

**Evaluación del comportamiento de la desorción usando estimulación térmica para el
incremento de productividad temprana de yacimientos de shale gas**

Emmanuel Robles Albarracín

Trabajo de Grado para optar al título de Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Director

José Carlos Cárdenas Montes

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Germán González Silva

Ph.D. en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

En primer lugar, a Dios y a San Cayetano, quienes siempre han estado ahí y fueron mi estandarte y mi apoyo durante todo este ciclo.

A mis padres, quienes nunca dejaron de confiar en mí ni de apoyarme incluso en las situaciones dónde todo se veía perdido.

A mi madre, Carmenza Albarracín, cuyo propósito siempre ha sido el hacer de mí un hombre ejemplar, a partir de valores y principios fundamentales en la vida, y enseñándome que lo que se consigue con esfuerzo y dedicación vale mucho más que cualquier otra cosa.

A mi padre, Abelardo Robles, quien es mi ejemplo a seguir.

A mi familia, gracias a todos por su apoyo incondicional.

A las familias Ángel Delgado y Rivera Delgado, quienes tienen mi cariño y estima por haberme acogido como un hijo más.

A LM, quien me enseñó que las personas en las que más confías y crees, te pueden dar la espalda en los momentos que más los necesitas, otorgando los mejores y peores momentos vividos.

Y para aquellas personas que han luchado o están luchando contra la depresión, esto también es para ustedes.

Emmanuel Robles Albarracín

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por darme la posibilidad de una formación integral, para la vida y para la sociedad.

A los directores, M.Sc. José Carlos Cárdenas Montes, y Ph.D. Germán González Silva, por su confianza, sus consejos y su guía en el desarrollo de este proyecto de investigación, y quienes, más que directores, se han convertido en mentores académicos y profesionales.

A los docentes Olga Patricia Ortiz Cancino y Hugo Alejandro García Duarte, por el acompañamiento y los aportes brindados para la consecución de los objetivos, siendo ellos la parte evaluadora de este proyecto.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos, de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, quienes me han permitido pertenecer a tan excelente grupo humano y profesional.

A Jhoao Villabona, Laura Salcedo y Henry Galvis por ser tan buenos compañeros de maestría, pero mejor aún, por ser tan excelentes amigos que estuvieron siempre en las buenas y en las malas.

A Laura Cristina Atuesta Rodríguez, Fabián Durán Hernández, Mario Torres López y demás amigos y compañeros que de manera directa o indirecta dieron una voz de aliento para sacar adelante este proyecto.

Tabla de Contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
OBJETIVOS	15
1. GENERALIDADES	16
1.1. SHALE GAS EN EL MUNDO	17
1.2. FENÓMENOS PRESENTES EN YACIMIENTOS SHALE GAS	18
1.2.1. Difusión Knudsen	18
1.2.2. Dependencia de la Difusión Knudsen con la producción a condiciones isotérmicas	19
1.2.3. Desorción	20
1.3. ASPECTOS GEOMECÁNICOS CON RESPECTO A LA TEMPERATURA	21
1.3.1. Efecto de la temperatura sobre la permeabilidad	22
1.3.2. Efecto de la temperatura sobre las propiedades geomecánicas	24
1.3.3. Efecto de la temperatura sobre las propiedades térmicas	26
1.4. COMPORTAMIENTO TERMOHIDROMECÁNICO	26
1.5. MODELADO NUMÉRICO PARA EL COMPORTAMIENTO TERMOHIDROMECÁNICO	27
1.5.1. Modelo de la fractura hidráulica	28
1.5.2. Modelo SRV	31
1.5.3. Modelo OSRV	36
1.5.4. Ecuación de difusión de calor en reservas de <i>shale</i>	36
1.6. TECNOLOGÍA UTILIZADA PARA SU DESARROLLO	38

2. GENERALIDADES DEL FENÓMENO ADSORCIÓN / DESORCIÓN EN SISTEMAS DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA	40
2.1. GENERALIDADES DEL FENOMENO ADSORCIÓN/DESORCIÓN	40
2.1.1. Cálculo del calor diferencial de adsorción.....	43
2.2. MODELOS REGISTRADOS EN LA LITERATURA.....	44
2.2.1. Langmuir 1 y Langmuir 2.....	45
2.2.2. Langmuir – Freundlich 1 y 2	45
2.2.3. Modelo exponencial.....	46
2.2.4. Modelo Bi- Langmuir	46
2.1. APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS MODELOS.....	48
2.2. RESULTADOS	48
2.3. APLICACIÓN Y EVALUACIÓN EN COLOMBIA	49
2.4. RESULTADOS	53
3. MODELADO DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA	54
3.1. CARACTERÍSTICAS Y CONSTRUCCIÓN DEL MODELO NUMÉRICO.....	55
3.1.1. Modelo Continuo Equivalente.....	55
3.1.2. Modelo de doble porosidad	56
3.1.3. Modelo de doble permeabilidad	58
3.1.4. Método de Interacción Múltiple Continua.....	60
3.1.5. Modelo de Porosidad Múltiple	60
3.1.6. Modelo de Fractura Discreta	61
3.1.7. Modelo a utilizar.....	62

3.2. SOLUCIÓN AL MODELO NO ISOTÉRMICO.....	62
3.2.1. Parámetros de entrada a la simulación.....	63
3.2.2. Fenómenos a 50 °C	65
3.2.3. Fenómenos con incremento de temperatura	68
3.3. RESULTADOS	71
4. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL.....	72
4.1. DETERMINACION DE PRODUCCION INCREMENTAL	72
4.1.1. Producción incremental con STARS.....	72
4.1.2. Producción incremental con GEM.....	74
4.2. EVALUACION EN TIEMPOS TEMPRANOS.....	75
4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	76
5. CONCLUSIONES	77
6. RECOMENDACIONES.....	79
7. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.....	80

Listado de Figuras

Figura 1. Distribución del número de Knudsen según producción.....	19
Figura 2. Distribución de la presión según producción	19
Figura 3. Dirección de esfuerzo durante el calentamiento.....	23
Figura 4. Deformación de la roca a diferentes temperaturas entre ciclos de carga y descarga	25
Figura 5. Comportamiento termohidromecánico.....	27
Figura 6. Funcionamiento del Electrofrac	39
Figura 7. Curva adsorción-desorción.....	40
Figura 8. Modelo exponencial.	49
Figura 9. Langmuir 1	50
Figura 10. Langmuir 2	50
Figura 11. Langmuir 3	51
Figura 12. Langmuir – Freundlich 1	51
Figura 13. Langmuir – Freundlich 2.....	52
Figura 14. Langmuir – Freundlich 3.....	52
Figura 15. Doble permeabilidad, doble porosidad.....	59
Figura 16. Modelo 2D de simulación	64
Figura 17. Distribución de presión a 50 °C con GEM.	65
Figura 18. Porcentaje de desorción a 50 °C con GEM.	66
Figura 19. Porcentaje de desorción a 50 °C en la fractura con GEM.	66
Figura 20. Distribución de presión a 50 °C con STARS.....	67
Figura 21. Distribución de presión a 75 °C con GEM.	68

Figura 22. Porcentaje de desorción a 75 °C con GEM.	68
Figura 23. Porcentaje de desorción a 75 OC en la fractura con GEM.....	69
Figura 24. Distribución de presión con estimulación térmica usando STARS.....	70
Figura 25. Distribución de Temperatura con estimulación térmica usando STARS.....	70
Figura 26. Producción de gas con STARS.....	72
Figura 27. Producción de gas desde días 3284-3649 con STARS.....	73
Figura 28. Viscosidad del gas	73
Figura 29. Producción incremental.....	74
Figura 30. Producción de gas con GEM.....	74
Figura 31. Factor de recobro con GEM.	75

Listado de Tablas

Tabla 1. Shale gas en el mundo.	17
Tabla 2. Régimen de flujo según el número de Knudsen	18
Tabla 3. Prueba del modelo de Langmuir en adsorción.....	42
Tabla 4. Prueba del modelo de Langmuir en desorción.....	42
Tabla 5. Aplicación de modelos de Langmuir dependientes de la Temperatura.	48
Tabla 6. Resultado del ajuste del R^2	53
Tabla 7. Parámetros de entrada.	63
Tabla 8. Propiedades termodinámicas del propano, agua y gas.....	65
Tabla 9. Evaluación de recursos a 50 °C y 75 °C.....	71

Resumen

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA DESORCIÓN USANDO ESTIMULACIÓN TÉRMICA PARA EL INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD TEMPRANA DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS*

AUTOR: EMMANUEL ROBLES ALBARRACÍN**

PALABRAS CLAVES: Pronóstico de producción, *Shale Gas*, Yacimiento no convencional, Adsorción, Desorción, Estimulación térmica, Modelado numérico.

DESCRIPCIÓN:

El presente estudio tiene como objetivo realizar una evaluación del fenómeno de desorción presente en un yacimiento no convencional tipo *Shale Gas*, a partir de una revisión de modelos que permitan representar el fenómeno de adsorción / desorción, que hayan sido planteados en términos de presión y temperatura. Esto con la finalidad de implementar cambios de temperatura para incrementar la producción temprana de este tipo de yacimientos no convencionales.

Luego, se realizó una evaluación y selección de dichos modelos de adsorción / desorción respecto a los datos de formaciones *shale* de Colombia encontrados en literatura. Dicha evaluación se llevó a cabo utilizando MATHWORKS MATLAB para realizar el ajuste de modelos por regresión, para determinar coeficientes de correlación y, de esa manera, elegir el más adecuado para el estudio.

De esta manera, conocido el comportamiento del fenómeno de desorción, se implementaron modelos de simulación numérica para representar este tipo de yacimientos no convencionales tipo *Shale Gas*, en los cuales se evaluó el impacto de la temperatura en la producción temprana que presenta un yacimiento no convencional tipo *Shale Gas*, en donde también se observó que la temperatura incide en las propiedades de flujo del gas, y cuyos resultados exhibieron un aumento de hasta un 35% de producción acumulada adicional en tiempos tempranos de producción.

Se concluyó que el aumento de temperatura en un yacimiento no convencional tipo *Shale Gas* que presenta el fenómeno de adsorción impacta positivamente la producción de gas debido a la liberación del gas adsorbido, contribuyendo al volumen presente en la roca, logrando así un sostenimiento de la presión del yacimiento.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: José Carlos Cárdenas Montes, M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos, Codirector: Germán González Silva, Ph.D. en Ingeniería Química.

Abstract

TITLE: EVALUATION OF DESORPTION BEHAVIOR USING THERMAL STIMULATION FOR INCREASING EARLY PRODUCTIVITY OF SHALE GAS RESERVOIRS*

AUTHOR: EMMANUEL ROBLES ALBARRACÍN**

KEYWORDS: Production Forecasting, Shale Gas, Unconventional Reservoir, Adsorption, Desorption, Thermal stimulation, Numerical Modelling.

DESCRIPTION:

The present study aims to perform an evaluation of desorption phenomenon existing in an unconventional reservoir – *Shale* Gas, based on a review of models that represents adsorption / desorption, which have been proposed as a function of pressure and temperature. With the purpose of implementing temperature changes to increase the early production of this type of unconventional deposits.

Then, an evaluation and selection of those adsorption / desorption models was made with respect to the data of function Colombian shale formations found in literature. This evaluation was carried out using MATHWORKS MATLAB to perform models fitting by regression, to determine correlation coefficients and, in this way, to choose the most suitable one for the study.

In this way, known desorption behavior, numerical simulation models were implemented to represent this type of unconventional reservoirs – *Shale* Gas, in which the impact of temperature on the early production of an unconventional reservoir was evaluated, where it was also observed that the temperature affects the properties of gas flow, and whose results showed an increase of up to 35% of additional cumulative production in early times of production.

* Research Thesis

** Physical-chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: José Carlos Cárdenas Montes, M.Sc. in Hydrocarbon Engineering, Codirector: Germán González Silva, Ph.D. in Chemical Engineering

INTRODUCCIÓN

El gas hidrocarburo es la energía emergente y ambientalmente amigable en comparación a los derivados del petróleo líquido convencional (Feng, Were, Li, Hou, & Zhou, 2016), no obstante, en Colombia las reservas recuperables de gas en formaciones no convencional se estiman es 12 veces mayor a los sistemas convencionales (Ortiz, Peredo, Pozo, Pérez, & Bessieres, 2018), por lo cual, las investigaciones que permitan estimar la capacidad de producción en dichas formaciones puede permitir un buen desarrollo económico.

Por características propias de los sistemas de *shale* gas, estos se depletan de manera prematura en comparación a los campos convencionales, llegando a un máximo del 30% de producción sin intervención de recobro mejorado. Dado el gas adsorbido en estas formaciones, puede alcanzar hasta el 85% del volumen total (Wang H. , 2016, pág. 1), siendo importante incorporar métodos de recobro mejorado que permitan ejecutarse en el fracturamiento hidráulico.

Para aplicar métodos de recobro mejorado térmico se basa en la relación que dispone la desorción de gas en relación a la temperatura, con lo cual se ha comprobado que al aumentar la temperatura disminuye el contenido de gas adsorbido en el sistema (Fianu, Gholinezhad, & Hassan, 2018), no obstante, otros parámetros deben ser analizados con detenimiento, llegando a juntarlos en el denominado yacimiento hidrotermodinámico (Zhu, y otros, 2016, pág. 307).

El presente trabajo investigativo tiene por objetivo aumentar el factor de recobro mediante inyección de calor teniendo en cuenta los parámetros hidrotermodinámicos del yacimiento a través de simulación numérica, logrando obtener producción incremental teórica.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar el comportamiento de la desorción usando estimulación térmica para el incremento de productividad en yacimientos de shale gas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Realizar un estudio conceptual de las propiedades de yacimiento y su respuesta a procesos de estimulación térmica para conocer su comportamiento termohidromecánico.

Proponer un modelo analítico de desorción en función de presión y temperatura a partir de datos de muestras de formaciones shale en Colombia.

Plantear modelos de simulación que describan las propiedades del yacimiento, el fenómeno de desorción e implementación de procesos de estimulación térmica.

Evaluar el comportamiento de la desorción al realizar procesos de estimulación térmica para estimar producción incremental en yacimientos de shale gas.

1. GENERALIDADES

El gas hidrocarburo es la energía emergente y ambientalmente amigable en comparación a los derivados del petróleo líquido convencional (Feng, Were, Li, Hou, & Zhou, 2016), no obstante, en Colombia las reservas recuperables de gas en formaciones no convencional se estiman es 12 veces mayor a los sistemas convencionales (Ortiz, Peredo, Pozo, Pérez, & Bessieres, 2018), por lo cual, las investigaciones que permitan estimar la capacidad de producción en dichas formaciones puede permitir un buen desarrollo económico.

Por características propias de los sistemas de *shale* gas, estos se depletan de manera prematura en comparación a los campos convencionales, llegando a un máximo del 30% de producción sin intervención de recobro mejorado. Dado el gas adsorbido en estas formaciones, puede alcanzar hasta el 85% del volumen total (Wang H. , 2016, pág. 1), siendo importante incorporar métodos de recobro mejorado que permitan ejecutarse en el fracturamiento hidráulico.

Para aplicar métodos de recobro mejorado térmico se basa en la relación que dispone la desorción de gas en relación a la temperatura, con lo cual se ha comprobado que al aumentar la temperatura disminuye el contenido de gas adsorbido en el sistema (Fianu, Gholinezhad, & Hassan, 2018), no obstante, otros parámetros deben ser analizados con detenimiento, llegando a juntarlos en el denominado yacimiento hidrotermodinámico (Zhu, y otros, 2016, pág. 307).

El presente trabajo investigativo tiene por objetivo aumentar el factor de recobro mediante inyección de calor teniendo en cuenta los parámetros hidrotermodinámicos del yacimiento a través de simulación numérica, logrando obtener producción incremental teórica.

1.1. SHALE GAS EN EL MUNDO

De acuerdo con la estimación realizada por EIA (Energy Information Administration), la cantidad total de *shale* gas técnicamente recuperable en el mundo es de 7,299 trillones de pies cúbicos, tal como lo ilustra la Tabla 1.

Se toma la cantidad de gas técnicamente recuperable de los principales 10 países, incluyendo gas natural convencional y no convencional. Como se ilustra en la Tabla 1 para todos los países, excepto Rusia, la cantidad de recuperable de gas en *shale* es mayor que las reservas de gas natural, permitiendo concluir el enorme potencial de este recurso no renovable (Wang J. , 2014, pág. 4).

Tabla 1. Shale gas en el mundo. (EIA, 2013)

	País	Estimación de Shale gas técnicamente recuperable (trillón de pies cúbicos)	Reservas de gas natural probadas de todos los tipos (trillón de pies cúbicos)
1	China	1115	124
2	Argentina	802	12
3	Algeria	707	159
4	Estados Unidos	665	318
5	Canadá	573	68
6	México	545	17
7	Sudáfrica	485	--
8	Australia	457	43
9	Rusia	285	1688
10	Brasil	245	14

1.2.FENÓMENOS PRESENTES EN YACIMIENTOS SHALE GAS

Los yacimientos de *shale* gas se caracterizan por poseer muy baja permeabilidad y alta complejidad en su red de fracturas naturales, lo que proporciona muchos entredichos en los procesos coexistentes no lineales, como: difusión Knudsen, fenómeno dependiente de la presión, flujo no Darcy y desorción/adsorción (Zhu, y otros, 2016, pág. 306).

1.2.1. Difusión Knudsen. El número de Knudsen representa el régimen de flujo, según lo ilustra la Tabla 2:

Tabla 2. Régimen de flujo según el número de Knudsen (Wang J. , 2014, pág. 12)

Ecuación Navier-Stokes	
No deslizante ($K_n < 0.001$)	Deslizante ($0.001 < K_n < 0.1$)
Flujo continuo	Flujo Deslizante
Flujo Darcy	Difusión Knudsen

El régimen de flujo en yacimientos de *shale* gas se encuentra en flujo deslizante (slip flow). El diámetro de los poros en el yacimiento varía bastante, cambiando de escala macro en las fracturas a nano-escala en los poros de la matriz (Wang J. , 2014, pág. 12). Otra manera de describir el flujo en formaciones de *Shale* gas según (Freeman, 2010) es en tres mecanismos: Convención de flujo, difusión Knudsen y difusión molecular. (Swami, Clarkson, & Settari, 2012) Pudieron identificar cuatro regímenes de flujo en los yacimientos de *shale* gas, basado en el número de Knudsen: Flujo viscoso (≤ 0.001), flujo deslizante ($0.001 < K_n < 10$), flujo transicional ($0.1 < K_n < 10$) y flujo de Knudsen ($K_n \geq 10$).

1.2.2. Dependencia de la Difusión Knudsen con la producción a condiciones isotérmicas.

En la Figura 1 se muestra la distribución del número de Knudsen simulado en una formación de *shale gas* en un tiempo de producción de 1 año y 20 años.

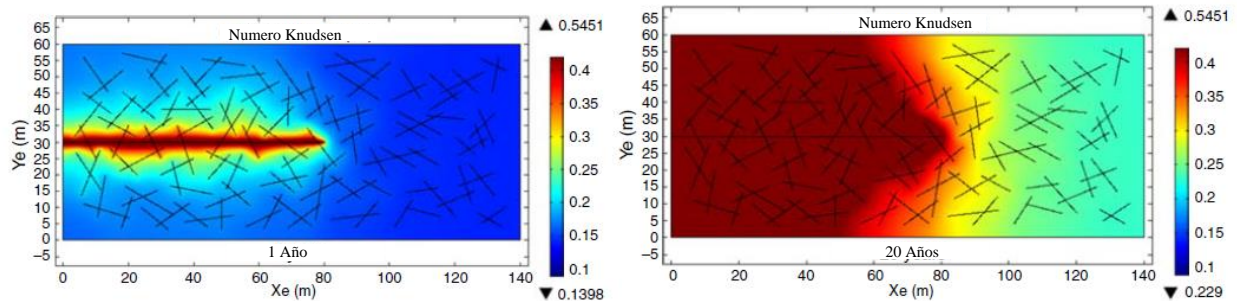


Figura 1. Distribución del número de Knudsen según producción. (Wang H. , 2016, pág. 7)

Se observa que el número de Knudsen es alto en zonas de alta presión y bajo en zonas de menor presión, lo cual se puede vincular con un cotejo según la distribución de la presión como se observa en la Figura 2.

Como se puede observar con las dos anteriores figuras, hay una dependencia del número de Knudsen en relación con la presión, no obstante, también se ilustra lo rápido que cae la presión, dado la condición inicial era 38 MPa (Wang H. , 2016).

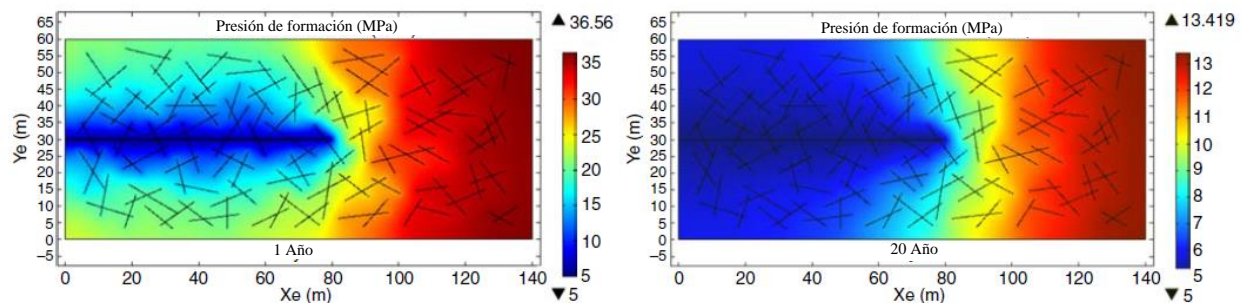


Figura 2. Distribución de la presión según producción (Wang H. , 2016, pág. 6)

1.2.3. Desorción. La desorción es un aspecto importante en los yacimientos de *shale* gas. Un buen conocimiento de los aspectos o variables que juegan en el fenómeno de la desorción involucra un gran valor en el análisis desorción/adsorción.

Dado el peso importante que involucra la desorción en relación con la producción, este es de vitalidad para los procesos que se deben llevar a cabo en el pozo, su conexión con los impactos económicos lo convierte en el más importante fenómeno a estudiar.

El gas adsorbido puede llegar hasta el 85% del total en campo (Wang H. , 2016, pág. 1), por lo cual, el impacto que este puede generar se puede pronosticar económicamente viable para efectos de aumento de producción, tal como sucedió en la formación Barnett y Marcellus, encontrando en el último que el impacto en la desorción de gas ocurre mayormente en los tiempos tardíos del pozo cuando la presión de la matriz es baja, incrementando del 5%-15% el recobro a condiciones isotérmicas. (Cipolla, Lolon, Erdle, & Rubin, 2010).

La expresión para hallar la adsorción en el microporo adsorbente se ilustra a continuación:

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

En donde V representa la cantidad adsorbida de gas, V_L el volumen máximo que posee el sistema, denominado Volumen de Langmuir y b es la expresión de van't Hoff, representada en la siguiente ecuación:

$$b = b_o \exp\left(-\frac{\Delta H_{ads}}{RT}\right) \quad (2)$$

Donde ΔH_{ads} es el cambio de adsorción entálpica por componente (Fianu, Gholinezhad, & Hassan, 2018).

Hay varios parámetros que se involucra con la desorción, entre los que están Contenido Orgánico Total, Madurez térmica (Ortiz, Peredo, Pozo, Pérez, & Bessieres, 2018), presión y temperatura (Fianu, Gholinezhad, & Hassan, 2018), no obstante, en campo se puede manipular las dos últimas, siendo la temperatura la clave para la presente investigación, la ecuación de Langmuir se puede expresar en términos de la temperatura, obteniendo la siguiente ecuación:

$$V = q_{so} \exp\left(\frac{-q_1}{T}\right) \left(\frac{bp}{1 + bp}\right) \quad (3)$$

Donde q_{so} es la carga de saturación, y q_1

Con la ecuación (3) se resalta la inversa proporcionalidad con respecto a la temperatura, conllevando a la conjetura, en la cual, al aplicar calor a la formación de *Shale* gas esta generará desorción, aumentando la producción.

1.3. ASPECTOS GEOMECÁNICOS CON RESPECTO A LA TEMPERATURA

Se es comprendido que muchas rocas experimentan un esfuerzo volumétrico bajo un cambio de temperatura, la cual puede ser expansión o compresión, según sea aumento o disminución de temperatura respectivamente. Este esfuerzo es proporcional al cambio de temperatura si el comportamiento de la roca es elástico. Por otra parte, si la roca es contraída, el esfuerzo de confinamiento puede aumentar o decrecer dependiendo si la temperatura crece o disminuye respectivamente (Stephens & Voight, 1982). La teoría termo elástica predice que el esfuerzo térmico puede causar un gran daño y cadencia en los materiales (Boley & Weiner, 1960). Bajo

condiciones cercana a la cara del pozo, en la cual se realice esfuerzo térmico, probablemente induzca fenómenos térmicos, no únicamente en la cara del pozo, sino a escala de yacimiento, como lo es aplastamiento de granos de arena (para el caso de arenisca), fractura, inestabilidad del pozo, fractura deslizante y ruptura de los granos (para el caso de las areniscas) (Wang & Dusseault, 2003). Dependiendo del resultado, cada uno de los efectos puede contribuir de manera positiva o negativa, alterando los esfuerzos inducidos, modificando la capacidad de flujo de la roca y consecuentemente la producción del pozo, no obstante, también puede tener implicaciones en el manejo del pozo y en cuestiones ambientales.

1.3.1. Efecto de la temperatura sobre la permeabilidad. La alteración térmica en la roca puede generar cambios importantes en la permeabilidad, la razón por la cual esto ocurre se puede atribuir a las siguientes razones: Una respuesta mecánica como reorganización en la matriz de la roca y cambio en la estructura porosa (Weinbrandt, Ramey, & Jr, 1975), Reacción fisicoquímica entre el fluido y los minerales de la roca (Udell & Lofy, 1989), superposición de diferentes efectos como la disminución en porosidad, cambio en la tortuosidad, variación en el factor de resistividad, el efecto electrocinético o reacción de cargas de arcillas y obstrucción por partículas de arcillas (Somerton & Mathur, 1976), un efecto mecánico o fisicomecánico el cual es intensificado con el aumento de la presión de confinamiento (Casse & Ramey, 1979), un mecanismo de taponamiento causado por la formación de óxido férrico coloidal o derivados de hidróxidos producidos por la corrosión del acero en el sistema de flujo (Potter, Dibble, & Nur), consecuencia de procedimientos experimentales inadecuados (Gobran, Brigham, & Ramey, 1987) y efectos no visualizados (Wei, Morrow, & Brower, 1986).

La condición inelástica podría ser el impulso más importante para el cambio de permeabilidad, observándose que a condiciones de alta presión de confinamiento e incremento de temperatura hay

reducción de permeabilidad, mientras que a condiciones de baja presión de confinamiento e incremento de temperatura hay aumento de permeabilidad (Hassanzadegan, 2013).

El impacto de la variación de la temperatura es controlado por el efecto de la tensión térmica sobre la dirección del esfuerzo de la roca, no obstante, para las tensiones térmicas acumuladas se requiere contraer la roca al menos en una dirección (Touhidi-Baghini, 1998.), como lo ilustra la Figura 3.

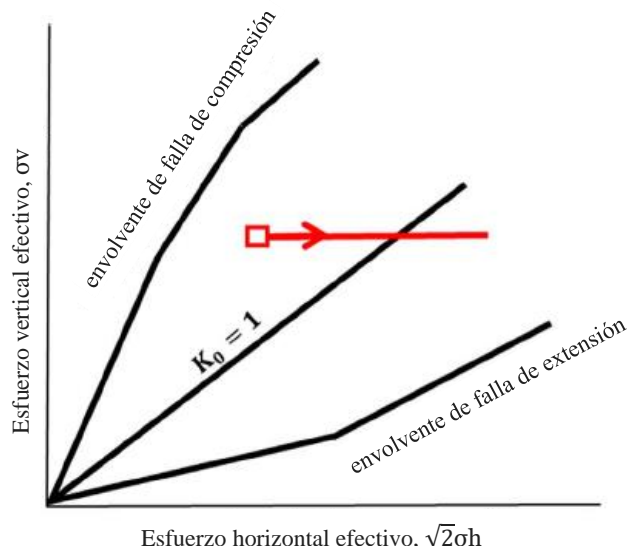


Figura 3. Dirección de esfuerzo durante el calentamiento. (Scott, Proskin, & Adhikary, 1994)

El calentamiento de la muestra causa un direccionamiento de la tensión caracterizado por un incremento en el esfuerzo desviatorio (el esfuerzo horizontal incrementa mientras el esfuerzo vertical permanece constante).

Un aumento de temperatura induce una alteración de la permeabilidad y una modificación de la dirección de esfuerzo, y secuencialmente el esfuerzo volumétrico de la roca, esto predice un mejoramiento de la permeabilidad debido a la dilatación durante de recobro térmico (Beattie, Boberg, & McNab, 1991).

1.3.2. Efecto de la temperatura sobre las propiedades geomecánicas. La respuesta de la roca a la variación de temperatura se encuentra ampliamente influenciado por los factores mineralógicos como la fuerza de los minerales constituidos, la vinculación entre ellos, su coeficiente de expansión térmica, reacción química y cambio de fase, sin embargo, esta respuesta también es influenciada por las características estructurales de la roca como porosidad, interconectividad entre poros, contenido de fractura o micro fractura y geometría granular (Sygala, Bukowska, & Janoszek, 2013).

Un aumento de temperatura puede alterar la elasticidad y dureza de la roca debido a la expansión térmica, reacción química o acumulación de esfuerzo térmico si la roca es contraída. La alteración de dichas propiedades inducido por la expansión térmica de la roca puede llegar a ser mayor si la roca está sometida a presión de confinamiento.

En general, con un aumento de temperatura hay rompimiento de la roca y decrecimiento de la velocidad sónica, el cual se puede explicar por el crecimiento de fracturas debido al cambio en los esfuerzos térmicos de la roca (Somerton, Mehta, & Dean, 1965)

Dependiendo de las características de la roca, puede haber intervalos de temperatura en donde no afecte la elasticidad ni dureza de la roca, a condiciones menores a 80 °C en temperatura y 8 MPa se puede aplicar, las cuales son consideradas condiciones de baja de presión de confinamiento y poca temperatura (Doan, Nauroy, Delage, & Mainguy, 2010)

En pruebas uniaxiales desarrolladas en 2007 se observó fluctuación en la elasticidad y dureza de la roca, denotando un incremento lineal en el módulo de Young, fuerza compresiva de confinamiento (UCS) y fuerza tensil a una temperatura inferior a 200 °C y decrece sobre esta temperatura (Rao, Wang, Xie, & Q, 2007)

Para rocas fuertemente consolidadas, en pruebas triaxiales se observa que al calentar incrementa la deformación irreversible de la roca entre ciclo de carga y descarga (Hassanzadegan, 2013), como lo ilustra la Figura 4.

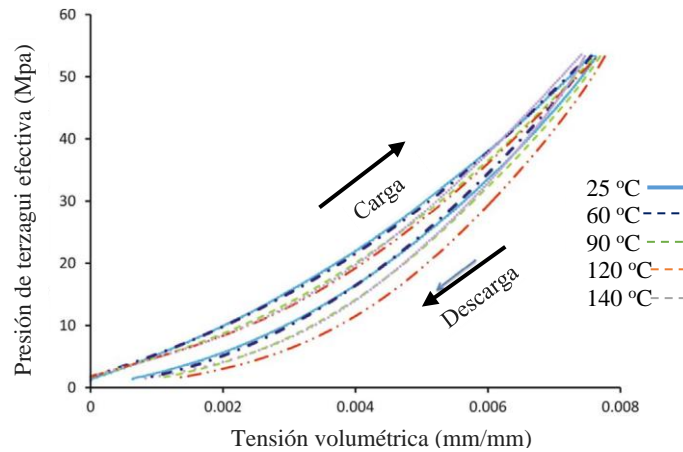


Figura 4. Deformación de la roca a diferentes temperaturas entre ciclos de carga y descarga (Hassanzadegan, 2013)

La presión de confinamiento influye en la roca en respuesta al calentamiento, en experimentos realizados en Colombia a 50 °C, 120 °C y 180 °C y presión de confinamiento de 0,4 MPa, 4 MPa y 8,2 MPa, se observó, en general, que con el incremento de temperatura disminuye el límite de fractura, la cohesión y el ángulo de fricción interno, también se observó que a alta presión de confinamiento decrece la porosidad y el módulo de Young, mientras que a baja presión de confinamiento induce un comportamiento contrario. También se descubre un incremento de dilatación a condiciones de 180 °C y baja presión de confinamiento (Arias, 2015).

1.3.3. Efecto de la temperatura sobre las propiedades térmicas. Se ha encontrado que variar la temperatura puede causar reacción química de fase en los minerales constituidos de la roca, como inversión de cuarzo de α a β a 573 °C aproximadamente (Somerton, 1992). También se ha encontrado que el calor podría inducir un daño en la roca, debido a la expansión térmica diferencial de los minerales constitutivos. Este daño estructural puede ser el mayor factor estructural puede ser factor para el comportamiento dependiente de la temperatura, no únicamente en las propiedades geomecánicas, sino también las propiedades térmicas de la roca (Somerton & Selim, 1961), por ejemplo, se ha demostrado que aumenta la capacidad calorífica con aumento de la temperatura, no obstante, la conductividad y difusividad térmica disminuye (Somerton, 1958) adicionalmente, se reportó una reducción de difusividad térmica cerca del 60% para un incremento de temperatura de 90 °C a 800 °C (Somerton & Boozer, 1960).

1.4. COMPORTAMIENTO TERMOHIDROMECAÁNICO

El acople de los modelos termodinámicos e hidrodinámicos presentes en un yacimiento de *shale* gas se ilustran en la Figura 5. Como se nota, el modelo termohidrodinámico abarca todos los fenómenos presentes en la simulación, entendiéndose la interacción del flujo no Darcy y la temperatura constante en la fractura, la estimulación de volumen en yacimiento (SRV) y la interacción de los fenómenos relacionados con la conducción y convección del calor en el momento de la estimulación térmica. Con base a los en lo reseñado en este capítulo, se comprueba su afectación en los parámetros hidrodinámicos.

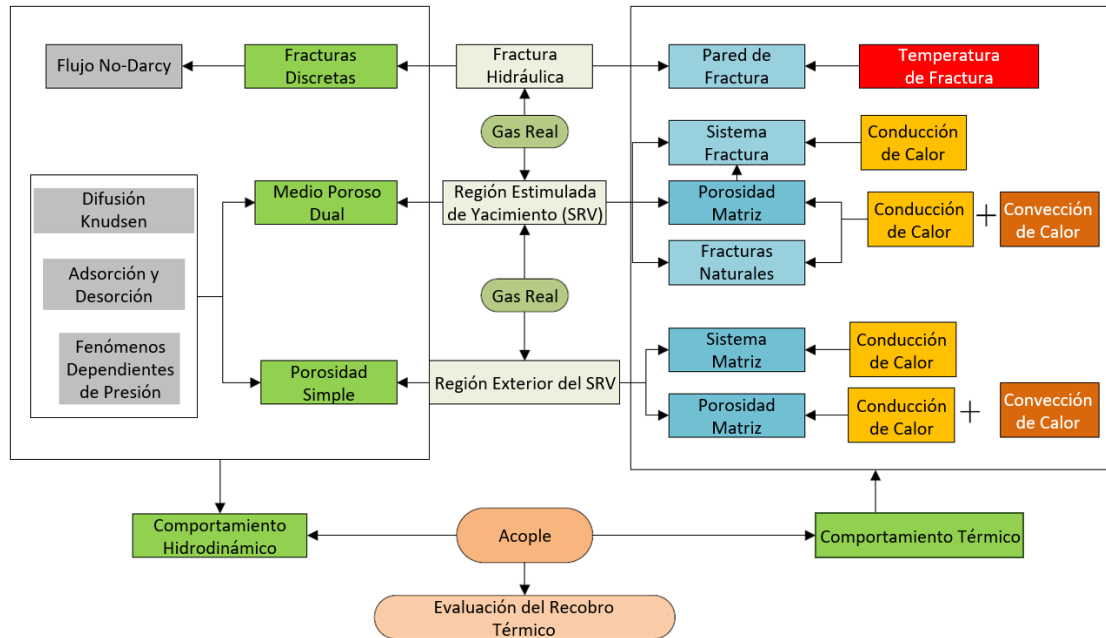


Figura 5. Comportamiento termohidromecánico (Zhu, y otros, 2016, pág. 307)

1.5. MODELADO NUMÉRICO PARA EL COMPORTAMIENTO TERMOHIDROMECAÍNICO

Considerando un pozo horizontal multifracturado en un yacimiento de *shale*, cuyo fluido de yacimiento es gas, las fracturas hidráulicas son distribuidas simétrica y verticalmente alrededor del pozo horizontal y está rodeado por la región de volumen de yacimiento simulada (SRV).

1.5.1. Modelo de la fractura hidráulica. Al presentar un gas con baja viscosidad y alta capacidad de flujo, especialmente en zonas próximas a la cara del pozo y fractura hidráulica donde el gradiente de presión es alto, el flujo turbulento del metano en la fractura hidráulica como resultado de la fuerza inercial, puede ser descrito por la ecuación de Forchheimer, el cual añade un término no lineal en comparación a la ley de Darcy.

$$-\nabla p_a = \frac{\mu}{k_a} v_a + \rho \beta v_a^2 \quad (4)$$

La ecuación anterior se puede representar como una corrección de la ley de Darcy, obteniendo la ecuación 5.

$$v_a = -\frac{k_a}{\mu} \delta \nabla p_a \quad (5)$$

En donde δ representa el factor de corrección del flujo no Darcy el cual es relativo al flujo de gas, comúnmente se escribe según la ecuación 6.

$$\delta = \frac{1}{1 + \frac{\mu}{k_a} \rho_a v_a \beta} \quad (6)$$

En donde β es el coeficiente de Forchheimer. La corrección empírica de Evans y Civan, se usa también para describirlo, tal como se ilustra en la ecuación 7

$$\beta = \frac{4.87 \times 10^c}{k_a^{1.021}} \quad (7)$$

El exponente c posee valores diferentes y es dependiente del efecto inercial. En donde el flujo de gas es bajo, $\delta = 1$, la ecuación de Forchheimer revierte a la ecuación de Darcy, así, la ecuación de continuidad de la fractura hidráulica se representa de la siguiente manera:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_a \varphi_a) + \nabla * \left(\frac{\delta k_a}{\mu_a} \nabla p_a \right) = q_a \delta^{(M-M')} \quad (8)$$

En donde ρ_a es la densidad de gas en la fractura hidráulica en Kg/m^3 ; φ_a es la porosidad de la fractura hidráulica; q_a es el termino fuente/sumidero; μ_a es la viscosidad del gas en la fractura hidráulica, en Pa*s ; k_a es la permeabilidad en la fractura hidráulica, en m^2 , M es un punto de formación cualquiera y M' es el punto de intersección de la fractura hidráulica con la cara del pozo, y $\delta(M - M')$ es una función delta, el valor es 1 a $M = M'$ o cero en otros casos.

Durante el proceso de recobro térmico en yacimientos de *shale* gas, cambios en temperatura y presión gradualmente afectará las propiedades del gas. El modelo de gas ideal tradicional puede no ser adecuado en modelamientos de producción de largo tiempo de *shale* gas. Por lo tanto, es necesario desarrollar un modelo numérico basado en el gas real de estimulación térmica en los yacimientos de *Shale* gas, una correlación para calcular la viscosidad del gas se ilustra en la ecuación 9.

$$K = \frac{(22.7 + 48.3)T^{1.5}}{209 + 19000M_g + 1.8T}$$

$$X = 3.5 + \frac{547.8}{T} + 10M_g \quad (9)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$\mu = 10^{-7} K e^{X(0.001\rho)^Y}$$

En donde M_g representa el peso molar del metano, en Kg/mol; T es la temperatura en yacimiento en K.

El factor Z puede ser calculado con la presión pseudo reducida y temperatura pseudo reducida del metano mediante la correlación de Mahmoud, ecuación 10.

$$Z = 0.702e^{-2.5Tr} P_r^2 - 5.524e^{-2.5Tr} P_r + 0.044T_r^2 - 0.164T_r + 1.15 \quad (VII) \quad (10)$$

La ecuación del gas se puede calcular por:

$$\rho = \frac{pM_g}{ZRT} \quad (11)$$

Así, la ecuación 8 se puede simplificar, obteniendo la ecuación 12.

$$\phi_a \rho_a C_{ag} \frac{\partial P_a}{\partial t} - \nabla * \left[\frac{\rho_a k_a}{\mu_a} \nabla p_a \right] = q_a \delta^{(M-M')} \quad (12)$$

En donde C_{ag} es el factor de compresibilidad del gas en la fractura hidráulica, Pa⁻¹*s, y es representado mediante la ecuación 13.

$$C_{ag} = \frac{1}{p_a} - \frac{1}{Z_a} * \frac{dZ_a}{dp_a} \quad (13)$$

La presión en los límites de la fractura hidráulica y natural es igual y el modelo matemático de la fractura hidráulica es dado por la ecuación 14.

$$\phi_a \rho_a C_{ag} \frac{\partial P_a}{\partial t} - \nabla \cdot \left[\frac{\rho_a k_a}{\mu_a} \nabla p_a \right] = q_a^{\delta(M-M')}$$

$$p_a(x, y, z; t = 0) = P_i \quad (14)$$

$$p_a|_{r_4} = p_w$$

$$p_a(x, y, z; t)|_{r_3} = p_f(x, y, z; t)|_{r_3}$$

En donde p_i y p_w representa la presión inicial y BPH respectivamente. P_a , T_3 , T_4 están definidos como el límite entre fractura hidráulica y fractura natural, y la frontera interior en el pozo horizontal, respectivamente.

1.5.2. El modelo SRV. Los principales mecanismos en el transporte de gas en medios porosos apretados siguen el flujo viscoso, la difusión Knudsen y adsorción/desorción. El flujo viscoso es el mecanismo de transporte dominante en los yacimientos de *Shale* gas, y el flujo neto generado por muy pequeños gradientes de presión superará la causada por un gradiente de concentración muy grande. El flujo de gas causado por el flujo de gas viscoso puede ser modelado por la ley de Darcy. La difusión de Knudsen ocurre cuando la mitad de las moléculas de gas libre está a la misma escala en el diámetro de poro del medio poroso. En reservas de *Shale* gas, tiene un rango principal de 4 nm a 200 nm, el cual tiene una magnitud similar a las moléculas de metano del gas libre. Por ende, la difusión de Knudsen en los yacimientos de *Shale* gas y no debe ser ignorado. El flujo generado por la difusión de Knudsen es:

$$N_k = -M_g D_{km} \nabla C_m = -M_g D_{km} \nabla \left(\frac{P_m}{ZRT} \right) = \frac{\rho_m D_{km} \nabla p_m}{p_m} \quad (15)$$

Donde D_{km} representa el coeficiente de la matriz, es cual se expresa como:

$$D_{km} = \frac{4k_{mi}C_k}{2.81708 \sqrt{\frac{k_{mi}}{\phi_m}}} \sqrt{\frac{\pi RT}{2M_g}} \quad (16)$$

Donde N_k es el flujo másico causado por la difusión de Knudsen. Kg/(m²*s); C_m representa la concentración molar del gas, mol/m³; ϕ_m es la porosidad de la matriz; R es el coeficiente universal de gas; k_{mi} es la permeabilidad intrínseca de la matriz, m², y C_k es una constante 1.

1.5.2.1. *La ecuación de continuidad de la matriz.* El gas natural en la matriz del esquisto presenta gas libre almacenado en la matriz y el gas adsorbido dentro de la superficie de la matriz. El flujo viscoso, la difusión de Knudsen y la adsorción/desorción son considerado. De acuerdo a los principios de balance de masa, la ecuación de continuidad del sistema de la matriz se puede representar mediante la ecuación 17.

$$\frac{\partial}{\partial t} [\rho_m \phi_m + (1 - \phi_m)q_{ads}] + \nabla * F_m = -Q_p \quad (17)$$

En donde F_m es el flujo másico de la matriz.

$$F_m = -\frac{\rho_m k_{mi}}{\mu_m} \nabla p_m - M_g D_{km} \nabla C_m = -\frac{\rho_m k_{mi}}{\mu_m} \nabla p_m - \frac{\rho_m D_{km} \nabla p_m}{p_m} - \frac{\rho_m k_m}{\mu_m} \nabla p_m \quad (18)$$

k_m es la permeabilidad de la matriz, la cual se puede representar como:

$$k_m = k_{mi} \left(1 + \frac{\mu_m D_{km}}{p_m k_{mi}} \right) \quad (19)$$

q_{ads} es la masa de adsorción de gas por unidad de volumen de formación, Kg/m³. Durante el proceso de recobro térmico, la ecuación isotérmica de Langmuir no es adecuada por los drásticos cambios de temperatura. Así, el modelo de adsorción basado en la teoría cinética y termodinámica es introducida dentro del modelo de la siguiente manera:

$$q_{ads} = \frac{\rho_s M_g V_L}{V_{std}} \frac{K(T) p_m}{1 + K(T) p_m} \quad (20)$$

$K(T)$ es la constante de equilibrio, 1/Pa, el cual puede ser considerado dependiente de la temperatura, como se ilustra a continuación:

$$K(T) = k_0 T^{-\frac{1}{2}} e^{-\frac{E}{RT}} \quad (21)$$

Donde k_0 es la constante pre exponencial independiente de la temperatura, 1/Pa; E es la energía de adsorción característica, J/mol; V_L es el volumen de Langmuir, m³/Kg; ρ_s es la densidad matricial de *Shale*, Kg/m³; y V_{std} es el volumen molar bajo condiciones estándar, m³/mol.

Considerando el flujo de interporosidad del estado pseudo estable entre la matriz y el sistema de fracturas naturales, se obtiene:

$$Q_p = \frac{\rho_g k_m \alpha_{PSS} (p_m - p_f)}{\mu_m} \quad (22)$$

En donde α_{PSS} es el factor forma, el cual se puede expresar de la siguiente manera:

$$\alpha_{PSS} = 4 \left(\frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2} \right) \quad (23)$$

L_x^2 , L_y^2 y L_z^2 representa el espaciamiento de fracturas naturales en dirección coordenada, respectivamente, m.

$$\begin{aligned} & \left[\phi_m \rho_m C_{mg} + (1 - \phi_m) \frac{\rho_s M_g V_L}{V_{std}} * \frac{p_m}{(1 + K(T) * p_m)^2} \right] \frac{\partial p_m}{\partial t} - \nabla * \left[\frac{\rho_m k_m}{\mu_m} \nabla p_m \right] \\ & = (1 - \phi_m) \frac{\rho_s M_g V_L}{V_{std}} * \frac{p_m}{(1 + K(T) * p_m)^2} * K(T) * \left[-\frac{1}{2T} + \frac{E}{RT^2} \right] * \frac{\partial T}{\partial t} \\ & - Q_p \end{aligned} \quad (24)$$

1.5.2.2. *Ecuación de continuidad de la fractura natural.* Al decrecer la presión de formación tiene un efecto considerable sobre la presión y temperatura sobre las reservas de Shale en el desarrollo de yacimientos de shale gas. Investigaciones teóricas y experimentales se han conducido para analizar la sensibilidad de la fractura al cambio en el perfil de los esfuerzos efectivos en los yacimientos de Shale gas con producción continua. Dichos estudios han demostrado la relación entre permeabilidad y cambio en la presión de poro, el cual se satisface con la siguiente expresión matemática:

$$k_f = k_{f0} e^{-\gamma(p_i - p_f)} \quad (25)$$

k_{f0} es la permeabilidad intrínseca de la fractura natural, m^2 . Debido a la escala milimétrica del diámetro de poro promedio en el sistema de fractura, el efecto de la difusión de Knudsen es notablemente pequeño y es únicamente un fenómeno de pendiente de la permeabilidad y el flujo viscoso son incorporado a la ecuación de difusión de fracturas naturales, como se ilustra en la ecuación 26.

$$\phi_f \rho_f C_{fg} \frac{\partial p_f}{\partial t} - \nabla * \left(-\frac{\rho_f k_f}{\mu_f} \nabla p_f \right) = Q_p \quad (26)$$

Considerando la continuidad y presión de presión en los límites de T2 y T3, así como la condición inicial, un modelo matemático mejorado de la región de SRV:

$$\begin{aligned} & \left[\phi_m \rho_m C_{mg} + (1 - \phi_m) \frac{\rho_s M_g V_L}{V_{std}} * \frac{p_m}{(1 + K(T) * p_m)^2} \right] \frac{\partial p_m}{\partial t} - \nabla * \left[\frac{\rho_m k_m}{\mu_m} \nabla p_m \right] \\ & = (1 - \phi_m) \frac{\rho_s M_g V_L}{V_{std}} * \frac{p_m}{(1 + K(T) * p_m)^2} * K(T) * \left[-\frac{1}{2T} + \frac{E}{RT^2} \right] * \frac{\partial T}{\partial t} \\ & - Q_p \end{aligned}$$

$$\phi_f \rho_f C_{fg} \frac{\partial p_f}{\partial t} - \nabla * \left(-\frac{\rho_f k_f}{\mu_f} \nabla p_f \right) = Q_p \quad (27)$$

$$p_m|_{t=0} = p_f|_{t=0} = P_i$$

$$p_f(x, y, z; t)|_{r_3} = p_a(x, y, z; t)|_{r_3}$$

$$p_m(x, y, z; t)|_{r_{2,SRV}} = p_m(x, y, z; t)|_{r_{2,OSRV}}$$

T2, T3 está definido como el límite de la región SRV, el límite entre la fractura hidráulica y fractura natural respectivamente.

1.5.3. El modelo OSRV. Las características de la matriz de la región volumen estimulado en el exterior del yacimiento (OSRV) son las mismas que el sistema de matriz de la región SRV. Flujo viscoso, difusión de Knudsen y adsorción/desorción son considerado en el modelo. La presión de la matriz de OSRV es igual a T2. Considerando el límite exterior cerrado, el modelo matemático de OSRV es establecido.

$$\begin{aligned} & \left[\phi_m \rho_m C_{mg} + (1 - \phi_m) \frac{\rho_s M_g V_L}{V_{std}} * \frac{p_m}{(1 + K(T) * p_m)^2} \right] \frac{\partial p_m}{\partial t} - \nabla * \left[\frac{\rho_m k_m}{\mu_m} \nabla p_m \right] \\ & = (1 - \phi_m) \frac{\rho_s M_g V_L}{V_{std}} * \frac{p_m}{(1 + K(T) * p_m)^2} * K(T) * \left[-\frac{1}{2T} + \frac{E}{RT^2} \right] * \frac{\partial T}{\partial t} \\ & p_m(x, y, z; t = 0) = P_i \end{aligned} \quad (28)$$

$$\frac{\partial p_m}{\partial n} \Big|_{r_1} = 0$$

$$p_m(x, y, z; t) \Big|_{r_{2,SRV}} = p_m(x, y, z; t) \Big|_{r_{2,OSRV}}$$

T1 representa los límites de salida en el yacimiento de gas.

1.5.4. Ecuación de difusión de calor en reservas de shale. El calor se transfiere constantemente al exterior durante el proceso de calentamiento de la fractura hidráulica. Asumiendo que la temperatura de la fractura hidráulica tiene pocas variaciones, la fractura hidráulica es considerado ser una fuente de calentamiento isotérmico. La propagación de calor en las formaciones puede ser caracterizado por la ecuación de difusión térmica. La transferencia de calor varia en distintos medios.

1. Estructura de la matriz

La transferencia en la estructura de la matriz es mayormente por conducción y difusión, y puede ser representada por la ecuación 29

$$(1 - \phi_m)\rho_s c_m \frac{\partial T_m}{\partial t} + (1 - \phi_m)\nabla * (-k_m \nabla T_m) = 0 \quad (29)$$

2. Poros de la matriz

La transferencia de calor a través de los poros de la matriz está dada por conducción y convección, como lo ilustra la ecuación 30.

$$\phi_m \rho_m c_g \frac{\partial T_g}{\partial t} + \phi_m \nabla * (-k_g \nabla T_g) + \rho_m c_g v_m * \nabla T_g = 0 \quad (30)$$

3. Fractura natural

La propagación de calor en la fractura natural es aparentemente igual que en los poros de la matriz. La conducción y convección de calor son los dos principales modos de transferencia de calor.

$$\phi_f \rho_f c_g \frac{\partial T_g}{\partial t} + \phi_f \nabla * (-k_g \nabla T_g) + \rho_g c_g v_f * \nabla T_f = 0 \quad (31)$$

En la ecuación 31, T_m y T_g representa la temperatura de la estructura de la matriz y metano respectivamente, en grados K. Ajustando $T_m = T_g = T$ asumiendo que hay un equilibrio térmico local a la pared poral. c_m y c_g se refiere a la capacidad de calor a presión constante de la estructura de la matriz y la fase del gas, respectivamente, $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$; k_m y k_g se refiere a la conductividad

térmica de la estructura de la matriz y el gas respectivamente, $Wm^{-1}K^{-1}$; v_m y v_f representa la velocidad de flujo en la matriz y las fracturas naturales, respectivamente, m/s.

$$v_m = \frac{k_m}{\mu_m} \nabla p_m$$

(32)

$$v_f = \frac{k_f}{\mu_f} \nabla p_f$$

La conductividad térmica en los límites de la región del SRV (T2) y la condición de aislante térmica en el límite exterior en el yacimiento de *shale* gas (T1) son considerado en el modelo de recobro térmico (Zhu, y otros, 2016).

1.6. TECNOLOGÍA UTILIZADA PARA SU DESARROLLO

Electrofrac se puede resumir según la Figura 6. Este método es aplicable en grandes sistemas de yacimientos utilizando pozo horizontal multilateral, así, cada pozo contiene una fractura hidráulica longitudinal. El fluido generado de la descomposición del Kerógeno es producido por el pozo vertical perforado entre las fracturas hidráulicas. El calentamiento es mayormente transferido en la formación de esquisto por conducción, la dimensión y geometría de la fractura hidráulica toman gran significado al afectar la eficiencia y productividad en el proceso.

En experiencia internacional la aplicación del *Electrofrac*, muestra que la masa de Kerógeno en sitio decrece y alcanza un cierto valor al final del proceso. Casi la totalidad del Kerógeno para el caso de la fractura hidráulica espaciada a 10 m, mientras que ha permanecido Kerógeno para la situación de espaciamiento de 15 y 20 m.

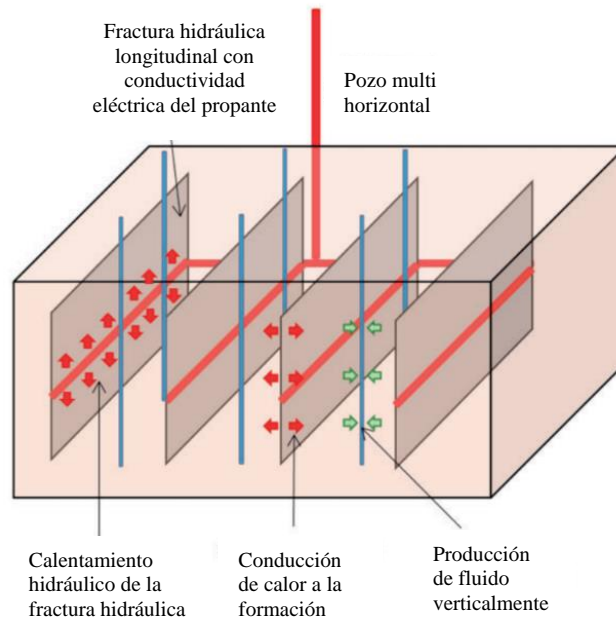


Figura 6. Funcionamiento del Electrofrac. (Lee, Moridis, & Ehlig-Economides, 2017, pág. 317)

2. GENERALIDADES DEL FENÓMENO ADSORCIÓN / DESORCIÓN EN SISTEMAS DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA

En 1976 Anderson y Dawson midieron la adsorción y desorción isotérmica del metano, nitrógeno, dióxido de carbón y otros gases y se encontró que la curva de desorción se encuentra en histéresis, por lo cual, gráficamente no coinciden (Gou, y otros, 2013, pág. 514), como se puede ilustrar en la Figura 7.

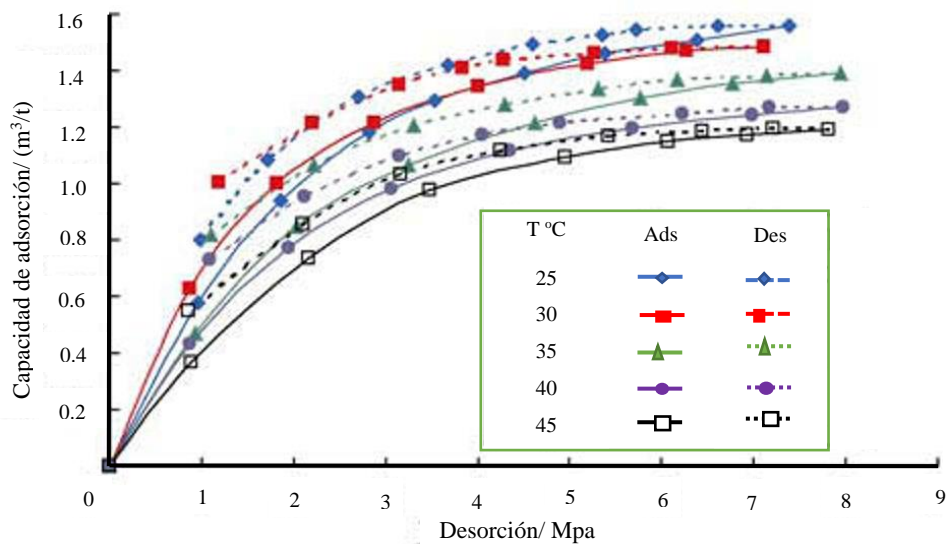


Figura 7. Curva adsorción-desorción (Gou, y otros, 2013, pág. 515)

La Figura ilustra el fenómeno de histéresis de desorción en una muestra de *Shale* a distintas temperaturas, observándose una capacidad de retención volumétrica mayor en la desorción.

2.1. GENERALIDADES DEL FENOMENO ADSORCIÓN/DESORCIÓN

En la Figura 7 se puede observar que con el incremento de temperatura la capacidad de adsorción propia de la muestra disminuye, lo que conlleva a una reducción en el volumen para desorción.

En 1918 Langmuir propuso una ecuación lineal basada en el estado de adsorción sobre la teoría cinética cuando estudio las características de adsorción de diferentes sólidos.

La ecuación del modelo de Langmuir se ilustra en la ecuación 33:

$$V = \frac{a_1 b_1 p}{1000 + b_1 p} \quad (33)$$

Donde $b_1 = 1/p_L$.

En la Tabla 4 se ilustra los valores de la constante a_1 correspondientes a la Figura 5. Se observa que la capacidad de adsorción máxima a_1 decrece con el aumento de temperatura, adicionalmente indica que la ecuación del modelo de Langmuir puede describir el proceso de adsorción isotérmica del *shale* gas.

El proceso de desorción se ilustra en la ecuación 34.

$$V = \frac{a_2 b_2 p}{1000 + b_2 p} + c_1 \quad (34)$$

El valor de las constantes se observa en la Tabla 4.

Tabla 3. Prueba del modelo de Langmuir en adsorción (Gou, y otros, 2013, pág. 516)

Temperatura °C	$a_1 (m^3 t^{-1})$	$b_1 (Mpa^{-1})$	r^2
25	2,4020	0,2620	0,999
30	1,8412	0,6429	0,999
35	1,8080	0,4000	0,999
40	1,6470	0,4540	0,998
45	1,6360	0,3804	0,995

Tabla 4. Prueba del modelo de Langmuir en desorción (Gou, y otros, 2013, pág. 516)

Temperatura °C	$a_2 (m^3 t^{-1})$	$b_2 (Mpa^{-1})$	$c_1 (m^3 t^{-1})$	r^2
25	1,694	0,442	0,300	0,994
30	1,626	1,306	0,035	0,988
35	1,535	0,876	0,061	0,998
40	1,415	0,914	0,042	0,994
45	1,353	0,770	0,056	0,989

Con el aumento de la temperatura a_2 decrece gradualmente, lo cual indica que la capacidad de adsorción máxima decrece con el aumento de energía calórica.

2.1.1. Cálculo del calor diferencial de adsorción. El calor diferencial de adsorción es el calor relacionado para una pequeña molécula de gas infinitesimal cuando la cantidad de adsorción se mantiene constante, es decir, es el cambio entálpico en el proceso de adsorción, el cual puede ser calculado con la ecuación Clausius-Clapeyron.

$$\frac{1}{p} \frac{dp}{dT} = \frac{q_{st}}{RT^2} \quad (35)$$

$$\ln\left(\frac{p}{p_0}\right) = -\frac{q_{st}}{RT} + c_2 \quad (36)$$

$$\ln p = -\frac{q_{st}}{RT} + c_3 \quad (37)$$

Donde $c_3 = c_2 + \ln p$.

Con el método expuesto por Wang Penggang, el calor diferencial de adsorción q_{st} con el siguiente procedimiento:

- Se halla el $\ln p$ y la capacidad de adsorción n a diferentes temperaturas.
- Se halla el inverso de $\ln p$.
- Se realiza la grafica $\ln p / n$ a cada temperatura.
- Se linealiza las distintas gráficas.
- Con ayuda de la información obtenida anteriormente se grafica $\ln p$ vs T^{-1} .

- Con esto se halla la pendiente (c_4) y se toma este escalar para aplicarlo en la siguiente ecuación:

$$q_{st} = -R(c_4) \quad (38)$$

Este valor puede ser bastante útil para predecir las curvas de adsorción y desorción a diferentes temperaturas, con la siguiente ecuación:

$$p_2 = \exp\left(\ln p_1 + \frac{q_{st}}{RT_1} - \frac{q_{st}}{RT_2}\right) \quad (39)$$

Donde T_1 es la condición ya conocida en una gráfica isotérmica y T_2 es la condición final (Gou, y otros, 2013).

2.2. MODELOS REGISTRADOS EN LA LITERATURA

Dado la importancia de la adsorción/desorción y su función con la temperatura, es pertinente encontrar un modelo que se adapte al cambio de temperatura sin que esto involucre un proceso extenuante.

Para este apartado se tendrán en cuenta modelos derivados de Langmuir relacionados con la temperatura.

Dado la adsorción es un proceso exotérmico, el calor producido es normalmente disipado hacia los alrededores, la relación del cambio que ocurre en la entalpia absorbida al cambio en la cantidad adsorbida es normalmente referida como calor de adsorción. La constante de equilibrio de adsorción $b(T)$, normalmente representada por la expresión de Van 't Hoff, ilustrada en la ecuación

2.

Las isothermas de Langmuir se mantienen como uno de los métodos más usados habitualmente en carbón/*shale* gas en simulación (Fianu, Gholinezhad, & Hassan, 2018, pág. 4764).

2.2.1. Langmuir 1 y Langmuir 2. Estos modelos los representan las siguientes ecuaciones, Langmuir 1 y Langmuir 2 en las ecuaciones (40) y (41) respectivamente:

$$V = \left(a_1 + \frac{a_2}{T} \right) \left(\frac{pb_o \exp\left(-\frac{\Delta H_{ads}}{RT}\right)}{1 + pb_o \exp\left(-\frac{\Delta H_{ads}}{RT}\right)} \right) \quad (40)$$

$$V = q_{so} \exp\left(\frac{-q_1}{T}\right) \left(\frac{pb_o \exp\left(-\frac{\Delta H_{ads}}{RT}\right)}{1 + pb_o \exp\left(-\frac{\Delta H_{ads}}{RT}\right)} \right) \quad (41)$$

Donde b lo ilustra en la ecuación 2.

Debido a la heterogeneidad de la mayoría de los adsorbentes, la presunción de una superficie homogénea por las isothermas de Langmuir no se aplica, el *Shale* es considerado un adsorbente extremadamente heterogéneo (Chen, y otros, 2017), razón por la cual es útil modelos de Langmuir-Freundlich.

2.2.2. Langmuir – Freundlich 1 y 2. Estos modelos los representan las siguientes ecuaciones, Langmuir Freundlich 1 y 2 en las ecuaciones (42) y (43) respectivamente.

$$V = \left(a_1 + \frac{a_2}{T} \right) \left(\frac{p^n b_o \exp\left(-\frac{\Delta H_{ads}}{RT}\right)}{1 + p^n b_o \exp\left(-\frac{\Delta H_{ads}}{RT}\right)} \right) \quad (42)$$

$$V = q_{so} \exp\left(\frac{-q_1}{T}\right) \left(\frac{p^n b_o \exp\left(-\frac{\Delta H_{ads}}{RT}\right)}{1 + p^n b_o \exp\left(-\frac{\Delta H_{ads}}{RT}\right)} \right) \quad (43)$$

La combinación de la ecuación de Langmuir y Freundlich puede ser realizada, la cual permite tener un mejor valor para formaciones heterogéneas (Helminen, Helenius, Paatero, & Turunen, 2000), logrando tener mayor valides *shale* gas.

2.2.3. Modelo exponencial. Este modelo lo representa la siguiente ecuación:

$$V = \frac{V_s \exp(-D_T T) p}{p + \frac{\sqrt{T}}{A * \exp\left(\frac{B}{T}\right)}} \quad (44)$$

Este modelo propone una mejora al tradicional de Langmuir, permitiendo obtener valores a distintas presiones y temperatura.

Para este modelo la constante del volumen de Langmuir (V_L) fue modificada en función de la temperatura, conjeturando con ello un modelo exponencial, como lo ilustra la ecuación 45.

$$V_L = V_s \exp(-D_T T) \quad (45)$$

Derivando en un modelo final ilustrado en la ecuación 44, en donde V_s es la capacidad de adsorción máxima teórica y D_T es el coeficiente de reducción relacionado al incremento de temperatura. Los coeficientes V_s , D_T , A y B pueden ser hallados en experimentos de adsorciones adecuados (Ye, y otros, 2016).

2.2.4. Modelo Bi- Langmuir. Este modelo lo representa la siguiente ecuación:

$$\frac{N_{ads}}{N_m} = f_1 \frac{k_1 T^{-1/2} \exp\left(\frac{-E}{RT}\right) p}{1 + k_1 T^{-1/2} \exp\left(\frac{-E}{RT}\right)} + (1 - f_1) \frac{k_2 T^{-1/2} \exp\left(\frac{-E}{RT}\right) p}{1 + k_2 T^{-1/2} \exp\left(\frac{-E}{RT}\right) p} \quad (46)$$

Dado las falencias para representar las formaciones de *shale* gas y la ignorancia que se le da a la temperatura y su rol en la inyección térmica, es menester crear un modelo que se ajuste a ello, observándose reducción de la capacidad de adsorción con el incremento de la temperatura. El modelo Bi-Langmuir fue creado para armonizar información obtenidas de muestras usadas en experimentos, aunque es adecuado para representar las medidas isotérmicas a una sola temperatura, es apto también para representarlos a múltiples temperaturas (Lu, Li, & Watson, 1995).

El modelo de Bi-Langmuir es usado para describir la adsorción de gas en un adsorbente teniendo dos culminaciones agudas discretas de adsorción en energía distribuida, un término de la ecuación describe la adsorción de gas en minerales arcillosos, mientras que la otra sección es para la adsorción de gas en Kerógeno, como lo ilustra la Ecuación 46.

Donde:

$$k(T) = k_o T^{-1/2} \exp\left(\frac{-E}{RT}\right) \quad (47)$$

Donde f_1 es la fracción de adsorción en sitio, $k_{1,2}$ es la constante de equilibrio de adsorción, N_{ads} es la cantidad de gas adsorbido por unidad de volumen adsorbente, N_m es la cantidad de gas adsorbido en cobertura unilineal y E_1 es la energía de adsorción (Fianu, Gholinezhad, & Hassan, 2018).

2.1.APLICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS MODELOS

Para comparar la eficacia de cada modelo se tomaron 11 muestras de distintas formaciones, se hallaron los modelos con regresiones no lineales, se hallaron sus respectivas constantes, se anexan su error con la aplicación de la desviación absoluta promedio y se agrupa todo en la Tabla 5.

Tabla 5. Aplicación de modelos de Langmuir dependientes de la Temperatura.

(Fianu, Gholinezhad, & Hassan, 2018, pág. 4767)

Muestra	Lang – 1	Lang – 2	Lang-Freund - 1	Lang-Freund – 2	Exponencial	Bi – Lang
Green River	0,49	0,48	2,66	0,07	0,33	2,01
Woodford Shale	2,68	2,67	2,99	3,72	1,13	4,12
Barnet Shale, T A3	1,11	1,13	0,32	0,22	2,18	1,3
Barnet Shale, B1	9,28	9,23	4,07	4,00	7,82	3,56
Ordos Basin YY33-2	1,53	2,74	5,75	2,25	0,97	8,96
Ordos Basin YY34-1	6,95	10,63	7,57	2,00	0,67	8,71
Ordos Basin A	5,57	6,81	0,46	0,25	5,76	6,46
Ordos Basin B	7,14	6,30	0,63	0,45	0,94	19,07
Ordos Basin C	7,48	5,74	0,11	5,82	0,26	5,28
CSW2	0,971	0,32	2,60	1,84	0,85	0,71
Antrim-7	0,976	0,83	1,71	0,77	0,66	0,14

2.2.RESULTADOS

Entre todos los modelos presentes, en general, Langmuir-Freundlich 2 y Exponencial fueron los que menor error se encontró en la mayoría de la información. El modelo Langmuir-Freundlich 2 es el más acertado en las muestras para la formación de Green River, Barnet Shale T A3, Ordos Basin A y Ordos Basin B. El modelo exponencial fue más preciso en Woodford Shale, Ordos Basin YY33-2, Ordos Basin YY34-1, and Antrim-7. El modelo Langmuir 1 falló drásticamente para lograr alto grado de exactitud, comparado con los demás, similarmente sucedió con Langmuir

2, alcanzando, en ambos casos, cierto grado de confianza en CSW2 y Antrim-7. El modelo de Bi-Langmuir solo pudo alcanzar el menor error en Antrim-7, siendo, comparado con Langmuir-Freundlich 2 y Exponencial muy poco conveniente.

2.3. APLICACIÓN Y EVALUACIÓN EN COLOMBIA

Con información registrada en literatura (Ortiz, Peredo, Pozo, Pérez, & Bessieres, 2018) se han hallado las variables para *shale* gas de los distintos modelos presentes para hallar la adsorción en función de la temperatura con ayuda de MATLAB, obteniendo las figuras 8 a la 14. En ellas se observa el perfil entre presión y contenido de gas y la superficie generada por cada uno de los ajustes de los modelos seleccionados, exceptuando el modelo Bi-Langmuir el cual no logró un ajuste deseado debido a la cantidad de parámetros que debían ser determinados.

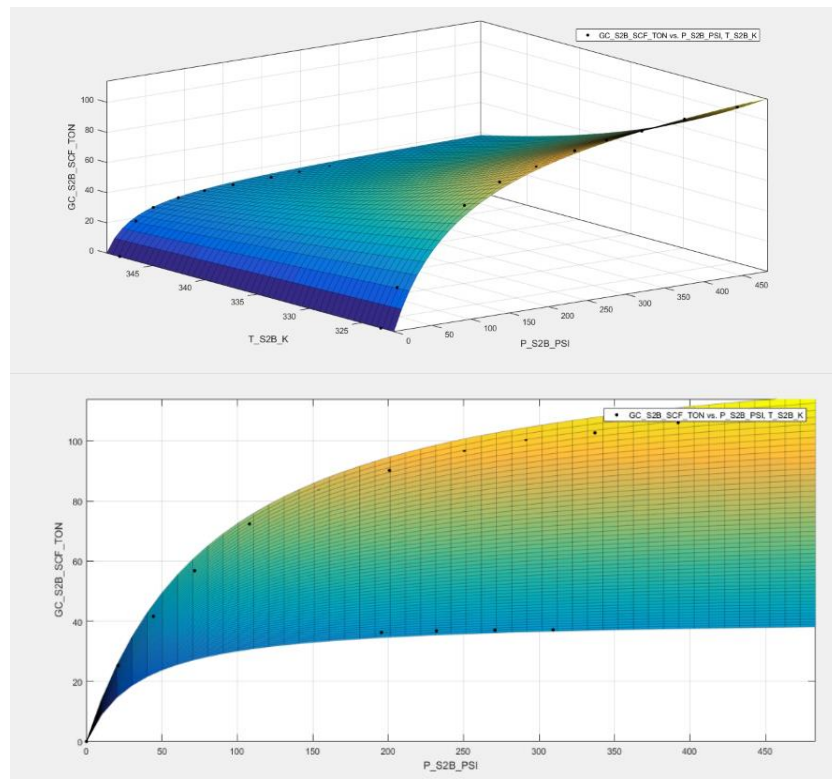


Figura 8. Ajuste para el Modelo exponencial

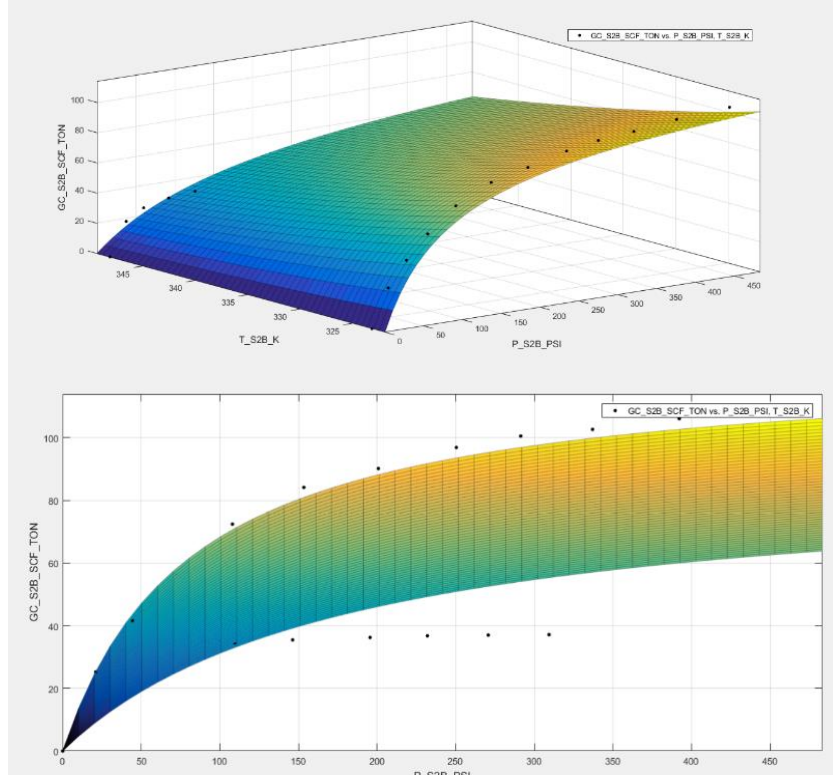


Figura 9. Ajuste para el Modelo Langmuir 1

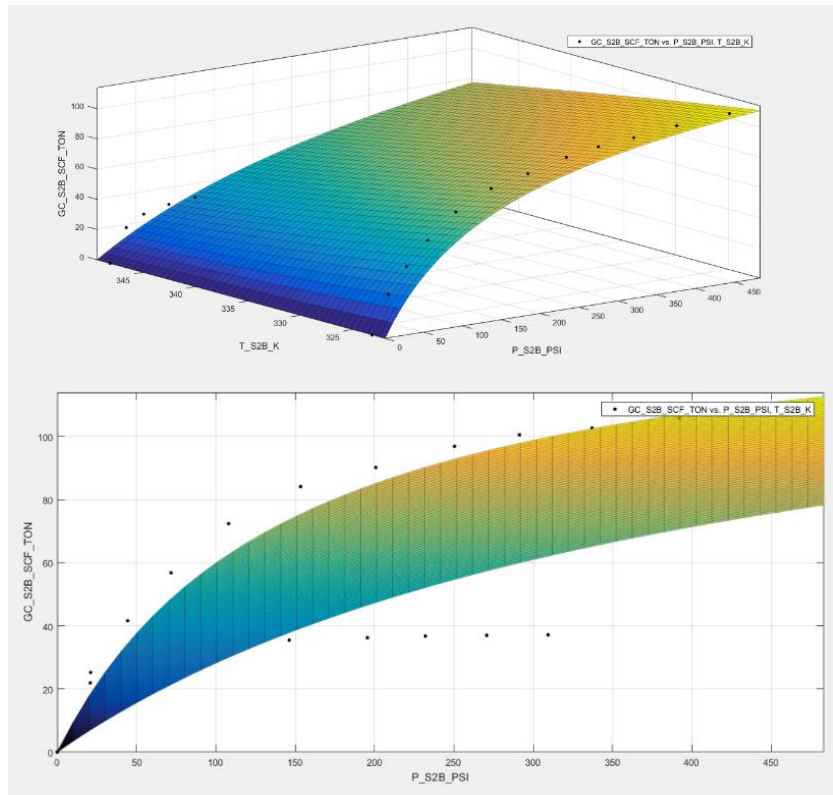


Figura 10. Ajuste del Modelo Langmuir 2

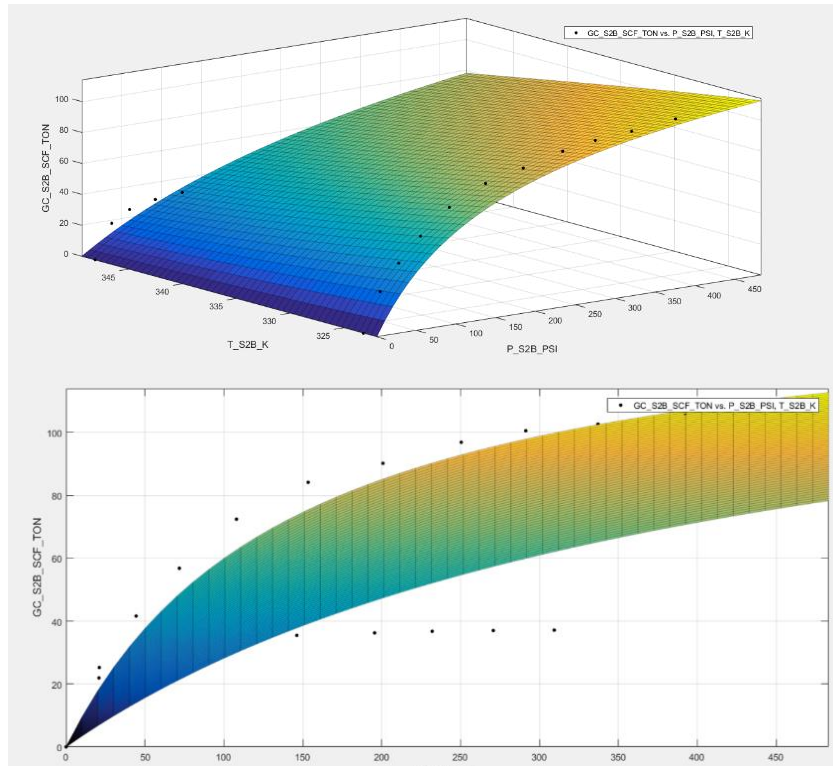


Figura 11. Ajuste del Modelo Langmuir 3

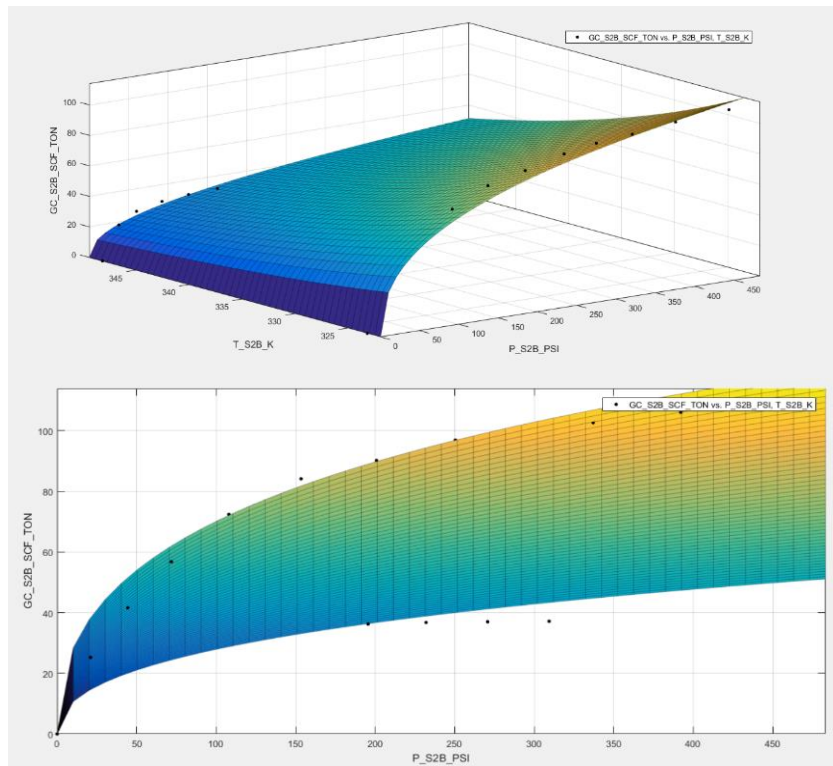


Figura 12. Ajuste del Modelo Langmuir – Freundlich 1

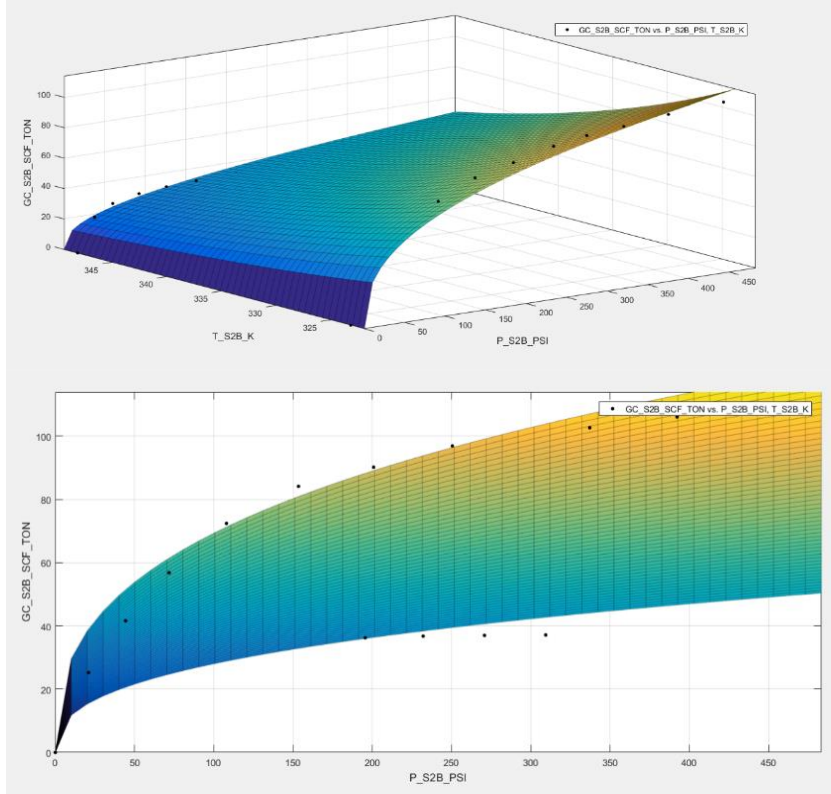


Figura 13. Ajuste para el Modelo Langmuir – Freundlich 2

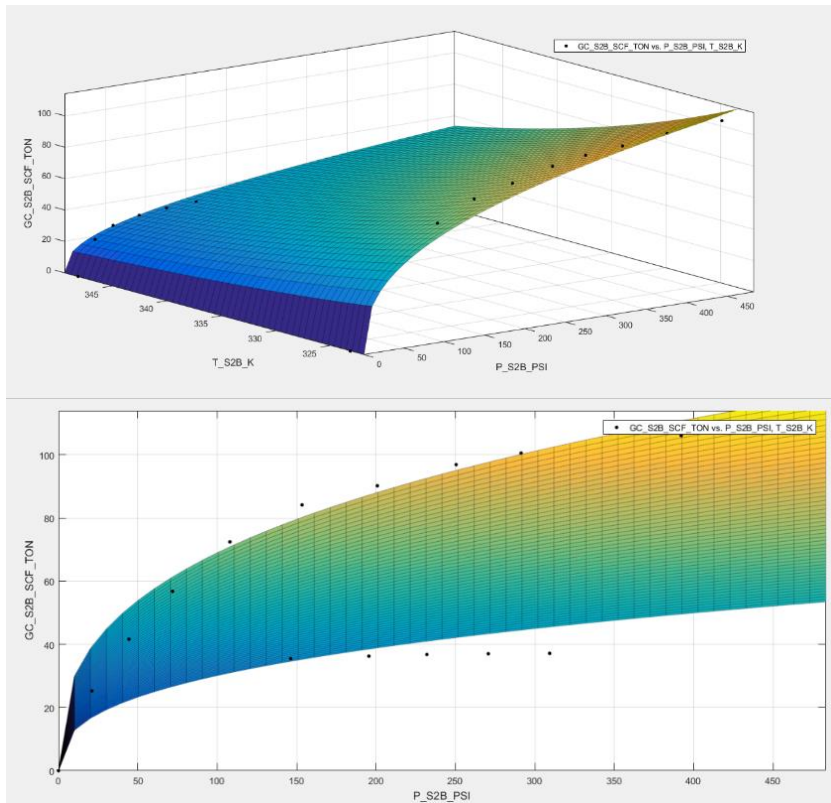


Figura 14. Ajuste para el Modelo Langmuir – Freundlich 3

Como se puede ilustrar en las anteriores imágenes, los modelos de Langmuir 1, 2 y 3 son los menos exactos, los modelos Langmuir – Freundlich son más exactos, pero el exponencial es el menos errado, con un R^2 de 0.9948, tal cual lo ilustra la Tabla 6.

Tabla 6. Resultado del ajuste del R^2

Modelo	Ajuste del R^2
Exponencial	0.9948
Langmuir 1	0.928
Langmuir 2	0.88
Langmuir 3	0.8812
Langmuir- Freundlich 1	0.9707
Langmuir- Freundlich 2	0.9718
Langmuir- Freundlich 3	0.9688

2.4. RESULTADOS

Al poseer datos de literatura Los modelos Langmuir – Freundlich son mejores, en general que los Langmuir, pero no llega a ser adecuado en comparación con el modelo exponencial. El modelo exponencial, con un factor de regresión de 0.9948 es el más apto, situación similar se dio en el ítem 2.4, mostrando este el mejor ajuste para formaciones de *Shale* gas, debido en gran medida a la robustez propia en el desarrollo del modelo, teniendo en cuenta parámetros adicionales como lo ilustra la ecuación 15, con lo cual los coeficientes A, B, D_T y V_s generan menos margen de error. El modelo BiLangmuir expuesto no logra un ajuste adecuado debido a la cantidad de parámetros que deben ser ajustados para lograr un comportamiento similar al registrado en la literatura.

3. MODELADO DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

La simulación de yacimientos es la tecnología más usada para el manejo de yacimientos de petróleo y gas, el cual puede ayudar a entender los yacimientos de *shale* gas y optimizar la producción (Fazelipour, 2011). Avances recientes en simulación y tecnologías de modelamiento para la producción de gas *Shale* gas han posibilitado la optimización y mejora de producción en yacimientos no convencionales (Lee & Sidle, 2010). Muchos estudiosos han conducido modelamiento de producción de gas para yacimientos de *shale* gas. La clave del problema es el manejo de la interacción matriz-fractura. Diferentes modelos han sido propuestos para simular el flujo de fluidos en yacimientos fracturados (Luffel, Hopkins, & Schettler Jr, 1993) (Mayerhofer, Lolon, Youngblood, & Heinze, 2006) (Bustin, Bustin, & Cui, 2008) (Rubin, 2010). (Ozkan, Raghavan, & Apaydin, 2010) (Fazelipour, 2011). (Shabro, Torres-Verdin, & Javadpour, 2011) (Alnoaimi & Kovscek, 2013). Esos métodos incluyen:

- Modelo continuo equivalente.
- Modelo de doble porosidad.
- Modelo de doble porosidad.
- Método de continua interacción múltiple (MINC).
- Modelo de porosidad múltiple.
- Modelo de fractura discreta.

3.1.CARACTERÍSTICAS Y CONSTRUCCIÓN DEL MODELO NUMÉRICO

3.1.1. Modelo Continuo Equivalente. Este modelo fue el primer expuesto por Snow en 1668. Diferentes tipos de modelos continuos equivalentes han sido propuestos con diferentes suposiciones, como flujo isotérmico, fluido acoplado y flujo caliente, flujo monofásico y flujo multifásico (Wu, 2000). En el modelo continuo equivalente los poros del medio fracturados son considerados como un medio continuo. Las propiedades de la matriz de la fractura, como dirección, locación, permeabilidad, porosidad, etc., son promedio en todo el medio poroso. Este método es focalizado en el estudio de las características del macro flujo del medio poroso sin considerar las condiciones flujo específico en una sola fractura. Este método no ha sido ampliamente usado para la simulación yacimientos en *shale* gas, dado que no es fácil obtener un tensor de permeabilidad promedio y es bastante conceptual. (Moridis, Blasingame, & Freeman, 2010) Han construido un modelo de simulación de *shale* gas continuo efectivo considerando desorción de gas multi componentes. En el modelo continuo efectivo en este tipo de yacimientos es discretizado y las fracturas son caracterizadas con celdas de grilla con simples planos planares o red de planos planares (Cipolla, Lolon, Erdle, & Rubin, 2010) (Cheng, 2012).

3.1.2. Modelo de doble porosidad. El concepto de doble porosidad fue propuesto primeramente por Barenblantt y Zhelyov en 1960. Luego, este concepto fue introducido en la ingeniería de petróleo por Warren y Root en 1963. El modelo de doble porosidad es ampliamente usado para simular el flujo de fluido en el medio poroso fracturado y muchos estudiosos han publicado amplia literatura basado en el modelo de doble porosidad (Kazemi, 1969) (Kucuk & Sawyer, 1980) (Zimmerman & Bodvarsson, Integral method solution for diffusion into a spherical block., 1989) (Zimmerman, Chen, Hadgu, & Bodvarsson, 1993) (Law, Van, & Gunter, 2002) (Shi & Durucan, 2003) (Ozkan, Raghavan, & Apaydin, 2010) Hay dos medios interactuando: Los bloques de la matriz con alta porosidad y baja permeabilidad, y la red de fractura con baja porosidad y alta conductividad. Según haya flujo de fluido en la matriz, el modelo de doble porosidad puede ser clasificado en modelo permeabilidad única doble porosidad y modelo de doble permeabilidad doble porosidad.

En el modelo de permeabilidad única doble porosidad, el flujo únicamente ocurre a través del sistema de fractura. La matriz es tratada como los sumideros distribuidos espacialmente o las fuentes del sistema de fractura (Wu & Pruess, 1988). En los yacimientos de *shale gas*, el sistema matricial cumple como el lugar de almacenamiento para gas libre y de adsorción y el sistema de fractura suministra alta permeabilidad (Zhang, Deimbacher, Crick, & Harikesavanallur, 2009) (Fan, Thompson, & Robinson, 2010) (Du, y otros, 2010) (Harikesavanallur, Deimbacher, Crick, Zhang, & Forster, 2010). (Watson, Gatens III, Lee, & Rahim, 1990) Han realizado análisis de información de producción para yacimientos de *shale gas* en Devonian usando DPM y presentan modelos analíticos de producción de yacimientos para el emparejamiento histórico y el pronóstico de producción. (Bustin, Bustin, & Cui, 2008) Han construido un modelo de doble porosidad en 2D a yacimientos de *shale gas* simulados que utilizan información experimental y de yacimiento como

parámetros de entrada en el modelo. El flujo de fluido es gobernado por la ley de Darcy. Las ecuaciones se acoplan y discretizan implícitamente en el tiempo y espacio 2D usando el método de diferencias finitas. (Du, y otros, 2010) simularon la fractura hidráulica en yacimientos de *shale gas* como un sistema de doble porosidad, respuesta micro sísmica, tratamiento de información de fracturamiento hidráulico y se aplicó el análisis de coincidencia del historial de producción. (Ozkan, Raghavan, & Apaydin, 2010) han desarrollado un modelo de doble porosidad doble permeabilidad para simular el flujo lineal para pozo fracturado horizontalmente en yacimientos de *shale gas*.

Comparablemente lo mismo con modelo de permeabilidad única doble porosidad, en el modelo de doble permeabilidad también es estudiado adicionalmente el flujo matriz – matriz (T, Kazemi, & Ozkan, 2004). Las propiedades de la matriz dominan el flujo de la matriz a la fractura. Se ha propuesto un algoritmo para el modelo de doble porosidad considerando flujo Darcy en la fractura y difusión en la matriz (Lu & Connell, 2007). También se ha construido un modelo de doble permeabilidad comparado con un modelo de doble porosidad y un modelo continuo efectivo. El resultado mostró que el modelo de doble permeabilidad ofreció el mejor desempeño de producción, no obstante, también señalaron que la desviación llega a ser más obvia durante el último tiempo de producción (Moridis, Blasingame, & Freeman, 2010). Se ha propuesto un nuevo modelo de simulación para yacimientos de *shale gas* basado en el modelo de doble porosidad doble permeabilidad considerando mecanismos de flujo múltiple, con adsorción/desorción, difusión, flujo viscoso y deformación.

3.1.3. Modelo de doble permeabilidad. Igual que con el modelo clásico de doble porosidad, en el modelo de doble permeabilidad, se asume que en yacimiento consiste de un sistema de matriz-fractura. Cada una de ellas (matriz y fractura) tiene sus propiedades propias, como lo es porosidad, permeabilidad, saturación de agua, etc. Así, cada grilla tiene una porosidad en la matriz y en la fractura.

Como lo ilustra la Figura 15, para el flujo en cada grilla, flujo matriz-matriz y flujo matriz a fractura serán considerado y las propiedades de la matriz dominará el flujo de la matriz a la fractura. El flujo entre grillas, a diferencia del modelo de doble porosidad, las propiedades de la matriz en el modelo de doble permeabilidad también están conectado con las porosidades de la matriz a sus alrededores (Wang J. , 2014).

(Moridis, Blasingame, & Freeman, 2010) construyeron un modelo de doble permeabilidad y lo compararon con un modelo de doble porosidad y un modelo continuo efectivo. Al mismo tiempo, ellos crearon un caso de referencia con discretización del dominio extremadamente fina, descripción compleja de la interacción matriz-fractura en distintos subdominios del sistema de producción y asumiendo que el caso de referencia y suponiendo que el caso de referencia es lo suficientemente fiable para evaluar la idoneidad del enfoque simplificado, sus resultados mostraron que el modelo de doble permeabilidad ofrece un mejor desempeño en comparación con los otros dos modelos evaluados, pero también se señala que durante el tiempo posterior de producción, la desviación entre el caso de referencia y el de doble permeabilidad, llega a ser más obvio.

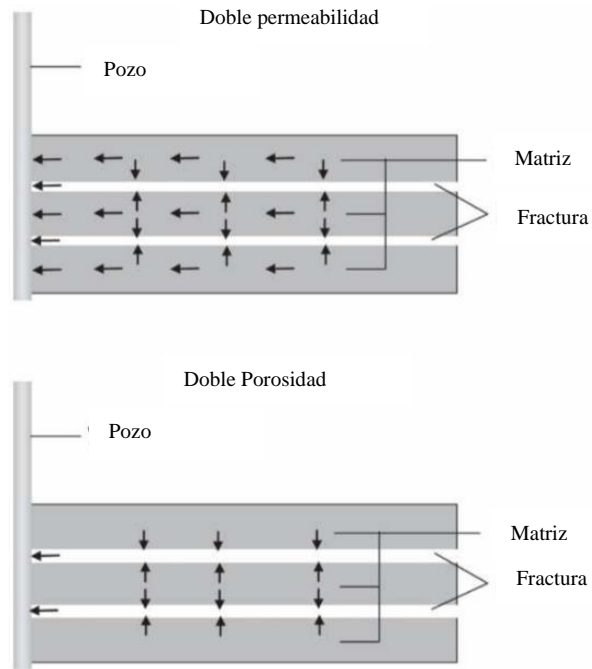


Figura 15. Doble permeabilidad, doble porosidad. (Wang J. , 2014, pág. 9)

Como se ilustra en la Figura 15, el flujo entre matriz permite se aprecia en el modelo de doble permeabilidad, en contraposición al modelo de doble porosidad, el cual solo tiene en cuenta flujo matriz a fractura.

3.1.4. Método de Interacción Múltiple Continua. Como una extensión para el modelo de doble porosidad. (Pruess, 1992) ha propuesto un método de interacción múltiple continua (MINC) para caracterizar con mayor precisión la interacción entre matriz y fractura. El sistema matricial en cada bloque para el método MINC será subdividido en una secuencia de unión de anillos que permitirá calcular con mayor precisión el flujo de fluido en los bloques. En comparación con el modelo de doble porosidad, el método MINC es capaz de describir el gradiente de presión, temperaturas o concentraciones cercanas a la superficie de la matriz y dentro de la matriz el cual puede proveer una mejor aproximación numérica para la interacción transitoria de la matriz de la fractura, también ha propuesto un modelo matemático generalizado para la simulación de flujo multifásico en yacimientos fracturados apretados usando el método MINC considerando mecanismos de flujos: Efecto Klinkenberg, comportamiento no newtoniano, flujo no Darcy y deformación de roca.

3.1.5. Modelo de porosidad múltiple. Algunos estudiosos han propuesto también el modelo de porosidad múltiple en el cual la matriz se separa en dos o tres partes con propiedades diferentes. (Civan, Rai, & Sondergeld, 2011) propusieron un modelo de calidad porosa para simular yacimientos de *shale* gas, incluyendo materia orgánica natural y fractura hidráulica. (Dehghanpour & Shirdel, 2011) han propuesto un modelo de porosidad triple para simular yacimientos de *Shale* gas incorporando microfracturas en el modelo de doble porosidad. Se asume que los bloques de la matriz en el modelo de doble porosidad están compuestos de una sub-matriz con permeabilidad nano Darcy y microfracturas con permeabilidad micro a nano Darcy.

El resultado del análisis sensitivo mostró que el flujo que la caída de la presión del pozo ha decrecido significativamente usando este modelo, (Yan, Wang, & Killough, 2013) presentaron a un modelo a microescala. En el modelo de Yan la matriz del esquisto fue clasificada en matriz inorgánica y matriz orgánica, por lo tanto, hay cuatro modelos continuos diferentes: matriz-nano orgánica, matriz inorgánica, matriz orgánica de vuga y microfractura.

3.1.6. Modelo de fractura discreta. Aquí está modelado discretamente. El modelamiento de fractura discreta requiere enmallado desestructurado del sistema de la fractura y de la matriz utilizando triangulación Delaunay. Cada fractura es caracterizada como una entidad geoméricamente bien definida. (Baca, Arnett, & Langford, 1984) ha propuesto un modelo 2D para soluto y calentamiento de flujo en yacimientos fracturados usando DFM. (Juanes, Samper, & Molinero, 2002) investigaron flujo en fase única 2D Y 3D en yacimientos fracturados usando elementos finitos de DFM. (Karimi-Fard, Durlofsky, & Aziz, 2003) han presentado un modelo de fractura discreto simplificado usando el método de volumen finito combinado con enmallado desestructurado, el cual puede ser usado para simulación de flujo de fluido multi fásico 2D y 3D. (Gong, Karimi-Fard, & Durlofsky, 2008) han propuesto un flujo de trabajo para permitir que el DFM sea aplicado a escala en yacimiento.

En el modelado de yacimientos de *shale* gas, el flujo de gas de la matriz a las fracturas discreta por difusión y desorción (Cipolla, Lolon, Erdle, & Rubin, 2010) (Rubin, 2010) (Wang & Liu, 2011) (Mongalvy, Chaput, Agarwal, & Lu, 2011) (Gong, Karimi-Fard, & Durlofsky, 2008). (Mayerhofer, Lolon, Youngblood, & Heinze, 2006) han investigado el flujo de fluido en yacimientos de *shale* gas fracturados considerando yacimiento de volumen estimulado (SRV) utilizando redes de fracturas explícitas. (Gong, Qin, Douglas, & Yuan, 2011) han propuesto una metodología sistemática de la construcción del modelo de fractura discreta basado en

interpretación micro sísmica para yacimientos de *shale* gas con múltiples mecanismos de consideración, como adsorción de gas, efecto no Darcy, etc.

El modelo de fractura discreta es más riguroso, no obstante, la aplicación de este método a escala de yacimiento está limitado debido a la intensidad computacional y la falta de conocimiento detallado de las propiedades de la matriz en fractura y la distribución espacial en yacimiento (Wu, Moridis, Bai, & Zhang, 2009) (Civan, Rai, & Sondergeld, 2011) y el modelo de doble porosidad puede lidiar con la interacción de la matriz de fracturas con mayor facilidad y menos carga computacional que el método de fractura discreta, así que el modelo de doble porosidad es el principal enfoque para modelar fluido y calentar flujo en el medio poroso fracturado (Wu, Haukwa, & Bodvarsson, 1999).

3.1.7. Modelo a utilizar. Las características de los *shale* gas son su muy baja permeabilidad y porosidad, con lo cual el flujo entre matriz se tiene presente y luego hacia matriz-fractura, permitiendo la producción, con lo cual el más acertado sería el modelo de doble permeabilidad, tal cual lo ilustra la Figura 15.

3.2. SOLUCIÓN AL MODELO NO ISOTÉRMICO

Por características propias al utilizar *Electrofrac*, las condiciones es subir la energía térmica del sistema, lo cual se traduce en elevar la temperatura, lo cual es de 50 °C a 75 °C, conllevando, de esta manera a desorción de gas, no obstante, otra manera de visualizarlo es medir la cantidad de gas adsorbido a cada temperatura y hallar la diferencia, obteniendo un valor que para efectos de cálculo permite inferir la rentabilidad del proyecto.

3.2.1. Parámetros de entrada a la simulación. Los parámetros de entrada en la simulación se ilustran en la Tabla 7.

Cabe aclarar que 50 °C – 75 °C son los parámetros de entrada a sus respectivas temperaturas, la fractura se puede ilustrar en la siguiente imagen en 2D.

Tabla 7. Parámetros de entrada.

PROPIEDADES YTO	VALOR	UNIDAD
Tamaño del grid	62*100,23*50,11*30	(i, j, k) ft
Área de drenaje	156,5	Acres
Presión de yacimiento	500	psi
Temperatura	122 (50)	°F (°C)
Porosidad matriz	3	%
Permeabilidad matriz	0.0001	md
Porosidad fractura	4e-3	%
Permeabilidad fractura	4e-5	md
Conductividad HF	50	md – ft
Longitud de fractura	350	ft
Altura de fractura	330	ft
Número de Fracturas	26	-
Long. Sección Horizontal	5000	ft
Presión de fondo	100	psi

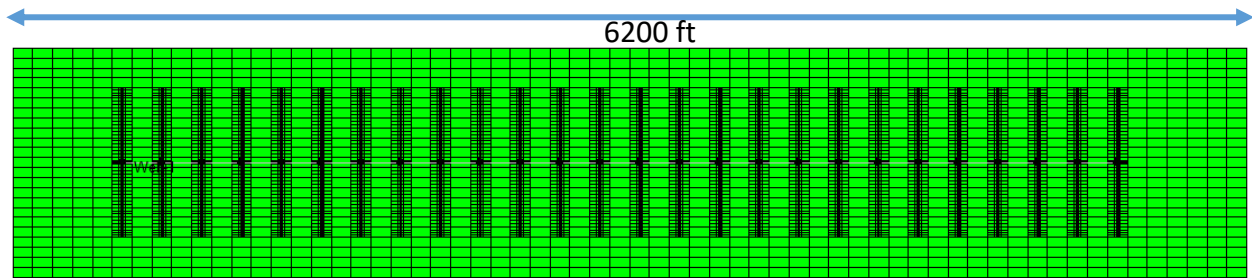


Figura 16. Modelo 2D de simulación

En el modelo anterior perteneciente a la Figura 16 no se muestra la profundidad las 26 etapas del fracturamiento hidráulico se observa detalladamente, junto con los 6200 ft de longitud de la sección horizontal, la sección vertical de la imagen anterior mide 1150 ft, para comprender el fenómeno es importante comprender la variación de presión, temperatura y presión a las distintas temperaturas.

La simulación se va a realizar con CMG, utilizando STARS y GEM. STARS permite representar el fenómeno de calentamiento con un pozo calentador, con el cual se puede representar el fenómeno del *Electrofrac*, como se muestra en la Figura 23, no obstante, STARS no posee funciones para el fenómeno de la adsorción, razón por la cual se utiliza GEM, el cual es un simulador de índole composicional que permite establecer el fluido de yacimiento y permite representar las curvas de adsorción, pero no dispone de calentamiento térmico, por lo cual los resultados se van a realizar simulando el pozo con una temperatura total de 50 °C y 75 °C, obteniendo un diferencial de producción, siendo este la rata de producción incremental.

El material propuesto como propante es cobre, cuya propiedad de conductividad térmica es bastante alta y contribuye al transporte de energía. Las demás propiedades térmicas para los otros fluidos se ilustran en la Tabla 8.

Tabla 8. Propiedades termodinámicas del propano, agua y gas (Banks, 2012)

PROPIEDADES DEL PROPANTE		
Capacidad Térmica	50	BTU/ (ft ³ °F)
Conductividad Térmica	4000	BTU/(ft día °F)
Conductividad Gas	0,65	BTU/(ft día °F)
Conductividad Agua	24	BTU/(ft día °F)

3.2.2. Fenómenos a 50 °C. La simulación se ha realizado con CMG, utilizando STARS y GEM, de las grandes falencias que tiene STARS es la ausencia del fenómeno de adsorción, en contraposición a GEM.

3.2.2.1. *Fenómenos a 50 °C con el uso de GEM.* Teniendo en cuenta los parámetros de entrada ilustrados en la Tabla 7, se muestra la distribución presión y porcentaje de desorción en la Figura 17 y Figura 18, respectivamente.

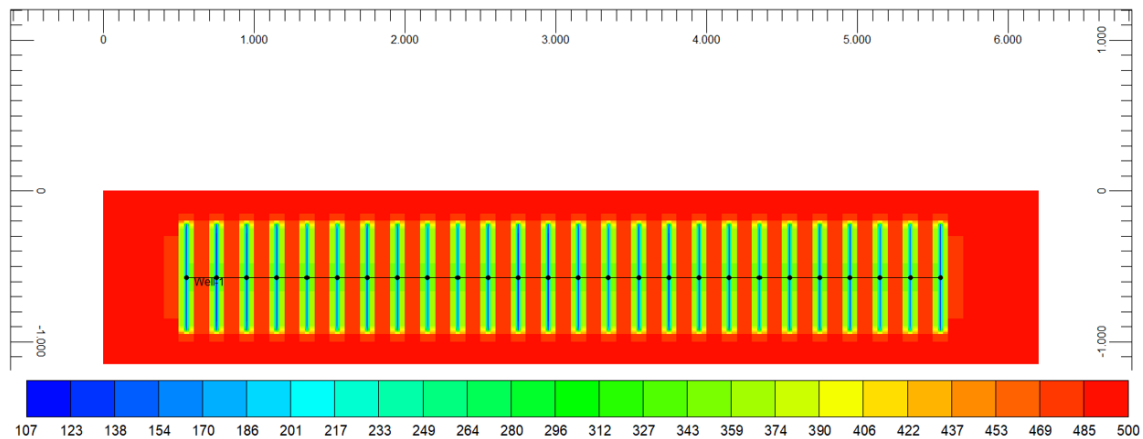


Figura 17. Distribución de presión a 50 °C con GEM.

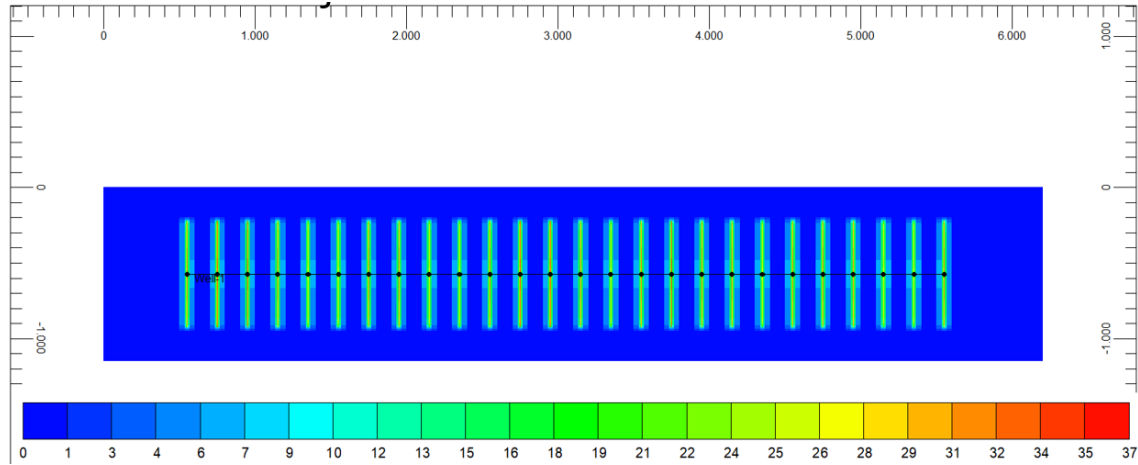


Figura 18. Porcentaje de desorción a 50 °C con GEM.

Como se puede observar, la caída de presión y distribución de desorción es poca espacialmente, aunque muy grande en las zonas próximas a las 26 etapas. El porcentaje de desorción en las fracturas se puede ilustrar en la Figura 19.

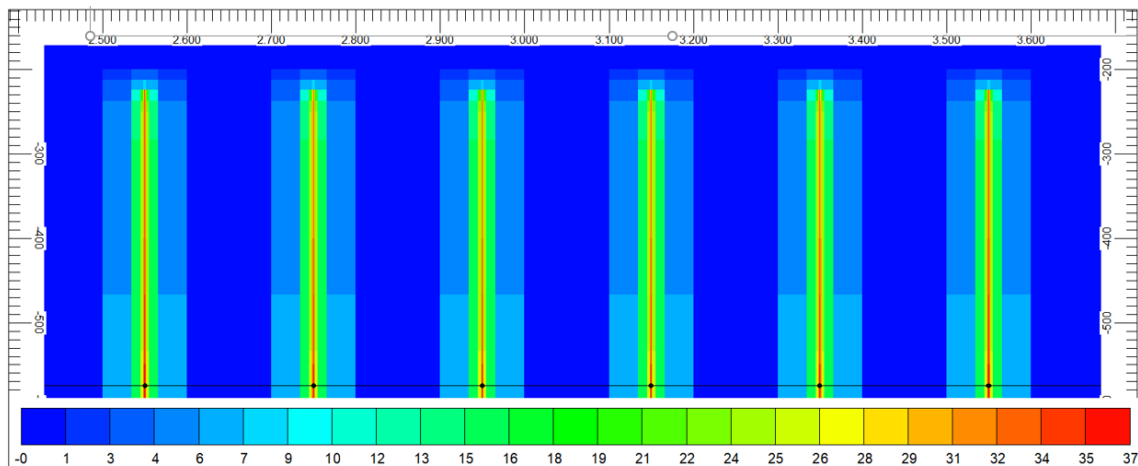


Figura 19. Porcentaje de desorción a 50 °C en la fractura con GEM.

Se observa gran capacidad de desorción en la fractura, en la zona más próxima del propante, con lo cual no se ve afectado en áreas superiores a 60 pies, captando poco volumen.

3.2.2.2. Fenómenos a 50 °C con el uso de STARS

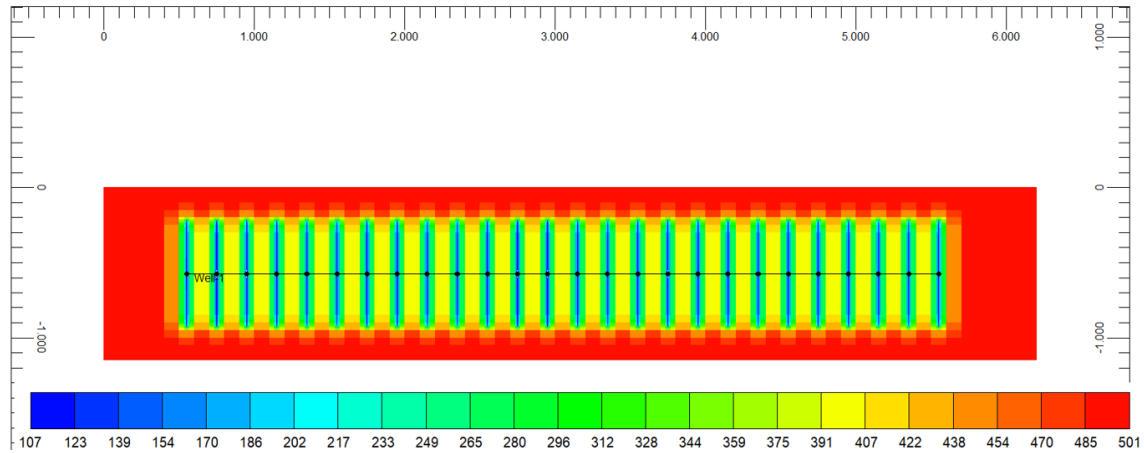


Figura 20. Distribución de presión a 50 °C con STARS.

Teniendo en cuenta los parámetros de entrada ilustrados en la Tabla 7, se muestra la distribución presión en la Figura 20.

La distribución de presión, en comparación al realizado con uso de GEM se ve afectada en zonas cercanas a las etapas, llegando a comunicarse entre etapas.

3.2.3. Fenómenos con incremento de temperatura. El planteamiento con temperatura requiere

3.2.3.1. Fenómenos a 75 °C con el uso de GEM. Teniendo en cuenta los parámetros de entrada ilustrados en la Tabla 7, se muestra la distribución presión y porcentaje de desorción en la Figura 21 y Figura 22, respectivamente.

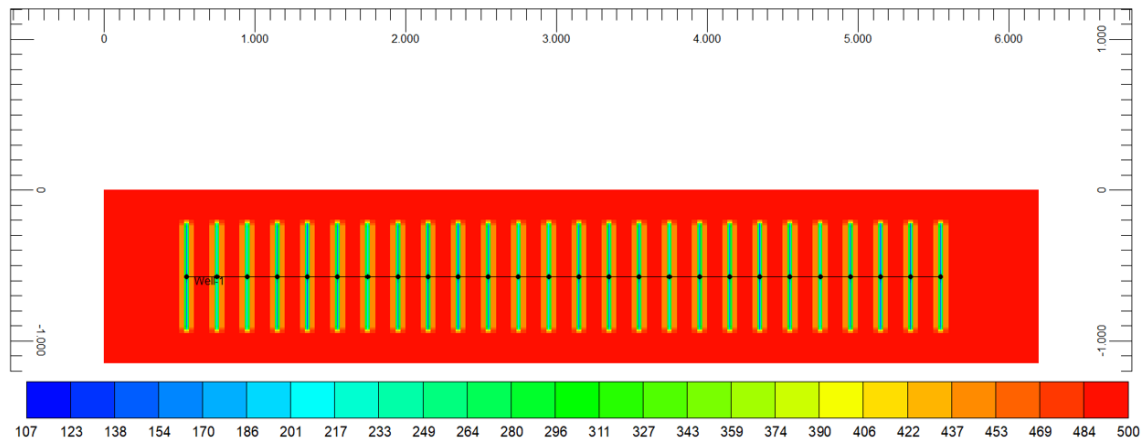


Figura 21. Distribución de presión a 75 °C con GEM.

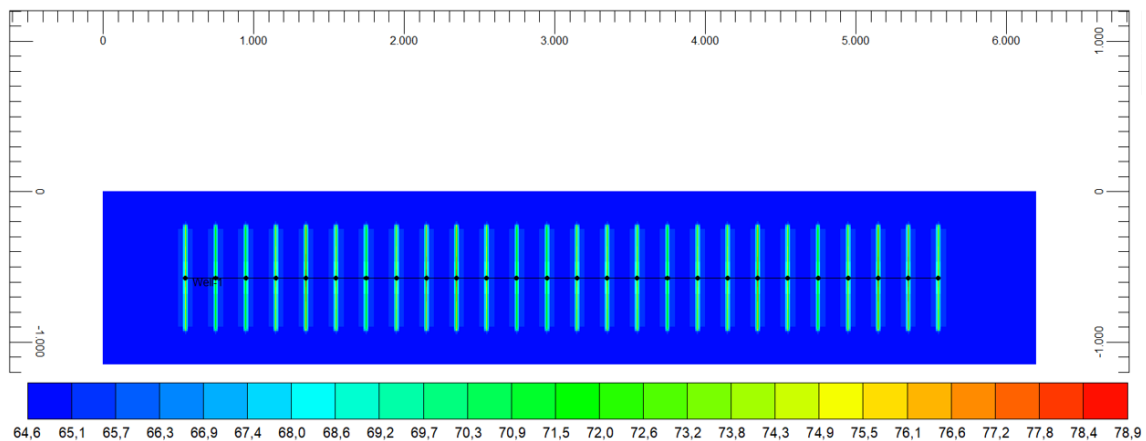


Figura 22. Porcentaje de desorción a 75 °C con GEM.

Como se puede observar en la Figura 22, hay mayor caída de presión en las zonas próximas a las etapas en comparación a la ejecutada a 50 °C y el porcentaje de desorción ha aumentado drásticamente, pasando de un 37% en las zonas más cercanas al propante a un mínimo de 64.6% en zonas retiradas de las etapas, con lo cual y gracias al modelo de doble permeabilidad es concluyente un aumento de producción.

En la Figura 23 se puede observar con mayor detalle el porcentaje de desorción en las fracturas.

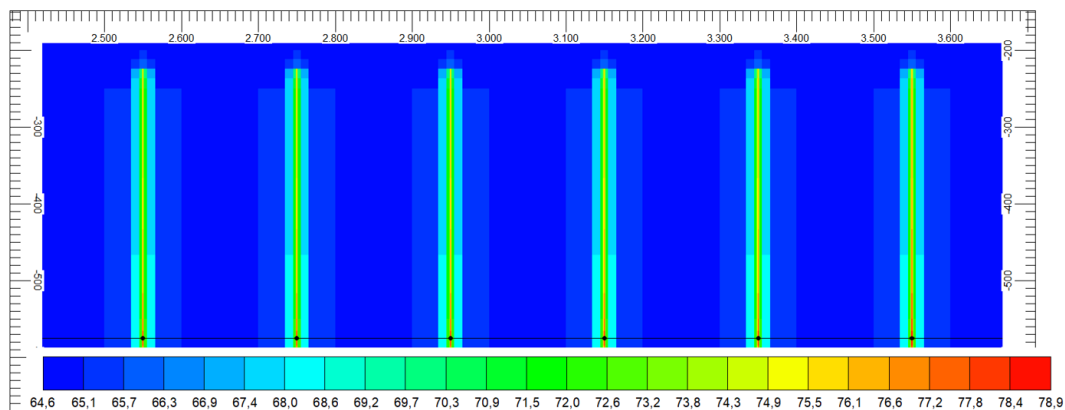


Figura 23. Porcentaje de desorción a 75 OC en la fractura con GEM.

Se puede visualizar que el grado de afectación es mucho mayor, afectando todo el espacio entre fracturas, o sea, su acción se encuentra a un rayo mayor de 150 ft, llegando a superar el 75% de desorción en la localización más próximas al apuntalante.

3.2.3.2. Estimulación térmica con el uso de STARS

Teniendo en cuenta los parámetros de entrada ilustrados en la Tabla 7, se muestra la distribución presión y temperatura en la Figura 24 y Figura 25, respectivamente.

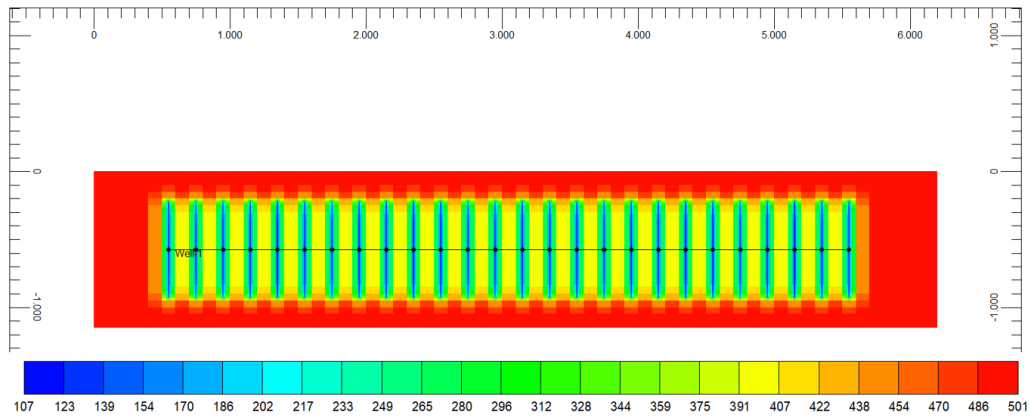


Figura 24. Distribución de presión con estimulación térmica usando STARS.

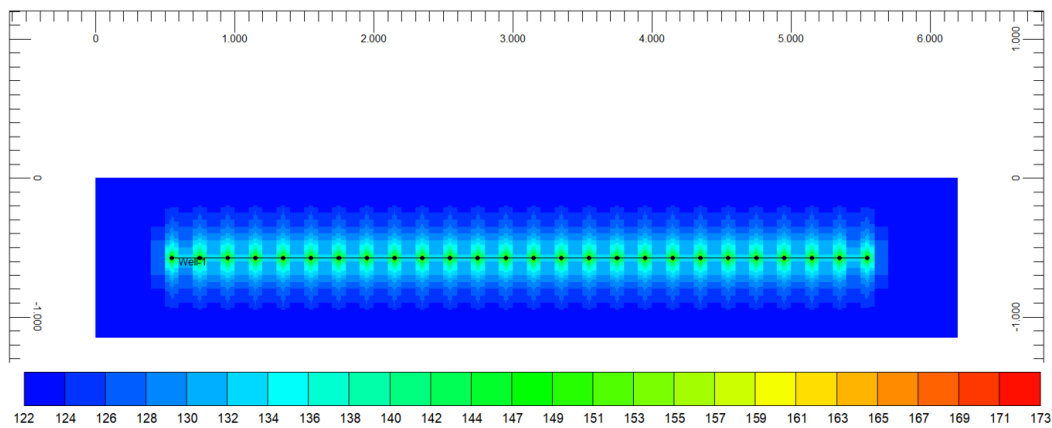


Figura 25. Distribución de Temperatura con estimulación térmica usando STARS.

Se nota que la distribución de presión en la estimulación térmica es poco afectada con STARS, debido a no tener en cuenta la adsorción y la distribución de temperatura, con un valor de 100 °C, que se añade al medio mediante radiación, se ve afectado en las zonas próximas a las etapas, con lo cual no llega a afectar un radio superior a 400 pies, dada su poca eficiencia en la comunicación de energía térmica.

3.3.RESULTADOS

En la Tabla 9 se puede observar de manera cuantitativa lo previsto en el ítem 3.2.3, en donde se consideró un aumento considerable en la desorción de gas.

Tabla 9. Evaluación de recursos a 50 °C y 75 °C.

Recursos de Gas en yacimiento @ 500 psi	50 °C MMSCF	75 °C con desorción MMSCF
Gas Libre	1208	8928
Gas Adsorbido	10381	3679
Gas Total	11589	12607

El resultado muestra que con un incremento de 25 °C la capacidad de adsorción disminuye drásticamente, pasando de 10381 MMSCF a 3679 MMSCF, logrando una liberación incremental 6702 MMSCF por parte del gas de desorción y 8928 MMSCF por parte del gas libre, lo que genera en total 12607 MMSCF de gas aptos para producción. Anexando a esto, se logró una capacidad de desorción de aproximadamente 64% adicional.

4. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL

Se ha demostrado en el capítulo anterior que hay un aumento de producción, con lo cual solo faltaría cuantificarlo, teniendo en cuenta la producción incremental y la evaluación en tiempos tempranos.

4.1. DETERMINACION DE PRODUCCION INCREMENTAL

Hay un fenómeno en el gas, en el cual, a condiciones de baja presión, aumenta la viscosidad con el aumento de temperatura, STARS, al no tener en cuenta la adsorción el, permite mirar con mayor detenimiento este fenómeno, como lo ilustra en el Ítem 4.1.1. El ítem 4.1.2. es el generado con GEM.

4.1.1. Producción incremental con STARS. En la Figura 26 se muestra la producción acumulativa y rata de producción los primeros 10 años.

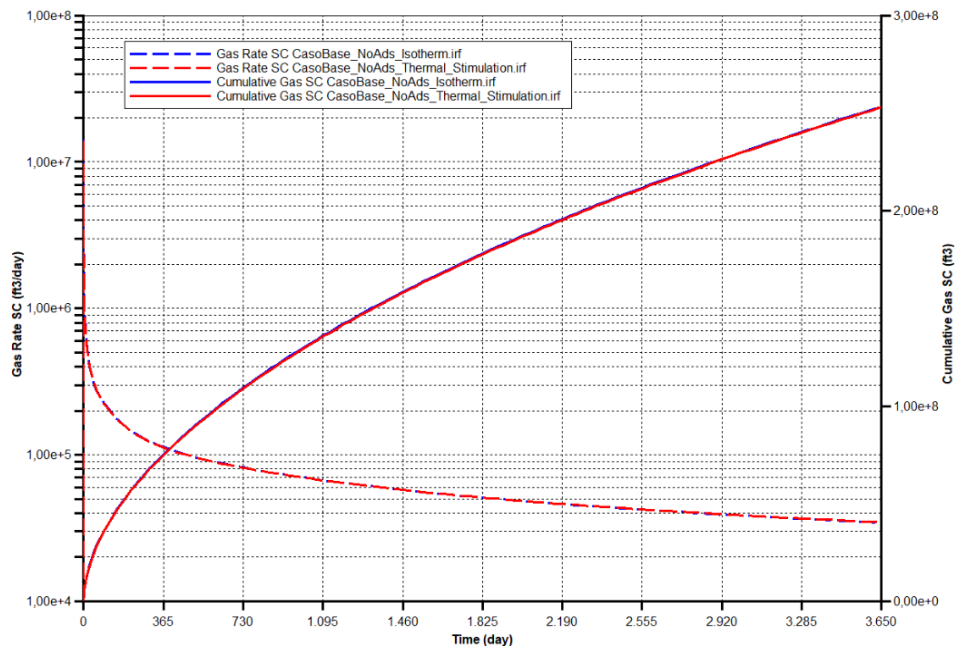


Figura 26. Producción de gas con STARS.

Aunque pareciera que la producción es igual antes y después de la estimulación térmica, si se observa a profundidad y se realiza un acercamiento, no lo es, tal como lo ilustra la Figura 27.

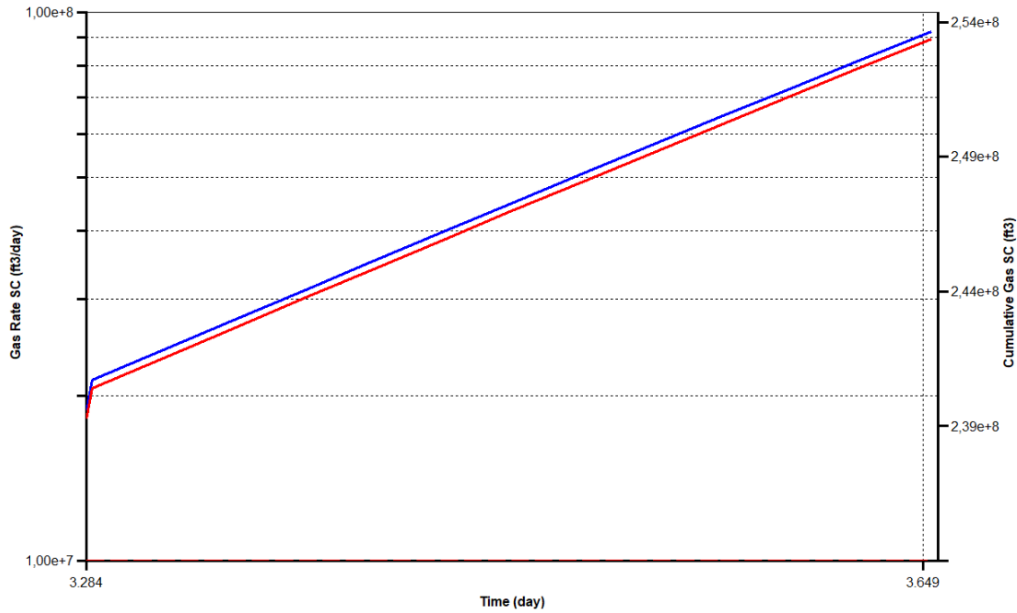


Figura 27. Producción de gas desde días 3284-3649 con STARS.

Se muestra en la anterior Figura que hay un leve descenso de producción incremental, esto ocasionado por estar en zonas de baja presión, tal como lo ilustra la Figura 28.

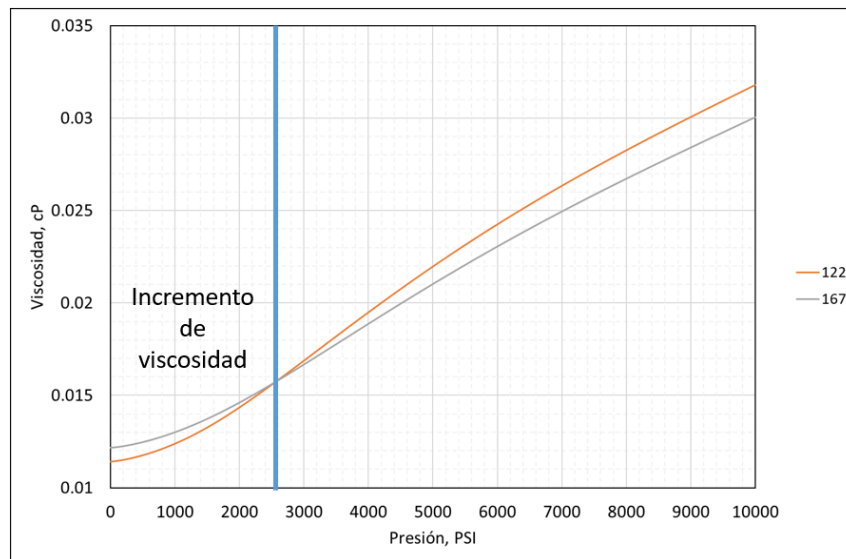


Figura 28. Viscosidad del gas (Ahmed, 2018).

Dado la simulación se encuentra a 500 psi, hay un aumento de viscosidad, afectando negativamente la producción, razón por la cual se presenta el fenómeno de la Figura 27.

4.1.2. Producción incremental con GEM. En la Figura 29 se observa la producción incremental del yacimiento, en la Figura 30 se determina la producción y la Figura 31 muestra el factor de recobro en cada estado.

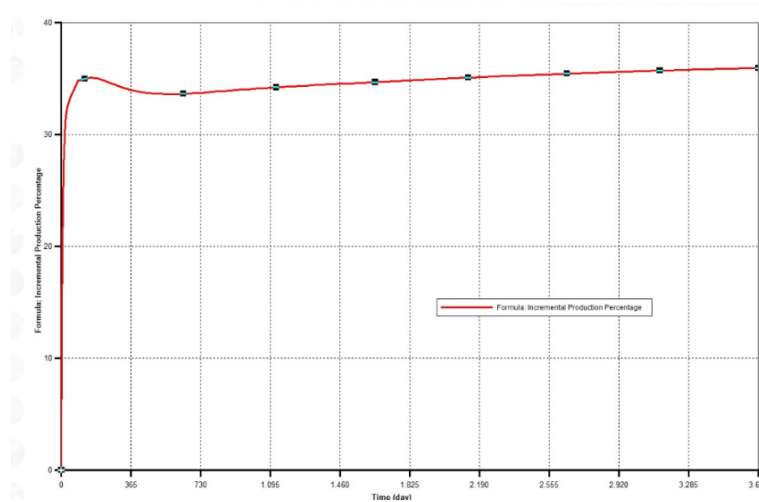


Figura 29. Producción incremental.

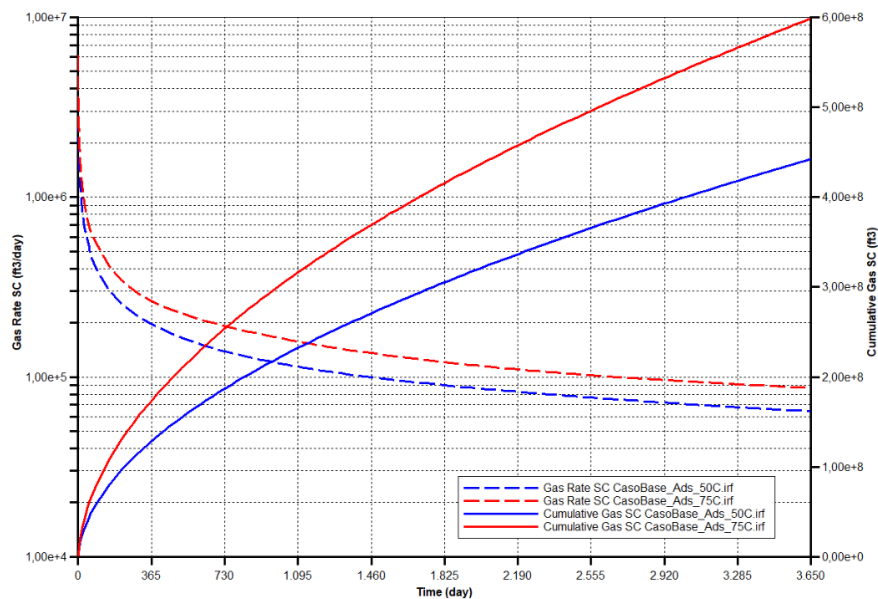


Figura 30. Producción de gas con GEM

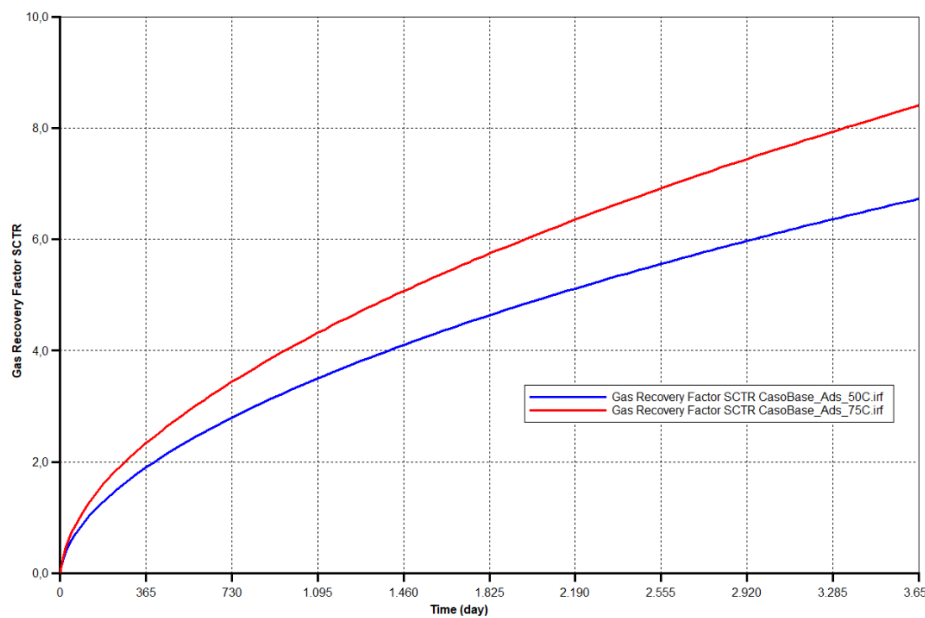


Figura 31. Factor de recobro con GEM.

La producción incremental, al cabo de 10 años es del 36,5%, pasando de una producción acumulada de 430 MMSCF a 600 MMSCF, o sea un factor de recobro adicional legando a 8.41, ascendiendo desde el 6,73.

4.2. EVALUACION EN TIEMPOS TEMPRANOS

Entendiéndose tiempo tempranos los primeros 3 años, pasando de 3.8154 a 3,50 en el factor de recobro, pasando de 150 MSCF A 400 MSCF en la producción acumulada, casi triplicando la producción.

4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados, aunque positivos no son del todo exactos, pues el proceso de calentamiento se hace imposible por las características propias de CMG, al no permitir el proceso de *Electrofrac* simultáneamente con el fenómeno de adsorción/desorción, no obstante, la interpretación del proceso es viable, al entenderse esto como el proceso de desorción, generando un factor de recobro y producción incremental menor al obtenido, no obstante, el ambiente de positivismo es acorde al concluir aumento del factor de recobro, impactando de forma armoniosa en futuras investigaciones en esta área.

5. CONCLUSIONES

Los modelos que mejor representa la capacidad de adsorción en formaciones de esquistos para el metano son el modelo Langmuir Freundlich 1, Langmuir Freundlich 2 y exponencial, los cuales mostraron R^2 superior a 0.97, siendo el ultimo el más apto, mostrando un valor superior a 0.99 en el R^2 , permitiendo inferir en la característica de este y su buen uso para representar un modelo de adsorción en función de la temperatura, siendo esta variable la más relevante para los sistemas shale gas.

La relación de la temperatura en el gas para formaciones de *shale* puede afectar de manera menos positiva al esperado teóricamente en zonas de baja presión, para el caso del metano, el fenómeno asociado al incremento en la viscosidad del hidrocarburo gaseoso al estar en la zona izquierda del punto de inflexión afectará la movilidad y, por ende, una leve reducción en su flujo, en caso contrario, para presión superior a 2500 psi favorece el caudal de producción esperado.

La presencia de gas en adsorción impacta de manera significativa la cantidad de gas producido, debido a las reservas adicionales de gas que aporta al yacimiento, logrando consigo un mejor sostenimiento de la presión e implementando el sistema de *Electrofrac*, se obtiene, en tiempos tempranos una producción incremental favorable y al cabo de 10 años un factor de recobro que llega al 8.41%, añadiendo 1.68% sobre el estimado el método de recobro mejorado, lo cual se traduce en una producción incremental del 35%.

La herramienta STARS es bastante laxa para representar el fenómeno de adsorción/desorción, no obstante, simula de manera apropiada la distribución de calor por el uso de *Electrofrac*, en contraposición de GEM, siendo este últimos el más adecuado para modelizar el fenómeno

adsorción/desorción, sin embargo, es nulo en representar la distribución de temperatura en yacimiento, por lo cual, valores presentes de salida en GEM representa una aproximación una buena aproximación del esperado en la práctica.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar pruebas de adsorción y desorción en muestras de formaciones *shale* de Colombia a condiciones de yacimiento, además de experimentar con valores de temperatura diferentes a las de yacimiento.

Es recomendable hacer el análisis económico para determinar la viabilidad de este tipo de tecnologías de estimulación térmica.

Se recomienda el uso de un simulador diferente a CMG o desarrollar un modelo numérico adecuado para representar los fenómenos de un yacimiento de *shale* gas, con capacidad de evaluar directamente los procesos de adsorción/desorción utilizando estimulación térmica.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ahmed, T. (2018). *Equations of State and PVT Analysis. 2nd Edition*. Gulf Professional Publishing.

Alnoaimi, K., & Kovsky, A. (2013). (2013). *Experimental and numerical analysis of gas transport in shale including the role of sorption*. New Orleans: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

Arias, J. (2015). *Efecto de la Temperatura en las Propiedades Mecánicas y Petrofísicas de Formaciones de Crudo Pesado*. Bogotá D.C. : Universidad Nacional de Colombia.

Baca, R., Arnett, R., & Langford, D. (1984). Modelling fluid flow in fracturedporous rock masses by finite-element techniques. *International Journal for Numerical Methods in Fluids*, 337-348.

Banks, D. (2012). *An Introduction to Thermogeology: Ground Source Heating and Cooling*. Wiley. *Second Edition*.

Beattie, C., Boberg, T., & McNab, G. (1991). *Reservoir simulation of cyclic steam stimulation in the Cold Lake oil sands*. . California: Society of Petroleum Engineers.

Boley, B., & Weiner, J. (1960). *Theory of Thermal Stresses*. Dover Publications, Inc: New York.

Bustin, A., Bustin, R., & Cui, X. (2008). *Importance of fabric on the production of gas shales*. Colorado: SPE Unconventional Reservoirs Conference.

- Casse, F., & Ramey, H. (1979). The effect of temperature and confining pressure on single-phase flow in consolidated rocks. *J. Pet. Technol*, 1051–1330.
- Chen, Q., Tian, Y., Li, P., Yan, C., Pang, Y., & Zheng, L. (2017). *Study on Shale Adsorption Equation Based on Monolayer Adsorption, Multilayer Adsorption, and Capillary Condensation*. Pekin: J. Chem. .
- Cheng, Y. (2012). Impact of water dynamics in fractures on the performance of hydraulically fractured wells in gas-shale reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 143-151.
- Cipolla, C. L., Lolon, E. P., Erdle, J., & Rubin, B. (2010). Reservoir Modeling in *Shale-Gas Reservoirs*. *SPEEE*, 638-653.
- Civan, F., Rai, C., & Sondergeld, C. (2011). *Shale-gas permeability and diffusivity inferred by improved formulation of relevant retention and transport mechanisms* . *Transport in Porous Media*,, 925-944.
- Dehghanpour, H., & Shirdel, M. (2011). *A triple porosity model for shale gas reservoirs*. Calgary: Canadian Unconventional Resources Conference.
- Doan, D., Nauroy, J., Delage, P., & Mainguy, M. (2010). *Effect of temperature on ultrasonic velocities of unconsolidated sandstones reservoirs during the SAGD recovery process*. Toronto: Canada Rock Mechanics Sym.

- Du, C., Zhang, X., Zhan, L., Gu, H., Hay, B., Tushingham, K., & Ma, Y. (2010). *Modeling hydraulic fracturing induced fracture networks in shale gas reservoirs as a dual porosity system*. Beijing : International Oil and Gas Conference and Exhibition in China.
- Fan, L., Thompson, J., & Robinson, J. (2010). *Understanding gas production mechanism and effectiveness of well stimulation in the Haynesville Shale through reservoir simulation*. Calgary: Canadian Unconventional Resources and International.
- Fazelipour, W. (2011). *Innovative reservoir modeling and simulation of unconventional shale gas reservoirs powered by microseismic Data*. Oman: SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition.
- Feng, W., Were, P., Li, M., Hou, Z., & Zhou, L. (2016). Numerical study on hydraulic fracturing in tight gas formation in consideration of thermal effect sand THM coupled processes. *ELSEVIER*, 241-254.
- Fianu, J., Gholinezhad, J., & Hassan, M. (2018). Comparison of Temperature-Dependent Gas Adsorption Models and Their Application to *Shale Gas Reservoirs*. *Energy & Fuels*, 4763-4771.
- Freeman, C. M. (2010). *A Numerical Study of Microscale Flow Behavior in Tight Gas and Shale Gas*. SPE-141125-STU.
- Gobran, B., Brigham, W., & Ramey, H. (1987). Absolute permeability as a function of confining pressure, pore pressure, and temperature. . *SPE Form. Eval.*, 77-84.

- Gong, B., Karimi-Fard, M., & Durlofsky, L. (2008). Upscaling discrete fracture characterizations to dual-porosity, dual-permeability models for efficient simulation of flow with strong gravitational effects. *SPE Journal*, 58-67.
- Gong, B., Karimi-Fard, M., & Durlofsky, L. (2008). Upscaling discrete fracture characterizations to dual-porosity, dual-permeability models for efficient simulation of flow with strong gravitational effects. *SPE Journal*, 58-67.
- Gong, B., Qin, G., Douglas, C., & Yuan, S. (2011). *Detailed Modeling of the Complex Fracture Network and Near-well Effects of Shale Gas Reservoirs*. Muscat: SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition.
- Gou, W., Xiong, W., Gao, S., Hu, Z., Honglin, L., & Yu, R. (2013). Impact of temperature on the isothermal adsorption/desorption of shale gas. *ScienceDirect*, 514-519.
- Harikesavanallur, A., Deimbacher, F., Crick, M., Zhang, X., & Forster, P. (2010). *Volumetric Fracture Modeling Approach (VFMA): Incorporating Microseismic Data in the Simulation of Shale Gas Reservoirs*. Florence: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Hassanzadegan, A. (2013). *Thermomechanical and poromechanical behavior of Flechtinger sandstone. (Ph.D. thesis). Technischen Universit  at Berlin*. Berlin: Technischen Universit at Berlin.
- Helminen, J., Helenius, J., Paatero, E., & Turunen, I. (2000). Comparison of sorbents and isotherm models for NH₃-gas separation by adsorption. *. AIChE J.* , 1541–1555.

- Juanes, R., Samper, J., & Molinero, J. (2002). A general and efficient formulation of fractures and boundary conditions in the finite element method. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 1751-1774.
- Karimi-Fard, M., Durlofsky, L., & Aziz, K. (2003). *An efficient discrete fracture model applicable for general purpose reservoir simulators*. Houston: SPE Reservoir Simulation Symposium.
- Kazemi, H. (1969). Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *Society of petroleum engineers Journal*, 451-462.
- Kucuk, F., & Sawyer, W. (1980). *Transient flow in naturally fractured reservoirs and its application to Devonian gas shales*. Dallas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Law, D., V. d., & Gunter, W. (2002). *Numerical simulator comparison study for enhanced coalbed methane recovery processes, part I: pure carbon dioxide injection*. SPE Gas Technology Symposium.
- Lee, K., Moridis, G., & Ehlig-Economides, C. (2017). Numerical simulation of diverse thermal in situ upgrading processes for the hydrocarbon production from kerogen in oil *shale* reservoirs. *ENERGY, EXPLORATION AND EXPLOITATION*, 315-337.
- Lee, W., & Sidle, R. (2010). Gas-reserves estimation in resource plays. *SPE Economics & Management*, 86-91.

- Lu, M., & Connell, L. (2007). dual-porosity model for gas reservoir flow incorporating adsorption behaviour—part I. Theoretical development and asymptotic analyses. *Transport in porous media*, 153-173.
- Lu, X., Li, F., & Watson, A. (1995). *Adsorption Studies of Natural Gas Storage in Devonian Shales*. SPE Form. Eval.
- Luffel, D., Hopkins, C., & Schettler Jr, P. (1993). *Matrix permeability measurement of gas productive shales*. Texas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Mayerhofer, M., Lolon, E., Youngblood, J., & Heinze, J. (2006). *Integration of microseismic-fracture-mapping results with numerical fracture network production modeling in the Barnett Shale*. Texas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Mongalvy, V., Chaput, E., Agarwal, S., & Lu, L. (2011). *A New Numerical Methodology for Shale Reservoir Performance Evaluation*. The Woodlands: North American Unconventional Gas Conference and Exhibition.
- Moridis, G., Blasingame, T., & Freeman, C. (2010). *Analysis of mechanisms of flow in fractured tight-gas and shale-gas reservoirs*. . Lima: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.
- Ortiz, P., Peredo, D., Pozo, M., Pérez, E., & Bessieres, D. (2018). Effect of Organic Matter and Thermal Maturity on Methane Adsorption Capacity on *Shales* from the Middle Magdalena Valley Basin in Colombia. *Energy & Fuels*, 11698-11709.

- Ozkan, E., Raghavan, R., & Apaydin, O. (2010). *Modeling of fluid transfer from shale matrix to fracture network*. Florencia: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Potter, J., Dibble, W., & Nur, A. (s.f.). *Effects of temperature and solution composition on the permeability of St. Peters sandstone - role of iron (III)*. Texas: Journal of Petroleum Technology.
- Pruess, K. (1992). *Brief Guide to the MINC—Method for Modeling Flow and Transport in Fractured Media*. Earth science division. Berkeley: University of California.
- Rao, Q., Wang, Z., Xie, H., & Q, I. (2007). Experimental study of mechanical properties of sandstone at high temperature. *J. Cent. South Univ. Technol.* 14, 478–483.
- Rubin, B. (2010). *Accurate simulation of non Darcy flow in stimulated fractured shale reservoirs*. Anaheim: SPE Western Regional Meeting.
- Scott, J., Proskin, S., & Adhikary, D. (1994). Volume and permeability changes associated with steam stimulation in an oil sands reservoir. *J. Can. Pet. Technol.*, 44–52.
- Shabro, V., Torres-Verdin, C., & Javadpour, F. (2011). *Numerical simulation of shale-gas production: from pore-scale modeling of slip-flow, Knudsen diffusion, and Langmuir desorption to reservoir modeling of compressible fluid*. Texas: North American Unconventional Gas Conference and Exhibition.
- Shi, J., & Durucan, S. (2003). A bidisperse pore diffusion model for methane displacement desorption in coal by CO₂ injection. *Fuel*, 1219-1229.

- Somerton, W. (1958). Some thermal characteristics of porous rocks. . *Pet. Trans., AIME* 213, 375–378.
- Somerton, W. (1992). Thermal properties and temperature-related behavior of rock/fluid systems. *ELSEVIER*, 50-62.
- Somerton, W., & B. G. (1960). Thermal characteristics of porous rocks at elevated temperatures. *J. Pet. Technol.*, 77-81.
- Somerton, W., & Mathur, A. (1976). *Effects of temperature and stress on fluid flow and storage capacity of porous rocks.. In: The 17th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), 25-27 August.* Snow Bird: American Rock Mechanics Association.
- Somerton, W., & Selim, M. (1961). Additional thermal data for porous rocks-thermal expansion and heat of reaction. *Soc. Pet. Eng. J. 1*, 249–253.
- Somerton, W., Mehta, M., & Dean, G. (1965). Thermal alteration of sandstones. *J. Pet. Technol.* 17, 589–593.
- Stephens, G., & Voight, B. (1982). *Hydraulic fracturing theory for conditions of thermal stress.* Int. J. Rock. Mech., Min. Sci. Geomech.
- Swami, V., Clarkson, C., & Settari, A. (2012). *Non-Darcy Flow in Shale Nanopores: Do We Have a Final Answer?* . SPE-162665-MS.
- Sygała, A., Bukowska, M., & Janoszek, T. (2013). High temperature versus geomechanical parameters of selected rocks – the present state of research. *J. Sustain*, 45–51.

- T, P., Kazemi, H., & Ozkan, E. (2004). *Combined Effect of Non-Darcy Flow and Formation Damage on Gas Well Performance of Dual-Porosity and Dual-Permeability Reservoirs*. Houston: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Touhidi-Baghini, A. (1998.). *Absolute permeability of McMurray formation oil sands at low confining stresses. (Ph.D. thesis)*. Alberta: University of Alberta.
- Udell, K., & Lofy, J. (1989). Permeability reduction of unconsolidated media caused by stress-induced silica dissolution. *SPE Form. Eval.* 4, 56–62.
- Wang, H. (2016). *A Numerical Study of Thermal-Hydraulic-Mechanical Simulation With Application of Thermal Recovery in Fractured Shale-Gas Reservoirs* . Austin: University of Texas.
- Wang, J. (2014). *Studies of influencing factors for shale gas reservoir performance*. Missouri: Missouri University of Science and Technology.
- Wang, J., & Liu, Y. (2011). *Well performance modeling of eagle ford shale oil reservoirs*. The Woodlands: North American Unconventional Gas Conference and Exhibition.
- Wang, Y., & Dusseault, M. (2003). A coupled conductive-convective thermo-poroelastic solution and implications for wellbore stability. *J. Pet. Sci. Eng.*, 187–198.
- Watson, A., Gatens III, J., Lee, W., & Rahim, Z. (1990). An analytical model for history matching naturally fractured reservoir production data. *SPE Reservoir Engineering.*, 384-388.
- Wei, K., Morrow, N., & Brower, K. (1986). Effect of fluid, confining pressure, and temperature on absolute permeabilities of low-permeability sandstones. . *SPE Form. Eval.* , 413–423.

- Weinbrandt, R., Ramey, H., & Jr, C. F. (1975). The effect of temperature on relative and absolute permeability of sandstones. *Soc. Pet. Eng. J.*, 376–384.
- Wu, Y. (2000). *On the effective continuum method for modeling multiphase flow, multicomponent transport and heat transfer in fractured rock. Dynamics of fluids in fractured rocks, concepts, and recent advances.* AGU Geophysical Monograph.
- Wu, Y., & Pruess, K. (1988). A multiple-porosity method for simulation of naturally fractured petroleum reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*, 327-336.
- Wu, Y., Haukwa, C., & Bodvarsson, G. (1999). A site-scale model for fluid and heat flow in the unsaturated zone of Yucca Mountain, Nevada. *Journal of Contaminant Hydrology*, 185-215.
- Wu, Y., Moridis, G., Bai, B., & Zhang, K. (2009). *multi-continuum model for gas production in tight fractured reservoirs.* The Woodlands: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference.
- Yan, B., Wang, Y., & Killough, J. (2013). *Beyond dual-porosity modeling for the simulation of complex flow mechanisms in shale reservoirs.* The Woodlands: SPE Reservoir Simulation Symposium.
- Ye, Z., Chen, D., Pan, Z., Zhang, G., Xia, Y., & Ding, X. (2016). An improved Langmuir model for evaluating methane adsorption capacity in *shale* under various pressures and temperatures. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 658–680.

Zhang, X., Deimbacher, F., Crick, M., & Harikesavanallur, A. (2009). *Sensitivity studies of horizontal wells with hydraulic fractures in shale gas reservoirs*. Doha: International Petroleum Technology Conference.

Zhu, G.-p., Yao, J., Sun, H., Zhang, M., Xie, M.-j., Sun, Z.-x., & Lu, T. (2016). The numerical simulation of thermal recovery based on hydraulic fracture heating technology in *shale* gas reservoir . *ELSEVIER*, 205-216.

Zimmerman, R., & Bodvarsson, G. (1989). Integral method solution for diffusion into a spherical block. *Journal of Hydrology*, 213-224.

Zimmerman, R., Chen, G., Hadgu, T., & Bodvarsson, G. (1993). A numerical dualporosity model with semianalytical treatment of fracture/matrix flow. *Water resources*, 2127-2137.