

**EVALUACIÓN DEL FENÓMENO DE DESORCIÓN DEL GAS EN EL CÁLCULO
DE RECURSOS Y PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE
SHALE**

**JAVIER LEONARDO MONSALVE QUIROGA
LIBARDO ARMANDO MUÑOZ SALINAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**EVALUACIÓN DEL FENÓMENO DE DESORCIÓN DEL GAS EN EL CÁLCULO
DE RECURSOS Y PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE
SHALE**

**JAVIER LEONARDO MONSALVE QUIROGA
LIBARDO ARMANDO MUÑOZ SALINAS**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**Director
MSc. JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

En primer lugar quiero agradecer a Dios y a la santísima Virgen por permitirme cumplir este sueño que empezó como tal y ahora es una realidad, sus bendiciones hacen posibles cada una de las metas y proyectos que he emprendido y seguiré afrontando.

Especialmente agradezco a mi amada mami Sonia Esperanza Salinas Rincón, quien ha estado siempre a mi lado apoyándome incondicionalmente. Esta etapa la culminé pensando en tí, ya que eres la razón para seguir adelante y cumplir todos y cada uno de mis sueños; eres el motor de mi vida. Te amo.

A mis tres papás Edgar, Javier y Jorge Salinas Rincón quienes sin obligación alguna asumieron un papel de padres hacia mí; ayudándome, aconsejándome y dándome mucho amor. Ustedes son artífices de cada uno de mis logros. Papi Javi, tu que estás en cielo junto con mis abuelos, sé que estás feliz de este logro, y te juro que van a venir muchos más; Gracias. A mi tía Johanna, por darme su amor y apoyo y sobre todo por ser la mamá de los dos angelitos que quiero como a mis hermanos, Kevin y Jorge. A Nohora Lucía y Mariajo.

A todos los profesores que a lo largo de mi vida estudiantil, me guiaron en este proceso que nunca termina; de manera especial a Helenita Reyes, Johanna y Sonia Valbuena, Javier Jaimes, Cristina Correa, Marlén Rodríguez, Obdulia Rodríguez, Blanquita Páez, Melba Nohora Ocampo, al geólogo Juan David Badillo y al Ingeniero José Carlos Cárdenas.

Por último quiero agradecer a mis amigos quienes hicieron de esta experiencia de vida algo muy especial, y quienes estuvieron conmigo en todo momento: Julián Humberto, Estefan, Oscar Hernando, Javier, Cristian David, Luis Carlos, Tavo, Camilo, Juan Carlos, Nicolás, Holman, Sisi, Arturo, Manuel, Miguel David, Oscar Iván, Jaime Andrés, Albeiro, Eriksson y Duván.

Armando

DEDICATORIA

En primer lugar agradezco a Dios, que hoy después de innumerables pruebas me permite para gloria de él alcanzar este importante logro.

A mis Padres, Jesús Alberto Y Clara Elsa, quienes gracias a sus sacrificios y dedicación, hoy son los principales artífices de este logro y de toda mi formación personal.

A mis hermanos, Jesús Alberto Y María Alejandra, quienes me han brindado alegrías, cariño y apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida.

A mi hija, María Isabella, quien representa para mí una gran motivación y la responsabilidad de brindarle un buen ejemplo y formación. A Karen, mi esposa y madre de mi hija; por su amor, comprensión y apoyo durante estos años.

A todos los integrantes de mi familia, que de una u otra forma han aportado un granito de arena en todo mi proceso de formación.

A Armando Muñoz, gran amigo, y su mamá Sonia Salinas, por su dedicación y compañía para el desarrollo de este proyecto.

A todos mis amigos y compañeros, que me han acompañado a lo largo de esta hermosa etapa de mi vida, amigos que perdurarán por siempre y que deseo estén presentes en mi vida profesional.

Javier

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradecemos a Dios y a la Santa Virgen por bendecirnos a lo largo de nuestra vida universitaria.

A nuestras familias por su apoyo incondicional en esta importante etapa.

A nuestro director de proyecto José Carlos Cárdenas Montes por guiarnos y ofrecernos su ayuda incondicional en todo momento.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, junto con toda su planta de docentes y funcionarios; ya que nos brindaron las herramientas necesarias para cumplir esta meta.

A la Universidad Industrial de Santander por ser la casa en la que soñamos y cumplimos con uno de nuestros proyectos de vida.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES SHALE GAS	21
1.1 DEFINICIÓN DE SHALE	21
1.2 YACIMIENTOS DE SHALE GAS	22
1.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	23
1.4 RECURSOS Y RESERVAS	25
1.5 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE SHALE GAS	27
1.6 SHALE PLAYS	29
1.7 CARACTERIZACIÓN DE LOS SHALE PLAYS	30
1.8 RECURSO POTENCIAL	32
1.9 CÁLCULO DE RECURSOS EN YACIMIENTOS DE SHALE	32
1.10 PERFORACIÓN Y DESARROLLO	37
1.10.1 Pozos horizontales	38
1.10.2 Fracturamiento Hidráulico	40
1.10.3 Desempeño del pozo	41
1.11 PROBLEMAS COMERCIALES	42
1.12 GEOMECÁNICA ASOCIADA	43
1.13 CLEATS	45
1.14 CONTRACCIÓN DE LA MATRIZ	46
1.15 MODELOS DE PERMEABILIDAD	47
2. PANORAMA MUNDIAL-SHALE GAS	58
2.1 FORMACIONES DE SHALE GAS EN LOS ESTADOS UNIDOS	59
2.1.1 Barnett Shale	61
2.1.2 Haynesville Shale	63

2.1.3 Fayetteville Shale	64
2.1.4 New Albany Shale	65
2.1.5 Marcellus shale	67
2.1.6 Woodford Shale	68
2.1.7 Eagle Ford Shale	69
2.8 MÉXICO	70
2.9 EUROPA	72
2.10 VENEZUELA	74
2.11 BRASIL	75
2.13 COLOMBIA	77
2.13.1 Valle Medio del Magdalena	80
2.13.2 Cordillera oriental	83
2.13.3 Cesar Ranchería	85
2.13.4 Llanos Orientales	87
3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	92
3.1 MECANISMOS DE TRANSPORTE	92
3.1.1 Desorción.	92
3.1.2 Difusión	93
3.1.3 Flujo Darcy	93
3.2 FENÓMENO DE DESORCIÓN	94
3.3 ISOTERMAS DE ADSORCIÓN	96
3.4 ISOTERMA DE LANGMUIR	99
3.4.1 Volumen de Langmuir	101
3.4.2 Presión de Langmuir.	102
3.4.3 Características de la Isotherma de Langmuir	103
3.4.4 Producción de agua	104
3.4.5 Isotherma extendida de Langmuir	105
4. METODOLOGÍAS PARA CÁLCULO DEL GAS IN PLACE EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS	109
4.1 CALCULO DE GAS LIBRE MÁS GAS ADSORBIDO	109

4.2 CALCULO DE GAS LIBRE + MÁS GAS ADSORBIDO – “VOLUMEN ADSORBIDO”	110
4.3 MÉTODO VOLUMÉTRICO	111
5. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	113
5.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	113
5.2 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	113
5.3 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS	114
5.4 SIMULADOR ASOCIADO AL MODELO	115
5.5 REFINAMIENTO DE SHALE GAS	116
5.6 SRV (STIMULATED RESERVOIR VOLUMEN)	117
5.7 KEYWORDS PRINCIPALES EMPLEADOS EN EL MÓDULO GEM (CMG) PARA DESORCIÓN	117
5.8 MODELADO NUMÉRICO	119
5.9 PARÁMETROS SELECCIONADOS Y SENSIBILIDAD	127
5.9.1 BHP	130
5.9.2 Presión inicial del yacimiento	133
5.9.3 Porosidad Matriz	136
5.9.4 Conductividad de la fractura	139
5.9.5 Volumen de Langmuir	142
5.9.6 Presión de Langmuir	144
5.10 ISOTERMAS GENERADAS	148
6. CONCLUSIONES	152
7. RECOMENDACIONES	154
BIBLIOGRAFÍA	155

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Shale Rock.	21
Figura 2. Yacimiento de Shale Gas.	22
Figura 3. Marco de clasificación de Recursos.	26
Figura 4. Clasificación según la madurez del proyecto, adaptación de la EIA.	27
Figura 5. Clasificación según la madurez del proyecto.	30
Figura 6. Diagrama de flujo para la caracterización de Shale gas.	31
Figura 7. Cálculo probabilístico.	34
Figura 8. Modelo para el cálculo de gas in situ desarrollado por Ambrose.	35
Figura 9. Cálculo de recursos, comparación de dos metodologías.	36
Figura 10. Perforación horizontal. Comparación de yacimiento convencional y no convencional.	39
Figura 11. Esquema del Fracking.	41
Figura 12. Compresión de los Cleats.	46
Figura 13. Contracción de la matriz.	47
Figura 14. Formaciones de Shale evaluadas alrededor del mundo .	58
Figura 15. Shale Plays en Estados Unidos de América .	60
Figura 16. Barnett Shale.	62
Figura 17. Haynesville Shale.	64
Figura 18. Fayetteville Shale.	65
Figura 19. New Albany Shale.	66
Figura 20. Marcellus Shale	68
Figura 21. Woodford Shale.	69
Figura 22. Eagle Ford Shale.	70

Figura 23. Cuencas potenciales en México.	71
Figura 24. Panorama Europeo del Shale.	73
Figura 25. Cuencas Venezolanas de Shale.	74
Figura 26. Shale en Brasil.	75
Figura 27. Shale en Argentina.	77
Figura 28. Principales cuencas sedimentarias de Shale en Colombia.	79
Figura 29. Mapa geológico cuenca Valle medio del Magdalena.	80
Figura 30. Corte elaborado con base en la información sísmica en el costado oriental del VMM.	81
Figura 31. Mapa geológico cuenca Cordillera Oriental.	83
Figura 32. Corte esquemático de la cuenca de la Cordillera Oriental y sus límites con las Cuencas de los Llanos Orientales Y VMM.	84
Figura 33. Mapa geológico cuenca Cesar-Ranchería.	85
Figura 34. Corte geológico con base en la línea sísmica CV-79-01, que muestra una estructura de “horst & graben” invertida durante el Neógeno.	86
Figura 35. Mapa geológico cuenca Cesar-Ranchería.	87
Figura 36. Corte esquemático de la Cuenca Llanos Orientales, en el sector adyacente a la C. Oriental.	89
Figura 37. Corte esquemático de la Cuenca Llanos Orientales, en el sector adyacente a la C. Oriental.	90
Figura 38. Desorción del gas en la matriz del Shale.	92
Figura 39. Desorción del gas en la matriz del Shale.	93
Figura 40. Desorción del gas en la matriz del Shale.	94
Figura 41. Distribución del gas en los estratos de Shale de macro a micro escala. En la fractura existe gas libre, y en la matriz gas libre y gas de adsorción.	95
Figura 42. Isoterma de Langmuir, Barnett Shale.	101
Figura 43. Volumen de Langmuir.	102
Figura 44. Presión de Langmuir.	102
Figura 45. Características generales de la isoterma de Langmuir.	103
Figura 46. Isoterma de Langmuir-Producción de agua.	104

Figura 47. Vista general del grid de simulación.	122
Figura 48. Vista sección de refinamiento del grid de simulación. Se ilustra el pozo productor horizontal.	123
Figura 49. Vista cercana de la sección de refinamiento del grid de simulación.	124
Figura 50. Vista pozo productor horizontal del grid de simulación.	125
Figura 51: K_{rw} Vs. S_w y K_{row} Vs. S_w .	126
Figura 52. K_{rg} vs S_g y K_{rog} Vs. S_g .	127
Figura 53. Gas acumulado y tasa de Gas Vs. Días para el modelo base.	129
Figura 54. Gas acumulado para el modelo base con y sin Desorción.	130
Figura 55. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de BHP, con y sin Desorción.	131
Figura 56. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de BHP.	132
Figura 57. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad de BHP.	133
Figura 58. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de Presión inicial, con y sin Desorción.	134
Figura 59. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de Presión inicial.	135
Figura 60. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad de Presión inicial.	136
Figura 61. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la porosidad de la matriz, con y sin Desorción.	137
Figura 62. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la porosidad de la matriz.	138
Figura 63. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad de Porosidad de la matriz.	139
Figura 64. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la conductividad de la fractura, con y sin Desorción.	140
Figura 65. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la conductividad de la fractura.	141

Figura 66. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad de conductividad de la fractura.	142
Figura 67. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad del Volumen de Langmuir.	143
Figura 68. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad del Volumen de Langmuir.	144
Figura 69. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la Presión de Langmuir.	145
Figura 70. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la Presión de Langmuir.	146
Figura 71. Isoterma de Langmuir generada para los valores inferiores sensibilizados.	149
Figura 72. Isoterma de Langmuir generada para los valores base.	150
Figura 73. Isoterma de Langmuir generada para los valores superiores sensibilizados.	151

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Datos necesarios para caracterizar completamente los yacimientos de Shale gas.	23
Tabla 2. Países con mayores recursos de Shale Gas recuperables técnicamente.	59
Tabla 3. Rocas Generadoras (TOC, Ro y tipos de Kerógeno) reservorio y sello.	81
Tabla 4. Características cuenca Valle Medio del Magdalena.	82
Tabla 5. Rocas Generadoras (TOC, Ro y tipos de Kerógeno) reservorio y sello.	84
Tabla 6. Rocas Generadoras (TOC y Ro) reservorio y sello.	86
Tabla 7. Características cuenca Cordillera Oriental.	86
Tabla 8. Roca Generadora (TOC y Tipos de Kerógeno) reservorio y sello.	88
Tabla 9. Características cuenca Llanos Orientales.	88
Tabla 10. Recursos de shale gas en Colombia.	89
Tabla 11. Comparación de la calidad de la roca entre la Formación Gacheta en los Llanos, Formación La Luna en Valle de Magdalena Medio y Catatumbo con los Shale Plays de Norte América (Rojo).	91
Tabla 12. Características generales del modelo.	119
Tabla 13. Descripción de parámetros presentes en el modelo.	120
Tabla 14. Fracción molar de los componentes presentes en el modelo.	121
Tabla 15. Valores de sensibilidad de parámetros.	128
Tabla 16. Valores de OGIP provenientes del simulador.	146
Tabla 17. Valores de parámetros de Langmuir por componente.	148

RESUMEN

TÍTULO: “EVALUACIÓN DEL FENÓMENO DE DESORCIÓN DEL GAS EN EL CÁLCULO DE RECURSOS Y PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE SHALE”^{*}

AUTORES: Javier Leonardo Monsalve Quiroga ^{**}
Libardo Armando Muñoz Salinas

PALABRAS CLAVES: Shale Gas, Desorción, Isotherma de Langmuir, Presión de Langmuir, Volumen de Langmuir, sensibilidad, Cálculo de recursos, Pronósticos de producción.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo del presente proyecto, tiene como fin evaluar el fenómeno de desorción del gas en el cálculo de recursos y pronósticos de producción en yacimientos de shale gas; para lo cual en primer lugar se identificaron los principales parámetros que inciden directamente en dicho proceso, y a partir de ese punto se seleccionaron aquellos de mayor incidencia en la producción acumulada de gas. Posterior a esto es necesario incluir un modelo de simulación conceptual, en el cual se proceda a desarrollar la sensibilidad de los parámetros previamente seleccionados, y así ilustrar dicho comportamiento en las gráficas de producción acumulada de gas. El modelo de desorción es claramente representado por la isoterma de Langmuir, en la que inciden directamente los parámetros de Volumen y Presión de Langmuir, identificando las condiciones a las cuales se produce gas producto del fenómeno de desorción. El modelo presentado para desarrollar el proyecto, es multicomponente por lo que las isotermas que son generadas se construyen con los datos de presión y volumen de Langmuir para cada uno de esos componentes y con los valores base y de sensibilidad.

Por último, se evaluó el impacto de cada uno de los parámetros objeto de la sensibilidad en el cálculo de recursos y pronósticos de producción en yacimientos de shale gas. Los parámetros sensibilizados muestran tendencias que pueden llevar a implementar técnicas de producción bajo un marco financiero viable, o también para la construcción de un modelo de pronósticos de producción. La simulación del modelo para realizar las sensibilidades, es llevada a cabo mediante CMG (Computing Modelling Group) con el módulo GEM; con un modelado base previamente construido.

^{*} Trabajo de grado.

^{**} Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Ingeniero José Carlos Cárdenas Montes

ABSTRACT

TITLE: "EVALUATION OF DESORPTION GAS PHENOMENON IN THE RESOURCES CALCULATION AND PRODUCTION FORECAST IN SHALE RESERVOIRS"

AUTHORS: Javier Leonardo Monsalve Quiroga**
Libardo Armando Muñoz Salinas

KEYWORDS: Shale Gas, Desorption, Langmuir Isotherm, Langmuir Pressure, Langmuir Volume, sensitization, Resources Calculation, Production Forecast.

DESCRIPTION:

The objective of this project is assess the desorption gas phenomenon in the resources calculation and production forecasts in shale gas reservoirs; for this, the main parameters that directly affect this process were identified, and from that point those most impact on the cumulative gas production were selected. Following this, is necessary to include a conceptual simulation model, in which it is appropriate to develop awareness of the previously selected parameters, and so draw such behavior in the graphs of cumulative gas production. Desorption model is clearly represented by the Langmuir isotherm, which directly affect the Langmuir volume and pressure parameters, identifying conditions to which product gas is produced from desorption phenomenon. The model for developing the project is multi component and for this reason the isotherms are built with the Langmuir Pressure and Volume data for each component with basic values and awareness.

Finally, the impact of each of the parameters being awareness in the resources calculation and production forecasts in shale gas reservoirs is evaluated. Sensitized parameters show trends that can lead to implement production techniques under a viable financial framework, or for the construction of a production forecasts models. The simulation model for the sensitization is carried out by CMG (Modelling Computing Group) with GEM; and with a previously constructed based modeling.

* Degree Project

** Physical and Chemical Engineering faculty. Petroleum Engineering. Director: Eng. José Carlos Cárdenas

INTRODUCCIÓN

La demanda energética actual, ha obligado a que continuamente se estén buscando fuentes de las cuales se puedan obtener recursos con el fin de lograr un equilibrio entre la oferta y la misma demanda energética. Es por eso que se ha llegado a encontrar esas denominadas fuentes en condiciones que no son convencionales, y que requieren de técnicas innovadoras para poder efectuar la obtención del recurso energético. La producción de los yacimientos no convencionales de shale gas en el mundo, está influenciada por una serie de propiedades características que se basan principalmente en las bajas permeabilidades de la roca y en el requerimiento de técnicas consideradas no convencionales para la extracción del recurso.

El yacimiento, desde el momento en que empieza a ser intervenido por una u otra operación en la búsqueda de producción del recurso; evidencia múltiples caídas de presión que facilitan la liberación de gas almacenado en la superficie de la matriz del shale por un fenómeno conocido como desorción.

En este trabajo se identifican los parámetros más importantes para este fenómeno y se realiza una sensibilidad para observar el impacto que tiene la variación de cada uno de estos parámetros en el cálculo de reservas y pronósticos de producción en este tipo de yacimiento.

1. GENERALIDADES SHALE GAS

1.1 DEFINICIÓN DE SHALE

Desde el punto de vista Geológico; el Shale o mejor conocido como esquisto, es una roca sedimentaria de tamaño de grano fino originada por el proceso de compactación de limo y arcilla; por lo que el shale se encuentra catalogado como “Mudstone”, haciendo referencia nuevamente al tamaño de los granos que componen la roca.

Figura 1. Shale Rock.

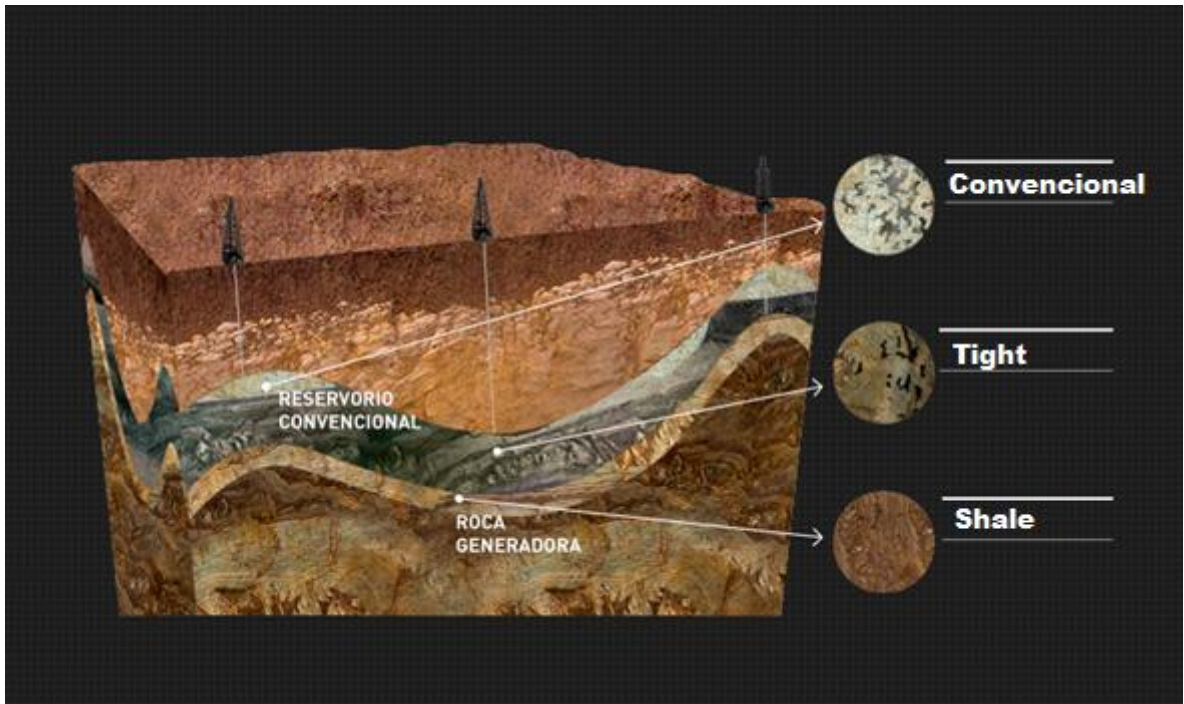


Fuente: Disponible en: www.ey.com

1.2 YACIMIENTOS DE SHALE GAS

El shale gas es producido de rocas lodosas de alto contenido orgánico; las cuales sirven como fuente, trampa y yacimiento para el gas. Los shales se caracterizan por matrices de muy bajas permeabilidades (cientos de nanodarcies), requiriendo tanto fracturas naturales y/o simulación de fracturas hidráulicas para producir el gas a tasas económicas. Los shales tienen diversas propiedades del yacimiento, y una amplia gama de técnicas de perforación, completamiento, junto con prácticas de desarrollo que están siendo aplicadas para explotarlos. Como resultado, el proceso de estimación de recursos y reservas en shales necesita considerar diferentes factores.¹

Figura 2. Yacimiento de Shale Gas.



Fuente: Disponible en: www.ypf.com

¹ (PRMS).

1.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Los shales son rocas que exhiben cambios de escala sub-milimétrica en mineralogía, tamaño de grano, estructura de poro y Fracturamiento. Para la generación del gas en este tipo de yacimientos, la materia orgánica debió haber sido lo suficientemente calentada para generar el recurso. Para el caso de los yacimientos de Shale Gas biogénicos como es el caso del **Antrim Shale**, la materia no ha sido lo suficientemente enterrada para obtener las condiciones adecuadas para generar Hidrocarburos. En cambio las bacterias que han sido llevadas dentro de la roca por agua, han generado gas biogénico, el cual es adsorbido por los orgánicos. Los valores de TOC (Total Organic Content) son altos en los shales biogénicos (Frecuentemente >10 wt%) y relativamente bajos en los shales termogénicos (> 2 wt%) Una característica común de productividad de Shale gas-plays termogénicos es la frágil roca del yacimiento que contiene cantidades significantes de sílice o carbonato y fracturas naturales. Entre más arcilla tenga la roca esta se hace más frágil y facilita la estimulación hidráulica maximizando así el área de contacto.

Tabla 1. Datos necesarios para caracterizar completamente los yacimientos de Shale gas.

Datos	Uso
TOC	Da una indicación de la riqueza de la roca fuente y capacidad de sorción.
Contenido de Gas	Incluye el volumen de desorción, perdido, y gas residual obtenido del núcleo de desorción. Es un indicador del contenido de gas sorbido in situ.
Isoterma de Sorción	Una relación a temperatura constante, describe el volumen de gas que puede ser sorbido al shale como función de la presión.
Composición del Gas	Usado para cuantificar el porcentaje de metano, dióxido de carbono, Nitrógeno, Etano, etc. En el gas desorbido. Usado para construir las isotermas de sorción composicionales.

Datos	Uso
Evaluación de Pirolisis dela Roca	Evalúa el potencial de petróleo generado y la madurez térmica de la materia orgánica en un núcleo de shale.
Análisis Mineralógico	Determinan el volumen y la mineralogía de la arcilla usando la petrografía, difracción de rayos x, microscopía y técnicas similares.
Reflectancia de Vitrina	Valor que indica la cantidad de luz incidente reflejada por la vitrina maceral. Es un medio rápido que determina la madurez térmica.
Descripción del Núcleo	Visualiza capturas de litología, estratificación, fracturas, variaciones en el tamaño de grano, etc.
Sísmica 3D	Usada para determinar las propiedades inter pozo del shale incluyendo la extensión lateral, espesor, fallamiento, y esas áreas con alta saturación de gas y fragilidad.
Tipos de Kerógeno	Utilizadas para evaluar si las rocas son tipo I (oil-prone), II (mezcla), o III(carbón.)
Rutina del análisis del núcleo	Incluye la porosidad total, saturación de fluidos, densidad de la roca, y permeabilidad de la matriz.
Registros Convencionales	SP, GR, resistividad, microlog, caliper, densidad, neutrón, sónico y registros de temperatura son corridos para proporcionar espesor, porosidad, matriz, y saturaciones de gas.
Registros especiales	Pueden incluir imagine Logs (fracturas), NMR logs, pulsos de neutrón y herramientas geoquímicas , espectral GR, etc.
Pruebas de presión transiente	Build Up, Fall-off.
Propiedades geomecánicas	Módulo de pung y Poisson.
Microsísmica	Usada para evaluar la geometría de las fracturas hidráulicas y los volúmenes estimulados de yacimiento.
Diagnóstico de Fractura	Presiones de tratamiento, esfuerzos de cierre, volúmenes bombeados, volúmenes flow-back, etc. Para determinar la calidad de la estimulación con fractura.
Tasas de Agua y de Gas	Se evalúa el comportamiento individual de los pozos.
Presiones de fondo	Preferiblemente registrado en incrementos muy cercanos (cada 10 min) en la vida temprana; también puede utilizar presiones superficiales con gradientes pozo de fluido.
Surveys de trazadores	Trazadores químicos o radioactivos para evaluar que etapas de fractura están contribuyendo.
Facilidades	Variaciones en la línea de presión, etc. Que afecta la tasa de producción de los pozos.
Análisis de tasas transientes	Herramientas de análisis de declinación que analizan las tasas de producción y presiones empleando varios métodos para evaluar EUR, GIP, área de drenaje, etc.
Modelado Numérico	Útil en la comprensión de los mecanismos de depósito, la predicción del comportamiento temprano del pozo, y la estimación de factores de recobro EUR.

Datos	Uso
Análisis de curvas de declinación	Tradicionalmente usados para los pronósticos de desempeño del pozo.
Analogías	Pueden ser usadas para estimar EUR y factores de recobro si hay una fuerte correlación que exista entre los parámetros claves del yacimiento del análogo.

Fuente: Modificado de PRMS.

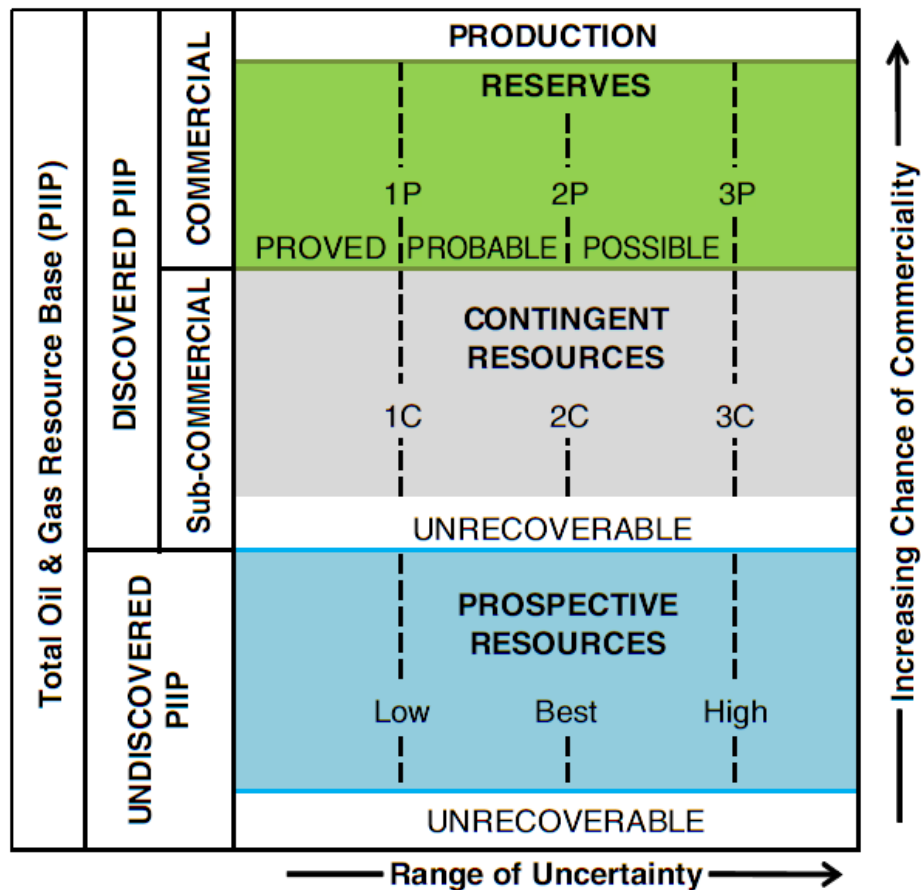
1.4 RECURSOS Y RESERVAS

Los proyectos son clasificados de acuerdo a la madurez del mismo, es decir al nivel de su comercialidad. De esta forma, se han creado tres grupos generales para la clasificación de estos proyectos; estos son Reservas, Recursos Contingentes Y recursos prospectivos, los cuales dependen de factores como el rango de incertidumbre y el estimado de cantidades recuperables que puedan ser comercializadas en un marco económicamente viable y legal.

Para los proyectos que se clasifican como comerciales, el término de reservas (Recursos comercialmente recuperables) puede ser aplicado, con una subclasificación específica: 1P (Probada), 2P (Probable) Y 3P (Posible). Para los proyectos que entran en la clasificación de subcomerciales, se adapta el término de recursos contingentes; haciendo referencia a aquellos recursos que son potencialmente recuperables pero que no se consideran lo suficientemente maduros para un desarrollo comercial debido a temas de tecnología, reglamentaciones o simplemente economía actual. Para los recursos contingentes, existe la clasificación 1C, 2C y 3C; haciendo referencia a proyectos con mayor o menor nivel de incertidumbre. Cabe la pena aclarar que las reservas y los recursos contingentes hacen referencia al Aceite inicial in place que ya ha sido descubierto.

Por otra parte, las cantidades de Aceite que no han sido descubiertas, se conocen como recursos prospectivos. Estos volúmenes, se estima que a una fecha sean potencialmente recuperables. Esta clasificación representa un mayor riesgo que los recursos contingentes.

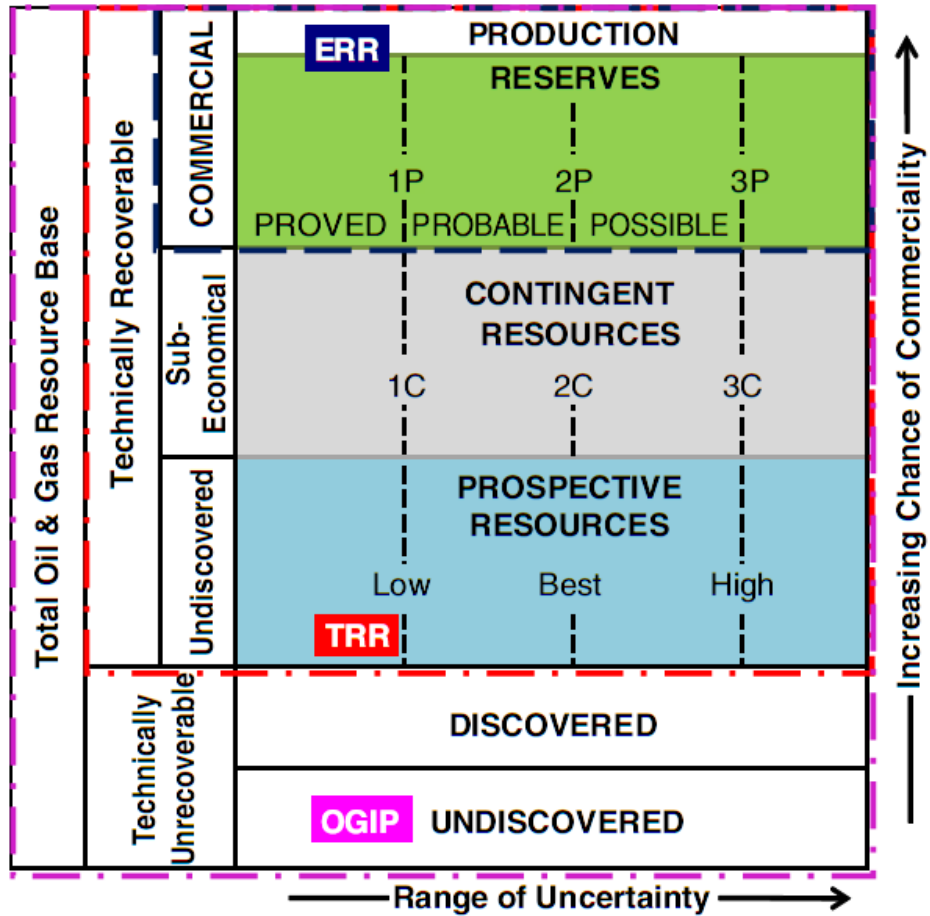
Figura 3. Marco de clasificación de Recursos.



Fuente: DONG, Z. 2012. Resource Evaluation for Shale Gas Reservoirs. SPE 152066.

De acuerdo al marco de clasificación anterior, la EIA desarrolló uno con adaptaciones propias; el cual es presentado a continuación:

Figura 4. Clasificación según la madurez del proyecto, adaptación de la EIA.



Fuente: DONG, Z. 2012. Resource Evaluation for Shale Gas Reservoirs. SPE 152066. Adaptación EIA.

1.5 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE SHALE GAS

El análisis de las curvas de declinación representa una herramienta importante en la asignación de proyectos para la producción de reservas en los yacimientos de Shale Gas.

Los pozos horizontales comienzan con una declinación inicial por pasos que con el tiempo se vuelve estable, a menudo después de un año de producción o más. Así continúa hasta que se alcanza una tasa de declinación normal (comúnmente menos de 5% y más de 10%), la cual se extrapola hasta el límite económico. La forma de la curva de descenso a menudo se basa en comparaciones con pozos similares.

Un problema representativo con el uso de las curvas de declinación es la incertidumbre asociada con la proyección de desempeño en etapas primarias. Por ejemplo en Haynesville, un pozo que produce inicialmente a una tasa de 18MMpc/D puede disminuir a valores de menos de 3MMpc/d después de un año de producción. Dependiendo del valor al que se proyecte la curva de declinación, el factor b puede variar de 0 (Exponencial) a 1,5 (Super-armónico), y así las reservas asociadas pueden variar en un factor de dos. (Para mayor información del factor b , consultar acerca de las curvas de declinación). De esta forma, puede existir una disminución razonable en términos de la asignación de reservas probadas, y también en la asignación de proyectos de desarrollo para las reservas probables y posibles, en menor medida.

Con el fin de disminuir la incertidumbre en los primeros pronósticos, un método que se puede aplicar es la simulación numérica; requiriendo así datos como presiones de fondo de los pozos e información relacionada con el proceso de Fracturamiento hidráulico. Técnicas como el balance de materiales, no funciona muy bien ya que la permeabilidad es tan baja que no es posible obtener presiones estáticas del yacimiento.

La asignación de reservas probadas que no han sido desarrolladas, requiere tener certeza en cuanto que estos lugares sean económicamente productivos y que el yacimiento sea lateralmente continuo, lo cual se corrobora con pozos ubicados en la extensión.

Las reservas probables y posibles no desarrolladas representan otro gran reto. La elección del tipo de curva a emplear depende de una serie de factores que incluyen el área, permeabilidad, espesor, longitud lateral y la eficacia del completamiento. Otras consideraciones deben ser tenidas en cuenta; entre ellas la cantidad del control de pozo, si la reserva es asignada entre pozos existentes o no, si los datos geológicos y de petrofísica indican propiedades del yacimiento similares en las áreas probadas, probables y posibles, y finalmente si discontinuidades como las fallas de sello están presentes.²

1.6 SHALE PLAYS

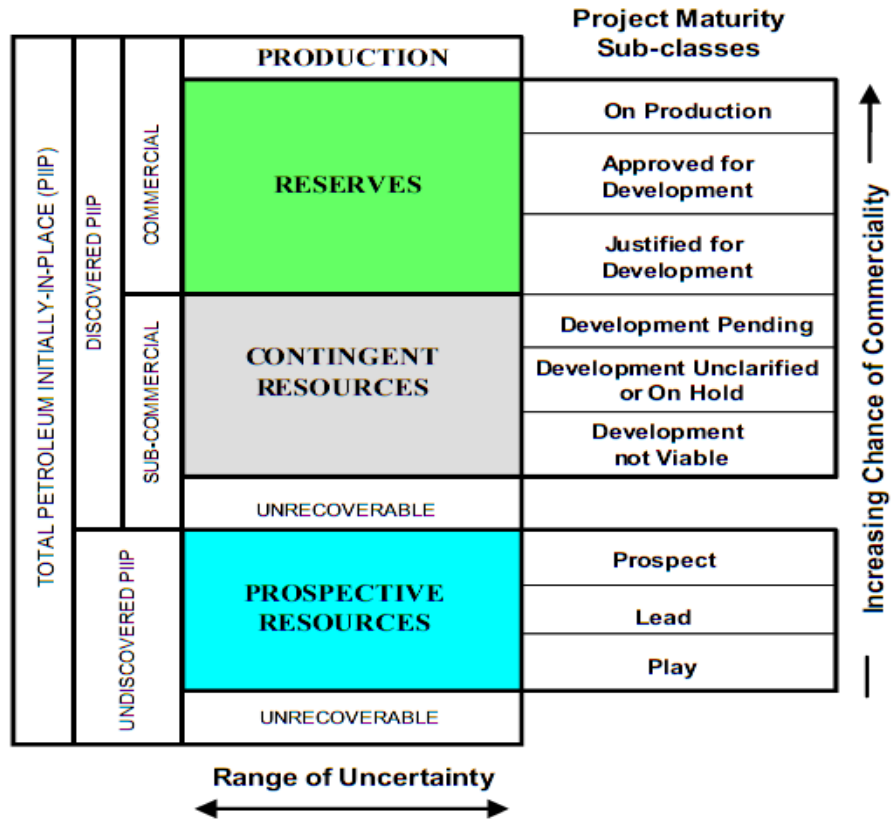
Como de definición en ingeniería de yacimientos, un Play es una de las tres clases de recursos prospectivos (Play, Lead y Prospecto), el cual ya es reconocido y tiende a ser potencial; pero requiere de más adquisición y/o evaluación de datos para definir los Leads o Prospectos específicos.³

De esta forma, estos yacimientos de Shale Gas con permeabilidades de matriz tan bajas en el orden de 100-1000 nd requieren de métodos que permitan proporcionar permeabilidad adicional a las fracturas naturales del play para producir el gas en cantidades comerciales según la evaluación del proyecto.

² (PRMS)

³ Glossary of Terms Used in Petroleum Reserves/Resources Definitions SPE

Figura 5. Clasificación según la madurez del proyecto.



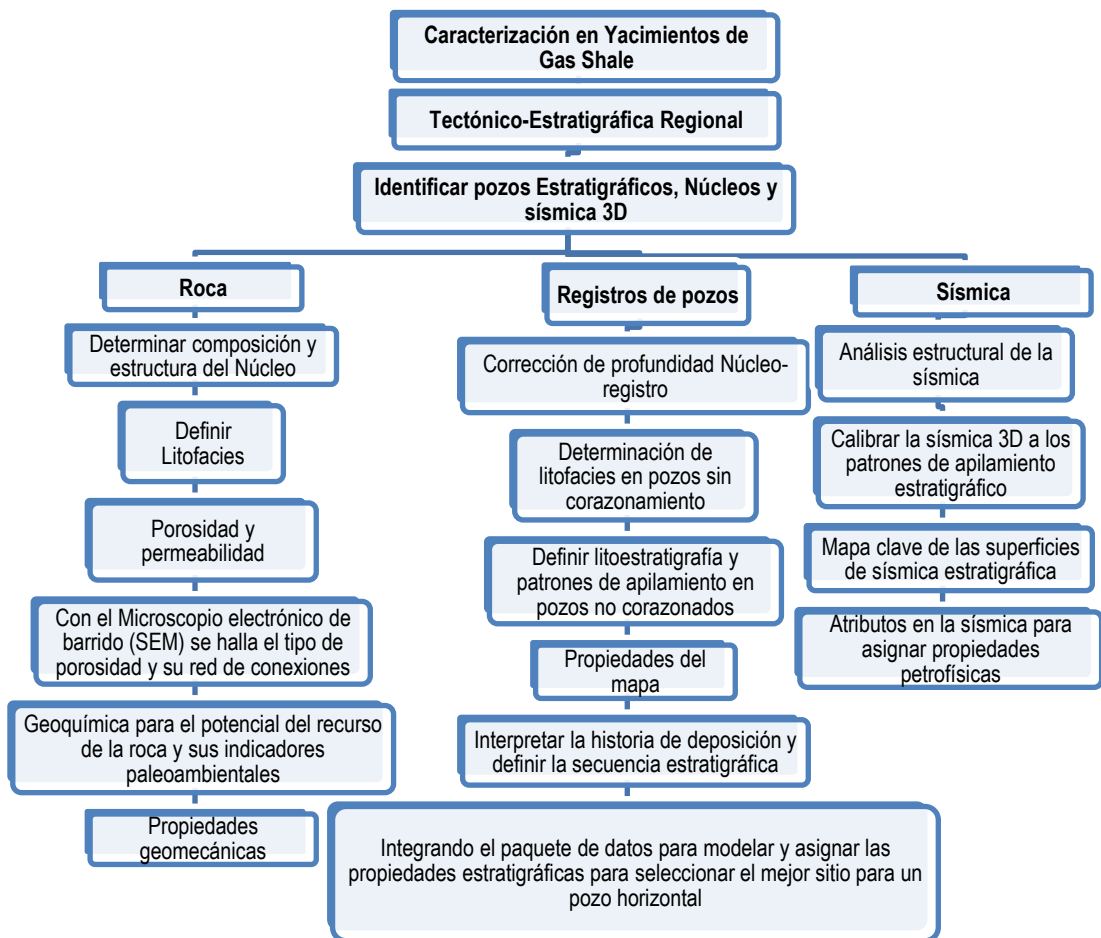
Fuente: PRMS.

1.7 CARACTERIZACIÓN DE LOS SHALE PLAYS

- Alto Gamma Ray
- Alta Resistividad
- Alto contenido de materia orgánica (>3%)
- Alta Madurez
- Fragilidad de la roca (>40% de contenido de cuarzo)
- Espesor (>30 ft)
- Porosidad (>4%)
- Depositados en ambientes marinos

- Kerógeno Tipo II
- Permeabilidad de 100 a 100 md⁴

Figura 6. Diagrama de flujo para la caracterización de Shale gas.



⁴ Modificado-Impacto del DFN (Discrete Fracture Network) en los pronósticos de producción de yacimientos no convencionales (Shale Plays). Karen Lorena Bayona, Alexander de Jesús Heredia López.

Fuente: Workflow for Stratigraphic Characterization of Unconventional Gas Shales. SPE 119891, Roger M. Slatt.

1.8 RECURSO POTENCIAL

El comité de potencial de shale gas (Agencia de Potencial de Gas 2008), estima que hay 616 Tscf de recursos técnicamente recuperables de shale gas en Estados Unidos. Un estimado de la Fundación INGAA (Vidas y Hugman 2008) estima los recursos de Shale Gas recuperables en 385 Tscf para Estados Unidos y 131 Tscf para Canadá. Un estudio realizado en 2001 (Kawata y Fujita 2001) estimó un valor de 16103 Tscf de recursos de shale gas en el mundo. El shale gas en la actualidad representa un 10% de la producción de gas de Estados Unidos. ³(PRMS) En Colombia, Se estima que existe cerca de 78 Tscf de gas in situ y cerca de 19 Tscf de recursos técnicamente recuperables⁵.

1.9 CÁLCULO DE RECURSOS EN YACIMIENTOS DE SHALE

Se desarrolla en primera medida el estudio de una serie de técnicas para el cálculo de recursos de Shale oil; empezando con una técnica específica empleada en yacimientos del oeste de Virginia (E.E.U.U) donde los mecanismos de producción tienen una comprensión limitada. Se emplea el balance de materiales definido por Tracy, apoyado por pruebas PVT, con la asunción de que no hay capa de gas inicial y producción de agua igual a cero. Lo anterior es modelado por:

$$N = \frac{N_p B_o - B_g R_s + B_g G_p}{B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s)}$$

⁵ BAYONA, Karen Lorena; HEREDIA LÓPEZ, Alexander de Jesús. Impacto del DFN (Discrete Fracture Network) en los pronósticos de producción de yacimientos no convencionales (Shale Plays).

Ecuación 1.

Dónde:

N = Aceite Original en Sitio (Barriles)

N_p =Aceite Producido (Barriles)

B_o =Factor volumétrico de formación del aceite (Barriles/STB)

B_g =Factor volumétrico de formación del gas (Ft^3/SCF)

R_s =Solubilidad del gas (SCF/STB)

G_p =Gas producido (Ft^3)

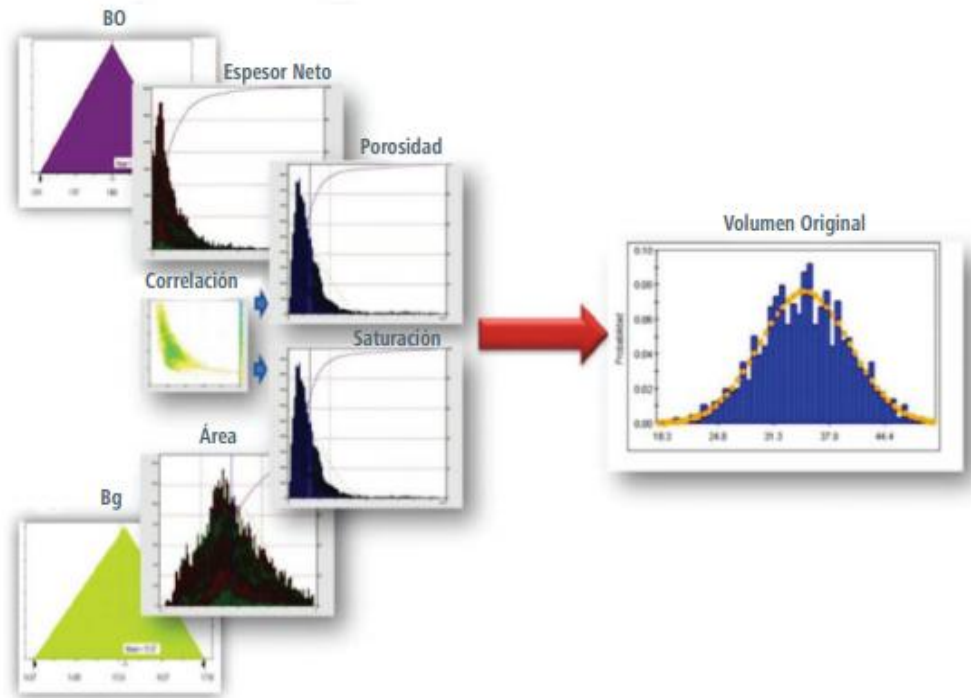
B_{oi} =Factor volumétrico inicial de aceite (Barriles/STB)

R_{si} =Solubilidad inicial del gas (SCF/STB)

Ecuación: Estimating Reserves for High-Rate Devonian Shale Oil and Gas Completions with Limited Production Data R.A. Mason, * SPE, A.A. Mason Petroleum Consultants.

Otro método importante en la estimación de recursos y reservas de shale, es el cálculo probabilístico del volumen original de aceite; el cual está dado por la implementación de una serie de parámetros del yacimiento, tomando en cuenta una serie de rangos de incertidumbre, seguidos de una sensibilidad de los datos para el cálculo del volumen original como lo son el área, la porosidad, la saturación de aceite y el factor volumétrico de formación del aceite, para luego realizar el cálculo probabilístico del volumen original.

Figura 7. Cálculo probabilístico.



Fuente: Análisis de información de las reservas de Hidrocarburos de México al primero de Enero de 2012.

Un modelo para el cálculo de gas in situ fue desarrollado por Ambrose; el autor propuso una corrección por la presencia de adsorción en el espacio poroso. El argumento es que si el shale consiste de poros pequeños, una parte importante del volumen poroso total es ocupado por las moléculas absorbidas y no estaría disponible para el gas libre, en consecuencia los cálculos de gas libre utilizando la ecuación volumétrica deben corregirse para adaptar el volumen poroso:

$$G_{Libre} = \frac{32.0368}{B_g} \frac{\phi}{\rho_b} \frac{1-S_w}{\rho_s} \frac{1.318 \times 10^{-6} M_s}{\rho_s} G_{sL} \frac{P}{P+P_L}$$

Ecuación 2.

Dónde:

G_{Libre} = Gas libre (Ft³)

B_g = Factor volumétrico del gas (Ft³/SCF)

\emptyset = Porosidad de la formación

S_w = Saturación de agua

ρ_b = Densidad de la roca (Lb/Ft³)

ρ_s = Densidad de la fase sorbida (Lb/Ft³)

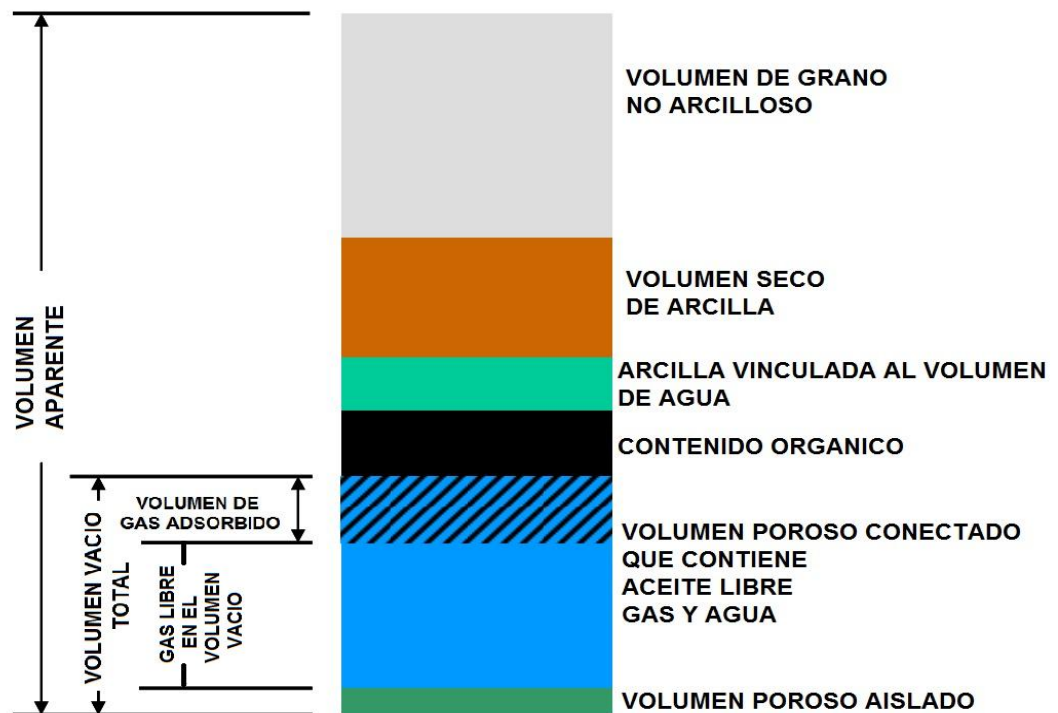
M_s = Masa Molecular de la mezcla g/mol

G_{sL} = Volumen de Langmuir (SCF/Tonelada de roca)

P = Presión del yacimiento (Psi)

P_L = Presión de Langmuir (Psi)

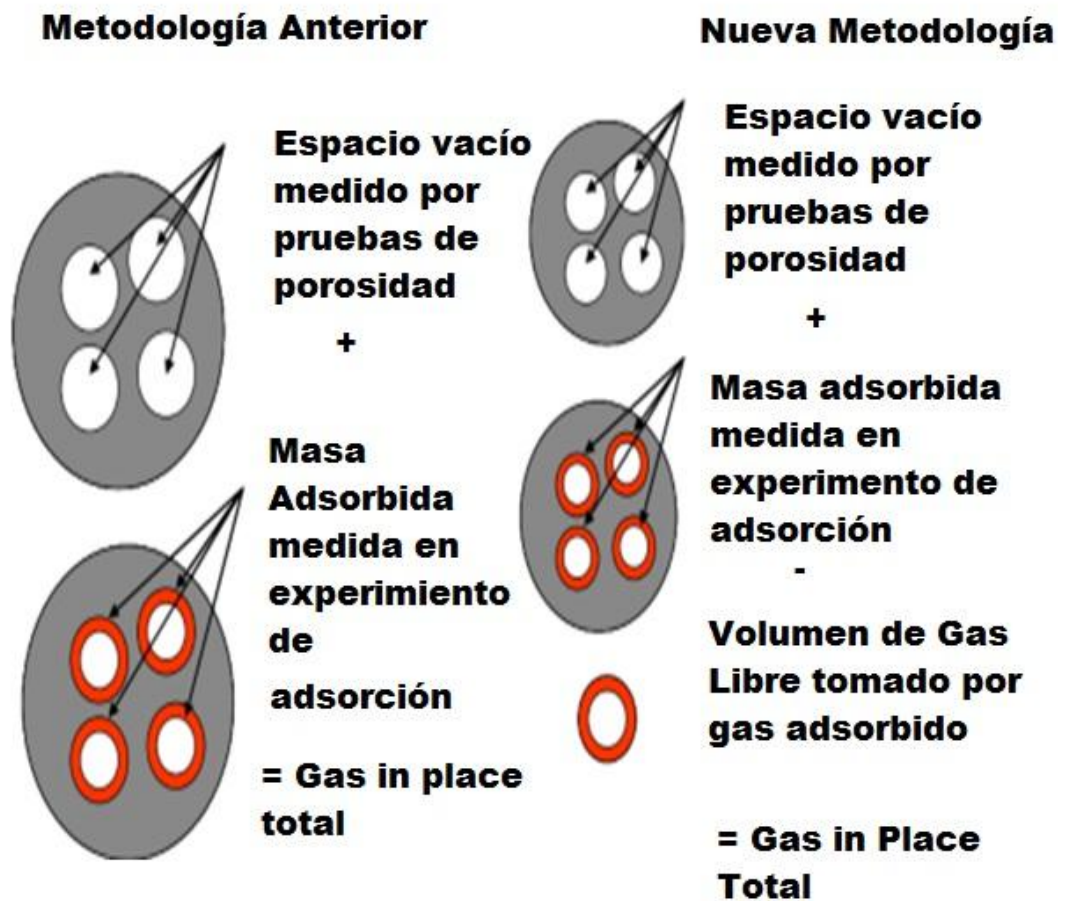
Figura 8. Modelo para el cálculo de gas in situ desarrollado por Ambrose.



Fuente: Ray J. Ambrose, Robert C. Hartman, Mery Diaz Campos, I. Yucel Akkutlu, and Carl H. Sondergeld, SPE 131772, 2010.

Como complemento de la investigación, es necesario establecer una metodología especial para el cálculo de recursos y reservas de shale gas, haciendo énfasis en estudios y modelos petrofísicos y la densidad de la fase adsorbida.

Figura 9. Cálculo de recursos, comparación de dos metodologías.



Fuente: Modificado. Ray J. Ambrose, Robert C. Hartman, Mery Diaz Campos, I. Yucel Akkutlu, and Carl H. Sondergeld, SPE 131772, 2010.

1.10 PERFORACIÓN Y DESARROLLO

Como frente a la rápida expansión de desarrollo del shale gas, los avances en las técnicas de perforación y completamiento en este tipo de yacimientos juega un papel trascendental. Técnicas como la construcción de pozos horizontales, Fracturamiento hidráulico y micro sísmica son unas de las más empleadas y además exitosas para la extracción del recurso. El impacto del uso de estas técnicas en la producción del gas ha sido dramático. Los pozos horizontales con fracturas hidráulicas en el **Barnett**, se esperan que produzcan cerca de 3,8 veces más de lo esperado con fracturas hidráulicas y pozos verticales. **(Frantz et al 2005)**. Actualmente con secciones horizontales de cerca de 5000 ft y entre 15 y 20 etapas de fractura; se están desarrollando la mayoría de proyectos representativos de Shale Gas en Estados Unidos como Fayetteville, Woodford, Marcellus y Haynesville; incrementando así el área de contacto y por lo tanto acelerando el drenaje. Otros pozos laterales que son perforados paralelamente a los otros, son orientados perpendicularmente al esfuerzo máximo de compresión.

Un patrón Típico en una sección de 640 acres tiene un rango de 4 (160 acres de espaciamento) a 8 pozos (80 acres de espaciamento). 7(PRMS)

Los rangos dados de espaciamento dependen de factores como el Gas in place, la permeabilidad y el volumen de roca que ha sido efectivamente contactado por las fracturas hidráulicas.

1.10.1 Pozos horizontales. Los pozos horizontales son muy comunes en la actualidad de la industria petrolera; estos pozos comienzan con la perforación de una sección vertical hasta el punto en que se comienza a construir la trayectoria

horizontal del pozo. Algunos usos de la construcción de pozos horizontales, son presentados a continuación:

- Llegar hasta un objetivo considerado inaccesible
 - Perforar hasta el objetivo que se encuentra alejado del eje vertical
 - Construcción de pozos por debajo de edificios o campos cultivados
 - Desviación
 - Desviar la trayectoria del pozo con el fin de evitar entrar en contacto con un pescado (herramienta que ha quedado atascada en pozo).
 - Perforación de fallas
 - Se perfora a través o paralelamente a una falla
 - Perforación de domos salinos.
 - Perforaciones desde locaciones en tierra hasta objetivos costa afuera.
 - Perforar varios pozos en el mar desde una misma plataforma.
-
- La Perforación de pozos horizontales en yacimientos no convencionales es llevada a cabo con el fin de aumentar el área de contacto y así incrementar la producción tras poner el contacto el pozo con la formación a través de las fracturas hidráulicas.

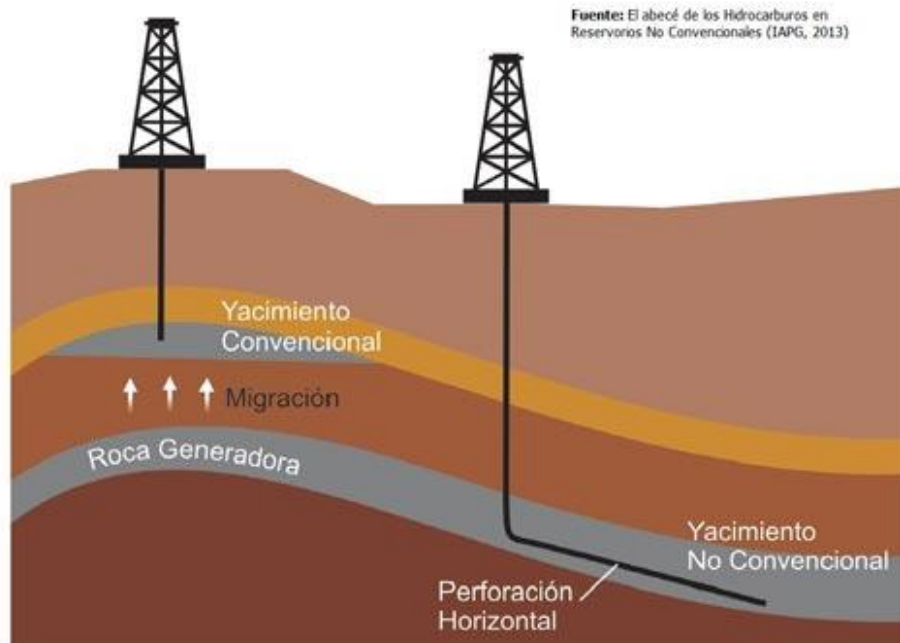


Figura 10. Perforación horizontal. Comparación de yacimiento convencional y no convencional.

Fuente: El abecé de los Hidrocarburos en reservorios no convencionales. IAGP, 2013

Ventajas de los pozos horizontales:

- Se establece una mayor área de contacto entre el pozo y el yacimiento.
- Para un mismo caudal de producción, se genera una menor caída de presión.
- El volumen de drenaje inducido por el pozo en la sección horizontal, tiene una forma geométrica tal que los fluidos del yacimiento recorren una menor distancia para llegar al pozo.
- Existe una mejor capacidad de transporte de fluidos.
- En proyectos de recobro mejorado de petróleo, se mejora la eficiencia de barrido.
- Aumenta el índice de productividad.

Desventajas de los pozos horizontales:

- Altos costos de perforación.
- Se requieren fluidos especiales, libres de sólidos para evitar daño a la formación.
- La corrida de registro, presenta dificultad para corregir el rumbo de la perforación.

1.10.2 Fracturamiento Hidráulico. Esta técnica, comprende el uso de un fluido (Gel generalmente con material de soporte) bombeado a alta presión que se encarga de crear una serie múltiple de fracturas a lo largo del área de la roca que contiene el recurso (se caracteriza por tener baja permeabilidad), creando canales que facilitan que exista flujo de petróleo o gas. Las fracturas se mantienen abiertas debido a la adición de un material apuntalante que generalmente es arena (natural o sintética); y así se mejora la productividad del yacimiento. El shale por sus propiedades petrofísicas; principalmente por la permeabilidad, es el candidato por excelencia a un proyecto de Fracturamiento hidráulico.

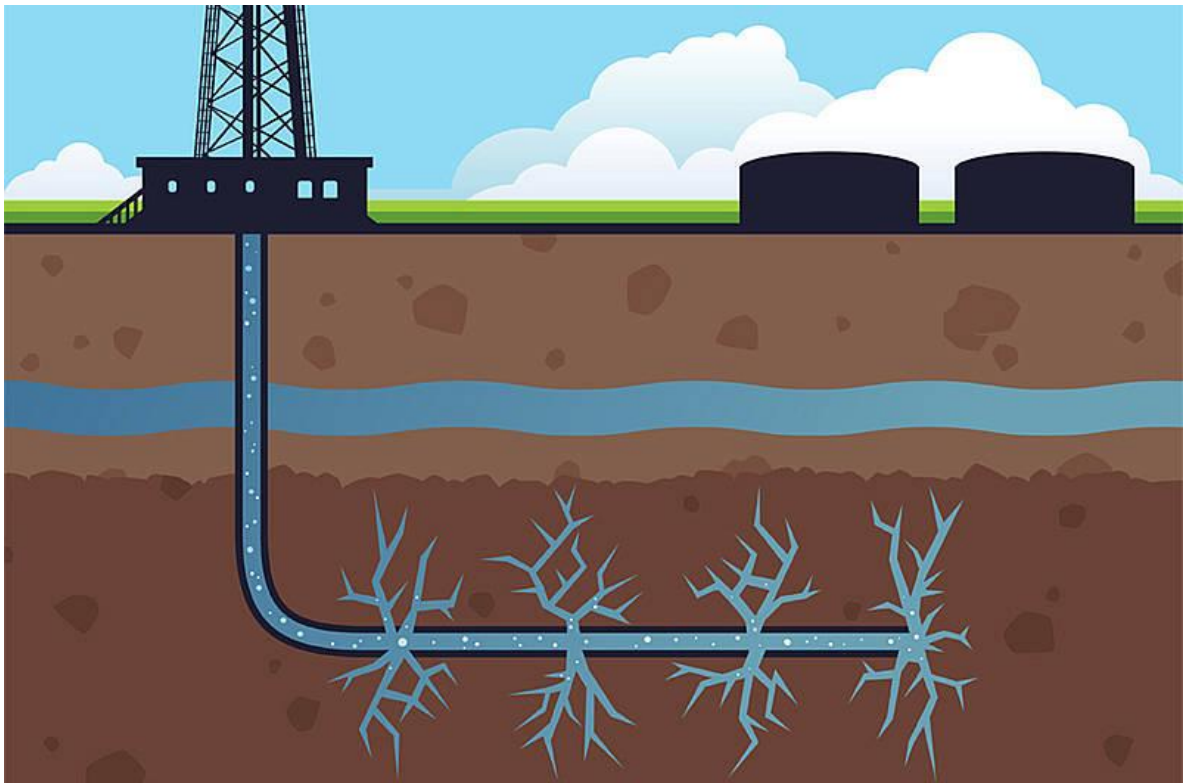
Especificando los fluidos que son empleados en la aplicación del Fracturamiento hidráulico para yacimientos de Shale, se incluyen fluidos espumosos con o sin presencia de material propante con CO₂ y N₂, y una gran variedad de geles y fluidos reactivos.

La técnica debe ser aplicada en los momentos donde el pozo registre bajos valores de producción que estén por debajo de un rango económico y operacional. En el caso del shale, la técnica debe ser empleada desde el inicio de las operaciones por las propiedades ya mencionadas.

Al terminar un proyecto de Fracturamiento hidráulico, se espera que la producción aumente, y que se genere un valor óptimo de daño a la formación (S), teniendo en cuenta que este proceso o técnica está estrechamente relacionado a la

distribución de esfuerzos en la roca, por lo que un programa geomecánico es indispensable para el éxito de dicho programa.

Figura 11. Esquema del Fracking.



Fuente: Insurancequotes.

1.10.3 Desempeño del pozo. Desde cerca de 1820, se ha producido gas desde los Shales, y así mismo se han llevado a cabo estudios que permitan en un entorno específico entender como un todo el desempeño de este especial tipo de pozos. Los valores de declinación en el primer año van del 30 al 80% para los shale gas termogénicos, con exponentes de declinación mayores de uno.⁶

⁶ (PRMS)

Este comportamiento de declinación es evidencia que los pozos están en estado transitorio. Ya que en estos yacimientos la permeabilidad es tan baja, pueden pasar varios años antes de que las presiones comiencen a disminuir sustancialmente lejos de las fracturas hidráulicas. En consecuencia, hay presencia de gas sorbido, y sólo una pequeña fracción se producirá durante la vida del pozo.

Los yacimientos de shale gas termogénicos son generalmente encontrados a profundidades de más de 3000 f, y la producción es dominada por el gas seco atrapado en los poros de los Shales. Las tasas iniciales de gas para estimulación con fracturas y pozos horizontales son generalmente mayores que 1MMcf/D con un EUR correspondiente de más de 1Bcf. Los Shales biogénicos debido a su poca profundidad, tienen tasas de producción y EUR's más bajos que los termogénicos.

6 (PRMS)

1.11 PROBLEMAS COMERCIALES

En primera instancia, se deben empezar procesos que permitan evaluar los datos disponibles y establezcan una posición de adquisición en el área que se perfila como prospecto. Luego se debe efectuar la perforación de varios pozos de evaluación en proyectos piloto con un costo cercano a los 100 MM de Dólares, con el fin de evaluar si el recurso es comercial. Comprobado lo anterior, el siguiente paso requiere de una inversión de miles de millones de dólares para perforar y completar los pozos que desarrollen el proyecto como tal; costos que varían entre los 2 y 3 MM de dólares para un pozo en Barnett y más 8 MM de dólares en Haynesville.

Otro factor importante a considerar en el desarrollo de recursos provenientes de yacimientos de Shales Gas, es el precio actual del gas; ya que un precio bajo no sólo reduce los ingresos, sino que también puede llegar a reducir el capital disponible, que estanca el tiempo de desarrollo del proyecto y así disminuye su respectivo valor.

Para el caso de los pozos en yacimientos de Shale Gas termogénicos que producen a tasas iniciales muy altas y declinan rápidamente, se hace necesario tener en cuenta factores como la reducción en la presión del yacimiento cerca al Wellbore, una reducción en la permeabilidad como la disminución de presión en el poro, y reducciones en la conductividad de la fractura como resultado de la trituración del propante, el empotramiento del mismo y la migración de finos.

En los yacimientos de shale gas dominados por gas de sorción, como el **Antrim**, la producción puede retrasarse debido a la deshidratación y puede hacerse necesario construir pozos con menos espaciamiento para acelerar el proceso.⁷

1.12 GEOMECÁNICA ASOCIADA

Como ciencia, esta disciplina se encarga de integrar ramas como la mecánica de rocas, la geofísica, geología, petrofísica y técnicas operacionales como la perforación y la producción; con el fin de evaluar la respuesta del cuerpo rocoso en cuanto a esfuerzos, presión de yacimiento y temperatura de la formación.

En esta medida, la geomecánica permite obtener un modelo estructurado de esfuerzos in situ, propiedades generales de la roca para evaluar trayectorias ideales de perforación y optimizar todas y cada una de las operaciones debido a

⁷ (PRMS)

que con un programa adecuado se evitan problemas de inestabilidad de formación, que podría conllevar a derrumbes del pozo; y también permite obtener programas de lodos de perforación que aseguren la integridad del pozo. Por consiguiente un programa geomecánico es necesario para establecer presiones de poro, zonas de colapso, zonas estables, zonas de pérdida y zonas de influjos.

En la elaboración de un programa geomecánico, existen dos factores generales muy importantes que son los químicos y los mecánicos. En los primeros, se evalúa la composición mineral de la roca, el mecanismo de interacción y los problemas existentes en la formación (Problemas al momento que la formación es alterada); y en los factores mecánicos, existen aquellos factores que son controlables (trayectoria y peso del lodo) y los que no (Esfuerzos del campo, presión de poro y propiedades mecánicas de la roca).

Refiriéndose a la presión de poro, esta es normal cuando la presión dada por la columna hidrostática es la que actúa directamente en el sistema junto con una única dependencia de profundidad y densidad del lodo; cuando no se cumple con la condición anterior, la presión de poro es anormal y puede ser anormalmente negativa (subpresiones) o anormalmente positiva (sobre presiones).

Por otra partes, existen tres esfuerzos principales que son evaluados en el programa geomecánico, los cuales son ortogonales y perpendiculares entre ellos (σ_1 , σ_2 y σ_3).

Considerar la dirección de los esfuerzos es un factor importante a la hora de la aplicación de técnicas como el Fracturamiento hidráulico, debido a que se debe estimar la dirección en la cual la fractura se propagará a lo largo del cuerpo rocoso; en teoría la fractura se propaga en dirección del esfuerzo horizontal máximo. 9 (Schlumberger Geomechanics (SGM) Elena Bentosa.)

Ejemplificando las principales características de un programa geomecánico, se toma el ejemplo de la formación Barnett Shale ubicada en la cuenca del doble Arco-Fort Worth, en Texas EE.UU. Descubierta en el año de 1980, el Barnett inició su producción en 1999, con un gas estimado in place entre $2,1-30 \cdot 10^{12}$ cf. Actualmente el Barnett Shale está produciendo más de 5000 MMpcd. En 2011 fue el mayor campo productor de gas en Texas con 2 billones de pc. Este yacimiento, presenta un alto contenido de sílice (35-50%), y bajo contenido de arcilla (<35%) con un contenido de carbono orgánico entre 3 y 10%.

La perforación debe ser realiza en dirección del esfuerzo principal mínimo. Se presenta un Fracturamiento hidráulico en 10 etapas.

- Esfuerzo Vertical= 1,1 psi/ft
- Presión de poro= 0,48 psi/ft
- Esfuerzo horizontal máximo= 0,8 psi/ft

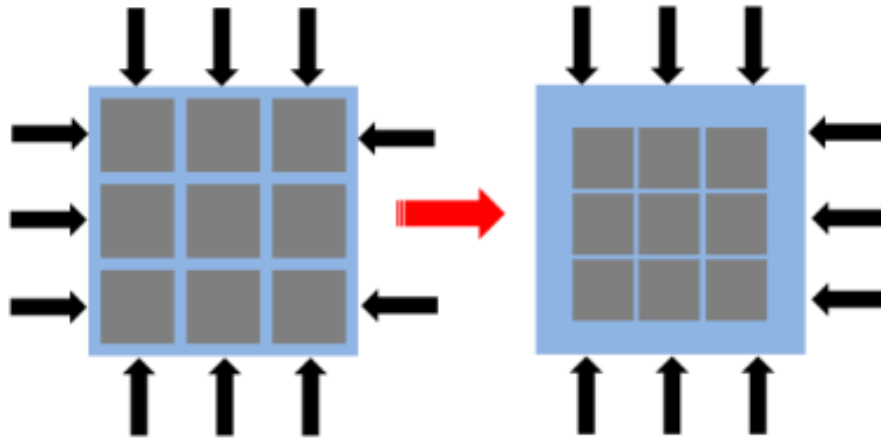
1.13 CLEATS

Así como el carbón, el shale cuenta con una matriz y un área estimulada ó fracturada llamada *cleat*, a través de los cuales se mueve el gas. El gas es almacenado por adsorción dentro de la matriz y el área estimulada, y el flujo de éste se realiza sólo cuando el agua ha salido de la roca y se alcanza la presión de desorción mediante el proceso de difusión.

En yacimientos naturalmente fracturados, la compresibilidad de la roca puede desempeñar un papel significativo en el potencial de la capacidad de entrega del pozo. A medida que la presión disminuye, la sobrecarga comprime los cleats,

reduciendo así la permeabilidad. Un esquema de este comportamiento se muestra en la imagen siguiente:

Figura 12. Compresión de los Cleats.

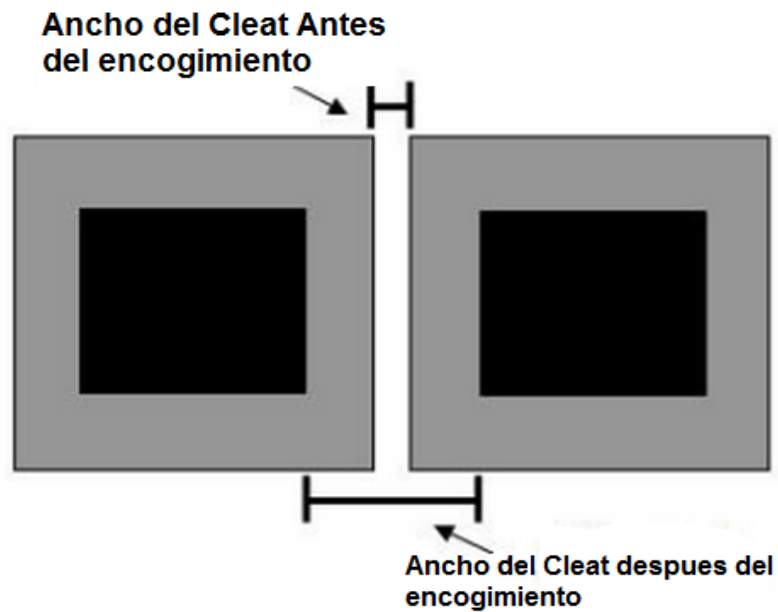


Fuente: Disponible en: www.fekete.com

1.14 CONTRACCIÓN DE LA MATRIZ

El gas se almacena dentro de la estructura porosa de la matriz del shale. Como gas se desorbe de la matriz, la presión ejercida por el gas en estos poros disminuye. Esto hace que el volumen de la matriz del shale se reduzca en tamaño. Una reducción en el tamaño de la matriz actúa simultáneamente para ampliar los sistemas de fijación, y de esta forma aumenta la permeabilidad.

Figura 13. Contracción de la matriz.



Fuente: Disponible en: www.fekete.com

Un desarrollo más completo de la contracción / dilatación de la matriz ha sido sugerido por una variedad de fuentes de literatura. Cuatro correlaciones de la contracción de la matriz y la porosidad fueron propuestas por los siguientes autores:

1.15 MODELOS DE PERMEABILIDAD

1.15.1 Seiddle y Huitt. El hinchamiento es inducido en la roca mediante el proceso de adsorción, sin embargo además de éste fenómeno la roca experimenta otra deformación por las fuerzas mecánicas a las que es sometida (ϵ_m y ϵ_p respectivamente).

Se ve cómo se relacionan el coeficiente de hinchamiento de la matriz (C_m) con el volumen y la presión de Langmuir (V_L y P_L). La ecuación para el coeficiente de acoplamiento mecánico C_p que representa al comportamiento de la matriz sobre cargas es análoga a la de C_m .

$$V_n = V_l \frac{bP_n}{1 + (b P_n)}$$

Ecuación 3.

$$\varepsilon_m - \varepsilon_{mi} = C_m V - C_m V_i$$

Ecuación 4.

$$\varepsilon_p - \varepsilon_{pi} = C_p (P - P_i)$$

Ecuación 5.

ε_{mi} y ε_{pi} tienen que ser multiplicado por 10^6 para llegar a ser una cantidad significativa, por lo que a condiciones normales (atmosféricas) es igual a 0. Entonces:

$$\varepsilon_m = C_m V$$

Ecuación 6.

$$\varepsilon_p = C_p P$$

Ecuación 7.

Si el coeficiente de deformación neto estuviera determinado por una relación entre los coeficientes mecánicos y de adsorción sería:

$$\varepsilon_{exp} = \varepsilon_m - \varepsilon_p$$

Ecuación 8.

$$\varepsilon_{exp} = C_m V_l \frac{b P}{1+b P} - C_p P$$

Ecuación 9.

$$C_m = \frac{\varepsilon_{exp} + C_p P}{V_l \frac{b P}{1+b P}}$$

Ecuación 10.

Para la relación de la porosidad con la permeabilidad, se tiene que:

$$I = -\frac{1}{k} \frac{\partial k}{\partial P}$$

Ecuación 11.

Y luego de operar se tiene:

$$\frac{k}{k_i} = e^{I P_i - P}$$

Ecuación 12.

La porosidad se relaciona de una manera similar con la presión por medio de:

$$C_r = -\frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P}$$

Ecuación 13.

Que luego se convierte en:

$$\frac{\phi}{\phi_i} = e^{Cr (P_i - P)}$$

Ecuación 14.

Al aplicar logaritmo natural y dividir las ecuaciones 12 y 14 se tiene que:

$$\frac{\text{Ln} \frac{k}{k_i}}{\text{Ln} \frac{\phi}{\phi_i}} = \frac{I(P_i - P)}{C_r(P_i - P)}$$

Ecuación 15.

Si $\frac{I}{C_r} = n$, entonces:

$$\frac{k}{k_i} = \left(\frac{\phi}{\phi_i}\right)^n$$

Ecuación 16.

$\varepsilon = \frac{\Delta a}{a} 10^6$ y, si se iguala con la ecuación 4 Se tiene:

$$\Delta a = \varepsilon a 10^{-6} = CmVl \frac{b P_i}{1+bP_i} - CmVl \frac{b P}{1+b P} a 10^{-6}$$

Ecuación 17.

$$\Delta a = \frac{b P_i}{1+b P_i} - \frac{b P}{1+b P} a CmVl 10^{-6}$$

Ecuación 18.

Para la porosidad de la fractura se tiene:

$$\phi_{fractura} = \frac{2w}{a}$$

Ecuación 19.

Donde la amplitud de fractura y de matriz a una presión dada están denotadas por:

$$w = w_i + \Delta a$$

Ecuación 20.

$$a = a_i - \Delta a$$

Ecuación 21.

Entonces una relación entre la porosidad de la fractura actual y la inicial sería:

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = \frac{\frac{wi+\Delta a}{a_i-\Delta a}}{\frac{wi}{a_i}}, \text{ al aplicar la ley de la oreja y separación de términos se}$$

Obtiene:

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = \frac{wi + \Delta a}{a_i - \Delta a} \frac{a_i}{wi} = \frac{(wi + \Delta a)}{wi} \frac{a_i}{(a_i - \Delta a)} = \frac{(wi + \Delta a)}{wi} \frac{1}{\frac{a_i - \Delta a}{a_i}}$$

Ecuación 22.

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \frac{\Delta a}{wi} \left(\frac{1}{1 - \frac{\Delta a}{a_i}} \right), \text{ se reemplaza la ecuación 17 y:}$$

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \frac{\varepsilon a_i 10^{-6}}{wi} \frac{1}{1 - \varepsilon 10^6} = 1 + \frac{\varepsilon a_i 10^{-6}}{wi} (1 + \varepsilon 10^{-6})$$

Ecuación 23.

$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \varepsilon 10^{-6} + \frac{\varepsilon a_i 10^{-6}}{w_i} + \frac{\varepsilon^2 a_i 10^{-6^2}}{w_i}$, el último término es muy pequeño, por último

reagrupando se tiene:

$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \varepsilon 10^{-6} \left(1 + \frac{a_i}{w_i} \right)$, ahora se reemplaza la ecuación 19

$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \varepsilon 10^{-6} \left(1 + \frac{2}{\phi_{fi}} \right)$, Por último se utiliza la ecuación 18 para

Despejar ε y se obtiene:

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \left(1 + \frac{2}{\phi_{fi}} \right) C_m V_l 10^{-6} \left(\frac{b P_i}{1+b P_i} - \frac{b P}{1+b P} \right)$$

Ecuación 24.

1.15.2 Palmer y Mansoori. Durante la producción primaria de un yacimiento, los esfuerzos efectivos incrementan y la permeabilidad disminuye debido a la compresión de las fracturas. Sin embargo, en los yacimientos no convencionales vemos que el drawdown lleva a producción de metano, acompañado con un encogimiento de la matriz, que abre las fracturas e incrementa la permeabilidad. Los 2 efectos que ocurren durante una caída de presión (compresión de fracturas y encogimiento de la matriz), actúan en direcciones opuestas a la permeabilidad. La permeabilidad está en función de los esfuerzos y de la presión del poro, como se menciona en diversos estudios. De ésta manera se inicia de la ecuación de elasticidad lineal para cambios de esfuerzos en rocas porosas y se obtiene la siguiente ecuación:

$$d\varepsilon_p = \frac{d\varepsilon_r}{\phi} - \frac{1-\phi}{\phi} d\varepsilon_g$$

Ecuación 25.

Donde podemos observar cómo el esfuerzo incremental del volumen poroso (adimensional) se relaciona con los esfuerzos de la roca y del grano, respectivamente. Como se dijo que se iba a partir de la ecuación de elasticidad lineal (con un cambio de esfuerzo muy pequeño) y bajas condiciones de esfuerzos en una dirección, el término $d\varepsilon_p$ (Higgs et al 1994) lleva a la siguiente ecuación:

$$-d\phi = \frac{1}{M} - (1 - \phi) f_y dS - dP + \frac{K}{M} - (1 - \phi) \alpha dT$$

Ecuación 26.

Donde dS , dP y dT representan cambio en esfuerzo de overburden, presión de poro y de temperatura respectivamente. También f , γ , M , K y α se refieren a una fracción que varía de 0 a 1 dependiendo del tipo de roca, la compresibilidad del grano, el módulo axial, el módulo bruto y la expansión termal del grano respectivamente.

El módulo de Young (E) y la razón de Poisson (ν) están directamente relacionados con M y K a través de la teoría de elasticidad isotrópica:

$$\frac{M}{E} = \frac{1 - \nu}{(1 + \nu)(1 + 2\nu)}$$

Ecuación 27.

$$\frac{K}{M} = \frac{1}{3} \frac{1 + \nu}{1 - \nu}$$

Ecuación 28.

Como en el sistema de roca gas shale la porosidad es tan pequeña y el esfuerzo de overburden no cambia significativamente, la ecuación anterior puede ser adaptada así:

$$-d\phi = -\frac{1}{M}dP + \left(f + \frac{K}{M} - 1\right) \gamma dP - \frac{K}{M} - 1 \alpha dT$$

Ecuación 29.

Como dT es un término de expansión y contracción, si disminuye, el tejido se encoge y las fracturas aumentan en amplitud, lo que la hace análoga al proceso de desorción y al encogimiento de la matriz por lo que se puede escribir de la siguiente manera:

$$\alpha dT = \frac{d}{dP} \frac{\Delta V}{V} dp$$

Ecuación 30.

Como el término entre paréntesis puede expresarse por medio de mediciones volumétricas de expansión en:

$$\frac{\Delta V}{V} = \epsilon l \frac{b P}{1 + b P}$$

Ecuación 31.

En la literatura ésta b tiene un valor experimental de 0.02 psi⁻¹, sin embargo tanto el término b como el término ϵl deben ser determinados en un laboratorio mediante pruebas mecánicas y de desorción del metano en corazones.

Como M y K son independientes de la presión y haciendo el reemplazo de los términos anteriores, la ecuación 26 se convierte en:

$$-d\phi = C_m dP + \epsilon l \left(\frac{K}{M} - 1 \right) \frac{d}{dP} \epsilon l \frac{b P}{1 + b P} dp$$

Ecuación 32.

Donde C_m se refiere a:

$$C_m = \frac{1}{M} - f + \frac{K}{M} - 1 \quad YdP$$

Ecuación 33.

Ahora al integrar la ecuación 27 y al dividirla por ϕ_0 se obtiene finalmente:

$$\frac{\phi}{\phi_0} = 1 + \frac{C_m}{\phi_0} (p - p_0) + \frac{\varepsilon l}{\phi_0} \left(\frac{K}{M} - 1 \right) \left(\frac{bp}{1 + bp} - \frac{bp_0}{1 + bp_0} \right)$$

Ecuación 34.

La roca tiende gradualmente a volverse más dura durante el drawdown (E suele incrementar) debido a que las fracturas no tienen la capacidad de cerrarse en rugosidades, rocas finas o mineralización. La falla en estas rocas no convencionales puede incrementar la recuperación de la permeabilidad. Cuando las condiciones son favorables, el drawdown puede inducir a una falla debido a los cambios en esfuerzos producidos por el encogimiento de la matriz. La falla puede llevar a un incremento de la permeabilidad debido al fenómeno conocido como dilatación. Este modelo puede ser comparado con el de Seidle y Huitt . Este tiene una constante igual a 2 en vez de $(K/M - 1)$ en el término de encogimiento. Esto significa que su término de encogimiento es cerca de 2.6 veces mayor que el de la ecuación de Palmer y Mansoori. Seidle y Huitt calculan la relación ϕ/ϕ_0 separadamente para los efectos de los esfuerzos y de encogimiento, luego son multiplicados para obtener el efecto combinado. En cambio en el modelo de Palmer y Mansoori son agregados y no multiplicados. Finalmente se debe tener en cuenta que la teoría de Seidle asume que la compresibilidad del volumen poroso es constante con los cambios de la presión de poro, pero como se ha demostrado esto no es cierto. Sin embargo la nueva teoría se aplica sólo para cambios pequeños en los esfuerzos como muestra la ecuación lineal de elasticidad. Debido a la porosidad de la roca (que es muy pequeña en este caso),

los cambios en la porosidad se ven reflejados hasta en un factor de 2, en cambio los cambios correspondientes de permeabilidad cambian en menos de un factor de 10.

1.15.3 Shi y Duruncan. Esta formulación de esfuerzo más reciente establece un vínculo directo entre la tensión de la matriz volumétrica y la cantidad de gas desorbido. Este modelo se puede ampliar para tomar en cuenta el hinchamiento de la matriz por la inducción de la adsorción, así como la contracción de la matriz durante el recobro mejorado de metano que implica la inyección de un gas inerte o una mezcla de gases en las fracturas.

El modelo de Shi y Duruncan utiliza el mismo término de compresión del modelo de Palmer y Mansoori, pero utiliza un término más fuerte para la contracción de la matriz, que generalmente se traduce en una fuerte repercusión en la permeabilidad en el proceso de agotamiento del yacimiento.

El modelo se presenta a continuación:

$$k = k_i e^{-3C_f(\sigma - \sigma_i)}$$

Ecuación 35.

Por encima de la presión de desorción crítica p_a ($p_i > p > p_a$):

$$\sigma - \sigma_i = -\frac{\nu}{1-\nu}(p - p_i)$$

Ecuación 36.

Igual o inferior a la presión de desorción crítica:

$$\sigma - \sigma_i = -\frac{\nu}{1-\nu} p - p_i + \frac{E}{3} \frac{1-\nu}{1-\nu} \varepsilon_l \frac{p}{p + p_\varepsilon} - \frac{p_d}{p_d - p_\varepsilon}$$

Ecuación 37.

1.15.4 Exponente constante de inclinación de la permeabilidad. Este enfoque empírico fue desarrollado por BP y Fekete y se basa en la observación de la contracción de la matriz de carbón de la cuenca de San Juan (USA). Esta correlación sólo es aplicable a esta ubicación geográfica particular.

En este modelo, la relación entre la permeabilidad y la presión se indica así:

$$I = -\frac{1}{k} \frac{\partial k}{\partial p} (\% / \text{psi})$$

Ecuación 38.

El signo negativo es necesario ya que la permeabilidad y la presión cambian en direcciones opuestas. La integración de esta ecuación y la imposición de la condición inicial de $k = k_i$ cuando $p = p_i$ lleva a:

$$\frac{k}{k_i} = e^{I(p_i - p)}$$

Ecuación 39.

Tabla 2. Países con mayores recursos de Shale Gas recuperables técnicamente.

Top 10, Países con mayores recursos de shale gas recuperables técnicamente		
Puesto	País	Shale Gas(Trillion Cubic Feet)
1	China	1115
2	Argentina	802
3	Algeria	707
4	US	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Suráfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245

Fuente: EIA. 2013

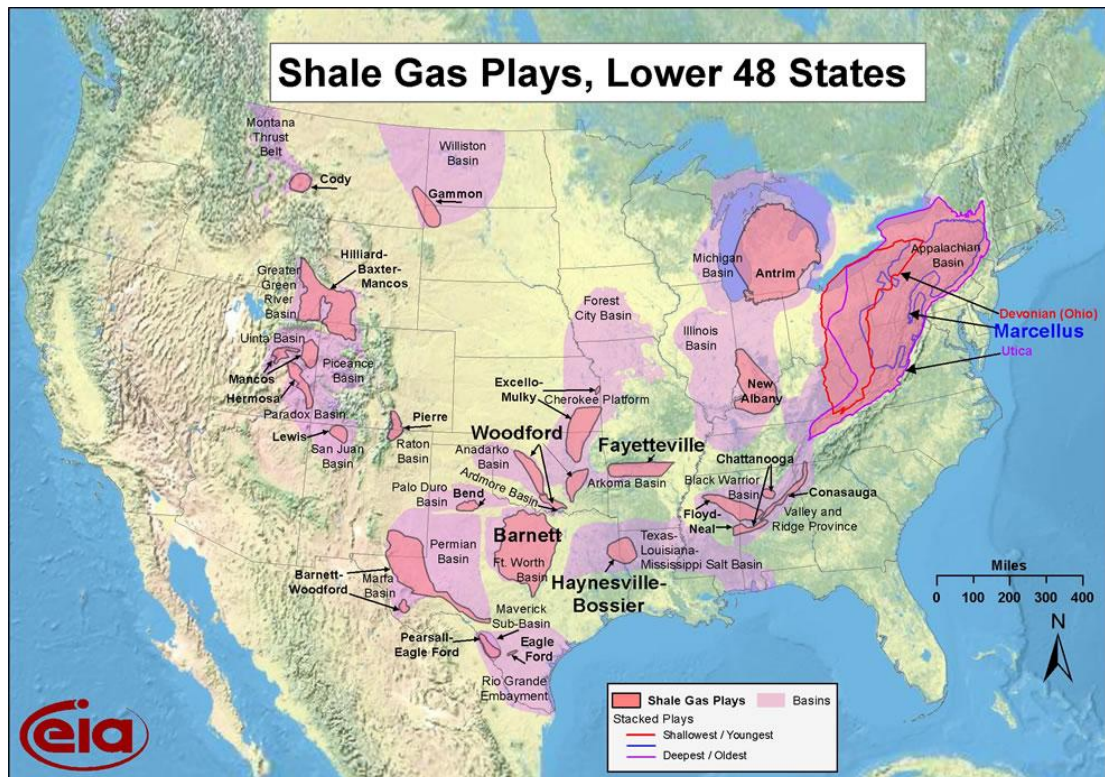
2.1 FORMACIONES DE SHALE GAS EN LOS ESTADOS UNIDOS

El shale gas en Estados Unidos está creciendo exponencialmente y estableciéndose como la fuente de gas natural de más importancia. Mediante el uso de nuevas tecnologías, tales como el fracturamiento hidráulico y la perforación de pozos horizontal y multilaterales, el desarrollo del shale gas como una nueva fuente de gas natural ha compensado la declinación en la producción de gas proveniente de yacimientos de gas convencionales, y ha llevado a incrementar las reservas de gas natural en Estados Unidos. La revolución del shale se ha desarrollado principalmente en Estados Unidos, debido a que ha realizado un arduo trabajo en la evolución tecnológica, ámbito fiscal y regulación necesaria para conseguir la seguridad y la independencia energética.

El shale gas está presente en gran parte del territorio norteamericano. Las formaciones Shale más activas y desarrolladas son:

- Barnett
- Haynesville
- Fayetteville
- New Albany
- Marcellus
- Woodford
- Eagle Ford

Figura 15. Shale Plays en Estados Unidos de América .



Source: Energy Information Administration based on data from various published studies.
Updated: March 10, 2010

Fuente: EIA 2013.

2.1.1 Barnett Shale. El interés de la industria en el desarrollo de los yacimientos de shale como una fuente energética real, se inició hace aproximadamente 30 años y su mejor representación es el éxito alcanzado en la cuenca de shale de Barnett, en el estado de Texas en la región sur de los Estados Unidos. La cuenca de Barnett es un enorme yacimiento de gas natural, que abarca una superficie de aproximadamente 5000 millas cuadradas, y se extiende por 17 condados de la cuenca de Forth-Worth, Texas.

Esta capa de sedimento con un alto contenido de materia orgánica alto (TOC 4-8%) tiene un espesor de entre 100 y 600 ft, una muy baja permeabilidad que varía entre 0,00007 y 0,005 mD y una porosidad de matriz promedio de 1-6%. Los datos de análisis realizados a esta formación han indicado que es uno de los mayores campos de gas de los Estados Unidos, ya que contiene aproximadamente 44 TCF de recursos recuperables de gas natural. El play contiene gran variedad de hidrocarburos, que incluyen un petróleo de 40° API, gas condensado, gas húmedo y gas seco.

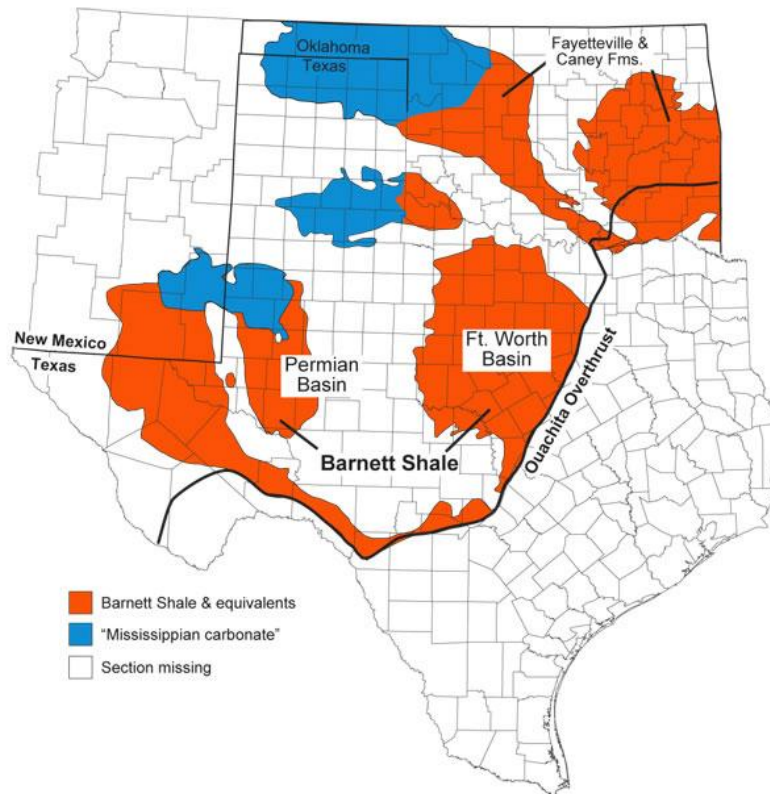
En el año de 1981, la empresa Mitchell Energy perforó el primer pozo en esta cuenca. La técnica de fracturamiento, que se encuentra en auge en esta época, fue empleada por primera vez en la cuenca de Barnett en 1986, así mismo la primera perforación de un pozo horizontal se realizó en esta cuenca en 1992. Actualmente existen más de 10000 pozos en la cuenca, que es el mayor campo en producción activa en los Estados Unidos, y actualmente produce más del 6% de la producción de gas natural del país. La cuenca del Barnett ilustra mejor que ninguna otra, el desarrollo íntegro de un yacimiento, y por esto es tomado como ejemplo en todo el mundo.

La mayoría del gas que existe en el espacio poroso se encuentra como gas libre en lugar de adsorbido en la roca, y los pozos muestran una disminución normal de la producción. En muchos puntos, la cuenca de Barnett Shale contiene fracturas

naturales abiertas de aproximadamente (0,02-0,2 mm), por lo tanto casi todos los pozos se estimulan mediante el fracturamiento hidráulico.

El Barnett Shale se encuentra a profundidades de 6500 a 8500 ft, se estima que el costo de la perforación vertical de cada pozo vertical oscila entre 700000 y 2 millones de dólares. Los pozos horizontales con longitudes que van de 500 a 3500 ft, cuestan aproximadamente el doble que los pozos verticales, pero sus tasas de recobro pueden ser de 2 a 4 veces la de un pozo vertical. La tasa inicial de gas de cada pozo horizontal puede oscilar entre 1 a 3 Mscf/día, y sus años de vida varían entre 10 y 20 años. Se estima que contiene un 35 % de gas presente en la fase adsorbida.

Figura 16. Barnett Shale.

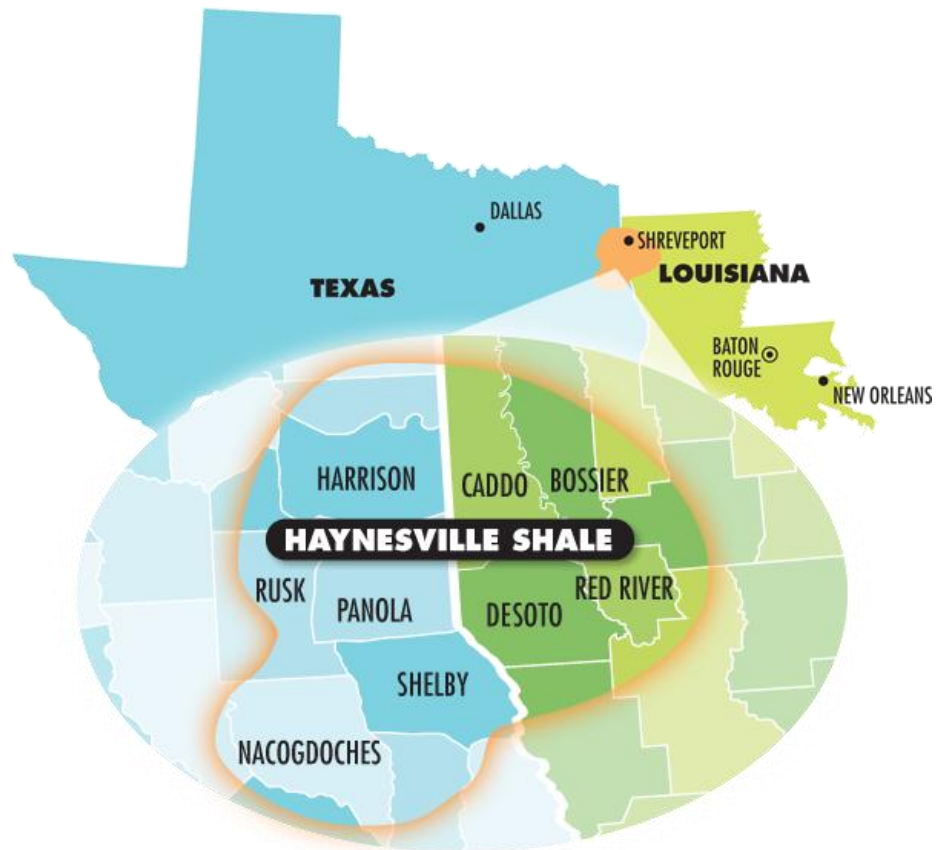


Fuente: Disponible en: <http://geology.com/research/barnett-shale-gas.shtml>

2.1.2 Haynesville Shale. También conocida como Haynesville/Bossier, está situada al norte de Louisiana y al este de Texas en la cuenca Salt, con un rango de profundidades entre 10500 y 13500 ft, cubriendo aproximadamente 9000 millas cuadradas con un espesor entre 200 y 300 pies. El shale de Haynesville es un esquisto negro, rico en materia orgánica (TOC 3%), con una litología mezclada de shale, arena y limo; gradientes de presión inicial anormalmente altos (0,77 a 0,91 psi/ft); la porosidad promedio está en rango entre 6% y 10%, mientras que la permeabilidad varía ampliamente a lo largo del play; la saturación promedio de gas varía entre 65% y 80%, pertenece a la edad del Jurásico Superior que subyace en gran parte de la costa del golfo de los Estados Unidos. Limita por la parte superior con el grupo de arenisca de Cotton Valley, y por la parte inferior con la limolita Smackover.

En el año 2007, después de varios años de perforación y de pruebas, Haynesville marcó una tendencia a tener cantidades significativas de gas. Hoy en día, la producción de gas natural de la formación Haynesville, se genera a partir de rocas cerca de 2 kilómetros bajo el noroeste de Louisiana, el suroeste de Arkansas y el este de Texas. Las zonas más productivas han sido, Caddo, Bossier, DeSoto y Red River. Fig 24 Se estima que contiene un 18% de gas presente en la fase adsorbida.

Figura 17. Haynesville Shale.



Fuente: Disponible en: <http://www.rangerproductionservices.com/About-Us.html>

2.1.3 Fayetteville Shale. La formación Fayetteville está situada en la cuenca de Arkoma, en el norte de Arkansas y el este de Oklahoma, tiene una profundidad entre 1000 y 7000 pies. Es un shale de la edad del mississippiano y limitado en la parte superior por la limolita de Pitkin, y en la parte inferior por la arenisca de Batesville.

La empresa Southwestern Energy Company (SWN) descubrió la formación Fayetteville, y la han desarrollado exitosamente desde el año 2004. Se identificaron similitudes con la cuenca de Barnett en edad y características geológicas, razón por la cual las lecciones aprendidas en técnicas de

fracturamiento y perforación horizontal han sido empleadas en Fayetteville con éxito.

El área de la formación es de casi dos veces la de Barnett, con un espaciamiento de pozos entre 80 y 160 acres, y un espesor neto entre 20 y 200 pies. Se estima que contiene entre 60 y 220 scf/ton, lo cual es mucho menos que el contenido en Barnett Shale. El gas in-place se estima en 52 TCF, con recursos técnicamente recuperables de 41,6 TCF.

Figura 18. Fayetteville Shale.



Fuente: PetroQuest Energy Inc.

2.1.4 New Albany Shale. La formación New Albany shale está a profundidades someras de entre 500 y 2000 pies., con un alto contenido de agua e intercalado con vetas de carbón. Pertenece a la edad entre el devoniano y el mississipiano, limitado en la parte posterior por la limolita Rockford, y por la parte inferior por la limolita North Vernon.

El shale de New Albany es una roca rica en materia orgánica. Se ha estimado que la cantidad total de gas es de 86 TCF. Este shale es superficial, biogénico y termogénico; se encuentra a profundidades de entre 600 y 5000 pies, con un espesor de entre 100 y 200 pies.

El shale de esta cuenca a diferencia de otros, tiene un intervalo continuo de 100 pies, del cual se produce agua acompañada al gas. El factor de recobro se estima en un 15% y 20% mediante pozos horizontales, sin embargo se ha demostrado que mediante la utilización de pozos horizontales se obtienen mejores resultados, y se estima que se potencie su utilización.

Figura 19. New Albany Shale.



Fuente: Disponible en: http://www.ldvconsulting.com/new_albany_shale.php

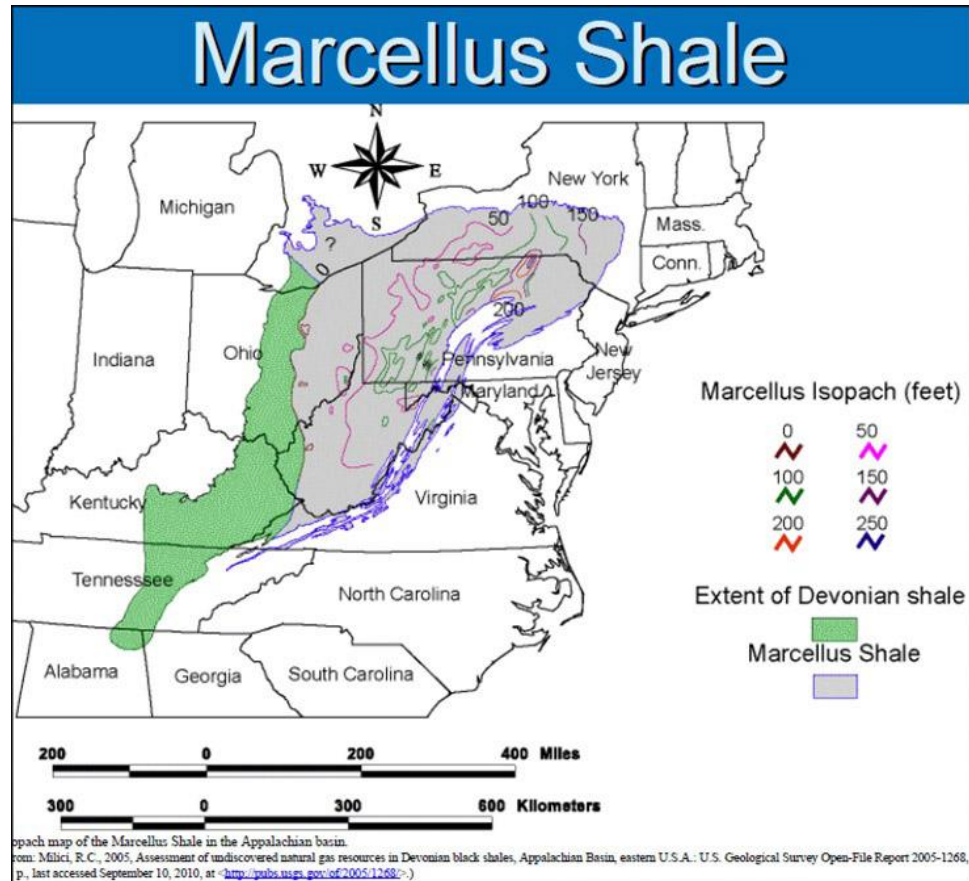
2.1.5 Marcellus shale. Marcellus Shale es un yacimiento de shale localizado en el noreste de Estados Unidos. Ocupa más de 30 millones de acres en ciertas partes de Nueva York, Pensylvania, Ohio, Virginia y Tennessee.

Esta formación contiene una gran cantidad de recursos de gas natural, y debido a su proximidad a varios centros urbanos de alta demanda en la costa este de Estados Unidos, se convierte en un objetivo muy atractivo para el desarrollo de este tipo de energía.

Gran parte de los pozos han sido perforados horizontalmente y completados con tratamientos de fracturamiento hidráulico multietapa. El Marcellus Shale está conformado por clorita, ilita, cuarzo, feldespato, pirita y calcita; es altamente laminado y tiene zonas variables de arcilla. La porosidad y el carbón orgánico total (TOC) exceden el 10% en muchas partes de la formación, y la permeabilidad de la matriz varía entre 400 y 800 nD. El yacimiento se encuentra a profundidades de entre 4000 y 8500 pies, espesor neto entre 50 y 200 pies, y su OGIP se estima en 1500 TCF.

Los pozos más productivos de todo el yacimiento están en profundidades de entre 4000 y 8000 pies. El espesor de los intervalos productores varía entre 13 y 40 pies. Se estima que contiene un 50 % de gas presente en la fase adsorbida.

Figura 20. Marcellus Shale



Fuente: Disponible en: <http://www.ooga.org/>

2.1.6 Woodford Shale. Localizado en el sur de Oklahoma, tiene un rango de profundidades de 6000 a 11000 pies. Esta formación pertenece a la edad del devoniano, y limita en la parte superior por la limolita Osage, y un estrato aún no identificado en la parte inferior. La producción inició entre 2003 y 2004 con pozos verticales. La formación Woodford tiene un área aproximada de 11000 millas cuadradas.

La formación Woodford contiene el 4,5% del TOC. La porosidad es altamente variable (0,59%-4,9%), baja permeabilidad (0,0003 y 0,274 mD) y pequeñas aperturas de poro que varían entre 5,8 y 18,6 nm. El contenido de gas es alto con

respecto a otras formaciones productoras con un rango entre 200 y 300 SCF/ton. El OGIP es de 23 TCF, mientras que los recursos técnicamente recuperables se estiman en 11,4 TCF.

Figura 21. Woodford Shale.



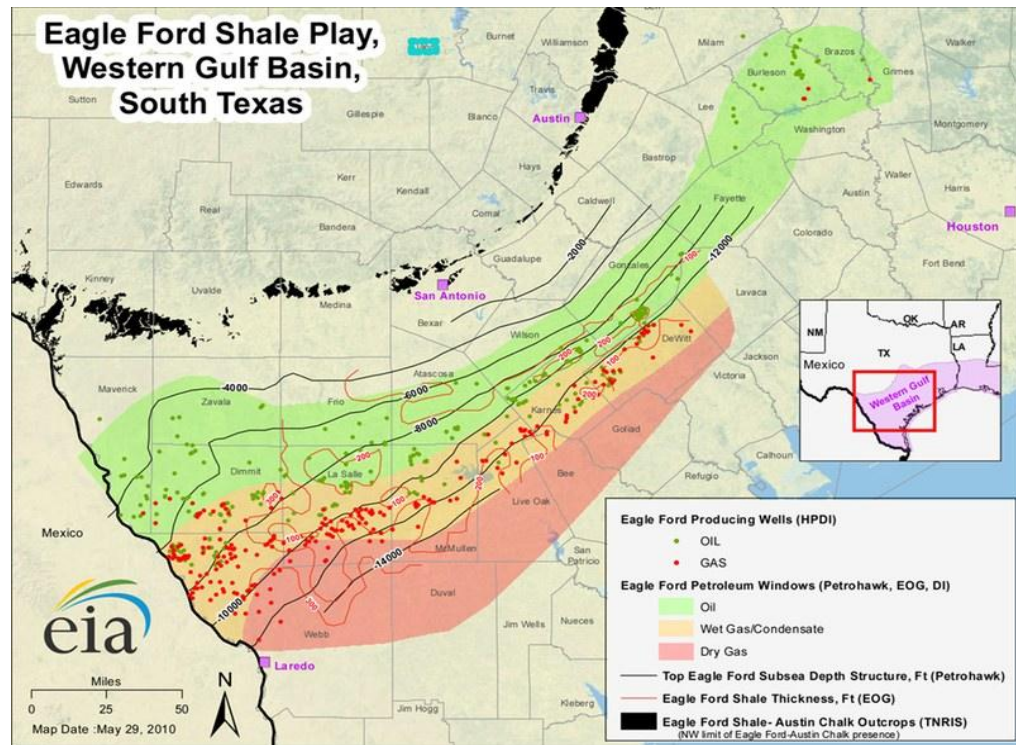
Fuente: PetroQuest Energy Inc.

2.1.7 Eagle Ford Shale. El Eagle Ford es un shale calcáreo que se extiende desde la frontera con México, hasta el este de la cuenca de Texas. Es un yacimiento conocido hace varios años, pero recientemente empezó a tomar forma como un yacimiento económicamente viable. Esto debido a las mejoras en técnicas como el Fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal, con lo cual varias unidades de roca se han convertido en objetivos de producción prolíficos para Estados Unidos.

Análisis de registros y corazones demuestran que sus características estructurales varían significativamente a lo largo del play. Por ejemplo, el espesor varía desde 500 pies en el suroeste, hasta 45 pies en el área de Austin, la profundidad está entre 2500 y 13000 pies, se presentan gradientes de presión entre 0,4% y 0,8% ,

el TOC entre 2 y 9%, y la permeabilidad oscila entre 1 y 800 nD. Se estima que contiene un 20 % de gas presente en la fase adsorbida.

Figura 22. Eagle Ford Shale.



Fuente: EIA 2011

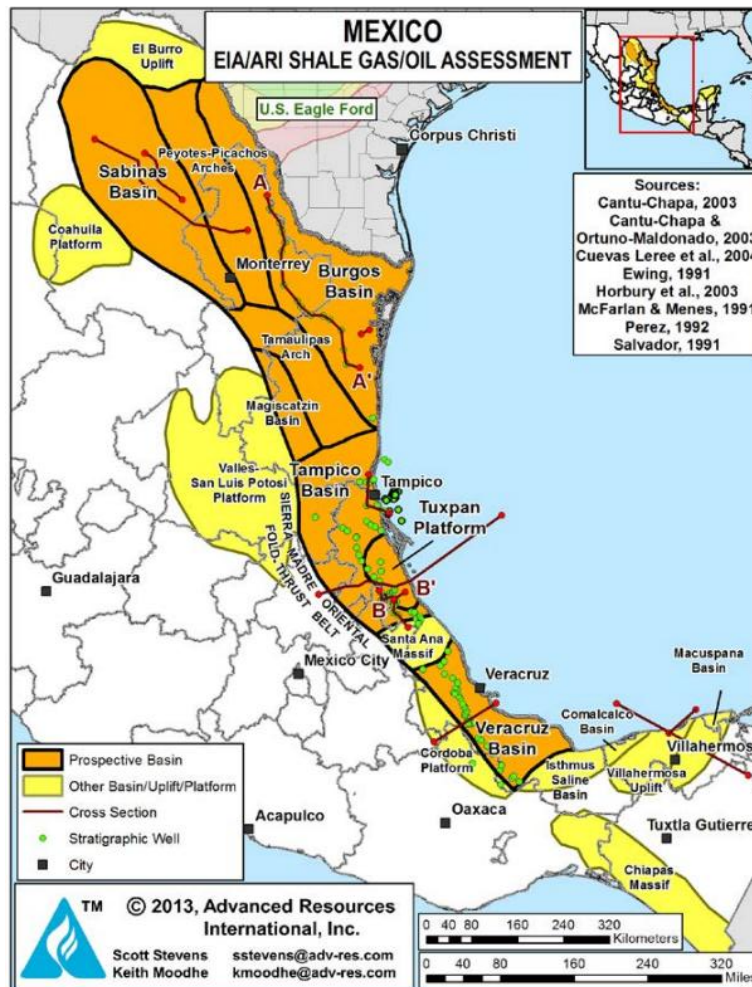
2.8 MÉXICO

Mediante una caracterización prospectiva, se ha estimado que podrían existir condiciones favorables para la producción de shale gas en cinco cuencas geológicas de México, las cuales son:

- Sabinas-Burro Picachos
- Chihuahua
- Burgos
- Tampico-Misantla
- Veracruz

En estas cinco cuencas se han identificado lutitas gasíferas potenciales. Fig. 30

Figura 23. Cuencas potenciales en México.



Fuente: EIA 2013

La compañía estatal PEMEX estima que los recursos de shale gas se encuentren entre 150 y 459 TCF, lo cual representa entre 2,5 y 7 veces las reservas 3P con las que cuenta actualmente el país. Sin embargo, de acuerdo con la EIA, los recursos en México pueden alcanzar los 681 TCF, lo cual posicionaría la reserva de gas mexicana como la cuarta más grande del mundo.

Todo esto obliga a México a aumentar su red de infraestructura, tanto de transporte como de distribución de gas natural, para el aprovechamiento de sus recursos potenciales de shale gas.

2.9 EUROPA

Cuando inició la revolución del shale gas, Europa y otras áreas de Estados Unidos fueron las que más llamaron la atención. Se estima que Europa cuenta con unos recursos entre 500 y 700 TCF, y la principal motivación para esta región es alcanzar la independencia energética.

Muchos países europeos cuentan con formaciones potencialmente generadoras, y existen cerca de 50 cuencas en el continente con potencial para producir hidrocarburos. Aunque los países más prometedores son Polonia y los países bálticos, existe potencial en casi cualquier parte del continente.

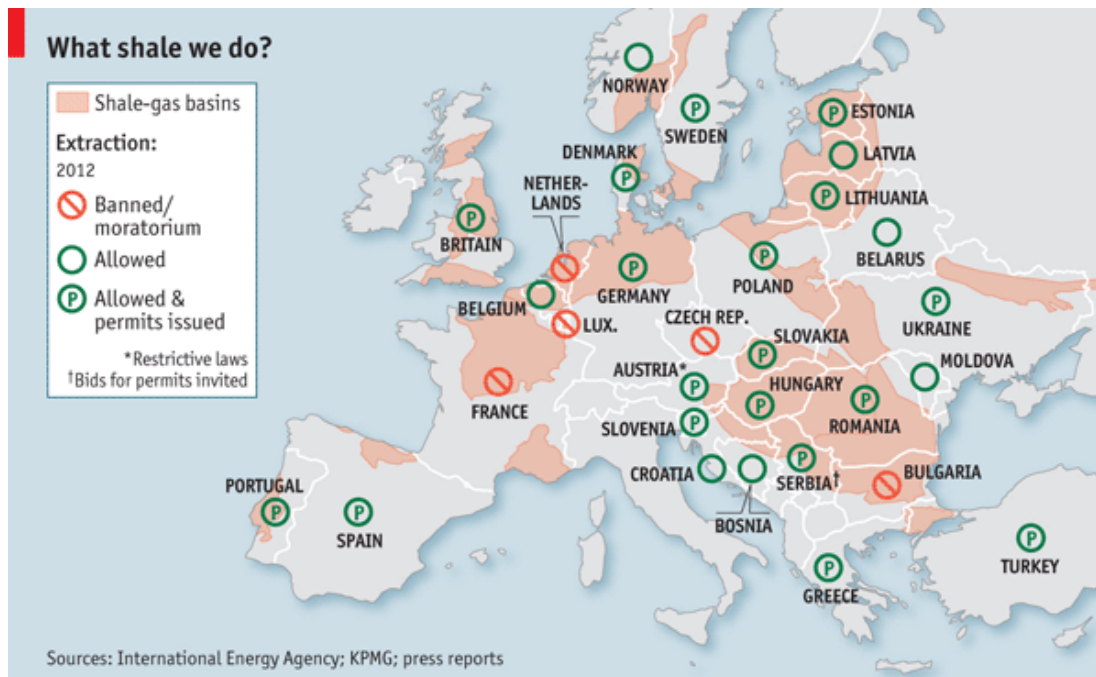
Sin embargo, al no ser una región productora de hidrocarburos, muchos países cuentan con problemas que podrían llegar a afectar el desarrollo de este tipo de yacimientos, tales como:

- Falta de conocimiento, ya que gran parte de los estudios fueron realizados en la década de los noventa.

- Altos costos de producción.
- Necesidad de infraestructura.
- Estructuras de mercadeo no adecuadas.
- Políticas de gas necesarias para la mezcla energética, y políticas de desarrollo para la instalación de infraestructuras.

Actualmente compañías como ExxonMobil están apostando fuerte por estos recursos en esta parte del mundo, realizando exploraciones en Polonia, Hungría y Alemania. Sin embargo algunas naciones han optado por suspender temporalmente la exploración y explotación de shale gas debido a incertidumbres sobre los impactos medioambientales que estos podrían generar.

Figura 24. Panorama Europeo del Shale.

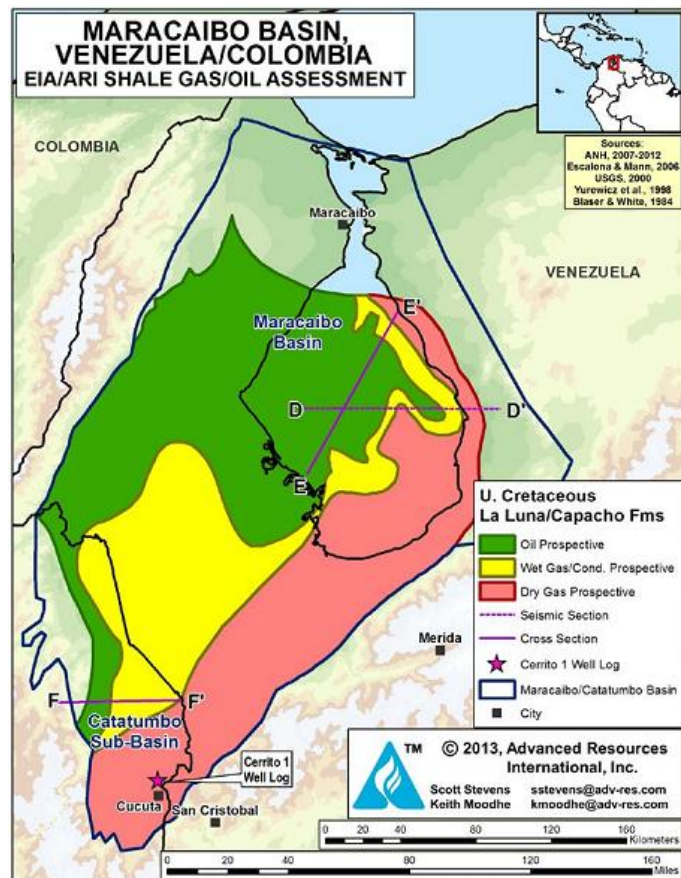


Fuente: KPMG

2.10 VENEZUELA

En materia de shale gas, Venezuela cuenta con aproximadamente 815 TCF, y sus reservas técnicas recuperables con de alrededor de 167 TCF. Todos estos recursos están en el occidente, en la formación La Luna del Lago de Maracaibo. Sin embargo, debido a la gran cantidad de reservas que tiene esta nación en yacimientos convencionales, el Gobierno de Venezuela no ha emprendido la exploración de petróleo o gas shale, aunque el potencial es grande y de alta calidad.

Figura 25. Cuencas Venezolanas de Shale.



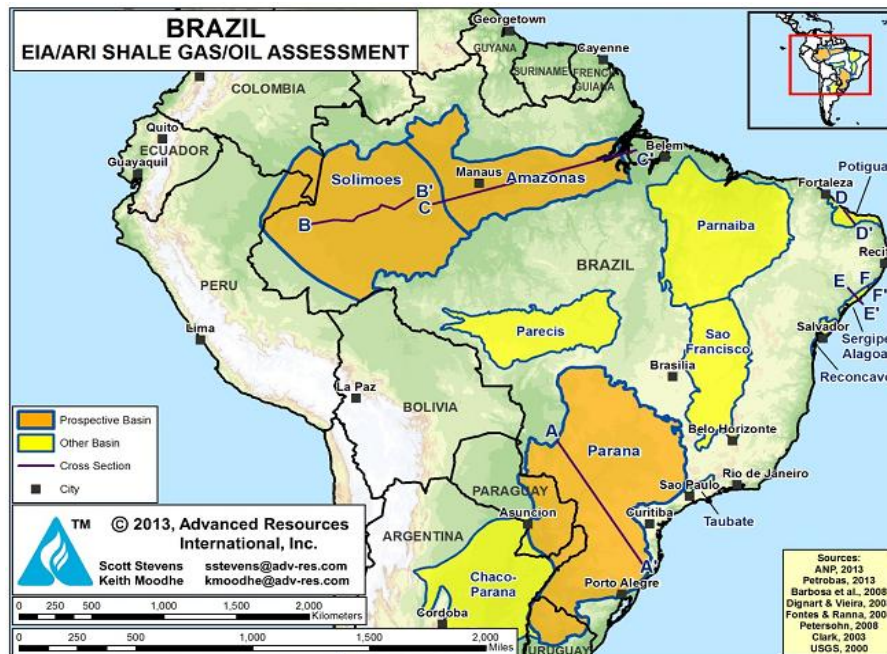
Fuente: ARI 2013

2.11 BRASIL

Brasil es el décimo consumidor de energía en el mundo. En años recientes, la producción de crudo ha crecido, permitiendo incluso exportar gran parte de este; sin embargo, con el objetivo de cubrir su demanda energética, el gas debe ser importado.

Al menos nueve depósitos de shale se han encontrado en Brasil. Estos depósitos pueden llegar a ser las segundas mayores reservas del mundo, los recursos se estiman en cerca de 1279 TCF, y los recursos potencialmente recuperables con de alrededor de 245 TCF. Sin embargo aún se está haciendo muy poco en Brasil porque la exploración es limitada, y Brasil ha concentrado todos sus esfuerzos en sus actividades costa afuera.

Figura 26. Shale en Brasil.



Fuente: ARI 2013

2.12 ARGENTINA

Argentina cuenta con la segunda reservas de shale gas del mundo, la mayoría de ellos se encuentran en la formación Vaca Muerta. Un estudio realizado por la EIA, sugiere que el campo tiene 16,2 mil millones de barriles de Oil Shale y 308 billones de pies cúbicos (TCF) de shale gas. Estos recursos son suficientes para satisfacer la demanda de energética argentina por cerca de 150 años, y podría hacer que el país exporte hidrocarburos una vez más. A Argentina han llegado múltiples empresas como ExxonMobile, Total o Antrim Energy; pero quien tiene mayor protagonismo es Chevron quien mediante un acuerdo con YPF realizan la explotación de formación Vaca Muerta.

Sin embargo, el obstáculo más grande es la política energética del gobierno. Los controles de precios e impuestos a la exportación han desalentado un poco la inversión. Por lo cual se hace necesaria la creación de un marco en el cual empresas privadas y gobierno central acerquen sus posturas.

Figura 27. Shale en Argentina.



Fuente: ARI 2013.

2.13 COLOMBIA

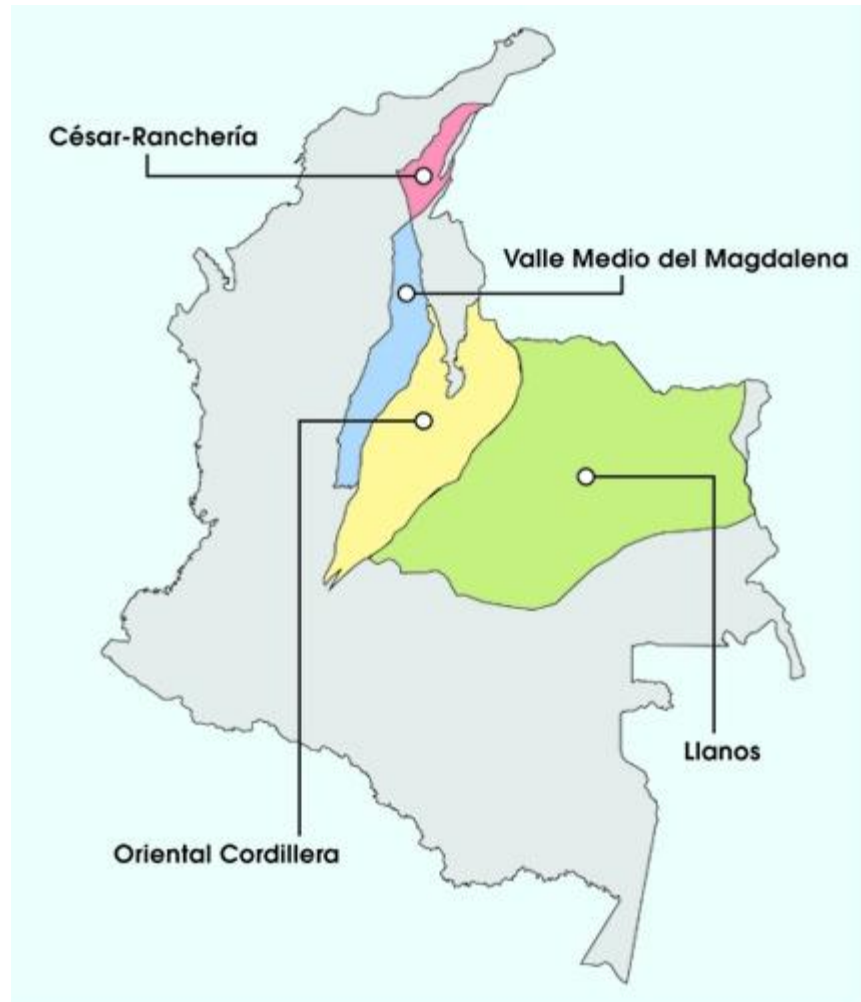
En Colombia, se estima que se cuenta con recursos gasíferos provenientes de yacimientos no convencionales (Yacimientos de Shale Gas) entre 28 y 82 Tpc. 14 (Ecopetrol).

Realizar una correcta caracterización de los yacimientos existentes en el territorio Colombiano, conlleva a tener datos específico de caracterización en ingeniería de yacimientos como las estimación del Original Gas in Place, datos petrofísicos representativos, y costos de desarrollo.

Destinar recursos para la investigación del panorama energético producto de los yacimientos de Shale Gas, representa una herramienta importante para suplir la alta demanda energética a nivel nacional, ligada a factores comerciales, políticos, económicos y territoriales que hagan de una inversión un proyecto duradero, sostenible y en pro del desarrollo de la nación.

Se identifican principalmente 4 cuencas a lo largo del territorio nacional que presentan un alto potencial en cuanto a la obtención de recursos provenientes de yacimientos no convencionales se refiere; estas son:

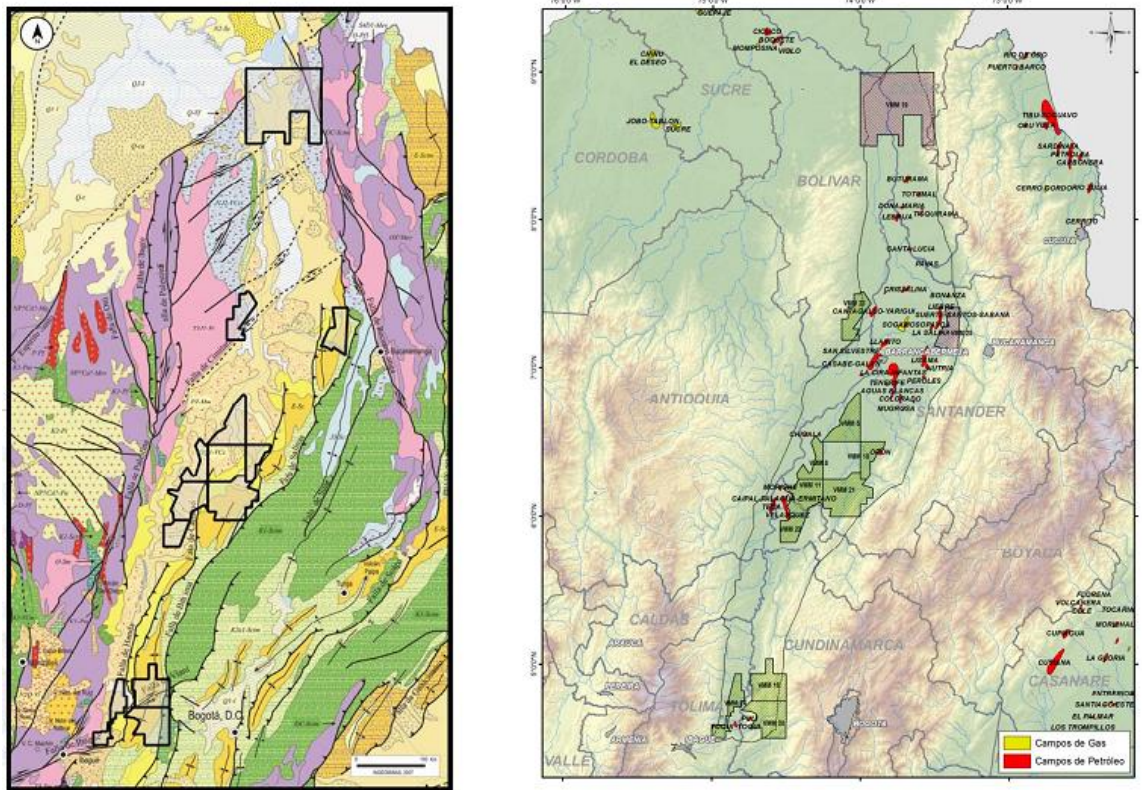
Figura 28. Principales cuencas sedimentarias de Shale en Colombia.



Fuente: Shale Colombia 2014. Congreso para el desarrollo de los no convencionales.

2.13.1 Valle Medio del Magdalena

Figura 29. Mapa geológico cuenca Valle medio del Magdalena.



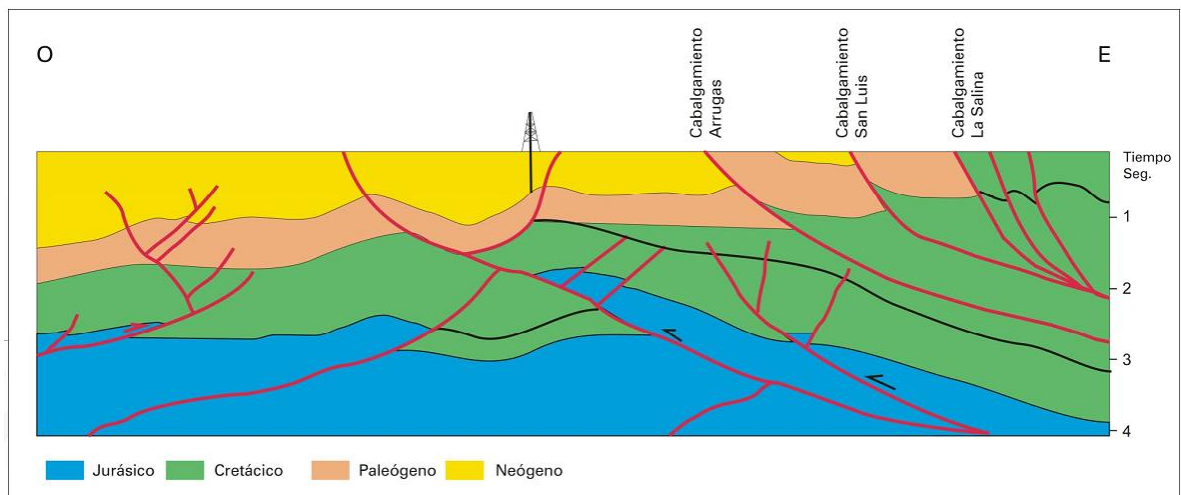
Fuente: ANH.

Tabla 3. Rocas Generadoras (TOC, Ro y tipos de Kerógeno) reservorio y sello.

ELEMENTO	UNIDADES LITOLÓGICAS	OBSERVACIONES
ROCA GENERADORA	.Formación la Luna .Formación Simití .Formación Tablazo	.TOC: 1,0-6,0% (Bueno a Excelente) .Kerógeno: Tipo II .Ro: 1,1 a 1,2% (Roca Fuente Madura)
ROCA RESERVORIO	.Formación Colorado .Formación Mugrosa .Formación las Esmeraldas .Formación la Paz	ARENISCAS .Porosidad: 15-20% .Permeabilidad: 20 a 600 mD
	.Formación La Luna .Formación Tablazo .Formación Rosablanca	Calizas fracturadas
ROCA SELLO	.Formación Colorado (1) .Formación Esmeraldas (1) .Formación Umir (2) .Formación Simití (2)	.(1) Sellos de reservorios cenozoicos . (2) Sellos de reservorios cretácicos

Fuente: Modificado de ANH.

Figura 30. Corte elaborado con base en la información sísmica en el costado oriental del VMM.



Fuente: ANH.

En la cuenca, se presentan trampas de pliegues bajo superficies de cabalgamiento, estructuras dúplex, estructuras con cierres de falla y trampas estratigráficas.

Tabla 4. Características cuenca Valle Medio del Magdalena.

PROPIEDAD	CARACTERÍSTICAS
Madurez Térmica	.Secuencia en ventana de aceite y gas. .Formación la Luna: Unidad con mayor potencial de generación de Hidrocarburos
Tipo de Kerógeno	Predomina Kerógeno Tipo II
Tipo de Aceite	.Crudos pesados (por biodegradación) a normales. .Localmente Crudos Livianos (Segundo pulso de Generación)

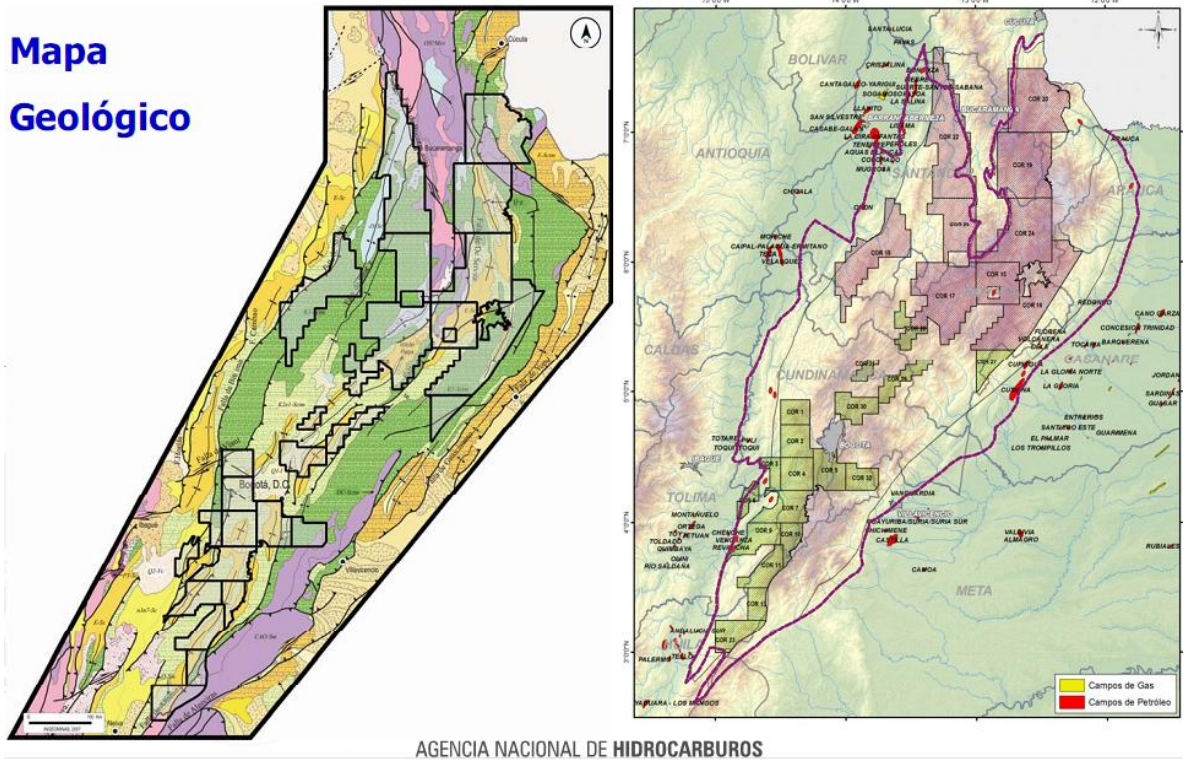
Fuente: Modificado de ANH.

51 Campos de petróleo ante todo en depósitos Cenozoicos.

Reservas descubiertas: 1900 MBP Y 2,5 GPCG.

2.13.2 Cordillera oriental

Figura 31. Mapa geológico cuenca Cordillera Oriental.



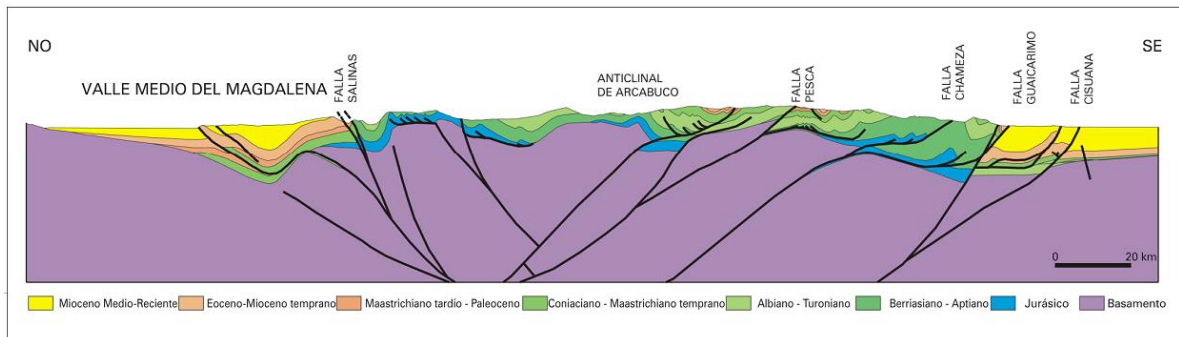
Fuente: ANH.

Tabla 5. Rocas Generadoras (TOC, Ro y tipos de Kerógeno) reservorio y sello.

ELEMENTO	UNIDADES LITOLÓGICAS	OBSERVACIONES
ROCA GENERADORA	.Formación la Luna (N) .Formación Simití (N) .Formación Chipaque (E) .Formación Fómegue (E) Otros Intervalos Arcillosos unidades cretácicas	.TOC: 1,0-6,0% (Bueno a Excelente) .Kerógeno: Tipo II .Ro: 1,1 a 1,2% (Roca Fuente Madura)
ROCA RESERVORIO	.Formación Une Gr. Guadalupe .Formación Picacho .Formación Socha Inferior	ARENISCAS .Porosidad: 5-10% .Permeabilidad: 4 a 100 mD
ROCA SELLO	.Formación Chipaque .Formación Socha superior Otros intervalos arcillosos unidades cretácicas y cenozoicas	.Formación Chipaque .Formación Socha Superior Sellos regionales

Fuente: Modificado de ANH.

Figura 32. Corte esquemático de la cuenca de la Cordillera Oriental y sus límites con las Cuencas de los Llanos Orientales Y VMM.



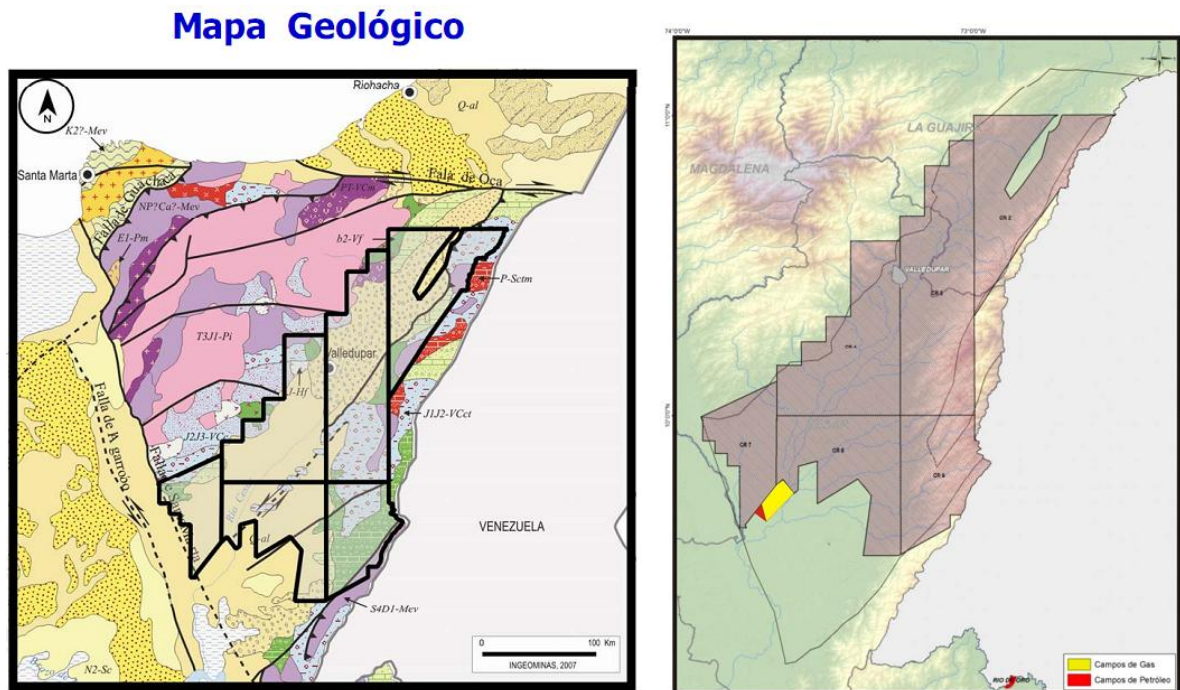
Fuente: ANH.

Dentro de las trampas, se encuentran estructuras de cabalgamiento y plegamiento: Abanicos imbricados, estructuras dúplex, estructuras en bloque yacente (Sub-thrust), zonas triangulares y estructuras asociadas con domos salinos.

Campos: Cusiana, Cupiagua, Floreña, Volcanera, Capachos, Bolívar-Corrales, Dindal, Río Seco, Pulí, Guando, Cascabel, Opón, Provincia.

2.13.3 Cesar Ranchería

Figura 33. Mapa geológico cuenca Cesar-Ranchería.



Fuente: ANH.

Tabla 6. Rocas Generadoras (TOC y Ro) reservorio y sello.

ELEMENTO	UNIDADES LITOLÓGICAS	OBSERVACIONES
ROCA GENERADORA	.Formación la Luna (N) Gr. Cogollo	.TOC: 1-4,5% (Bueno a Excelente) .Ro: 1 a 2% (Madura a sobre madura)
ROCA RESERVORIO	.Formación la Luna (N) Gr. Cogollo	Calizas fracturadas
ROCA SELLO	.Formación Molino .Formación Cerrejón .Formación Los Cuervos	.Sellos regionales .Sellos regionales en unidades cretácicas

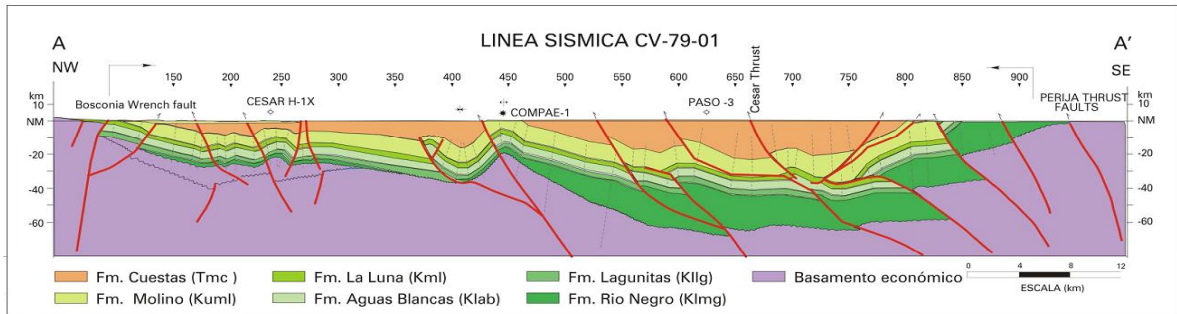
Fuente: Modificado de ANH.

Tabla 7. Características cuenca Cordillera Oriental.

PROPIEDAD	CARACTERÍSTICAS
Madurez Térmica	Datos actuales indican unidades desde maduras a sobre maduras (Formación los Cuervos)
Contenido De Materia Orgánica (TOC)	Generalmente 2%. Formaciones la Luna y Aguas Blancas: TOC: 2-4% (Muy bueno)
Potencial de generación	Potencial de generación <10 mg HC/g roca
Tipo de Aceite	Aceite recuperado pozo Papayal -1: 27 a 42 °API (Formaciones La Luna y Lagunitas)

Fuente: Modificado de ANH.

Figura 34. Corte geológico con base en la línea sísmica CV-79-01, que muestra una estructura de “horst & graben” invertida durante el Neógeno.



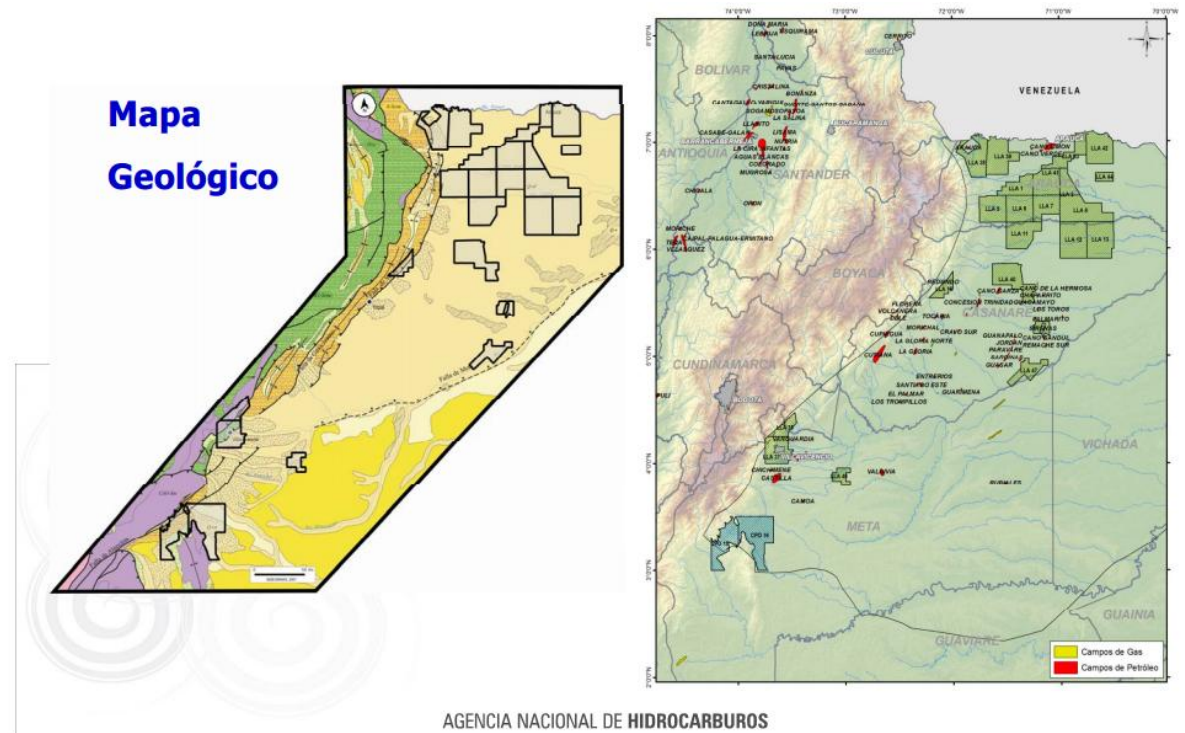
Fuente: ANH.

Las trampas asociadas incluyen fallas de cabalgamiento y discordancias regionales en la base del Cretácico y del Cenozoico.

Actualmente se produce gas (Mbr. "Socuy de la Formación Colón" y Formación La Luna) y petróleo (Formación Lagunitas) en el Campo Maracas, localizado en el extremo SW de la Cuenca Cesar-Ranchería.

2.13.4 Llanos Orientales

Figura 35. Mapa geológico cuenca Cesar-Ranchería.



Fuente: ANH.

Tabla 8. Roca Generadora (TOC y Tipos de Kerógeno) reservorio y sello.

ELEMENTO	UNIDADES LITOLÓGICAS	OBSERVACIONES
ROCA GENERADORA	.Formación Gachetá	.TOC: 1,0-3,0% (Bueno a Muy Bueno) .Kerógeno Tipo II y III .Espesor efectivo 50-100m
ROCA RESERVORIO	.Formación Carbonera .Formación Mirador .Formación Guadalupe .Formación Une	Areniscas de porosidad 10-30%
ROCA SELLO	.Formación León .Formación Carbonera (intervalos pares) .Intervalos lutíticos Fm. Guadalupe y Fm. Gachetá.	.Sello regional .Las demás unidades como sellos locales e intraformacionales.

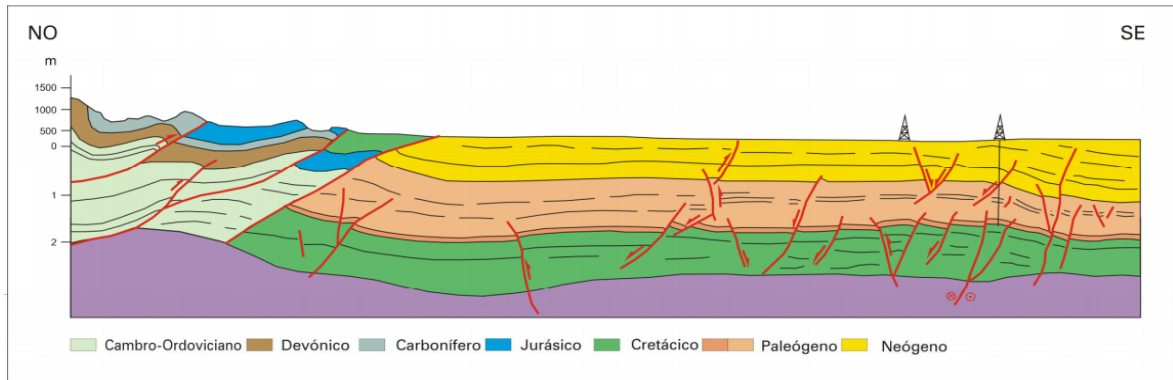
Fuente: Modificado de ANH.

Tabla 9. Características cuenca Llanos Orientales.

PROPIEDAD	CARACTERÍSTICAS
Madurez Térmica	Secuencia (Zona de Piedemonte) en ventana de gas y aceite
Contenido de Materia Orgánica (TOC)	TOC generalmente <2% Aunque hay intervalos con valores más altos
Tipo de Kerógeno	Tipo II (Piedemonte) Tipo III (antepaís)
Potencial de generación	Rango de valores 0-90 mg HC/g roca
Tipo de Aceite	Amplio Rango de gravedad: Crudos pesados a condensados. Mejor calidad en Piedemonte y extremo Norte

Fuente: Modificado de ANH.

Figura 36. Corte esquemático de la Cuenca Llanos Orientales, en el sector adyacente a la C. Oriental.



Fuente: ANH.

NOTA: Toda la información específica presentada anteriormente con respecto a las tres cuencas potenciales de recursos de yacimientos no convencionales en Colombia, es referenciada como fuente de la ANH.

Estudios realizados por Arthur D' Little confirman la existencia del recurso potencial proveniente de yacimientos no convencionales.

La siguiente tabla muestra la caracterización de las cuencas de interés en el territorio Colombiano.

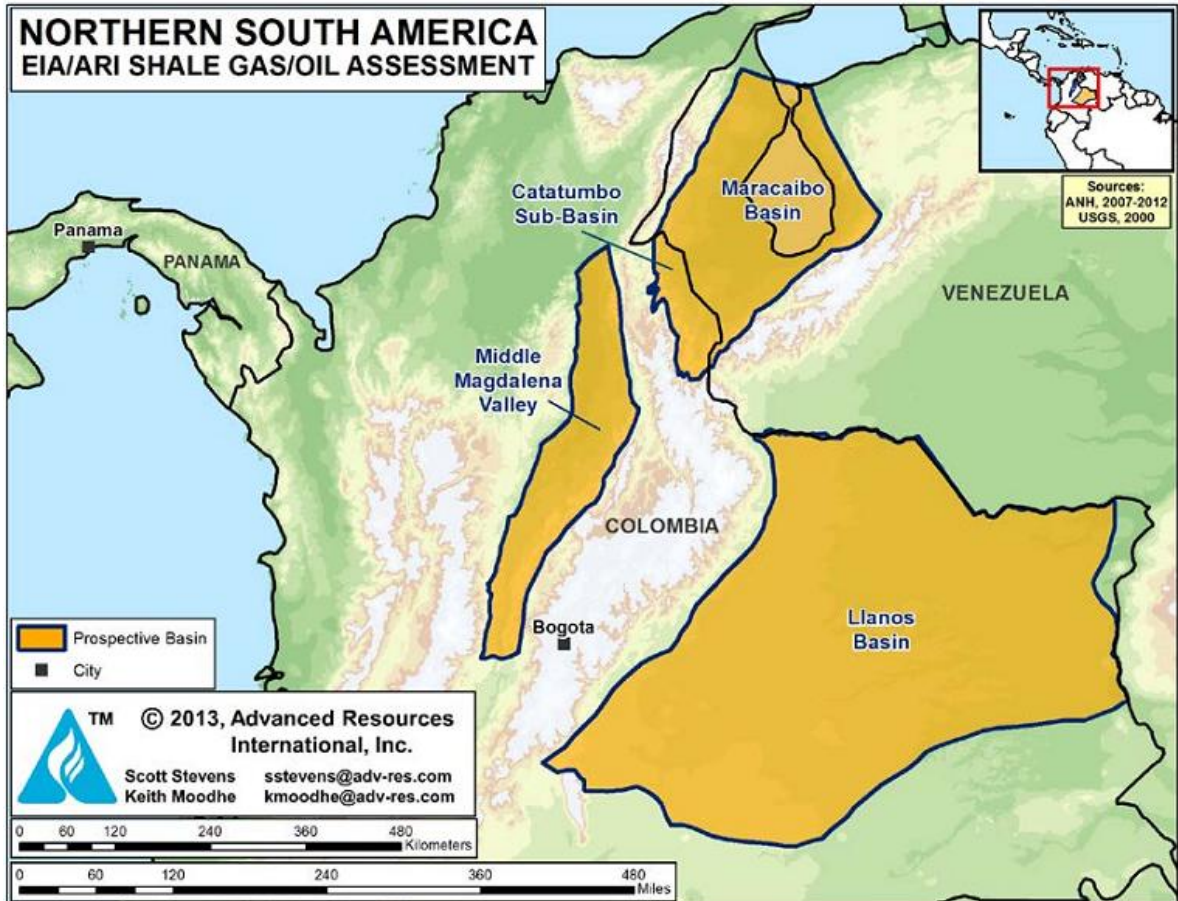
Tabla 10. Recursos de shale gas en Colombia.

CUENCA	ÁREA (mi ²)	ESPESOR (ft)	GAS IN SITU (TCF)	RESERVAS RECUPERABLES (TCF)
Magdalena Medio	13000	950	135	18
Llanos	84000	150-600	18	2
Cordillera Oriental	193	328	19,3	1,9
Cesar Ranchería	77	328	7,72	0,8
TOTAL			180,02	22,7

Fuente: EIA 2013.

El Potencial existente según Ecopetrol, se define en un rango de 10 a 31 TCF de reservas (potenciales).

Figura 37. Corte esquemático de la Cuenca Llanos Orientales, en el sector adyacente a la C. Oriental.



Fuente: ARI 2013

En todo yacimiento, sea convencional o no convencional; la descripción petrofísica es fundamental para la evaluación de viabilidad de un proyecto de obtención de recursos, juntos con otras determinaciones. Aquellas propiedades de la roca más

importantes son presentadas a continuación junto con una comparación directa con los Shale Plays de Norte América.

Tabla 11. Comparación de la calidad de la roca entre la Formación Gacheta en los Llanos, Formación La Luna en Valle de Magdalena Medio y Catatumbo con los Shale Plays de Norte América (Rojo).

Promedio	La Luna VMM	Fm. La Luna Catatumbo	Llanos Gachetá	Campo Wolf-Medio	Eagle Ford Bajo	Fayetteville
Rango de profundidad (ft) Muestras de núcleos	2742-12405	4057-8310	5928-10876	5600-11000	3800-13000	2100-7700
Porosidad (%)	6,3	4.8	5.1	6.4	7.3	4.3
Porosidad Orgánica (% total)	47%	71%	51%	60%	67%	80%
Material Orgánico Sólido (% vol)	7.7	8.1	4.7	7.0	5.2	9.6
Porosidad en Material Orgánico	29%	20%	27%	22%	39%	23%
Permeabilidad Horizontal	920	733	982	200	730	120
Madurez (Ro), tipo de Kerógeno	0.6-1.0	0.6-2.0	0.5-0.8	0.7-1.0	0.8-1.6	1.2-1.5
Tipo de Hidrocarburo	Aceite	Condensado	Condensado a Gas	Aceite a condensado	Aceite a gas seco	gas seco

Fuente: Modificado: Characterizing Unconventional Resource Potential in Colombia; a Digital Rock Physics Project.

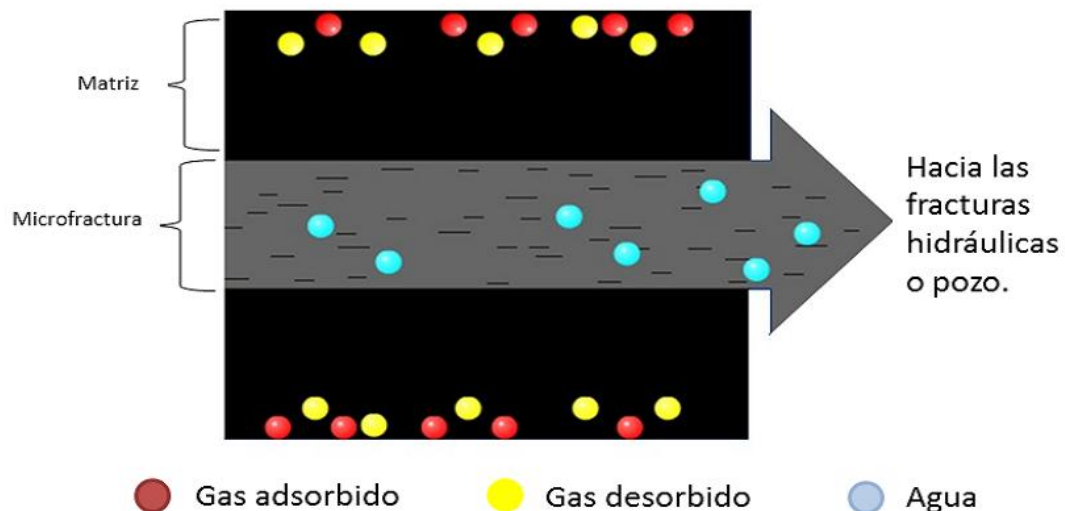
Como se ha podido observar, una de las formaciones de más importancia en el desarrollo de obtención de recursos provenientes de yacimientos no convencionales, es La Luna cuyas propiedades generales han sido ya nombradas. Esta formación cuenta con abundante materia orgánica con estratificaciones delgadas. Espesores entre 100 y 300 metros.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

3.1 MECANISMOS DE TRANSPORTE

3.1.1 Desorción. El fenómeno de adsorción, ocurre en la superficie de los microporos presentes en la matriz, y es propiciado por las fuerzas de atracción intermoleculares. El proceso contrario a la adsorción, es la desorción; donde las moléculas que están adheridas a la superficie del cuerpo rocoso, se empiezan a desprender en el preciso instante en el que una caída de presión incide en el sistema. La isoterma de Langmuir en función de la presión, establece la relación de equilibrio entre el gas inicialmente adsorbido y luego desorbido. Entendido de esta forma; entre más caiga la presión, la cantidad de gas desorbido aumentará.

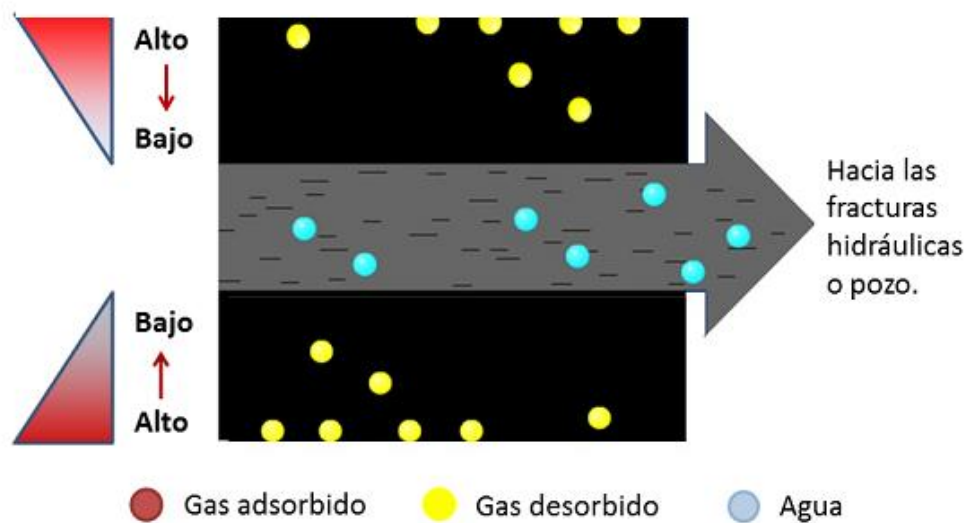
Figura 38. Desorción del gas en la matriz del Shale.



Fuente: Reservoir Engineering aspects of CBM. Kamal Morad, 2006.

3.1.2 Difusión. Luego de ocurrir la desorción, el recurso (gas) comienza su recorrido a través de la matriz; y debido a que la permeabilidad es baja (10-1000 nD), es imposible que el gas se mueva a través de la matriz mediante flujo Darcy. Así el mecanismo de transporte que lidera en este punto, es la difusión; la cual es dada debido a que existe una alta concentración de gas lejos de la fractura, y una baja cerca de la misma. Esta diferencia propicia que el gas se mueva por difusión desde la matriz hacia las fracturas.

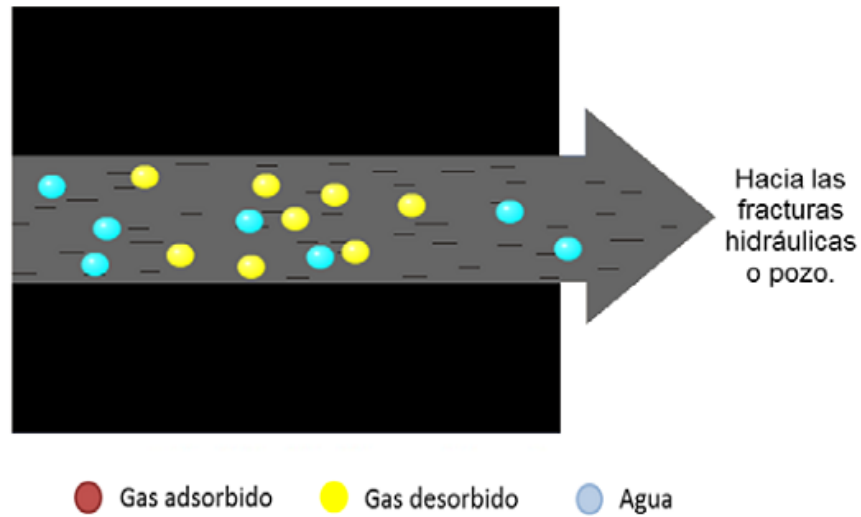
Figura 39. Desorción del gas en la matriz del Shale.



Fuente: Reservoir Engineering aspects of CBM. Kamal Morad, 2006.

3.1.3 Flujo Darcy. En última instancia, el gas entra a las fracturas naturales (entra también a las microfracturas), y de ahí a las hidráulicas. En este punto el gas es transportado hacia la cara del pozo productor, que está gobernado por la ley de Darcy si el flujo es laminar, y no Darcy si es turbulento. El gradiente de presión entre el pozo y el yacimiento, es el encargado de controlar este mecanismo.

Figura 40. Desorción del gas en la matriz del Shale.



Fuente: Reservoir Engineering aspects of CBM. Kamal Morad, 2006.

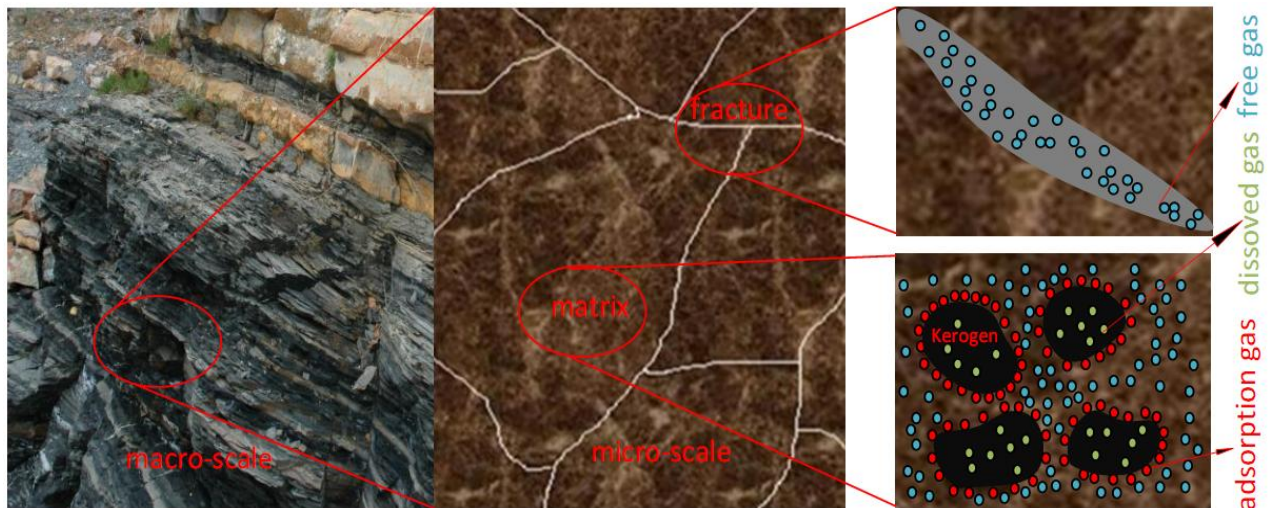
Debido a la baja permeabilidad existente en la matriz, y que el gas viaja a través de las fracturas naturales, se hace necesario contar con un camino de conexión entre esas fracturas para alcanzar una buena conductividad en la formación; creando así una red de fracturas de alta permeabilidad conocidas como SRV (Simulated Reservoir Volume), con el fin de obtener valores altos de producción para hacer viable el proyecto técnica y económicamente. Los pozos horizontales en los que se aplica Fracturamiento hidráulico, permiten lograr un buen SRV.

3.2 FENÓMENO DE DESORCIÓN

Este proceso considera la liberación de una sustancia desde un medio adsorbente debido a un cambio o una perturbación en el medio. La sustancia en mención es el gas, el medio es el yacimiento y la perturbación que provoca dicho fenómeno es la caída de presión.

Al momento de generarse un cambio en la presión, las partículas de gas que se encuentran adheridas a la superficie del cuerpo rocoso tienden a liberarse y generar una acumulación de gas en el sistema global, que ya comprende el yacimiento de shale gas. Inicialmente la cantidad de partículas que se liberan producto de las pequeñas caídas de presión a tiempos tempranos, es poco considerable; pero al referirse a tiempos de producción de etapa tardía, la cantidad de gas que se ha ido acumulando producto de la desorción es considerable para abordar temas como la elaboración de los pronósticos de producción y el incremento del factor de recobro; ya que el gas tenido en cuenta para estos cálculos y proyecciones es el gas libre y el propio que contiene el cuerpo rocoso.

Figura 41. Distribución del gas en los estratos de Shale de macro a micro escala. En la fractura existe gas libre, y en la matriz gas libre y gas de adsorción.



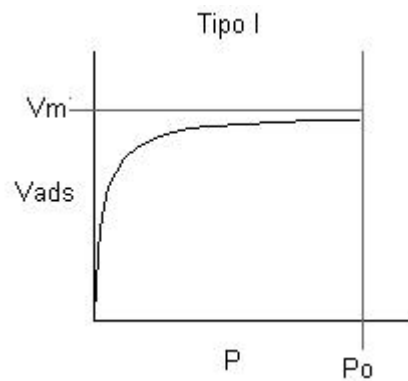
Fuente: OTC 24913-Simulación numérica mejorada para yacimientos de Shale Gas.

3.3 ISOTERMAS DE ADSORCIÓN

Brunauer clasificó las isotermas de adsorción de gases sobre sólidos en cinco tipos: I, II, III, IV, y V. Cada una de ellas corresponde a un comportamiento de adsorción bien definido.

Tipo I

El adsorbato cubre al adsorbente, el cual tiene una superficie uniforme, hasta que se forma una monocapa y entonces el proceso se detiene. La gran mayoría de procesos de quimisorción muestran este tipo de isoterma.



Este tipo de isoterma se ajusta a la isoterma descrita por Langmuir, enunciada por la ecuación:

$$\theta = \frac{KP_A}{1 + KP_A}$$

Ecuación 40.

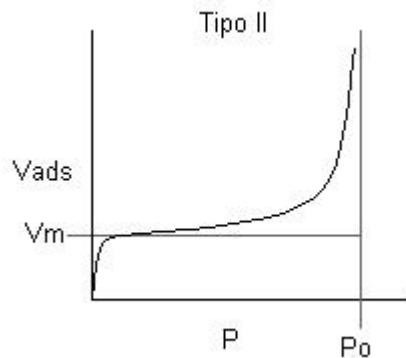
Esta se basa en las siguientes suposiciones:

- Todos los sitios de adsorción son equivalentes.

- La adsorción no depende de recubrimiento.
- Se alcanza un equilibrio.

Tipo II

El adsorbato cubre al adsorbente hasta que se forma una monocapa y el proceso continúa con adsorción en multicapas. Es un perfil frecuente en procesos de adsorción física en los cuales las interacciones son poco específicas. Para que se produzca este tipo de comportamiento es necesario que la afinidad del adsorbato por el adsorbente sea algo mayor que la afinidad del adsorbato por sí mismo.



Este tipo de isoterma se puede ajustar a la ecuación llamada BET, desarrollada por Brunauer , Emmett y Teller. La forma de la ecuación es la siguiente:

$$\frac{P}{V(P_0 - P)} = \frac{1}{V_m C} + \frac{C - 1}{V_m C} \frac{P}{P_0}$$

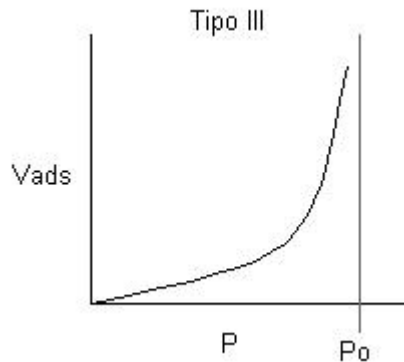
Ecuación 41.

La isoterma BET es una extensión del argumento de Langmuir.

Tipo III

El adsorbato tiene aproximadamente la misma afinidad por el adsorbente y por si mismo, o es ligeramente más afín a si mismo que el adsorbente, por lo cual es una

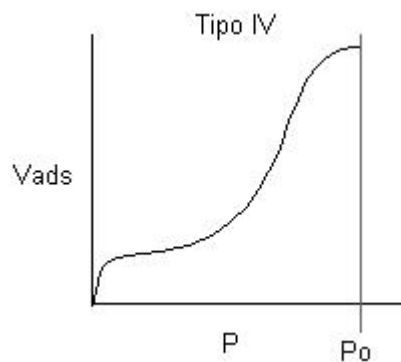
vez que se ha adsorbido una molécula esta actúa también como sitio libre para que otra molécula se adsorba. Esto conduce a un recubrimiento desigual, con partes limpias, partes cubiertas con monocapa y partes cubiertas con multicapa.



Las isothermas tipo III, pueden ajustarse muy bien a las isothermas BET.

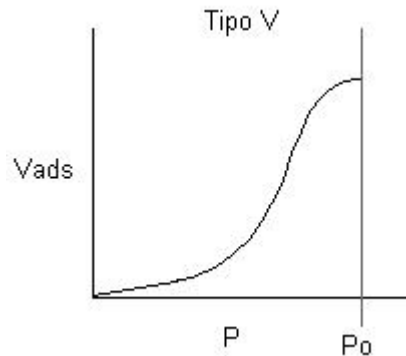
Tipo IV

En este caso el comportamiento inicial consiste en formar una monocapa, para luego mostrar un comportamiento de formación de multicapas, hasta alcanzar un “espesor multicapa” máximo a una presión máxima P_0 . Este comportamiento se justifica postulando un adsorbente rugoso en el cual la monocapa inicial deja muchos huecos, que terminan por saturarse de adsorbato al alcanzar la presión P_0 (Condensación capilar).



Tipo V

En este caso el comportamiento inicial consiste en formar una multicapa hasta alcanzar un “espesor multicapa” máximo. Este comportamiento se justifica postulando un adsorbente rugoso, como en el caso IV, y un adsorbente que interactúa débilmente con el adsorbente.



Fuente: Disponible en: <http://lqi.tripod.com/FQAv/isoterms.htm>

3.4 ISOTERMA DE LANGMUIR

Se considera como uno de los modelos más importantes aplicables a la industria del petróleo que ilustra el fenómeno de adsorción y de desorción. “La cantidad de gas adsorbido en la superficie de un sólido está dada por la ecuación de Langmuir (Langmuir 1918) que caracteriza el proceso físico de desorción como función de la Presión a Temperatura constante” **10**(Wei Yu and Kamy Sepehrnoori, The University of Texas at Austin. SPE 165377. Simulation of gas desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs.)

$$G_s = (V_l * P) / (P + P_l)$$

Ecuación 42.

Dónde:

- G_s = Gas contenido (scf/ton)
- V_l = Volumen de Langmuir (scf/ton)
- P = Presión (psi)
- P_l = Presión de Langmuir (psi)

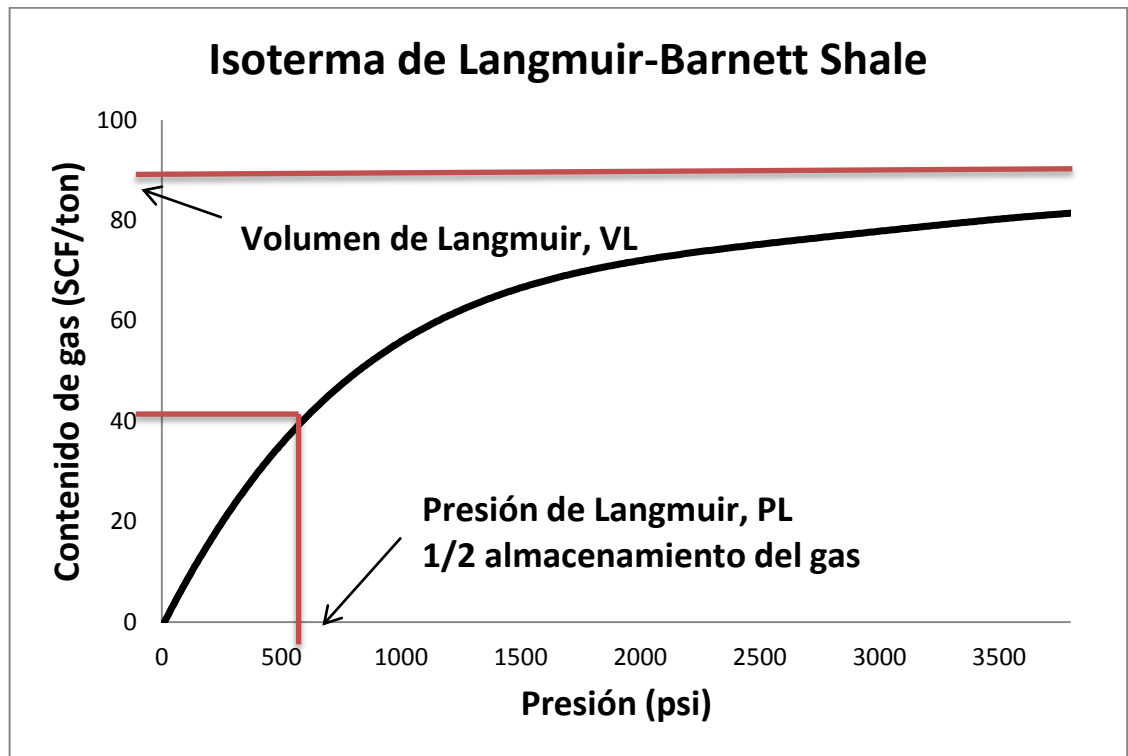
Los yacimientos de shale tienen una inmensa capacidad de almacenamiento de metano. El mecanismo por el que esto ocurre se denomina adsorción. En la adsorción, las moléculas de gas se adhieren a la superficie del material orgánico en el shale. Casi todo el gas almacenado por adsorción al shale existe en una fase condensada, cerca del estado líquido. La adsorción puede ser visualizada imaginando un imán unido a una superficie metálica. Esto es diferente de la absorción de una sustancia, donde una queda atrapada dentro de otra, tal como una esponja que absorbe agua. La adsorción es un proceso reversible, porque implica débiles fuerzas de atracción.

Por lo general, los yacimientos de shale pueden almacenar mucho más gas en estado adsorbido, que el que los yacimientos convencionales pueden sostener por compresión a presiones inferiores a 1000 psia. Dado que el volumen de un cleat o un sistema de fracturas es pequeño en comparación con el volumen del yacimiento, el gas libre sólo representa una pequeña porción del gas almacenado en el shale. Como resultado, la relación entre el volumen y la presión se describe a menudo por la isoterma de Langmuir.

En el desarrollo de la isoterma de Langmuir, existen dos valores claves durante el proceso, y son el volumen y la presión de Langmuir; donde el primero representa el volumen de gas a presión infinita, generando la máxima capacidad de

almacenamiento del gas. El segundo, es la presión a la cual se llega a la mitad del volumen de Langmuir.

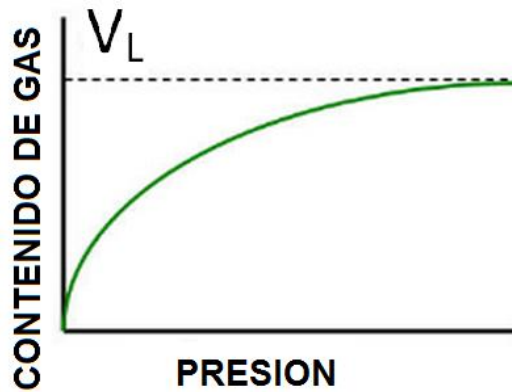
Figura 42. Isotherma de Langmuir, Barnett Shale.



Fuente: Modificado Wei Yu and Kamy Sepehrnoori, The University of Texas at Austin. SPE 165377. Simulation of gas desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs.

3.4.1 Volumen de Langmuir. El volumen de Langmuir es la máxima cantidad de gas que puede ser adsorbido por el shale a una presión infinita. La siguiente imagen de una isoterma de Langmuir muestra que el contenido de gas se acerca asintóticamente al volumen de Langmuir a medida que la presión aumenta hacia infinito.

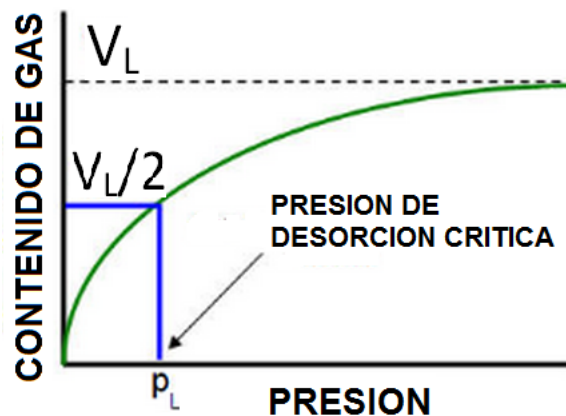
Figura 43. Volumen de Langmuir.



Fuente: Disponible en: www.fekete.com

3.4.2 Presión de Langmuir. La presión de Langmuir, o presión de desorción crítica, es la presión a la cual la mitad del volumen de Langmuir puede ser adsorbido. Como se ve en el diagrama, en este punto cambia la curvatura de la línea y por lo tanto afecta a la forma de la isoterma.

Figura 44. Presión de Langmuir.



Fuente: Disponible en: www.fekete.com

3.4.3 Características de la Isoterma de Langmuir.

Quizás una de las particularidades más importantes de la isoterma de Langmuir es que no es lineal.

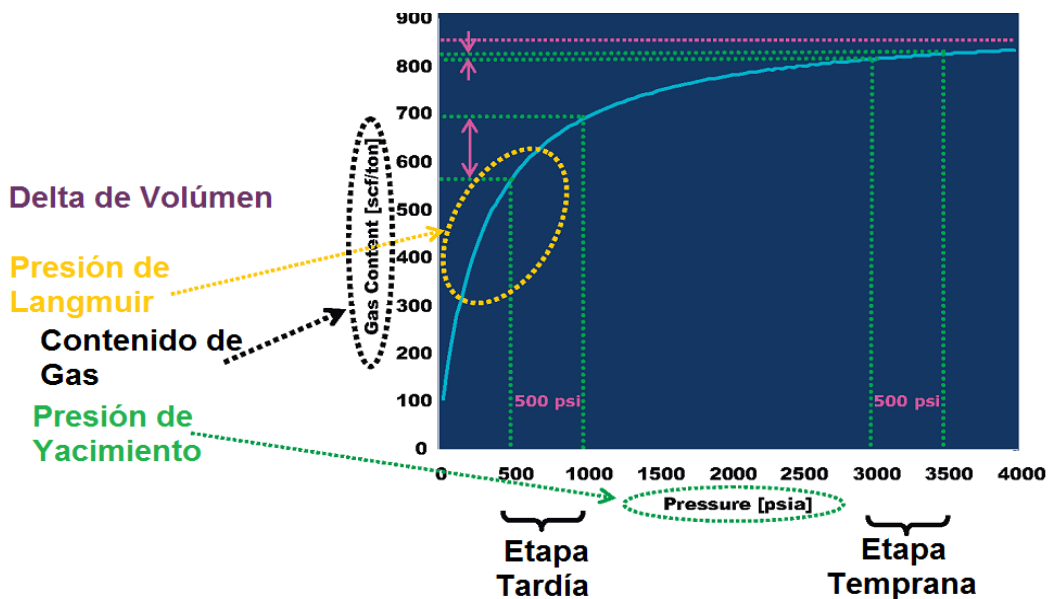
En este orden de ideas, si se tiene una alta presión de yacimiento, al realizar una reducción en 500 psi, el contenido del gas desorbido disminuirá levemente.

Esto quiere decir que a altas presiones, al presentarse una reducción de la presión la cantidad de gas adsorbido disminuye muy poco y así mismo significa que a altas presiones, la reducción en la presión causa que muy poco gas sea desorbido y producido.

Por otro lado, si se tiene una baja presión de yacimiento, la cual se disminuye en los mismos 500 psi, se puede ver que debido a la “no linealidad” de la isoterma, mucho más gas será desorbido y posteriormente producido.

Esta característica se ve reflejada en la siguiente imagen:

Figura 45. Características generales de la isoterma de Langmuir.

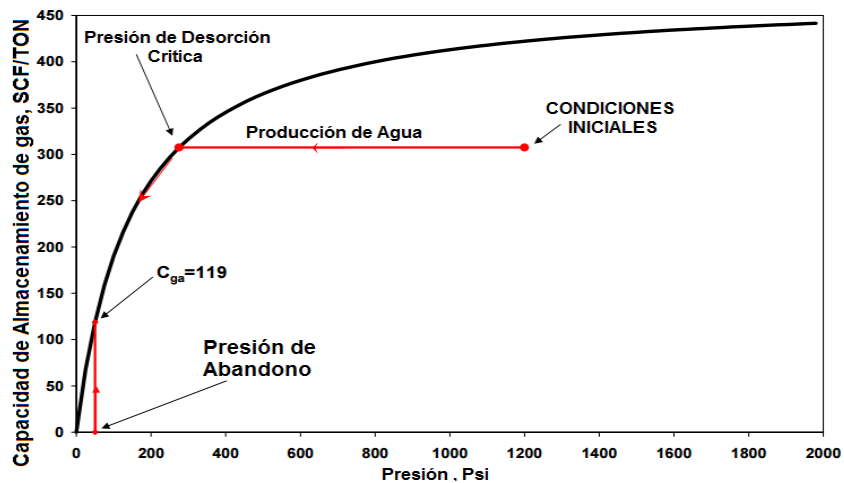


Fuente: Modificado. Reservoir Engineering for Geologists, Ray Mireaul.
Este comportamiento es completamente diferente a lo que ocurre en yacimientos de gas convencionales, en los cuales la relación entre la cantidad de gas producido y la presión del yacimiento es una relación lineal.

3.4.4 Producción de agua. Existe la posibilidad de que en un yacimiento de shale gas, las fracturas naturales estén inicialmente llenas de agua. Por esa razón es necesario “desaguar” inicialmente el yacimiento, es decir, producir esa agua para reducir la presión hasta llegar a la presión crítica de desorción Imagen 19. A partir de este punto, si se sigue reduciendo la presión, se empezarán a producir ambos fluidos simultáneamente.

Cuando se tiene un yacimiento de gas con agua en las fracturas significa inicialmente que la producción de gas será tardía (ya que primero debe desaguar el yacimiento) y segundo que se deberá tener control de un mayor volumen de agua, la cual será producida y posteriormente enviada a tratamiento. Por esta razón, la explotación de un yacimiento de este tipo siempre implica mayores costos operacionales que uno sin producción de agua.

Figura 46. Isotherma de Langmuir-Producción de agua.



Fuente: Modificado. Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs, Aminian K.

3.4.5 Isoterma extendida de Langmuir. El gas adsorbido en el shale no es siempre metano puro. El shale también puede adsorber cantidades importantes de dióxido de carbono, nitrógeno, e hidrocarburos más pesados, tales como el etano y el propano. Cada gas no se absorbe de forma independiente; sino que compiten por los mismos sitios de adsorción. En consecuencia, la suma del volumen adsorbido de cada componente es menor que cuando cualquiera de los gases actúa independientemente.

El uso de las isotermas de Langmuir para sistema de shale gas es un fenómeno relativamente nuevo. Es posible que las isotermas de Langmuir prolongadas puedan ser necesarias en el futuro, pero actualmente no se usan, y aun no existe demasiado apoyo teórico para isotermas extendidas de Langmuir para gas shale.

En estos casos, se necesita una isoterma de adsorción de gas multi-componente con el fin de predecir la composición del gas de producción, calcular el gas in place las tasas de producción y las reservas. Así mismo es necesaria una isoterma de adsorción de gas multi-componente para la recuperación primaria por agotamiento de la presión y, especialmente, para el recobro secundaria por inyección de CO₂ o N₂. Entre los métodos existentes, la isoterma extendida de Langmuir es relativamente simple, y es razonablemente precisa en la estimación del comportamiento de la adsorción multi-componente. Funcionan bien para mezclas binarias. Sin embargo, la precisión de la isoterma extendida de Langmuir, disminuye a medida que aumenta la presión.

La isoterma de Langmuir se puede expresar alternativamente como:

$$V_{(p)} = \frac{V_L b p}{1 + b p}$$

Ecuación 43.

Dónde:

$$b = \frac{1}{p_L}$$

PL=Presión de Langmuir (Psi)

VL=Volumen de Langmuir (SCF/Tonelada de roca)

P= Presión de yacimiento (Psi)

Entonces utilizando la ecuación formulada anteriormente, la isoterma de Langmuir extendida es la siguiente:

$$V_i = V_{Li} \frac{b_i p_i}{1 + \sum_{j=1}^n b_j p_j}$$

Ecuación 44.

Para una mezcla de dos componentes, metano (componente 1) y dióxido de carbono (componente 2), el volumen de Langmuir se calcula así:

$$V_T = V_{L1} \frac{b_1 p_1}{1 + b_1 p_1 + b_2 p_2} + V_{L2} \frac{b_2 p_2}{1 + b_1 p_1 + b_2 p_2}$$

Ecuación 45.

Donde p_1 y p_2 son presiones parciales de los componentes 1 y 2, dadas por:

$$p_1 = y_1 P, p_2 = y_2 P$$

Y_1 y y_2 son fracciones molares de los componentes de una mezcla binaria:

$$y_1 + y_2 = 1$$

La cantidad de gas adsorbido en el shale a determinada presión está dado por:

$$V_T = \sum_{j=1}^n V_j = V_1 + V_2$$

Ecuación 46.

V_1 y V_2 representan las cantidades (en pc / ton) de los componentes 1 y 2 adsorbidos en el shale. Los valores de V_1 y V_2 se conocen inicialmente ya que representan el contenido de gas para cada componente y se pueden determinar a partir de una prueba Canister (midiendo el volumen total de gas desorbido a partir de una muestra de shale y posteriormente realizando el análisis de su composición).

La fracción molar de cada componente en la fase adsorbida puede entonces ser definido como:

$$x_1 = \frac{V_1}{V_T} = \frac{V_{L1}}{V_T} \frac{b_1 p y_1}{1 + b_1 p y_1 + b_2 p y_2}$$

Ecuación 47.

$$x_2 = \frac{V_2}{V_T} = \frac{V_{L2}}{V_T} \frac{b_2 p y_2}{1 + b_1 p y_1 + b_2 p y_2}$$

Ecuación 48.

$$\frac{x_1}{x_2} = \frac{V_{L1} b_1}{V_{L2} b_2} \cdot \frac{y_1}{y_2}$$

Ecuación 49.

La ecuación anterior expresa la relación de equilibrio que existe entre los componentes en la fase adsorbida y la fase de gas libre. Esta división del metano entre las diferentes fases disponibles (es decir, en fase gaseosa y fase adsorbida) se llama factor de separación o relación de selectividad y se define como:

$$\alpha = \frac{(x \ y_1)}{(x \ y_2)} = \frac{V_{L1}b_1}{V_{L2}b_2}$$

Ecuación 50.

Donde $(x \ y_1)$ es la fracción molar de metano en fase adsorbida sobre la fracción molar de metano en la fase gaseosa. $(x \ y_2)$ Se calcula de la misma manera utilizando dióxido de carbono.

Como resultado, y suponiendo un sistema binario, α y x_1 dado, podemos calcular las otras fracciones molares:

$$x_2 = 1 - x_1$$

Ecuación 51.

$$y_2 = 1 - y_1$$

Ecuación 52.

$$y_2 = \frac{x_1}{\alpha + (1 - \alpha)x_1}$$

Ecuación 53.

4. METODOLOGÍAS PARA CÁLCULO DEL GAS IN PLACE EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS

Existen 3 metodologías para el cálculo de gas in place en yacimientos de shale, las cuales serán descritas a continuación.

4.1 CALCULO DE GAS LIBRE MÁS GAS ADSORBIDO

En este método, el componente de gas libre y el exceso de Gibbs (Volumen de gas adsorbido) en el sistema shale es considerado en el OGIP presente en el shale gas. Las ecuaciones que gobiernan este cálculo son:

$$V_{libre} \frac{scf}{ton} = 32.0368 \times \emptyset \times (1 - S_w) / (\rho_b \times B_g)$$

Ecuación 54.

Dónde:

\emptyset = Porosidad

S_w = Saturación de agua

ρ_b = Densidad de la roca (Lb/Ft³)

B_g = Factor volumetrico de formacion del gas (Ft³/SCF)

$$V_{ads} = V_L \frac{P}{P + P_L}$$

Ecuación 55.

Dónde:

V_L = Volumen de Langmuir (SCF/Tonelada de roca)

P_L =Presion de Langmuir (Psi)

P =Presion del yacimiento (Psi)

$$V_{GIP} = V_{libre} + V_{ads}$$

Ecuación 56.

4.2 CALCULO DE GAS LIBRE + MÁS GAS ADSORBIDO – “VOLUMEN ADSORBIDO”

Ambrose et al (2010) propusieron este método donde el volumen de gas es ajustado sustrayendo el volumen ocupado por el gas adsorbido en la superficie. Las ecuaciones que gobiernan este método son:

$$V_{libre} \frac{scf}{ton} = \frac{32.0368}{B_g} \phi x \frac{(1 - S_w)}{\rho_b} - 1.318 x 10^{-6} x M \rho_s x \left(\frac{V_L \cdot P}{P_L + P} \right)$$

Ecuación 57.

Dónde:

B_g = Factor volumétrico de formación del gas (Ft3/SCF)

ϕ = Porosidad

S_w = Saturación de agua

ρ_b = Densidad de la roca (Lb/Ft³)

M = Masa molecular (Gmol)

ρ_s = Densidad de la fase sorbida (Lb/Ft³)

V_L = Volumen de Langmuir (SCF/Tonelada de roca)

P= Presión del yacimiento (Psi)

P_L = Presión de Langmuir (Psi)

$$V_{ads} = V_L \frac{P}{P + P_L}$$

Ecuación 58.

$$V_{GIP} = V_{libre} + V_{ads}$$

Ecuación 59.

4.3 MÉTODO VOLUMÉTRICO

Para realizar el cálculo del Volumen original, el simulador CMG-Módulo GEM emplea el método volumétrico de la siguiente forma:

$$G_{libre} = \frac{43560Ah(\phi_m + \phi_f)}{B_{gi}}$$

Ecuación 60.

$$G_{adsorbido} = 43560 Ah(1 - \phi_m - \phi_f)\rho b \frac{VLP}{Pl + P}$$

Ecuación 561.

Entonces, el OGIP está dado por:

$$OGIP = G_{libre} + G_{adsorbido}$$

Ecuación 62.

Dónde:

A = Área (acres)

h = Espesor (ft)

ϕ_m = Porosidad de la matriz (fracción)

ϕ_f = Porosidad de la fractura (fracción)

B_{gi} = Factor Volumétrico de formación del gas (ft³/SCF)

ρ_b = Densidad de la roca (lb/ft³)

V_L = Volumen de Langmuir (SCT/ton)

P_L = Presión de Langmuir (psi)

P = Presión del yacimiento (psi)

5. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

5.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La ingeniería de yacimientos siempre ha tenido como objetivo la estimación del posible comportamiento que puedan presentar los yacimientos explotados. Tradicionalmente se trabaja con la descripción inicial y se trata al yacimiento como un todo, donde las variables son promediadas, y no es posible tener en cuenta las variaciones en los parámetros que caracterizan el sistema roca-fluido. Sin embargo es evidente que esos parámetros varían tanto en tiempo como en espacio. La simulación numérica de yacimientos permite realizar un estudio detallado mediante la división del yacimiento en pequeños bloques y la aplicación a cada uno de ellos de principios básicos, tales como la ley de conservación de la masa y la ley de Darcy.

5.2 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Cuando se hace referencia a una simulación de yacimientos no convencionales, especialmente sobre yacimientos de shale gas, es necesario tener en cuenta que este tipo de yacimientos comprenden un sistema de doble porosidad, en el cual los fluidos existen en dos sistemas interconectados:

- La matriz de la roca, que usualmente proporciona el volumen total del yacimiento.

- Las fracturas altamente permeables (respecto a la matriz).

Si los bloques de la matriz se encuentran comunicados únicamente a través del sistema de fracturas, esto convencionalmente puede ser adoptado como un sistema de doble porosidad y una sola permeabilidad, ya que el flujo de fluidos hacia el pozo se da exclusivamente en la red de fracturas con los bloques de matriz interviniendo como fuentes. Así, el gas contenido en la matriz (libre y adsorbido) pasa a las micro-fracturas por medio de la difusión.

Al momento de optar por un simulador de yacimientos se deben tener en cuenta múltiples factores, tales como el tipo de fluido, las dimensiones del sistema, entre otros. Para el caso de estudio de un yacimiento de shale gas con un sistema de fracturas se pueden encontrar simuladores composicionales y de yacimientos no convencionales. Los simuladores composicionales reproducen el fluido como una mezcla de n-componentes hidrocarburos, las propiedades se calculan por medio de correlaciones que están en función de la presión y de la composición. Los simuladores de yacimientos no convencionales están en capacidad de modelar estructuras heterogéneas complejas con fallas, pozos horizontales y multilaterales, y así mismo la deformación ocasionada por las múltiples fracturas que son comunes en los yacimientos de shale gas.

5.3 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS

Desde todo punto de vista los yacimientos considerados no convencionales con complejos, actualmente se encuentran en una etapa de exploración y análisis, y se realizan múltiples trabajos de investigación en este ámbito, sin embargo tienen un alto grado de incertidumbre. La simulación de yacimientos es una herramienta

indispensable para realizar pronósticos y predicciones, y de esta forma tomar decisiones correctas y optimizar su exploración y explotación.

La simulación numérica de yacimientos de shale gas, permite tener en cuenta el fenómeno de desorción, y de esta forma comprender correctamente el comportamiento de estos yacimientos a lo largo de toda su vida productiva.

Un yacimiento de shale gas tiene características muy similares a las de un yacimiento de mantos de carbón , tales como un sistema doble porosidad fractura-matriz, un sistema geomecánico, un sistema de adsorción , un sistema de red poral, entre otros).

5.4 SIMULADOR ASOCIADO AL MODELO

El presente modelo que ejemplifica de forma clara el proceso de desorción en yacimientos de Shale Gas, junto con la relación de los parámetros asociados incidentes en el proceso, está desarrollado por el módulo GEM de CMG (Computer Modelling Group).

GEM, constituye un simulador composicional de ecuación de estado general avanzado, que incluye opciones de ecuación de estado, modelos de doble porosidad (aplicado para yacimientos de Shale Gas), CO₂, gases miscibles, aceite volátil, gas condensado, pozos horizontales y comportamiento de fases entre muchas otras entradas. GEM presenta de manera explícita los mecanismos que intervienen en el proceso de inyección de gas y las ecuaciones que lo describen. De igual forma GEM se encarga de simular con precisión estructuras complejas y diversas combinaciones de fluidos, incluyendo aquellos procesos en los que los efectos de transferencia de masa entre fases son importantes. CMG modela

efectivamente proyectos de laboratorio, áreas piloto, elementos de simetría, estudios de campo a gran escala, réplicas físicas de yacimientos y química asociada. 15 (GEM. Guía para el usuario. Simulador avanzado de yacimientos composicionales y no convencionales. Versión 2012).

Entre las aplicaciones principales que presenta GEM, se encuentran:

- Yacimientos no convencionales de aceite y gas.
- Yacimientos natural o hidráulicamente fracturados.
- Procesos de recobro mejorado.
- Procesos de baja salinidad.
- Inyección miscible e inmisible.

5.5 REFINAMIENTO DE SHALE GAS

El software empleado para estudiar el comportamiento de un yacimiento de shale gas una vez iniciado el fenómeno de desorción, y su impacto directo en la tasa de producción de gas, fue el software de simulación avanzada de yacimientos composicionales y no convencionales GEM ,de la compañía Computer Modelling Group (CMG).

Los modelos de doble porosidad asumen que el flujo matriz-fractura se presenta en estado estable, de tal manera que las celdas de la matriz pueden ser adoptadas como una sola celda, pero los yacimientos de shale gas frecuentemente tienen un sistema de porosidad de matriz donde la naturaleza transitoria del flujo de la matriz a la fractura es considerable, por tal razón es necesario realizar un refinamiento del modelo, de tal forma que pueda ser simulado el comportamiento de interacción entre matriz y fractura, y observar en detalle el fenómeno de desorción del gas.

5.6 SRV (STIMULATED RESERVOIR VOLUMEN)

El volumen de yacimiento estimulado (SRV) es definido como el volumen de un yacimiento que se estimula eficazmente para incrementar el rendimiento o desempeño de un pozo. Esta estimulación puede ser realizada través del fracturamiento hidráulico y perforación de pozos horizontales, con el fin de crear nuevas fracturas o activar redes de fracturas naturales existentes. En yacimientos de baja permeabilidad como es el caso de los yacimientos de shale gas, la producción puede ser incrementada mediante la creación de redes de fracturas, por lo tanto, el uso del SRV es de gran utilidad para describir la eficacia del tratamiento de estimulación utilizado.

En los yacimientos de shale gas, donde se crean estructuras de redes complejas en múltiples planos, la concepción de una sola longitud de fractura y conductividad es insuficiente para describir correctamente el rendimiento del tratamiento de estimulación que está siendo aplicado. Este es el motivo por el cual el concepto de la utilización de un volumen de yacimiento estimulado es un parámetro de correlación de gran utilidad para visualizar el rendimiento del pozo.

5.7 KEYWORDS PRINCIPALES EMPLEADOS EN EL MÓDULO GEM (CMG) PARA DESORCIÓN

***CROCKTYPE**

Se ha implementado un método en GEM para modelar el flujo de fluidos, principalmente gas, desde el yacimiento a través de la roca de cubierta una vez que la diferencia de presión a través del sello exceda un valor de umbral especificado. Esta fuga de la roca de cubierta ocurre a través de pozos definidos

con controles especiales, situados en bloques donde las propiedades de la roca de cubierta han sido definidas mediante uso de este keyword. También es parte fundamental para definir el modelo de Palmer & Mansoori caracterizando la dilatación y compactación de la roca.

***MODEL y *NC**

MODEL, es empleado con el fin de señalar el ingreso del modelo de componentes de fluido para uso en la simulación; ya sea para emplear ecuación de estado de Peng-Robinson (*PR) O Soave-Redlich-Kwong (*SRK); en la sección PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES. NC, es empleada sobre las propiedades de los componentes para indicar el número de los mismos del programa y los del usuario. En este orden de ideas, se identifica el número de componentes hidrocarburos primarios presentes en el fluido.

***ADGCSTC**

Presenta el parámetro de presión inversa para el modelo isotérmico de Langmuir (1/kPa | 1/psi).

***ADGMAXC**

Keyword que especifica el máximo de moles del componente adsorbido Por masa unitaria de roca (gmol del componente /kg de roca/lb de roca).

***ROCKDEN**

Densidad de masa de la roca expresada en unidades de [kg/m³|lb/pies³]. Esta es la densidad real de la roca, sin incluir su espacio de poro.

*****NOTA PARA *ADGCSTC *ADGMAXC *ROCKDEN:** Estos Keywords deberán aparecer en la sección DATOS DE ROCA-FLUIDOS. Si cualquiera de estos tres Keywords aparece, entonces todas deberán aparecer.

5.8 MODELADO NUMÉRICO

El grid del modelo, es cartesiano de profundidad/espesor variable con bloques del enmallado en dirección i (46), j(41) y k(3).

Tabla 12. Características generales del modelo.

Dimensiones	
Largo (ft)	200
Ancho	100
Espesor (ft)	150
Descripción General del yacimiento	
Grid	46*41*3
Largo (ft)	9200
Ancho (ft)	4100
Espesor (ft)	450
Refinamiento	
General, DI, DJ, Fractura, Matriz.	15:32 16:26 2:2

Fuente: Autores.

Cada uno de los 46 bloques del enmallado en dirección I tiene 200 metros de ancho. Cada uno de los 41 bloques del enmallado en dirección J tiene 100 metros de ancho y cada capa en dirección K tiene el mismo espesor, pero éste varía entre capas.

Tabla 13. Descripción de parámetros presentes en el modelo.

PARÁMETRO	VALOR-DESCRIPCIÓN	UNIDAD
Fluido Presente	GAS	
Componentes	C1, C2, C3, IC4, IC5, CO2 Y N2	
Profundidad Referencia	9800	ft
Profundidad contacto Gas-agua	10100	
Espesor	150	ft
Porosidad de la matriz	8,4	%
Porosidad de la fractura	4,1 E-003	%
Permeabilidad de la matriz en i	0,0006	mD
Permeabilidad de la matriz en j	0,0006	mD
Permeabilidad de la matriz en k	0,0006	mD
Permeabilidad de la fractura en i	5 E-006	mD
Permeabilidad de la fractura en j	5 E-006	mD
Permeabilidad de la fractura en k	5 E-006	mD
Densidad de la matriz	148	Lb/pc
Densidad de la fractura	60,064	Lb/pc
Compresibilidad de la matriz	1 E-005	1/psi
Compresibilidad de la fractura	1 E-005	1/psi
Presión inicial	7134,4	psi
Espaciamento de la fractura en i	75	ft
Espaciamento de la fractura en j	75	ft
Espaciamento de la fractura en k	75	ft
Área	80	acres
BHP	4994	psi
Conductividad de la fractura	45	mD/ft
Volumen Langmuir C1	156,618664	SCF/ton
Volumen Langmuir C2	242,696986	SCF/ton
Volumen Langmuir C3	464,630441	SCF/ton
Volumen Langmuir IC4	629,097858	SCF/ton
Volumen Langmuir IC5	126692,841	SCF/ton
Volumen Langmuir CO2	384,603422	SCF/ton
Volumen Langmuir N2	646,703851	SCF/ton
Presión de Langmuir C1	1000	psi

PARÁMETRO	VALOR-DESCRIPCIÓN	UNIDAD
Presión de Langmuir C2	811	psi
Presión de Langmuir C3	844	psi
Presión de Langmuir IC4	355	psi
Presión de Langmuir IC5	355	psi
Presión de Langmuir CO2	836	psi
Presión de Langmuir N2	355	psi

Fuentes: Autores.

El factor volumétrico de formación del gas calculado para este yacimiento a partir de los componentes presentes en el modelo, tiene un valor de 0,00221503 ft³/SCF.

Tabla 14. Fracción molar de los componentes presentes en el modelo.

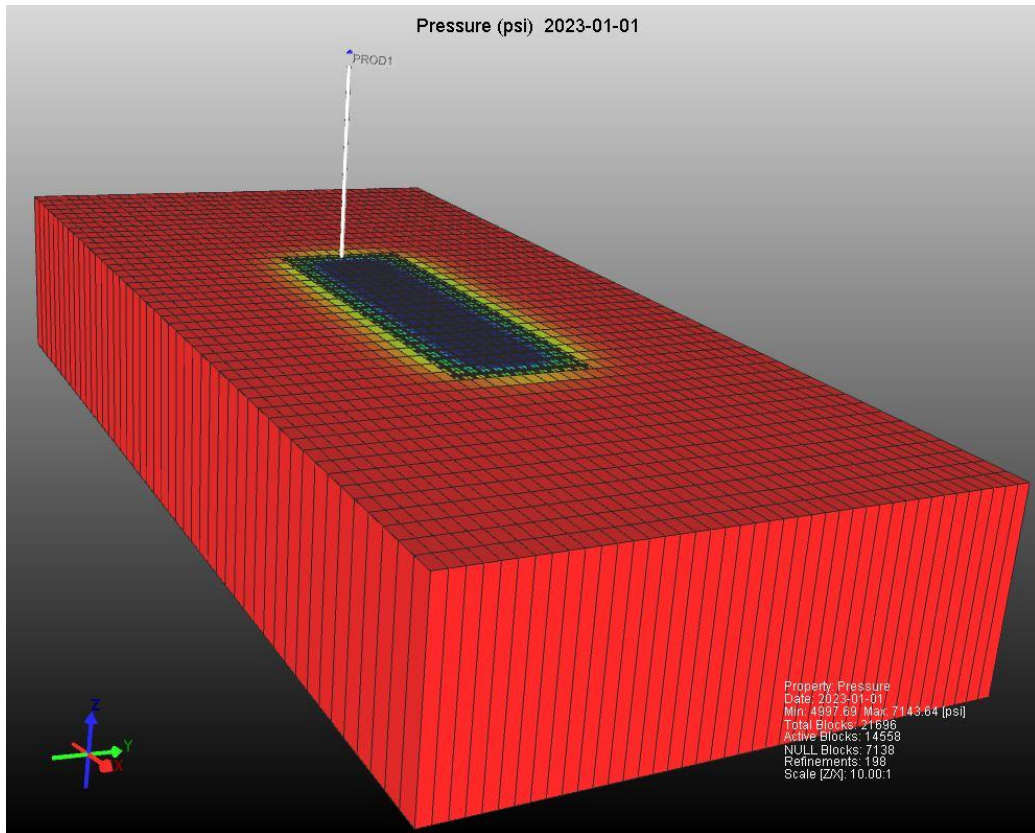
Componente	Fracción Molar
C1	0,8612
C2	0,0591
C3	0,0358
iC4	0,0172
iC5	0,005
CO2	0,001
N2	0,0207

Fuentes: Autores.

La descripción gráfica del modelo de simulación, es presentada a continuación:

En primera medida se ilustra el modelo con la variable de presión en el año 2013, en la cual se observa el yacimiento modelado, el pozo productor horizontal y la sección de refinamiento que emula el trabajo de estimulación hidráulica.

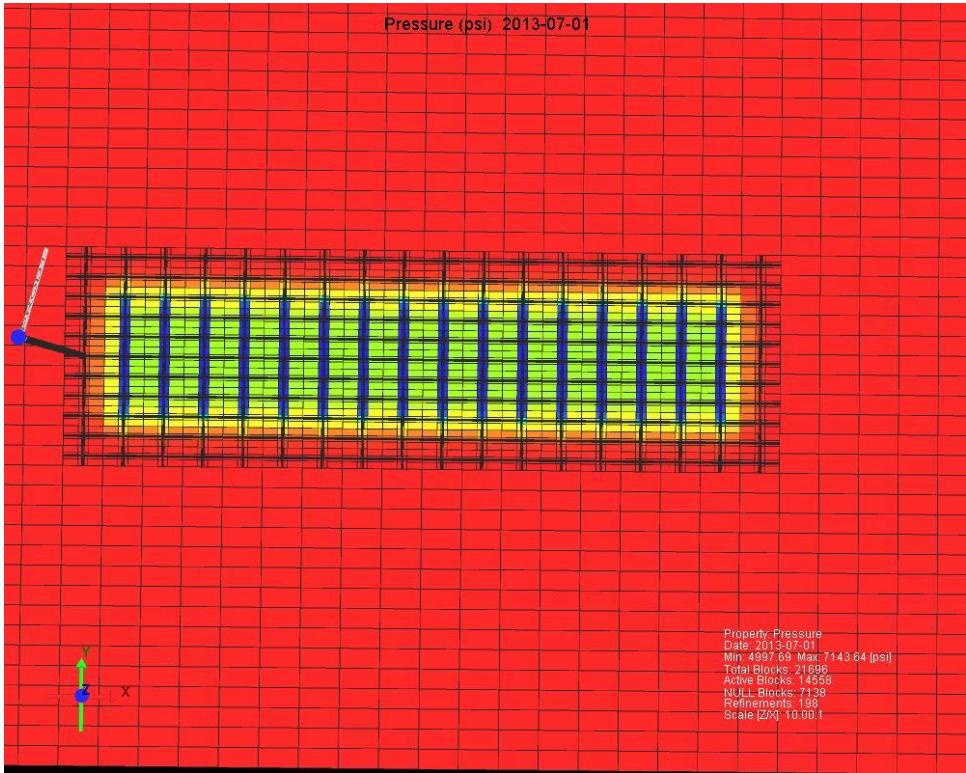
Figura 47. Vista general del grid de simulación.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

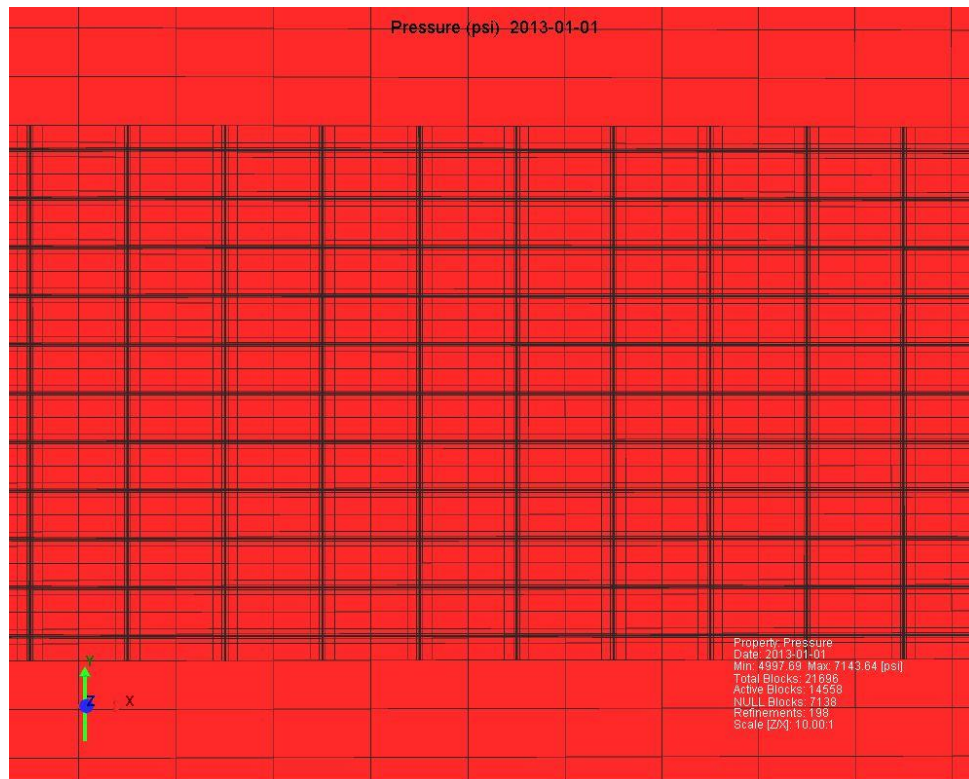
En la siguiente imagen se muestra la sección de refinamiento con la variable presión a 2013.

Figura 48. Vista sección de refinamiento del grid de simulación. Se ilustra el pozo productor horizontal.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

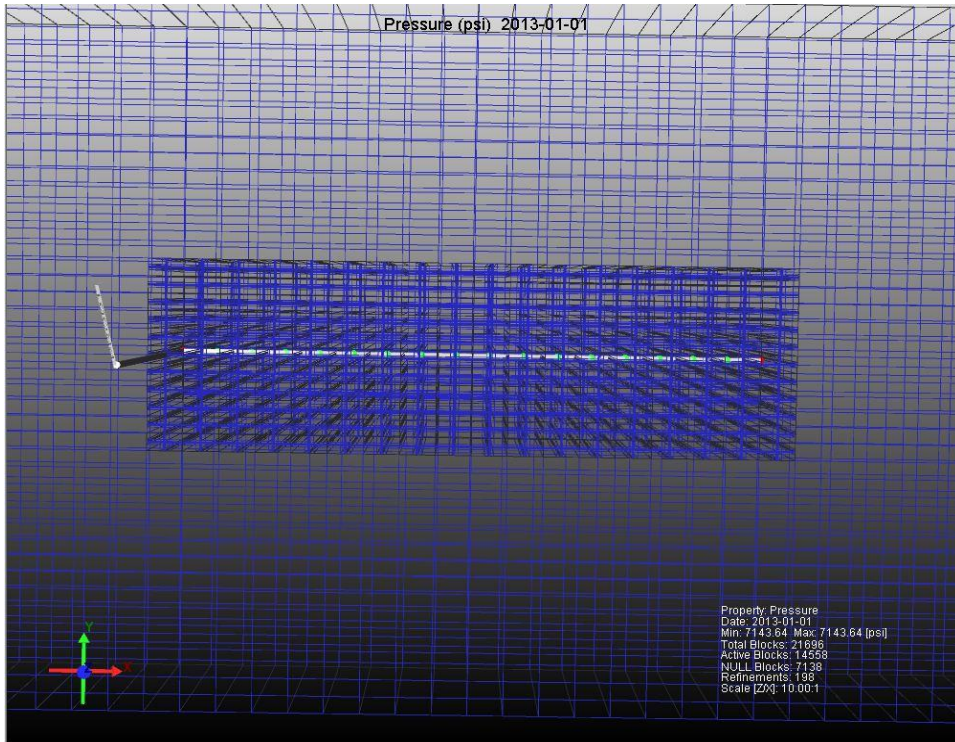
Figura 49. Vista cercana de la sección de refinamiento del grid de simulación.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

En la siguiente imagen se ilustra de forma clara el pozo productor horizontal con la variable presión a 2013.

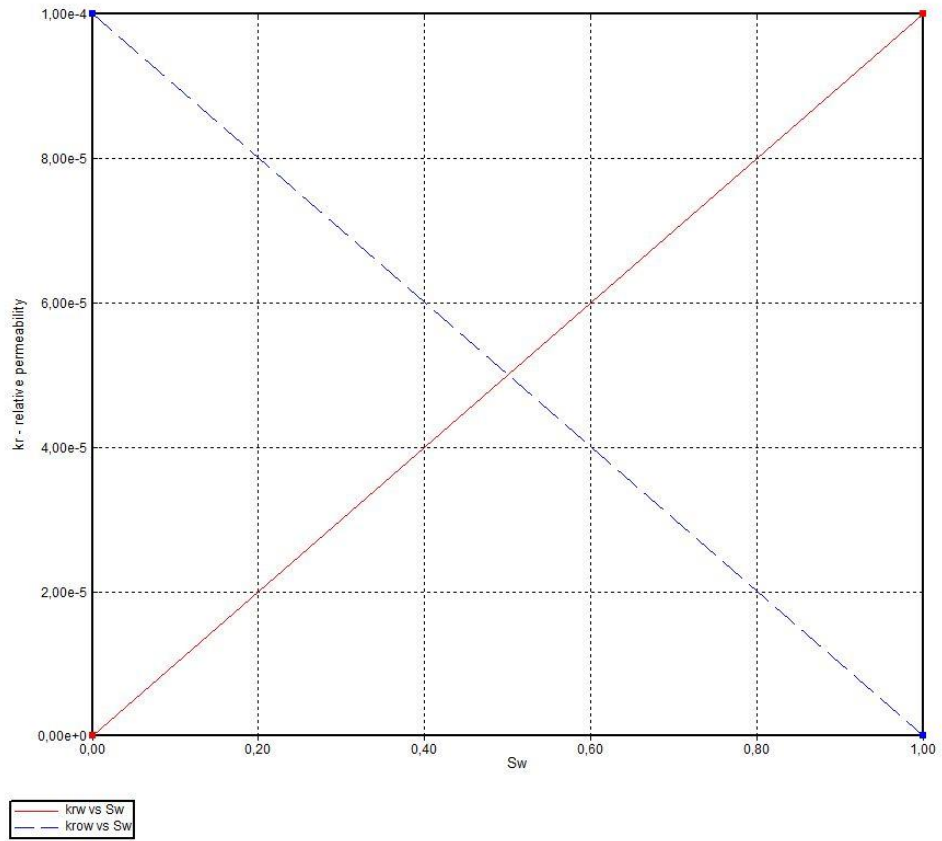
Figura 50. Vista pozo productor horizontal del grid de simulación.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

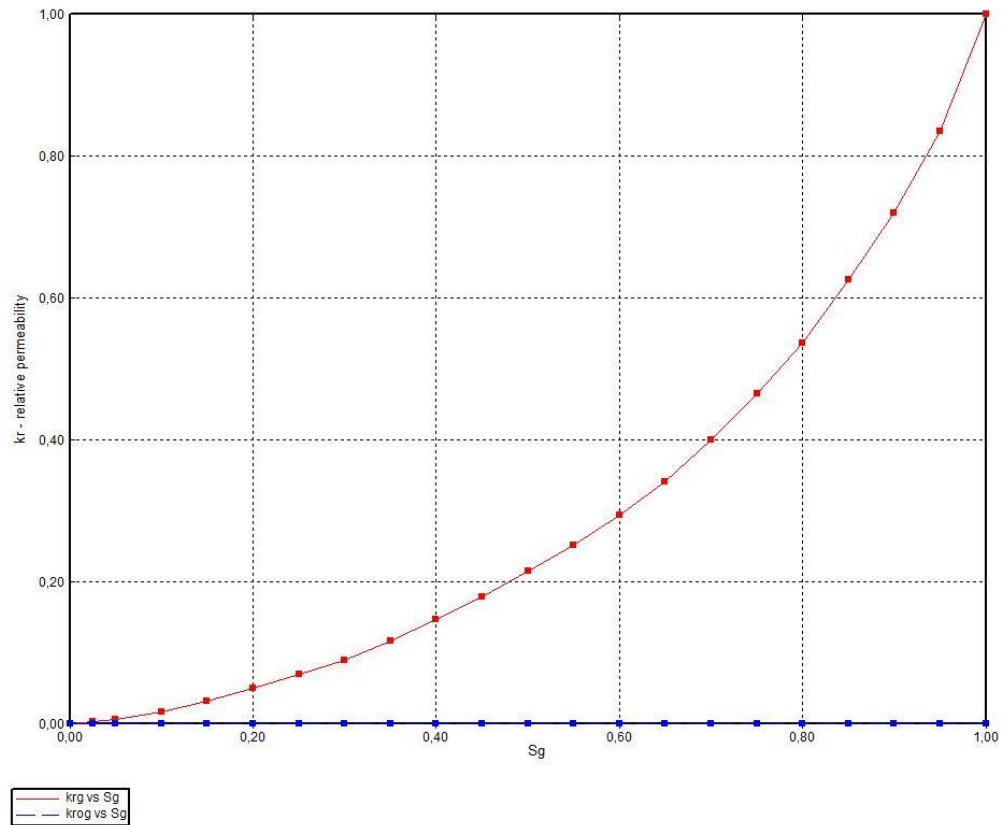
Dentro de las propiedades que caracterizan al modelo de simulación, se encuentra la representación gráfica de las permeabilidades relativas de los fluidos presentes en el modelo, la cual se construyó sin presencia de agua para evitar la producción de la misma; de tal forma que no exista flujo de agua en la matriz, ni en el sistema de fracturas. Si se observa la tabla número 13: Descripción de parámetros presentes en el modelo, es posible identificar que la profundidad del contacto gas-agua, se encuentra a 10100 ft, 300 más debajo de la profundidad de referencia para el modelo; lo que asegura que el agua no se produzca.

Figura 51: K_{rw} Vs. S_w y K_{row} Vs. S_w .



Fuente: CMG-Módulo GEM.

Figura 52. Krg vs Sg y Krog Vs. Sg.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

5.9 PARÁMETROS SELECCIONADOS Y SENSIBILIDAD

La selección de los parámetros presentados a continuación, tiene como base fundamental estudios realizados en yacimientos de Shale Gas que ejemplifican de forma clara el fenómeno de desorción comparándolo con gráficas generadas de producción de gas. Identificar los parámetros críticos en el modelo, ayuda a entender de forma clara la incidencia de cada uno de ellos en la producción de gas generada por el fenómeno de desorción.

Tabla 15. Valores de sensibilidad de parámetros.

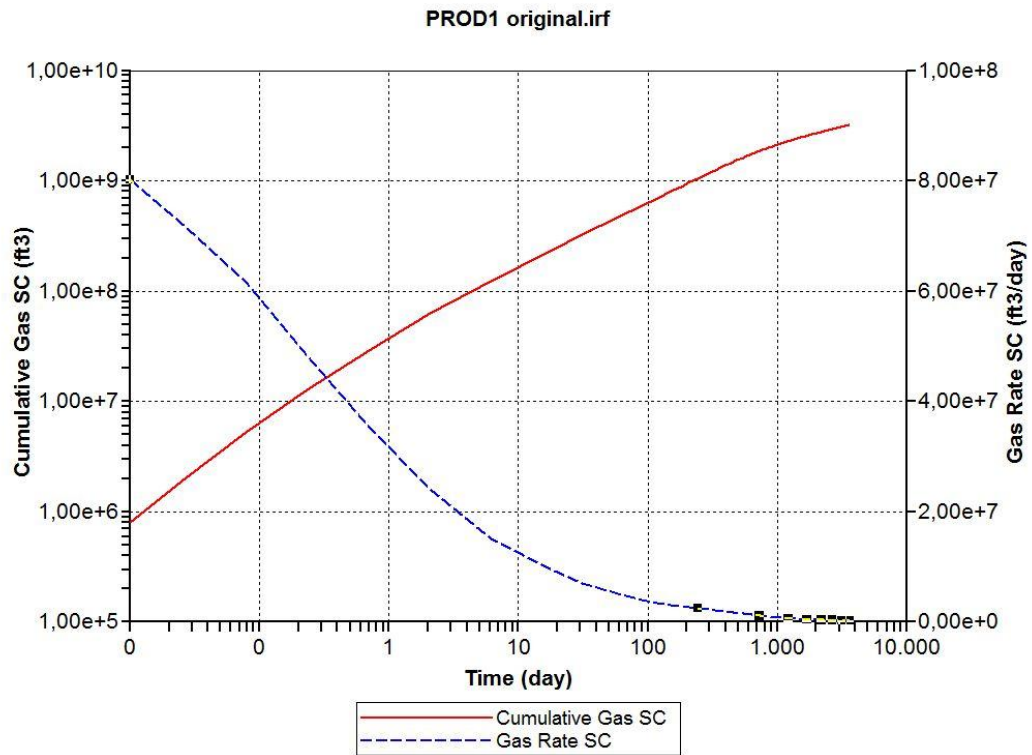
PARÁMETRO	VALORES INFERIORES	VALOR BASE	VALORES SUPERIORES
BHP (psi)	3849,934	4994	6299,892
Presión inicial de Yacimiento (psi)	5500	7134,4	9000
Porosidad Matriz	0,044	0,084	0,12
Conductividad de la Fractura (mD/ft)	25	45	65
Volumen Langmuir C1 (SCF/ton)	31,332047	156,618664	583,3011757
Volumen Langmuir C2 (SCF/ton)	48,5522809	242,696986	913,807023
Volumen Langmuir C3 (SCF/ton)	92,9507533	464,630441	1323,768833
Volumen Langmuir CO2 (SCF/ton)	76,9411012	384,603422	1123,527529
Volumen Langmuir N2 (SCF/ton)	129,375101	646,703851	2134,377518
Presión de Langmuir C1 (psi)	200	1000	4000
Presión de Langmuir C2 (psi)	162,2	811	3055
Presión de Langmuir C3 (psi)	168,8	844	2220
Presión de Langmuir CO2 (psi)	167,2	836	3180
Presión de Langmuir N2 (psi)	71	355	1275

***Aumento/Disminución con respecto al valor base para unidad de referencia.**

Fuente: Autores.

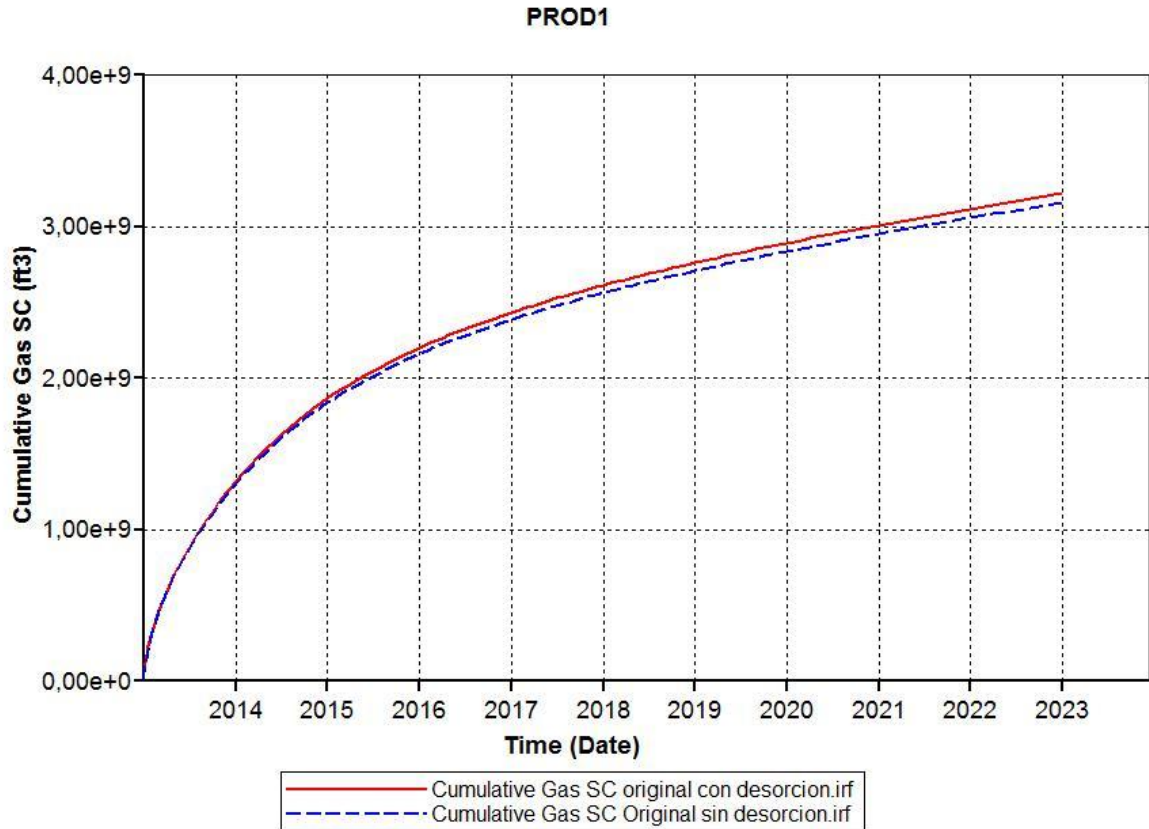
A continuación, se presenta la gráfica general del gas acumulado y la tasa de gas descrita para el modelo, y la cual es la referencia para la sensibilidad de los parámetros ya presentados.

Figura 53. Gas acumulado y tasa de Gas Vs. Días para el modelo base.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

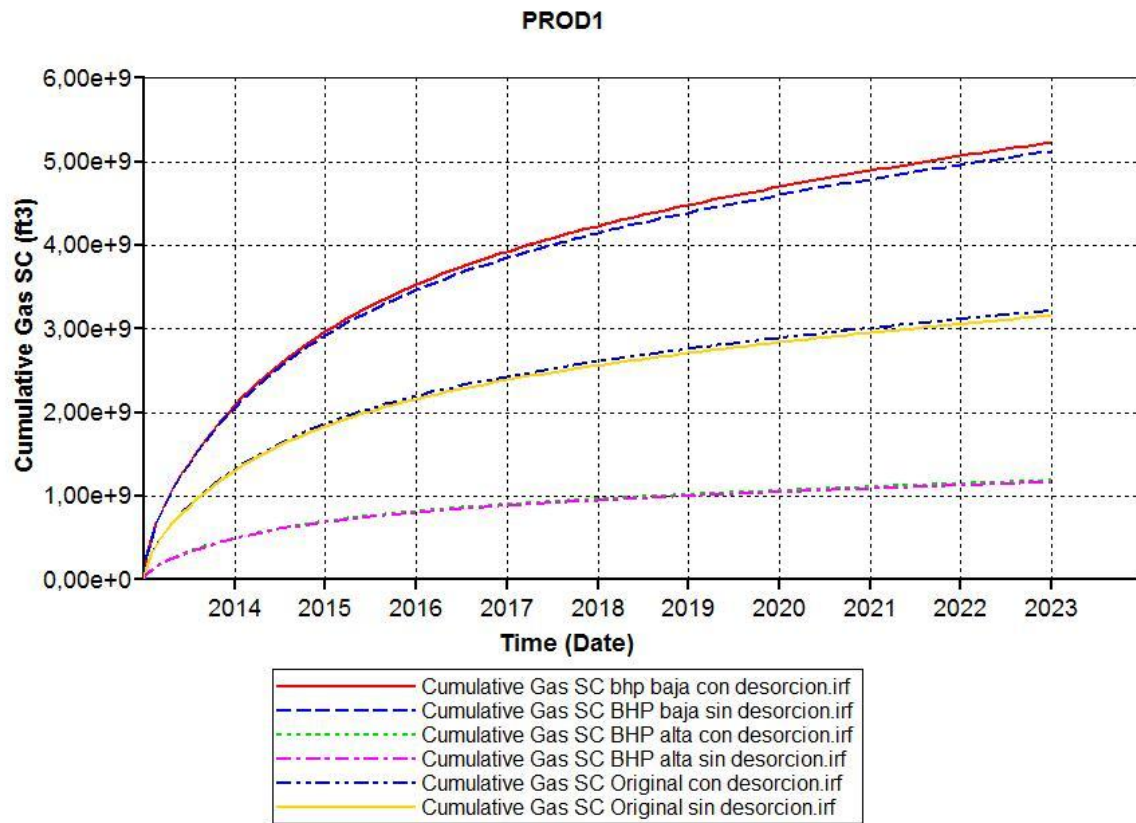
Figura 54. Gas acumulado para el modelo base con y sin Desorción.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

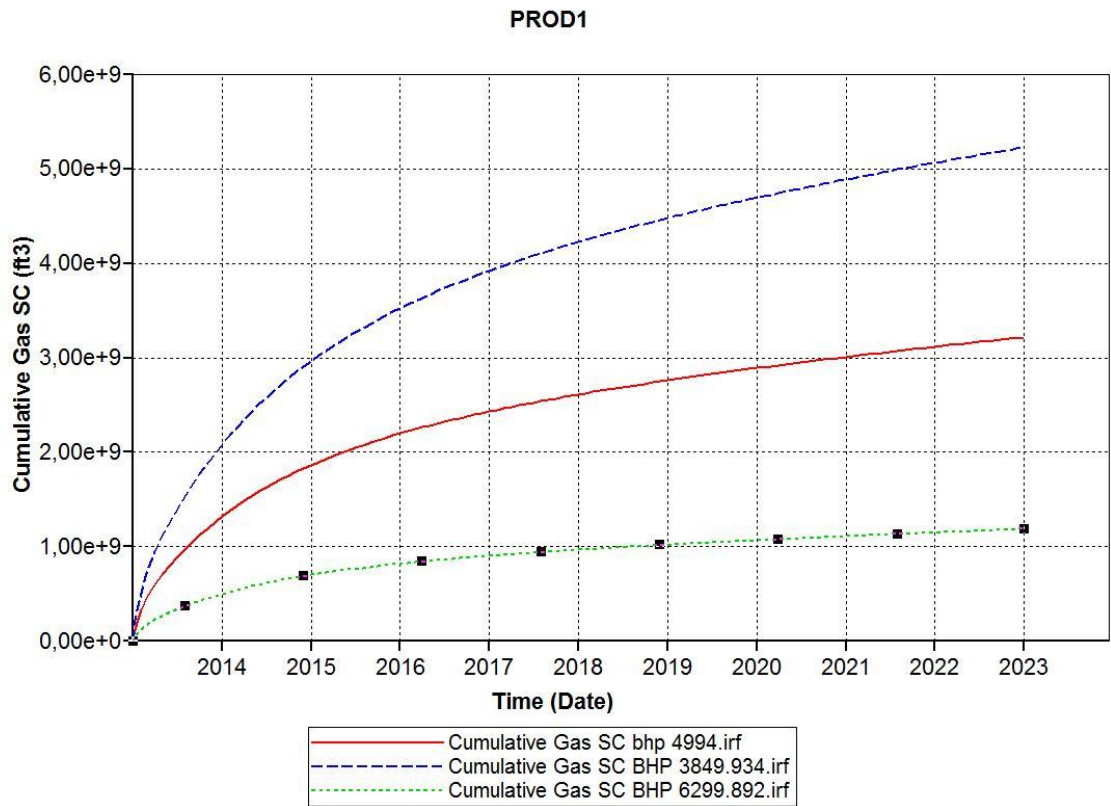
5.9.1 BHP. El efecto de la variación de la presión de fondo (BHP) sobre la tasa de producción (Figura 57) y producción acumulada de gas (Figura 56 y 55), se evaluó tomando un valor más bajo (3849,934 psi) y uno más alto (6299,892 psi) con respecto al base (4994 psi). Se puede concluir que al tener una BHP más baja, el diferencial de presión entre esta y la Presión inicial de yacimiento, permite que se desorba más gas y de esta forma aumente la producción de gas.

Figura 55. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de BHP, con y sin Desorción.



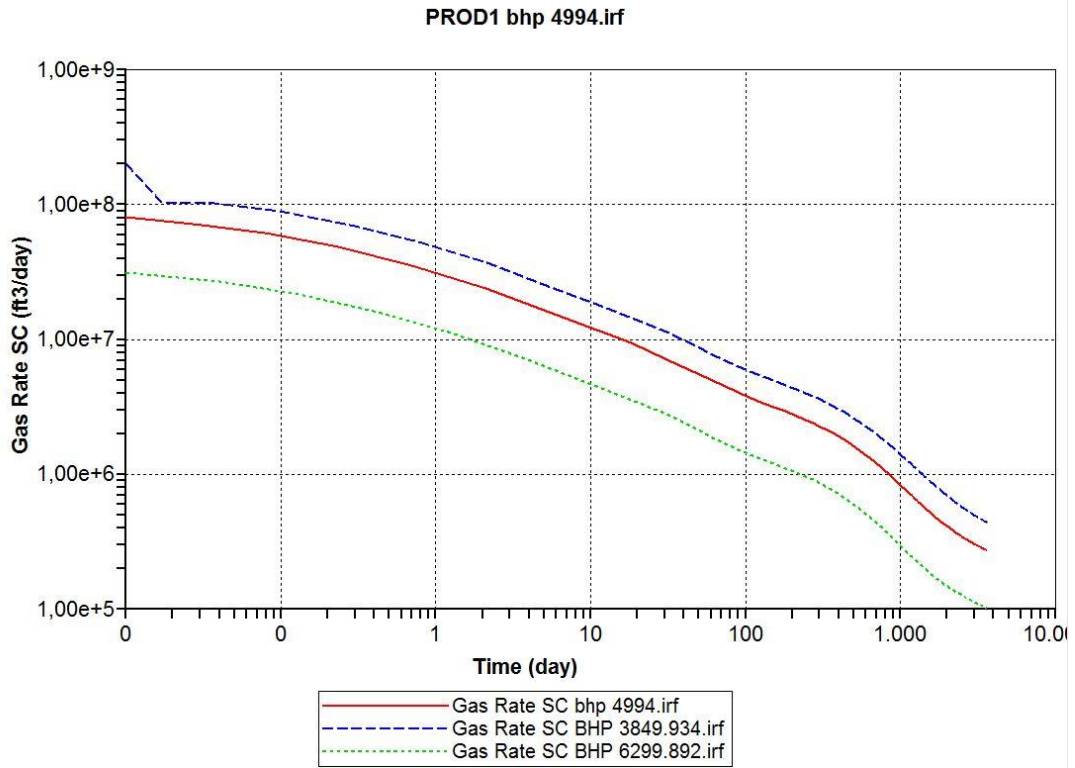
Fuente: CMG-Módulo GEM.

Figura 56. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de BHP.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

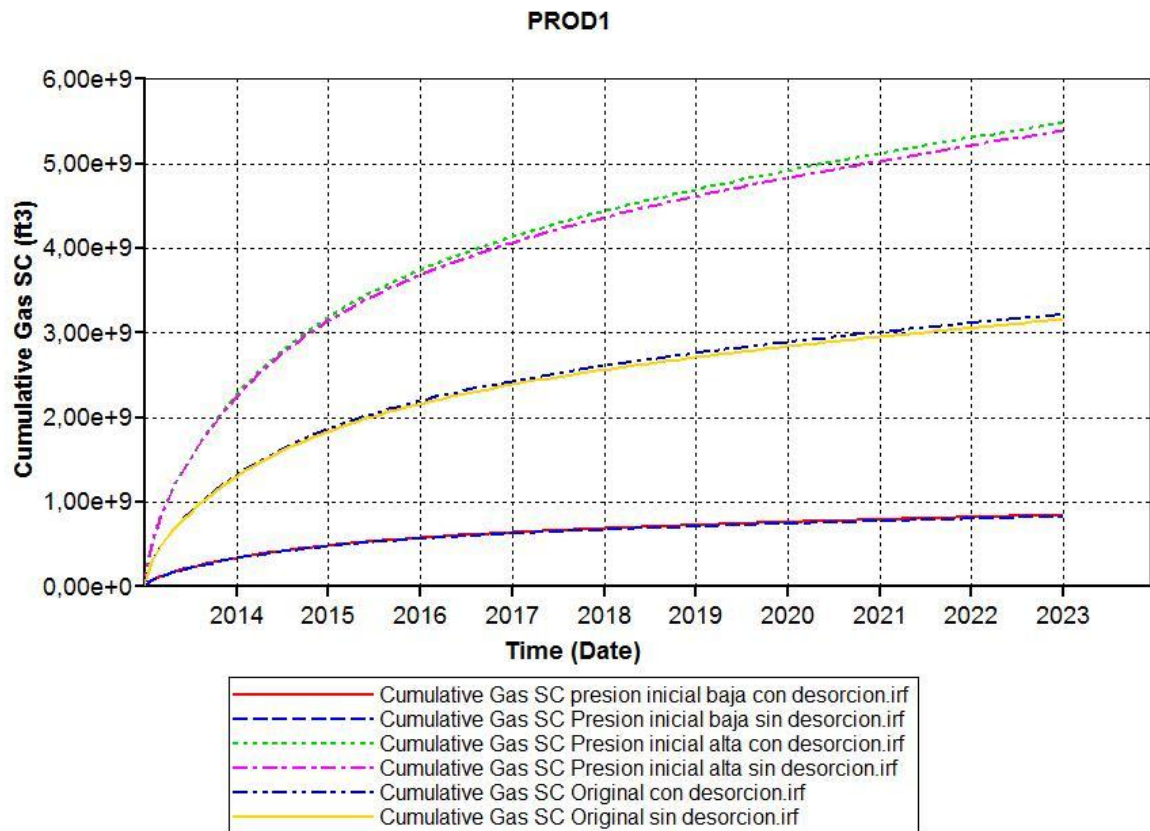
Figura 57. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad de BHP.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

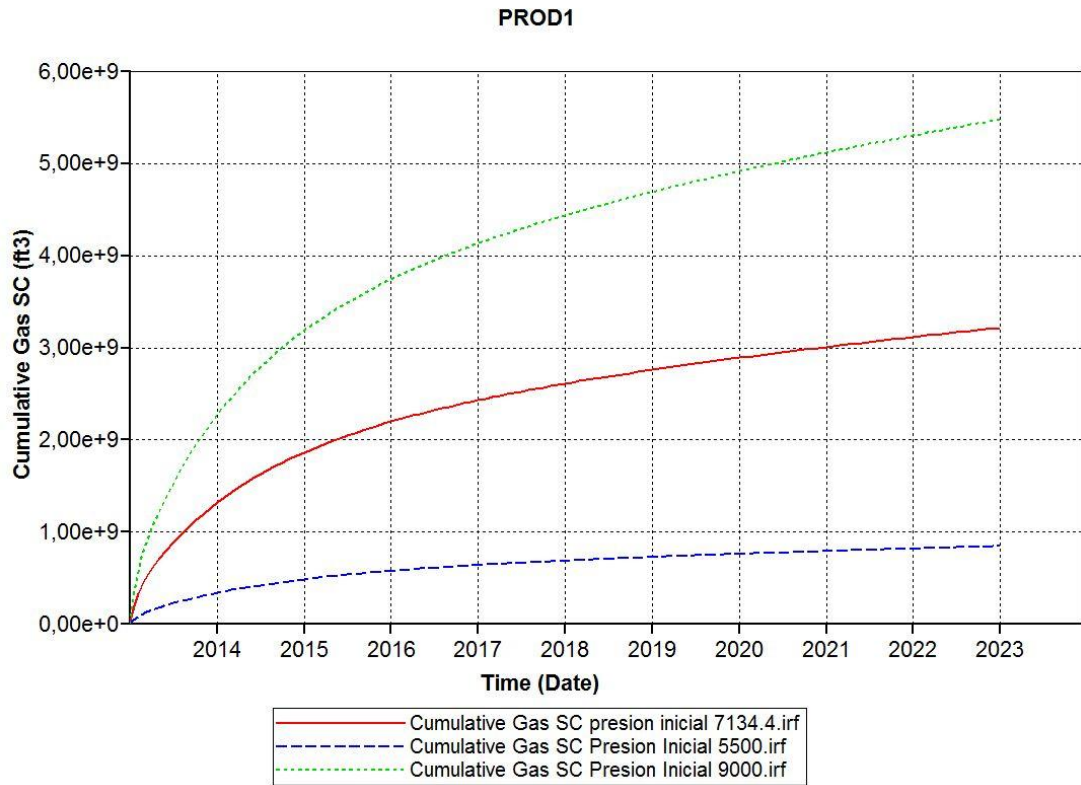
5.9.2 Presión inicial del yacimiento. El efecto de la variación de la presión inicial del yacimiento sobre la tasa de producción (Figura 60) y producción acumulada de gas (Figura 58 y 59), se evaluó tomando un valor más bajo (5500 psi) y uno más alto (9000 psi) con respecto al base (7134,4 psi). Se puede concluir que al tener una Presión inicial de yacimiento más alta, el diferencial de presión entre esta y la Presión de fondo (BHP), permite que se desorba más gas y de esta forma aumente la producción de gas.

Figura 58. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de Presión inicial, con y sin Desorción.



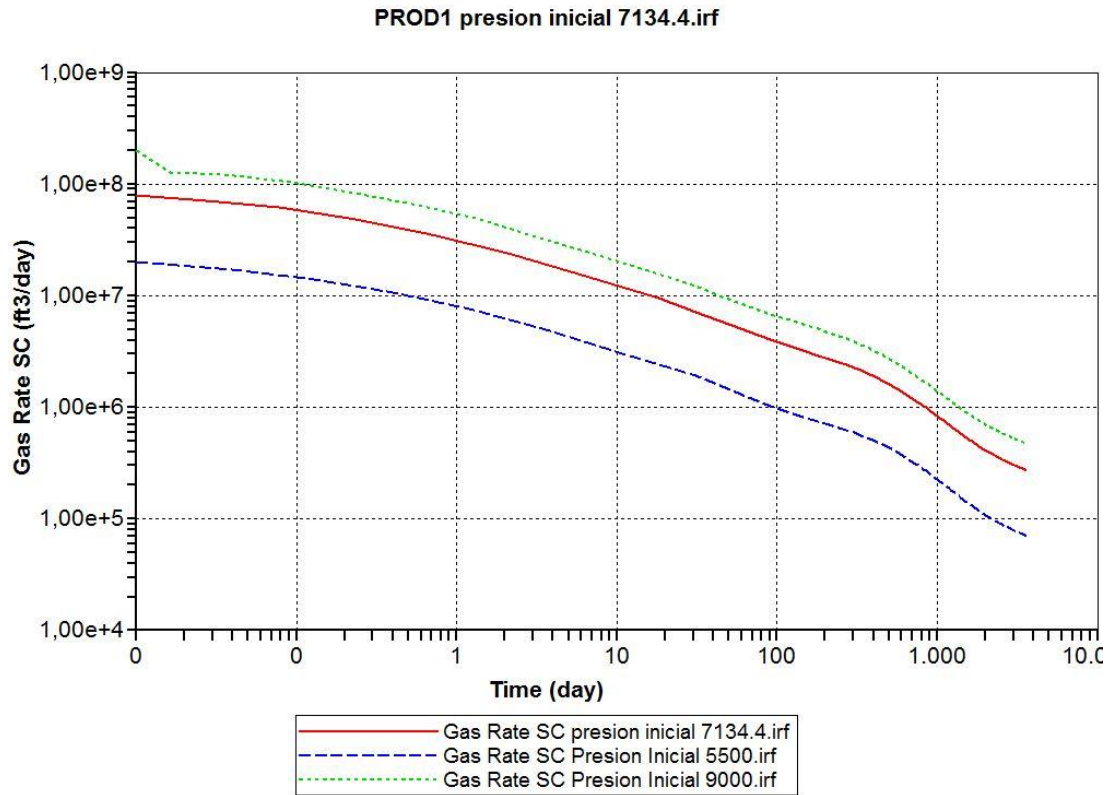
Fuente: CMG-Módulo GEM.

Figura 59. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de Presión inicial.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

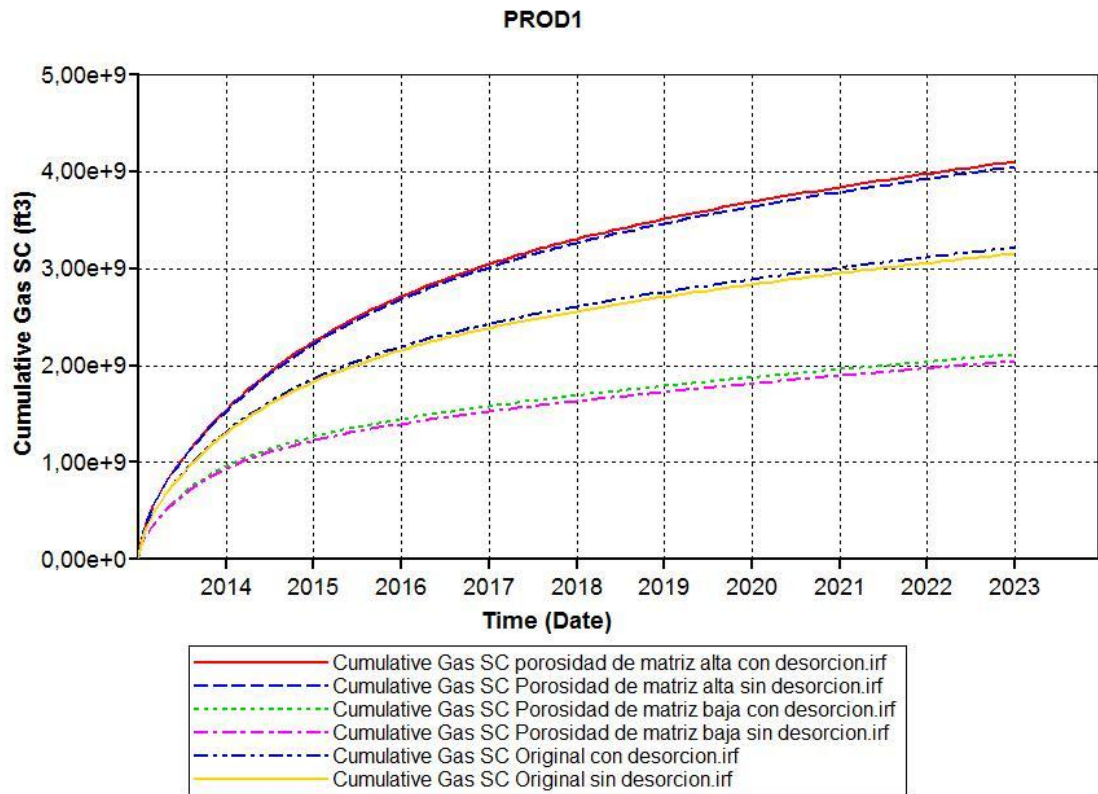
Figura 60. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad de Presión inicial.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

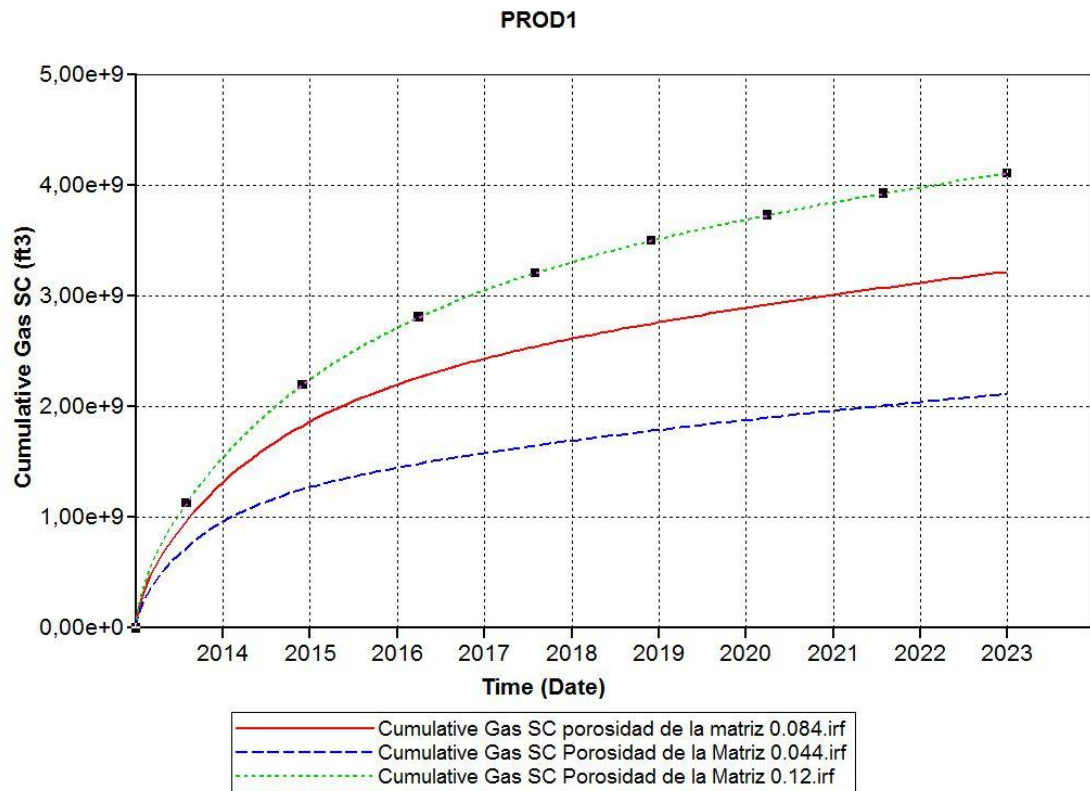
5.9.3 Porosidad Matriz. El efecto de la variación de la porosidad de la matriz sobre la tasa de producción (Figura 63) y producción acumulada de gas (Figura 61 y 62), se evaluó tomando un valor más bajo (4,4%) y uno más alto (12%) con respecto al base (8,4%). Se puede concluir que al tener un valor más alto de porosidad de la matriz, representa un aumento en el volumen de gas libre; cabe la pena destacar que al tener más porosidad de la matriz, el volumen de roca va a ser menor por lo que el volumen de gas adsorbido disminuye.

Figura 61. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la porosidad de la matriz, con y sin Desorción.



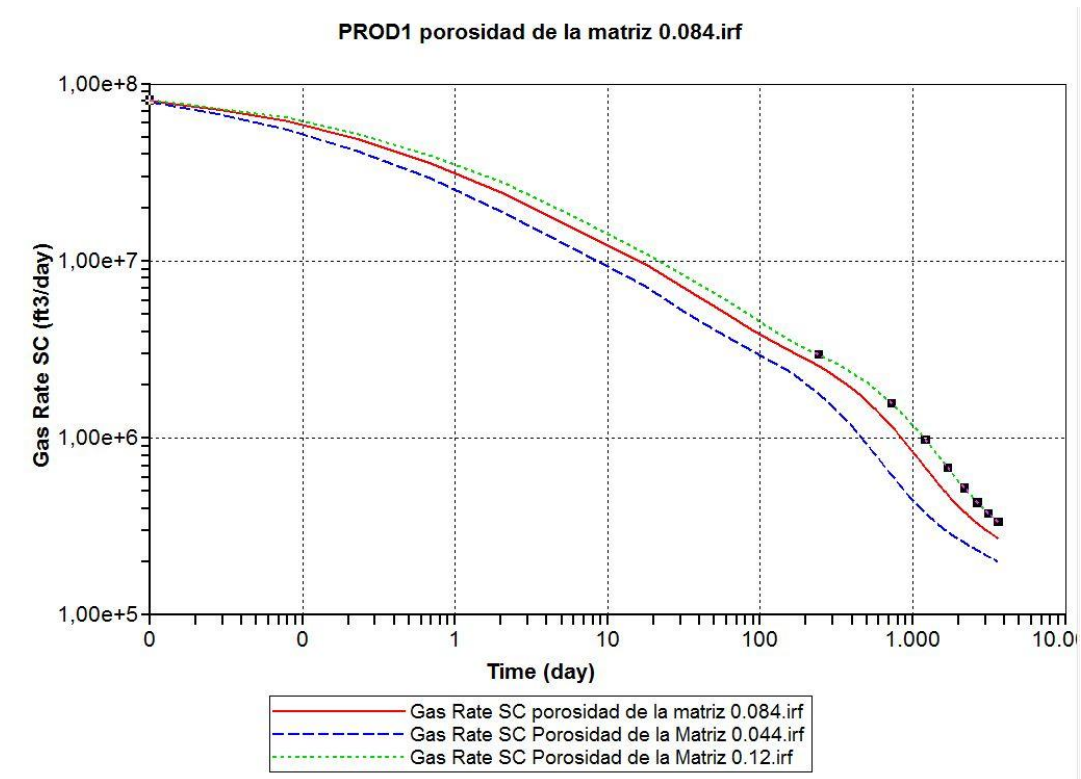
Fuente: CMG-Módulo GEM.

Figura 62. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la porosidad de la matriz.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

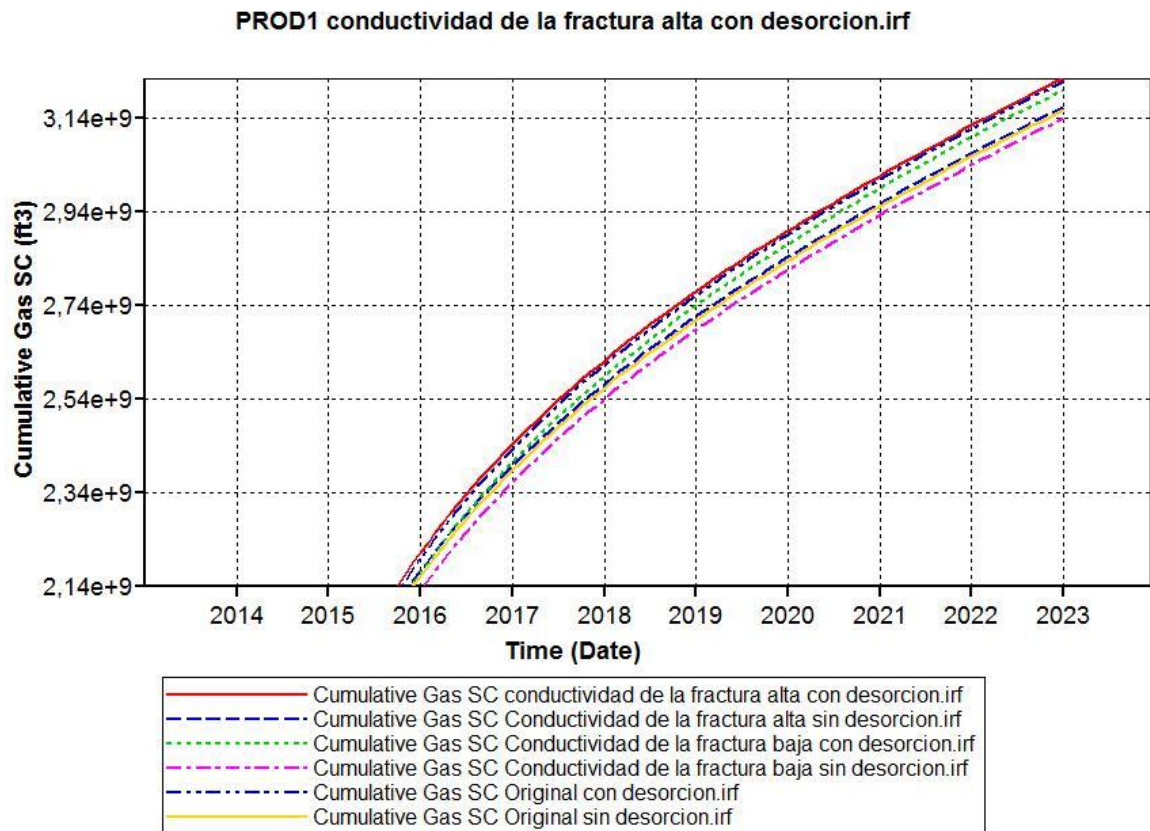
Figura 63. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad de Porosidad de la matriz.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

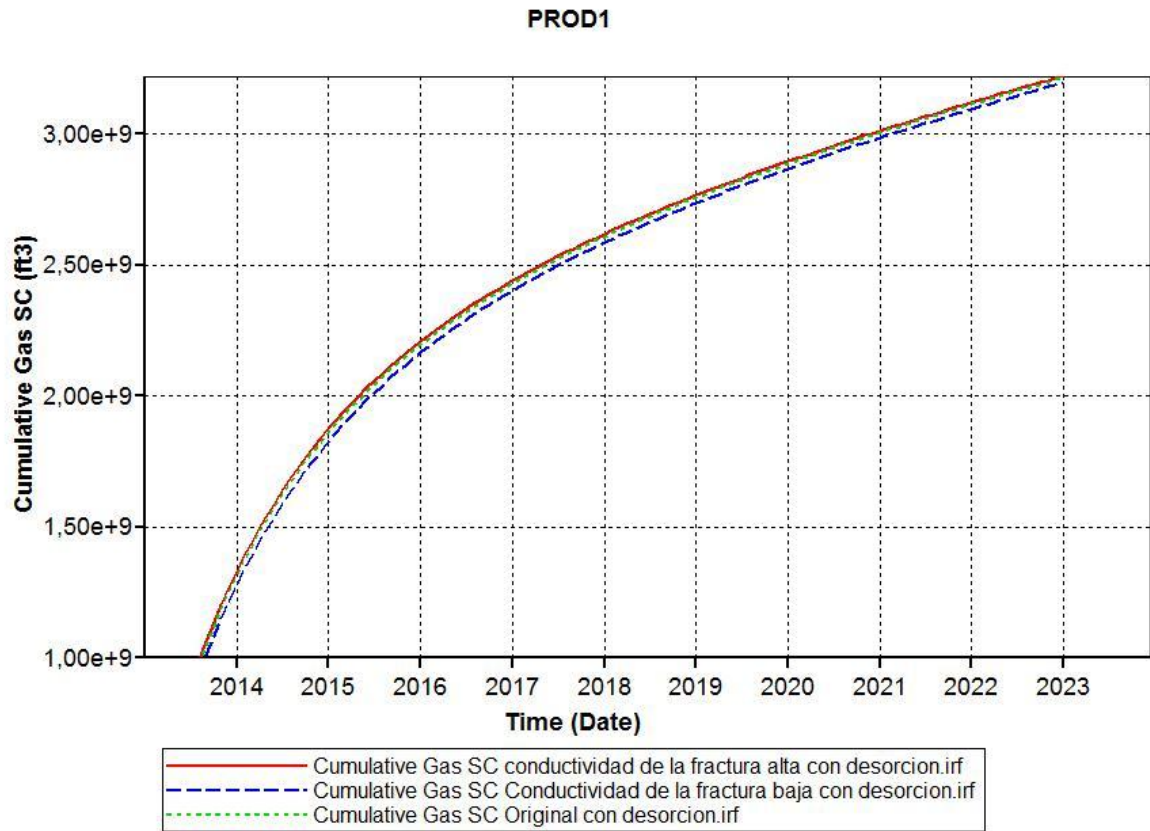
5.9.4 Conductividad de la fractura. El efecto de la variación de la conductividad de la fractura sobre la tasa de producción (Figura 66) y producción acumulada de gas (Figura 64 y 65), se evaluó tomando un valor más bajo (25 mD/ft) y uno más alto (65 mD/ft) con respecto al base (45 mD/ft). Se puede concluir que al tener un valor más alto de conductividad de la fractura; ya que el presente modelo es de doble permeabilidad, la comunicación entre los tres sistemas identificados (matriz, fractura y pozo) es mucho mayor a diferencia de un modelo de doble porosidad. El presente modelo incluye también la presencia de las fracturas naturales lo que en adición resulta en una mayor producción de gas.

Figura 64. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la conductividad de la fractura, con y sin Desorción.



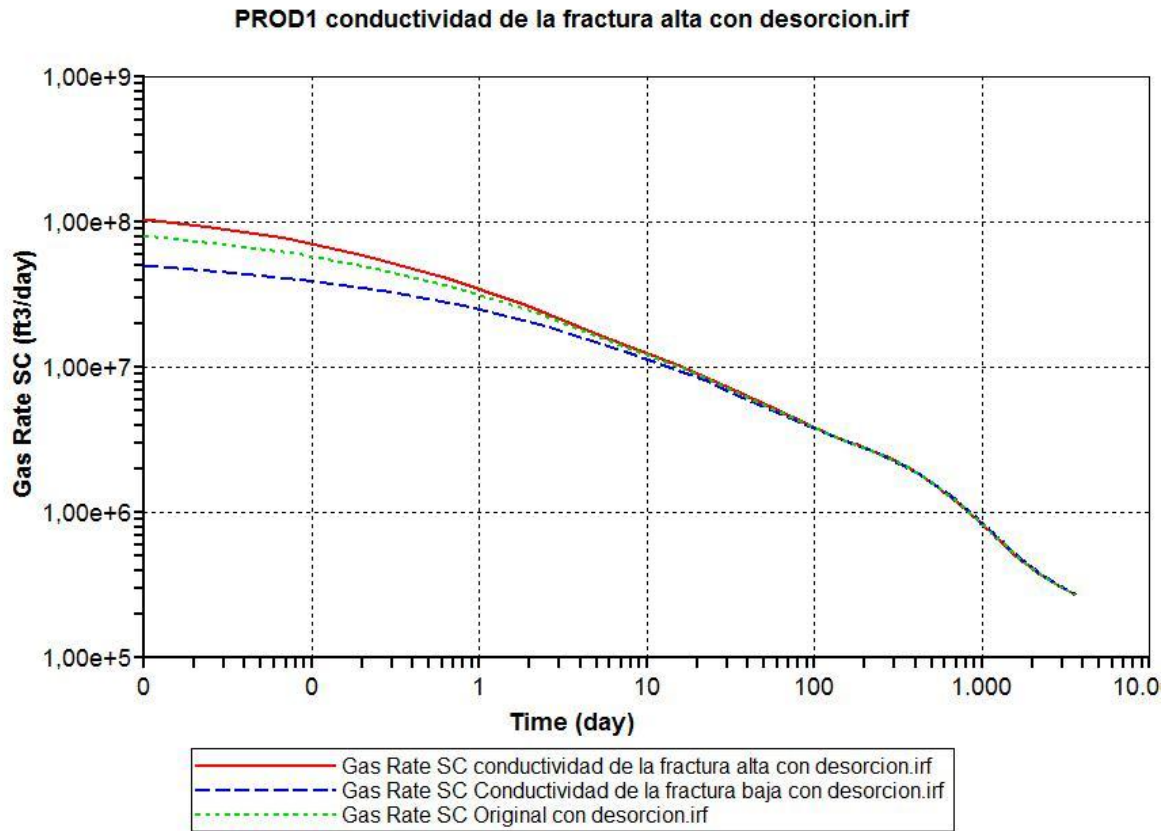
Fuente: CMG-Módulo GEM.

Figura 65. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la conductividad de la fractura.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

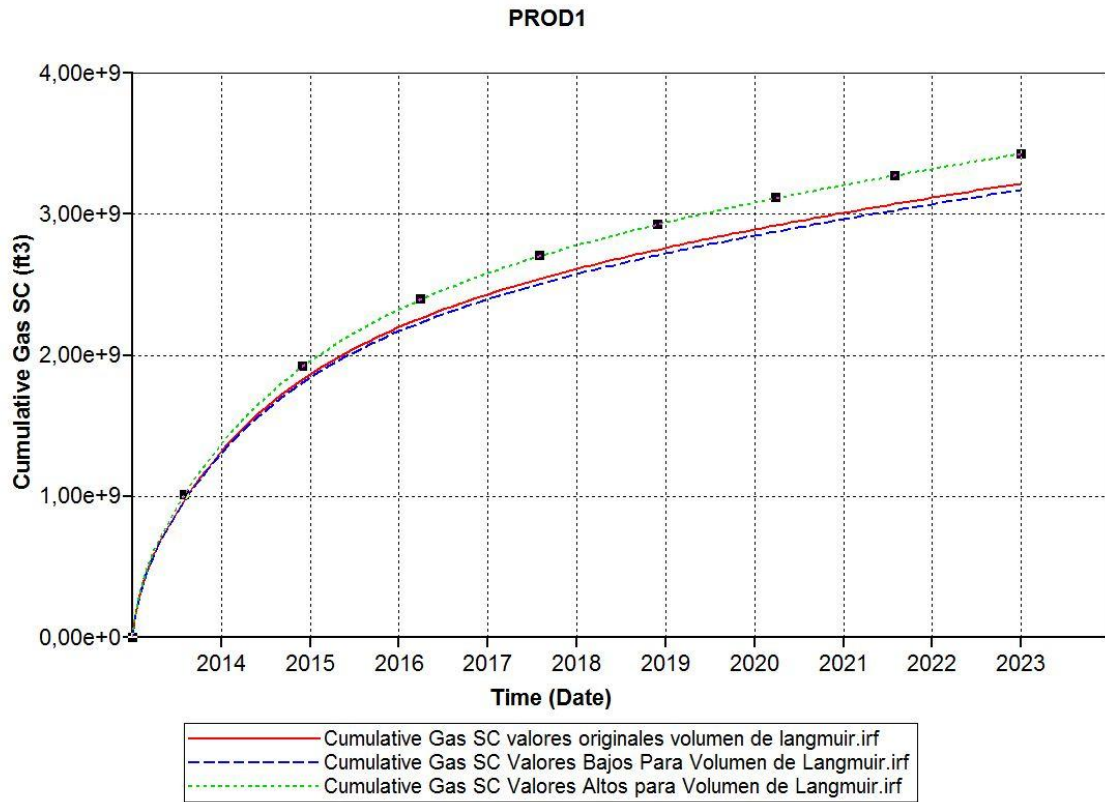
Figura 66. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad de conductividad de la fractura.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

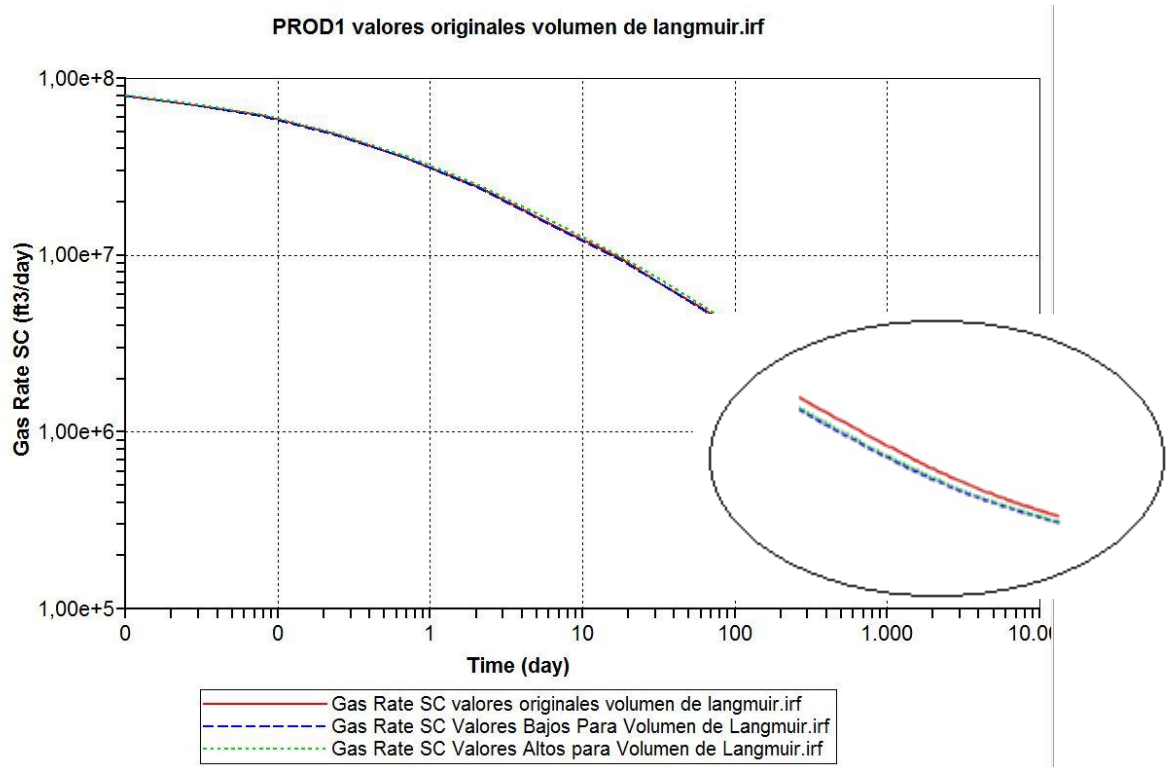
5.9.5 Volumen de Langmuir. El efecto de la variación del Volumen de Langmuir sobre la tasa de producción (Figura 68) y producción acumulada de gas (Figura 67), se evaluó tomando los valores bajos y altos previamente referenciados (Ver tabla 15). Se puede concluir que al tener valores más altos de Volumen de Langmuir, la roca va a tener una mayor capacidad de adsorción respecto a cada uno de los componentes presentes en el modelo. Por tal motivo existirá más volumen de gas disponible para la producción proveniente de la desorción.

Figura 67. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad del Volumen de Langmuir.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

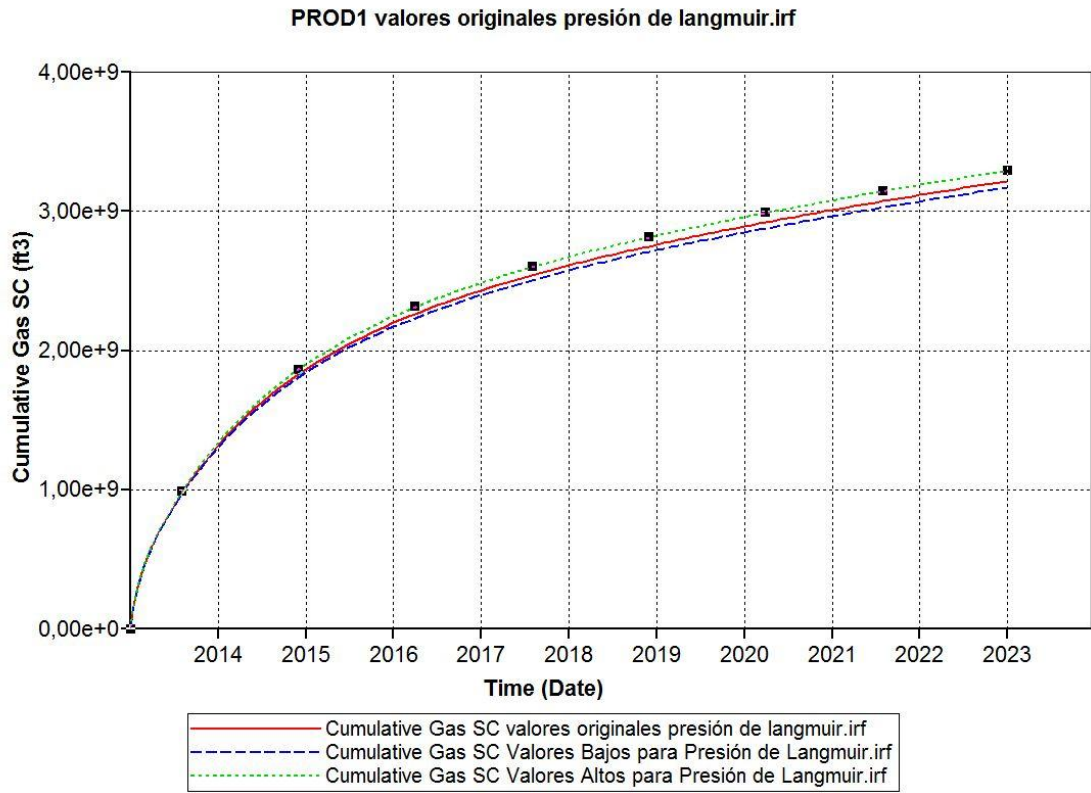
Figura 68. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad del Volumen de Langmuir.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

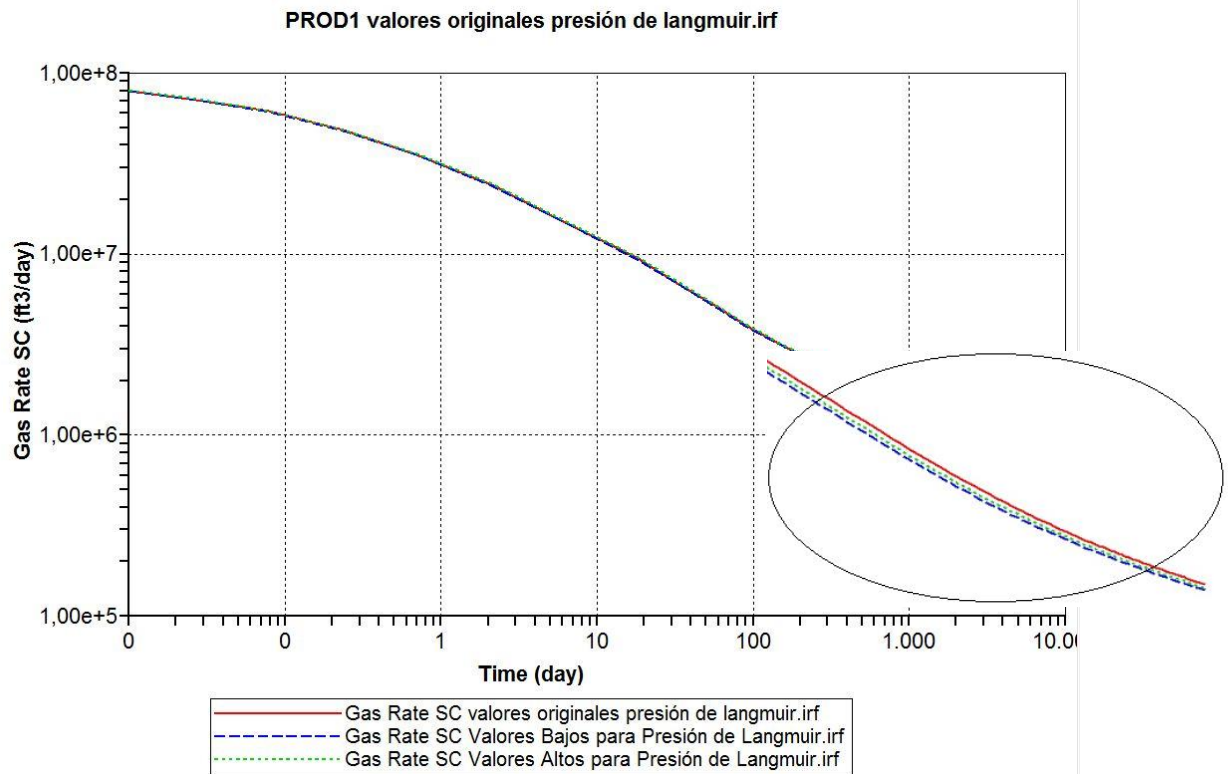
5.9.6 Presión de Langmuir. El efecto de la variación de la Presión de Langmuir sobre la tasa de producción (Figura 70) y producción acumulada de gas (Figura 69), se evaluó tomando los valores bajos y altos previamente referenciados (Ver tabla 15). Se puede concluir que al tener valores más altos de Presión de Langmuir, la roca va a tener una mayor cantidad de gas adsorbido a la presión de referencia, por lo tanto la producción de gas producto de desorción será mayor.

Figura 69. Gas acumulado Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la Presión de Langmuir.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

Figura 70. Tasa de Gas Vs. Días para el modelo con sensibilidad de la Presión de Langmuir.



Fuente: CMG-Módulo GEM.

Tabla 16. Valores de OGIP provenientes del simulador.

		OGIP SIMULADOR CON DESORCIÓN(MMSCF)*	OGIP SIN DESORCIÓN (MMSCF)*	PORCENTAJE APORTADO POR DESORCIÓN
BASE		3218,34	2853,5	11,3363
BHP	3849,934 Psi	5229,96	4823,2	7,7775
	6299,892 Psi	1184,73	1086,8	8,266
Presión inicial	5500 Psi	846,45	786,23	7,1144
	9000 Psi	5482,95	5119,5	6,6287
Porosidad de la Matriz	0,044	2114,42	1975,4	6,5749
	0,12	4105,43	3823,4	6,8697

		OGIP SIMULADOR CON DESORCIÓN(MMSCF)*	OGIP SIN DESORCIÓN (MMSCF)*	PORCENTAJE APORTADO POR DESORCIÓN
BASE		3218,34	2853,5	11,3363
Presión de Langmuir**	Valores Bajos	3172,37		
	Valores Altos	3293,1		
Volumen de Langmuir**	Valores Bajos	3171,67		
	Valores Altos	3427,65		
Conductividad de la fractura	25 mD/ft	3200,64	3007,5	6,0344
	65 mD/ft	3225,16	3010,6	6,6527

*Los valores presentados de OGIP, corresponden al modelo desde su inicialización-año 2013 hasta el año 2023.

**Los valores de OGIP sin desorción para los parámetros de Langmuir no son presentados debido a que la variación de estos es intrínseca con los valores altos y bajos referenciados.

Fuente: Autores.

Como se puede observar en los parámetros de Langmuir, los cambios generados por las respectivas sensibilidades, se hacen evidentes en el modelo esencialmente para la acumulación de Gas, a partir de etapas tardías de producción de gas. Por esto es posible concluir, que en etapas tempranas de producción de gas, los parámetros de Langmuir como presión y Volumen no juegan un papel importante; pero para las etapas tardías, estos parámetros se hacen trascendentes si se requiere de una evaluación que desarrolle metodologías de pronósticos de producción.

5.10 ISOTERMAS GENERADAS

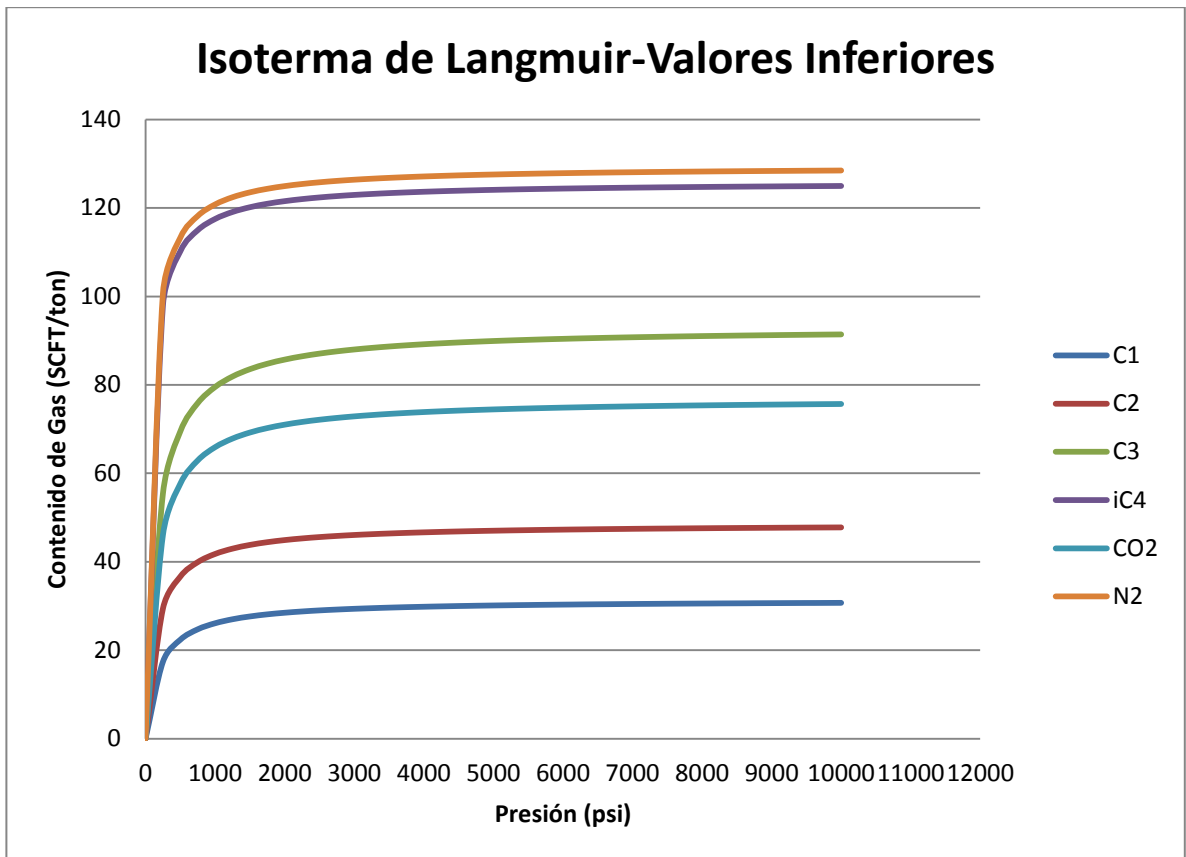
Tabla 17. Valores de parámetros de Langmuir por componente.

Componente	VALORES BASE		VALORES INFERIORES		VALORES SUPERIORES	
	VL (SCF/ton)	PL (psi)	VL (SCF/ton)	PL (psi)	VL (SCF/ton)	PL (psi)
C1	156,618664	1000	31,332047	200	583,3011757	4000
C2	242,696986	811	48,5522809	162,2	913,807023	3055
C3	464,630441	844	92,9507533	168,8	1323,768833	2220
CO2	384,603422	836	76,9411012	167,2	1123,527529	3180
N2	646,703851	355	129,375101	71	2134,377518	1275

Fuente: Autores.

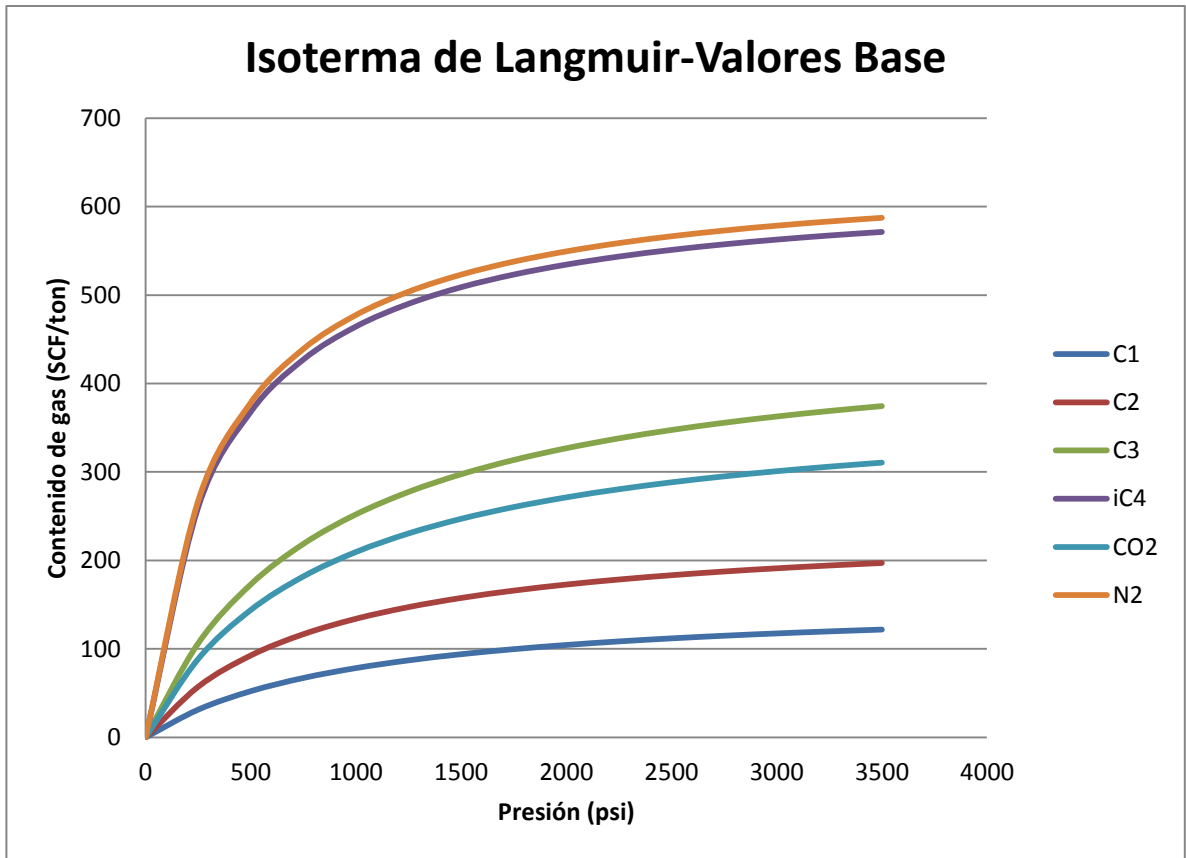
Los Valores tomados para la construcción de las isothermas, excluyen los datos base, inferiores y superiores del componente iC5; esto porque si se observa en la Tabla número 15, la fracción molar de este componente es de 0,005 en un modelo multicomponente donde predomina el aporte de C1, C2, y C3 con cerca de un 94%, describiendo así el fluido presente como un gas seco.

Figura 71. Isotherma de Langmuir generada para los valores inferiores sensibilizados.



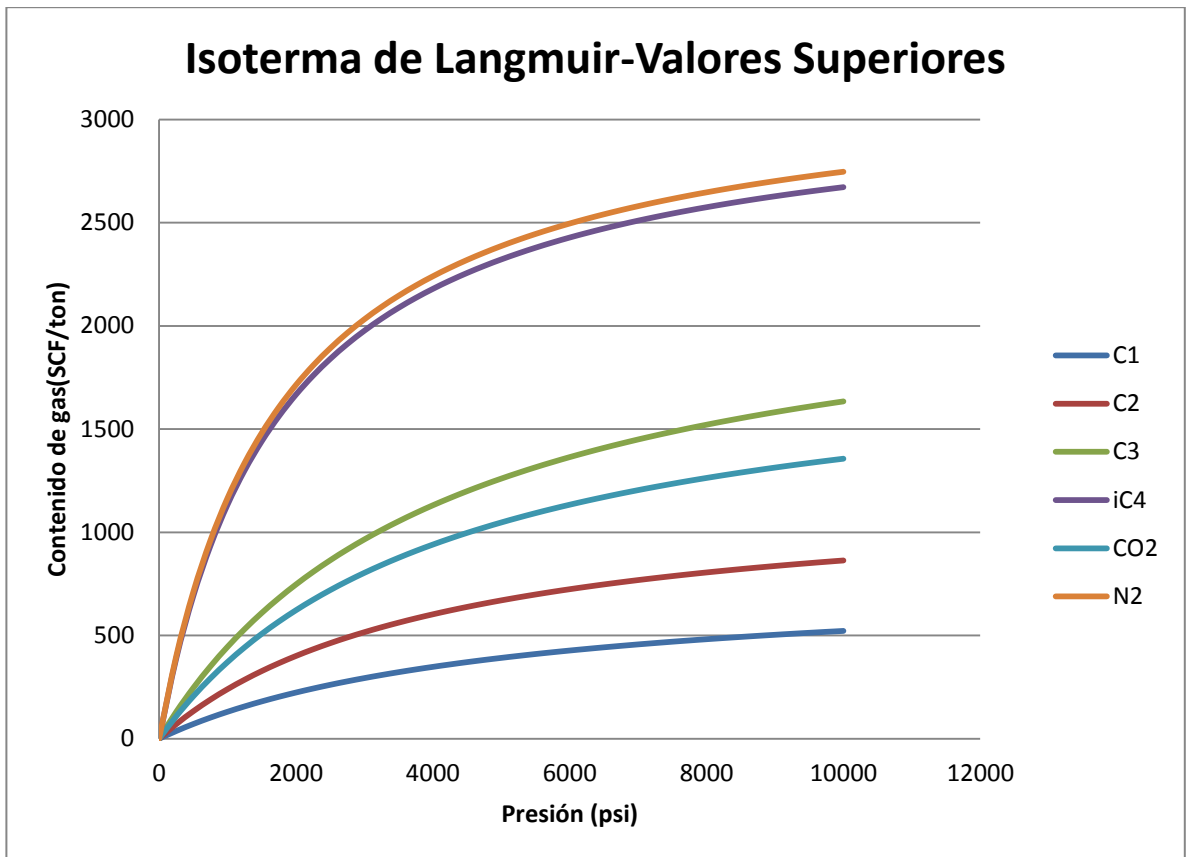
Fuente: Autores.

Figura 72. Isotherma de Langmuir generada para los valores base.



Fuente: Autores.

Figura 73. Isotherma de Langmuir generada para los valores superiores sensibilizados.



Fuente: Autores.

6. CONCLUSIONES

- Como se puede observar en los parámetros de Langmuir (Volumen y Presión), los cambios generados por las respectivas sensibilidades, se hacen evidentes en el modelo esencialmente para la acumulación de Gas, a partir de etapas tardías de producción del mismo. Por esto es posible concluir, que en etapas tempranas de producción de gas, los parámetros de Langmuir como presión y Volumen no juegan un papel importante.
- La variación de los parámetros seleccionados para llevar a cabo la sensibilidad del modelo, da una idea de las condiciones a las que puede ser sometido el yacimiento con el fin de obtener un buen programa de producción bajo condiciones comerciales. Los parámetros seleccionados, atienden a aquellos que generan los mayores cambios en el proceso de desorción, y por ende de la producción de gas en yacimientos no convencionales.
- La construcción de las isothermas de Langmuir para cada uno de los componentes presentes en el modelo, requiere de identificar los parámetros directamente relacionados como el volumen y la presión de Langmuir y la presión del yacimiento, la cual termina por dar la tendencia de la isoterma ya que para cada componente, es la variable que se modifica. Así mismo componentes como el iC5, no son tenidos en cuenta para la construcción de las isothermas, debido a que su aporte es mínimo.
- Para entender las etapas que conlleva el proceso de desorción, es necesario identificar los mecanismos de transporte que están presentes, junto con las zonas donde cada uno de estos es caracterizado.
- La isoterma de Langmuir en los yacimientos no convencionales presenta una tendencia no lineal, diferente a los yacimientos convencionales donde si lo es.

- En los primeros 10 años de producción de gas shale se evidencia que el aporte por el fenómeno de desorción se encuentra entre 6 y 12 % de la producción total.
- El parámetro más influyente en el fenómeno de desorción es la BHP, debido a que mediante su variación se observa un mayor aporte a la producción acumulada de gas.

7. RECOMENDACIONES

- Se identificaron los principales métodos para el cálculo de recursos en yacimientos de Shale Gas, por lo tanto es importante realizar una comparación directa de los valores calculados para cada uno de los métodos con los valores que son generados por el simulador.
- Realizar sensibilidad de los parámetros geomecánicos más representativos, con el fin de evaluar su incidencia en la producción de gas proveniente de yacimientos no convencionales.
- Establecer la incidencia directa de los parámetros geomecánicos en el fenómeno de desorción, y así en lo pronósticos de producción.
- Realizar el estudio del impacto de los parámetros relacionados con la desorción en los pronósticos de producción para un campo Colombiano de Shale Gas.

BIBLIOGRAFÍA

Akkutlu, Yucel. 2009. Matrix Heterogeneity Effects on Gas Transport and Adsorption in Coalbed and Shale Gas Reservoirs

Akkutlu, Yucel; et al. 2009. A molecular dynamics study on natural gas solubility enhancement in water confined to small pores. SPE 124491.

Alexander, Tom. 2011. Revolucion del gas de lutitas. Oilfield Review Schlumberger.

Amaya, Freddy; Carlina, Rey. 2011. Evaluación del comportamiento de un yacimiento de gas shale utilizando un software de simulación para determinar el mejor esquema de explotación que permita maximizar las reservas recuperables. Tesis UIS.

Ambrose, Raymond, et al, 2010. New Pore-scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. SPE 131772

Aminian, K. Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs.

Bayona, Karen; Heredia, Alexander. 2014. Impacto del DFN (Discrete Fracture Network) en los pronósticos de producción de yacimientos no convencionales (Shale Plays). Karen Lorena Bayona, Alexander de Jesús Heredia López, Tesis UIS.

Benish, Tim; et al. 2013. Advancing multi-stage fracturing using horizontal JITP and autonomous completion systems. IPTC 16813.

Cárdenas, José, et al. Shale Plays: Pronósticos de producción a partir de simulación numérica predictiva.

Computer Modelling Group, Modulo GEM 2014. Guía para el usuario.

Das, Mita. 2012. Effect of Multicomponent Adsorption/Desorption Behavior on Gas-In-Place (GIP) Calculations and estimation of free and adsorbed CH₄ and CO₂ in Shale Gas Systems. SPE 159558.

DONG, Z, et al. 2012. Resource Evaluation for Shale Gas Reservoirs. SPE 152066.

EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, 2013.

El abecé de los Hidrocarburos en reservorios no convencionales. IAGP, 2013

Elena Bentosa, Schlumberger Geomechanics (SGM).

Garcia, Jaime. 2011. Métodos para evaluar doble porosidad por medio de registros de pozos en yacimientos naturalmente fracturados. Tesis UIS.

Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, PRMS 2011

Guo, Chaohua, et al. 2014. Improved Numerical Simulation for Shale Gas Reservoirs . OTC 24913.

Haghshenas, B.; et al. 2014. Simulation of Liquid-Rich Shale Gas Reservoirs with Heavy Hydrocarbon Fraction Desorption. SPE 168968.

Hao, Sun; et al. 2014. Understanding shale gas production mechanism through reservoir simulation. SPE 167753.

Kang, S; et al. 2010. Carbon Dioxide Storage Capacity of Organic-rich Shales. SPE 134583.

Li, X; et al. 2014. A Nano-Pore Scale Gas Flow Model for Shale Gas Reservoir. SPE 169939.

Mason, R.A., et al. 1987. Estimating Reserves for High-Rate Devonian Shale Oil and Gas Completions with Limited Production date, SPE 13369.

Mireaul, Ray. Reservoir Engineering for Geologists.

Mojica, Jairo. 2010. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. ANH

Morad, Kamal. Reservoir Engineering aspects of CBM.

Perez, Ricardo; Perdomo, Juan. 2013. Metodología para la caracterización de yacimientos no convencionales de gas shale en Colombia-Vim. Tesis USCO.

Prakashrao, Vaibhav 2008. General screening criteria for shale gas reservoirs and production data analysis of Barnett shale. Texas A&M.

Quirein, John, et al. 2013. A Workflow to Evaluate Mineralogy, Porosity, TOC, and Hydrocarbon Volume in the Eagle Ford Shale. SPE 167012.

Roger M. Slatt, et al. 2008. Workflow for Stratigraphic Characterization of Unconventional Gas Shales, SPE 119891

Rojas, Daniel. 2012. Desarrollos de shale gas y perspectivas de explotación. Tesis UNAM.

Salamunic, Luka. 2011. La revolución del shale gas. Universidad católica de Chile.

Shabro, V; et al. 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. SPE 144355.

Shi, Juntai. 2013. Desorption and Transport Mechanism OF Gas Through Coal Matrix pores and Gas Production Forecasting. SPE 166999.

Vera, Julio; 2012. Perspectivas de los Hidrocarburos no convencionales en Colombia. ANH.

Walls, Joel, et al. 2014. Characterizing Unconventional Resource Potential in Colombia; a Digital Rocks Physics Project. UrTec 1913256.

Wei, Yu, et al. 2013. Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs. SPE 165377.

Wei, Yu; et al. 2014. Evaluation of Gas Adsorption in Marcellus Shale, SPE 170801.

Wu, Keliou; et al. 2014. Apparent Permeability for gas flow in shale reservoir coupling effects of gas diffusion and desorption.