

ESTUDIO DE LA PERDIDA DE CONDUCTIVIDAD DEBIDA A EMPOTRAMIENTO
DE PROPANTE EN FORMACIONES DE SHALE MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA

KRISTHIAN LEANDRO PEÑA CERÓN
LUIS CARLOS PRADA SOCHA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2016

ESTUDIO DE LA PERDIDA DE CONDUCTIVIDAD DEBIDA A EMPOTRAMIENTO
DE PROPANTE EN FORMACIONES DE SHALE MEDIANTE SIMULACIÓN
NUMÉRICA

KRISTHIAN LEANDRO PEÑA CERÓN

LUIS CARLOS PRADA SOCHA

Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Director

JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2016

Dedicado con mucho cariño y aprecio a mis padres: Azael y Maria Denza, que siempre propendieron por mi formación intelectual

Kristhian Leandro Peña Cerón

DEDICATORIA

A Dios por ser él, el moldeador de todo lo que soy y sin él nada de esto sería posible. A mis padres Carlos y Blanca quienes me apoyaron y siempre creyeron en que esta meta sería alcanzada. A mi familia y personas allegadas que de alguna u otra forma influyeron en la conquista de este logro.

Luis Carlos Prada Socha

AGRADECIMIENTOS

Al ser creador, todo poderoso Dios, por la experiencia de vivir, y por la sabiduría entregada.

A la Alma Máter: La Universidad Industrial de Santander, por acogernos en su seno.

A la Facultad de Ingenierías Físicoquímicas y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por proveernos conocimientos específicos sobre esta maravillosa carrera.

Al grupo de investigación: GMPH, Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos, por permitimos pertenecer y por las sugerencias.

A nuestro cuerpo docente, especialmente a Olga Lucía Ortiz, de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por demostrar ser un profesional y docente Universitario idóneo, responsable y congruente. De igual forma a Luis Alirio Lázaro, nuestro docente de química uno, por enseñarnos que la formación profesional es una responsabilidad personal e impostergable.

A nuestro Director: José Cárdenas, por la confianza y paciencia demostrada en el desarrollo de este proyecto.

A nuestros amigos y compañeros que nos brindaron su amistad y compañía todo este tiempo.

A Eliana Quiroga por facilitarnos el Software Predict-K de Stím-K.

A nuestras ex-compañeras de trabajo de grado: Karol y Luz, por su comprensión.

A mi compañero de Trabajo de Grado por su colaboración.

Kristhian Peña y Luis Prada.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	21
1. YACIMIENTOS DE LUTITAS	24
1.1 RECURSOS DE SHALE PLAYS EN EL MUNDO	25
1.2 TÉCNICAS DE EXPLOTACIÓN.....	26
1.2.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	26
1.2.2 PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	32
1.2.3 ELEMENTOS DE REFERENCIA PARA SELECCIÓN.....	33
2. PROPIEDADES MECÁNICAS Y COMPOSICIONALES QUE INFLUYEN EN EL EMPOTRAMIENTO DEL PROPANTE.....	36
2.1 PROPIEDADES MECÁNICAS	36
2.1.1 MODULO DE YOUNG.....	37
2.1.2 RELACIÓN DE POISSON.	38
2.1.3 ESFUERZOS.....	39
2.1.5 ASPEREZAS EN LA CARA DE LA FRACTURA.	42
2.2 PROPIEDADES MINERALÓGICAS.....	42
2.2.1 COMPOSICIÓN PREDOMINANTE.	43

2.2.2 DISMINUCIÓN DEL MÓDULO DE YOUNG.....	44
2.2.3 APARICIÓN DE ESCAMAS/PRECIPITADOS.....	45
2.2.4 FINOS.....	45
3. MODELOS EXISTENTES PARA LA DETERMINACIÓN DEL EMPOTRAMIENTO Y LA SUBSECUENTE PÉRDIDA DE CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA.....	46
3.1 HUITT, J; MCGLOTHLIN, JR. (1958)	46
3.2 MARTINS, J, <i>ET AL.</i> (1992).....	48
3.3 LACY, L; RICKARDS, A & ALI, S. (1997).....	49
3.4 LACY, L; RICKARDS, A & BILDEN, D. (1998)	50
3.5 FREDD, C, <i>ET AL.</i> (2000)	50
3.6 NGUYEN, P, <i>ET AL.</i> (2002).....	51
3.7 LI, YONGMING, <i>ET AL.</i> (2008).....	52
3.8 WEAVER, JIM; RICKMAN, RICHARD & LUO HONGYU. (2008).....	52
3.9 GUO, JIANCHUN; LIU, YUXUAN. (2012)	54
3.9.1 DEFORMACIÓN ELÁSTICA.....	54
3.9.2 DEFORMACIÓN CREEP.	55
3.10 GAO, YUANPING, <i>ET AL.</i> (2013).....	55
3.10.1 PATRÓN MONO CAPA.	56

3.10.2 PATRÓN MULTICAPA.....	57
3.10.3 CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA.	58
4. PROPANTES.....	60
4.1 SELECCIÓN DEL PROPANTE PARA EL MODELO	61
4.1.1 SELECCIÓN FINAL DEL PROPANTE.	66
4.2 COMPACTACIÓN.....	66
4.2.1 LA COMPACTACIÓN EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN DE DEPLECIÓN.....	68
4.3 ESFUERZO EFECTIVO Y PRESIÓN DE CONTACTO EFECTIVA.....	69
4.3.1 INTEGRACIÓN DEL ESFUERZO EFECTIVO EN EL MODELO.	69
5 SIMULACIÓN DE MODELO CONCEPTUAL DE SHALE	76
5.1 MODELO.	76
5.1.1 REFINAMIENTO Y FLUJO NO DARCY.....	79
5.1.2 DEFINICIÓN ZONA DE FRACTURAS EXPLÍCITAS.	80
5.2 FLUIDO.	81
5.3 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	84
5.4 AJUSTE HISTÓRICO.	85
5.5 SIMULACIÓN DE CASOS Y ANÁLISIS DE PÉRDIDA DE CONDUCTIVIDAD	89
5.6 RESULTADOS.....	89

5.6.1 PRODUCCIÓN ACUMULADA.....	89
5.6.2 ANÁLISIS DE LA CONDUCTIVIDAD.....	90
5.6.3 ANÁLISIS DEL ANCHO DE FRACTURA.....	94
5.7 EFECTO DE LA DESORCIÓN SOBRE LOS CASOS DE SIMULACIÓN.....	98
5.7.1 CONTENIDO DE GAS Y CURVA DE LANGMUIR.....	98
5.7.2 ANÁLISIS DE CASOS.....	100
5.7.3 VARIACIÓN EN EL EUR.....	101
6. CONCLUSIONES.....	103
7. RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFIA.....	107

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de las zonas de una fractura hidráulica.....	26
Figura 2. Barreras de Fracturamiento, gradientes de presión de poro y esfuerzo horizontal mínimo.....	33
Figura 3. Interacción mecánica roca- propante.....	37
Figura 4. Relación entre el empotramiento del propante y el módulo de Young.....	38
Figura 5. Dos estados de esfuerzos característicos y su fractura generada.....	40
Figura 6. Antes (izq.) y después (der.) de aplicar esfuerzo a una muestra con fracturas naturales y diferencias de impedancia.....	41
Figura 7. Empotramiento a lo largo de una fractura.....	42
Figura 8. Imagen de la mineralogía de los 4 mayores yacimientos de shale de Estados Unidos.....	43
Figura 9. Distribución de los propantes en la fractura de acuerdo al modelo.....	56
Figura 10. Línea base de conductividad de acuerdo a la concentración de propante por área y el esfuerzo aplicado.....	62
Figura 11. Líneas Base para propantes de malla 30/50.....	63
Figura 12. Líneas Base para propantes de malla 40/70.....	64

Figura 13. Líneas Base para propantes de malla cercana a 100.....	65
Figura 14. Multiplicadores para apuntalante Econoprop en función de la presión de yacimiento.....	68
Figura 15. Líneas base de permeabilidad para presiones de fluido efectivas.....	71
Figura 16. Multiplicadores de permeabilidad contra presión de fluido efectiva.....	72
Figura 17. Multiplicadores de porosidad para propante EconoProp 30/50.....	73
Figura 18. Multiplicadores de porosidad para propante EconoProp 40/70.....	73
Figura 19. Multiplicadores de porosidad para InterProp-H Ceramic 35/140.....	74
Figura 20. Relación de Multiplicadores para propante EconoProp 30/50.....	74
Figura 21. Relación de Multiplicadores para propante EconoProp 40/70.....	75
Figura 22. Relación de Multiplicadores para InterProp-H Ceramic 35/140.....	75
Figura 23. Zonas de permeabilidad en el modelo.....	77
Figura 24. Zona definida para evaluar fracturas explícitas.....	80
Figura 25. Envolvente de saturación Gas Shale, Marcellus.....	82
Figura 26. Factor Volumétrico de formación Gas Shale, Marcellus.....	82
Figura 27. Viscosidad Shale Gas, Marcellus.....	83
Figura 28. Factor de compresibilidad Z Shale Gas, Marcellus.....	83
Figura 29. Tasa de gas real y del caso base.....	85
Figura 30. Producción acumulada real y del caso base.....	86

Figura 31. Tasa de gas caso base a treinta años.....	86
Figura 32. Producción acumulada caso base a treinta años.....	87
Figura 33. Fracturas y su presión a 50 días, caso base.....	87
Figura 34. Tasa de gas caso base respecto a presión promedio de fracturas.....	88
Figura 35. Gas acumulado caso base respecto a presión promedio de fracturas.....	88
Figura 36. Presiones de zonas diferenciables en el yacimiento, caso base.....	89
Figura 37. Producción acumulada a 7,25 años para los casos.....	90
Figura 38. Conductividad en los tres casos simulados a 7,25 años.....	91
Figura 39. Conductividad en los tres casos respecto a presión zona empotrada.....	92
Figura 40. Conductividad en los tres casos simulados respecto a presión de contacto zona empotrada.....	92
Figura 41. Porcentaje de pérdida de conductividad a 3 tiempos para los tres casos.....	93
Figura 42. Porcentaje de pérdida de conductividad a 3 presiones para los tres casos.....	94
Figura 43. Ancho de fractura para los tres casos en el tiempo.....	95
Figura 44. Ancho de fractura para los tres casos en función de la presión de cierre efectiva.....	96

Figura 45. Comparación de anchos de fractura respecto al Predict-K.....	97
Figura 46. Porcentaje de pérdida de ancho de fractura para los tres casos en el tiempo.....	97
Figura 47. Porcentaje de pérdida de ancho de fractura para los tres casos respecto a la presión.....	98
Figura 48. Curvas de contenido de gas total, libre y adsorbido para la simulación y modelos.....	100
Figura 49. Curvas de gas acumulado base y para todos los casos con desorción.....	101
Figura 50. Variación en el EUR para los casos con desorción a 30.5 años.....	102

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Recursos de Shale Gas en el mundo.....	25
Tabla 2. Comparación entre algunos fluidos de fracturamiento.....	31
Tabla 3. Lista de parámetros para forzar ranking portafolios de shale.....	34
Tabla 4. Fuentes comunes de propiedades de un yacimiento shale.....	35
Tabla 5. Propiedades físicas de propantes de malla 30/50.....	63
Tabla 6. Propiedades físicas de propantes de malla 40/70.....	64
Tabla 7. Propiedades físicas de propantes de malla cercanos a 100.....	65
Tabla 8. Propiedades del modelo base.....	76
Tabla 9. Propiedades de las fracturas.....	78
Tabla 10. Composición del gas Marcellus.....	81
Tabla 11. End points para modelo tipo Gas-Agua, Shale Marcellus.....	84
Tabla 12. Condiciones de inicialización y condiciones operacionales de pozo.....	85

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE LA PERDIDA DE CONDUCTIVIDAD DEBIDA A EMPOTRAMIENTO DE PROPANTE EN FORMACIONES DE SHALE MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

AUTORES: Kristhian Leandro Peña Cerón y Luis Carlos Prada Socha**.

PALABRAS CLAVES: Propante, empotramiento, simulación numérica, IMEX, CMG, shale gas, fracturamiento hidráulico, desorción, presión de cierre, Predict-K, pérdida de conductividad, multiplicador de permeabilidad, multiplicador de porosidad, WINPROP.

El empotramiento de propante es uno de los problemas inherentes a la estimulación por medio de fracturas hidráulicas que contienen apuntalantes, ocurre en mayor magnitud en tiempos tempranos. En la explotación de reservorios ocasiona pérdidas de conductividad de fractura, producción y dinero, intensificándose en yacimientos de shale.

Este trabajo describe los factores que afectan y potencian este fenómeno. Además, estudia el empotramiento del propante a través de una simulación numérica de yacimientos, la cual se puede utilizar para ayudar a seleccionar el tipo de apuntalante idóneo, y predecir la producción, en unas condiciones de yacimiento shale específicas.

Los cinco capítulos del desarrollo de este trabajo muestran una idea general de la explotación de yacimientos shale, describe brevemente los tipos de fluido usados, características de propante y fractura. Incluye una mención sobre los elementos básicos para la selección de un shale play y su explotación. La revisión de los factores geomecánicos y composicionales de la roca y el apuntalante que influyen en el fenómeno de empotramiento hacen parte del material presentado. La selección de la data introducida en la simulación es parte del yacimiento Marcellus. Se utilizó una herramienta adicional, con el nombre de Predict K, para seleccionar los tipos de propantes a utilizar en la simulación.

El desarrollo de la simulación numérica se hizo en el simulador de Black Oil: IMEX, de la suite de CMG, analizando la pérdida de conductividad presentada para los propantes seleccionados. El modelo seleccionado de doble permeabilidad tiene las zonas de fracturas empotradas explícitas para un yacimiento de shale gas. También presenta un análisis adicional del efecto de la desorción. Al final se presentan las conclusiones pertinentes del trabajo y sugerencias para mejorar el análisis de empotramiento mediante simulación numérica.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. José Carlos Cárdenas Montes, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF CONDUCTIVITY LOSS DUE TO PROPPANT EMBEDMENT ON SHALE PLAYS BY NUMERICAL SIMULATION.

AUTHORS: Kristhian Leandro Peña Cerón and Luis Carlos Prada Socha**.

KEYWORDS: Proppant, embedment, numerical simulation, IMEX, CMG, shale gas, fracking, desorption, closure stress, Predict-K, conductivity loss, permeability multiplier, porosity multiplier, WINPROP.

Proppant embedment is one of the inherent problems of the stimulation through hydraulic fractures, which have proppant, it happens with greater magnitude in early times. Throughout reservoir exploitation this problem causes conductivity, production and money losses, these are intensified in shale plays.

This work describes factors that affect and increase this phenomenon. Furthermore, it studies the proppant embedment through reservoir numerical simulation, which it can be used for selecting an ideal proppant, and forecast production in any specific shale play conditions.

The five chapters that compound this work show a general idea of shale plays exploitation describe briefly the types of fluids used, proppant and fracture characteristics. Include mentions upon basic elements to select shale plays and exploit it. A review of rock and proppant geomechanics and compositional factors that have an influence on embedment phenomenon are presented. The data introduced onto the simulation was chosen from The Marcellus shale play. It was used an additional tool called Predict K to pick the proppant types to implement onto simulation.

The numerical stimulation was carried out on a Black Oil simulator: IMEX, from the CMG suite, to analyse the conductivity loss presented for the chosen proppants. The model, double permeability grid, has explicit embedded fractures zones for a gas shale play. In addition, the model presents an analysis of the desorption effect. At the end are presented the pertinent conclusions and suggestions to enhance the embedment analysis by numerical simulation.

* Undergraduate Thesis.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. José Carlos Cárdenas Montes, Ingeniero de Petróleos.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de los yacimientos de *shale* ha tenido un auge durante la última década, consecuencia de la demanda de hidrocarburos a nivel mundial y de los precios altos que tuvo el crudo en los últimos años. Sin embargo la explotación estos yacimientos no es sencilla pues requiere de técnicas especiales como el fracturamiento hidráulico masivo, y gran conocimiento de las propiedades mecánicas y mineralógicas de la roca.

La geología define los *shale plays* como rocas sedimentarias con contenido de arcilla mayor al 50%, un bajo contenido de carbonato y de sílica, no obstante los prospectos de *shale* en la actualidad son rocas de clastos finos en su mayoría compuestos por carbonatos y sílica con tan solo un reducido contenido de minerales arcillosos. Estos recursos se caracterizan por tener una ultra-baja permeabilidad del orden de los nanodarcys, aunque tienen porosidades moderadas. Por esta razón es necesario crear “canales” por donde los fluidos puedan moverse desde el yacimiento hasta la cara del pozo.

Las fracturas o canales son creados mediante la implementación del fracturamiento hidráulico, siendo esta técnica aplicada de forma masiva, a diferencia del fracturamiento hidráulico en recursos convencionales. La creación de las fracturas como parte del desarrollo implica cierta dificultad, siendo de vital importancia el mantener abiertas estas fracturas durante la vida productiva del yacimiento. Para suplir esta necesidad se colocan entre las caras de las fracturas abiertas generadas un material esférico conocido con el nombre de propante, este ayuda a contrarrestar los esfuerzos de cierre de la roca y prolonga el tiempo de productividad del reservorio.

El material apuntalante o propante mantiene la conductividad de las fracturas, sin embargo, una mala elección de las propiedades mecánicas del propante o un desconocimiento de las características mineralógicas y mecánicas de la roca pueden llevar consecuencias negativas. Las incrustaciones del material en las caras de las fracturas, disminuyendo considerablemente la conductividad y acarreado consigo pérdidas de productividad y pérdidas económicas, es uno de los problemas a considerar.

JUSTIFICACIÓN

Ante la creciente demanda energética mundial y la disminución de los recursos en yacimientos convencionales, la industria petrolera ha visto en los yacimientos no convencionales de *shale* gas y *shale* oil una opción para suplir esa necesidad energética. No obstante explotar estos yacimientos trae asociados grandes retos técnicos y altos costos. Como primera medida, la producción requiere de estimular la formación mediante la creación de fracturas, para incrementar las permeabilidades del orden de 10^{-9} darcys que poseen.¹ Las dificultades aparecen cuando los esfuerzos existentes en la formación generan el cierre de estas fracturas acarreando pérdidas de conductividad y producción, lo que hace necesario inyectar propante con fluido permitiendo a las fracturas mantenerse abiertas por un periodo más largo.

Diversos factores afectan el desempeño de las fracturas inducidas en la vida productiva del yacimiento, a ciencia cierta la productividad está asociada a la conductividad de las fracturas hidráulicas, por lo tanto es primordial el estudio de los problemas que conducen a la pérdida de conductividad. Uno de los primeros problemas que aparecen en la vida productiva del yacimiento es el empotramiento de propante como consecuencia de los esfuerzos en el yacimiento, y de las características mineralógicas y propiedades mecánicas de ambos, roca y propante. Estos ítems en conjunto provocan empotramiento reduciendo el área de flujo, su conductividad y por consiguiente la productividad del yacimiento.

El conocimiento de los anteriores factores, su influencia en la conductividad de fractura, cuantificar el empotramiento en función de estas propiedades, elección adecuada del material apuntalante son pautas para la toma de decisiones operacionales que conlleven a un éxito económico en la explotación de shale plays.

¹ ALEXANDER, Tom. Et, Al. Shale gas revolution. Schlumberger Autumn 2011. Oil Field Review. Pág 45.

1. YACIMIENTOS DE LUTITAS

A lo largo de la historia la industria del petróleo ha buscado explotar yacimientos donde las condiciones técnicas y económicas faciliten el máximo beneficio. Sin embargo, la depleción de los reservorios convencionales ha presionado la exploración de nuevas opciones para suplir la demanda energética mundial.

Veinte años atrás, las lutitas o shales eran vistas como “piedras en los zapatos” por las cuales había que atravesar para llegar a los objetivos: hidrocarburos ubicados en areniscas o calizas, zonas mucho más permeables. En ese entonces se conocía también de la existencia de rocas generadoras, lutitas con grandes cantidades de hidrocarburos, pero la tecnología para superar los retos de permeabilidades bajas no era técnica y económicamente viable.

La necesidad de recursos llevo a desarrollar nuevas tecnologías, además de mejorar las conocidas, para incurrir en nuevos desafíos. El desarrollo y la modernización del fracturamiento hidráulico, junto con tecnologías de pozos horizontales convirtieron la explotación de los yacimientos no convencionales de lutitas de un sueño a una realidad, pero aún mucha experticia sería necesaria para una correcta obtención.

Norteamérica albergo el primer éxito de explotación de *shale plays*. Fue la lutita Barnett de Texas, EEUU, la precursora de la *fiebre* por los recursos de roca madre.² La consecución de este logro motivó a los ciertos países de Europa y de muchas partes del mundo, con necesidad de recursos, a invertir para duplicar el resultado de Barnett Shale. Aunque en la Europa continental las restricciones sobre estos recursos limitaron su explotación.

² BOYER, Chuck. Et, Al. Shale Gas: A global resource. Schlumberger Autumn 2011. Oil Field Review. Pág 29.

1.1 RECURSOS DE SHALE PLAYS EN EL MUNDO

La notoriedad de lutita Barnett marcó la pauta para valorar los yacimientos de lutitas. Si bien las condiciones existentes en el resto del mundo diferían a las características de Texas, las compañías de categoría mundial empezaron a estudiar el potencial petrolífero de los shales y obtaron por comprar las compañías pequeñas pero exitosas en la explotación de lutitas en los EEUU. El principal objetivo de las mismas fue adquirir conocimientos técnicos, como ejemplo: Total adquirió una participación considerable en la empresa Chesapeake Energy Corporation o de Exxon y Mobil, la cual adquirió a XTO Energy Inc.

La fiebre por los hidrocarburos de lutitas impulsó estudios para determinar el potencial de cada país o continente en ese recurso, se había estudiado en 1997, pero no se disponía del desarrollo actual en las técnicas necesarias. Fue necesario rehacer en el año 2011 otro diagnóstico con el fin de proyectar la explotación de estos recursos no convencionales. En la tabla 1 se puede observar tanto las estimaciones hechas en 1997 como las efectuadas en 2011 para el gas de lutitas por continentes.

Tabla 1. Recursos de Shale Gas en el mundo

Región	Estudio Rogner, 1997. [Tpc]	Estudio EIA, 2011. [Tpc]
América del Norte	3 842	7 140
América del Sur	2 117	4 569
Europa	549	2 587
África	1 548	3 962
Asia	3 528	5 661
Australia	2 313	1 381
Otros	2 215	No disponible
Total	16 112	25 300

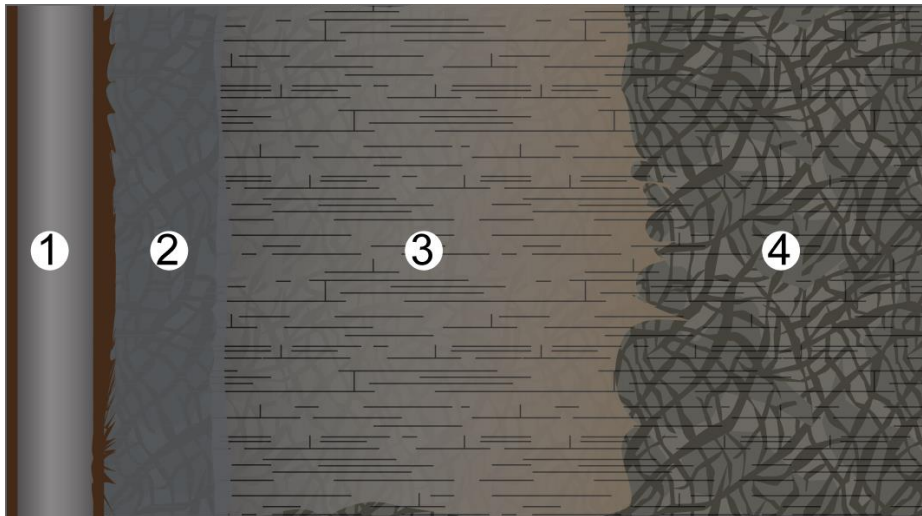
Modificado de BOYER, Chuck et al. Shale gas: A global resource. Schulerberger, Oil Field Review. 2011.

1.2 TÉCNICAS DE EXPLOTACIÓN

El desarrollo de los yacimientos de shale floreció en los años recientes, debido a la mejora de técnicas de fracturamiento hidráulico y de perforación horizontal, permitiendo la explotación, económica y técnicamente viable de estos reservorios.

1.2.1 Fracturamiento hidráulico. Las permeabilidades menores de 0.1 mD obliga a intervenir los reservorios de lutitas creando fracturas, canales de flujo, permitiendo el flujo hacia la cara de pozo. El objetivo de intervenir un yacimiento con fracturamiento hidráulico es reactivar las fracturas naturales que este contiene, intersecándolas con las fracturas creadas de tal modo que se origine una extensa zona con complejidad de fracturas, dando así lugar a una permeabilidad mejorada artificialmente.

Figura 1. Esquema de las zonas de una fractura hidráulica



La figura anterior de acuerdo a los estudios de Rivera Suarez *et al* (2013). Indican las cuatro regiones presentes en una fractura hidráulica típica de un Shale: 1. El wellbore, 2. El conector fractura/wellbore, 3. El fractura cercana al wellbore, 4. La red de fracturas lejanas al wellbore.

Las consideraciones a tener en cuenta para aumentar la probabilidad de una estimulación exitosa están desde el punto a fracturar hasta la cantidad de fluido que se requiere para hacerlo. Algunas de las más importantes para el desarrollo de un shale play, a continuación.

❖ **Punto de fractura.** Usualmente la selección de los puntos de fracturas se hace dividiendo el wellbore en partes igualmente espaciadas, no obstante en yacimientos de lutitas heterogéneos esto significa gran desperdicio de fracturas en zonas no productivas. Por esta razón la experiencia recomienda sopesar parámetros tales como: la dureza de la roca, el contenido de TOC, la saturación de agua, mineralogía o la tasa de perforación, para seleccionar los puntos óptimos de fractura.

Las herramientas utilizadas para ubicar los puntos de fractura óptimos son muy variadas. Se utilizan los registros sínicos para identificar la variación de módulos de la roca y determinar los puntos más frágiles. Los registros de lodo también pueden ser útiles para analizar las zonas de mayor TOC y de este modo enfocar esfuerzos en zonas más productivas.

Los registros, adicionalmente, son útiles para conocer las zonas de menor contenido de agua. El contenido de agua (S_w) es visto como un problema en la explotación de lutitas, puesto las moléculas de agua son ligeramente más pequeñas que las del metano o el etano, pudiendo provocar la obstrucción de poros pequeños acarreando pérdidas de productividad.

❖ **Propante.** También conocido como apuntalante, cumple la función de dar soporte a las fracturas manteniéndolas abiertas por un mayor tiempo garantizando así la conductividad. La cantidad tanto como el material de su fabricación depende mucho de las condiciones geológicas y/o del ancho de fractura deseado en la lutita

a explotar. Sin embargo los más comúnmente usados son los apuntalantes de arena de 100 mesh.³

Con el apuntalante se busca dar soporte a la mayor cantidad de las fracturas, por esta razón no es deseada la acumulación de este cerca al wellbore, aunque provoca generación de zonas con conductividad genera pérdida de flujo en otras partes de la red de fracturas. De este modo se limita el crecimiento de la red y el contacto con el yacimiento.

Por otra parte, la elección del apuntalante adecuado puede ser determinante en el éxito o el fracaso de un proyecto. Si bien es cierto el propante de arena de tamaño de 100 mesh es ampliamente usado por su pequeño tamaño que permite bombear mayor cantidad, en ciertos yacimientos como el Eagle Ford donde las presiones de cierre son altas, es necesario usar propantes de una mayor resistencia a los esfuerzos como los cerámicos y así impedir el empotramiento o el aplastamiento del grano. En otros casos, donde se tienen yacimientos con altas temperaturas (350°C), la degradación del apuntalante se convierte en un problema y por ello es indispensable utilizar apuntalantes recubiertos con resina que poseen una degradación térmica y diagénesis del propante lenta.

Ningún yacimiento de shale es igual a otro, los procesos y prácticas operacionales que tienen éxito en un yacimiento no necesariamente lo tendrán en otro. Por esta razón, determinar estándares: del tipo, tamaño, cantidad y velocidad de bombeo del propante es imposible pues estos factores están fuertemente ligados a la dureza de la formación, la viscosidad del fluido y los esfuerzos locales de cada formación presente. De todas formas, la experiencia da ciertos rangos que pueden ser un buen punto de partida. Un valor típico utilizado como partida en la tasa de bombeo es: 0.2

³³ KING, George. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned?. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence Italy. 19-22 september 2010. SPE 135456.

a 0.25 lb/gal, incrementando en pasos de 0.25 lb/gal cada vez que la presión se estabilice.⁴ Las concentraciones de propante llevadas por el fluido de fracturamiento están muy ligadas al tamaño del apuntalante y al límite del ancho de fractura, aun así, un valor comúnmente usado es 2.5lb/gal para apuntalante de 100 mesh y 2 lb/gal para apuntalante de tamaño 40/70 mesh, con una cantidad de apuntalante por etapa que oscila entre 80000lb a 300000lb.⁵

❖ **Fluido de fracturamiento.** Conocer de antemano las propiedades mineralógicas y geomecánicas de la formación de interés es de suma importancia a la hora de elegir el fluido de fracturamiento a utilizar. Los componentes del fluido de fracturamiento deben elegirse de acuerdo a factores tales como la composición mineralógica de la lutita, su compatibilidad con el fluido de fracturamiento, el transporte del propante hacia las fracturas y por ende el tipo de propante a utilizar, por último, la reducción del daño a la formación por parte del fluido fracturante.

Los fluidos de fracturamiento más utilizados son los de base gel, agua o híbridos, aunque también se tienen registros de base espuma. La escogencia de alguno de ellos va depender estrictamente de los objetivos finales en el plan de fracturamiento trazado.

Los fluidos base agua son de mucha utilidad en yacimientos donde se requiere una alta complejidad de fractura y un gran volumen de formación estimulada. Este tipo de fluido tiene una viscosidad baja y su transporte de apuntalante es pobre, lo que limita el tipo, el tamaño y el peso del apuntalante. Sin embargo, esto se trata de

⁴ KING, George. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned?. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence Italy. 19-22 september 2010. SPE 135456.

⁵ KING.Op.cit.

compensar bombeando altos volúmenes de fluido, a tasas grandes de bombeo, con propantes de bajo peso y de menor tamaño.

Los fluidos de fracturamiento con base de agua son fluidos no viscosificados o poco viscosificados sin geles o con cantidades mínimas de gel, convirtiéndose en fluidos económicos, además pueden ser reutilizados, siempre y cuando sus aditivos no los hagan químicamente complejos. Adicionalmente, son ampliamente escogidos debido a la generación de fracturas con longitudes mayores, reducción del daño a la formación, por la no utilización de polímeros y costos bajos. En contraste, se requieren grandes cantidades de agua dulce para su implementación y la disposición de los fluidos de retorno podría generar incidentes medioambientales.

Para mejorar las condiciones del fluido de fracturamiento y su interacción con la formación, se implementan aditivos para asegurar el alcance de los objetivos del fracturamiento. Aditivos como: estabilizadores, reductores de fricción, viscosificantes, microemulsiones, surfactantes, agentes modificadores de superficie, defloculantes y fluidos reactivos, buscan mejorar la iniciación del fracturamiento, el crecimiento de la fractura y el transporte del apuntalante. Estos aditivos ayudan a solucionar problemas como la producción de finos, el descenso del apuntalante y el hinchamiento de arcillas.

El optar por fluidos tipo gel obedece a la necesidad de crear una fractura dominante con apuntalantes más pesados y de mayor tamaño que los utilizados en los tratamientos de fracturamiento con fluido base agua. Los fluidos base gel son fluidos de alta viscosidad que permiten el transporte de propante de alta resistencia y son ideales en formaciones donde se tienen esfuerzos en sitio elevados, sin embargo usan material polimérico mostrando posibilidad de acumular residuos dentro de la formación, causando daño disminuyendo la conductividad de fractura. Su alto costo los relega a menos que sean estrictamente necesarios.

Las desventajas de un fluido pueden ser compensadas con las ventajas de otro, por ello muchas veces se prefieren, siempre exista la posibilidad, fluidos híbridos donde: se obtiene un mayor transporte de apuntalante pesado, se reduce el daño a la formación, se mitiga los problemas ambientales causados por las grandes cantidades de agua dulce utilizada y su posterior tratamiento.

Tabla 2. Comparación entre algunos fluidos de fracturamiento

Parametro	Slick Water	Gel lineal	CO2 puro	N2 puro	Espumas	Liquid Petroleum Gas
Creación de Fractura	BD	BD	BD	BD	BD	BD
Hidráulica de Pozo	BD	BD	BD	MD	-	BD
Transporte de Propante	MD	BD	-	MD	BD	BD
Conductividad de Propante	MD	MD	BD	BD	BD	BD
Recuperación de Fluido	MD	MD	BD	BD	BD	BD
Compatibilidad de Yacimiento	-	-	BD	BD	BD	BD
Riesgos de seguridad	BD	BD	-	-	-	MD
Disponibilidad de Fluido	BD	-	-	-	-	-
Costo	BD	BD	-	-	-	-

BD Desempeño bueno	MD Desempeño pobre	- Desconocido/dependiente del campo
--------------------	--------------------	-------------------------------------

Modificado de: TRENT, Jacobs. Junio de 2014. SPE 0614 0048 JPT.

❖ **Red de fracturas.** El tamaño, el espesor y la cantidad de fracturas que formará una red depende de condiciones como la dureza de la roca, la presencia de fracturas naturales activas que haya en ella, fábrica y planos de debilidad. Las lutitas frágiles forman redes de fracturas grandes, con canales de variadas longitudes alturas o espesores, por otra parte en las lutitas dúctiles se forman normalmente fracturas bidimensionales.

El éxito de un plan de fracturamiento está en poder crear una red de fractura amplia que genere un mayor contacto con el yacimiento y aumente el recobro de

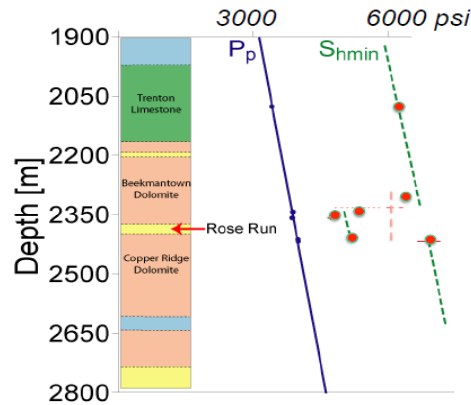
hidrocarburos. Para lograr esto es importante establecer fracturas principales con alta conductividad que contacten las fracturas naturales abiertas o las reactiven.

Según Olsen (2009) existen cuatro factores que hacen de una lutita una roca idónea para crear una red de fractura compleja, estos factores son: la presencia de fracturas de tensión regionales ortogonales, baja anisotropía y esfuerzos horizontales, baja relación de Poisson y por último una extremadamente reducida permeabilidad de la matriz.

1.2.2 Perforación horizontal. Esta técnica de perforación ha dado una herramienta útil a la explotación de yacimientos complejos en ubicaciones de difícil acceso, reduciendo costos de intervenciones, mejorando las eficiencias y permitiendo una mayor exposición del volumen de yacimiento mejorando el drenaje de los hidrocarburos. Si bien es cierto que los pozos horizontales duplican o triplican el costo de los verticales y su perforación tiene mayores riesgos, la perforación horizontal ofrece una posibilidad de explotar yacimientos imposibles con pozos convencionales, por ejemplo, los yacimientos de lutitas. Además, su costo inicial se compensa por las tasas de flujo mayores obtenidas al inicio y durante la vida del yacimiento, facultando una explotación rentable.

❖ **Barreras de Fracturamiento.** Los límites, superior e inferior del alto total de la fractura son influenciados por las barreras de fracturamiento, *frac barriers* en inglés. Las *frac barriers* se presentan debido al contraste de esfuerzo entre formaciones, se establece su magnitud como el esfuerzo mínimo en la zona.

Figura 2. Barreras de Fracturamiento, gradientes de presión de poro y esfuerzo horizontal mínimo



ZOBACK, Mark. Reservoirs Geomechanics. Lectura 11. Stanford Online.

La figura 2 muestra una formación en los Estados Unidos de América, en donde es apreciable la disminución del esfuerzo horizontal mínimo, tanto arriba como debajo de la formación *Rose Run*.

1.2.3 Elementos de referencia para selección. La complejidad de los prospectos requiere elementos básicos de selección, la importancia de los siguientes mencionados difiere de la cantidad de recursos técnicos y económicos para superar problemas relacionados a la propiedad. La ponderación económica suele ser la más frecuente en la restricción de un prospecto.⁶ Necesidad crítica: Gas en sitio, fracturas naturales, presión, maduración, espesor neto y maduración. Necesidad Importante: mineralogía, fragilidad, Gas libre, profundidad, producción de gas presente, riqueza de materia orgánica. Necesidad Significante: tipo de Kerogeno, entendimiento de la sensibilidad del Shale, entendimiento de los riesgos geológicos, entendimiento de los esfuerzos. Necesidad Manejable: permeabilidad de matriz

⁶ KING, George. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned?. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence Italy. 19-22 september 2010. SPE 135456. Pág 4.

adecuada, manejo de aguas adecuado, gas adsorbido, barreras de fracturamiento presentes.

Las tablas 3 y 4, indican atributos comunes para restringir la selección de shale y en donde se indican el origen común de propiedades del mismo correspondientemente.

Tabla 3. Lista de parámetros para forzar ranking portafolios de shale

Parámetro	Resultado deseado
Efectos de deshidratación (Sw)	< 40% Sw
Profundidad	Profundidad somera en ventana de Gas Seco
Fábrica de fractura y tipo	Vertical vs horizontal, orientación. Abierta vs Llena con Silicio o Calcita
Composición del Gas	Bajo CO ₂ , N, y H ₂ S
Gas llenando porosidad (Volumen de gas Bruto)	> 2 % Gas llenando porosidad
Tipo de Gas (biogénico, termogénico, o mixto)	Termogénico
Heterogeneidad interna vertical	Menos es mejor
Mineralogía	> 40% Cuarzo o Carbonatos
	< 30% Arcillas
	Bajo hichamiento.
	Biogénica vs. Sílice detrítica.
OGIP (libre y sorbido)	> 100 BCF/sección
Permeabilidad	> 100 nanoDarcy
Coefficiente de Poisson (estático)	< 0,25
Presión	> 0,5 psi/ft
Temperatura de Yacimiento	> 230 °F
Sellos	Barreras de fractura presentes en tope y base
Pruebas	Lecturas de producción de gas altas
Esfuerzo	< 2000 psia Efuerzo lateral neto
Madurez termal	Ventana de gas seco > 1,4 Ro
Espesor	> 30 m
Contenido total orgánico y tipo (TOC)	> 2%
Mojabilidad	Kerógeno humedecible por aceite
Módulo de Young	> 3,0 MMPsia.

KING, George. 2010. SPE 1333456.

Tabla 4. Fuentes comunes de propiedades de un yacimiento shale.

Propiedad del Yacimiento	Fuente
Propiedades elásticas	DIS (dinámico), pruebas de compresión en núcleos (estáticas)
Propiedades del fluido	Registros de lodo, PVT, PDA, gradientes de presión
Esfuerzo de fractura y cierre	IFOT, trabajo de fractura, basados en registros (DSI)
Gas libre y sorbido	Desorción Canister, y Adsorción Langmuir.
Madurez	Ro Visual, macerals, RockEval (calcinado)
Permeabilidad	SS & USS, IFOT, MICP, PDA, & NMR (cal)
Presión de Poro	Expansión de Gas, MICP, NMR, & basado en registros
Composición de Roca	XRD, TS conteo de puntos, FTIR, ICP-MS, EDAS (SEM)
Temperatura	OHL & PL, trabajo de fractura, & IFOT
Saturación de agua	Extracción de núcleo, Pc, basado en registros.

KING, George. 2010. SPE 1333456.

2. PROPIEDADES MECÁNICAS Y COMPOSICIONALES QUE INFLUYEN EN EL EMPOTRAMIENTO DEL PROPANTE

El fenómeno de empotramiento está ligado a la interacción que tiene el apuntalante con los esfuerzos y las características geomecánicas y físicas de la roca. Ítems particulares como el lugar de su colocación, el tipo de formación, la composición del fluido que ubica el material, asimismo la calidad o tipo de propante pueden dar como resultado la incrustación del material en la roca, conocido con el nombre empotramiento.

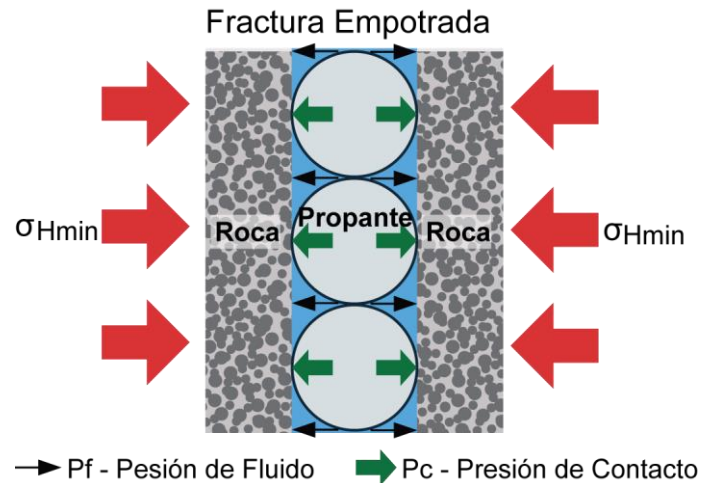
2.1 PROPIEDADES MECÁNICAS

Al referirse al empotramiento del propante como consecuencia de las propiedades mecánicas del yacimiento, es necesario destacar que este es el resultado directo de la deformación plástica y elástica de la matriz de la roca. Se presenta en el momento en que la cara de la fractura es indentada por el propante, siendo un producto de la carga perpendicular a la cara de la fractura impuesta por el esfuerzo horizontal efectivo.

La figura 3 describe como el esfuerzo horizontal mínimo (σ_{Hmin}) es contrabalanceado por la acción combinada de la presión ejercida por el fluido (P_f) y la presión de contacto (P_c) que existe entre la cara de la fractura y el apuntalante. El empotramiento del propante tiene su acción en el momento que el yacimiento se va depletando, al disminuir la presión de fluido provocando el aumento en la presión de contacto (P_c) para contrabalancear el esfuerzo horizontal mínimo generando la incrustación.

$$P_c + P_f = \sigma_{Hmin} \quad (1)$$

Figura 3. Interacción mecánica roca- propante



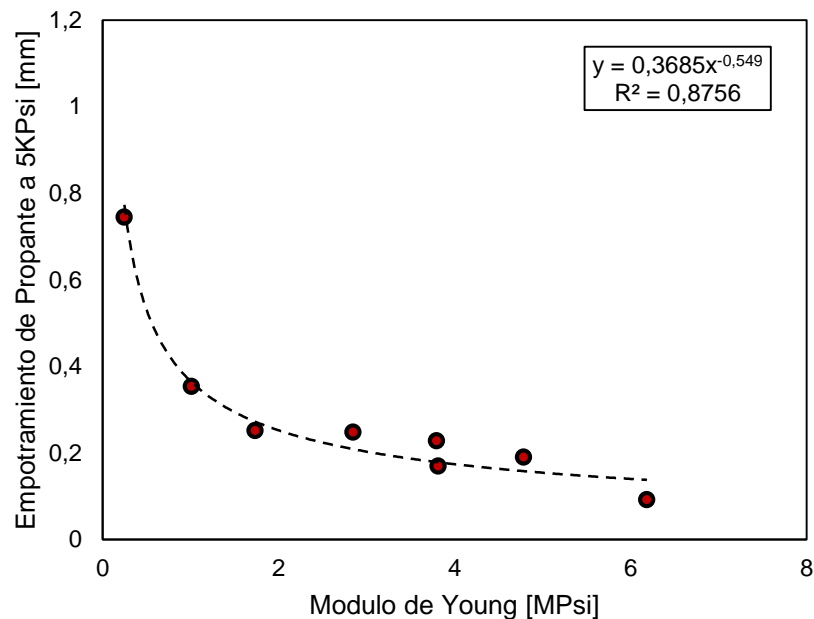
Modificado de: CUI, A; GLOVER, K & WUST, R. 2014. ARMA 14-7556.

Las interacciones entre la dureza del propante y la dureza de la roca, descritas por propiedades mecánicas como el módulo de Young, módulo de Poisson, modulo volumétrico o módulo de corte, afectaran directamente la gravedad del empotramiento al estar directamente relacionados con la deformación de la roca o del apuntalante. Conocer la proporción de cada una de estas propiedades mecánicas con el empotramiento aporta ideas cualitativas de los sitios a fracturar o del tipo de apuntalante a usar en la estimulación.

2.1.1 Modulo de Young. El módulo de Young se define como el esfuerzo necesario para crear una deformación unitaria en cualquier punto de la roca, un valor alto o bajo de módulo de Young marca una tendencia al empotramiento del apuntalante que puede ser correlacionada matemáticamente. Cuando las rocas poseen módulos de Young bajos, es claro indicio de la poca dureza contenida por estas y por consiguiente del alto potencial de empotramiento posible en un proceso de estimulación por fracturamiento hidráulico. Caso contrario, módulos de Young altos, indican alta dureza de las rocas y dificultan el empotramiento, ofreciendo estabilidad en la conductividad de fractura. Desde el punto de vista del apuntalante, un material

con excesivo módulo de Young favorecerá las incrustaciones en la roca, caso opuesto, si posee un bajo módulo de Young la deformación alcanzada debido a los esfuerzos será tan alta que incluso llegaran a aplastar los apuntalantes; fenómeno conocido como *crushing*.

Figura 4. Relación entre el empotramiento del propante y el módulo de Young



Modificado de: ALRAMAHI, B & SUNDBERG, M. 2012. ARMA 12-291.

El módulo de Young se puede obtener mediante pruebas geomecánicas de laboratorio o se pueden correlacionar con registros de pozo, usualmente tienen orden de magnitud elevadas y se suelen representar en Giga-Pascales [Gpa].

2.1.2 Relación de Poisson. También conocido como el módulo de Poisson relaciona la deformación longitudinal o lateral que sufre un material. Los valores de la relación de Poisson se encuentran entre 0.0 y 0.5 siendo el primero para totalmente compresible, materiales de rocas muy compresibles tiene valores cercanos a cero, el segundo para no compresibles los cuales mantienen su volumen

constante sin importar cuánto esfuerzo se les aplique, aquí se podría mencionar un material como el caucho de un neumático con un valor muy cercano a 0.5.

El valor de la relación de Poisson se recomienda sean obtenidos mediante pruebas de laboratorio, especialmente si se van a usar para determinar estado de esfuerzos.⁷

2.1.3 Esfuerzos.

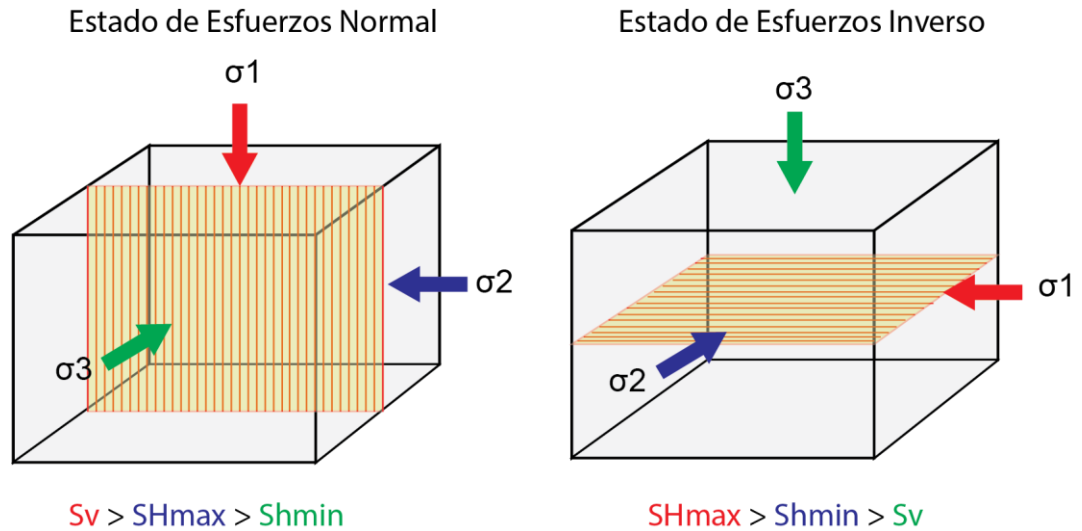
❖ **Estado de esfuerzos.** El estado de esfuerzos de la zona de interés puede repercutir en la presencia de empotramiento. Un fracturamiento hidráulico teórico genera una propagación de fracturas en la dirección del máximo esfuerzo principal σ_1 , o perpendicular al mínimo esfuerzo principal, y la apertura de fractura dirección del mínimo esfuerzo principal σ_3 . De los 6 estados de esfuerzo generales: 2 extremos, 2 intermedios y 3 de la clásica clasificación de Anderson; solo cuando el $\sigma_3 = \text{Esfuerzo vertical}$, se presenta una fractura horizontal.

De esta manera el esfuerzo soportado por los propantes, como se esquematizó en la figura 3, los propantes están soportando el esfuerzo efectivo del mínimo esfuerzo principal. La ruptura de los propantes se evita usando materiales más resistentes,⁸ sin embargo, se sugiere un diseño de propantes los cuales fallen a ciertos niveles de esfuerzo con el fin de liberar la energía elástica almacenada. Este evento liberaría gas de la matriz a través de la generación de nuevas microfracturas en la cara de la fractura.

⁷ ZOBACK, Mark. Reservoirs geomechanics. Lectura 11.Stanford Online.

⁸ KASSIS, Sarah; PHILLIPS, Conoco; SONDOERGELD, Carl. Fracture Permeability of Gas Shale: Effects of Roughness, Fracture Offset, Proppant and Effective Stress. Universidad de Oklahoma. 2010. SPE 131376

Figura 5. Dos estados de esfuerzos característicos y su fractura generada



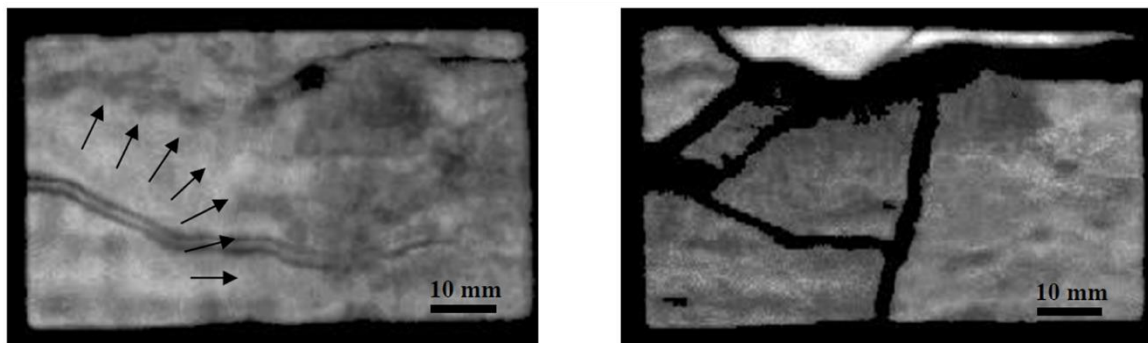
❖ **Esfuerzos propante-propante.** El esfuerzo de cierre, junto con las altas temperaturas puede generar un desgaste en las zonas de contacto entre propantes. La disolución del material en contacto con iones de la formación podría generar precipitados.

❖ **Esfuerzos de cierre cíclicos.** Durante la vida de cualquier yacimiento ocurren variaciones en la tasa de producción, cierres, contingencias causando cambios en el esfuerzo de cierre sobre los propantes. El desempeño de los propantes bajo estos cambios disminuye, en estas condiciones se generan, además, finos y *flowbacks* de propantes. Los anteriores fenómenos pueden evitarse usando propantes recubiertos de resinas, de igual forma el rearrreglo de los propantes se puede aliviar⁹. El reordenamiento de los propantes en mono-capas causado por el esfuerzo de cierre dentro de la fractura dispone unas condiciones ventajosas para el empotramiento.

⁹ TERRACINA, J. Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence Italy. 19-22 september 2010. SPE 135502

2.1.4 Planos de debilidad y fracturas naturales. La presencia de planos de debilidad y cambios en el módulo de Young, sin importar su origen, puede provocar un empotramiento preferencial en la cara de la fractura. La acumulación de propante en zonas de fracturas naturales, si existe un esfuerzo aplicado, genera indentación del apuntalante¹⁰. Esta configuración incluso causa migración del propante de zonas más duras y estables, a zonas con presencia de inestabilidades¹¹. De igual forma, zonas con alto contraste de la impedancia (Modulo de Young) son propensas a fracturarse y acumular propante empotrado.

Figura 6. Antes (izq.) y después (der.) de aplicar esfuerzo a una muestra con fracturas naturales y diferencias de impedancia



AKRAD, Ola; MISKIMINS, Jennfier & PRASAD, Manika. 2011. SPE 146658.

Los planos de deposición pueden generar una fractura en la orientación del sedimento, causando fuga de material y una excesiva rata de fluido para generar una fractura deseada.¹²

¹⁰ AKRAD. The Effects of Fracturing Fluids on Shale Rock Mechanical Properties and Proppant Embedment. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver Colorado. 30 October- 2 November 2011. SPE 146658.

¹¹ CORAPCIOGLU, H; MISKIMINS, J and PRASAD, M. Fracturing Fluids Effects on Young's Modulus and Embedment in the Niobara Formation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Amsterdam, Netherlands. 27-29 October 2014. SPE 170835-MS.

¹²ZHANG, X. Effects of Frictional Geological Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in College Station, Texas. 29-31 January 2007. SPE 106111

Figura 7. Empotramiento a lo largo de una fractura



AKRAD, Ola; MISKIMINS, Jennfier & PRASAD, Manika. 2011. SPE 146658.

2.1.5 Asperezas en la cara de la fractura. La presencia de rugosidad en la cara de la fractura puede limitar el flujo, pero pueden aumentar la apertura de la fractura sosteniendo los esfuerzos aplicados. Generar esfuerzos de corte y desplazamiento en la fractura puede originar permeabilidades comparables a una fractura con propante.¹³ Se espera para las fracturas conteniendo propantes, asperezas y desplazamiento, una conductividad mayor. No parece haber correlación directa comprobada entre aspereza y empotramiento, sin embargo esta condición genera una dependencia de presión mayor.

2.2 PROPIEDADES MINERALÓGICAS

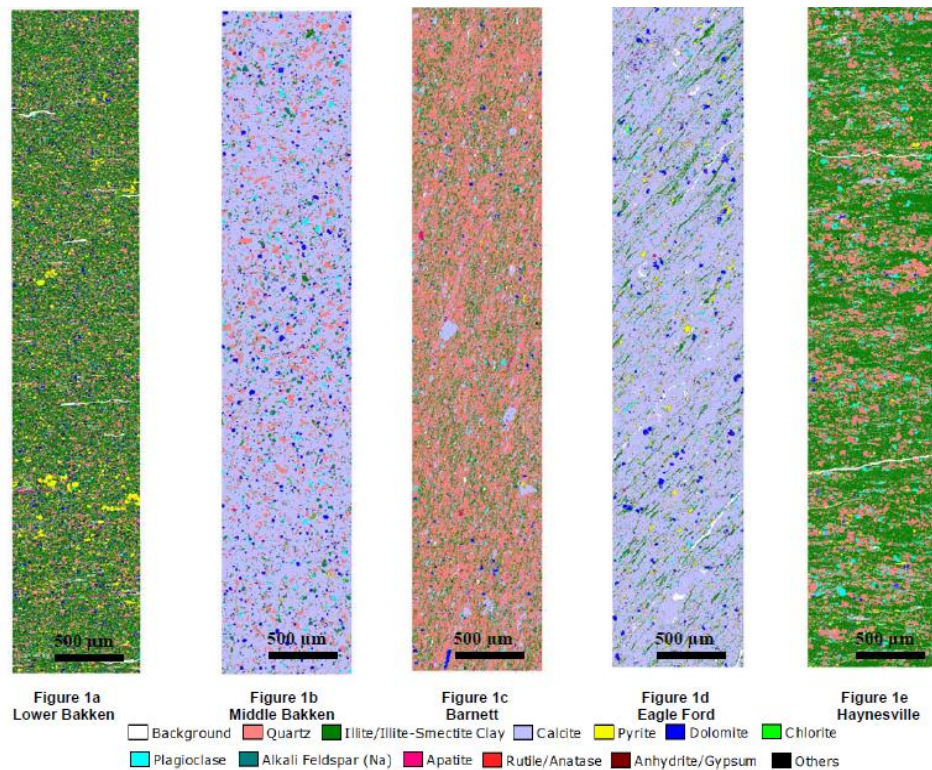
Las propiedades de la roca definen en gran parte los efectos de los esfuerzos sobre el sistema, aunque la interacción con el fluido fluido puede generar condiciones propicias para el empotramiento.

¹³ KASSIS, Sarah; PHILLIPS, Conoco; SONDOERGELD, Carl. Fracture Permeability of Gas Shale: Effects of Roughness, Fracture Offset, Proppant and Effective Stress. Universidad de Oklahoma. 2010. SPE 131376

2.2.1 Composición predominante.

La figura 8 indica la composición de grandes Shale plays en los Estados Unidos en donde: Lower Bakken y Haynesville son muestras compuestas mayoritariamente de arcillas, predisponiendo una sensibilidad al agua; Middle Bakken y Eagle Ford son muestras ricas en calcita, carbonatos, con evidente sensibilidad a la deformación y a la disolución del carbonato; finalmente el Barnett Shale, con una constitución general de Cuarzo.

Figura 8. Imagen de la mineralogía de los 4 mayores yacimientos de shale de Estados Unidos



AKRAD, Ola; MISKIMINS, Jennfier & PRASAD, Manika. 2011. SPE 146658.

AKRAD, Ola *et al* (2011) 2011, demostraron la relación existente entre la composición de todas las muestras con la reducción del módulo de Young y el

empotramiento potencial a través del tiempo. Además, demostraron que la temperatura juega un rol importante en los yacimientos con mayor presencia de Cuarzo y Calcita, todo esto en presencia de un fluido base agua con 2% KCL y reductor de fricción.

Para el caso de prospectos con alto porcentaje de calcita, el uso de KCL + reductor de fricción, o un fluido base KCL produce el mayor porcentaje de empotramiento en las fracturas.¹⁴

2.2.2 Disminución del módulo de Young. Los minerales pueden ser *suaves* o *duros*, los primeros considerados los de valores iniciales de E menores a 30 Gpa¹⁵ y los que están por encima son los segundos. Ambos tipos de minerales se ven afectados por el fracturamiento. El módulo de Young puede disminuir al pasar el tiempo luego de entrar en contacto con el fluido de fracturamiento, algunas combinaciones entre fluidos y roca generan mayores disminuciones del módulo de Young alcanzando valores tan altos como del 80%.¹⁶

El tiempo en donde la disminución del módulo de Young parece ser mayor se encuentra entre los 5 y 15 días después de que la formación entra en contacto con el fluido de fracturamiento.

¹⁴ CORAPCIOGLU, H; MISKIMINS, J and PRASAD, M. Fracturing Fluids Effects on Young's Modulus and Embedment in the Niobara Formation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Amsterdam, Netherlands. 27-29 October 2014. SPE 170835-MS.

¹⁵ AKRAD. The Effects of Fracturing Fluids on Shale Rock Mechanical Properties and Proppant Embedment. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver Colorado. 30 October- 2 November 2011. SPE 146658.

¹⁶ CORAPCIOGLU, H; MISKIMINS, J and PRASAD, M. Fracturing Fluids Effects on Young's Modulus and Embedment in the Niobara Formation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Amsterdam, Netherlands. 27-29 October 2014. SPE 170835-MS.

Condiciones diagenéticas contribuyen a una disminución de la fuerza retenida por un paquete de propantes, en el caso de propantes base aluminio, claramente este fenómeno aporta a la disminución de la permeabilidad retenida.¹⁷

2.2.3 Aparición de escamas/precipitados. Existen condiciones las cuales permiten la precipitación de ciertos minerales disueltos en el ambiente de fractura circundante, ya sean generados por disolución del material propante (como se mencionó en 2.1.3) o de minerales en la formación. La re-precipitación de este material disuelto permite condiciones para el empotramiento en la superficie donde se ubiquen, como es el caso de la precipitación de carbonatos en formaciones de calcita en la cara de la formación.¹⁸ También la de material cristalino recubriendo propantes de bauxita.

2.2.4 Finos. El material particulado generado dentro de la fractura puede reducir aún más la conductividad de la misma. Este material puede provenir del propante o de la cara de fractura cuando existe empotramiento.¹⁹ El material generado puede tener una influencia importante en los resultados de las simulaciones y de pruebas de laboratorio si no son apropiados a los modelos.

¹⁷ RAYSONY, N; WEAVER, J . Long -Term Proppant performance. SPE International symposium and exhibition on Formation Damage, Louisiana. USA. 15-17 February 2012. SPE 150669

¹⁸ CORAPCIOGLU, H; MISKIMINS, J and PRASAD, M. Fracturing Fluids Effects on Young's Modulus and Embedment in the Niobara Formation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Amsterdam, Netherlands. 27-29 October 2014. SPE 170835-MS.

¹⁹ TERRACINA, J. Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence Italy. 19-22 september 2010. SPE 135502

3. MODELOS PARA CUANTIFICAR EL EMPOTRAMIENTO Y LA PÉRDIDA DE CONDUCTIVIDAD Y ESTUDIOS DE LABORATORIO REALIZADOS SOBRE EMPOTRAMIENTO

Los yacimientos con permeabilidades excesivamente bajas están relegados a la conductividad de fractura creada en el proceso de estimulación y el consiguiente sostenimiento de dicha conductividad para su éxito. El desarrollo del yacimiento está ligado a factores como los esfuerzos, la mineralogía de la formación, la cantidad y tamaño del apuntalante, fluido usado y las propiedades mecánicas del reservorio entre otros. Problemas causados por la combinación de algunos o de todos estos factores son muy comunes en toda la vida productiva del yacimiento. El empotramiento del propante es un problema común en los yacimientos de shale. Por ende, se han realizados numerosos estudios, experimentales y teóricos, con el fin de crear modelos que permitan predecir de una forma aproximada la cantidad de empotramiento en las caras de la fracturas y las consecuentes pérdidas de conductividad asociadas. Los modelos y experimentos de laboratorio presentados a continuación son ejemplos de algunos esfuerzos dirigidos al empotramiento del apuntalante.

3.1 HUITT, J; MCGLOTHLIN, JR. (1958)

Este estudio resultó en un modelo para determinar el empotramiento del propante en función del overburden y de la concentración de apuntalante. Para lograr esto, las ecuaciones se basaron en ecuaciones análogas a las relaciones de dureza Mayer para metales.

$$\frac{d}{D} = B^{\frac{1}{2}} \left(\frac{L}{D^2} \right)^{\frac{m}{2}} \quad (2)$$

d : Diametro de impresión resultante de un propante empotrado en la formación (in)

D : Diametro del propante. (in)

B : Constante característica de la formación.

L : Carga. (psi)

m : Constante característica de La formación

Se deriva una ecuación que modela el ancho de fractura a partir de las suposiciones:

1. El apuntalante es esférico, uniforme en tamaño, rígido y está distribuido uniformemente en la fractura, la cual es asumida horizontal. 2. La capacidad de carga de un apuntalante esférico es función del esfuerzo compresivo y del área de contacto total entre el apuntalante y la cara de fractura. 3 Existe una distribución de monocapa de propante dentro de la fractura donde cada grano de apuntalante soporta una carga igual.

$$W = D \left[1 - B \left(\frac{P_e}{nD^2} \right)^m \right]^{0.5} \quad (3)$$

W : Ancho de la fractura. (in)

D : Diametro del propante. (in)

B : Constante característica de la formación.

P_e : Presion de overburden efectiva (presion de overburden menos la presion de formación) (psi)

m : Constante característica de La formación.

n : Numero de granos de arena por pulgada cuadrada de superficie de fractura.

La ecuación 3 en función de parámetros geométricos del propante, del overburden, de la concentración de propante en la fractura y de factores característicos de cada roca (B, m). Pero, no tiene en cuenta aspectos composicionales, mineralógicos o geomecánicos. La ecuación 4 fue derivada por GUO, Jianchun; LIU, Yuxuan. (2012), para un patrón monocapa, las condiciones y parámetros son los mismos que los nombrado en el capítulo 3.10.

$$h = \frac{1}{2}D_1\{1 - [1 - B (K^2P)^m]^{0.5}\} \quad (4)$$

3.2 MARTINS, J, ET AL. (1992)

Estudiaron la aplicación del sistema TSO de fracturas, inyección de una suspensión una vez el propante ha llegado a la punta de la fractura para generar mayor apertura de fractura; en yacimientos de alta permeabilidad. Las técnicas TSO habían sido, hasta este estudio, propuestas para evitar el empotramiento en formaciones muy suaves.

Para una fractura con permeabilidad k , ancho efectivo b , asumiendo flujo no Darcy y permitiendo pérdida por empotramiento, y demás, la conductividad muestra ser muy sensible a la cobertura alcanzada por el propante:

$$k_f b_{fe} \propto (C_p - C_{pl})^2 / (Fq) \quad (5)$$

k_f : Permeabilidad de la fractura [md]

b_{fe} : Ancho efectivo de la fractura [ft]

C_p : Cobertura de propante. [lbm/ft²]

C_{pl} : Perdida de cobertura de propante. [lbm/ft²]

F : Factor no darcy de Forchheimer. [atm-sec²/g]

q : Flujo de producción.

3.3 LACY, L; RICKARDS, A & ALI, S. (1997)

Esta aproximación estudió el empotramiento multicapa y la reducción del ancho de fractura para una arena no consolidada en función del esfuerzo de cierre. A través de tres fases se computaba el empotramiento final, teniendo en cuenta la existencia de finos. La conductividad era medida con un aparato API.

Las muestras eran empacadas, saturadas y sometidas a condiciones de presión del lugar de interés. El empotramiento se corrigió por compactación, fuga de fluido y desplazamiento del pistón erróneo.

En el estudio una comparación de algunos fluidos, base agua-geles, arrojó un mayor transporte y ancho de fractura para el borato reticulado, de igual forma una mayor pérdida por empotramiento. También se observó relación directa entre mayor el tamaño del propante, mayor el empotramiento posible para formaciones suaves.

Se establecieron dos modelos pertinentes para describir el empotramiento: **Micro-invasión**, consistente en la incrustación individual de cada propante con migración de finos intersticial entre ellos; **Macro-invasión**, el paquete de propantes se incrusta aglutinado en grupos, con posible movimiento de finos en los bordes de los grupos.

3.4 LACY, L; RICKARDS, A & BILDEN, D. (1998)

Lacy y sus colegas desarrollaron un procedimiento de laboratorio para evaluar el empotramiento en formaciones suaves de arenisca en función del esfuerzo de cierre, las medidas eran monitoreadas a través de un elemento computarizado.

Las muestras de arena no consolidada eran expuestas a esfuerzos de sobrecarga para simular las condiciones del medio a replicar; esfuerzos en sitio. Las muestras se saturaban. Adicional, se consideraron y se generaron condiciones para la fuga de fluido de fracturamiento base gel de dentro de la formación.

La compactación y compresibilidad se tuvieron en cuenta para determinar ancho de fractura y empotramiento. De igual forma, se midió la influencia de los **ciclos de cierre**.

Lacy *et al* (1998) Lograron demostrar la necesidad de usar densidades de empaques de propante mayores, inadecuadas de 2 lbm/ft², recomendadas de 3 lbm/ft² o mayores, en formaciones extremadamente suaves, para evitar pérdida de la conductividad. Además, constataron que el empotramiento es un proceso complejo.

3.5 FREDD, C, ET AL. (2000)

Realizaron una prueba experimental sobre una arenisca, para evaluar el desempeño del tratamiento tipo *waterfracs*, fracturamiento con bajas cantidades de propante. Se fracturaron las muestras para la prueba procurando que se generasen asperezas, además, en algunas se aseguró desplazamiento en algunas entre la alineación de las caras.

En la prueba se intentó establecer cuándo **la conductividad era dominada por las asperezas o los propantes**. Las asperezas seguirían teniendo influencia sobre la conductividad en propantes de dureza baja.

La conductividad era mayor para las muestras con propantes fuertes, altas asperezas y desplazadas. Para waterfracs con poca concentración de propante se recomendó usar propantes fuertes, bauxita, y con propantes convencionales alto cubrimiento, de al menos 1lbm/ft².

3.6 NGUYEN, P, ET AL. (2002)

Realizaron estudios para verificar y analizar las propiedades de los propantes recubiertos con resinas, pre-curados y curados en el proceso de fractura, por sobre todo sus habilidades en evitar los *proppant flowbacks*.

El fluido que transporta el propantes, las condiciones de cierre y temperatura tienen un impacto importante en la consolidación de los paquetes de propantes. **La cinética del curado** se presenta como un factor a considerar en los diseños y pruebas deben ser realizadas para verificarla.

Los propantes LRS, sistema de resina líquida activada por sus siglas en inglés, muestran un mejor desempeño que los RCP, apuntalante cubierto con resina curable, en todo el proceso de estimulación con fractura hidráulica.

Apuntalantes con el 3% en peso de tratamiento LRS sigue manteniendo mejores conductividades respecto a los que no tienen el tratamiento. Para un tratamiento de estimulación de un pozo con alta temperatura y profundo, este sistema de resinas permite limpiezas y puestas en producción hasta en 2 horas con la suficiente consolidación para evitar el flujo de retorno de los propantes.

3.7 LI, YONGMING, ET AL. (2008)

Llevaron a cabo estudios para la optimización de un fracturamiento exitoso en un yacimiento existente, este fallado con permeabilidades bajas de 3.6 mD promedio. El estudio usó una **simulación de yacimiento** para evaluar los parámetros críticos involucrados.

Para un fracturamiento adecuado, una longitud de fractura era recomendable, después de exceder este valor la recuperación de crudo era menor mientras que la conductividad, entre más alta se consiguiera, mejor, con la limitante de producción de agua.

La optimización del fluido de fracturamiento se destaca en propiedades selectivas del fluido a ciertas condiciones, el fin: generar el menor daño posible por residuos e invasión. Consideradas, además, técnicas de alta conductividad, menor fluido y mayor concentración posible de propantes.

Bajo las anteriores premisas, esta formación suave con bajos E, propensa al empotramiento, consiguieron en dos pozos simulados: en uno producir 10 veces de crudo y 3 de gas, en el otro de producción nula de crudo a producir crudo y sextuplicar su producción de gas, después de la estimulación.

3.8 WEAVER, JIM; RICKMAN, RICHARD & LUO HONGYU. (2008)

En su estudio realizaron estudios para estudiar reacciones geo-químicas y cómo afectan los paquetes de propantes la pérdida de porosidad y permeabilidad.

Recalaron el hecho de que una fractura de laboratorio no reflejaba las conductividades de las pruebas de producción y también como se habían apropiado

mecanismos de daño para explicar esta diferencia. Finalmente, resaltaron la existencia de la **diagénesis de propante**, nuevo mecanismo de daño, desarrollado en un intervalo relativamente corto de años.

Los cambios en el sistema muestra-propante-fluido fueron evaluados y analizados con diferentes técnicas, cambios en la capa de propante arrojaban ideas de cómo era la compactación y empotramiento respecto al tiempo y la temperatura. Para el caso de la descomposición diagenética, los paquetes de propantes mostraban tanto una ganancia como pérdida de masa, aunque la permeabilidad y la fuerza de los paquetes siempre tendieron a disminuir.

Diseñaron un método para medir la fuerza de los propantes: *Prueba Mecánica de grano individual*. Usando la ecuación de la prueba de grano individual, que refiere la Fuerza de tensión (F) y el diámetro de un propante individual (d).

$$\sigma = \frac{2.8F}{\pi d^2} \quad (6)$$

Mediante una gráfica y el método de *Weibull* se determina estadísticamente la fuerza característica en un paquete de treinta propantes.

$$P_f = \frac{\#-0.5}{N} \quad (7)$$

$$\ln\left(\ln\frac{1}{1-P_f}\right) \text{ vs } \ln(\sigma) \quad (8)$$

$$\ln\left(\ln\frac{1}{1-P_f}\right) = m \ln\frac{\sigma}{\sigma_0} \quad (9)$$

Donde en la ecuación final m es el módulo de Weibull, σ_0 es la fuerza característica y P_f la probabilidad de falla atribuida a cada propante. Finalmente destacaron la importancia de la compatibilidad geoquímica en las estimulaciones en objetivos de alta temperatura y/o presión.

3.9 GUO, JIANCHUN; LIU, YUXUAN. (2012)

Determinaron dos fenómenos ocurrentes en tiempos distintos de la producción: **la deformación elástica y la deformación creep**. La primera se refiere al empotramiento causado inicialmente por la presión de cierre, mientras que la segunda es una etapa posterior consecuencia del debilitamiento de la roca al ser expuesta a los fluidos de fracturamiento, generando una profundidad de empotramiento adicional. Estas deformaciones gobernadas por fenómenos diferentes, son también modeladas por principios físicos diferentes:

3.9.1 Deformación elástica. Esta fase del empotramiento asume la carga ejercida por todas las partículas del propante sobre las caras de la fractura como una carga distribuida. De esta manera el modelo que describe una carga distribuida sobre un sólido semiinfinito es aplicable, descrito por la ecuación 10.

$$H = \frac{2(1-\nu^2)P_c a}{E} \quad (10)$$

Donde H es la profundidad de empotramiento en mm, ν es la relación de poisson, P_c representa la presión de cierre, a es el radio de distribución de P_c y E es el modulo de Young de la roca.

3.9.2 Deformación creep. El modelado de la deformación creep usó el modelo visco-elástico de Maxwell donde la deformación de volumen es considerada como elástica y se obtuvo la ecuación 11.

$$H = \frac{P_c a}{2} \left[\frac{t}{\eta_2} - \frac{(1-2\nu)^2}{E} \left(e^{\frac{-E}{3\eta_2} t} - 1 \right) \right] \quad (11)$$

Con una presión de cierre neta, función de la presión de poro, además de la pérdida de presión de poro a través de la depleción del reservorio; la presión de cierre será dependiente del tiempo. De esta forma surge la ecuación 12.

$$H = \frac{2P_c(t)(1-\nu^2)a}{E} + \frac{a}{2\eta_2} \left(1 + \frac{(1-2\nu)^2}{3} \right) \int_0^t P_c(t) dt \quad (12)$$

Donde:

H : Profundidad del empotramiento [mm].

P_c : Presión de cierre [Mpa].

E : Modulo elástico [Mpa].

ν : Relación de Poisson.

a : Radio de distribución de esfuerzo [mm].

η_2 : Coeficiente de corte viscoelástico, en la segunda etapa de creep [Mpa].

3.10 GAO, YUANPING, ET AL. (2013)

En su estudio crearon un modelo para el empotramiento del propante, su deformación y la apertura de la fractura, en función de parámetros geomecánicos,

geométricos tanto de la roca como del apuntalante y tanto para patrones simples como multi-capa.

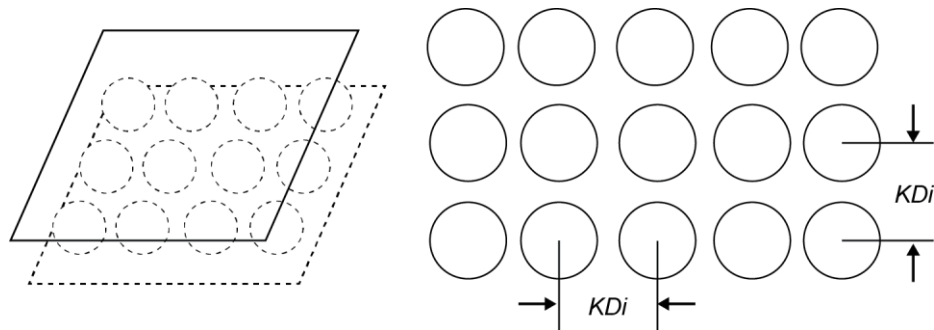
3.10.1 Patrón mono capa. Asume el efecto de la gravedad en las esferas del apuntalante dentro de la fractura como nulo, supone las presiones en las esferas y su area de contacto con las dos caras de la fractura como iguales y finalmente la ubicación del apuntalante dentro de la fractura es como se muestra en la figura 9. En la figura mencionada K representa el coeficiente de distancia entre esfera y esfera, siendo 1 cuando los apuntalantes se encuentran cerca y mayor que 1 cuando la distancia es grande. Además, el modelo se fundamentó en la ley de Hooke, dando como resultado las siguientes ecuaciones:

$$\alpha = 1.04D_1(K^2pC_e)^{\frac{2}{3}} + D_2\frac{p}{E_2} \quad (13)$$

$$\beta = 1.04D_1(K^2p\frac{1-v_1^2}{E_1})^{\frac{2}{3}} \quad (14)$$

$$h = 1.04D_1(K^2p)^{\frac{2}{3}} \left[\left(\frac{1-v_1^2}{E_1} + \frac{1-v_2^2}{E_2} \right)^{\frac{2}{3}} - \left(\frac{1-v_1^2}{E_1} \right)^{\frac{2}{3}} \right] + D_2\frac{p}{E_2} \quad (15)$$

Figura 9. Distribución de los propantes en la fractura de acuerdo al modelo



Modificado de: GAO, Yuanping et al. 2013. IPTC 16410

3.10.2 Patrón multicapa. Se cimenta en la existencia de empotramiento de propante solo en la capa de fondo y en la de tope, así la ecuación del empotramiento será la usada en el modelo mono-capa. Por otra parte, la ecuación encargada de modelar la deformación del propante en un modelo multicapa, será producto de la superposición de deformación que tendrá cada capa por individual.

De las ecuaciones y suposiciones asumidas en el modelo mono-capa se obtuvo

$$\alpha = 1.04D(K^2p)^{\frac{2}{3}} \left\{ \left(\frac{1-v_1^2}{E_1} \right)^{\frac{2}{3}} + \frac{D_1}{D} \left[\left(\frac{1-v_1^2}{E_1} + \frac{1-v_2^2}{E_2} \right)^{\frac{2}{3}} - \left(\frac{1-v_1^2}{E_1} \right)^{\frac{2}{3}} \right] \right\} \quad (16)$$

$$\beta = 1.04D(K^2p \frac{1-v_1^2}{E_1})^{\frac{2}{3}} \quad (17)$$

$$h = 1.04D_1(K^2p)^{\frac{2}{3}} \left[\left(\frac{1-v_1^2}{E_1} + \frac{1-v_2^2}{E_2} \right)^{\frac{2}{3}} - \left(\frac{1-v_1^2}{E_1} \right)^{\frac{2}{3}} \right] + D_2 \frac{p}{E_2} \quad (18)$$

De consideración: aunque la ecuación 15 y la ecuación 18 son iguales, los rangos en que varía el empotramiento son distintos, pues los calculados con la ecuación 15 van desde 0 hasta el radio del propante, mientras que la ecuación 18 aplica para valores que van desde 0 hasta la mitad de la apertura inicial de la fractura.

Los resultados arrojados por el modelo fueron comparados con los datos experimentales registrados por otros autores. Los valores arrojados por el modelo se acercaban a los valores experimentales. Sin embargo eran más pequeños; producto de las suposiciones hechas. Por ello se agregaron unos factores de corrección que permitieran un mejor ajuste, dando como resultado la ecuación 19.

$$h = b_0 + b_1 \left\{ 1.04D_1(K^2p)^{\frac{2}{3}} \left[\left(\frac{1-v_1^2}{E_1} + \frac{1-v_2^2}{E_2} \right)^{\frac{2}{3}} - \left(\frac{1-v_1^2}{E_1} \right)^{\frac{2}{3}} \right] + D_2 \frac{p}{E_2} \right\} \quad (19)$$

Donde $b_0 + b_1$ pueden ser obtenidos a partir de ajustes con los datos experimentales

3.10.3 Conductividad de fractura. Con los parámetros mencionados anteriormente, se propuso una ecuación para modelar la conductividad de fractura.

$$F_{RCD} = \frac{74.8f_1(f_1-0.74)(Df_1-D_1f_2-\frac{2D_2p}{E_2}}{0.5f_1^2+1} D_1^2 \quad (20)$$

$$f_1 = 1 - 2.08 \left(p \frac{1-v_1^2}{E_1} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (21)$$

$$f_2 = 2.08 \left(p \frac{1-v_1^2}{E_1} + p \frac{1-v_2^2}{E_2} \right)^{\frac{2}{3}} - 2.08 \left(p \frac{1-v_1^2}{E_1} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (22)$$

Donde f_1 representa la función que involucra las características del propante y f_2 involucra los parámetros que caracterizan a la roca.

Nomenclatura:

α : Cambio en la apertura de la fractura [mm].

β : Deformación de la esfera 1 [mm].

h : Valor del empotramiento [mm]

b_0 : Factor de corrección del nuevo modelo revisado.

b_1 : Factor de corrección del nuevo modelo revisado.

D : Apertura inicial de la fractura [mm].

K : Coeficiente de distancia.

p : Presion de cierre [Mpa].

$\nu_{1,2}$: Relacion de Poisson de la esfera 1 y 2

$E_{1,2}$: Modulo elástico de la esfera 1 y 2 [Mpa].

D_1 : Diametro del propante. [mm].

D_2 : Espesor de la formación [mm].

F_{RCD} : Conductividad de la fractura [$\mu\text{m}^2\text{-cm}$]

f_1 : Función que involucra las características del propante.

f_2 : Función que involucra las características de la roca.

4. PROPANTES

La norma API RP 56 da las pautas para la realización de pruebas de aplastamiento de apuntalante, las cuales se desarrollan para determinar el esfuerzo máximo aplicable a un propante antes de su ruptura. Indirectamente esta norma puede ser utilizada para seleccionar el propante adecuado para una formación en específico, teniendo en cuenta otros factores adicionales al esfuerzo aplicado tales como la esfericidad, redondez, solubilidad en ácido, densidad bulk y resistencia a la ruptura.

❖ **Esfericidad y redondez.** Se define como esfericidad el índice que mide la proximidad de un propante a la forma de una esfera. Por otro lado cuando se habla de redondez se hace referencia al índice que expresa la angularidad de los contornos del propante.

❖ **Solubilidad en ácido.** Algunos materiales como feldespatos óxidos de hierro o arcillas, que están presentes en los apuntalantes pueden ser frágiles a los ataques de ácido, ocasionando deterioro en el paquete de propante. Por esta razón es importante la realización de pruebas de solubilidad en ácido; generalmente ácido clorhídrico o fluorhídrico y determinar la solubilidad máxima la cual no debe ser superior a un 3%.

❖ **Densidad Bulk.** Hace referencia a la densidad aparente del material. Se define como la cantidad de masa de apuntalante necesaria para ocupar un volumen de 100 ml.

❖ **Resistencia a la ruptura.** Los propantes durante la vida productiva del yacimiento están sometidos a esfuerzos y de acuerdo a su magnitud en algunos casos ocasionan la ruptura del material apuntalante. El API recomienda un límite máximo de esfuerzo aplicado para cada tipo de material apuntalante acorde a su

tamaño. Para los propantes tipo arena este límite varia de 3000 a 4000 psi. Mientras que para los cerámicos va de 7500 a 15000 psi.

El tipo de propante usado en muchas ocasiones son los de apuntalantes de arena, particularmente los de 100 mesh. Cuando la conductividad es importante se usan tamaños de 40/70, 30/50 y 20/40 mesh, aunque observaciones de campo ligan estos propantes con problemas de migración hacia abajo en shale quebradizas y sin *frac barriers* inferiores. Alternativas de propantes son: Bauxita con mesh pequeños, propantes sintéticos de mediana resistencia (cerámicos) y propantes cerámicos de peso liviano (LWC)²⁰.

4.1 SELECCIÓN DEL PROPANTE PARA EL MODELO

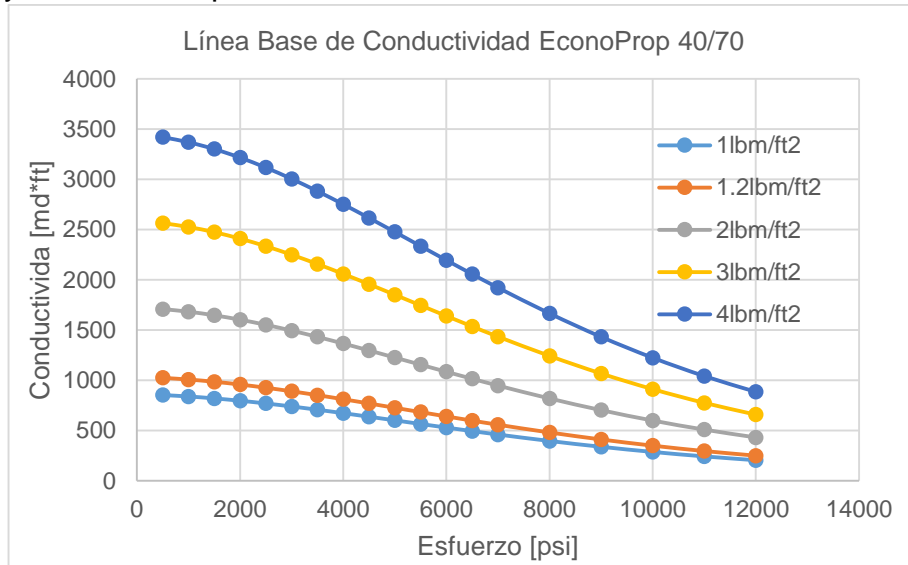
La concentración areal de propante recomendada debe ser alta, como se mencionó en 3.4 (para formaciones suaves) de 3lbm/ft² o mayores, al igual como se mencionó en 3.5 debe ser mínima de 1lbm/ft².

El software Predict-K de Core Laboratories permite calcular la concentración basada en el ancho de la fractura hidráulica, para este estudio programada de 0.01ft, la concentración mostrando valores de concentración que van desde 1.0811 lb/ft² hasta 1.2 lb/ft². Este valor cambia de acuerdo al tipo/material del propante.

Predcit-K considera el módulo de Young, el tipo de fluido, la temperatura de fondo y el número de ciclos junto con las propiedades del propante para el cálculo de las líneas bases de conductividad. El módulo usado, el de yacimiento; fluido, gas; temperatura, 169 °F y solo un ciclo de cierre.

²⁰ KING, George. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned?. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence Italy. 19-22 september 2010. SPE 135456.

Figura 10. Línea base de conductividad de acuerdo a la concentración de propante por área y el esfuerzo aplicado



Core Laboratories. Predict-K software v.13.1.

La figura 10 generada desde el software Predict-K muestra que a valores más grandes de concentración, la conductividad base aumenta. Se dará el valor de ancho de fractura deseado (0.12in) para producir las concentraciones, sin esfuerzo aplicado, que se adapten mejor, los cuales no variarían mucho de 1lbm/ft2.

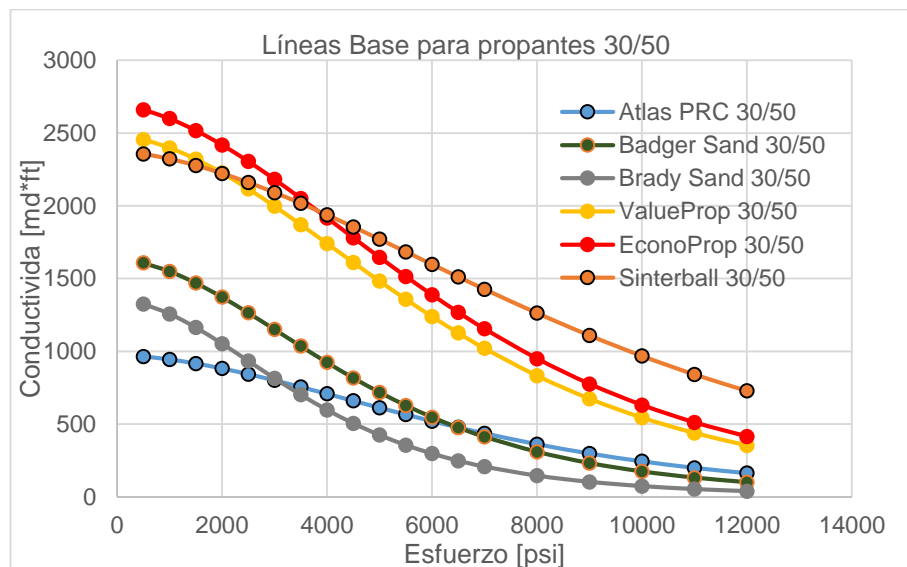
La tabla 5 muestra las propiedades de algunos propantes de malla 30/50 comerciales, propiedades de la base de datos del software Predict-K, los mismos que generan las líneas base de conductividad en la figura 11.

Las líneas de la gráfica, en la figura 11, de colores cálidos son los que muestran una conductividad mayor total e inicial, y la mantienen estable a medida que el esfuerzo aplicado aumenta, estos son los propantes de material cerámico.

Tabla 5. Propiedades físicas de propantes de malla 30/50

Propiedad	Atlas PRC	Badger Sand	Brady Sand	ValueProp	EconoProp	Sinterball
Tipo	Arena precubierta de resina	Arena	Arena	Cerámico de baja densidad	Cerámico de baja densidad	Cerámico de alta densidad
Solubilidad al Ácido (wt. %/)	0,3	0,52	1,4	3,2	1,7	6,2
Densidad bulk (g/cc)	1,7098	1,704	1,6062	1,547	1,6005	2,086
Esfuerzo crítico(psi)	11597,69	8027,775	6339,7	10688,34	11259,81	15688,77
Gravedad Específica	2,5476	2,64	2,6393	2,598	2,683	3,687
Esfericidad	0,8	0,75	0,7	0,9	0,9	0,86
Redondez	0,8	0,8	0,6	0,9	0,9	0,85
Turbidez	200	25	165	50	50	35
Porosidad	0,3198	0,3542	0,3812	0,3827	0,3923	0,4184
Diámetro Promedio(in)	0,01952	0,01747	0,01733	0,01997	0,0204	0,01903

Figura 11. Líneas Base para propantes de malla 30/50



Core Laboratories. Predict-K software v.13.1

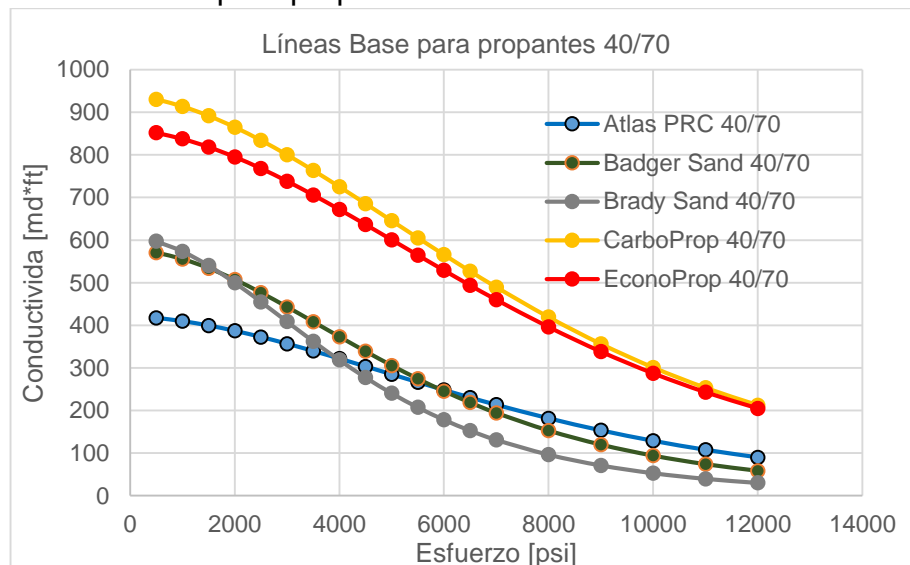
De igual manera que lo mencionado en la figura 11, los colores cálidos para la figura 12 tienen origen cerámico y los fríos son arenas. En la figura 12, los propantes que tienen mayor conductividad son los cerámicos. El propante Atlas PRC, tanto en

su versión 30/50 como 40/70 demuestra una estabilidad en la retención de conductividad con bajas pendientes en su curva.

Tabla 6. Propiedades físicas de propantes de malla 40/70

Propiedad	Atlas PRC	Badger Sand	Brady Sand	CarboProp	EconoProp
Tipo	Arena precubierta de resina	Arena	Arena	Cerámico de mediana densidad	Cerámico de baja densidad
Solubilidad al Ácido (wt. %/)	0,3	1,0214	2,06	4,913	-
Densidad bulk (g/cc)	1,2124	1,6471	1,61	1,91	-
Esfuerzo crítico(psi)	12761,79	9091,208	7237,102	13139,55	13255,86
Gravedad Específica	2,5167	2,6336	2,62	3,2767	2,7
Esfericidad	0,8	0,75	0,72	0,83	0,85
Redondez	0,8	0,75	0,58	0,83	0,76
Turbidez	200	28,57	119	65,3	50
Porosidad	0,318	0,3524	0,3833	0,4275	0,4079
Diámetro Promedio(in)	0,0128	0,01053	0,01236	0,01329	0,012034

Figura 12. Líneas Base para propantes de malla 40/70



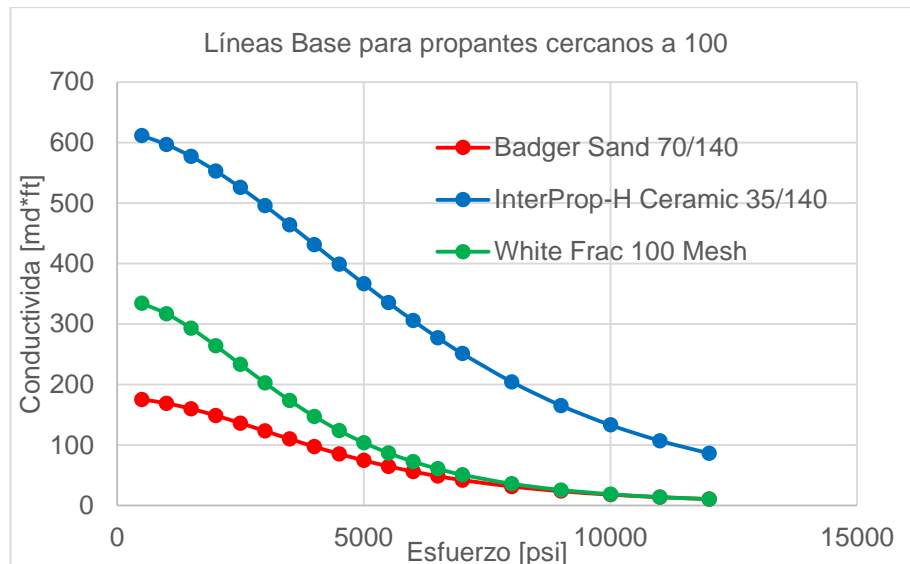
Core Laboratories. Predict-K software v.13.1

Tabla 7. Propiedades físicas de propantes de malla cercanos a 100

Propiedad	White Frac 100 Mesh	InterProp-H Ceramic 35/140	Badger Sand 70/140
Tipo	Arena	Cerámico de mediana densidad	Arena
Solubilidad al Ácido (wt. %/)	2,28	2,5	0,855
Densidad bulk (g/cc)	1,56	-	1,5653
Esfuerzo crítico(psi)	6015,87	10519,74	7353,138
Gravedad Específica	2,64	3,2	2,6262
Esfericidad	0,73	0,7	0,7
Redondez	0,52	0,7	0,7
Turbidez	282	-	46,5
Porosidad	0,3884	0,4051	0,3563
Diámetro Promedio(in)	0,00686	0,01077	0,00588
Malla Min-Max	45-170	35-140	70-140

Para los propantes que tiene tamaños de malla similares a cien, listados en la tabla 7, graficados en la figura 13 la mayor conductividad es para el propante InterProp-H Ceramic 35/140 y exhibe la mejor resistencia al esfuerzo límite.

Figura 13. Líneas Base para propantes de malla cercana a 100



Core Laboratories. Predict-K software v.13.1

4.1.1 Selección final del propante. Para la selección final del propante a usar en la simulación se pueden considerar la mejor opción de cada tamaño de malla expuesto anteriormente. De esta forma, para el tamaño de malla 30/50 a pesar de que el apuntalante SinterBall presenta la mejor línea base, se prefiere el *EconoProp* por tener una menor densidad, con esto se busca evitar la migración hacia abajo por ser propantes muy grandes y pesados. Para el propante de malla 40/70, la mejor opción es el *EconoProp* favoreciéndole por su baja densidad en comparación al CarboProp, la diferencia en las líneas base son muy pequeñas. Finalmente, para la selección del propante de malla cercana a 100, se selecciona el InterProp-H Ceramic 35/140 aunque sean algo pesados.

Las propiedades de estos tres propantes tipo son favorables: bajas densidades por malla en comparación, líneas base estables y con valores relativos altos, solubilidades bajas. Todos cumplen con una presión crítica por encima del esfuerzo en sitio esperado; 5642 psi.

4.2 COMPACTACIÓN

La compactación ocurre en yacimiento, a través de esta se puede simular la pérdida de conductividad de las fracturas y por lo tanto el empotramiento. IMEX puede usar modelos de compactación constantes y variables con la presión. Para un modelo con compactación variable, los valores de los multiplicadores de porosidad y permeabilidad están definidos por.

$$Pormul = 1 + CPOR \times (P - PRPOR) \quad (23)$$

$$Permul = [Pormul]^m \times \left[\left(\frac{1}{Por_i} - 1 \right) / \left(\frac{1}{Por_i} - Pormul \right) \right]^2 \quad (24)$$

La porosidad y la permeabilidad en función de la presión serán.

$$Por(P) = Pori * Pormul(P) \quad (25)$$

$$Per(P) = Peri * Permul(P) \quad (26)$$

Donde, los multiplicadores son adimensionales y:

CPOR: Valor de compresibilidad constante de la roca [1/psi]

P: Presión [psi].

PRPOR: Presión de referencia constante [psi].

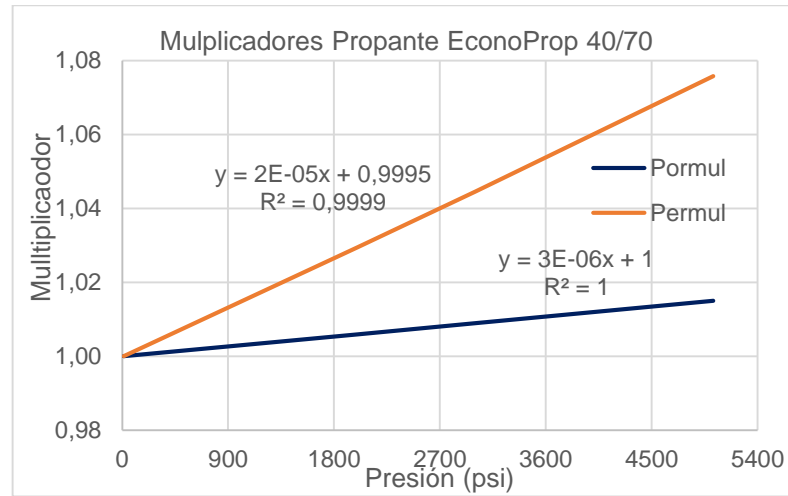
Pori, Peri: Valores de entrada/iniciales de porosidad y permeabilidad.

m: Constante de la roca, para arenizca no consolidada $m = 3.5$, y bien consolidada $m = 4.5$ ²¹

Los valores de las propiedades para la figura 14 fueron obtenidos a partir de las propiedades del propante mencionado, *el valor m se considera 3.5 siendo los propantes dentro de la fractura análogos a una arena no consolidada*, y la presión inicial de yacimiento 5024 (psi). El rango de presiones de la gráfica indica una relación lineal entre los dos multiplicadores.

²¹ ESPINOZA, C.E. "A New Formulation for Numerical Simulation of Compaction, Sensitivity Studies for Steam Injection". 1983. SPE 12246.

Figura 14. Multiplicadores para apuntalante Econoprop en función de la presión de yacimiento



4.2.1 La compactación en función de la presión de depleción. La opción de depleción en IMEX (Keyword *DEPLETION), permite obtener valores de porosidad en función de la presión de depleción en vez de la presión actual de yacimiento. De esta manera la porosidad inicial/entrada (*POR) se vuelve a la presión del bloque, no la porosidad a la presión de referencia (*CPRPOR), y los multiplicadores son calculados a partir interpolación lineal, la presión de depleción se define.

$$P^* = P_{shift} + P_a - P_0 \quad (27)$$

P_0 : Presión inicial del bloque [psi]

P_a : Presión actual del bloque [psi]

P_{shift} : Presión donde el multiplicador de porosidad es igual o cercano a 1. [psi]

Los multiplicadores iniciarán en 1 para el valor de porosidad inicial/entrada y disminuirán con el aumento de presión de depleción. En este caso es de obligatoriedad usar la opción de compactación irreversible.

4.3 ESFUERZO EFECTIVO Y PRESIÓN DE CONTACTO EFECTIVA

Montgomery y Steanson, 1985, mostraron la variación de la presión de cierre con la ecuación. ²²

$$\sigma = g_f D - P_{BHP} \quad (28)$$

P_{BHP} : Presión de producción de fondo. [psi]

g_f : Gradiente de presión actual. [psi/ft]

D : Profundidad. [ft]

σ : Presión de cierre. [psi]

La presión de cierre es el esfuerzo requerido para abrir la fractura menos el esfuerzo generado por la presión de producción de fondo. A medida que el yacimiento depleta la presión de producción de fondo disminuye, de igual modo el gradiente de fractura decrece, ambas a diferentes tasas. Por lo tanto, la presión de cierre efectiva sobre el proppante está aumentando.

4.3.1 Integración del esfuerzo efectivo en el modelo. Considerando la ecuación 1 mencionada en 2.1 y la ecuación 28 del modelo en 4.3, se puede concluir todos los parámetros variables

$$P_c(t) + P_f(t) = \sigma(t) \quad (29)$$

¹⁶ MONTGOMERY, C.T. Proppant selection: the key to successful fracture stimulation. Journal of petroleum technology. Pag 216.

Se puede establecer la dependencia del tiempo una vez el tratamiento es aplicado y el pozo es abierto a producción

$\sigma(0) \leq P_f(0)$ En el proceso inicial del fracturamiento o antes del fracturamiento.

$\sigma(t) > P_f(t)$ Etapa final, o después del fracturamiento. Solo aquí se puede presentar la deformación de material y empotramiento del apuntalante.²³

Donde:

$P_c(t) = P_{ce}$: Presión de cierre efectiva o Presión de contacto efectiva. [psi]

$P_f(t) = P_{fe}$: Presión de fluido efectiva, dentro de la fractura o bloque que representa la fractura. [psi]

$\sigma(t) = \sigma_e$: Esfuerzo horizontal efectivo. [psi]

Para el modelo escogido, el esfuerzo horizontal efectivo es de 5642 [psi] para una profundidad de 8060 [ft]. Con un BHP de 535 [psi] y una presión de yacimiento inicial, $P_i = 5024 \text{ psi}$; considerando el $\sigma_e = cte$. Se tiene.

$$P_{ce} = 5642 - P_{fe} \quad (30)$$

$$618 \leq P_{ce} \leq 5107$$

²³ GAO, Yuanping, *et al.* New mathematical models for calculating the proppant embedment and conductivity. International petroleum technology conference. Beijing, China 26-28 Marzo 2013. IPTC-16410. Pag 4

Se establecen los límites mínimos y máximos de la presión de cierre efectiva. El software Predict-K, permite simular líneas de conductividad, pero, estos esfuerzos relacionados (la presión de cierre) no es la presión de cierre/contacto efectiva.

❖ **Transformación de los valores.** Las curvas de conductividad fueron usadas para seleccionar el tipo de propante. Para transformar los valores de permeabilidad y ancho asociados a la conductividad se realiza una transformación.

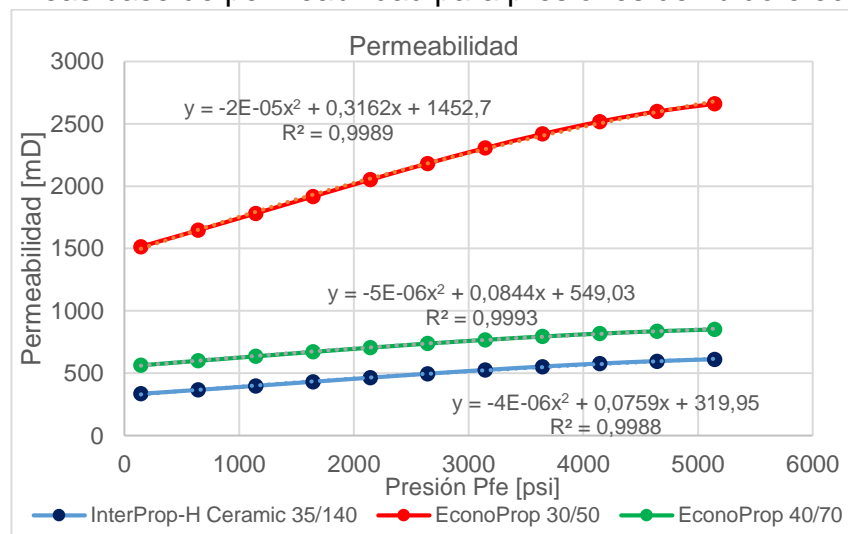
Para empalmar los valores de permeabilidad del Predict-K al modelo para IMEX con presión efectiva de cierre variable, se considera lo siguiente.

$$618 \leq P_c^s \leq 5107$$

Los anteriores son los límites de la presión de cierre para Predict-K. Para hallar las presiones efectivas a las cuales cierta permeabilidad pertenece con las presiones de cierre se tiene.

$$P_{fe} = 5642 - P_c^s \quad (31)$$

Figura 15. Líneas base de permeabilidad para presiones de fluido efectivas



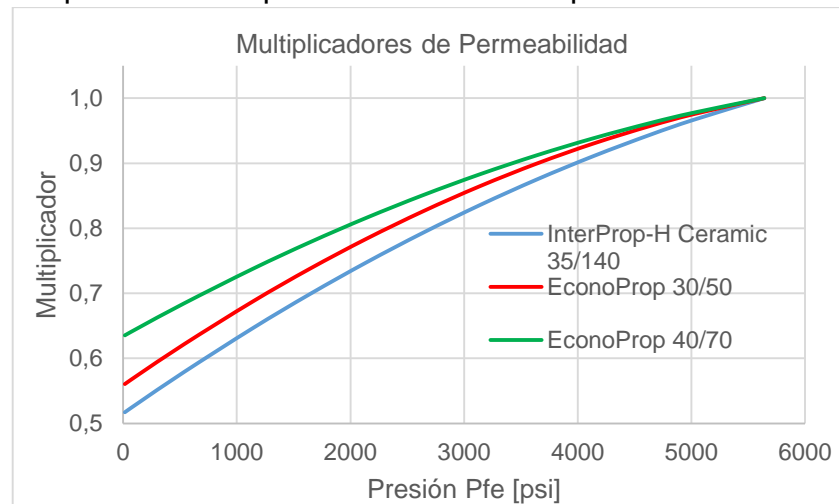
La Figura 15, muestra las permeabilidades resultantes de la transformación, ahora las presiones indicadas corresponden a la presión de fluido/yacimiento en vez de las presiones de cierre de Predict-K. En este punto, la ecuación usada se puede aplicar indistintamente para transformar a presión de cierre efectiva o presión efectiva del fluido si es necesario siempre y cuando se mantengas los límites para las condiciones dadas.

La transformación de las permeabilidades en multiplicadores se puede hacer considerando las tres curvas juntas o por separado, en este trabajo se seleccionaron por separado. Esto indica que todas la fracturas solo tienen un tipo propante para cada caso, y que este alcanzó la conductividad deseada de 1 md*ft, cuando no existen esfuerzos de cierre aplicados.

Para: $P_{fe} = 5642 \rightarrow P_{ce} = 0$

Esta presión entonces será la de referencia, teniendo este punto una conductividad inicial de 1 md*ft. Considerando las permeabilidades base del Predict-K, los multiplicadores de permeabilidad serán los de la Figura 16.

Figura 16. Multiplicadores de permeabilidad contra presión de fluido efectiva



❖ **Multiplicadores de Porosidad.** Una vez establecidos los multiplicadores de permeabilidad se pueden hallar los multiplicadores de porosidad con las raíces correspondientes de la ecuación 24. Para cada tipo de propante seleccionado se generaron 8 líneas de multiplicadores, ellas van desde $m=1$ hasta $m=4.5$ con incrementos de 0.5.

Figura 17. Multiplicadores de porosidad para propante EconoProp 30/50

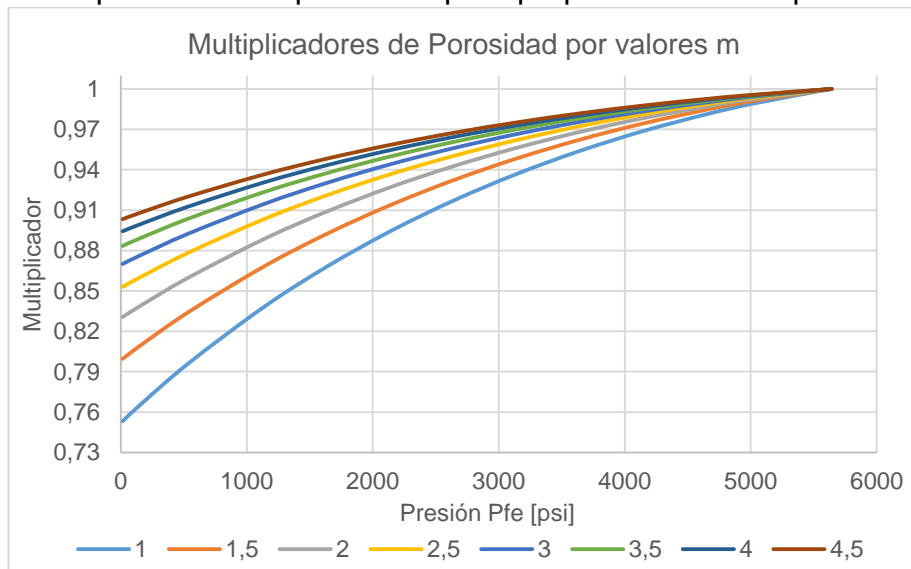


Figura 18. Multiplicadores de porosidad para propante EconoProp 40/70

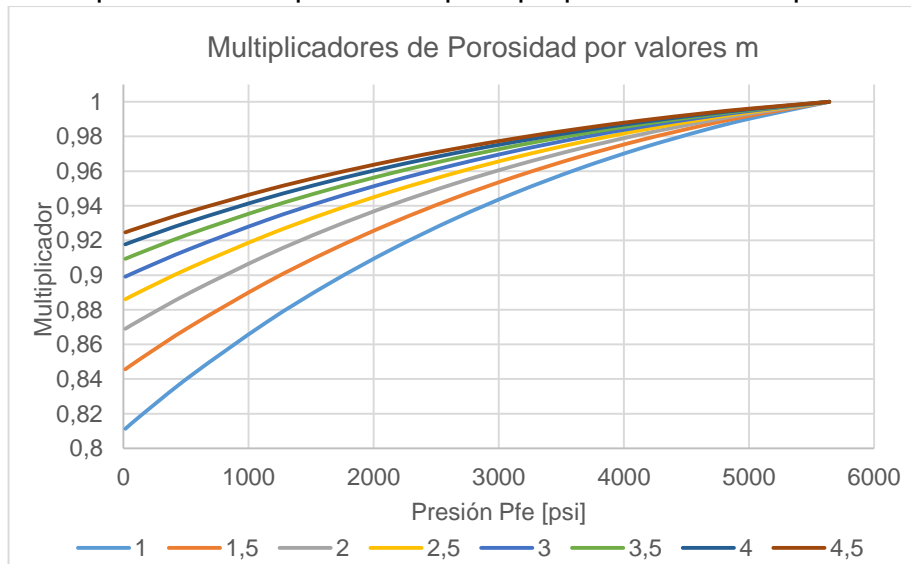
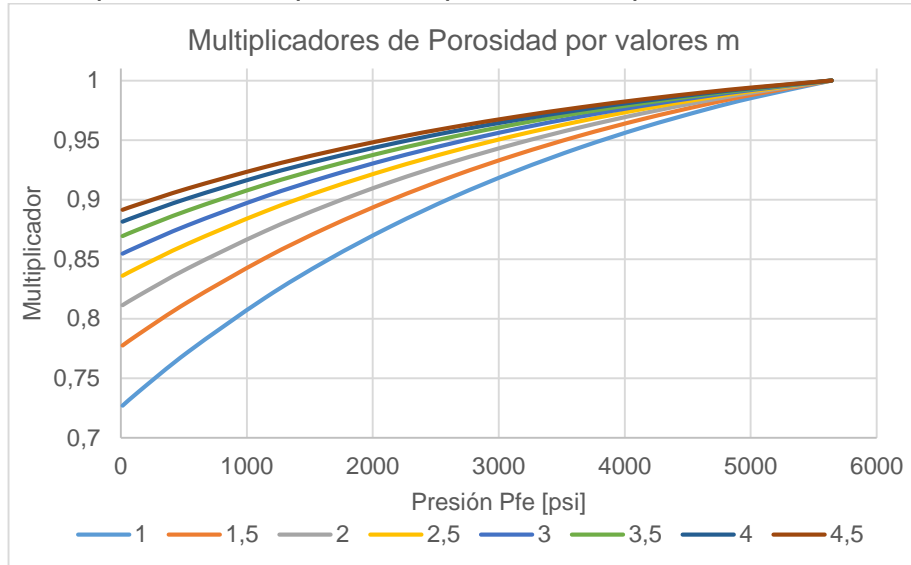


Figura 19. Multiplicadores de porosidad para InterProp-H Ceramic 35/140



Como se había mencionado anteriormente los propantes dentro de la fractura se pueden considerar areniscas no consolidadas, por lo tanto la curva de multiplicadores de porosidad para todos los propantes de interés es la de $m=3.5$.

Figura 20. Relación de Multiplicadores para propante EconoProp 30/50

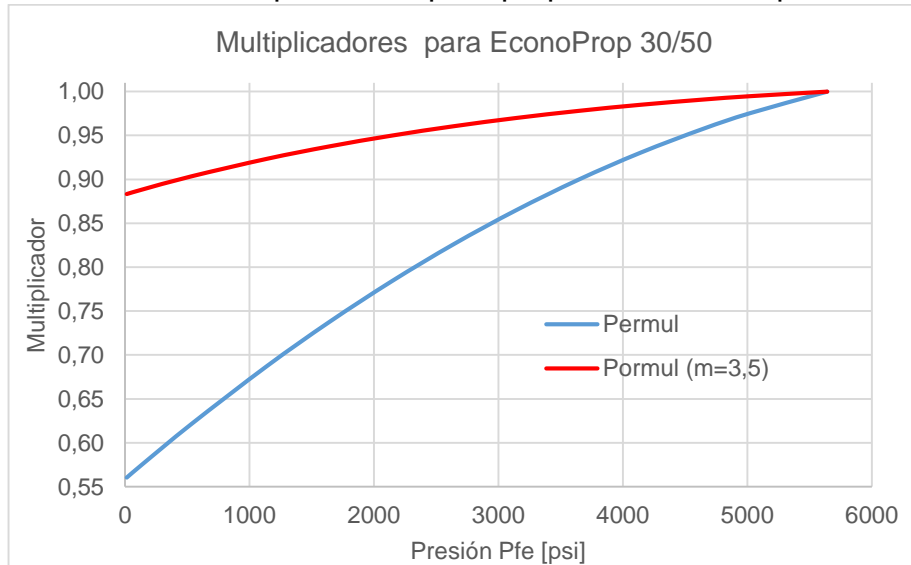


Figura 21. Relación de Multiplicadores para propante EconoProp 40/70

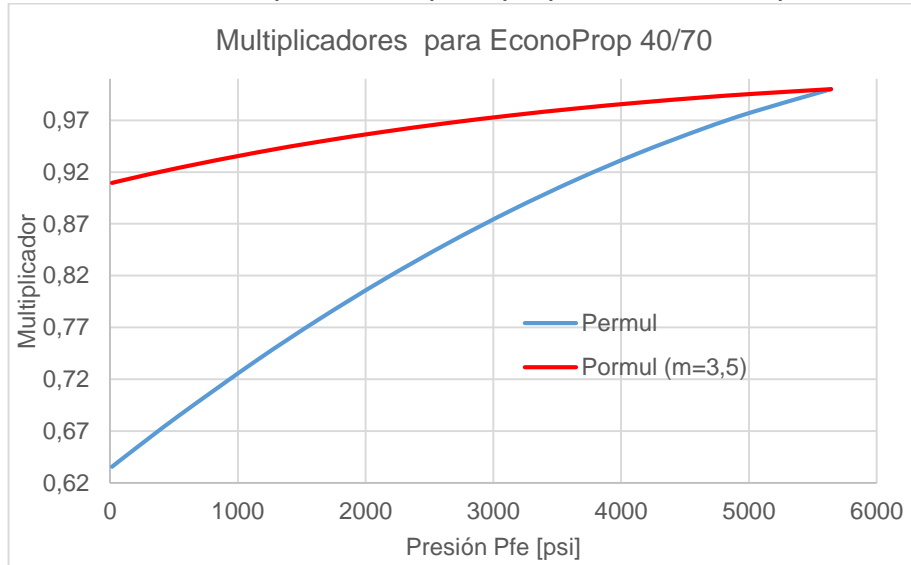
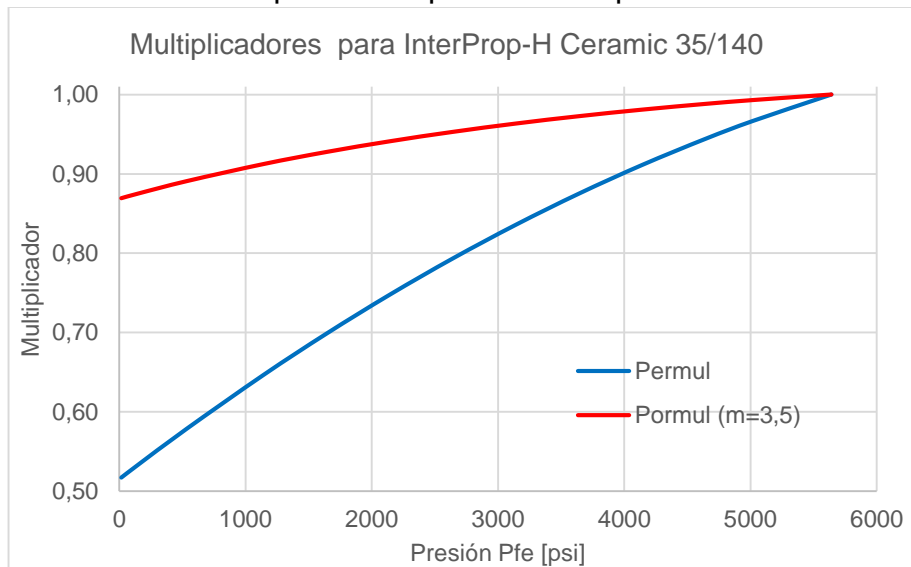


Figura 22. Relación de Multiplicadores para InterProp-H Ceramic 35/140



Estos valores se pueden aplicar directamente en el simulador con la ventaja de permitir una compactación reversible respecto a la opción de depleción.

5. SIMULACIÓN DE MODELO CONCEPTUAL DE SHALE

Los modelos aplicados para la simulación en shale requieren características especiales. Estas características: permeabilidades bajas en la matriz, discretización de fracturas hidráulicas, asignación de zonas con fracturas implícitas, refinamiento logarítmico local, son asignadas para replicar y pronosticar la producción y la presión. Modelos de doble porosidad son usados frecuentemente. En el simulador IMEX existen variaciones de doble porosidad y de doble permeabilidad. El yacimiento de shale puede ser simulado ya sea con modelos de permeabilidad o porosidad simple y doble.

5.1 MODELO

La selección de un modelo DK-LR-LG (Double Permeability-Local Refinement-Logarithmic Grid) es conveniente. El refinamiento local logarítmico permite evaluar de una manera precisa la caída de presión en las áreas que rodean las fracturas hidráulicas. Mientras que la selección de doble permeabilidad se ajusta a las permeabilidades de la matriz y fracturas.

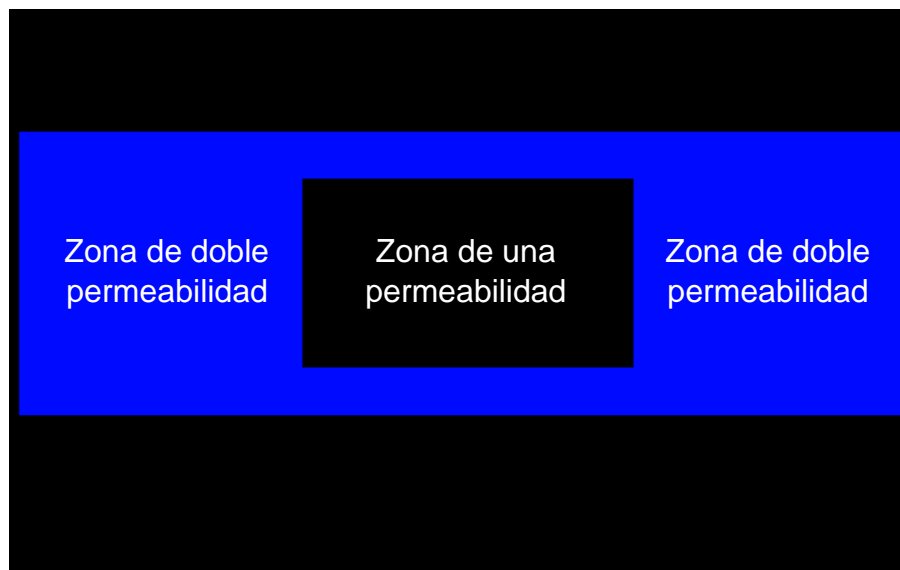
Tabla 8. Propiedades del modelo base

Parámetros del yacimiento	Valor	unidad
Dimensiones	3800x1200x173	ft
Profundidad TVD	8060	ft
Presión inicial de yacimiento	5024	psi
Esfuerzos In-Situ	5642	psi
Temperatura del Yacimiento	169	°F
Saturación inicial de gas	0,7	fracción
Gravedad específica del gas	0,5726	fracción
Compresibilidad total	3*10-6	1/psi
Permeabilidad del yacimiento	0,0001	md
Porosidad del yacimiento	0,046	fracción

Las características del modelo base fueron referenciadas del documento SPE-167225-MS donde se establecía una simulación del yacimiento de Shale Marcellus. De la cual se tomaron algunos datos y se ajustaron otros.

La figura 23 muestra la malla usada, la zona de color negro interna representa fracturas explícitas, donde solo existe la permeabilidad de la matriz, mientras el área azul contiene fracturas implícitas que modelan las fracturas naturales: zona de doble permeabilidad. El SRV (Stimulated Reservoir Zone) fue representado con las fracturas explícitas.

Figura 23. Zonas de permeabilidad en el modelo



CMG. IMEX. v.2014.10

Las propiedades de las fracturas naturales fueron ajustadas con porosidades y permeabilidades efectivas.

$$K_{feff} = \frac{W_{fr}L_{fr}}{W_{fm}L_{fm}} K_f \quad (32)$$

$$\Phi_{feff} = \frac{W_{fr}L_{fr}H_{fr}}{W_{fm}L_{fm}H_{fm}} \Phi_f \quad (33)$$

En donde los las unidades de las permeabilidades están en md, los parámetros en dimensiones en pies, y la porosidad en fracción. W se refiere al ancho; L, longitud; H, alto; los subíndices fr para las dimensiones a ser modeladas, y los fm los de la celda del modelo.

Tabla 9. Propiedades de las fracturas

Explícitas	Valor	Unidad.
Longitud pozo horizontal	1284.4	ft
Número de Fracturas hidráulicas	12	
Conductividad de fractura	1	md*ft
Ancho de fractura	0,01	ft
Longitud media fractura	400	ft
Alto de Fractura	173	ft
Espaciamiento horizontal I	116,67	ft
Espaciamiento horizontal J	114,2857	ft
Implícitas (naturales)		
Espaciamiento horizontal (I,J)	46	ft
k efectivo	1,46E-6	md
por efectivo	5,37E-6	fracción

El espaciamiento de las fracturas naturales, se hizo de acuerdo a la distribución real de estas en el campo Marcellus, de acuerdo al documento SPE 164-524 MS, en donde las fracturas J1 y J2 (perpendiculares) muestran un espaciamiento preferencial en varias dimensiones, siendo el mayor 14 m (46 ft) y que este se cumple para las dos.

El ancho de la fractura natural real fue establecido de acuerdo a SPE 133456 MS, en donde se mencionan que los anchos suelen ser menores a 0.05mm.

5.1.1 Refinamiento y Flujo No Darcy. El flujo no Darcy puede ser modelado en IMEX en una fractura con refinamiento y corrección. El proceso comprende el uso de las ecuaciones de refinamiento logarítmico, en las cuales se considera un ancho de fractura a ser modelado para que represente una fractura real debido al flujo no Darcy. El ancho del grid (seudofractura) que representará la fractura debe ser mayor al radio del pozo, usualmente se usa 1 ft y la corrección factor beta de la ecuación de Forchheimer que modela el flujo, en esta simulación 0.01 ft, a tamaño de fractura.

Con las ecuaciones 32 y 33 se puede hallar las propiedades efectivas para usarse en el modelado de la corrección darcy para una conductividad de 1 md*ft.

Usando la ecuación general de modelado no Darcy de IMEX, la corrección no Darcy del factor beta es.

$$NDARCYCOR = \left(\frac{K_f}{K_{f_{eff}}} \right)^{2-N1g} \quad (34)$$

Que relaciona la permeabilidad de la fractura y la permeabilidad de fractura efectiva, y en donde $N1g = 1.5$, puede variar según la ecuación para modelar el flujo no Darcy. Las unidades de las permeabilidades md y el NDARCYCOR es adimensional.

Las dimensiones de los bloques refinados están de acuerdo a:

$$R_i = (D/W_f)^{\left(\frac{1}{\lceil r/2 \rceil} \right)} \quad (35)$$

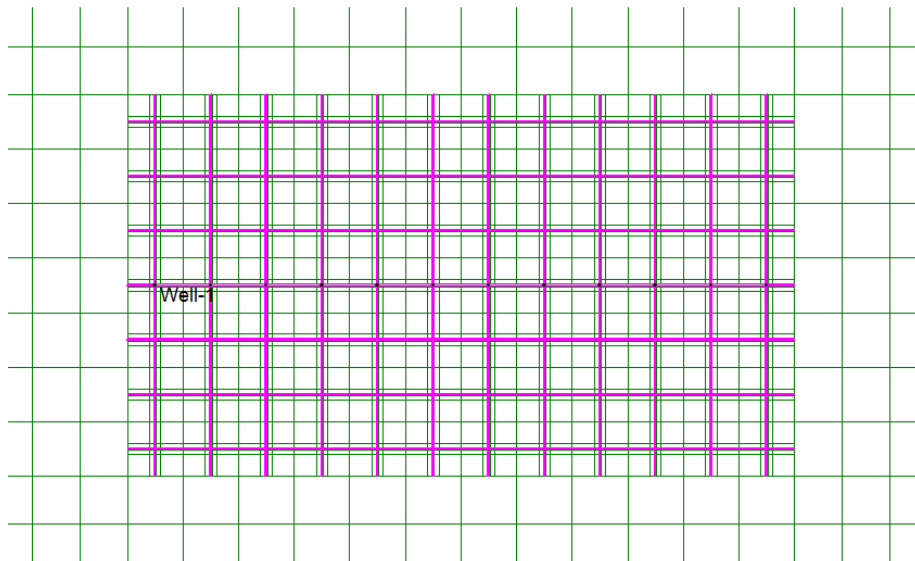
R_i es el tamaño base del refinamiento I, J o K. D el tamaño del bloque parental de acuerdo a la dirección. W_f es el tamaño de pseudofractura. Todos con unidades en ft. Y r es el número de refinación o de refinamiento el cuál debe ser impar.

$$D_i = (W_f/2) \times (R_i^I - R_i^{I-1}) \quad (36)$$

D_i es el tamaño del bloque refinado (ft), simétrico creciente lejos de la fractura. I es el número de bloque de refinado, creciente lejos de la fractura. El refinamiento para este modelo es de 7x7, para un cada bloque.

5.1.2 Definición zona de fracturas explícitas. La red de fracturas que representan las fracturas hidráulicas, y las zonas empotradas se establecen a través del ingreso por consola. La flexibilidad permitida por el ingreso directo al archivo fuente es usada para crear sectores dentro de la malla refinada, cosa que no permite el asistente BUILDER.

Figura 24. Zona definida para evaluar fracturas explícitas



La coloración magenta indica las seudofracturas explícitas, con las propiedades de permeabilidad efectiva y corrección del factor Beta de Forchheimer. Para este caso la corrección Beta fue de 10 en una seudofractura de 1 md y de 1 ft para replicar una conductividad de 1 md*ft.

5.2 FLUIDO

La generación de un modelo de fluido (gas) para el shale Marcellus se seleccionó del documento SPE 164538, en donde se presenta la composición de un campo tipo del mismo yacimiento.

Tabla 10. Composición del gas Marcellus

Componente	Fracción Molar
CO2	0,0131
N2	0,0088
C1	0,8168
C2	0,0579
C3	0,0415
IC4	0,0117
NC4	0,0162
iC5	0,0040
nC5	0,0032
C6	0,0057
C7	0,0211

ELAMIN, Abdallah., FATHI, Ebrahim & AMERI, Samuel. 2013. SPE 164538.

A través del software WINPROP, de la suite de CMG, se puede generar el fluido requerido para IMEX con las condiciones de yacimiento. Las gráficas siguientes muestran la envolvente presión-temperatura, el factor volumétrico de formación, la viscosidad del gas y el factor de compresibilidad z.

Figura 25. Envoltura de saturación Gas Shale, Marcellus

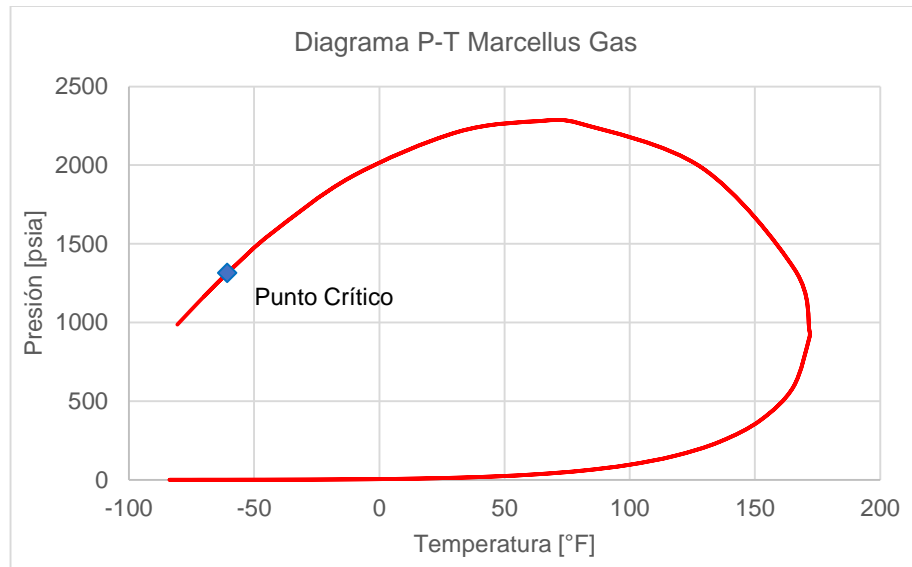


Figura 26. Factor Volumétrico de formación Gas Shale, Marcellus

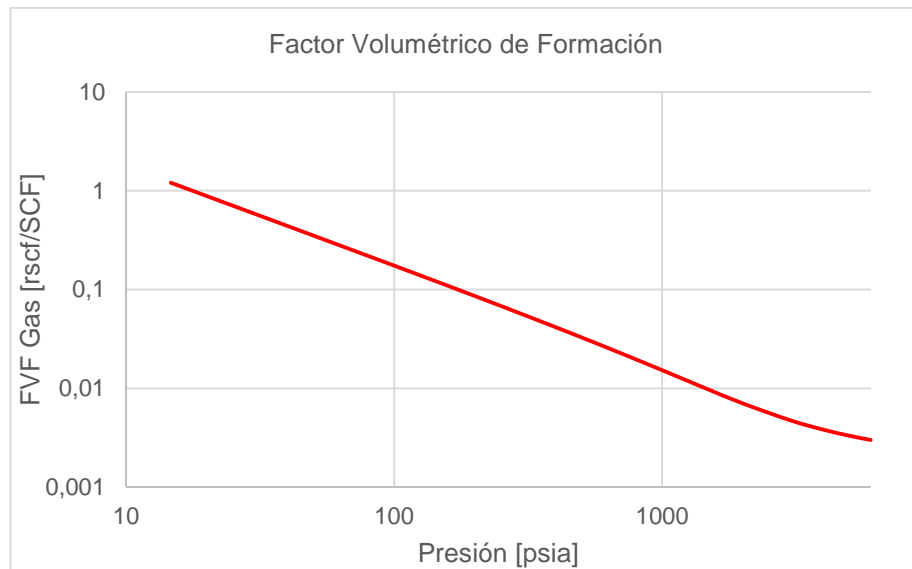


Figura 27. Viscosidad Shale Gas, Marcellus

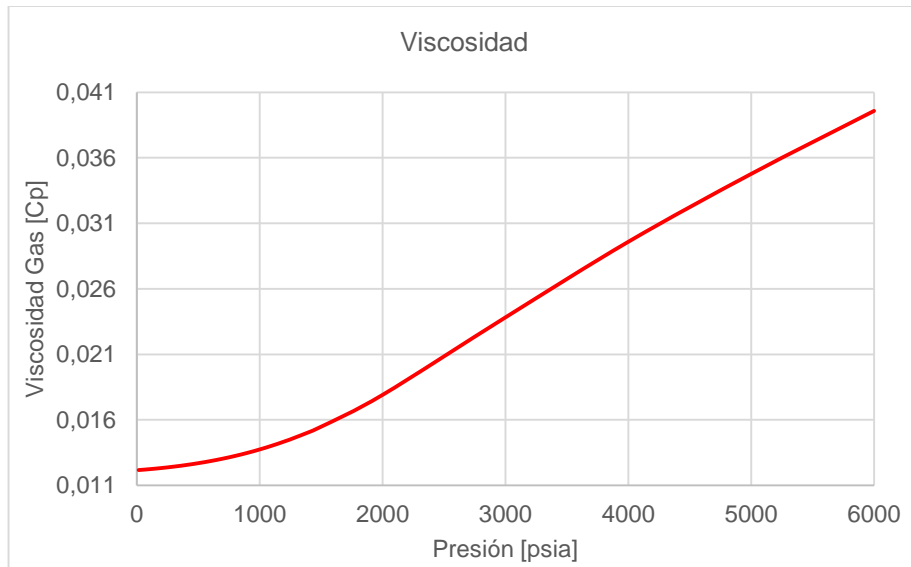
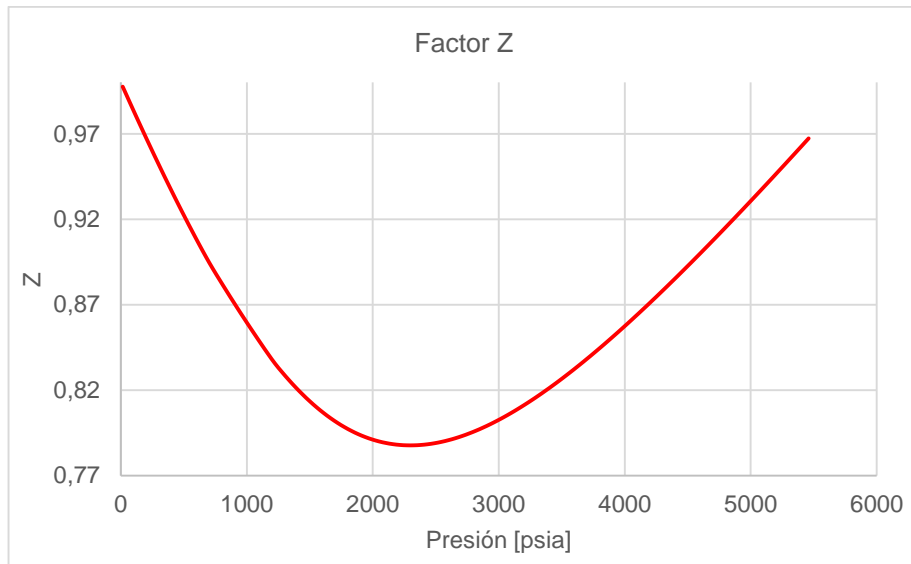


Figura 28. Factor de compresibilidad Z Shale Gas, Marcellus



5.3 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Las curvas de permeabilidad relativa pueden variar ampliamente en las condiciones de roca shale y más con altos esfuerzos aplicados²⁴, existe muy poca información de núcleos, y las medidas de las propiedades son difíciles de extraer. De la información de rocas convencionales se puede establecer rangos aplicables para roca shale, en esta línea procedimental y de acuerdo a los valores razonables, los cuales son valores de endpoints generales para curvas Aceite-Gas y Aceite-Agua en shale, se establecieron los endpoints para el caso estudiado.

Tabla 11. End points para modelo tipo Gas-Agua, Shale Marcellus

Endpoint (keyword)	Valor
SWCON	0,3
SWCRIT	0,3
SGCON	0,1
SGCRIT	0,1
KRWIRO	1
KRGCL	1
Nw	2,5
Ng	2

Modificado de: SILSETH, Jørgen. Effect of Relative Permeability on History a Permian Basin Oil Well. 2015.

Las condiciones iniciales y condiciones operacionales de pozo se establecieron como se indica en la tabla 12. Teniendo en cuenta que el tope del yacimiento es 8060 ft, pero siendo un solo bloque de espesor 173 pies, para que la presión sea congruente se debe mencionar una profundidad igual a la suma del tope con la mitad del espesor.

²⁴ NAGARAJAN, M.R, HONARPOUR, M.M and ARASTEH, F. Critical Role of rock and fluid- impact on reservoir performance on unconventional shale reservoirs. Unconventional resources technology conference. Denver Colorado. Agosto 12-14 del 2013. Pág 2.

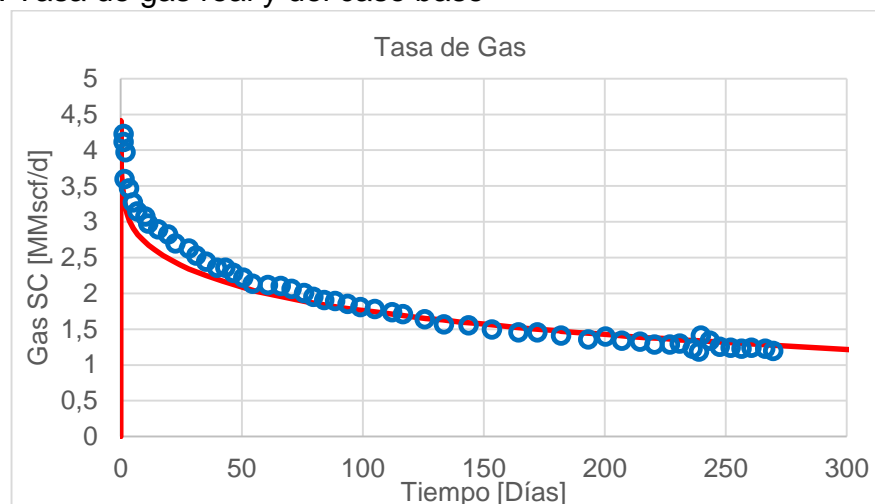
Tabla 12. Condiciones de inicialización y condiciones operacionales de pozo

Condición	Valor	Unidad
Presión de referencia	5024	psi
Profundidad de referencia	8641,5	ft
Contacto agua-gas	10000	ft
STG	6000000	ft3
BHP	535	psi

5.4 AJUSTE HISTÓRICO

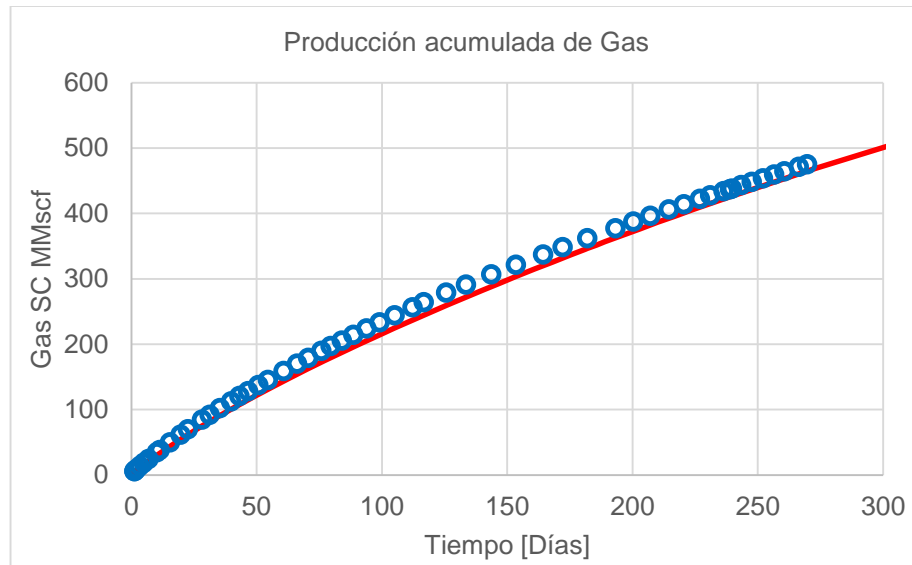
El ajuste histórico de los modelos de shale se puede hacer cambiando el volumen mejorado de fractura hidráulica, en el SRV (Stimulated Reservoir Volume, Volumen de Yacimiento Estimulado), y cambiando la conductividad de fractura.²⁵ El ajuste histórico en el modelo trabajado se realizó usando primordialmente la modificación del volumen mejorado de fractura hidráulica (ESV que está en el SRV). La producción es del documento SPE 167225 MS de un pozo horizontal de gas shale en Marcellus.

Figura 29. Tasa de gas real y del caso base



²⁵ ALTAN, R, et al. Examining production behavior of horizontal gas condensate wells in the Eagle ford shale, south Texas. Congreso Colombiano del petróleo. Bogota 20-22 de Noviembre 2013. Pag 2.

Figura 30. Producción acumulada real y del caso base



Las producciones del caso base muestran un ajuste bastante bueno en el ajuste histórico, las figuras 31 y 32 muestran la tasa y la producción acumulada a 30 años.

Figura 31. Tasa de gas caso base a treinta años

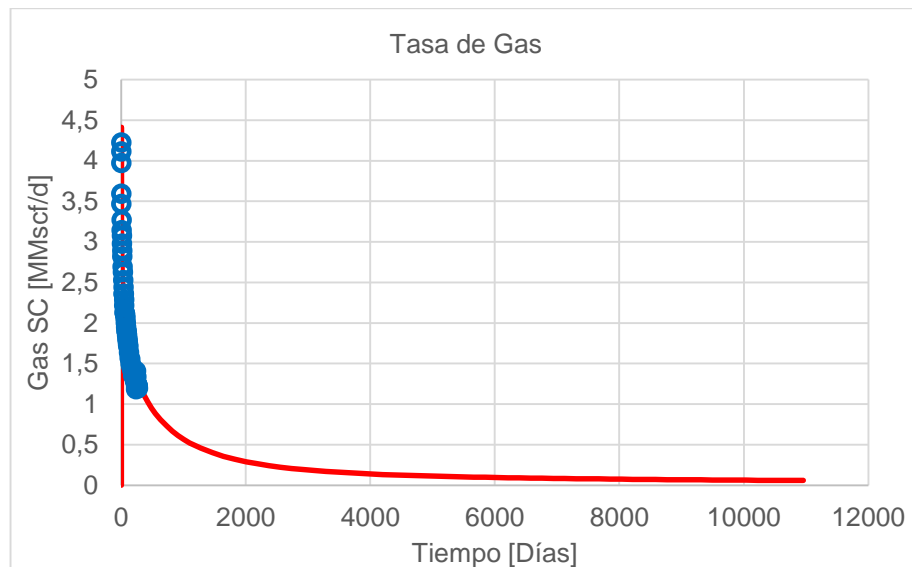
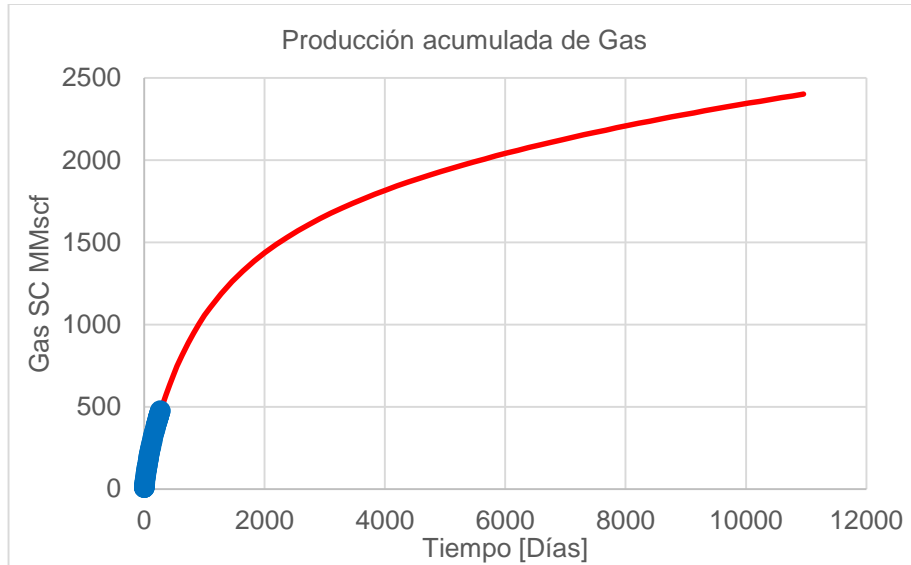
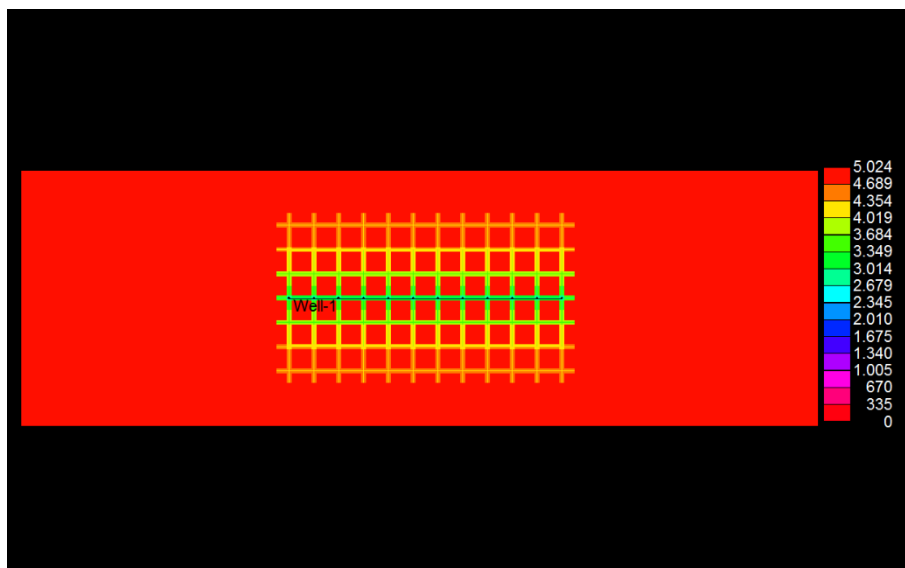


Figura 32. Producción acumulada caso base a treinta años



En la figura 33, se puede identificar claramente la distribución de las fracturas explícitas y su presión en psi, a un tiempo de 50 días de simulación para el caso base.

Figura 33. Fracturas y su presión a 50 días, caso base



CMG. IMEX v.2014.10.

Las figuras 34 y 35 muestran la tasa de gas y la presión acumulada respectivamente a la presión promedio de las fracturas explícitas (área empotrada) a 30 años de producción.

Figura 34. Tasa de gas caso base respecto a presión promedio de fracturas

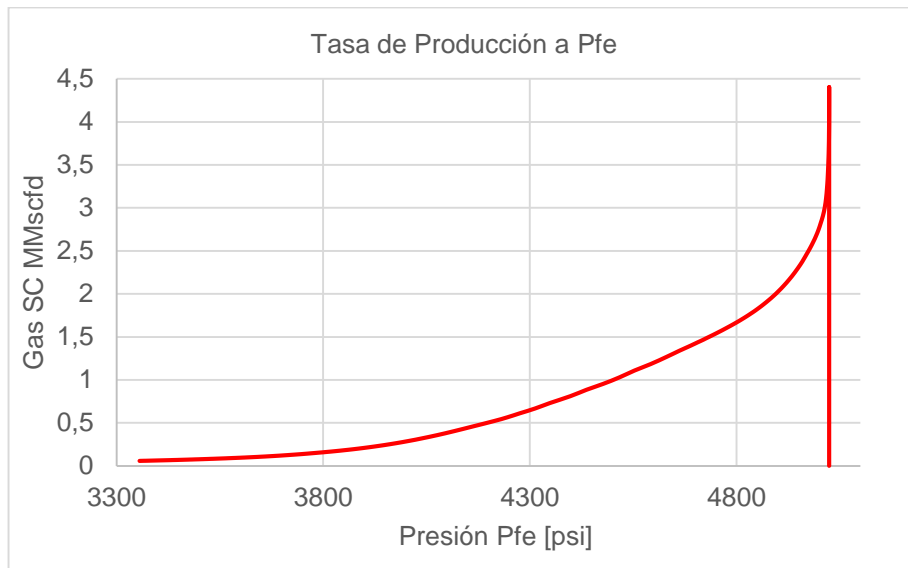
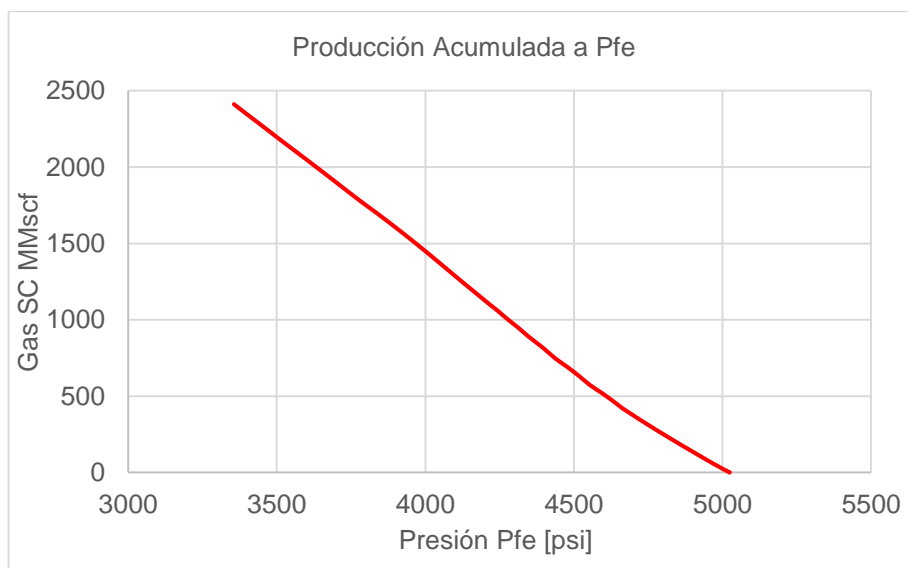


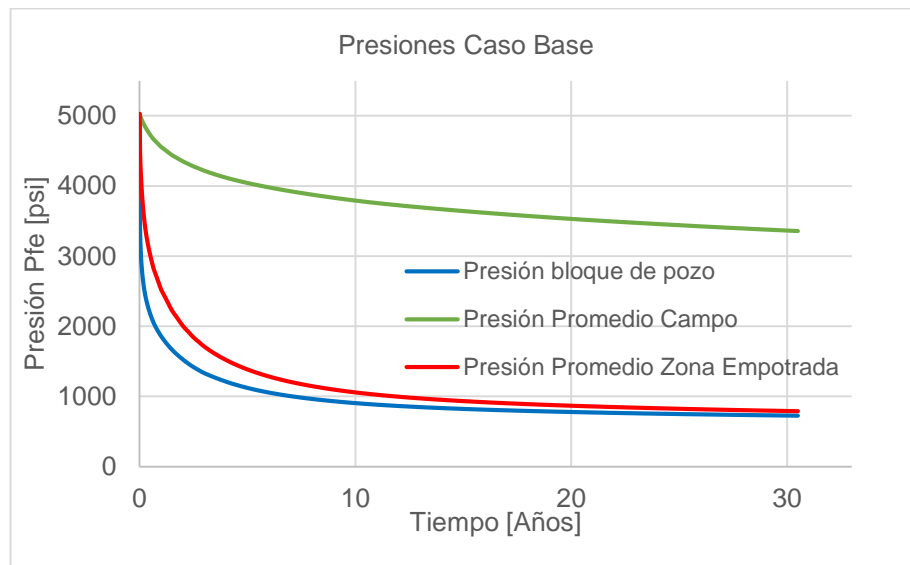
Figura 35. Gas acumulado caso base respecto a presión promedio de fracturas



5.5 SIMULACIÓN DE CASOS Y ANÁLISIS DE PÉRDIDA DE CONDUCTIVIDAD

Los casos empleados en IMEX son los escogidos en el capítulo 4.1.1. Para establecer un tiempo de simulación adecuado se analizó las presiones en el caso base, pues de acuerdo a estas los multiplicadores iban a operar.

Figura 36. Presiones de zonas diferenciables en el yacimiento, caso base



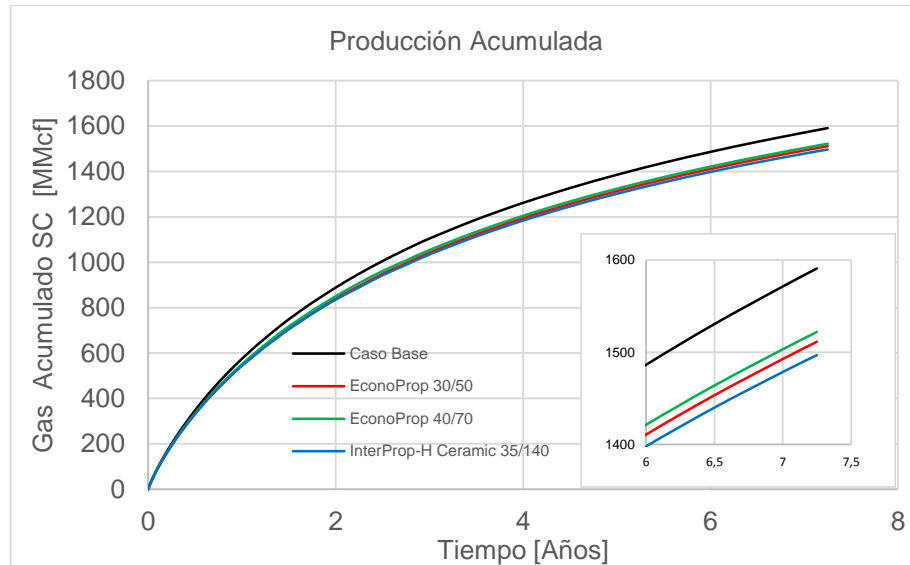
La zona de interés, para la evaluación de los cambios de conductividad y presión, es la “Zona Empotrada”, zona de fracturas hidráulicas explícitas. La presión promedio en esta zona evidencia los cambios notables en los primeros años de la simulación. Para las simulaciones subsiguientes, la evaluación de los casos, el tiempo fijado es de 7,25 años.

5.6 RESULTADOS

5.6.1 Producción acumulada. La diferencia entre el caso base y los de estudio es fácilmente apreciable, pero, entre cada uno de los casos las diferencias son

pequeñas en relación, como se pueden ver en el recuadro aumentado abajo a la derecha de la misma figura 37.

Figura 37. Producción acumulada a 7,25 años para los casos



5.6.2 Análisis de la conductividad. La forma en la cual se consideran los cambios de la conductividad para los casos está descrita por la razón entre las producciones acumuladas.

$$C_i = \frac{Q_i}{Q_b} C_0 \quad (37)$$

C_i : Conductividad para cada caso, resultante (mD*ft)

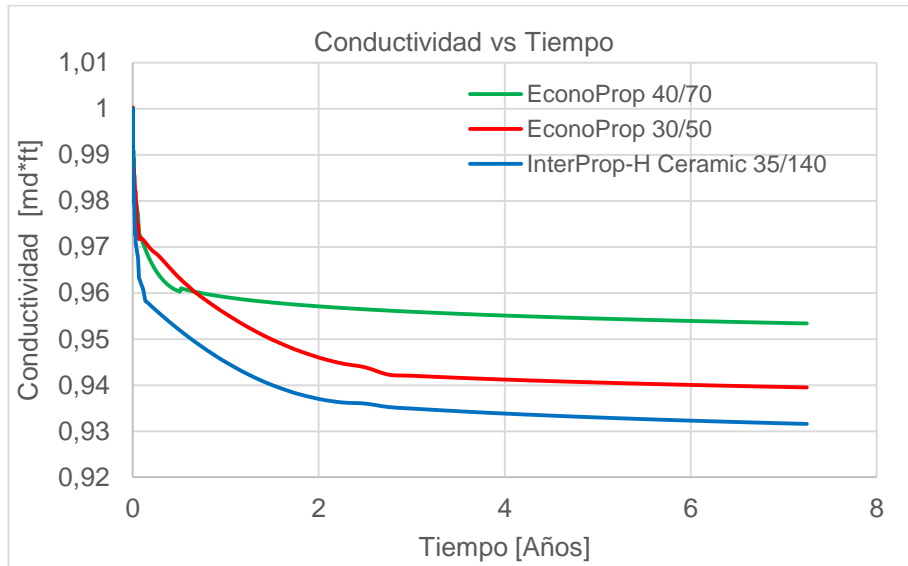
Q_i : Producción acumulada de cada caso (MMSCF)

Q_b : Producción acumulada base (MMSCF)

C_0 : Conductividad inicial (mD*ft)

En donde la conductividad resultante a cada paso de tiempo o variación de presión será la relación entre cada uno y la base, para una relación inicial que decrece con los cambios de tiempo y presión.

Figura 38. Conductividad en los tres casos simulados a 7,25 años



En la figura 38, los primeros 8 meses aproximados (0.6999521 años exactos), el propante 30/50 mantiene mejor conductividad mientras que el 35/140 es el de peor conductividad, posteriormente el mayor desempeño a través del tiempo es demostrado por el propante EconoProp 40/70, intercambiando con el propante EconoProp 30/50 de lugar, y el InterProp-H Ceramic 35/140 mantiene el último lugar.

La figura 39 muestra un resultado que sigue las tendencias de la figura 38 aunque en relación a la presión. El punto de intercambio, en donde el propante EconoProp 40/70 pasa a ser el de mejor desempeño, se ubica en la presión promedio zona de fracturas de 3607.04 psi.

Figura 39. Conductividad en los tres casos respecto a presión zona empotrada

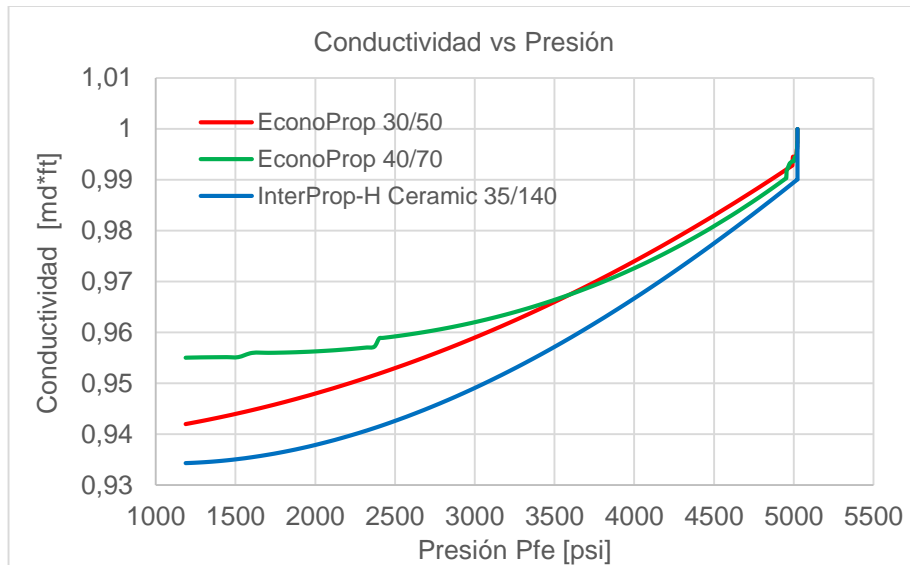
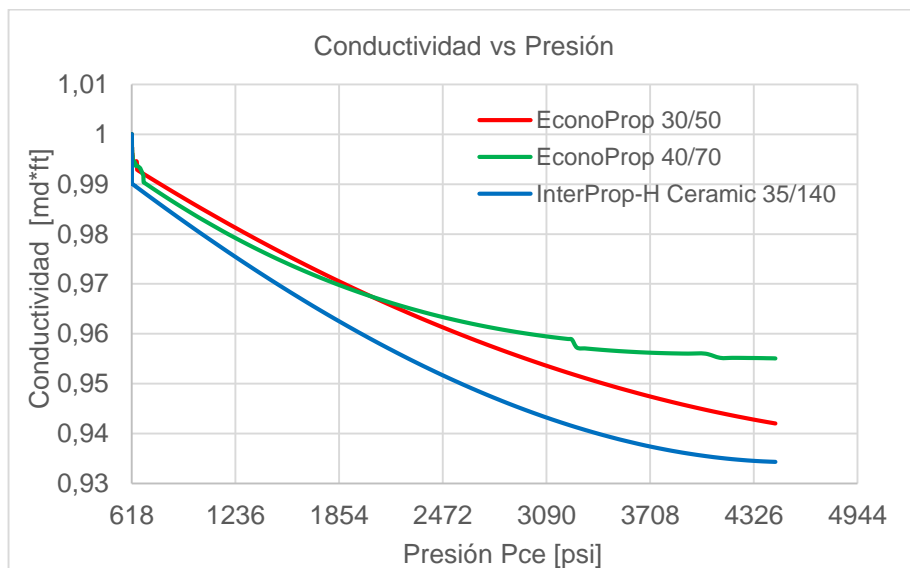


Figura 40. Conductividad en los tres casos simulados respecto a presión de contacto zona empotrada

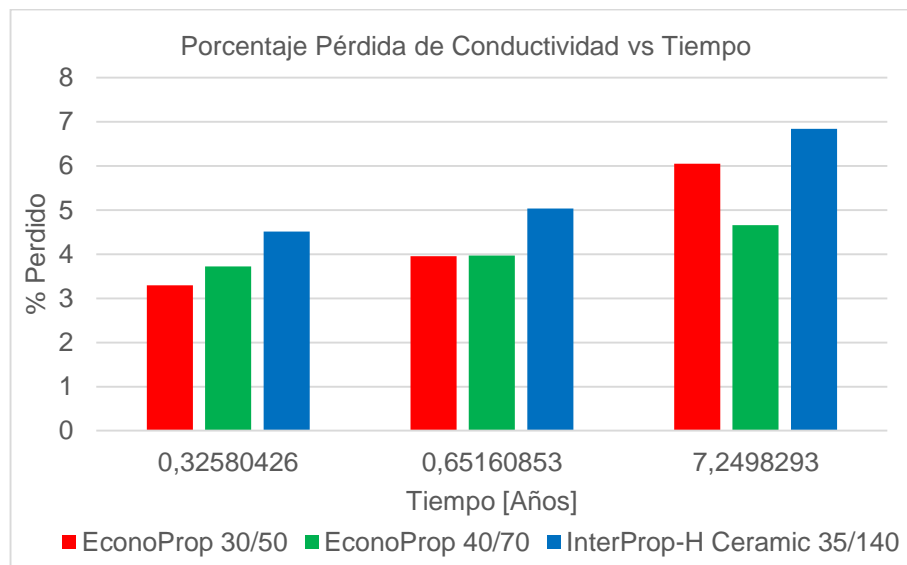


Las conductividades respecto a la presión de cierre efectiva Pce en la zona de fracturas, descrita en el capítulo 4.3.1, siguen las tendencias de las dos gráficas anteriores: figura 38, figura 39. Para presiones menores a 618 psi, la conductividad es igual un valor entre 1 y el valor de conductividad a presión de yacimiento,

superando este valor, decrece hasta cuando la zona de fracturas explícitas alcanza una presión de contacto efectiva de 4453.91 psi, para el tiempo de 7,25 años simulado; equivalente a una presión promedio efectiva de la zona de fracturas de 1188.09 psi. El punto de intersección entre el propante 30/50 y 40/70 equivale a una presión Pce de 2034.96 psi.

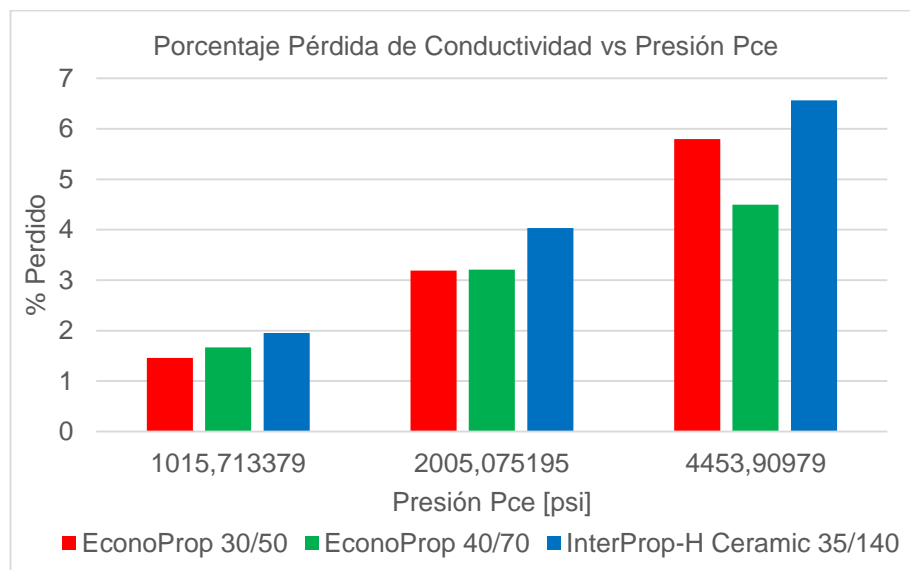
❖ **Pérdida de Conductividad.** La pérdida de conductividad está ligada al comportamiento del yacimiento en la zona de mayores cambios: la zona de fracturas y alrededores. Ésta disminución obedece a los cambios de permeabilidad y porosidad impuestos por los multiplicadores en función de la presión de la zona. Las gráficas de la figura 38 a 40 muestran los valores de conductividad respecto a tiempo, presión Pfe y presión Pce, las gráficas 41 y 42 muestran 3 puntos de referencia en donde se analiza el porcentaje de esta disminución: antes del punto de intersección entre los propantes 30/50-40/70, cerca del punto de intersección, y al final del tiempo o magnitud de presión de cierre efectivo.

Figura 41. Porcentaje de pérdida de conductividad a 3 tiempos para los tres casos



En la figura 41 se puede observar el cambio de los porcentajes, al mayor tiempo la mayor pérdida equivale a 6.84% (0.068 md*ft) para el propante InterProp-H Ceramic 35/140 y la menor en este tiempo de 4.66% (0.047 md*ft) para el propante EconoProp 40/70. El menor tiempo se estableció como la mitad del tiempo de intersección, mostrando la menor pérdida el apuntalante EconoProp 30/50 con 3.29% (0.033 md*ft).

Figura 42. Porcentaje de pérdida de conductividad a 3 presiones para los tres casos



En la figura 42 el porcentaje de pérdida varía un poco respecto a los de tiempo en el último punto y el punto de intersección, este desfase no es mayor al 1%. Esta variación se debe por la presentación de las curvas de las figuras 38 a 40, las cuales fueron suavizadas. Para el punto de cierre más bajo los valores son diferentes, pues la mitad de la presión de la intersección no necesariamente calza con la mitad del tiempo de encuentro entre las curvas de conductividad 30/50-40/70.

5.6.3 Análisis del ancho de fractura. Asumiendo la misma relación que la ecuación 37, pero esta vez para el volumen poroso se estima el cambio en el

volumen de las fracturas empotradas y se relaciona con el cambio del ancho de fractura inicial.

$$W_i = \frac{VP_i}{VP_b} W_0 \quad (38)$$

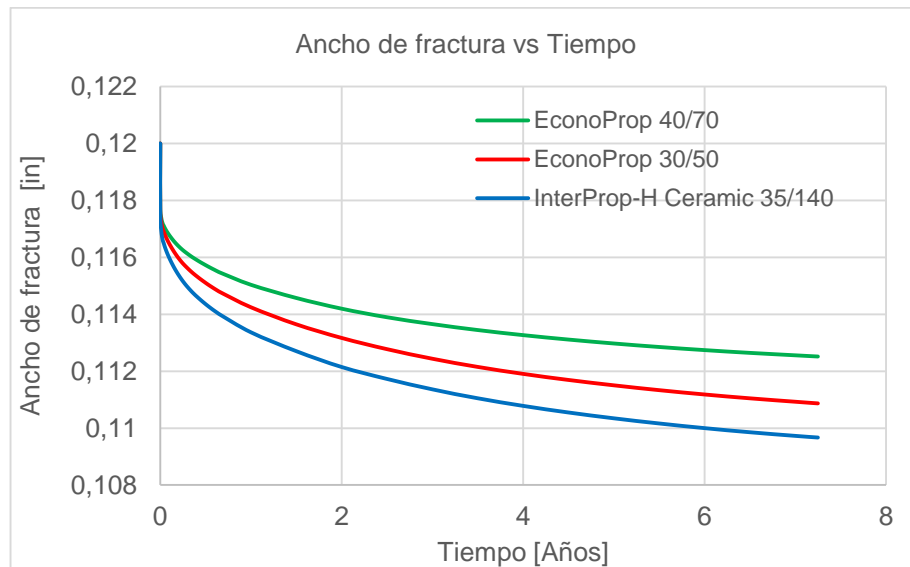
W_i : Ancho de fractura para cada caso, resultante (in)

VP_i : Volumen de fracturas empotradas de cada caso (ft3)

VP_b : Volumen de fracturas empotradas caso base (ft3)

W_0 : Ancho de fractura inicial (in)

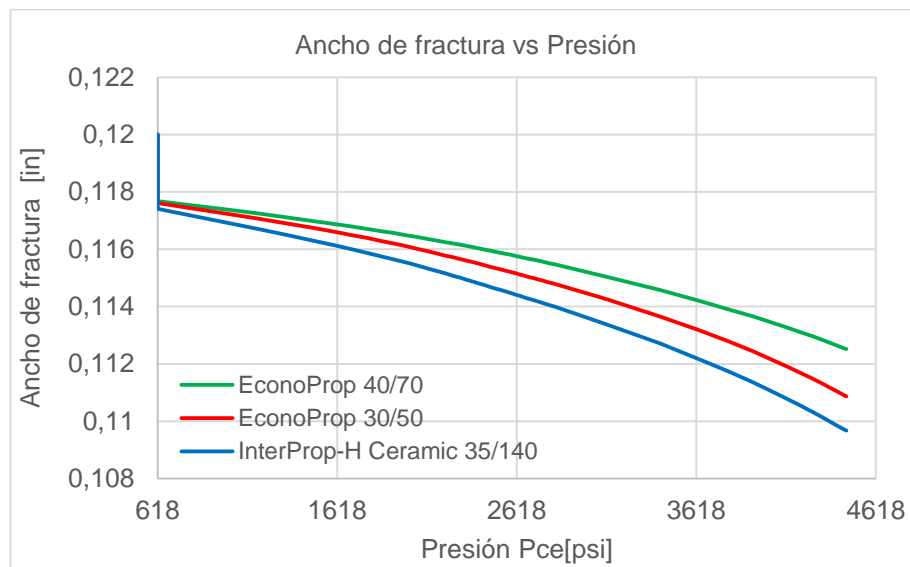
Figura 43. Ancho de fractura para los tres casos en el tiempo



Para la figura 43, una vez la simulación ha empezado, el ancho de fractura sufre un cambio inmediato, a diferencia de la relación de conductividad a través de las producciones acumuladas. Otra diferencia remarcable es la tendencia de las curvas: todas siguen sin intersecarse ni cambiar de posiciones desde el tiempo cero,

mostrando que el caudal es más inestable que el cambio de volumen poroso. De todas formas, las tres predisponen el mismo comportamiento global, siendo en orden de desempeño: 1. EconoProp 40/70, 2. EconoProp 30/50 y 3. InterProp-H Ceramic 35/140.

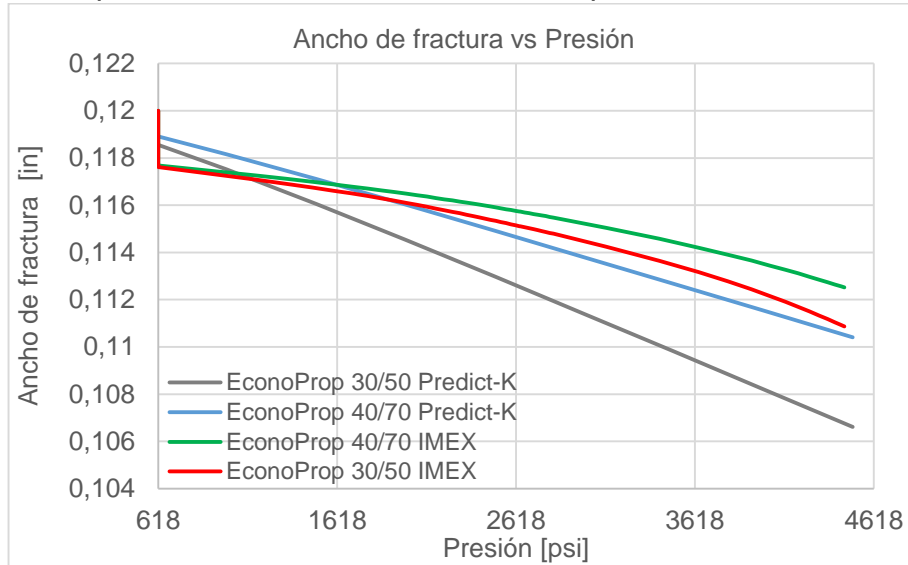
Figura 44. Ancho de fractura para los tres casos en función de la presión de cierre efectiva



La figura 44 muestra el cambio del ancho respecto a la presión de cierre efectiva, esta gráfica está en concordancia con la figura 45, siguiendo las mismas conductas. Presiones por debajo por 618 están entre $p_{ormul} \cdot W_0$ y 0.12 in.

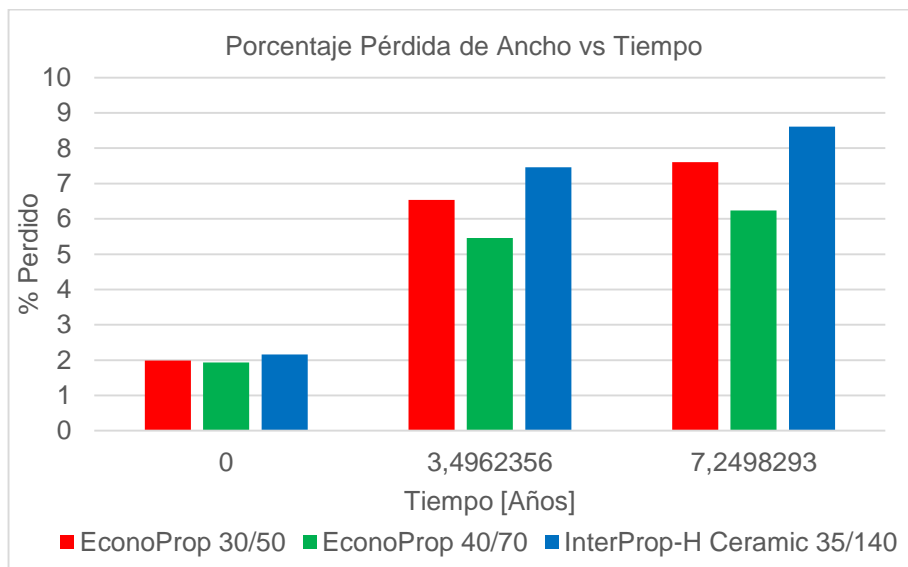
La figura 45 establece la igualdad en las cuanto al orden del desempeño de las curvas de acuerdo a su origen, para las curvas originadas de los resultados de la simulación en IMEX y para las curvas generadas por el Predict-K, el mayor ancho lo sostiene la del EconoProp 40/70. Las presiones del Predict-K son esfuerzos aplicados directamente, mientras que las de los resultados de IMEX son con presiones de cierre efectivas. Las curvas IMEX caen mucho más al inicio y se mantienen por encima al final.

Figura 45. Comparación de anchos de fractura respecto al Predict-K



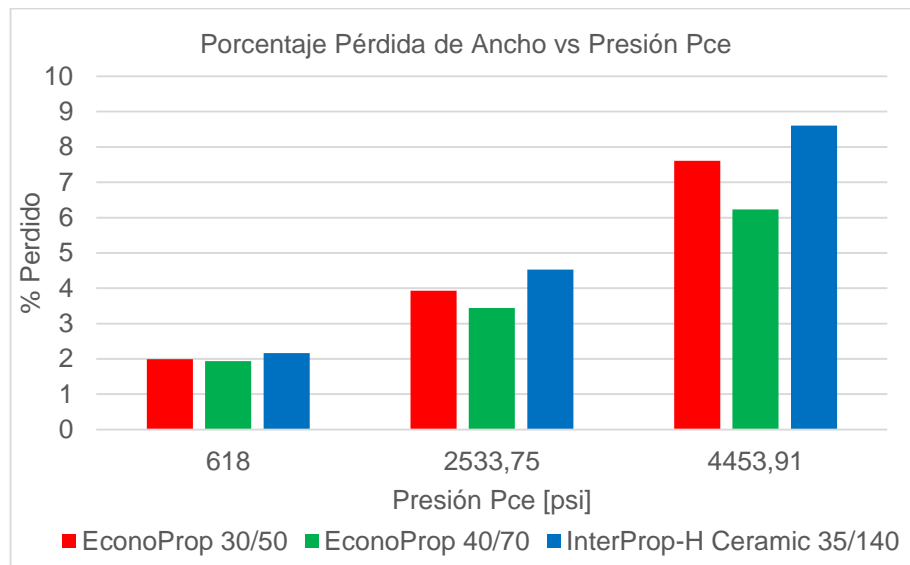
❖ **Pérdida de Ancho de Fractura.** Para la pérdida de ancho de fractura, al igual que la pérdida de conductividad se analizan tres puntos de referencia: Etapa inicial, mitad de la simulación y final; para presiones, presión inicial, presión media y presión mínima de la simulación.

Figura 46. Porcentaje de pérdida de ancho de fractura para los tres casos en el tiempo



En la figura 46, para el tiempo 0 años, el mayor porcentaje en la disminución del ancho lo alberga el propante InterProp-H Ceramic 35/140 (2.161%), mientras que el menor valor lo tiene el apuntalante malla 40/70 (1.9329%). En los 3.5 años, la tendencia no cambia: 35/140 el de mayor disminución, 7.4578%; 40/70, 5.4605%. Para los 7, 24 años, el propante 35/140 tiene una pérdida del 8.6084% en el ancho, y el 40/70 solo 6.2364%.

Figura 47. Porcentaje de pérdida de ancho de fractura para los tres casos respecto a la presión



En la figura 47 la presión de cierre efectivo inicial y la final (mayor), tienen iguales porcentajes de pérdida que el tiempo inicial y el final de la figura 46. Para la presión Pce de 2534 psi, el propante 35/140 tiene 4.5259 % en disminución y el 40/70 un valor de 3.4417%.

5.7 EFECTO DE LA DESORCIÓN SOBRE LOS CASOS DE SIMULACIÓN.

5.7.1 Contenido de gas y Curva de Langmuir. Para simular el efecto de la desorción del gas en los yacimientos de shale o de gas asociado a los mantos de

carbón se utilizan las curvas de Langmuir, aunque en los experimentos de adsorción las curvas que mejor se ajustan a la capacidad de almacenamiento sean multicapa, BET²⁶. Las curvas de Langmuir representan mejor la producción real de un shale que las curvas BET a tiempos tempranos.²⁷ Además, la adsorción en estos yacimientos suele considerarse en forma de monocapa debido a la débil energía de los poros pequeños²⁸.

Los parámetros de Langmuir para construir la gráfica de gas adsorbido fueron extraídos de SPE 167225-MS y es determinado por el VL, PL, Volumen y Presión de Langmuir respecto a la presión P.

$$G_{ad} = \frac{V_L P}{P + P_L} \quad (39)$$

El Gas Libre es determinado por la ecuación que considera la corrección por la fase sorbida del gas libre. (SPE 131772, 2010)

$$G_L = \frac{32.0368}{B_g} \left[\frac{\phi(1-S_w)}{\rho_b} - \frac{1.318 \times 10^{-6} M_s}{\rho_s} \left(\frac{V_L P}{P + P_L} \right) \right] \quad (40)$$

De acuerdo a la derivación de la ecuación, se puede agregar las propiedades de un gas real y el factor de corrección Z. Teniendo en cuenta los dos términos principales y leves variaciones que se pueden dar, en las condiciones de presión y temperatura

²⁶ YU, W; SEPEHRNOORI, K y PATZEK, T. Evaluation of gas adsorption in Marcellus shale. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Amsterdam. 27-29 October 2014. SPE 170801-MS. Pag 7

²⁷ YU, Op.cit.; Pag 12

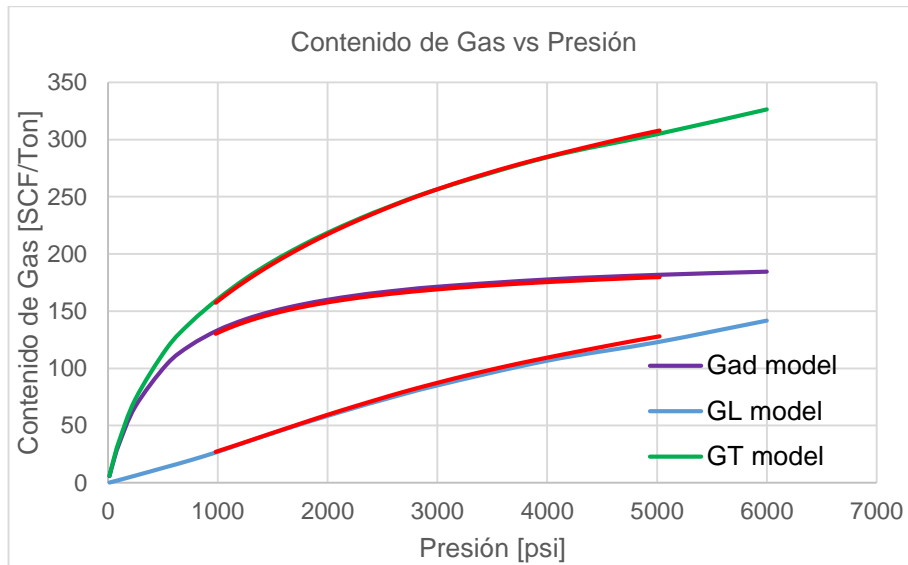
²⁸ CIVAN, F; DEVEGOWDA, D; and SIGAL, R. Theoretical fundamentals, critical issues, and adequate formulation of effective shale gas and condensate reservoir simulation. University of Oklahoma, Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering 100 East Boyd. Pag 157

confinadas para la densidad del gas adsorbido etc, se genera las curvas de contenido de gas considerando que el gas total es la suma del gas libre y adsorbido.

$$G_L = \frac{32.0368}{B_g} \left[\frac{\phi(1-S_w)}{\rho_b} - \frac{1.318 \times 10^{-6} M_s}{\rho_s Z} \left(\frac{V_L P}{P+P_L} \right) \right] \quad (41)$$

$$G_T = G_{ad} + G_L \quad (42)$$

Figura 48. Curvas de contenido de gas total, libre y adsorbido para la simulación y modelos



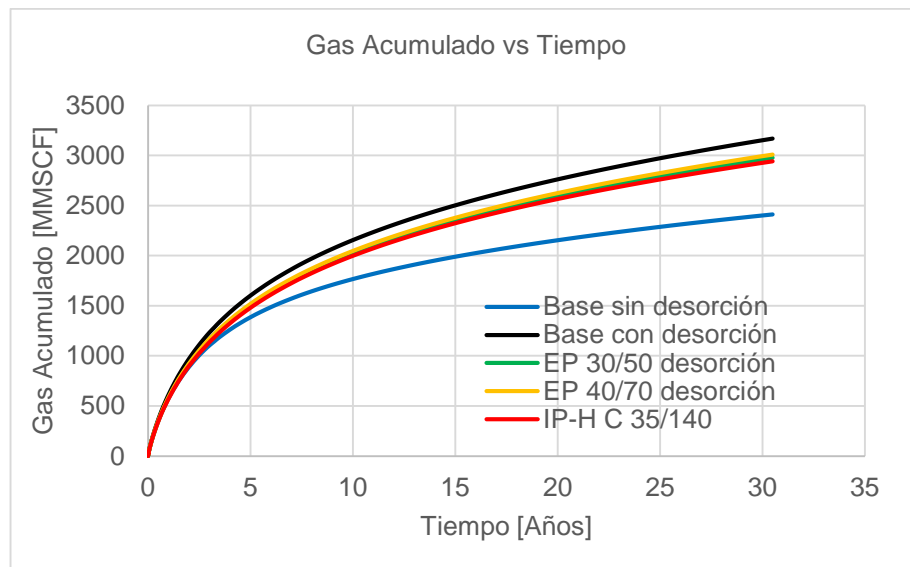
En la figura 48, las curvas de color azul son las generadas por las ecuaciones 39, 41 y 42, los valores de las propiedades son obtenidos de los datos generados por WINPROP. De arriba abajo: Gas Total, Gas Adsorbido y Gas Libre. Las curvas de color rojo son las extraídas de los resultados de la simulación del caso base para desorción, indicando un ajuste apropiado.

5.7.2 Análisis de Casos. Las curvas indicadas en la figura 48 indican una implementación adecuada de la desorción en el modelo. Para los tres casos asumiendo una porosidad constante se generan las curvas que varía respecto al

tiempo. El aporte individual de la desorción para cada caso se da de acuerdo a la ecuación 43²⁹ en donde el término $Q_{igasesor}$, se refiere al caso con la desorción de gas incluida y Q_i , al caso sin la desorción incluida.

$$\text{Incremento en el EUR} = \frac{Q_{igasesor} - Q_i}{Q_{igasesor}} \quad (43)$$

Figura 49. Curvas de gas acumulado base y para todos los casos con desorción



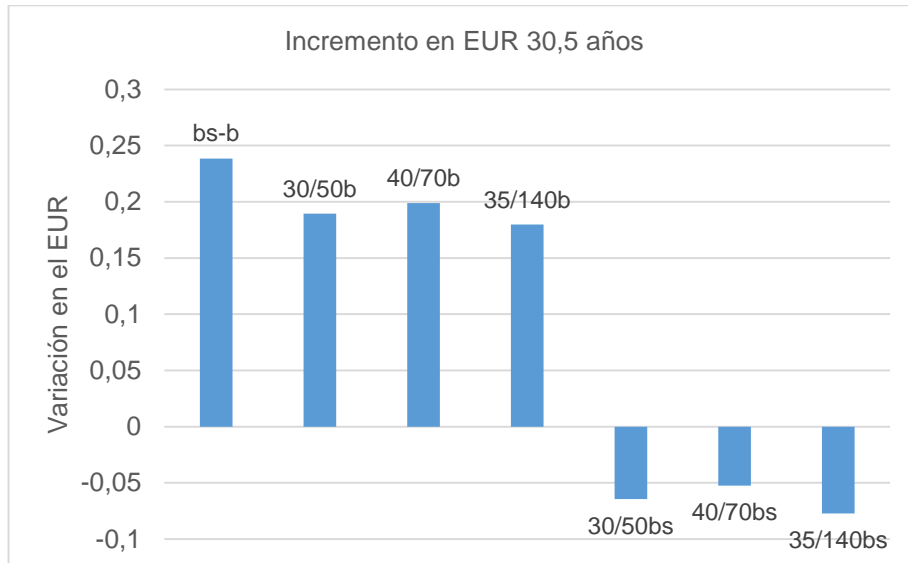
En la figura 49, se puede apreciar la diferencia marcada entre el caso base sin desorción y con desorción. Los casos en los cuales están incluidos los efectos de los propantes se encuentran por debajo del caso base desorción, y por encima del base sin desorción.

5.7.3 Variación en el EUR. En la figura 50, se implementa la ecuación 43 para evaluar el aporte de la desorción en los casos, y para evaluar el decremento

²⁹ YU.Op.cit.;Pag 10

respecto a los casos propante-base con desorción. “bs” indica desorción, y “b” sin desorción.

Figura 50. Variación en el EUR para los casos con desorción a 30.5 años



El aporte de la desorción respecto al caso base en el incremento del EUR está en 0.23857. Teniendo en cuenta el propante EconoProp 40/70 con el caso base inicial, el EUR adicional es de 0.198751. En los casos en donde los propantes con desorción son contrastados entre el caso base con desorción se genera un decremento esperado. El mayor decremento en el EUR es para el propante 35/140, 0.07726.

6. CONCLUSIONES

Las propiedades mineralógicas, geoquímicas y mecánicas de la roca tienen una influencia en el desempeño del fracturamiento hidráulico en formaciones de shale. Formaciones con módulos de Young menores a 30 Gpa son consideradas blandas y propensas a empotramiento.

Las propiedades intrínsecas del material apuntalante, la composición del fluido de fracturamiento y su interacción con el material de la roca reservorio shale, establecen una variación en la producción. La disolución de material de formación o propante causada por el fluido, puede generar precipitados o finos que disminuyen la conductividad. El tipo fluido puede disminuir el módulo de Young con el tiempo y temperatura. La degradación del material propante debida a la diagénesis provoca una pérdida de conductividad adicional. Asperezas encontradas en las caras de la fractura y su desfase generan una mayor dependencia de la apertura de la fractura a la presión.

Existen pocos trabajos enfocados a determinación de modelos que repliquen el empotramiento en fracturas hidráulicas. De los modelos y estudios presentados, pocos involucran propiedades geométricas del propante con propiedades geomecánicas del propante y formación.

La simulación de modelos shale está restringida por la data disponible, la información es limitada. La obtención de las propiedades: yacimiento, fluido, roca etc, deben ser ajustadas para las condiciones del shale play para que los resultados sean fiables o se aproximen a la realidad.

Las variaciones de permeabilidad y porosidad, a través de multiplicadores, reemplazan los efectos geomecánicos directos necesarios en un modelo de

BlackOil de IMEX para la cuantificación de: presión, producción y variación de conductividad en el modelo conceptual trabajado. Para el caso del propante EconoProp 30/50 y 40/70, las variaciones del ancho de fractura tienen tendencias similares a las mostradas por el software Predict-K.

De acuerdo a los resultados obtenidos de los propantes seleccionados para las simulaciones en este trabajo, el propante con el mejor desempeño global respecto a la pérdida de conductividad y ancho de fractura, asociado a empotramiento, es el EconoProp 40/70. Los propantes cerámicos y de bauxita, preferiblemente de bajas densidades, son una opción recomendable para yacimientos con características similares al estudiado.

Los efectos de desorción resultan en una modificación de la producción acumulada, maximizándola, mientras que los esfuerzos en sitio para formaciones suaves lo disminuyen.

7. RECOMENDACIONES

Usar un modelo de doble porosidad para cuantificar la pérdida de conductividad por empotramiento, y especificar las magnitudes del cambio de ancho de fractura, puesto es más eficiente en el manejo de recursos computacionales.

Usar un modelo que integre una simulación multicomponente: Aceite, gas, agua y condensados, puesto los shale plays no se limitan solo a gas, estos tienen una ventana de generación de hidrocarburos que abarcan desde Aceite negro hasta Gas seco.

Analizar la pérdida de conductividad teniendo en cuenta las propiedades geomecánicas del yacimiento directamente en la simulación. Puesto se obtienen resultados acordes a las condiciones reales del yacimiento.

Incluir un módulo de pérdida de conductividad por retención de fluidos en la roca y el propano durante la limpieza y retorno de fluidos en la simulación. En una estimulación mediante fracturamiento hidráulico con fracturas empotradas ocurre este fenómeno.

Incluir los efectos de la degradación geotérmica y química por la diagénesis, disolución del propano dentro de la fractura en la simulación. Los propanos están en condiciones de presión y temperatura permanente que provocan su degradación.

Incluir los efectos del confinamiento, la distribución y tamaño de poro, las variaciones de las propiedades termodinámicas y de permeabilidad relativa-saturación en los Shale Plays. La variación en estas propiedades, especialmente en yacimiento de shale gas, dificulta un pronóstico que se aproxime a la exactitud.

Analizar los efectos de la distribución de propante dentro de las fracturas y su influencia en la producción y empotramiento. El propante tiende a no distribuirse homogéneamente dentro de la red de fracturas generadas.

Analizar varios parámetros de desorción Langmuir (VL, PL) para un mismo yacimiento, como también la influencia según el tipo de curva de desorción con sus respectivos parámetros. La desorción influye en el contenido de gas y producción acumulada del yacimiento.

Integrar curvas de permeabilidad relativa para las fracturas explícitas con exponentes adecuados para un sistema fracturado, o que reflejen mejor el sistema de fracturas.

Usar presiones de cabeza medidas en la realidad para hallar presiones de fondo fluente variables realistas. Los pozos de shale gas tienen variaciones grandes en la presión de fondo fluente.

Utilizar datos confiables de yacimientos de shale obtenidos mediante las técnicas correctas para: Curvas de permeabilidad relativa, contenido de gas, propiedades petrofísicas y composición fluidos. La calidad de los resultados de simulación depende de los datos de ingreso al simulador.

Utilizar un modelo con heterogeneidades en las propiedades de yacimiento, petrofísicas, o estructurales. En este sentido usar un modelo no ortogonal que se asemeje más a un yacimiento realista. Todos los yacimientos contienen heterogeneidades en sus propiedades y estructura.

BIBLIOGRAFIA

AKRAD. The Effects of Fracturing Fluids on Shale Rock Mechanical Properties and Proppant Embedment. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver Colorado. 30 October- 2 November 2011. SPE 146658.

COMPUTER MODEL GROUP. IMEX. User's Guide IMEX Advanced Black Oil/Gas Reservoir Simulator. 2012.

CORE LABORATORIES. Program Description and User's Manual. Predict K V13.1

CUI, A; GLOVER, K and WUST; R Elastic and plastic mechanical properties of liquids-rich unconventional shales and their implications for hydraulic fracturing and proppant embedment: a case study of the Nordegg Member in Alberta, Canada. 48th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Minneapolis, MN, USA, 1-4 June. ARMA 14-7556. Pag. 9.

ELAMIN, Abdallah., FATHI, Ebrahim & AMERI, Samuel. Simulation of Multicomponent Gas Flow and Condensation in Marcellus Shale Reservoir. Unconventional Resources-USA held in the Woodland, Texas USA. 10-12 April 2013. SPE 164538.

ESPINOZA, C.E. "A New Formulation for Numerical Simulation of Compaction, Sensitivity Studies for Steam Injection". 1983. SPE 12246.

FREDD; C.N et al. Experimental study hydraulic fracture conductivity demonstrate of benefits to using proppants. 2000 SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium held in Denver, CO, 12–15 March 2000. Pag 14

GAO, Yuanping, et al. New mathematical models for calculating the proppant embedment and conductivity. International petroleum technology conference. Beijing, China 26-28 March 2013. IPTC-16410. Pag 4

KING, George. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned? SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence Italy. 19-22 september 2010. SPE 135456

MONTGOMERY, C.T. Proppant selection: the key to successful fracture stimulation. Journal of petroleum technology. Pag 216.

SILSETH, Jørgen. Effect of Relative Permeability on History a Permian Basin Oil Well. Tesis de maestria en ingenieria de petroleos. Norwegian University of Science and Technology. 2015.

YU, W; SEPEHRNOORI, K. Simulation of proppant distribution effect on well performance in shale gas reservoirs. SPE Unconventional Resources Conference-Canada held in Calgary, Alberta, Canada, 5–7 November 2013.SPE 167225.