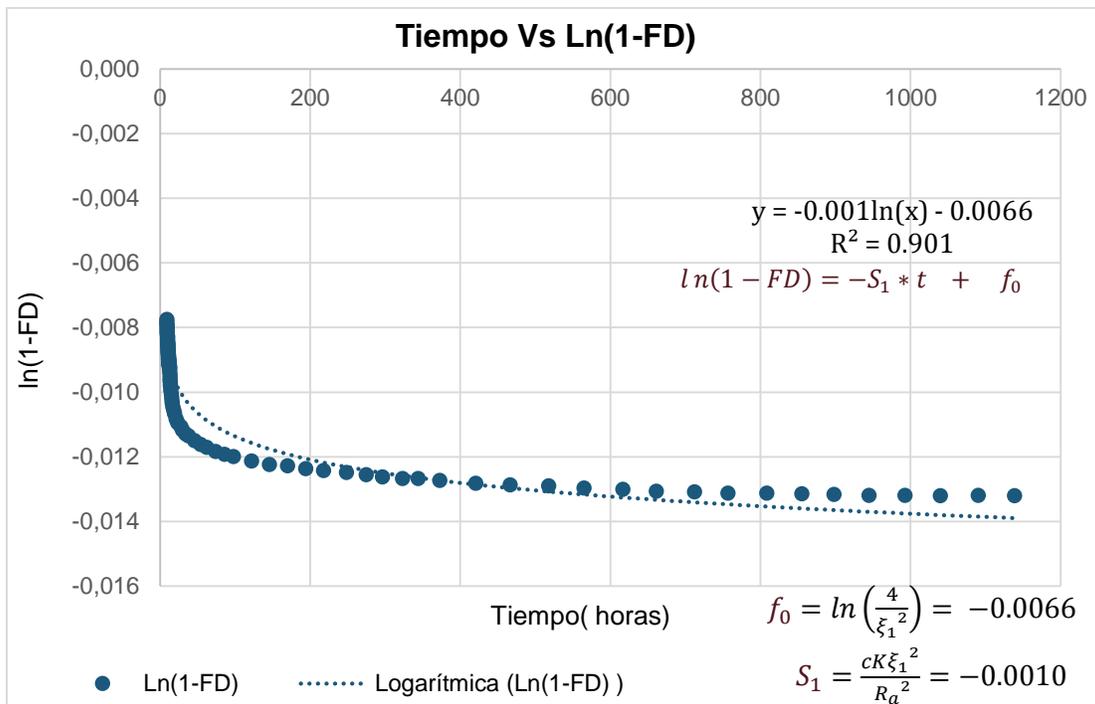


Figura 12. Gráfica de la desorción de gas en el tiempo, para la estimación del coeficiente de desorción.

Con la regresión lineal de la curva y la pendiente de la recta resultante se calculó el coeficiente de desorción que se incluyó en el modelo.

Otra de las variables que se modificó fue el coeficiente de difusión, que según lo consultado en la literatura es una de las variables que tiene gran influencia en la estimación de la permeabilidad, pero en ambientes porosos se pueden encontrar varios tipos de ésta: una es la difusión molecular y otra la es de Knudsen.

Aplicando el modelo base, éste solo tiene en cuenta la difusión de Knudsen, pero para ambientes donde la porosidad es heterogénea y discontinua como es el caso de las rocas de tipo *Shale gas*, es conveniente tener en cuenta estos dos tipos de difusión.

Una de las ecuaciones que representa la combinación de la difusividad molecular y la de Knudsen es la difusión media para medios heterogéneos (difusividad de poro) que se tiene en cuenta ampliamente para el diseño de catalizadores heterogéneos [26], y se representa con la ecuación 20:

$$\frac{1}{D_{poro}} = \frac{1}{D_K} + \frac{1}{D_m}$$

Ecuación 20

Donde: D_K , es el coeficiente de difusión de Knudsen y se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$D_k = \frac{2}{3} * \frac{\phi}{\tau} * r * \left(\frac{8 * R * T}{\pi * M} \right)^{0.5}$$

Ecuación 21

Donde: r es el radio medio de poro, M peso molecular, T temperatura y R es la constante universal de los gases.

D_m es el coeficiente de difusión molecular experimental, este dato fue entregado por el ICP junto a los datos de desorción de gas, y fue estimado partir de una ecuación semi empírica que se dedujo utilizando la teoría cinética, como base en la ecuación de *Fuller, Schettler y Giddings* (FSG) en 1966 [57].

Por último, se estimó la permeabilidad para una profundidad X+1554.78 metros, con los ajustes a las variables del modelo modificado y se obtuvo el valor de la permeabilidad que aparece en la tabla 7.

Tabla 7 Cálculo de la permeabilidad ajustando algunas variables.

Permeabilidad	Unidades SI	4.59E-18	m ²
(<i>K_{at}</i>)	Unidades de Campo	4.65E-06	D (darcy)

Como se puede observar el valor de la permeabilidad aumentó considerablemente en comparación con el calculado con el modelo original. Esto pudo haber ocurrido debido a que alguna de las variables estimadas no ofrece una aproximación real en comparación con los valores reportados en el artículo del modelo original.

Se revisó nuevamente la literatura relacionada con el tema para hacer una comparación de los valores obtenidos de cada variable con los reportados en la literatura. Se revisaron las variables y se encontró que la viscosidad calculada (0.28 Pa.s) es más alta y no corresponde con la viscosidad encontrada en la literatura (1×10^{-5} Pa.s).

Por lo anterior se realizó una nueva búsqueda y se encontró otra forma de estimar la viscosidad por medio de la gráfica de correlación de viscosidad de los gases de hidrocarburo (**figura 13**), que correlaciona la viscosidad del gas dependiente del peso molecular y la temperatura del gas, adaptada en la sociedad de ingeniería de petróleos del AIME y publicada por Carr, N., et al, (1954) [58].

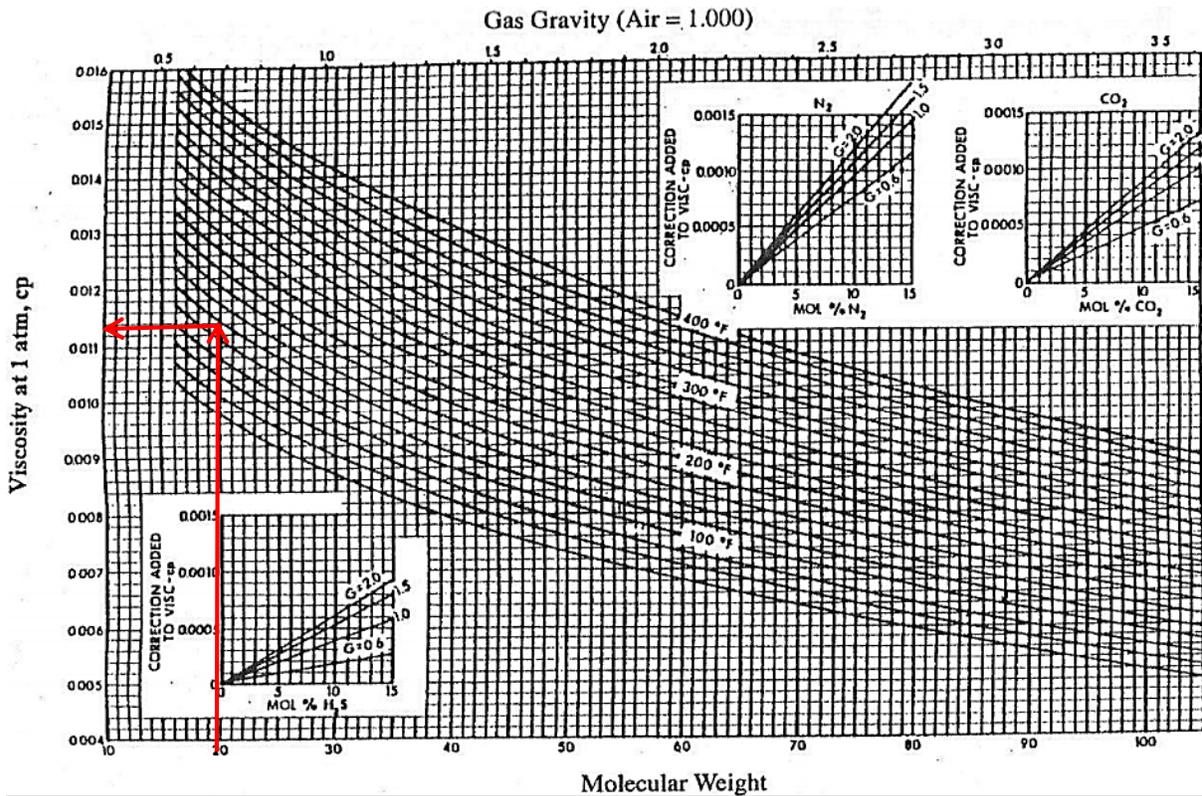


Figura 13 Gráfica de correlación de viscosidad de los gases de hidrocarburo de parafina según su peso molecular, a una atmósfera.

Fuente: imagen tomada modifica de Carr [58].

Utilizando esta gráfica de datos, la viscosidad es más real y comparable con la reportada por otros autores [11,26,53], y es una forma de estimar la viscosidad utilizada en la industria del petróleo sin necesidad de hacer pruebas experimentales, el valor de la viscosidad según el peso molecular medio del gas fue aproximadamente: 0.01 cp (centi poise), equivale a 1.14×10^{-5} Pa*s (Pascales *segundo). Realizando estos cambios se calculó nuevamente la permeabilidad (tabla 8).

Tabla 8 Cálculo de la permeabilidad ajustando los datos anteriores.

Permeabilidad	Unidades SI	4.72×10^{-21}	m^2
(K_{at})	Unidades de Campo	4.79×10^{-9}	D (Darcy)

Con los ajustes hasta el momento realizados al modelo, se pudo estimar un valor de la permeabilidad que estuvo dentro del rango de nano Darcy reportado [29,30], y la esperada según las características de la roca.

Para la siguiente etapa de estimación de la permeabilidad para 15 profundidades se evaluaron todas las variables del modelo con la composición promedio de gas reportada en la **tabla 6** dado que no se evidenciaron cambios en la estimación final de la permeabilidad, usando la composición de gas de cada profundidad.

4.1.3 Estimación de la permeabilidad para 15 profundidades, modelo ajustado:

Luego de modificar y ajustar el modelo se realizaron los cálculos para 15 profundidades del pozo uno y se obtuvieron los resultados, que se presentan en la **Tabla 9**.

Tabla 9 Resultados de permeabilidad realizando los ajustes al modelo matemático.

Profundidad (m)	Coef. de desorción ($\times 10^{-07}$)	Coef. de Difusión ($\times 10^{-07}$)	Permeabilidad (K_{at}) η Darcy ($\times 10^{-09}$)
X+1554.7	1.20	9.86	2.63
X+1563.9	1.00	10.08	0.44
X+1573.1	1.19	8.84	33.96
X+1586.2	1.51	9.77	1.79
X+1600.8	1.09	12.05	0.70
X+1617.9	1.61	9.53	0.25
X+1630.1	1.53	8.30	0.88
X+1654.7	1.06	10.24	0.95
X+1676.7	1.49	9.41	3.08
X+1681.5	0.73	14.71	1.27
X+1698.3	1.22	11.59	2.71
X+1709.9	0.95	12.83	1.76
X+1735.5	1.20	10.06	0.53
X+1737.3	1.19	9.98	1.77
X+1779.7	1.23	6.91	1.86

Estos cálculos se realizaron en Excel®; luego se realizó el código del modelo en Scilab® (**anexo 3**), donde se imprime una tabla de resultados; los valores no

cambiaron respecto a los calculados en Excel®. En el **anexo 6.1** están los valores de las variables de entrada del modelo y los resultados de la permeabilidad.

VERIFICACIÓN DEL MODELO

Para verificar si el modelo presenta una buena estimación se hacen comparaciones de los valores obtenidos con el modelo ajustado y: rangos de permeabilidad reportados en la literatura, con un modelo para reservorios convencionales y finalmente con la técnica experimental *Shale Matrix Permeameter* SMP- 200.

4.1.4 Resultado de la comparación de la permeabilidad estimada con el modelo matemático y la reportada en la literatura.

Se hizo revisión bibliográfica y se seleccionaron los artículos con permeabilidad reportada para rocas de tipo *Shale gas*. Inicialmente se quiso seleccionar solo los modelos con geología similar a la del pozo uno en Colombia, pero, debido a la baja información geológica, que reportan algunos de los artículos, se seleccionaron cinco artículos entre los más citados. De los dos primeros reportados en la **tabla 10**, sí se pudo comparar alguna información geológica como TOC y tipos de roca según su composición mineral.

Tabla 10. Comparación de los rangos de permeabilidad reportados y el rango de permeabilidad estimado con el modelo.

AUTORES	Rango de permeabilidad reportado (Darcy)	Rango permeabilidad con el modelo (Darcy)
Naraghi, E., et al. (2015) [11]	50×10^{-9} a 700×10^{-9}	0.2×10^{-9} a 30×10^{-9}
Tinni, A., et al. (2012) [59]	0.5×10^{-9} a 1000×10^{-9}	
Wu, K., et al. (2014) [26]	10×10^{-9} a 160×10^{-9}	
Singh, H., et al. (2014) [53]	100×10^{-9} a 10000×10^{-9}	
Javadpour, F., et al. [44,]	0.1×10^{-9} a 250×10^{-9}	

Pese a que no fue posible encontrar suficiente información con respecto a las características geológicas de las rocas en la literatura que reportaba, en esta

comparación se puede ver que la permeabilidad se encuentra dentro del rango reportado de permeabilidad para rocas de tipo *Shale gas*. Por lo que se prevé que el modelo puede presentar buenos resultados.

4.1.5 Resultados de la comparación de la permeabilidad estimada con el modelo ajustado y el modelo de *Klinkenberg* para reservorios convencionales.

Para esta comparación se usaron ocho profundidades cercanas a las trabajadas con el modelo matemático ajustado; el proceso de estimación fue realizado por los encargados del uso del software del modelo de *Klinkenberg* para estimar la permeabilidad en el ICP.

En la **tabla 11** se presenta la comparación de los datos estimados con el modelo matemático ajustado de este trabajo para 15 profundidades del pozo uno y los datos de las 8 profundidades estimadas en el ICP con el modelo de *Klinkenberg* para reservorios convencionales.

Tabla 11 Comparación de la permeabilidad para 15 profundidades con el modelo matemático y 8 profundidades con el modelo de Klinkenberg.

Profundidad X (rango en metros)	Permeabilidad (K_{at})	Técnica de estimación Permeabilidad
	nano Darcy ($D \times 10^{-9}$)	
X+1551.3	341000.00	Permeabilidad con modelo de Klinkenberg.
X+1554.7	2.63	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1563.9	0.44	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1569.6	1200.00	Permeabilidad con modelo de Klinkenberg.
X+1573.0	33.96	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1586.1	1.79	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1600.8	0.70	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1602.8	3600.00	Permeabilidad con modelo de Klinkenberg.
X+1617.8	0.25	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1620.6	3400.00	Permeabilidad con modelo de Klinkenberg.
X+1630.0	0.88	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1653.9	1000.00	Permeabilidad con modelo de Klinkenberg.
X+1654.2	7700.00	Permeabilidad con modelo de Klinkenberg.
X+1654.7	0.95	Permeabilidad con Modelo Matemático

X+1676.7	3.08	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1678.4	1500.00	Permeabilidad con modelo de Klinkenberg.
X+1681.5	1.27	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1696.3	800.00	Permeabilidad con modelo de Klinkenberg.
X+1698.3	2.71	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1709.9	1.76	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1735.5	0.53	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1737.3	1.77	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+1779.7	1.86	Permeabilidad con Modelo Matemático

Las profundidades más cercanas entre sí se asocian con los colores verde o blanco, y en color gris están las profundidades no cercanas a ninguna de las otras.

Como resultado de la comparación de los datos se puede observar que, dado que el modelo experimental asume condiciones de un reservorio convencional, la permeabilidad es muy alta en comparación con el modelo y con lo reportado hasta el momento para este tipo de roca de *Shale gas*. Esto se debe a que el modelo de Klinkenberg depende de la porosidad y el radio de poro principalmente, pero no tiene en cuenta la porosidad secundaria o la falta de interconexión que hay entre las zonas porosas, lo que puede impedir la migración del gas y queda encerrado en la roca.

4.1.6 Comparación de la permeabilidad estimada con el modelo matemático con los datos estimados con la técnica experimental SMP- 200.

A continuación (**tabla 12**), se comparan los valores de permeabilidad obtenidos con el modelo matemático ajustado y valores experimentales calculados con la técnica experimental SMP- 200; se resalta que la técnica da valores de permeabilidad puntuales, es decir, que la permeabilidad se calcula para la muestra, que son aproximadamente 30 gr tomados de un núcleo de exploración. La comparación se realizó para tres profundidades diferentes del pozo uno.

Tabla 12 Verificación del modelo matemático con datos experimentales de permeabilidad del pozo uno:

Profundidad (metros)	Porosidad	Permeabilidad experimental SMP-200 (nano darcy)	Permeabilidad con modelo ajustado (nano darcy)
X+ 366.6	0.0871	0.00109	-
*X+ 367.3	0.0871	-	5.94
X+ 486.5	0.1111	32.30000	-
*X+ 487.1	0.1111	-	4.28
X+ 489.5	0.083	0.71100	
*X+ 489.8	0.083		42.38

Las profundidades más cercanas entre sí se asocian con los colores verde o blanco.

*La estimación de la permeabilidad se realizó a lo largo de un pie (0.3048 metros). Las de color azul son valores de la permeabilidad experimental, estimadas a partir muestras puntuales que no superan la pulgada (0.0254 metros) debido a la técnica usada.

De la anterior comparación se puede observar que los resultados obtenidos experimentalmente y los obtenidos por medio del modelo, se diferencian en varias órdenes de magnitud, por lo que no se pudo obtener valores similares, ni concluir si el modelo puede estimar mejor el valor de la permeabilidad o no. Por esto se amplió la comparación a 11 profundidades diferentes del pozo uno con la permeabilidad estimada con la técnica SMP-200.

La comparación de la permeabilidad no fue posible hacerla en las mismas profundidades exactamente, debido a que, no todas las muestras de roca tuvieron el mismo manejo de análisis; es decir, que las que se usaron para obtener los datos de desorción gas de muestras de núcleos, no todas tenían contra muestras sin modificar para usarlas en la estimación de la permeabilidad por la técnica experimental del equipo SMP-200.

Por lo anterior se presenta la **Tabla 13** donde se comparan los valores de permeabilidad entre las profundidades más cercanas que se estimaron experimentalmente y las estimadas con el modelo matemático ajustado. En el **anexo 6.2** se encuentra la tabla con los valores de las variables de entrada al modelo de cada profundidad y su permeabilidad.

Tabla 13 Comparación de la permeabilidad estimada para: 13 profundidades con el modelo matemático ajustado y 11 profundidades con técnica SMP-200.

Profundidad (metros)	Permeabilidad (K_{at}) (nano darcy)	Método de estimación de la permeabilidad
*X	366.80	Permeabilidad con Modelo Matemático
*X+ 148.7	7997.58	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+ 151.1	5.15	Permeabilidad con SMP-200
*X+ 151.4	6338.89	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+ 159.6	3.85×10^{-4}	Permeabilidad con SMP-200
*X+ 160.0	2735.78	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+ 171.7	43.00	Permeabilidad con SMP-200
*X+ 172.3	1.33	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+ 335.5	1970.00	Permeabilidad con SMP-200
*X+ 335.9	108.42	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+ 366.7	1.09×10^{-3}	Permeabilidad con SMP-200
*X+ 367.3	5.94	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+ 370.9	81500.00	Permeabilidad con SMP-200
*X+ 371.5	33.20	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+ 380.1	159.08	Permeabilidad con SMP-200
*X+ 380.1	5.86	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+ 382.1	2000.00	Permeabilidad con SMP-200
*X+ 382.5	11.23	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+ 486.5	32.30	Permeabilidad con SMP-200
*X+ 487.1	4.28	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+ 489.5	0.71	Permeabilidad con SMP-200
*X+ 489.8	42.38	Permeabilidad con Modelo Matemático
*X+ 492.5	61.15	Permeabilidad con Modelo Matemático
X+ 494.9	64.90	Permeabilidad con SMP-200

*La estimación de la permeabilidad se realizó a lo largo de un pie (0.3048 metros). El color azul es de la permeabilidad experimental, estimadas a partir muestras puntuales que no superan la pulgada (0.0254 metros) debido a la técnica usada. Las profundidades más cercanas entre sí, se asociaron con los colores verde o blanco, y el color gris son las profundidades que no están cercanas a ninguna de las otras.

El rango de permeabilidad general del pozo uno, estimada experimentalmente con el equipo SMP-200 fue de: **0.00039** a **810000** nano Darcy. Lo que se puede concluir inicialmente es que el rango de permeabilidad estimado con el modelo (0.25 a 8000 nano Darcy) para todas las profundidades (28 en total 15 inicialmente para probar el modelo y 13 después para verificar el modelo), están dentro del rango de permeabilidad estimada experimentalmente a lo largo del pozo.

También se puede observar que la permeabilidad estimada con el modelo matemático ajustado es más constante entre las profundidades cercanas y no tiene cambios tan drásticos entre estas, como se observa en los datos estimados con la técnica experimental SMP-200.

En la figura 14 se presenta las profundidades más cercanos y la comparación de la permeabilidad estimada por los dos metodos: con el modelo matemático ajustado y con la técnica SMP-200.

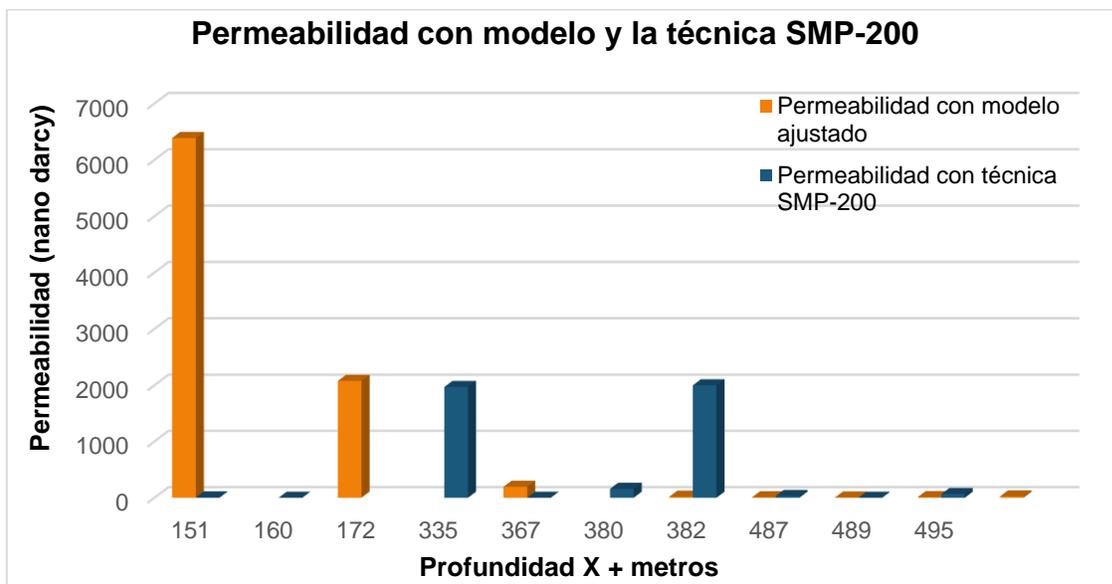


Figura 14. Comparación de permeabilidad estimada con el modelo matemático y con la técnica SMP-200.

Se puede observar que las dos técnicas no muestran un comportamiento similar entre sí, aunque en algunos puntos se acercan no son valores comparables. Una de las causas es que el modelo ajustado, estima la permeabilidad para un volumen

de roca mayor al que usa la técnica experimental y, por otro lado, debido a las características de la roca de porosidad heterogénea y discontinua, no es válido hacer una extrapolación de los cálculos realizados, ya sea por la técnica experimental o con el modelo matemático ajustado.

Por lo anterior, este modelo matemático sirve para vislumbrar un posible rango en el cual se puede encontrar la permeabilidad a lo largo y ancho del pozo, dado que la heterogeneidad de la roca es tanto vertical como horizontal. Verticalmente se puede dividir en diferentes facies que pueden tener características similares horizontalmente, según el proceso de sedimentación que haya sufrido cada facie a lo largo del pozo.

4.1.7 Análisis de variables usadas en el modelo:

Se analizó la correlación de las variables de entrada del modelo matemático ajustado con respecto a la permeabilidad, y se encontró que las variables que más afectan el modelo son: Radio medio de poro y porosidad, según el análisis de coeficientes de correlación, presentado en la **tabla 14**. Los valores que más se acerquen a 1 o -1, representan las variables que están mayormente correlacionadas entre sí. Siendo los de signo positivos una relación directamente proporcional y los negativos una relación inversamente proporcional.

Tabla 14 Resultado del análisis de coeficientes de correlación de las variables de entrada al modelo ajustado, con la permeabilidad.

Variables	Permeabilidad (K_{at})	Coefficiente de desorción
Presión	-0.43	-0.61
Temperatura	-0.59	-0.82
Porosidad	0.39	0.65
Radio de poro	0.86	0.36
Coefficiente de difusión	-0.34	-0.80
Coefficiente de desorción	0.35	1

De este análisis podemos ver que, el radio de poro, la temperatura y la presión son las variables que mayor correlación presentan, respecto a la permeabilidad. Otras variables como el coeficiente de desorción esta correlacionado inversamente con el

coeficiente de difusión, la temperatura y la presión. En el **Anexo 5.1** está la tabla completa de todos los coeficientes de correlación entre las variables.

Se realizaron tres gráficas (Figuras 15, 16 y 17) del comportamiento de la permeabilidad con variables como el radio medio de poro y la presión. Estas graficas se compararon con las reportadas en la literatura y se logró obtener un comportamiento similar con la permeabilidad obtenida con el modelo matemático ajustado.

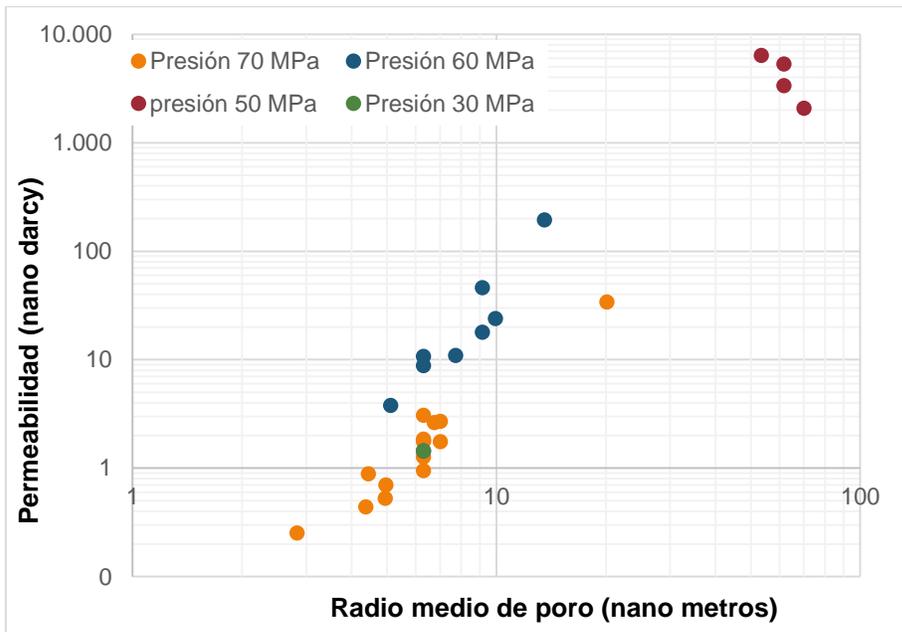


Figura 15. Comportamiento de la permeabilidad en función del radio medio de poro a diferentes presiones.

La grafica se realizó en escala logarítmica, al igual que las reportadas.

Esta gráfica se comparó con las figuras 16 y 17 reportadas por *Guo, C., et al.* (2015) [55] y *Geng, L., et al.* (2016) [60] respectivamente, donde comparan este mismo comportamiento de la permeabilidad vs el radio medio de poro en los trabajos de varios autores.

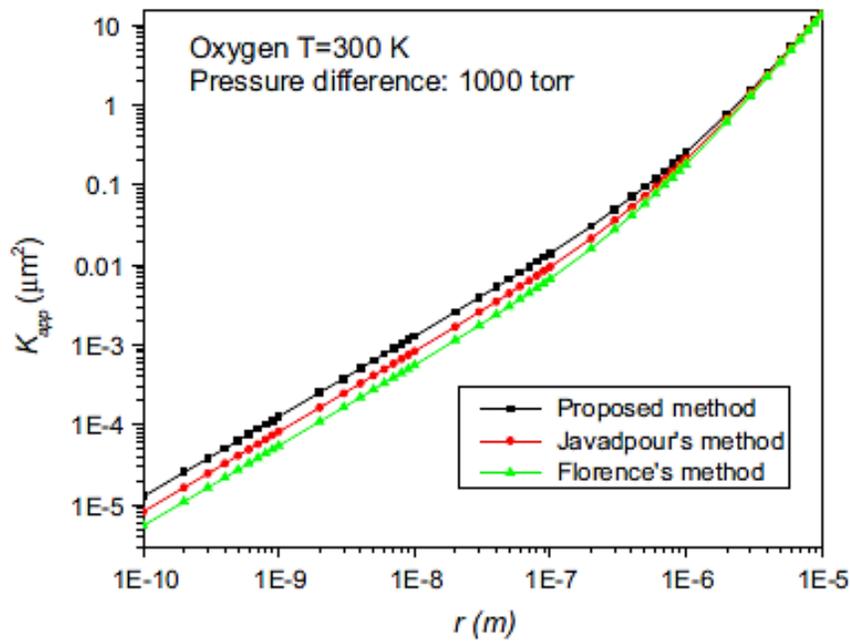


Figura 16 Comparación de K_{app} (permeabilidad aparente) vs el radio medio de poro para el modelo propuesto en este trabajo y los de dos autores más.

Fuente: imagen tomada de Guo, [55].

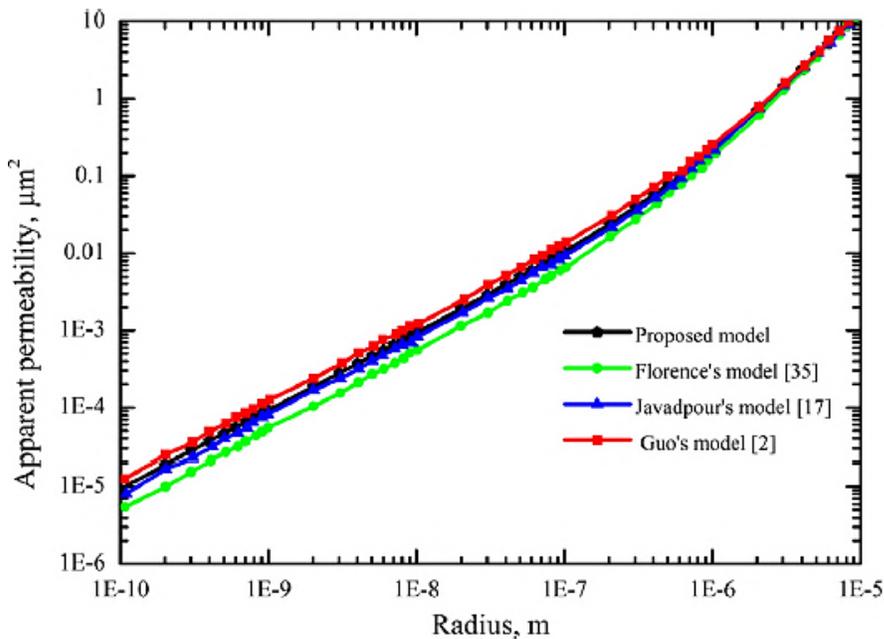


Figura 17. Comparación de la permeabilidad aparente vs el radio medio de poro, para el modelo propuesto en este trabajo y los de tres autores más.

Fuente: imagen tomada de Geng, [60].

Otra comparación que se hizo fue la relación de la permeabilidad aparente (K_{at}) calculada con el modelo matemático y la permeabilidad de Darcy ($K_d = \frac{rp^2}{8} \frac{\phi}{\tau}$) vs la presión (figura 18).

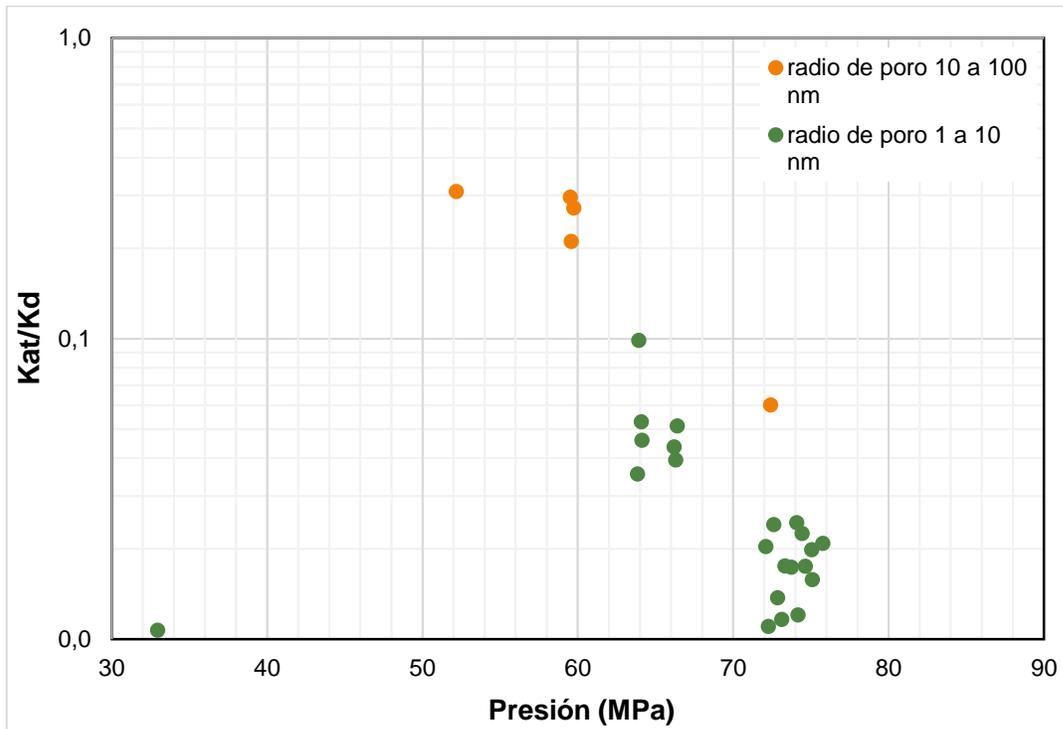


Figura 18 Relación del cociente de la permeabilidad aparente y la permeabilidad de Darcy vs el Radio medio de poro a diferentes presiones.

Se realizó en escala semi-logarítmica, para radios medios de poro de 1 a 80 nm.

Esta grafica también se comparó con las figuras 19, 20 y 21 reportadas en la literatura por *Javadpour, F.*, (2009) [44], *Sing, H.*, (2014) [53] y *Guo, C.*, [55] respectivamente. Donde se hace la misma relación de las variables, y se puede observar que los datos del modelo tienen un comportamiento similar al reportado.

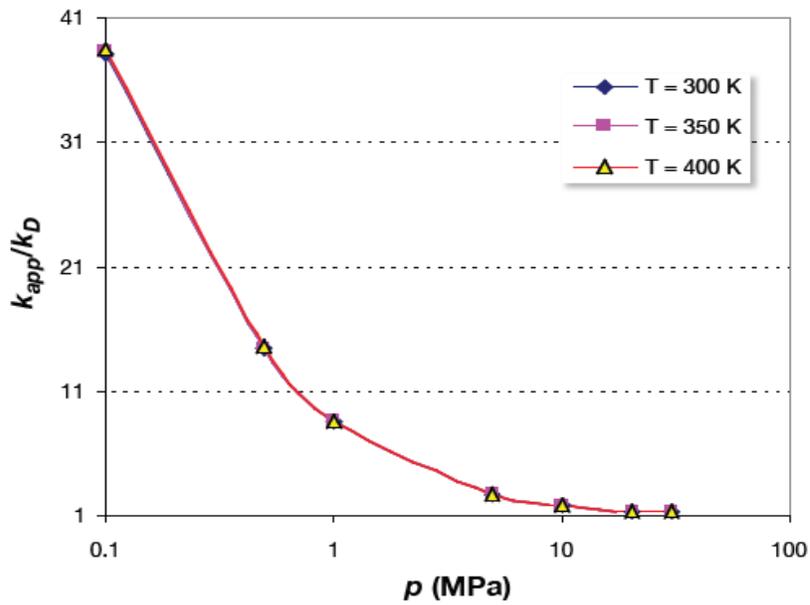


Figura 19. Relación del cociente de la permeabilidad aparente con la de Darcy, en función de la presión, para un radio medio de poro igual a 10 nm.

Fuente: imagen tomada de *Javadpour*, [44]

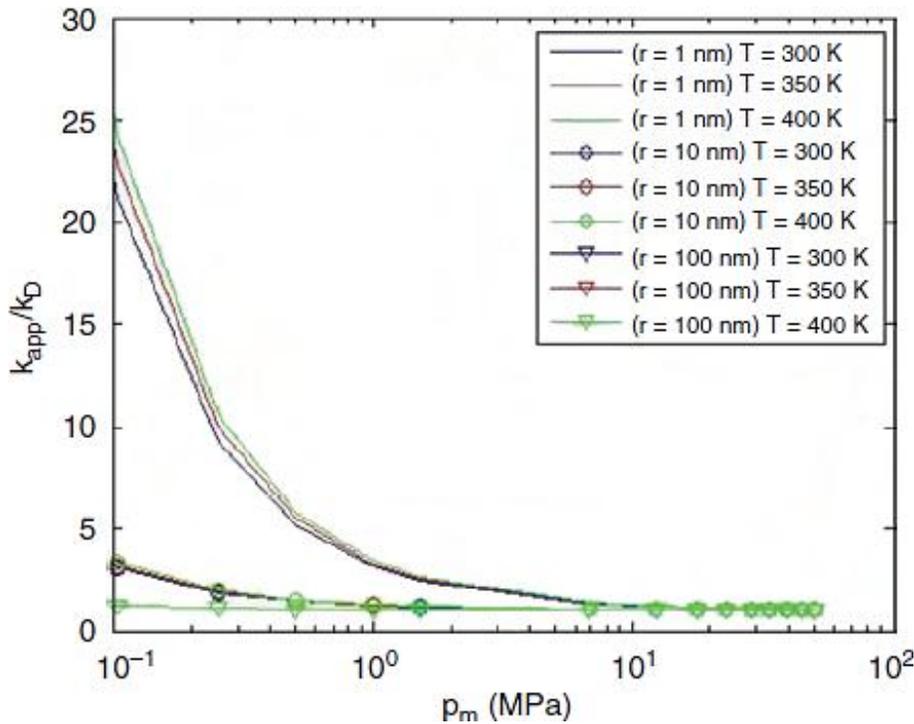


Figura 20. Relación del cociente de la permeabilidad aparente con la de Darcy, en función de la presión a diferentes radios medios de poro y temperaturas de 300 a 400 K.

Fuente: imagen tomada de *Sing*, [53].

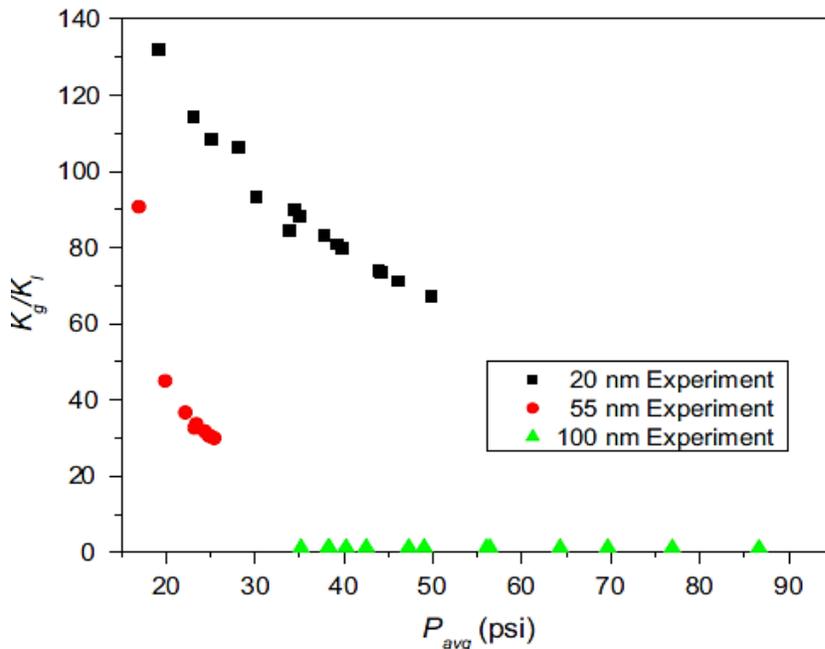


Figura 21 Relación del cociente de la permeabilidad aparente con la de Darcy, en función de la presión a diferentes radios medios de poro.

Fuente: imagen tomada de Guo, [55]. Este rango de presión equivale a 0.0689 MPa (10 Psi) a 0.689 MPa (100 Psi).

Comparando el comportamiento de la permeabilidad estimada con el modelo matemático ajustado y el reportado por los diferentes autores, se puede decir que el modelo estima valores de permeabilidad con comportamiento similar al reportado. Por lo que, la estimación de la permeabilidad con el modelo matemático ajustado es promisorio, pese a que no fue posible obtener valores comparables con la técnica experimental SMP-200, pero sí está dentro del rango calculado por esta técnica para todo el pozo.

CORRELACIÓN DE VARIABLES GEOQUÍMICAS

Con base en la revisión bibliográfica realizada y como se mostró en el literal 1.4 se determinó que, las variables geoquímicas que pueden estar correlacionadas con la permeabilidad de las rocas de tipo *shale gas* son:

- Composición del gas

- Porcentaje de arcilla en la roca
- Porcentaje de arenisca en la roca
- Porcentaje de sílice, metales y cuarzo en la roca
- TOC.

4.1.8 Resultado de correlación de las variables geoquímicas con la permeabilidad estimada.

A continuación, se muestra el análisis de coeficiente de correlación de las diferentes variables geoquímicas con respecto a la permeabilidad.

En la **Tabla 15** se presentan las variables geoquímicas de la roca y el valor de correlación de -1 a 1, con respecto a la permeabilidad de la roca, y en la **Tabla 16** se presentan las variables geoquímicas del gas y el valor de correlación de -1 a 1, con respecto a la permeabilidad de la roca. Como se explicó anteriormente, los valores que más se acerquen a 1 o -1, representan las variables que están mayormente correlacionadas entre sí.

Tabla 15 Correlación de variables geoquímicas de la roca con la permeabilidad.

<i>VARIABLES GEOQUÍMICAS DE LA ROCA</i>		<i>COEFICIENTE DE CORRELACIÓN CON LA PERMEABILIDAD</i>
Profundidad		-0.43
Radio medio de poro		0.86
Porosidad		0.35
Arcillas		-0.37
Cuarzo		0.28
Feldespatos Na		0.29
Carbonatos		-0.03
Pirita		-0.08
TOC		-0.35
Tipos de arcillas	<i>Clorita</i>	-0.16
	<i>Interestrat</i>	0.11
	<i>Illita</i>	-0.19
	<i>Caolinita</i>	0.42
	<i>Calcita</i>	-0.14

La tabla completa del análisis de correlación de las variables geoquímicas de la roca con la permeabilidad se encuentra en el **anexo 5.2**.

Tabla 16 Correlación de variables geoquímicas del gas con la permeabilidad.

<i>Variables geoquímicas del gas</i>	<i>Coefficiente de correlación con la permeabilidad</i>
Coeficiente de desorción	0.29
Coeficiente de difusión	-0.39
Dioxido de Carbono	0.43
Etano	-0.45
Hexanos+	0.39
Metano	-0.51
Propano	0.50
<i>i</i>-Butano	0.48
<i>n</i>-Butano	0.48
Neopentano	0.38
<i>i</i>-Pentano	0.39
<i>n</i>-Pentano	0.27

La tabla completa del análisis de correlación de las variables geoquímicas de la roca con la permeabilidad se encuentra en el **anexo 5.3**.

Según el análisis de coeficientes de correlación se demostró que existe una correlación de las variables geoquímicas con la permeabilidad, siendo la más alta la del radio medio de poro con una correlación positiva (directamente proporcional); otras variables con correlaciones moderadas fueron: profundidad, porosidad, % de arcillas, Carbón Orgánico Total (TOC) y contenido del gas (CO₂, metano, etano, propano, *i*-butano y *n*-butano) principalmente.

De estas variables la profundidad solo se puede decir que tiene relación con la permeabilidad si se evalúa a lo largo de un mismo pozo, pero no se puede relacionar la profundidad de varios pozos con la permeabilidad. Dado que esta correlación depende del proceso de sedimentación y movimientos tectónicos, que entre pozos puede variar significativamente.

Se puede concluir que las anteriores correlaciones encontradas de las variables geoquímicas con la permeabilidad estimada a partir del modelo ajustado, están dentro de las variables reportadas en la literatura. Según las revisiones anteriores de bibliografía se esperaba encontrar correlación entre la permeabilidad con las variables como TOC, % de Arcillas, % de Metano, % de cuarzo y % de CO², de las cuales se obtuvo una correlación media. Se comprueba desde un aspecto estadístico que el modelo puede ser promisorio para ser usado como una técnica de estimación de la permeabilidad en rocas de tipo *Shale gas*.

4.1.9 Gráficas de los datos obtenidos con el modelo de las variables (variables reportadas con correlación con la permeabilidad).

Se graficaron los datos obtenidos con el modelo de las variables: TOC, % de Arcillas, % de Metano, % de cuarzo y % de CO² (variables reportadas con correlación con la permeabilidad), para observar si existe alguna tendencia gráficamente con la permeabilidad. La gráfica de la permeabilidad en función de las variables reportadas está en las figuras 22 a 26.

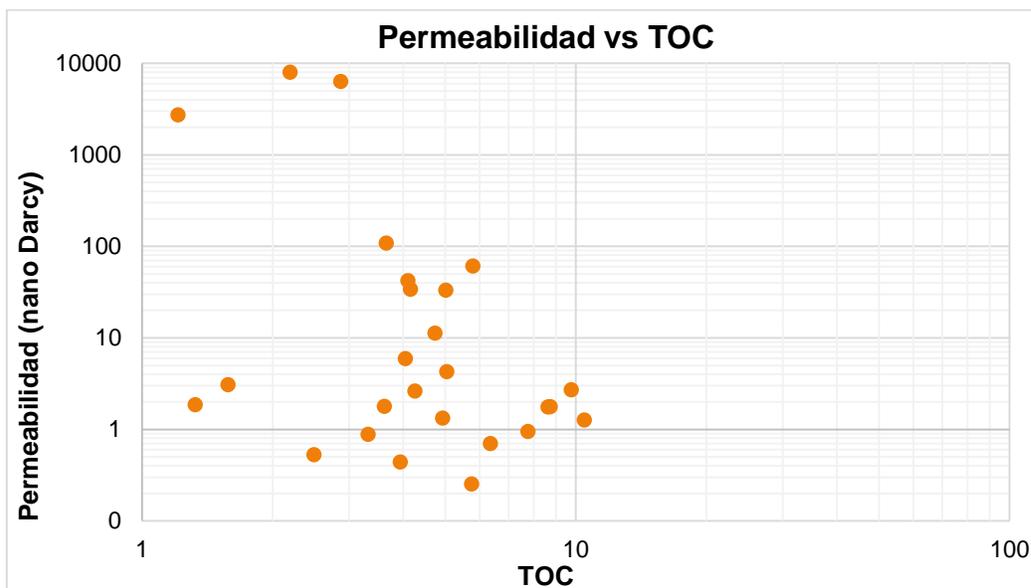


Figura 22 Gráfica de la permeabilidad en función del TOC de la muestra de roca.

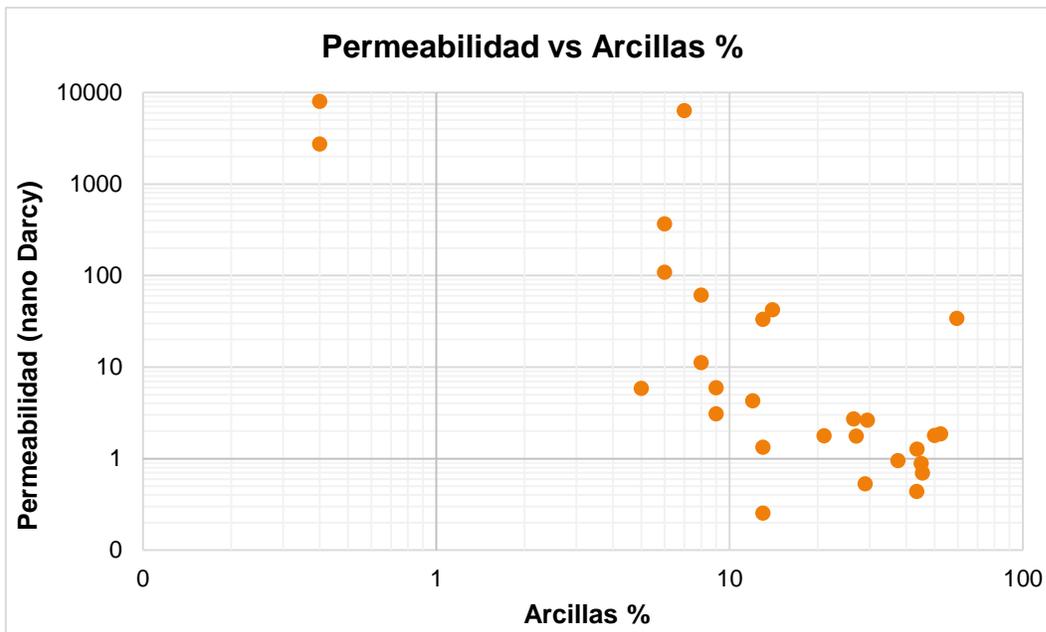


Figura 23 Gráfica de la permeabilidad en función del % de arcillas que componen la muestra de roca.

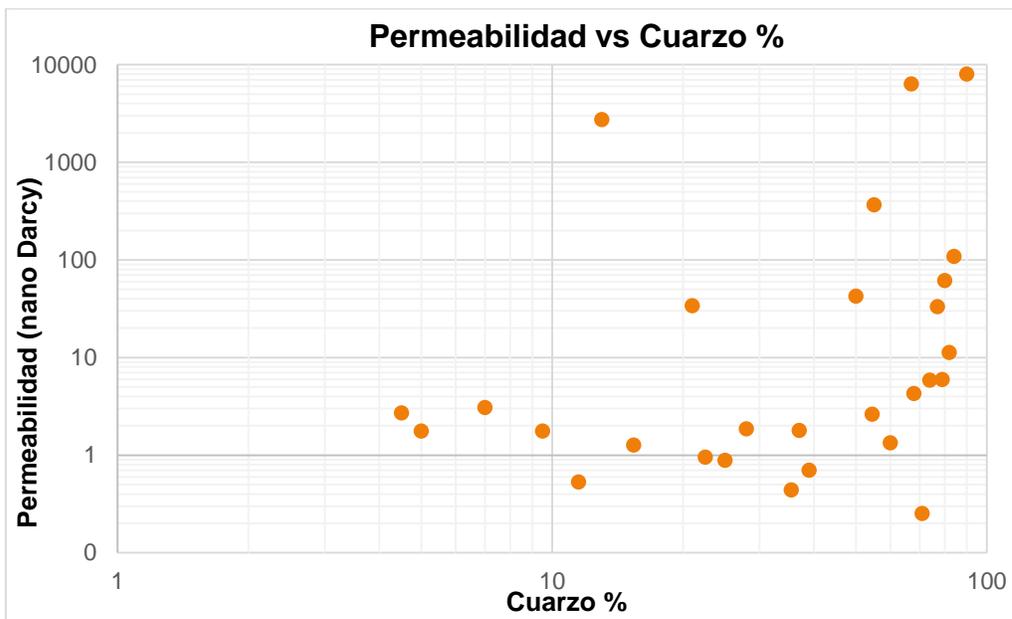


Figura 24 Gráfica de la permeabilidad en función del % de Cuarzo en la muestra de roca.

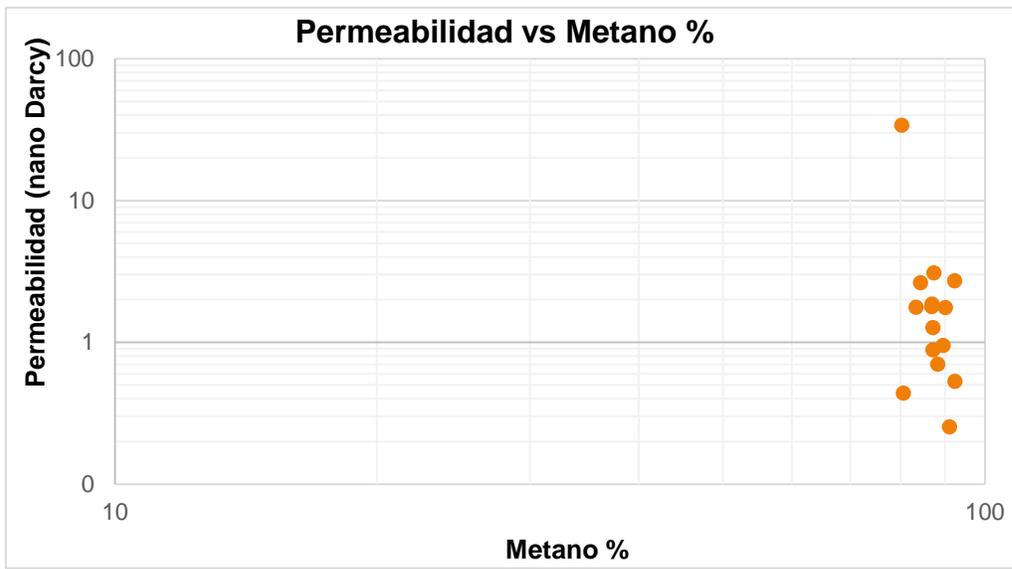


Figura 25 Gráfica de la permeabilidad en función del % de Metano de los datos de gas desorbido.

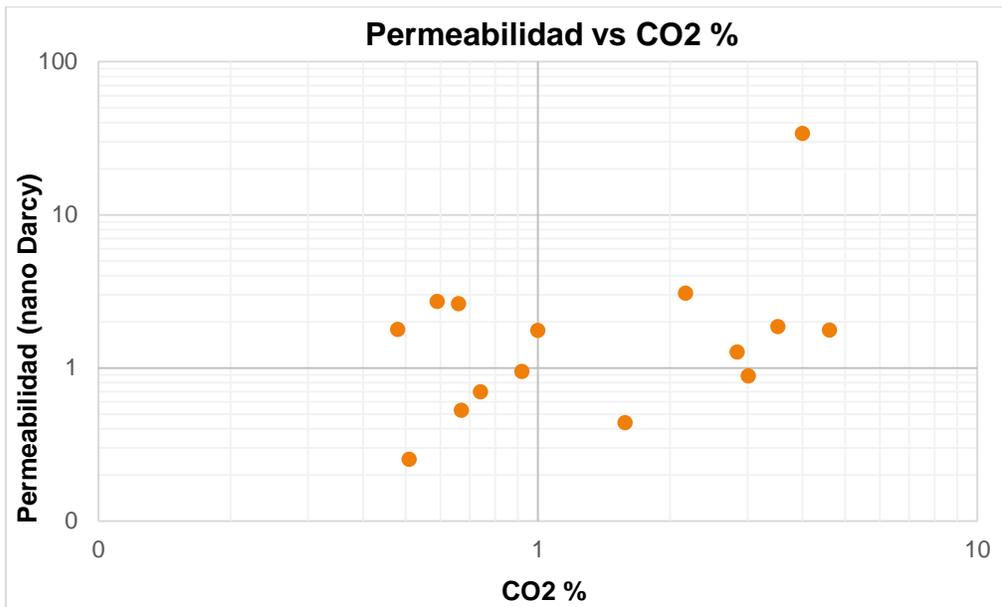


Figura 26 Gráfica de la permeabilidad en función del % de CO₂ de los datos de gas desorbido.

En el análisis de las gráficas de las variables reportadas con respecto a la permeabilidad, se observa una leve tendencia en el % de cuarzo y de arcillas. Las demás variables no presentan una tendencia que visualmente se pueda apreciar.

5 CONCLUSIONES

Se obtuvo una permeabilidad en un rango de (0.25 a 7997.5 nano Darcy) con el modelo ajustado, incluyendo los coeficientes de desorción y difusión de gas de datos reales del pozo uno. Con base en esto, se presume que el modelo es promisorio dado que estos resultados se encuentran en el rango reportado, y el estimado con la técnica experimental.

La permeabilidad estimada con el modelo matemático presentó algunas correlaciones con las variables geoquímicas como: radio medio de poro (la más alta), % porosidad, % de arcillas, Carbón Orgánico Total (TOC), coeficiente de difusión y composición del gas. Dichas correlaciones han sido reportadas anteriormente por diferentes autores (literal 1.4), lo que nos da indicios de que el modelo realmente puede representar el comportamiento de la permeabilidad según las características de la roca.

Los datos de desorción permiten una evaluación cuantitativa de la permeabilidad y difusividad y, por lo tanto, proporcionar las bases teóricas para los análisis con la advertencia reconocida de que la naturaleza de las muestras de *Shale gas* tiene una influencia significativa en la utilidad de los resultados.

Los valores de permeabilidad del modelo ajustado no pudieron ser comparados con los estimados con la técnica experimental debido a que, los valores de la permeabilidad del modelo corresponden a un volumen de roca de: $2 \times 10^{-6} \text{ m}^3$ y la técnica experimental representa datos puntuales con un volumen de $1.67 \times 10^{-7} \text{ m}^3$. Se concluye que no es posible extrapolar la permeabilidad estimada, como lo reportaron *Cui, et al. 2009* [49]. Lo que se puede obtener es un rango promedio de permeabilidad que se encuentra en el pozo a diferentes profundidades,

Con la tendencia de la permeabilidad en función del radio medio de poro y la presión, y con base en las comparaciones realizadas con las reportadas en la literatura, la estimación de la permeabilidad con el modelo ajustado es promisorio, pese a que no fue posible obtener valores comparables con la técnica experimental SMP-200, aunque sí está dentro del rango calculado por esta técnica para todo el pozo.

6 RECOMENDACIONES

Una de las recomendaciones es mejorar la validación del modelo, comparándolo con una técnica experimental que use la misma cantidad de muestra, y en la misma profundidad de ser posible, para realizar una comparación más verídica.

Evaluar otro modelo matemático que incluya el coeficiente de desorción y, la combinación de la difusión molecular y la difusión de Knudsen, procurando desarrollar un modelo que tenga en cuenta la mayor cantidad de variables que pueden influir en la permeabilidad, para comparar los resultados con el modelo ajustado en este trabajo y evaluar el comportamiento con las variables como radio de poro y presión.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1]. GAMBÁ C. CHARLES GAMBÁ, (2013). Crudo no convencional, clave para aumentar reservas. <http://www.portafolio.co/economia/entrevista-charle-gamba-canacol-energy> (acceso 11 May 2015).
- [2]. ELOY ÁLVAREZ PELEGRY Y CLAUDIA SUÁREZ DIEZ, (2016). Gas no convencional: *shale gas*, Aspectos estratégicos, técnicos, medio ambientales y regulatorios. Instituto Vasco de Competitividad – Fundación Deusto. Edit: MARCIAL PONS EDICIONES JURÍDICAS Y SOCIALES, SA San Sotero, Madrid, España., ISBN: 978-84-16402-94-6.
- [3]. ALLIX, P., BURNHAM, A., FOWLER, T., HERRON, M., KLEINBERG, R., & Symington, B. (2011). Extracción del petróleo contenido en las lutitas. *Oilfield Review*, 22 (4), 4-15.
- [4]. LING, K., HE, J., PEI, P., HAN, G., & ZHANG, H. (2013). Determining the permeability of tight rock with gas transient flow. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 15, 1-7.
- [5]. CÁMARA, Á., & PENDÁS, F. (2013). Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro. Colegio Superior de Ingenieros de Minas.
- [6]. TREJO, R., (2010). Determinación de las curvas de permeabilidades relativas para el sistema agua-aceite a partir de datos de saturación de agua y de presión capilar. Universidad Nacional Autónoma De México. México, D.F., Ciudad Universitaria.
- [7]. REVIL, A., & CATHLES, L. M. (1999). Permeability of shaly Sands. *Water Resources Research*, 35 (3), 651-662.
- [8]. JARVIE, D. M., HILL, R. J., RUBLE, T. E., & POLLASTRO, R. M. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG bulletin*, 91 (4), 475-499.
- [9]. HUNT, M. J. (1979) *Petroleum geochemistry and geology*. WH Freeman and Company. Cap.8., migration and accumulation. p. 238-281.

- [10]. BARRERIRO, E., & MASARIK, G. (2011). Los reservorios no convencionales, un "fenómeno global". *Petrotecnia*.
- [11]. NARAGHI, M. E., & JAVADPOUR, F. (2015). A stochastic permeability model for the shale-gas systems. *International Journal of Coal Geology*, 140, 111-124.
- [12]. JAVADPOUR, F., FISHER, D., & UNSWORTH, M. (2007). Nanoscale gas flow in shale gas sediments. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(10).
- [13]. CHUDI, O., SIMON, R., & OMOBUDE, O. A. (2010, JANUARY). Saturation Modelling in a Geological Complex Clastic Reservoir Using Log Derived Saturation Height Function: A Case Study of the E2 Reservoir, Era Eko Field in the Niger Delta. In *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [14]. SONG, Q., CAO, S., ZAVALA-RIVERA, P., LU, L. P., LI, W., JI, Y., ... & SIVANIAH, E. (2013). Photo-oxidative enhancement of polymeric molecular sieve membranes. *Nature communications*, 4, 1918.
- [15]. AKBAR, M., PETRICOLA, M., WATFA, M., BADRI, M., CHARARA, M., BOYD, A., ... & KENYON, B. (1995). Classic interpretation problems: evaluating carbonates. *Oilfield Review*, 7(1), 38-57.
- [16]. QU, H., ZHOU, F., JIANG, Z., PAN, Z., & PENG, Y. (2015, January). Laboratory Study of Shale Matrix Permeability and the Affecting Factors for Yanchang Shale Gas Production. In *ISRM Regional Symposium-EUROCK 2015*. International Society for Rock Mechanics.
- [17]. *Unconventional Reservoir Services (Pulse Decay Permeametry)*. Core Laboratories © 2015. All Rights Reserved. www.corelab.com/ps/pulse-decay-permeametry. (10-10-2015).
- [18]. DICKER AI. AND SMITH RM. (1988). A Practical Approach for Determining Permeability from Laboratory Pressure-Pulse Decay Measurements. Society of Petroleum Engineers, SPE 17578. Tianjin, china.
- [19]. LE GUEN, C., DEVEUGHELE, M., BILLIOTTE, J., & BRULHET, J. (1993). Gas permeability changes of rocksalt subjected to thermo-mechanical stresses. *Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology*, 26(4), 327-334.

- [20]. HUGH SIMPSON - POLICY ANALYST/OMAFRA; JIM MYSLIK - Engineer, Water Management/OMAFRA; Brewster Conant-Department of Earth Sciences/University of Waterloo.
- [21]. LÓPEZ ANADÓN, E. & HALPERIN, F (2013). El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Buenos Aires. 1(2).
- [22]. CHAVES, A. (2012). El Gas Natural No Convencional. Revista innovación. Universidad Industrial de Santander, Colombia. P 20-27.
- [23]. DE LA VEGA NAVARRO, A., & VILLEGAS, J. R. El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos Shale Gas in Mexico. Resources, Exploitation, Uses and Impacts. Journal of Economic Literature (JEL), 71 (L95), Q42.
- [24]. GUO, C., XU, J., WU, K., WEI, M., & LIU, S. (2015). Study on gas flow through nano pores of shale gas reservoirs. *Fuel*, 143, 107-117.
- [25]. CURTIS, J. B. (2002). Fractured shale-gas systems. AAPG bulletin, 86(11), 1921-1938.
- [26]. WU, K. (2014). Apparent Permeability for Gas Flow in Shale Reservoirs Coupling Effects of Gas Diffusion and Desorption. Unconventional Resources Technology Conference., (URTEC).
- [27]. ALEXANDER, T., BAIHLY, J., BOYER, C., CLARK, B., WATERS, G., JOCHEN, V., & TOELLE, B. E. (2012). Revolución del gas de lutitas. Oilfield Review, 23, 40-56.
- [28]. HALL, P. L., MILDNER, D. F. R., & BORST, R. L. (1983). Pore size distribution of shale rock by small angle neutron scattering. Applied Physics Letters, 43 (3), 252-254.
- [29]. STINCO, L., & BARREDO, S. (2014). reservorios no convencionales del tipo shale de. Petrotecnia.
- [30]. ALVAREZ, E., & SUÁREZ, C. (2014). Gas no convencional: shale gas. Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios.

- [31]. SINGH, H. (2013). Nonempirical apparent permeability of shale. Unconventional Resources Technology Conference (URTEC).
- [32]. XIONG, X., DEVEGOWDA, D., VILLAZON, M., GERMAN, G., SIGAL, R. F., & CIVAN, F. (2012) A fully-coupled free and adsorptive phase transport model for shale gas reservoirs including non-Darcy flow effects. In SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [33]. SIGAL, R. F. (2013, January). The effects of gas adsorption on storage and transport of methane in organic shales. In SPWLA 54th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- [34]. WONG, P. M., HENDERSON, D. J., & BROOKS, L. J. (1998). Permeability determination using neural networks in the Ravva Field, offshore India. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1(02), 99-104.
- [35]. ZHANG, J. C., WANG, Z. Y., NIE, H. K., Xu, B., DENG, F. Y., ZHANG, P. X., & ZHANG, D. M. (2008). Shale Gas and Its Significance for Exploration [J]. Geoscience, 4, 022.
- [36]. AMBROSE, R. J., HARTMAN, R. C., DIAZ-CAMPOS, M., AKKUTLU, I. Y., & SONDERGELD, C. H. (2012). Shale gas-in-place calculations part I: new pore-scale considerations. SPE Journal, 17(01), 219-229.
- [37]. MOSHER, K., HE, J., LIU, Y., RUPP, E., & WILCOX, J. (2013). Molecular simulation of methane adsorption in micro-and mesoporous carbons with applications to coal and gas shale systems. International Journal of Coal Geology, 109, 36-44.
- [38]. RENARD, P., & DE MARSILY, G. (1997). Calculating equivalent permeability: a review. Advances in Water Resources, 20 (5), 253-278.
- [39]. BESKOK, A., & KARNIADAKIS, G. E. (1999). Report: a model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales. Microscale Thermophysical Engineering, 3(1), 43-77.
- [40]. CIVAN, F., RAI, C. S., & SONDERGELD, C. H. (2010). Intrinsic shale permeability determined by pressure-pulse measurements using a multiple-

- mechanism apparent-gas-permeability non-Darcy model. In SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- [41]. CIVAN, F., RAI, C. S., & SONDERGELD, C. H. (2012). Determining shale permeability to gas by simultaneous analysis of various pressure tests. *SPE Journal*, 17 (03), 717-726.
- [42]. CIVAN, F., DEVEGOWDA, D., & SIGAL, R. F. (2013). Critical evaluation and improvement of methods for determination of matrix permeability of shale. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [43]. ROY, S., RAJU, R., CHUANG, H. F., CRUDEN, B. A., & MEYYAPPAN, M. (2003). Modeling gas flow through microchannels and nanopores. *Journal of applied physics*, 93(8), 4870-4879.
- [44]. JAVADPOUR, F. 2009. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (Shales and Siltstone). *J. of Canadian Petroleum Tech*, 48: 16-21.
- [45]. SINGH, H., & JAVADPOUR, F. (2013). Nonempirical apparent permeability of shale. *Unconventional Resources Technology Conference (URTEC)*.
- [46]. RAHMANIAN, M., AGUILERA, R. AND KANTZAS, A. (2012). A New Unified Diffusion--Viscous-Flow Model Based on Pore-Level Studies of Tight Gas Formations. *SPE Journal*, 18(01), pp.38-49.
- [47]. ZHANG, H., HE, S., JIAO, C., LUAN, G., MO, S., & GUO, X. (2014). Determination of dynamic relative permeability in ultra-low permeability sandstones via X-ray CT technique. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4 (4), 443-455.
- [48]. HSIEH, P. A., TRACY, J. V., NEUZIL, C. E., BREDEHOEFT, J. D., & SILLIMAN, S. E. (1981). laboratory method for determining the hydraulic properties of 'tight' rocks—I. Theory. In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* (Vol. 18, No. 3, pp. 245-252). Pergamon. <http://dx.doi.org/10.2118/17578-MS>
- [49]. CUI, X., BUSTIN, A. M. M., & BUSTIN, R. M. (2009). Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications. *Geofluids*, 9 (3), 208-223.

- [50]. DARABI, H., ETTEHAD, A., JAVADPOUR, F., & SEPEHRNOORI, K. (2012). Gas flow in ultra-tight shale strata. *Journal of Fluid Mechanics*, 710, 641.
- [51]. MEHMANI, A., PRODANOVIĆ, M., & JAVADPOUR, F. (2013). Multiscale, multiphysics network modeling of shale matrix gas flows. *Transport in porous media*, 99(2), 377-390.
- [52]. REZAVEISI, M., AYATOLLAHI, S., & ROSTAMI, B. (2012). Experimental investigation of matrix wettability effects on water imbibition in fractured artificial porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 86, 165-171.
- [53]. SINGH, H., JAVADPOUR, F., ETTEHADTAVAKKOL, A. AND DARABI, H. (2014). Nonempirical Apparent Permeability of Shale. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17 (03), pp.414-424.
- [54]. CHEN, L., ZHANG, L., KANG, Q., YAO, J., & TAO, W. (2014). Nanoscale simulation of shale transport properties using the lattice Boltzmann method: permeability and diffusivity. arXiv preprint arXiv:1410.2263.
- [55]. GUO, C., XU, J., WU, K., WEI, M., & LIU, S. (2015). Study on gas flow through nano pores of shale gas reservoirs. *Fuel*, 143, 107-117.
- [56]. LANGE, K. J., SUI, P. C., & DJILALI, N. (2010). Pore scale simulation of transport and electrochemical reactions in reconstructed PEMFC catalyst layers. *Journal of the Electrochemical Society*, 157(10), B1434-B1442.
- [57]. ATTA, K. R., GAVRIL, D., & KARAIKAKIS, G. (2002). New methodology for the measurement of diffusion coefficients of pure gases into gas mixtures. *Instrumentation Science & Technology*, 30(1), 67-78.
- [58]. CARR, N. L., KOBAYASHI, R., & BURROWS, D. B. (1954). Viscosity of hydrocarbon gases under pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 6(10), 47
- [59]. TINNI, A., FATHI, E., AGARWAL, R., SONDERGELD, C. H., AKKUTLU, I. Y., & RAI, C. S. (2012, January). Shale permeability measurements on plugs and crushed samples. In *SPE Canadian Unconventional Resources Conference*. Society of Petroleum Engineers.

- [60]. GENG, L., LI, G., ZITHA, P., TIAN, S., SHENG, M., & FAN, X. (2016). A diffusion–viscous flow model for simulating shale gas transport in nano-pores. *Fuel*, 181, 887-894.

8 BIBLIOGRAFÍA

AKBAR, Mahmood, et al. Classic interpretation problems: evaluating carbonates. *Oilfield Review*, 1995, vol 7, n°1, p. 38-57.

ALEXANDER, Tom, et al. Revolución del gas de lutitas. *Oilfield Review*, 2012, vol 23, p. 40-56.

ALLIX, Pierre, et al. Extracción del petróleo contenido en las lutitas. *Oilfield Review*, 2011, vol. 22 n° 4, p. 4-15.

ALVAREZ, Elmer, et al. Gas no convencional: shale gas. Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios, 2014.

AMBROSE, Raymond, et al. Shale gas-in-place calculations part I: new pore-scale considerations. *SPE Journal*, 2012, vol. 17n°1, p. 219-229.

LÓPEZ ANADÓN, Ernesto, et al. El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Segunda edición. Buenos Aires, 2013, vol. 1 n° 2.

ATTA, Khan Rashid, et al. New methodology for the measurement of diffusion coefficients of pure gases into gas mixtures. *Instrumentation Science & Technology*, 2002, vol. 30 n°1, p. 67-78.

BARRERIRO, Eduardo, et al. Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”. *Petrotecnia*, 2011.

BESKOK, Ali, et al. Report: a model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales. *Microscale Thermophysical Engineering*, 1999, vol. 3 n°1, p. 43-77.

CÁMARA, Á. et al. Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro. *Colegio Superior de Ingenieros de Minas*, 2013.

CARR, Norman. L., et al. Viscosity of hydrocarbon gases under pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 1954, vol. 6 n°10, p. 47-55.

CHAVES, Arlex. El Gas Natural No Convencional. Revista innovación. Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2012, p. 20-27.

CHEN, Li., et al. Nanoscale simulation of shale transport properties using the lattice Boltzmann method: permeability and diffusivity. *Scientific reports*, p. 5.

CHUDI, Obinna, et al. Saturation Modelling in a Geological Complex Clastic Reservoir Using Log Derived Saturation Height Function: A Case Study of the E2 Reservoir, Era Eko Field in the Niger Delta. In Nigeria Annual International Conference and Exhibition. *Society of Petroleum Engineers*, 2010.

CIVAN, Faruk, et al. Critical evaluation and improvement of methods for determination of matrix permeability of shale. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. *Society of Petroleum Engineers*. 2013.

CIVAN, Faruk, et al. Determining shale permeability to gas by simultaneous analysis of various pressure tests. *SPE Journal*, 2012, vol.17 n°3, p. 717-726.

CIVAN, Faruk, et al. Intrinsic shale permeability determined by pressure-pulse measurements using a multiple-mechanism apparent-gas-permeability non-Darcy model. In SPE annual technical conference and exhibition. *Society of Petroleum Engineers*. 2010.

CUI, X., et al. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications. *Geofluids*, 2009, vol. 9 n° 3, p. 208-223.

CURTIS, John. Fractured shale-gas systems. *AAPG bulletin*, 2012, vol. 86 n° 11, p. 1921-1938.

DARABI, Hamed. Gas flow in ultra-tight shale strata. *Journal of Fluid Mechanics*, 2012, vol. 710, p. 641-658.

DE LA VEGA NAVARRO, Ange, et al. El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos Shale Gas in Mexico. Resources,

Exploitation, Uses and Impacts. *Journal of Economic Literature* (JEL), 2015, vol. 12, n°34, p. 74-105.

DICKER A. I., et al. A Practical Approach for Determining Permeability from Laboratory Pressure-Pulse Decay Measurements. *Society of Petroleum Engineers*, Tianjin, china, 1988.

ELOY ÁLVAREZ pelegry, et al. Gas no convencional: *shale gas*, Aspectos estratégicos, técnicos, medio ambientales y regulatorios. *Instituto Vasco de Competitividad – Fundación Deusto*. Madrid, España., 2016.

GAMBA Charle. Crudo no convencional, clave para aumentar reservas. <http://www.portafolio.co/economia/entrevista-charle-gamba-canacol-energy>, 2013 (acceso 11 May 2015).

GENG, Lidong, et al. A diffusion–viscous flow model for simulating shale gas transport in nano-pores. *Fuel*, 2016, vol. 181, p. 887-894.

GUO, C. Study on gas flow through nano pores of shale gas reservoirs. *Fuel*, 143, 107-117.

GUO, Chaohua, et al. Study on gas flow through nano pores of shale gas reservoirs. *Fuel*, 2015, vol. 143, p. 107-117.

HALL, P. L. Pore size distribution of shale rock by small angle neutron scattering. *Applied Physics Letters*, 1983, vol. 43 n°3, p. 252-254.

HSIEH, P. A., et al. A transient laboratory method for determining the hydraulic properties of ‘tight’ rocks—I. Theory. *In International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1981, vol. 18, no. 3, p. 245-252.

HUGH SIMPSON Jim. Engineer, water management/OMAFRA; Brewster Conant-Department of Earth Sciences/University of Waterloo. 2011

HUNT, M. J. Petroleum geochemistry and geology. *WH Freeman and Company*. Cap. 8., *migration and accumulation*, 1979, p. 238-281.

JARVIE, Daniel M., et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG bulletin*, 2007, vol. 91 n°4, p. 475-499.

JAVADPOUR, Farzam, et al. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (Shales and Siltstone). *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, vol.48, n°8, p. 16-21.

JAVADPOUR, F., FISHER, D., & UNSWORTH, M. (2007). Nanoscale gas flow in shale gas sediments. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(10).

LANGE, Kyle. J., et al. Pore scale simulation of transport and electrochemical reactions in reconstructed PEMFC catalyst layers. *Journal of the Electrochemical Society*, 2010, vol. 157, n° 10, p. B1434-B1442.

LE GUEN, C., et al. Gas permeability changes of rocksalt subjected to thermo-mechanical stresses. *Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology*, 1993, vol. 26, n°4, 327-334.

LING, Kegang, et al. Determining the permeability of tight rock with gas transient flow. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2013, vol.15, p.1-7.

MEHMANI, Ayaz, et al. Multiscale, multiphysics network modeling of shale matrix gas flows. *Transport in porous media*, 2013, vol. 99 n°2, p. 377-390.

MOSHER, Keith, et al. Molecular simulation of methane adsorption in micro-and mesoporous carbons with applications to coal and gas shale systems. *International Journal of Coal Geology*, 2013, vol. 109, p. 36-44.

NARAGHI, Morteza Elahi, et al. A stochastic permeability model for the shale-gas systems. *International Journal of Coal Geology*, 2015, vol.140, p. 111-124.

QU, Hongyan, et al. Laboratory study of shale matrix permeability and the affecting factors for Yanchang shale gas production. In *ISRM Regional Symposium-EUROCK 2015. International Society for Rock Mechanics*, 2015.

RAHMANIAN, Mohammad, et al. A New Unified Diffusion--Viscous-Flow Model Based on Pore-Level Studies of Tight Gas Formations. *SPE Journal*, 2012, vol. 18, n°1, p. 38-49.

RENARD, Ph, et al. Calculating equivalent permeability: a review. *Advances in Water Resources*, 1997, vol. 20, n° 5, p. 253-278.

REVIL, A., et al. Permeability of shaly Sands. *Water Resources Research*, 1999, vol. 35, n° 3, p. 651-662.

REZAVEISI, Mohsen, et al. Experimental investigation of matrix wettability effects on water imbibition in fractured artificial porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, vol. 86, p.165-171.

ROY, Subrata, et al. Modeling gas flow through microchannels and nanopores. *Journal of applied physics*, 2003, vol. 93 n° 8, p. 4870-4879.

SIGAL, Richard F., et al. The effects of gas adsorption on storage and transport of methane in organic shales. In *SPWLA 54th Annual Logging Symposium*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2013.

SINGH, Harpreet, et al. Nonempirical apparent permeability of shale. *Unconventional Resources Technology Conference (URTEC)*. 2013

SINGH, Harpreet, et al. Nonempirical Apparent Permeability of Shale I. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2014, vol. 17, n° 3, p.414-424.

SONG, Qilei, et al. Photo-oxidative enhancement of polymeric molecular sieve membranes. *Nature communications*, 2013, vol. 4, p.1918.

STINCO, Luis, et al. Reservorios no convencionales del tipo shale gas. *Petrotecnia*. 2014.

TINNI, Ali, et al. Shale permeability measurements on plugs and crushed samples. In *SPE Canadian Unconventional Resources Conference*. *Society of Petroleum Engineers*, 2012.

TREJO NÚÑEZ, Rafael Jesús. Determinación de las curvas de permeabilidades relativas para el sistema agua-aceite a partir de datos de saturación de agua y de presión capilar. *Universidad Nacional Autónoma De México*. México, D.F., Ciudad Universitaria, 2010.

Unconventional Reservoir Services (Pulse Decay Permeametry). *Core Laboratories* © 2015. All Rights Reserved. www.corelab.com/ps/pulse-decay-permeametry. (acceso 10 de oct. del 2015).

WONG, P. M., et al. Permeability determination using neural networks in the Ravva Field, offshore India. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1998, vol.1, n° 2, p. 99-104.

WU, Keliu, et al. (2014). Apparent permeability for gas flow in shale reservoirs coupling effects of gas diffusion and desorption. *Unconventional resources technology conference, (URTEC)*, 2014.

XIONG, Xinya, et al. A fully-coupled free and adsorptive phase transport model for shale gas reservoirs including non-Darcy flow effects. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2012.

ZHANG, Haiyong, et al. Determination of dynamic relative permeability in ultra-low permeability sandstones via X-ray CT technique. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2014, vol. 4 n° 4, p. 443-455.

ZHANG, Jin-chuan., et al. Shale Gas and Its Significance for Exploration [J]. *Geoscience*, 2008, vol. 4, p. 22.

ANEXOS

ANEXO 1 CIENCIOMETRÍA DE LA PERMEABILIDAD EN RESERVORIOS DE SHALE GAS. EN LOS ÚLTIMOS 15 AÑOS.



Figura 27 Publicaciones realizadas en los últimos 15 años reportados por la página: *Scopus*. Con las palabras de búsqueda: “*Permeability in shale gas reservoirs*” (Permeabilidad en reservorios de shale gas). Para las áreas de: *Energy, Engineering, Chemical Engineering, Environmental Science, Chemistry, Computer Science, Mathematical and Multidisciplinary*.

Donde los principales países en publicaciones son: con un 40 % en China, seguido por EEUU con un 28% y Canadá con menos de un 10 %. De un total de 4018 publicaciones, los primeros 5 países con mayores publicaciones son:

País	Nº Publicaciones
China	1849
Estados unidos	1233
Canadá	332
Australia	239
Reino unido	215

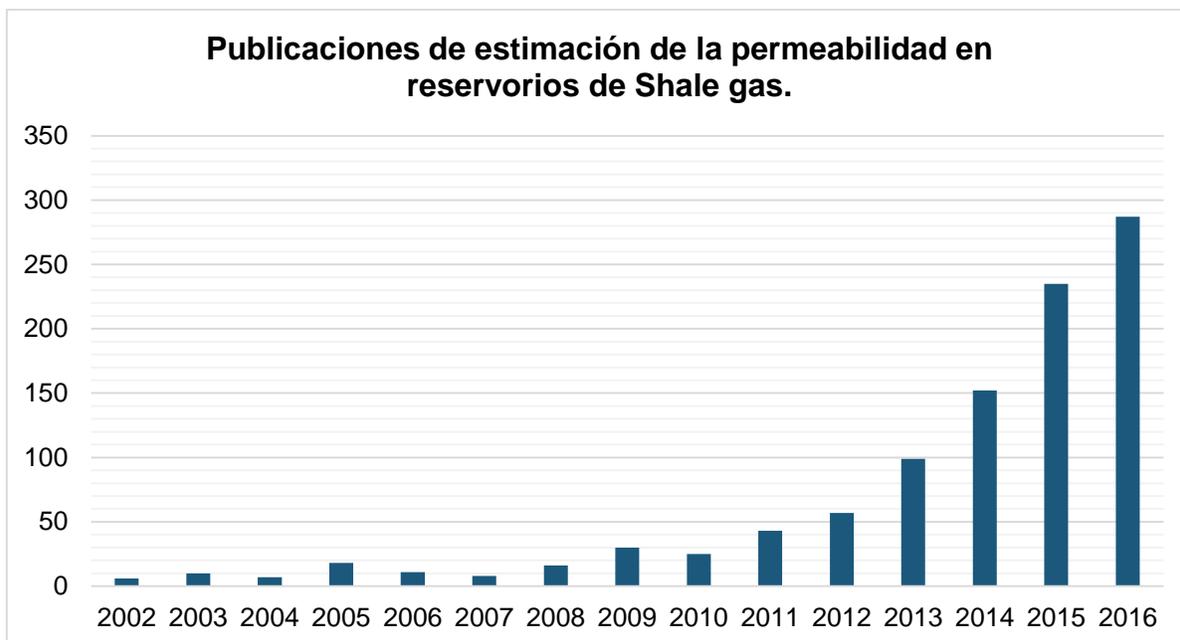


Figura 28 Publicaciones realizadas en los últimos 15 años reportados por la página: Scopus.

Con las palabras de búsqueda: “*Estimation of the permeability in Shale gas reservoirs*” (Estimación de la permeabilidad en reservorios de *Shale gas*). Para las áreas de: *Energy, Engineering, Chemical Engineering, Environmental Science, Chemistry, Computer Science, Mathematical and Multidisciplinary*.

Donde los principales países en publicaciones son: con un 30 % EEUU, seguido por China con un 27% y Canadá con menos de un 10 %. De un total de 1004 publicaciones, los primeros 5 países con mayores publicaciones son:

País	Nº Publicaciones
Estados Unidos	346
China	313
Canadá	105
Australia	88
Reino unido	83

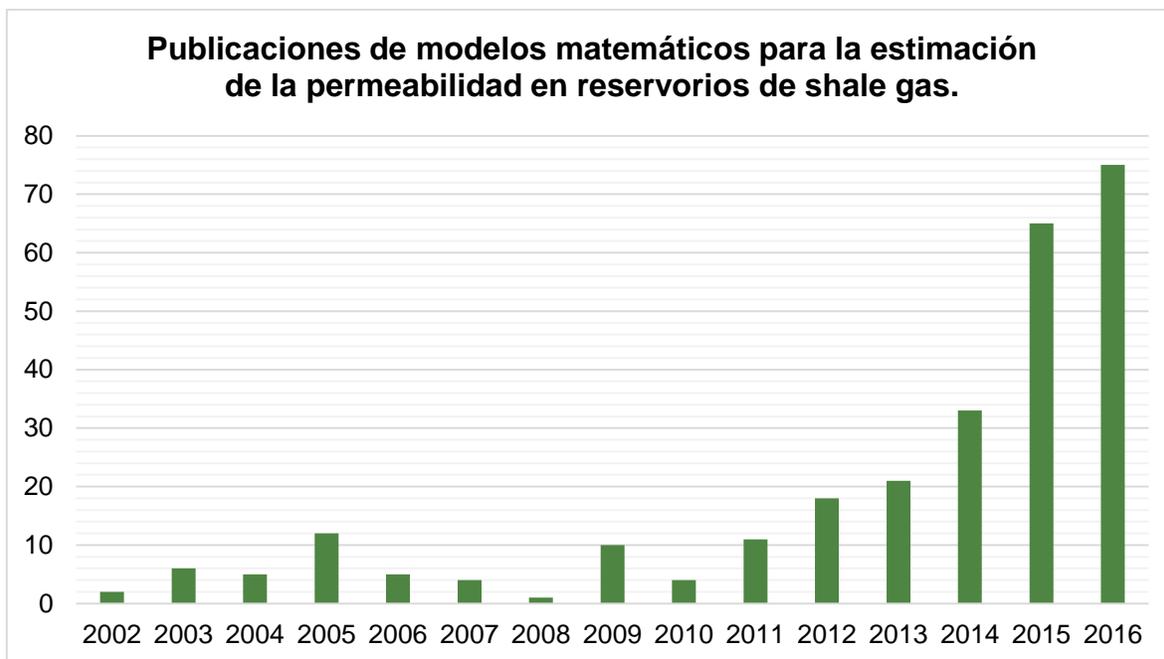


Figura 29 Publicaciones realizadas en los últimos 15 años reportados por la página: Scopus.

Con las palabras de búsqueda: *“Mathematical models for the estimation of permeability in shale gas reservoirs”* (modelos matemáticos para la estimación de la permeabilidad en reservorios de shale gas). Para las áreas de: *Energy, Engineering, Chemical Engineering, Environmental Science, Chemistry, Computer Science, Mathematical and Multidisciplinary.*

Donde los principales países en publicaciones son: con el 31 % EEUU, seguido por China con un 21% y Canadá con menos de un 12 %. De un total de 272 publicaciones, los primeros 5 países con mayores publicaciones son:

País	Nº Publicaciones
Estados Unidos	103
China	72
Canadá	37
Reino unido	33
Francia	20

Los anteriores datos, soportan el reciente interés de la industria del petróleo, y en especial por los países con mayores reservas de crudo no convencionales y que manejan cierto poder económico sobre la industria del petróleo, dónde se puede observar que los estudios relacionados con la permeabilidad de los reservorios de *Shale gas* en los últimos 5 años, han incrementado exponencialmente, con fines de aumentar la información y tecnología disponible para su predicción. Todo esto con el fin de reducir los altos costos de producción en estos reservorios y obtener una mejor predicción de la rentabilidad en la explotación del gas que depende de la permeabilidad del pozo y su facilidad de explotación.

ANEXO 2. COMPOSICIÓN DEL GAS PARA LAS 15 PROFUNDIDADES.

Tabla 17. Composición de gas para las 15 profundidades.

Composición	X+1554.8	X+1563.9	X+1573.1	X+1586.2	X+1600.8	X+1617.8	X+1630.1	
Metano	84.37	80.64	80.30	86.90	88.31	91.12	87.21	
Etano	6.99	1.91	3.29	7.45	6.57	6.43	6.64	
Propano	4.52	4.04	4.76	3.35	2.82	1.47	2.18	
<i>i</i>-Butano	1.18	1.98	1.60	0.63	0.64	0.19	0.39	
<i>n</i>-Butano	1.38	3.52	2.55	0.79	0.61	0.20	0.39	
Neopentano	0.45	1.94	1.07	0.20	0.18	0.04	0.09	
<i>i</i>-Pentano	0.24	1.60	0.88	0.11	0.07	0.02	0.04	
<i>n</i>-Pentano	0.01	0.04	0.02	0.01	0.01	0.00	0.00	
Hexanos+	0.19	2.75	1.53	0.09	0.07	0.02	0.04	
Dióxido de Carbono	0.66	1.58	4.00	0.48	0.74	0.51	3.01	
Composición	X+1654.7	X+1676.7	X+1681.5	X+1698.3	X+1709.9	X+1735.5	X+1737.3	X+1779.7
Metano	89.58	87.42	87.18	92.33	90.12	92.39	83.37	86.95

Etano	7.43	5.80	7.34	6.19	7.82	6.16	8.70	8.89
Propano	1.55	2.25	1.41	0.74	0.89	0.67	2.15	0.57
<i>i</i>-Butano	0.25	0.64	0.34	0.08	0.09	0.07	0.40	0.04
<i>n</i>-Butano	0.19	0.77	0.40	0.05	0.05	0.03	0.30	0.03
Neopentano	0.04	0.30	0.15	0.01	0.01	0.00	0.08	0.00
<i>i</i>-Pentano	0.02	0.25	0.13	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00
<i>n</i>-Pentano	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00
Hexanos+	0.01	0.38	0.19	0.00	0.01	0.00	0.34	0.00
Dióxido de Carbono	0.92	2.17	2.84	0.59	1.00	0.67	4.61	3.52

ANEXO 3. CÓDIGO DE LA PROGRAMACIÓN DEL MODELO EN SCILAB®.

```
clc
clear
// Programación del modelo matemático para la predicción de la permeabilidad en rocas de
Shale gas.

//CONSTANTES
R=8.3144621 //constante de los gases
K=1.381E-23 // Pa*m^3/K
PI=%pi
//PARAMETROS
Vstd=0.022414 //ingrese el volumen molar promedio del gas del pozo (m^3/mol)
Dcmg=3.82*10^-10 //metros diámetro de colisión de las moléculas de gas
Dfpp=2.5 //Dimensión fractal de pared de poro
M= 0.0196E-02 //(Kg.mol^-1)
vis= 1.01E-05 // (Pa*s) Viscosidad del gas

// Cálculo de variables de entrada según la profundidad del pozo
i=input('ingrese el número de profundidades que desea medir:')
j=1;
while j<(i+1)
L(j)=j;
disp 'para la profundidad:',disp(j)
Nom(j)=input('ingrese el nombre o código de profundidad: ')
Pi(j)=input('presión en j(Pa=): ')
Ti(j)=input('Temperatura de pozo en j(kelvin): ')
Po(j)=input('porosidad en j (0-1)')
rp(j)=input('Radio medio de poro en metros ')
cdex(j)=input('Coeficiente de difusión experimental j (m^2/segundo):')
cdg(j)=input('Coeficiente de Desorción j: ')
Rtmn(j)=(0.4E-09)/(rp(j)^2) //relación de tamaño de la molécula normalizada
fcrpp(j)=(Rtmn(j)^(Dfpp-2))//Factor de correlación para rugosidad de pared de poro.
tort(j)=(Po(j)^-.5); //tortuosidad
//Moléculas de gas de ruta libre.
```

```

mgrl(j)=(K*Ti(j))/((2^(0.5))*PI*(Dcmg^2)*Pi(j));
//Coeficiente de difusión de Knudsen
Cdk(j)=((2/3)*(Po(j)/tort(j))*rp(j)*((8*R*Ti(j))/(PI*M)^(0.5)));
//Coeficiente de Difusión de poro para medios heterogéneos
Cp(j)=1/((1/Cdk(j))+(1/cdex(j)));
//Permeabilidad aparente de flujo difusivo de Knudsen
Kks(j)=(Cp(j)*fcrpp(j)*Vstd*vis)/(Ti(j)*R);
// Número de Knudsen
Kn(j)=(vis/4)*(sqrt((PI*R*Ti(j))/(tort(j)*M))*(Kks(j)/Po(j))^(-0.5));
//Coeficiente de rarefacción
rh(j)=1.358/(1+(0.17*(Kn(j))^(-0.4348)));
//Trayectoria media libre de moléculas de gas
tmlg(j)=(2*rp(j))/(1+(2/Kn(j)));
// corrección del coeficiente de rarefacción (1+ aKn)
fc(j)=(1+rh(j));
ffv(j)=(tmlg(j)/mgrl(j)); // Factor de peso de flujo viscoso
fkn(j)=(tmlg(j)/(2*rp(j))); // Factor de peso de flujo de difusión de Knudsen
//Permeabilidad aparente de flujo viscoso
Kvr(j)=(Po(j)*(rp(j)^2)*Pi(j)*fc(j)*Vstd)/(tort(j)*8*R*Ti(j));
// Permeabilidad Aparente de flujo másico
Ka(j)=(Kvr(j)*ffv(j)+(Kks(j)*fkn(j));
Kf(j)=Ka(j)*cdg(j);
j=j+1;
end
//Impresión de los resultados y Permeabilidad calculada.
disp ('Prof.   factor flujo vis.   factor flujo Knudsen   Permeabilidad (m^2)')
disp ([Nom      ffv          fkn          Kf]);

```

ANEXO 4. CORRELACIONES DE VARIABLES GEOQUÍMICAS CON LA PERMEABILIDAD

Anexo 4.1 Análisis de correlación de las variables de entrada con la permeabilidad.

Tabla 18. Coeficientes de correlación de las variables de entrada con la permeabilidad

<i>Variables</i>	Presión	Temperatura	Porosidad	Radio de poro	Coeficiente de difusión	Coeficiente de desorción	Permeabilidad
Presión	1.00						
Temperatura	0.84	1.00					
Porosidad	-0.46	-0.70	1.00				
Radio de poro	-0.44	-0.64	0.21	1.00			
Coeficiente de difusión	0.45	0.60	-0.36	-0.40	1.00		
Coeficiente de desorción	-0.61	-0.82	0.65	0.36	-0.80	1.00	
Permeabilidad	-0.43	-0.59	0.39	0.86	-0.34	0.35	1.00

Anexo 4.2 Análisis de correlación de las variables geoquímicas de la roca con la permeabilidad.

Tabla 19 Coeficientes de correlación de las variables geoquímicas de la roca con la permeabilidad

VARIABLES	Profundidad	Porosidad	Radio de poro	Arcillas	Cuarzo	Feldes Na	Carbona	Pirita	TOC	Clorita	Interestrat	Illita	Caolinita	Calcita
Profundidad	1.00													
Porosidad	-0.74	1.00												
Radio de poro	-0.52	0.21	1.00											
Arcillas	0.78	-0.68	-0.41	1.00										
Cuarzo	-0.73	0.81	0.14	-0.56	1.00									
Feldespatos	-0.48	0.01	0.20	0.35	0.70	1.00								
Carbonatos	0.25	-0.41	0.17	-0.13	-0.75	-0.76	1.00							
Pirita	0.12	0.10	-0.10	-0.10	-0.03	-0.19	0.07	1.00						
TOC	0.34	-0.18	-0.41	0.19	-0.25	-0.32	0.15	0.30	1.00					
Clorita	0.51	0.11	-0.06	-0.01	-0.45	-0.42	0.35	0.33	0.57	1.00				
Interestrat	-0.29	-0.25	0.12	0.36	-0.01	-0.05	-0.20	-0.31	-0.10	-0.38	1.00			
Illita	0.81	-0.27	-0.08	0.00	-0.66	-0.51	0.51	0.26	0.08	0.39	0.03	1.00		
Caolinita	-0.62	-0.25	0.37	0.70	0.51	0.69	-0.82	-0.11	-0.31	-0.40	0.07	-0.56	1.00	
Calcita	0.59	0.21	-0.06	-0.62	-0.75	-0.67	0.95	-0.11	0.28	0.44	-0.25	0.38	-0.81	1.00
Permeabilidad	-0.43	0.35	0.86	-0.37	0.28	0.29	-0.03	-0.08	-0.35	-0.16	0.11	-0.19	0.42	-0.14

Anexo 4.3 Análisis de correlación de las variables geoquímicas de la composición de gas con la permeabilidad.

Tabla 21 Coeficientes de correlación de las variables geoquímicas de la composición de gas con la permeabilidad

	<i>Dióxido de Carbono</i>	<i>Etano</i>	<i>Hexanos+</i>	<i>Metano</i>	<i>Propano</i>	<i>I-Butano</i>	<i>n-Butano</i>	<i>Neopentano</i>	<i>i-Pentano</i>	<i>n-Pentano</i>
Dióxido de Carbono	1.00									
Etano	0.06	1.00								
Hexanos+	0.23	-0.85	1.00							
Metano	-0.59	0.46	-0.75	1.00						
Propano	0.10	-0.57	0.62	-0.80	1.00					
I-Butano	0.14	-0.79	0.88	-0.84	0.91	1.00				
n-Butano	0.14	-0.85	0.94	-0.81	0.82	0.98	1.00			
Neopentano	0.13	-0.87	0.98	-0.76	0.71	0.94	0.98	1.00		
i-Pentano	0.16	-0.88	0.99	-0.74	0.66	0.91	0.97	1.00	1.00	
n-Pentano	0.30	-0.65	0.90	-0.84	0.70	0.86	0.87	0.89	0.88	1.00
Darcy (D) permeabilidad	0.43	-0.46	0.39	-0.51	0.50	0.48	0.48	0.38	0.39	0.27

ANEXO 5 DESCRIPCIÓN DE LOS TRES MODELOS SELECCIONADOS INICIALMENTE.

Anexo 5.1 Descripción del modelo N°1.

Este modelo se basó en la definición de permeabilidad aparente (AP), hecha por *Javadpour* (2009) para un nanotubo cilíndrico recto que explica el flujo deslizante y la difusión de Knudsen:

$$k_{app} = \frac{2R_{nt}\eta M}{3RT\rho_{av}} \left(\frac{8RT}{\pi M}\right)^{0.5} + F \frac{R_{nt}^2}{8}$$

Ecuación 22

Donde R es la constante de los gases, T es temperatura, R_{nt} es radio de nanotubos, M es masa molar, η es viscosidad de gas, ρ_{av} es densidad de gas promedio y F es coeficiente de deslizamiento. Más tarde, *Darabi et al.* (2012) extendió el modelo para medios porosos como:

$$k_{app} = \frac{\eta M}{RT\rho_{av}} \frac{\phi}{\tau} (\delta)^{D_f-2} D_k + k_D \left(1 + \frac{b}{p}\right)$$

Ecuación 23

$$b = \left(\frac{8\pi RT}{M}\right)^{0.5} \frac{\eta}{R_{av}} \left(\frac{2}{\alpha} - 1\right)$$

Ecuación 24

$$D_k = \frac{2R_{av}}{3} \left(\frac{8RT}{\pi M}\right)^{0.5}$$

Ecuación 25

Donde ϕ es la porosidad de la roca, τ es la tortuosidad de la roca, R_{av} es el radio medio del poro, D_f es la dimensión fractal de la superficie del poro, k_D es la

permeabilidad de Darcy ($\frac{R_{av}^2}{8} \frac{\phi}{\tau}$) para un canal circular), y δ es la proporción del tamaño molecular normalizado (d_m) para el diámetro medio de poro local (d_p), produciendo $\delta = \frac{d_m}{d_p}$. Sugerido por *Agrawal y Probhu (2008)*, el valor del coeficiente de momentum tangencial (α) también puede calcularse mediante:

$$\alpha = 1 - \log(1 + K_n^{0.7})$$

Ecuación 26

Donde K_n es el número de Knudsen dado por:

$$K_n = \frac{\lambda}{R_{av}} = \frac{K_B T}{R_{av} \sqrt{2} \pi \sigma^2 P}$$

Ecuación 27

Donde T es la temperatura en Kelvin, K_B es la constante de *Boltzmann* en J/K, R_{av} es el tamaño promedio de poro del medio poroso, σ es el diámetro de colisión de las moléculas, y P es la presión del sistema. Debe observarse que la permeabilidad de Darcy (k_D) podría tener diferentes formulaciones dependiendo de la forma de los poros (*Akkutlu y Fathi, 2012*). Por ejemplo, la permeabilidad de Darcy de poros con forma de hendidura es donde está la altura de la hendidura (*Singh et al., 2014*). Sin embargo, en este estudio sólo consideraron los poros circulares porque la información sobre la distribución del tamaño de poro de las pruebas de adsorción de nitrógeno se basó en poros circulares.

Los modelos AP propuestos por otros no distinguen entre las características de los poros de la materia orgánica y la materia inorgánica. Por lo tanto, la AP estimada es independiente de la TOC y la distribución del tamaño de poro. Utilizamos un modelo estocástico para calcular AP que está condicionado a TOC ya las distribuciones individuales de tamaño de poro en constituyentes orgánicos e inorgánicos.

Anexo 5.2 Descripción del modelo N° 2.

El segundo modelo se presenta en el artículo de *Keliu Wu* [18], este modelo tiene en cuenta una amplia cantidad de variables que pueden verse afectadas por la permeabilidad o éstas pueden afectar la permeabilidad, en las rocas de tipo *shale-gas*. En este modelo se inicia con la estimación de la permeabilidad aparente en función del flujo viscoso de gas teniendo en cuenta variables como viscosidad y el coeficiente de rarefacción, radio de poro, porosidad, tortuosidad y número de Knudsen.

El modelo base seleccionado está representado por la ecuación 2:

K_{at} : es la permeabilidad aparente de masa global (m^2).

$$K_{at} = ((W_v * k_v) + (W_k * K_{ks})) * W_m * W_s$$

Ecuación 28.

El recuadro azul ($W_v * k_v$) es la permeabilidad aparente de flujo viscoso, la cual esta descrita por **la ecuación 3**, que representa la permeabilidad debida al flujo viscoso con efecto de rarefacción:

$$k_v = - \frac{J_v * V_{std} * \mu}{dp/dl}$$

Ecuación 29.

Donde:

- J_v es el flujo viscoso con efecto de rarefacción representado por la **ecuación 4**:

$$J_v = \frac{\phi}{\tau} * \frac{r^2 * P * (1 - \alpha Kn)}{8 * \mu * R * T} * \frac{dp}{dl}$$

Ecuación 30.

Dónde: ϕ es la porosidad, τ es la tortuosidad, r es el radio medio de poro, P es la presión, $(1 - \alpha Kn)$ es el coeficiente de rarefacción corregido, R constante de los gases, y T es la temperatura.

Todos los datos a condiciones de pozo.

- V_{std} es el volumen de molar de gas a condiciones estándar (T=273.15K y presión de 101325 Pa), y μ es la viscosidad el gas a condiciones de pozo.

Como este modelo combina la permeabilidad por el flujo viscoso y la permeabilidad por difusión de Knudsen, el autor propone un factor de peso para cada una de estas, y W_v es el factor de peso para la permeabilidad por flujo viscoso, estimado con la ecuación 5.

$$w_v = \frac{\lambda_T}{\lambda}$$

Ecuación 31.

Dónde: λ Representa la trayectoria libre de moléculas de gas, ecuación 32, y λ_T es la trayectoria libre media de las moléculas de totales del gas, ecuación 33.

$$\lambda = \frac{k_B \times T}{\sqrt{2} \times \pi \times \delta_M^2 \times P}$$

Ecuación 32.

$$\frac{1}{\lambda_T} = \frac{1}{\lambda} + \frac{1}{2 \times r}$$

Ecuación 33

En la ecuación 28, el recuadro verde ($W_k * k_{ks}$), representa la permeabilidad aparente con efecto de rugosidad de poro y difusión de Knudsen, la cual se representa en la ecuación 34.

$$k_{ks} = - \frac{J_{ks} * V_{std} * \mu}{dp/dl}$$

Ecuación 34.

Dónde: J_{ks} es el flujo de difusión de Knudsen con efecto de rugosidad de poro, representado en la ecuación 35.

$$J_{ks} = - \frac{2}{3} * \frac{\phi}{\tau} * r * \left(\frac{8}{\pi * R * T * M} \right)^{0.5} * \frac{dp}{dl}$$

Ecuación 35.

Para este caso W_k es el factor de peso para la permeabilidad por flujo de difusión de Knudsen con efecto de rugosidad de poro, estimado con la ecuación 36.

$$w_k = \frac{\lambda_T}{2 \times r}$$

Ecuación 36.

Y finalmente el recuadro rojo ($w_m * w_s$) son los coeficientes de sorción y porosidad mecánica estimados a partir de la adsorción forzada de nitrógeno en muestras de roca, datos obtenidos durante el proceso de sorción inducida y los datos de la Isoterma de *Langmuir- Hishelwood* mediante pruebas experimentales.

w_s =Coeficiente de sorción inducida de gas.

$$\omega_s = \left[1 - \frac{3}{\phi} \frac{\alpha_L p_L (p - p_{int})}{(p + p_L)(p_{int} + p_L)} \right]^3$$

Ecuación 37.

w_m =Coeficiente de la porosidad mecánica.

$$\omega_m = \left[1 + \frac{(\alpha_f - \alpha_s) s(p - p_{int})}{\left(1 + \bar{K}_n s / E_s\right) b_{int} E_s} \right]^3$$

Ecuación 38.

Dónde: el coeficiente generado por la desorción inducida es:

Estos dos coeficientes se calculan según los datos obtenidos durante el proceso de sorción inducida y los datos de la Isoterma de *Langmuir- Hishelwood*. Como se observa en la figura 30 al incluir los datos de desorción en la estimación de la permeabilidad cambia en una unidad el valor de la permeabilidad:

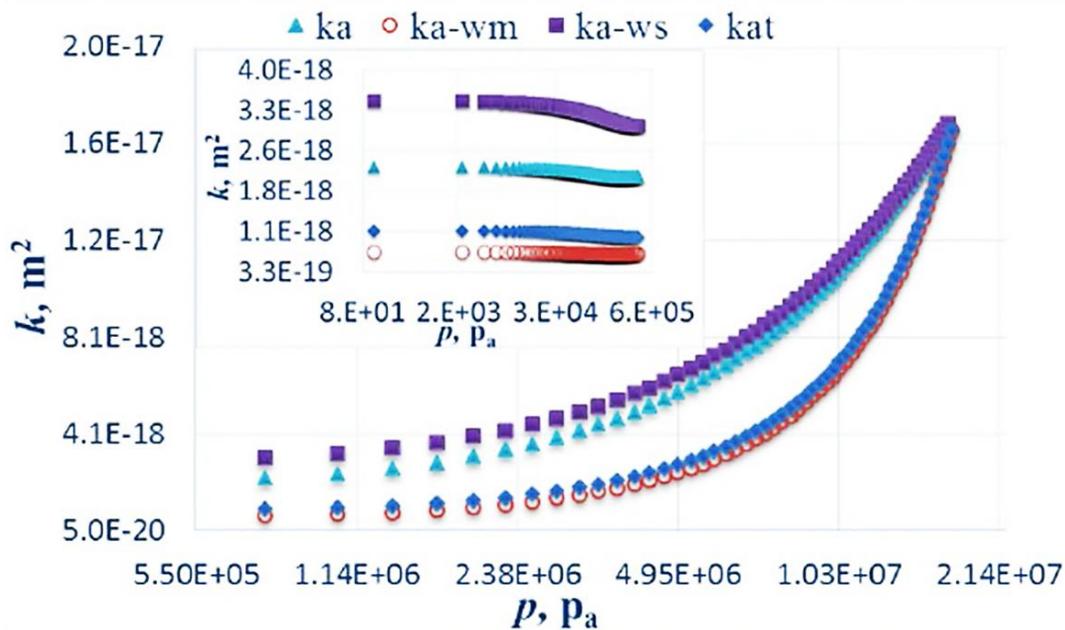


Figura 30 La permeabilidad con y sin, los efectos de los coeficientes de desorción y de porosidad mecánica.

Anexo 5.3 Descripción del modelo N° 3.

Este modelo está basado en el artículo de *Cui, X.* [49], en donde se estima la permeabilidad por tres métodos diferentes y se comparan los tres métodos, los métodos usados son:

- Adsorción durante las mediciones de pulso de desintegración de núcleo bajo las condiciones del yacimiento (experimental).
- Pruebas de decaimiento de pulso de presión (experimental).
- Prueba de desorción en el lugar de perforación de núcleo.

En este caso se toma el modelo de la prueba de desorción en el lugar de yacimiento: con los datos de fracciones de desorción en función del tiempo, calculan la función resultante de la solución de la ecuación diferencial y obtienen la siguiente función lineal:

$$\ln(1 - F_D) = f_0 - s_1 t,$$

Ecuación 39

Donde s_1 es la pendiente y f_0 es el término independiente.

Los cuales están en función de otras variables la ecuación 40 y 41:

$$s_1 = \frac{K \alpha_1}{R_a^2}$$

Ecuación 40

$$\ln(1 - F_D) = \ln\left(\frac{4}{\xi_1^2}\right) - \frac{K \xi_1^2}{R_a^2} t,$$

Ecuación 41

Donde K : es el coeficiente de transferencia de masa (en los otros modelos es DA); α_1 : es la primera solución; R_a : es el radio de la muestra de la roca; K_c : Relación de la capacidad de gas de volumen de vacío.

El transporte molecular de gas a través de la muestra se describe por:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\kappa}{\mu c_g [\Phi + (1-\Phi)K_a]} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \rho}{\partial r} \right)$$

Ecuación 42

Comprensibilidad del gas

$$c_g = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} = \left(\frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p} \right)$$

Ecuación 43

La ecuación 28 es una ecuación diferencial de segundo orden y se puede solucionar asumiendo que se comporta como la ecuación de *Bessel*, y reemplazando su solución directa, dado que la ecuación de *Bessel* es del mismo orden, como se observa a continuación:

$$x^2 \frac{d^2 y}{dx^2} + x \frac{dy}{dx} + (x^2 - \alpha^2)y = 0$$

Ecuación 44

Luego se soluciona la ecuación diferencial, la fracción de desorción se deja en términos de la solución y se puede expresar como la ecuación 29.

$$F_D = 1 - 4 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\xi_n^2} e^{-K \xi_n^2 t/a^2}$$

Ecuación 45

$\xi =$ raíces n –ésimas de la ecuación de Bessel

Cuando la solución de la raíz es $=0$ la ecuación anterior se puede expresar como la ecuación 30:

$$J_0(\xi) = 0 \quad F_D = \frac{4\sqrt{K}}{R_a\sqrt{\pi}} \sqrt{t},$$

Ecuación 46

Finalmente, el resultado obtenido en la solución de las diferentes ecuaciones, se puede representar en una ecuación para estimar la permeabilidad:

$$k = \frac{R_a^2 [\Phi + (1 + \Phi)] \mu c g s_1}{\xi_1^2}$$

Ecuación 47

ANEXO 6. VALORES DE LAS VARIABLES DE ENTRADA AL MODELO Y LA PERMEABILIDAD ESTIMADA.

Anexo 6.1 Variables de entrada al modelo y resultados de la permeabilidad para 15 profundidades

Tabla 20 variables de entrada al modelo y resultados de la permeabilidad para las 15 primeras profundidades.

Profundidad X + metros	Presión (Mpa)	Temperatura (K)	Porosidad (%)	Radio de poro (nm)	Coefficiente de Difusión (1×10^{-7})	Coefficiente de desorción (1×10^{-7})	Permeabilidad ad nano- Darcy
1554.7	7.21	351.75	7.94	6.75	9.86	1.20	2.63
1563.9	7.23	351.95	6.46	4.38	10.08	1.00	0.44
1573.1	7.24	352.15	4.95	20.12	8.84	1.19	33.96
1586.2	7.26	352.45	6.02	6.30	9.77	1.51	1.79
1600.8	7.29	352.85	6.42	4.97	12.05	1.09	0.70
1617.8	7.31	353.25	7.70	2.83	9.53	1.61	0.25
1630.1	7.33	353.45	7.41	4.45	8.30	1.53	0.88
1654.7	7.37	354.05	4.91	6.30	10.24	1.06	0.95
1676.7	7.41	354.55	8.56	6.30	9.41	1.49	3.08
1681.5	7.42	354.65	7.61	6.30	14.71	0.73	1.27
1698.3	7.45	355.05	7.22	7.01	11.59	1.22	2.71
1709.9	7.46	355.35	6.39	7.01	12.83	0.95	1.76
1735.5	7.51	355.95	4.89	4.95	10.06	1.20	0.53
1737.3	7.51	355.95	6.79	6.30	9.98	1.19	1.77
1779.7	7.58	356.95	6.79	6.30	6.91	1.23	1.86

Anexo 6.2 Variables de entrada al modelo y resultados de la permeabilidad para 13 profundidades.

Tabla 21 variables de entrada al modelo y resultados de la permeabilidad para las 13 profundidades de verificación del modelo.

Profundidad X + metros	Presión (Mpa)	Temperatura (K)	Porosidad (%)	Radio de poro (nm)	Coficiente de Difusión (1x10⁻⁷)	Coficiente de desorción (1x10⁻⁷)	Permeabilidad nano-Darcy
0	52.2	325.7	10.9	61.8	8.2	3.3	5338.81
488.00	59.5	329.8	15.3	53.5	5.7	2.8	6388.54
497.00	59.6	329.9	10.3	61.8	5.5	3.3	3366.02
524.90	59.7	330.1	5.3	70.1	5.2	2.6	2078.18
565.25	33.0	330.5	8.9	6.3	7.3	2.7	1.44
1102.00	63.2	334.9	14.4	13.6	6.7	3.0	194.24
1205.00	63.8	335.8	11.9	7.7	11.0	2.1	10.94
1219.00	63.9	335.9	12.5	9.2	7.8	3.6	46.18
1247.00	64.1	336.1	10.1	9.2	9.7	2.7	17.94
1255.00	64.1	336.2	11.4	6.3	5.2	4.3	8.83
1598.00	66.2	339.1	8.8	5.1	2.3	4.2	3.80
1607.00	66.4	339.2	12.0	6.3	5.7	3.6	10.76
1616.00	66.3	339.2	13.3	10	10.5	1.7	23.95