

ACIPET

Evaluación de la conductividad de fracturas hidráulicas en función del análisis de propiedades físicas de arenas apuntalantes.

J.P. Ibáñez –Fundación Universidad de América, Halliburton

B.A. Bolaños- Fundación Universidad de América

S.A. Gómez – Acipet

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

RESUMEN

Este paper presenta resultados de los trabajos experimentales realizados con arenas locales colombianas como posibles candidatas a material apuntalante para fracturamiento hidráulico. El proyecto incluye el estudio de laboratorio de las características de tres arenas provenientes de tres regiones distintas de Colombia (Tolima, Norte de Santander y Cundiboyacense), tomando como referencia el estándar ISO-13503, para la medición de las propiedades de materiales apuntalantes, el modelo de Kozeny-Carman para la obtención de la Permeabilidad y la obtención de la Conductividad de estas mismas mediante los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio. Las pruebas realizadas incluyen: Tamaño de grano y distribución (Tolima: 0.62 mm, Norte Santander: 0.28 mm y Cundiboyacense: 0.27mm), esfericidad y redondez (Tolima: 0.6 – 0.3, Norte Santander: 0.7 – 0.5 , Cundiboyacense: 0.7 – 0.5), densidad bulk (Tolima: 1.16, Norte Santander: 1.32, Cundiboyacense: 1.32), densidad aparente (Tolima:, Norte Santander:, Cundiboyacense:) solubilidad (Tolima: 2.79, Norte Santander: 2.75, Cundiboyacense: 2.64) y pérdida por aplastamiento (Tolima: 21%, Norte Santander: 18%, Cundiboyacense: 25%). Las tres arenas fueron evaluadas y se seleccionó la arena Norte de Santander como la mejor arena nacional. Adicional a esto, el estudio incluye un ejercicio en el que se comparan posibles escenarios de producción de petróleo y gas en una roca con condiciones similares a las de la formación “La Luna” mediante la simulación numérica de las propiedades de permeabilidad y conductividad de las arenas “Norte de Santander” y la arena apuntalante Estadounidense “Ottawa”, esto con el fin de comparar escenarios de ganancia y pérdida con el uso de una arena local y económica contra un apuntalante importado y de mayor costo en una formación con alto potencial para la explotación de hidrocarburos mediante métodos no convencionales en Colombia. El artículo también incluye recomendaciones para el mejoramiento de la calidad de los apuntalantes naturales y observaciones acerca de los posibles beneficios del uso de un apuntalante producido localmente.

Palabras Clave

Apuntalante, Caracterización, Fracturamiento Hidráulico, Propiedades Físicas, Simulación Numérica, Comparación.

ABSTRACT

This paper presents results of experimental work carried out with local Colombian sands as possible candidates for proppant material for hydraulic fracturing. The project includes the laboratory study of the characteristics of three sands from three different regions of Colombia (Tolima, Norte de Santander and Cundiboyacense), taking the ISO-13503 standard as a reference, for measuring the properties of proppant materials, the Kozeny-Carman model to obtain their Permeability and Conductivity using the data obtained in the laboratory tests. The tests carried out include: grain size and distribution (Tolima: 0.62 mm, Norte Santander: 0.28 mm and Cundiboyacense: 0.27mm), sphericity and roundness (Tolima: 0.6 – 0.3, Norte Santander: 0.7 – 0.5, Cundiboyacense: 0.7 – 0.5), bulk density (Tolima: 1.16, Norte Santander: 1.32, Cundiboyacense: 1.32), apparent density (Tolima:, Norte Santander:, Cundiboyacense:), solubility (Tolima: 2.79, Norte Santander: 2.75, Cundiboyacense: 2.64) and loss due to crushing (Tolima: 21%, Norte Santander: 18%, Cundiboyacense: 25%). The three sands were evaluated and the Norte de Santander sand was selected as the best national sand from the three evaluated sands.

In addition to this, the study includes an exercise in which possible oil and gas production scenarios are compared in a rock with conditions similar to those of "La Luna" formation through numerical simulation of permeability and conductivity of the sands "Norte de Santander" and the American proppant sand "Ottawa", this in order to compare scenarios of gain and loss with the use of a local and economic sand against an imported and higher cost proppant in a formation with high potential for the exploitation of hydrocarbons through unconventional methods in Colombia. The article also includes recommendations for improving the quality of natural proppants and comments on the possible benefits of using a locally produced proppant.

Keywords

Proppant, Characterization, Hydraulic Fracturing, Physical Properties, Numerical Simulation, Comparison.

INTRODUCCIÓN

A lo largo de los años se han perfeccionado diferentes técnicas para la explotación de hidrocarburos en el subsuelo, dentro de las cuales una de las más utilizadas y efectivas para la obtención de estos es el fracturamiento hidráulico horizontal multietapa o Fracking, realizado especialmente en roca generadora o yacimientos no convencionales (YNC), esta técnica consiste en perforar la roca generadora de petróleo horizontalmente, con el fin de generar artificialmente nuevos espacios porosos que mejoren la capacidad de movimiento de los fluidos dentro de la roca mediante fracturas, aumentando así su permeabilidad y facilitando la extracción de hidrocarburos. Entre los desafíos que se tienen para realizar esta labor se encuentra el diseño del fluido de fractura, el cual resulta ser uno de los principales factores a evaluar en los estudios preliminares y cuya función radica en ser inyectado a la formación a altas presiones para generar redes de fracturas de varios metros de extensión y de muy poco grosor en formaciones de poca permeabilidad ($<0,001\text{ md aprox}$)¹. El diseño de este fluido no solo es crucial para realizar una operación segura y efectiva sino que es un aspecto económico y ambiental de suma importancia. Su función básica es aumentar la permeabilidad, en el marco de un proyecto económicamente rentable e impacto ambiental mínimo.

Para cumplir estas condiciones y entender la complejidad detrás del fluido de fractura será necesario entender las partes que lo componen y las cantidades que se manejan. El fluido de fractura para operaciones de Fracturamiento Hidráulico Horizontal Multietapa está compuesto aproximadamente de 94% agua, 5% arena y 1% de otros aditivos químicos que generalmente son (50% HCl, 25% goma guar y 25% compuesto de surfactantes, ruptores de gel, bactericidas y anticorrosivos; todos estos en muy bajas concentraciones).² Esto llevado a escala real para la perforación de un pozo horizontal de 20 fracturas representa un aproximado de 35000 m^3 de agua y 5000sks(sacos) de propano, además de otros químicos.³

El agua en este caso actúa como fluido base para rellenar el espacio necesario, generar presión y romper la roca con ayuda de los demás químicos, mientras que el propano actúa como material de sostén dentro de la fractura impidiendo su cierre ante los esfuerzos naturales que actúan en cuanto se deja de ejercer presión a la formación, preservando la integridad de la roca y aumentando así la permeabilidad para un mejor flujo de los fluidos del yacimiento gracias a la diferencia de porosidad entre la formación y la arena apuntalante.

Esta arena o material apuntalante debe cumplir con una serie de condiciones entre las cuales destacan su conductividad, tamaño de grano, resistencia y redondez. Esto sujeto a determinadas condiciones de rentabilidad, puesto que su valor representa entre un 15% a 25% del costo de un pozo horizontal en un YNC.⁴, por lo cual debe ser accesible y fácil de transportar. Cumplir estas condiciones resulta ser un objeto de estudio interesante en un país como Colombia, donde se está discutiendo la viabilidad de explotar hidrocarburos en yacimientos no convencionales y apenas se han realizado unos pocos proyectos en comparación con otras áreas de investigación referentes a la explotación de hidrocarburos.

Es por esto que este trabajo se centrará en la función que cumple el propano dentro de las labores de fracturamiento hidráulico, como agente sostén y material conductor simulando propiedades de una de las formaciones con mayor potencial para ser explotada mediante el uso de Fracking dentro del territorio nacional como son las ubicadas en el Valle Medio del Magdalena y de excelentes características

¹ L.Stinco “Caracterización Integral de Yacimientos No Convencionales”, Presentado en el Marco del Unconventional Congress, 2020. [Diapositivas de PowerPoint].

² IAPG CHANNEL. (25 de Octubre de 2017). Fractura hidráulica. Fracking. Video Informativo sobre la técnica del Shale. [Archivo de Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=TVZ0DOZ59SA>

³ L.Stinco “Caracterización Integral de Yacimientos No Convencionales”, Presentado en el Marco del Unconventional Congress, 2020. [Diapositivas de PowerPoint].

⁴ J.E.Ponce “Pozos Horizontales Multi-Fracturados En Reservorios No Convencionales”, Presentado en el Marco del Unconventional Congress, 2020. [Diapositivas de PowerPoint].

para ser estudiada. Se caracterizarán varios tipos de arena dentro del territorio nacional y se evaluarán sus propiedades mediante experimentos aprobados por la API, esperando obtener un resultado óptimo que cumpla con las condiciones establecidas para una buena selección de material propante, comparándolas con datos de materiales de excelente calidad para labores de fracturamiento hidráulico como lo son las “Northern White”, “Ottawa”, entre otras y Materiales cerámicos de alta densidad.⁵ Reuniendo estos datos y haciendo el análisis correspondiente se pretende descubrir qué arena resultará más óptima para ser utilizada en la formación la Luna ubicada El Valle Medio del Magdalena.

METODOLOGÍA

Selección de Arenas

Para la selección de arenas el estudio se basó en el mismo criterio utilizado por el servicio geológico de los Estados Unidos para la selección de arenas apuntalantes donde se busca *“una arena de sílice con un cuarzo casi puro, no consolidada y que ocurre naturalmente. Esta es resistente al aplastamiento, de alta esfericidad en sus granos y un tamaño uniforme entre medio y grueso. Además de factores adicionales que influyen en la economía de su extracción, como lo son la extensión y el grosor del área del depósito, la uniformidad de textura, accesibilidad en o cerca de la superficie, proximidad a camiones y rutas de transporte ferroviario, y proximidad a los activos no convencionales.”*⁶ Basándose en este criterio y con el fin de buscar una mayor rentabilidad económica para un posible proyecto de fracking se obtuvieron muestras de tres departamentos con altas tasas de producción de arena en el país⁷, en este caso el altiplano Cundiboyacense, el departamento del Tolima y el departamento del Norte de Santander.

Caracterización

La caracterización de las arenas apuntalantes siguió los estándares ISO-13503 Para la medición de propiedades de materiales apuntalantes con el fin de evaluar el rendimiento de las tres arenas y compararlo con resultados de otros materiales apuntalantes de alta calidad entre estas arenas apuntalantes naturales, arenas con cobertura de resina y apuntalante cerámico.

Prueba de Análisis Granulométrico por método de tamizado

Para esta prueba se tomaron las tres muestras, fueron lavadas y secadas para posteriormente realizar el proceso mencionado en el estándar ISO-13503, donde se utilizó una torre de tamices con mallas de tamaño estándar. Esta prueba se realizó para determinar la consistencia en los tamaños del apuntalante. En este caso se buscaba obtener una muestra de tamaño 30/50 donde el tamiz más grueso debía ser 30 y el tamiz más fino 50.⁸

⁵ Frac Sand en los Estados Unidos, una visión en Conjunto Sobre la Industria. Servicio Geológico de Los Estados Unidos, 2015.

⁶ Frac Sand en los Estados Unidos, una visión en Conjunto Sobre la Industria. Servicio Geológico de Los Estados Unidos, 2015.

⁷ Recursos Minerales en Colombia, Servicio Geológico Colombiano, Octubre 2019

⁸ ISO/FDIS 13503-2, Medición de las Propiedades de los Propantes utilizados en Fracturamiento Hidráulico y operaciones de empaquetamiento de grava. (2006).

Prueba de Esfericidad y Redondez

Con el fin de determinar la esfericidad y redondez de cada muestra de arena se utilizó un microscopio con un grado de aumento de hasta 40 veces la imagen real y los resultados se obtuvieron basándose en el diagrama de Krumbien-Sloss (**Fig. 1**) como lo dicta el estándar ISO-13503.⁹

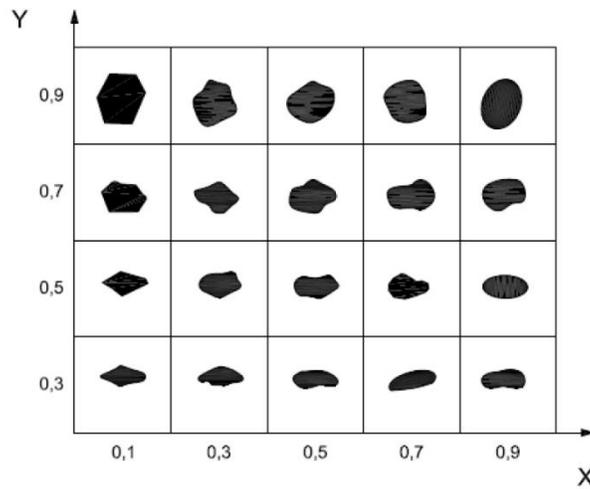


Fig. 1 (gráfico de Krumbien / Sloss)

Prueba de Densidad Bulk

La densidad bulk es una propiedad importante de los apuntalantes. La densidad bulk describe la masa de apuntalante que ocupa una unidad de volumen e incluye tanto el apuntalante como la porosidad. Esta es usada para determinar la masa de apuntalante necesaria para rellenar una fractura o un tanque de almacenamiento.¹⁰ El valor fue determinado con la **Ecuación (1)** establecida en la norma ISO 13503, donde la muestra es analizada en un vaso precipitado. Se calcula la densidad bulk y es expresada en gramos por centímetro cúbico.

$$\rho_{bulk} = \frac{m_p}{V_{cyl}} \quad (1)$$

(**M_p**) Es la masa neta expresada en gramos igual a $m_{f+p} - m_f$.

(**V_{cyl}**) Es el volumen del cilindro, expresado en centímetros cúbicos.

⁹ ISO/FDIS 13503-2, Medición de las Propiedades de los Propantes utilizados en Fracturamiento Hidráulico y operaciones de empaquetamiento de grava. (2006).

¹⁰ ISO/FDIS 13503-2, Medición de las Propiedades de los Propantes utilizados en Fracturamiento Hidráulico y operaciones de empaquetamiento de grava. (2006).

Prueba de Densidad Aparente

La densidad aparente es medida con un fluido de baja viscosidad que moje las partículas en su superficie e incluye el espacio de poro inaccesible para el fluido.¹¹

Esta prueba se realizó utilizando tres picnómetros de 25ml donde se tomaron muestras de 10 gr de cada arena y posteriormente se rellenó el espacio vacío con queroseno, se procedió a calcular la densidad del queroseno mediante la **Ecuación (2)** y posteriormente se obtuvo la densidad aparente mediante la **Ecuación (3)**.

$$\rho l = \frac{m_{f+l} - m_f}{V_{pyc}} \quad (2)$$

(mf+l) Es la masa, expresada en gramos del matraz lleno con el líquido de prueba a temperatura ambiente.

(mf) Es la masa, expresada en gramos del matraz vacío y seco.

(Vpyc) Es el volumen, expresado en centímetros cúbicos del picnómetro.

$$S = \frac{m_p \rho l}{m_{f+l} + m_p + m_{f+l+p}} \quad (3)$$

(Mp) es la masa, expresada en gramos, de apuntalante.

(mf+l) es la masa, expresada en gramos, del frasco con líquido a temperatura ambiente.

(mf+l+p) es la masa, expresada en gramos, del frasco, el líquido y el apuntalante a temperatura ambiente.

(ρl) es la densidad del líquido de pruebas, expresada en gramos por centímetro cúbico.

¹¹ ISO/FDIS 13503-2, Medición de las Propiedades de los Propantes utilizados en Fracturamiento Hidráulico y operaciones de empaquetamiento de grava. (2006).

Prueba de Solubilidad en Ácido

Esta prueba mide la capacidad del material apuntalante para disolverse en un solvente. Según la norma ISO 13503, Las pruebas de solubilidad de HCl:HF (12wt% HCl and 3 wt% HF) determina la solubilidad de las arenas, lo cual proporciona información sobre su funcionalidad con otros agentes químicos utilizados durante el fracturamiento hidráulico.¹²

La prueba consiste en verter el material apuntalante en el precipitado HCl:HF (12wt% HCl and 3 wt% HF) y se le realiza un baño en agua a 66°C durante 30 min, posterior se retira con ayuda de una máquina de secado y el material en el papel tamiz y se ingresa en el horno para poder tener un peso de la muestra (mfs) después de 1 hora. El valor de solubilidad se calcula de acuerdo a la **Ecuación (4)**.

$$S = \frac{(m_s + m_f - m_{fs})}{m_s} * 100 \quad (4)$$

(ms) es la masa de la muestra, expresada en gramos.

(mf) es la masa del filtro, expresada en gramos.

(mfs) es la masa seca del filtro con contenido de propano, expresada en gramos.

Prueba de Aplastamiento para Materiales Apuntalantes

Esta prueba consiste en determinar y comparar la resistencia al aplastamiento de los apuntalantes. Las pruebas se llevan a cabo en muestras que han sido tamizadas para que todas las partículas analizadas dentro del rango de tamaño especificado. Se mide la cantidad de material de apuntalante triturado en cada nivel de esfuerzo. La evaluación de los resultados de la prueba debe proporcionar indicaciones del nivel de tensión donde el aplastamiento del apuntalante es excesivo y la tensión máxima a la que debería estar sometido el material de apuntalante.¹³

Para la prueba se tomaron tres muestras de arena de 120g anteriormente tamizadas en una malla 30/50 y posteriormente llevadas a la prensa hidráulica a una presión recomendada de 5000 psi con el fin de determinar cuánto material se perdería una vez se cerrará una fractura real, la muestra posterior al aplastamiento es tamizada nuevamente únicamente con las mallas superior (30) e inferior (50). El porcentaje de pérdida se calculó de acuerdo con la **Ecuación 5**.

$$m'pan = \frac{mpan}{ms} * 100 \quad (5)$$

(Mpan) Es la masa de finos generada en la prueba, expresada en gramos.

(Ms) Es la masa de apuntalante utilizado como muestra, expresado en gramos.

¹² ISO/FDIS 13503-2, Medición de las Propiedades de los Propantes utilizados en Fracturamiento Hidráulico y operaciones de empaquetamiento de grava. (2006).

¹³ ISO/FDIS 13503-2, Medición de las Propiedades de los Propantes utilizados en Fracturamiento Hidráulico y operaciones de empaquetamiento de grava. (2006).

Prueba de Aplastamiento Detallada

Esta prueba se realizó como prueba complementaria a la prueba de aplastamiento inicial, siguiendo los mismos principios de la prueba de aplastamiento inicial pero utilizando las mallas de mesh 50, 60, 70, 100, 200 y fondo. Con el fin de conocer la distribución de los granos de la arena Norte de Santander posterior al aplastamiento.

El propósito de este experimento fue comprobar la resistencia al aplastamiento de la arena Norte de Santander a diferentes presiones, donde se esperaba que la arena produjera una cifra inferior al 10% de finos en la malla 200 a 5000 psi cómo lo dictan los estándares para material apuntalante¹⁴. Y someterla a la máxima presión recomendada para arenas apuntalantes naturales con el fin de conocer el valor K para esta arena y el cual indica la presión bajo la cual la arena produce un porcentaje mayor o igual al 10% de finos.

Obtención de La Porosidad y Permeabilidad por el método de Kozeny-Carman

Para el cálculo de la Permeabilidad se utilizó el método de Kozeny-Carman, mediante el cual se determinó un valor acertado de permeabilidad utilizando los datos de tamaño de partícula y suponiendo una porosidad con base el empaquetamiento observado en la prueba de esfericidad y redondez. El cálculo de la porosidad se realizó utilizando el diagrama presentado en la (Fig. 2.) para la obtención del valor de porosidad y la **Ecuaación 6** para la obtención de la permeabilidad.^{15 16}

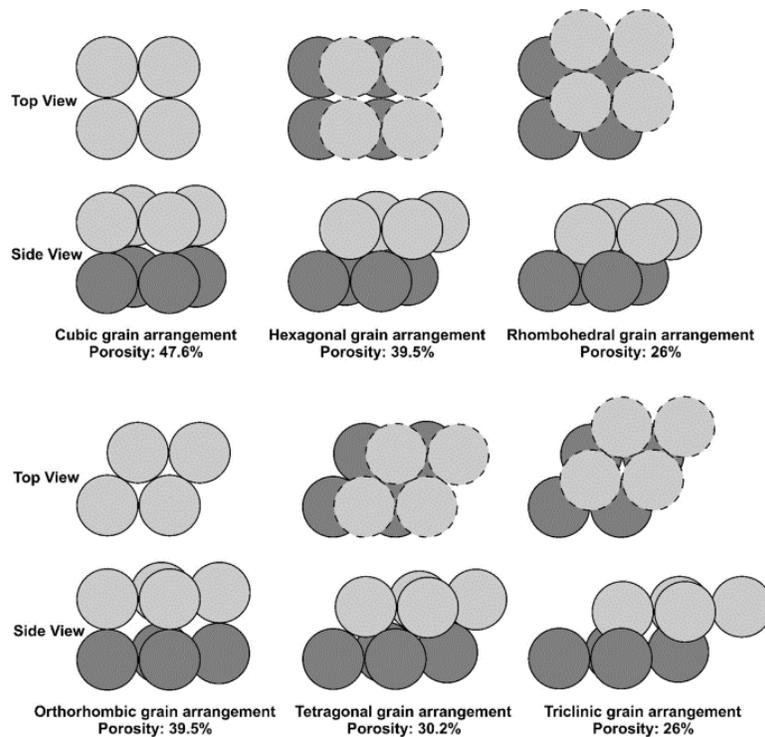


Fig. 2. Determinación de la Porosidad por Tipo de Empaquetamiento.

¹⁴ USGS (Servicio Geológico de los Estados Unidos), Idoneidad del Sedimento del Delta de los ríos Missouri y Niobrara, Nebraska y Dakota del Sur (2015).

¹⁵ Bandara, K.M.A.S., Ranjith, P.G. & Rathnaweera, T.D. Proppant Crushing Mechanisms Under Reservoir Conditions: Insights into Long-Term Integrity of Unconventional Energy Production. Nat Resour Res 28, 1139–1161 (2019). <https://doi.org/10.1007/s11053-018-9441-0>

¹⁶ Naomi A. Ogolo; Olorunmbe G. Akinboro; Joseph E. Inam; Felix E. Akpokere; Mike O. Onyekonwu, SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, August 2015.

$$k = \frac{dm^2}{180} * \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad (6)$$

dm es el diámetro medio de los granos de arena en (um).

Φ es la porosidad según el tipo de empaquetamiento.

K es la permeabilidad en (sq.µm) - 1 micron² = 1.01324 Darcies.

Obtención de la Conductividad y Conductividad de Fractura

Los valores de Conductividad y Conductividad de la Fractura fueron obtenidos de la **Ecuación 7** y **Ecuación 8** respectivamente. Donde se determinó la capacidad de un fluido para fluir en un medio poroso, en este caso los apuntalantes a evaluar.¹⁷.

$$C = K * Wf \quad (7)$$

(C) es la Conductividad en D-cm o mD-ft.

(K) es la permeabilidad del apuntalante.

(Wf) es el grosor de la muestra en cm o ft.

$$FCD = \frac{Kfw}{k * Xf} \quad (8)$$

(Kfw) es la conductividad del apuntalante en mD-ft Conductividad.

(K) es la permeabilidad del apuntalante en Darcies.

(Wf) es el grosor de la muestra de apuntalante en ft.

¹⁷ “¿Pueden los resultados de nuevos métodos de medición de la conductividad del propano ser utilizados para un mejor modelamiento de fracturas hidráulicas en la simulación de yacimientos?”, Montana Tech Library 2021.

Simulación de las arenas Ottawa y Norte de Santander

Para tener una comparativa entre un apuntalante de alta calidad y la arena regional seleccionada (Norte de Santander) se realizaron dos simulaciones para las arenas Norte de Santander y Ottawa, se utilizaron los softwares “Builder”, “Imex” y “C-Most” de CMG.

Con el software Builder se construyó el modelo inicial de 30 fracturas planares utilizando propiedades predeterminadas de un yacimiento no convencional junto con propiedades propias de la formación “La Luna” y para la creación de fracturas se utilizaron datos de longitud y espesor predeterminados combinándolos con data real de permeabilidad de las dos arenas apuntalantes, para la simulación de las tasas de producción y el comportamiento de las fracturas a lo largo del tiempo se utilizó el software Imex y para el análisis de costos se utilizó el software C-Most en el cual se introdujeron datos de costos de ambos apuntalantes y los precios de los Hidrocarburos. Ver Tabla de datos utilizados para la construcción del caso base. **Tabla 1.**

| DATOS DE SIMULACIÓN | |
|--|---------------|
| K-(D/Md) Norte de Santander @ 2000 psi | 13415 |
| K -(D/Md) Ottawa @ 2000 psi | 30480 |
| Porosidad Formación La Luna | 7% |
| Espesor de la Formación La Luna | 800 ft |
| Profundidad Formación La Luna | 6800 ft |
| Presión Formación La Luna | 3400 psi |
| Longitud Horizontal del pozo | 6000 ft |
| Etapas | 30 |
| Layers Up | 2 |
| Layers Down | 2 |
| Longitud Media de la fractura | 150ft |
| Espesor de la fractura | 0.001 ft |
| Permeabilidad del reservorio | 0.001 mD |
| Espaciamiento de Fractura | 200 ft |
| Valor Petróleo USD/bbl | 70 USD/ft3 |
| Valor Gas | 0.003 USD/ft3 |
| Costo arena Ottawa USD/ft3 | 300 USD/ft3 |
| Costo arena Norte de Santander | 60 USD/ft3 |

Tabla 1. Frecuencia de ocurrencia promedio – Arena Tolima.

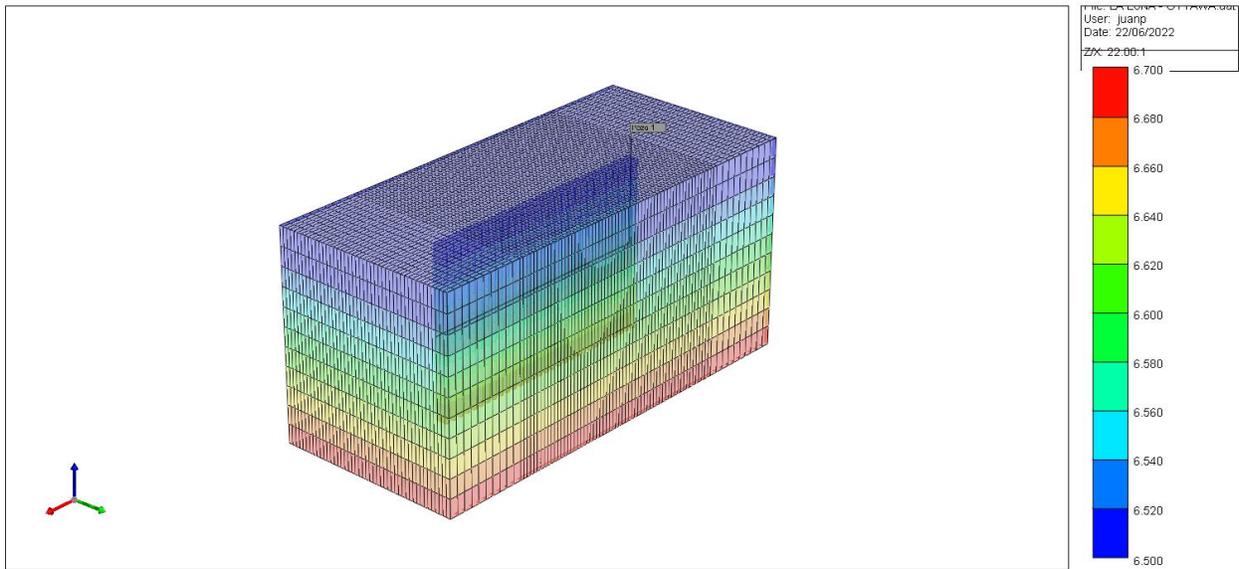


Fig.3. Modelo de 30 fracturas Planares bajo las condiciones de la formación “La Luna”

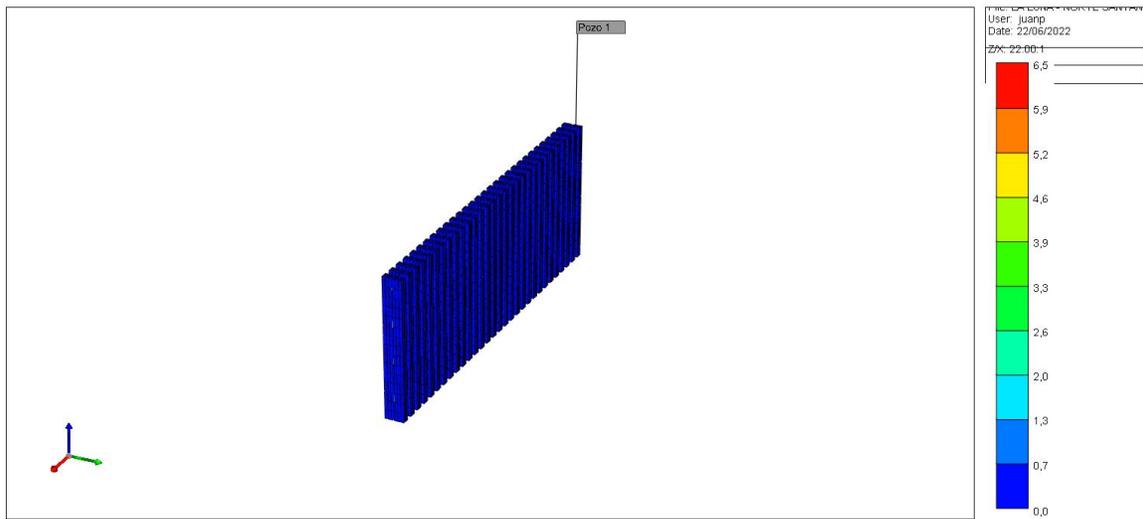


Fig.4. Modelo de 30 fracturas Planares bajo las condiciones de la formación “La Luna”

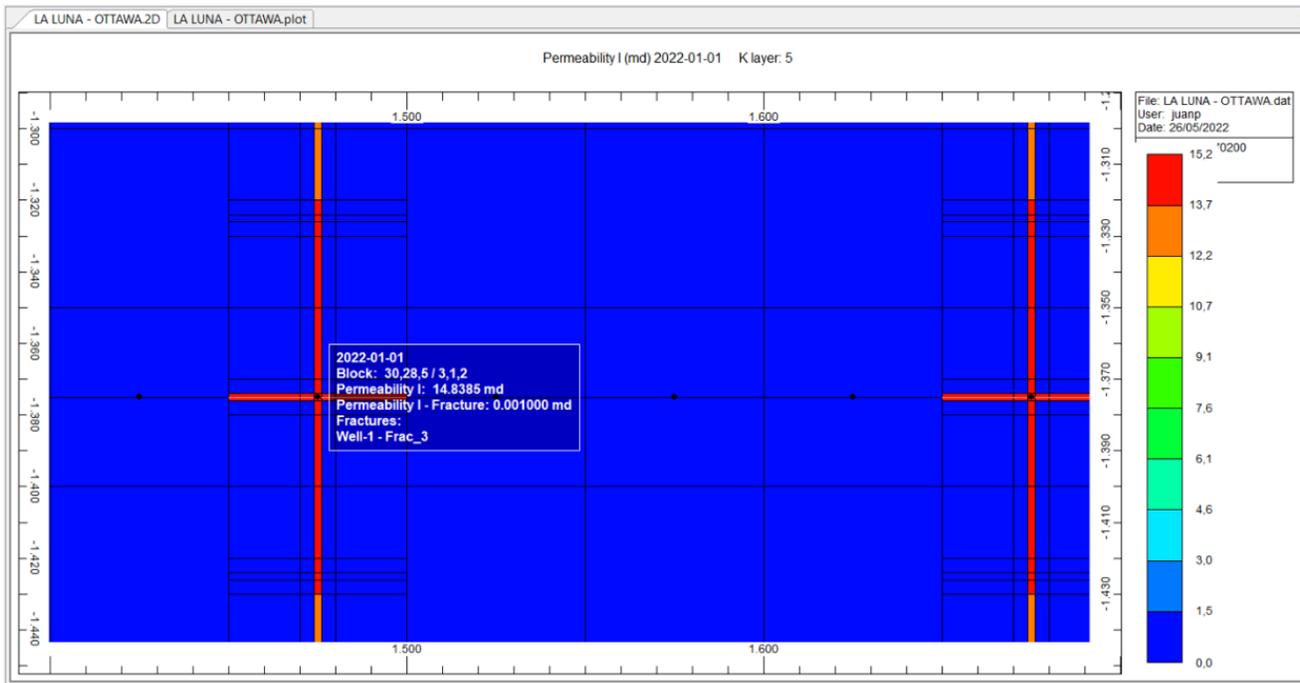


Fig. 5. Permeabilidad de la Fractura – “Ottawa”

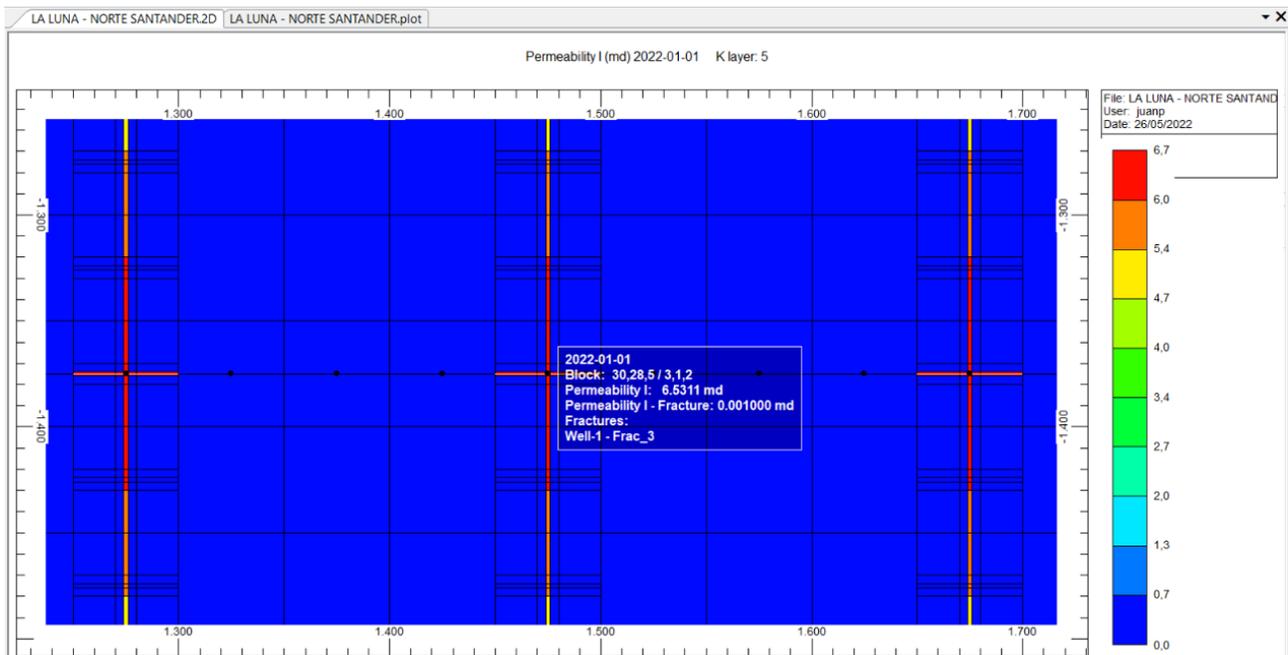


Fig. 6. Permeabilidad de la Fractura – “Norte de Santander”.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

| | Estándar API para arena de frac | Arena Tolima | Arena Norte de Santander | Arena Cundiboyacense | Arena Northern White | Arena Ottawa |
|------------------------------|---------------------------------|--------------|--------------------------|----------------------|----------------------|--------------|
| Tamaño de Grano (mm) | 0.1 a >2 | 0.62 | 0.28 | 0.26 | 0.42 | - |
| Esfericidad | ≥0.6 | 0.60 | 0.70 | 0.70 | 0.70 | 0.70 |
| Redondez | ≥0.6 | 0.30 | 0.50 | 0.50 | 0.70 | 0.70 |
| Densidad Bulk | - | 1.16 | 1.32 | 1.32 | 1.53 | 1.46 |
| Densidad Aparente | - | 2.79 | 2.75 | 2.64 | - | 2.65 |
| Solubilidad | ≤2% | 1.38 | 1.12 | 1.81 | ≤2% | ≤2% |
| Máximo Nivel de Estrés (psi) | 2000-5000 | - | 8000.00 | - | 10000.00 | 8000.00 |
| Porosidad | - | 26% | 30% | 30% | 40% | 40% |
| Permeabilidad (mD) | - | 41380 | 13415 | 12321 | - | 30480 |

Tabla. 2. Estándar para apuntalantes y propiedades de las arenas apuntalantes Tolima, Norte de Santander, Cundiboyacense, Northern White y Ottawa.

Prueba de Análisis Granulométrico por método de tamizado

El tamaño de las partículas del apuntalante tiene gran importancia en una fractura hidráulica, esto debido a que entre mayor tamaño tenga mayor será la permeabilidad, sin embargo a medida que aumenta la presión de cierre la permeabilidad de estas partículas grandes disminuye, comúnmente se estandariza el tamaño de grano en mallas específicas, siendo 20/40, 30/50 o 40/70 las más comunes, en este caso se ordenó a los proveedores arenas de tamaño 30/50, sin embargo los resultados reflejaron que los tamaños eran más variados de lo esperado.

Los resultados en este caso para la distribución de las tres arenas evidenciaron que el mayor número de partículas para arena Tolima se encuentran en la malla 20 siendo este tamaño de partícula el 51.62% de la muestra. **Tabla 3 (Fig. 7.)**, para la arena Norte de Santander la mayor acumulación de partículas se dio en la malla 40 siendo esta el 24.20% de la muestra. **Tabla 4 (Fig. 7.)** y por último para la arena Cundiboyacense el mayor número de partículas se ubicó en la malla 40, siendo esta el 41.11% de la muestra. **Tabla 5 (Fig. 7.)**. En cuanto al tamaño de partícula la arena Tolima tuvo el mayor tamaño promedio siendo este de 0.63mm, la arena Norte de Santander tuvo un tamaño promedio de 0.28mm y la arena Cundiboyacense un tamaño promedio de 0.28mm

| Mesh | Intervalo de Tamaño de partícula (um) | | Tamaño Medio (um) | Frecuencia de Ocurrencia (%) | n*d |
|-----------|---------------------------------------|--------|-------------------|------------------------------|----------|
| 16-20 | 1190.00 | 841.00 | 1015.50 | 7.82 | 7945.72 |
| 20-30 | 841.00 | 595.00 | 718.00 | 51.62 | 37065.37 |
| 30-40 | 595.00 | 400.00 | 497.50 | 26.13 | 12999.09 |
| 40-50 | 400.00 | 297.00 | 348.50 | 6.83 | 2381.65 |
| 50-60 | 297.00 | 250.00 | 273.50 | 5.27 | 1441.21 |
| 60-70 | 250.00 | 210.00 | 230.00 | 1.68 | 387.12 |
| 70-100 | 210.00 | 149.00 | 179.50 | 0.10 | 17.26 |
| 100-140 | 149.00 | 105.00 | 127.00 | 0.00 | 0.00 |
| 140-200 | 105.00 | 74.00 | 89.50 | 0.00 | 0.00 |
| 200-fondo | 74.00 | 37.00 | 55.50 | 0.00 | 0.00 |
| | | | | 99.46 | 62237.42 |
| | | | | dav (µm) | 625.76 |
| | | | | dav (mm) | 0.63 |

Tabla 3. Frecuencia de ocurrencia promedio – Arena Tolima.

| Mesh | Intervalo de Tamaño de partícula (um) | | Tamaño Medio (um) | Frecuencia de Ocurrencia (%) | n*d |
|-----------|---------------------------------------|--------|-------------------|------------------------------|----------|
| 16-20 | 1190.00 | 841.00 | 1015.50 | 0.01 | 12.97 |
| 20-30 | 841.00 | 595.00 | 718.00 | 0.03 | 20.73 |
| 30-40 | 595.00 | 400.00 | 497.50 | 17.47 | 8689.85 |
| 40-50 | 400.00 | 297.00 | 348.50 | 24.20 | 8434.65 |
| 50-60 | 297.00 | 250.00 | 273.50 | 14.57 | 3985.79 |
| 60-70 | 250.00 | 210.00 | 230.00 | 12.43 | 2859.41 |
| 70-100 | 210.00 | 149.00 | 179.50 | 0.20 | 35.37 |
| 100-140 | 149.00 | 105.00 | 127.00 | 19.26 | 2446.31 |
| 140-200 | 105.00 | 74.00 | 89.50 | 7.94 | 710.46 |
| 200-fondo | 74.00 | 37.00 | 55.50 | 0.00 | 0.00 |
| | | | | 96.11 | 27195.52 |
| | | | | dav (µm) | 282.95 |
| | | | | dav (mm) | 0.28 |

Tabla 4. Frecuencia de ocurrencia promedio – Arena Norte de Santander.

| Mesh | Intervalo de Tamaño de partícula (um) | | Tamaño Medio (um) | Frecuencia de Ocurrencia (%) | n*d |
|-----------|---------------------------------------|--------|-------------------|------------------------------|----------|
| 16-20 | 1190.00 | 841.00 | 1015.50 | 0.00 | 0.00 |
| 20-30 | 841.00 | 595.00 | 718.00 | 0.68 | 489.47 |
| 30-40 | 595.00 | 400.00 | 497.50 | 4.69 | 2335.37 |
| 40-50 | 400.00 | 297.00 | 348.50 | 41.11 | 14327.46 |
| 50-60 | 297.00 | 250.00 | 273.50 | 12.92 | 3532.68 |
| 60-70 | 250.00 | 210.00 | 230.00 | 19.09 | 4389.65 |
| 70-100 | 210.00 | 149.00 | 179.50 | 0.56 | 100.58 |
| 100-140 | 149.00 | 105.00 | 127.00 | 19.37 | 2460.61 |
| 140-200 | 105.00 | 74.00 | 89.50 | 0.00 | 0.00 |
| 200-fondo | 74.00 | 37.00 | 55.50 | 0.00 | 0.00 |
| | | | | 98.42 | 27635.81 |
| | | | | dav (µm) | 280.78 |
| | | | | dav (mm) | 0.28 |

Tabla 5. Tamaño promedio de las arenas – Arena Cundiboyacense.

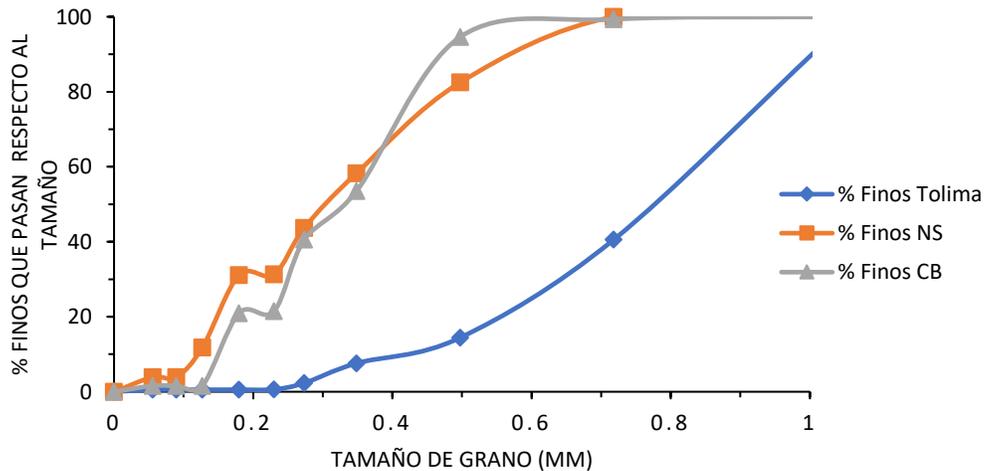


Fig. 7. Porcentaje de retención de finos por tamaños de partículas. Arenas Naciones usadas en las pruebas

De las muestras nacionales evaluadas se evidencia que sus tamaños se encuentran en un rango apropiado para obtener cantidades de arena en la malla que se requiera para una operación de fracking, es decir mediante una mejor selección por parte de los proveedores podría obtenerse una muestra bien catalogada dentro del rango deseado para la operación que se pretenda realizar. De esta prueba se tomaron muestras de arena específicamente en el rango de 30/50 para realizar las demás pruebas y así caracterizar los demás parámetros de las arenas en un solo tamaño de malla.

Prueba de Esfericidad y Redondez

La forma del apuntalante afecta sustancialmente su resistencia y su conductividad. Entre mayor sea su esfericidad y redondez, mayor será su resistencia al aplastamiento debido a la forma en que se distribuye el esfuerzo.

De acuerdo con las imágenes obtenidas en el microscopio para cada arena y comparándolas con el gráfico de Krumbien-Sloss (**Fig.1**) los resultados para cada arena fueron los siguientes. La arena Tolima tuvo un valor de esfericidad de 0.6 y redondez de 0.3 (**Fig.8**), La arena Norte de Santander tuvo un valor de esfericidad de 0.7 y redondez de 0.5 (**Fig.9**) y la arena Cundiboyacense obtuvo un valor de esfericidad de 0.7 y redondez de 0.5 (**Fig.10**)

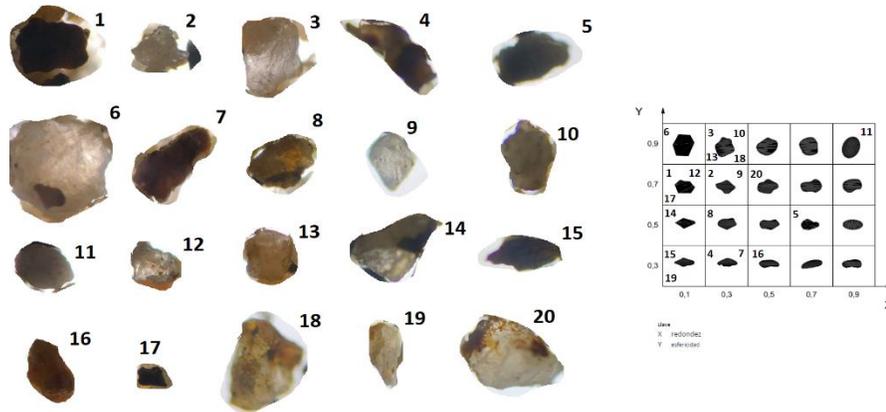


Fig. 8. Análisis de Esfericidad y Redondez – arena Tolima

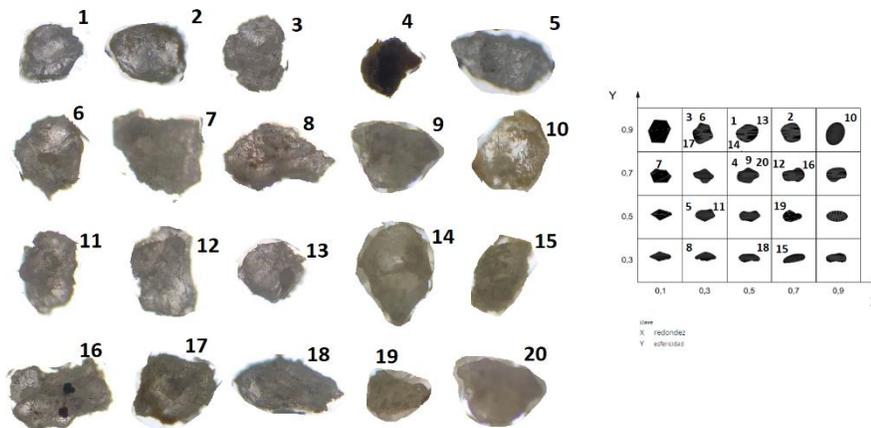


Fig. 9. Análisis de Esfericidad y Redondez – arena Norte de Santander

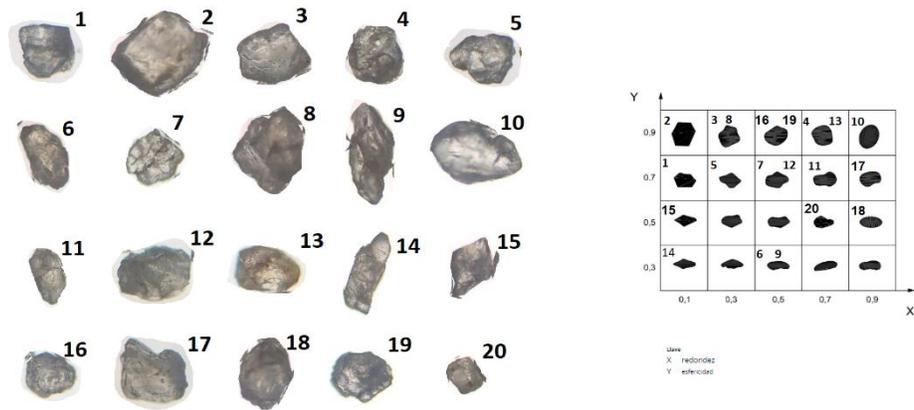


Fig. 10. Análisis de Esfericidad y Redondez – arena Cundiboyacense

De acuerdo al estándar API, la esfericidad y redondez de un apuntalante debe tener un valor igual o mayor a 0.6. Sin embargo este valor podría incrementarse con una cobertura de resina en la arena, la cual podría aumentar su valor hasta un rango apropiado.

Prueba de Densidad Bulk

La densidad Bulk del apuntalante resulta importante para estimar el volumen de fractura y el transporte de este dentro de la fractura. Típicamente los apuntalantes con mayor resistencia tienen un mayor valor de solubilidad Bulk, sin embargo esto hace que su transporte resulte más complicado dentro de la fractura y se necesite un líquido más viscoso durante la inyección. Para esta prueba los resultados muestran un resultado donde la arena más densa resultó ser la arena “Tolima” mientras que las arenas “Norte Santander” y “Cundiboyacense” tuvieron resultados menores pero igualmente apropiados.

Según los datos encontrados acerca de la solubilidad podemos determinar qué tan buenas son las arenas nacionales, en este caso la de norte de Santander y la Cundiboyacense, presentan una densidad buena en comparación a otras arenas regionales, mientras que la densidad de las arenas del Tolima se podrían considerar como regulares ya que están alejadas del rango esperado.

| | |
|---|------|
| ρ_{bulk} (g/cc) - Tolima | 1.16 |
| ρ_{bulk} (g/cc) - Norte Santander | 1.32 |
| ρ_{bulk} (g/cc) - Cundiboyacense | 1.32 |
| ρ_{bulk} (g/cc) - Baram | 1.32 |
| ρ_{bulk} (g/cc) - Tanjung | 1.30 |
| ρ_{bulk} (g/cc) - Brady | 1.50 |
| ρ_{bulk} (g/cc) - Ottawa | 1.53 |

Tabla 6. Comparativo de Densidad Bulk

Prueba de Densidad Aparente

La prueba de densidad aparente o gravedad específica resulta importante para conocer la densidad que tendría el material apuntalante si no existiese porosidad intragranular. Como se evidencia en la (Tabla 2) la arena más densa resulta ser la arena Tolima y la menos densa la arena Cundiboyacense.

Prueba de Solubilidad

En la prueba de solubilidad se evidencia que las tres arenas cumplen el estándar ISO al ser menores a 2 (Tabla 2). En la prueba de solubilidad en ácido. Sin embargo, la arena Norte de Santander tuvo el valor de pérdida más bajo en esta prueba lo cual resulta mejor ante la presencia de ácido en el fluido de fractura.

Prueba de Resistencia al Aplastamiento

Teniendo en cuenta el uso que se le da a estos propantes y arenas a altas presiones, resulta determinar el porcentaje de pérdida de material tras el aplastamiento, siendo la arena Norte de Santander la que tuvo menos pérdidas entre las arenas nacionales como se puede ver en la Figura 11.

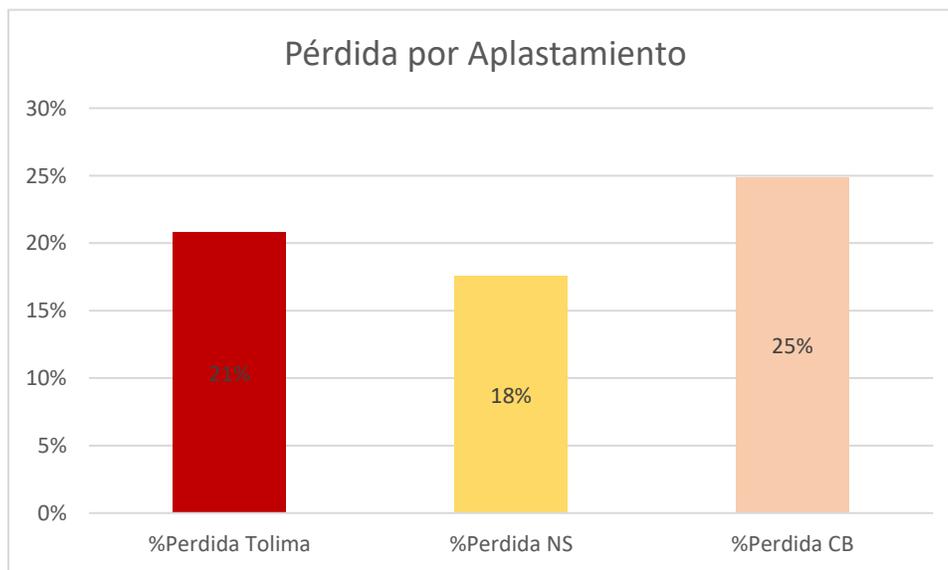


Figura 11. Porcentaje de pérdida de arena por aplastamiento.

Análisis de Porosidad y Permeabilidad

Los resultados de Porosidad se obtuvieron de acuerdo con la tabla de empaquetamiento de acuerdo a la forma de grano presentada en la (Fig. 2.), y comparándola con las imágenes obtenidas en la prueba de esfericidad y redondez. (Fig. 12.), (Fig. 13.), (Fig. 14.)

Como se muestra en la **Tabla 8**, las arenas Cundiboyacense y Norte de Santander tuvieron un mayor porcentaje de porosidad en comparación con la arena Tolima la cual tuvo un resultado inferior por su geometría heterogénea.



Fig. 12. Arreglo de Empaquetamiento – Tolima

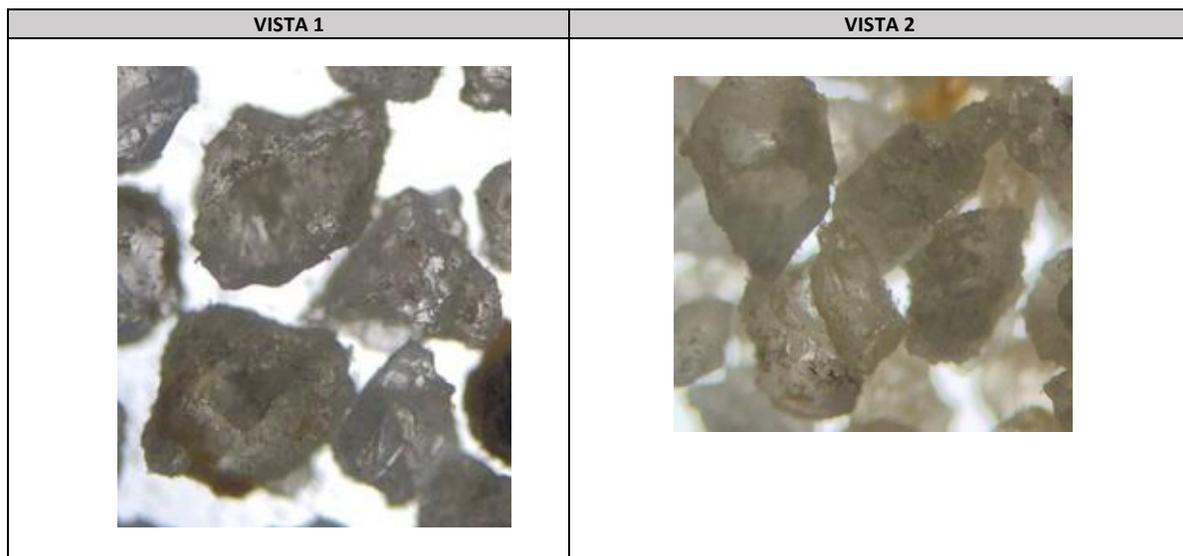


Fig. 13. Arreglo de Empaquetamiento – Norte de Santander

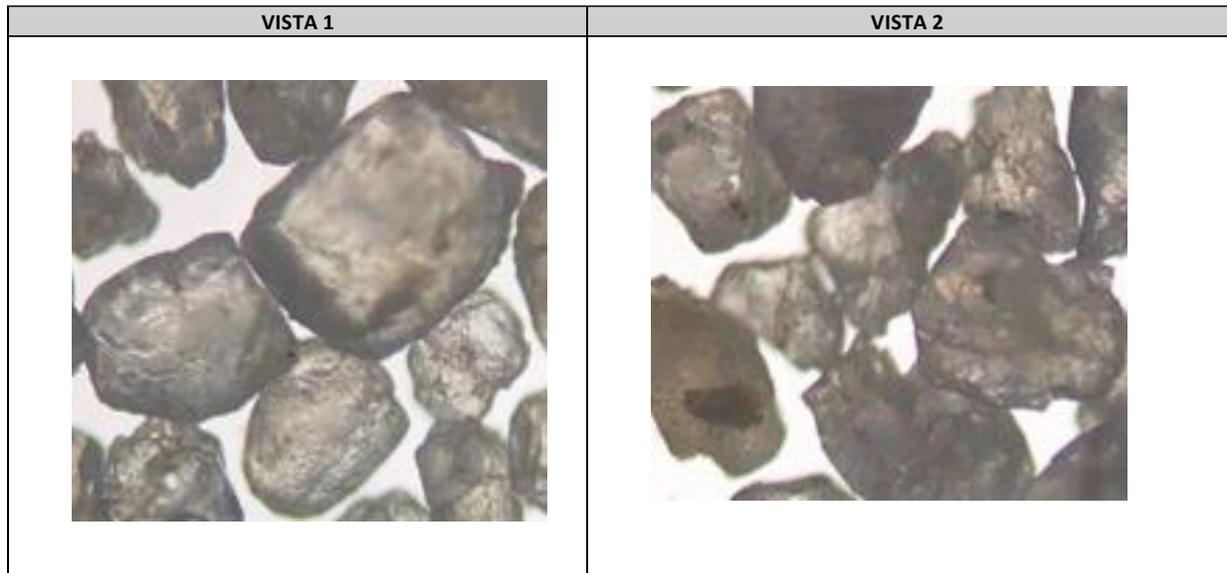


Fig. 14. Arreglo de Empaquetamiento – Cundiboyacense

| | | |
|---------------------------------|------|--------------|
| ϕ Arena Tolima | 0.26 | Rombohedrico |
| ϕ Arena Norte de Santander | 0.30 | Tetragonal |
| ϕ Arena Cundiboyacense | 0.30 | Tetragonal |

Tabla. 8. Porosidad del apuntalante de acuerdo con el tipo de empaquetamiento

La permeabilidad resulta ser una parte fundamental en el fracturamiento hidráulico ya que el propósito del apuntalante radica en aumentar la permeabilidad en rocas poco permeables, por lo cual una mayor permeabilidad resulta en un mejor flujo de fluidos hacia la superficie.

En esta sección se comparan los valores de permeabilidad de las arenas Nacionales con datos de permeabilidad de otros materiales de alta calidad, como arena con resina, cerámica, la arena Ottawa y otra arena regional de menor calidad. Dando como resultado una comparación que pone en evidencia la superioridad de los apuntalantes de alta tecnología, sin embargo frente a otras arenas regionales y la arena Ottawa las arenas nacionales no difieren mucho. Ver **Tabla 9**.

| Apuntalante | Permeabilidad (D) |
|----------------------------------|-------------------|
| Tolima @2000psi | 41.38 |
| Norte Santander @2000psi | 13.42 |
| Cundiboyacense @2000psi | 12.32 |
| Atlas PRC Premium 20/40 @3371psi | 232.89 |
| Carbo Prop 20/40 @3371psi | 377.26 |
| Magna Prop 20/40 @3371psi | 254.21 |
| Ceramax I 20/40 @3371psi | 312.20 |
| Ottawa @2000 psi | 30.48 |
| Arena de baja calidad a@2000 psi | 10.16 |

Tabla 9. Comparativo de Permeabilidad entre distintas arenas¹⁹

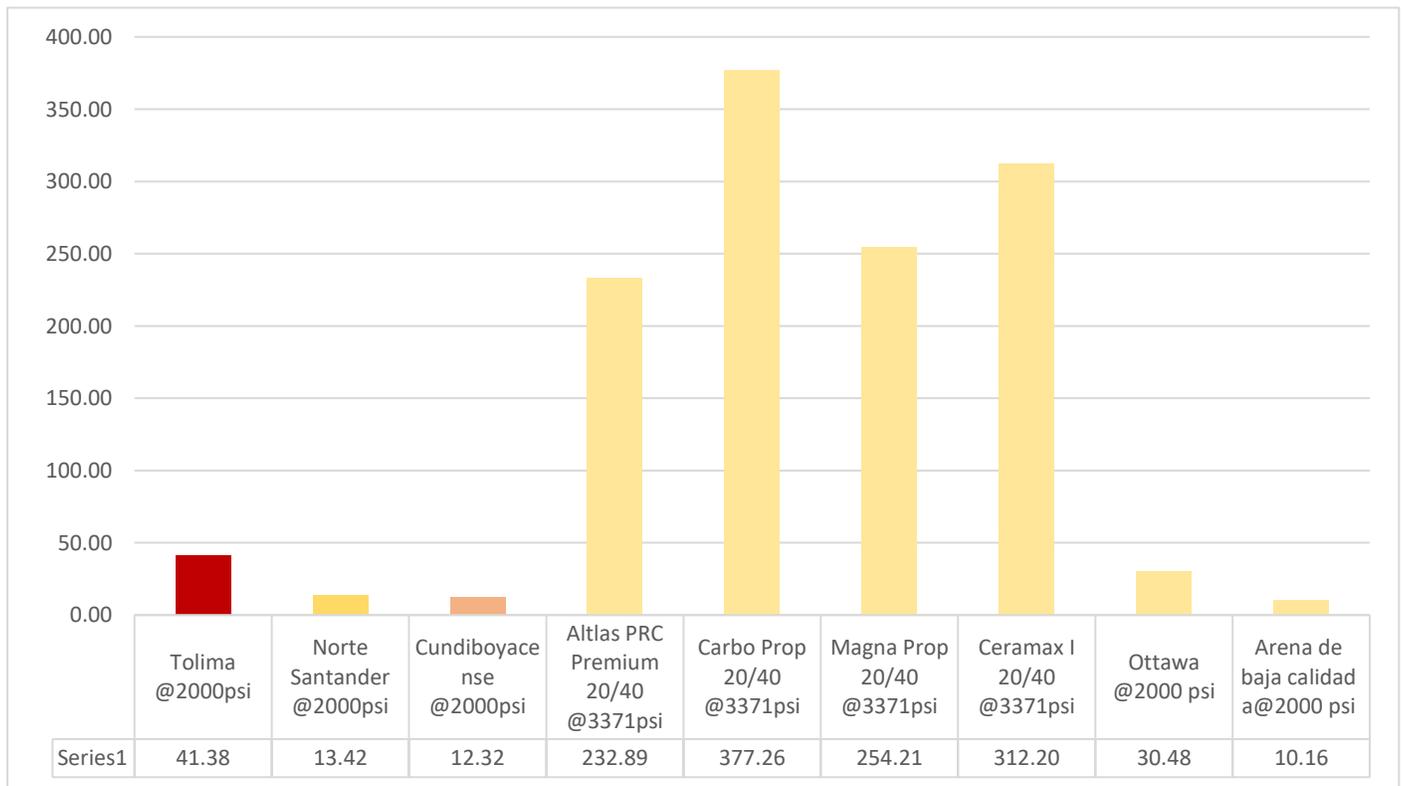


Fig. 15. Comparativo de Permeabilidad entre distintos apuntalantes.

¹⁹ A Study on designing appropriate hydraulic fracturing treatment with proper material selection and optimized fracture half-length in tight multilayered formation sequence, Muther (2020)

Análisis de Conductividad

En esta sección se comparan los valores de conductividad de la arena Norte de Santander con datos de conductividad de materiales de mayor y menor calidad²⁰. Dando como resultado una comparación que pone en evidencia la superioridad de los apuntalantes de alta tecnología, sin embargo frente a otras arenas regionales y la arena Ottawa la arena nacional no difiere mucho y resulta tener buenos valores de conductividad, caso similar ocurre con la permeabilidad. Ver **Tabla 10**.

| Apuntalante | Conductividad |
|--------------------------|---------------|
| Ceramica ligera premium | 7000.00 |
| Arena Ottawa | 1500.00 |
| Arena de Baja Calidad | 500.00 |
| Arena Norte de Santander | 660.20 |

Tabla 10. Comparativo de Conductividad entre distintas arenas

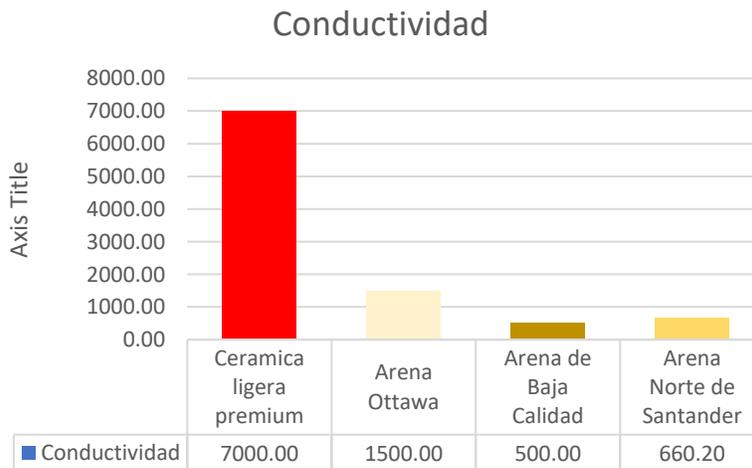


Fig. 16. Comparativo de Permeabilidad entre distintos apuntalantes

²⁰ A Study on designing appropriate hydraulic fracturing treatment with proper material selection and optimized fracture half-length in tight multilayered formation sequence, Muther (2020)

Resultados de la Simulación Ottawa vs Norte de Santander

Posterior al diseño del modelo con los datos presentados en la Tabla 1 el comportamiento de la fractura fue simulado durante cinco (5) años en el simulador IMEX y a evidenciar los resultados en el programa RESULTS, como se muestra a continuación.

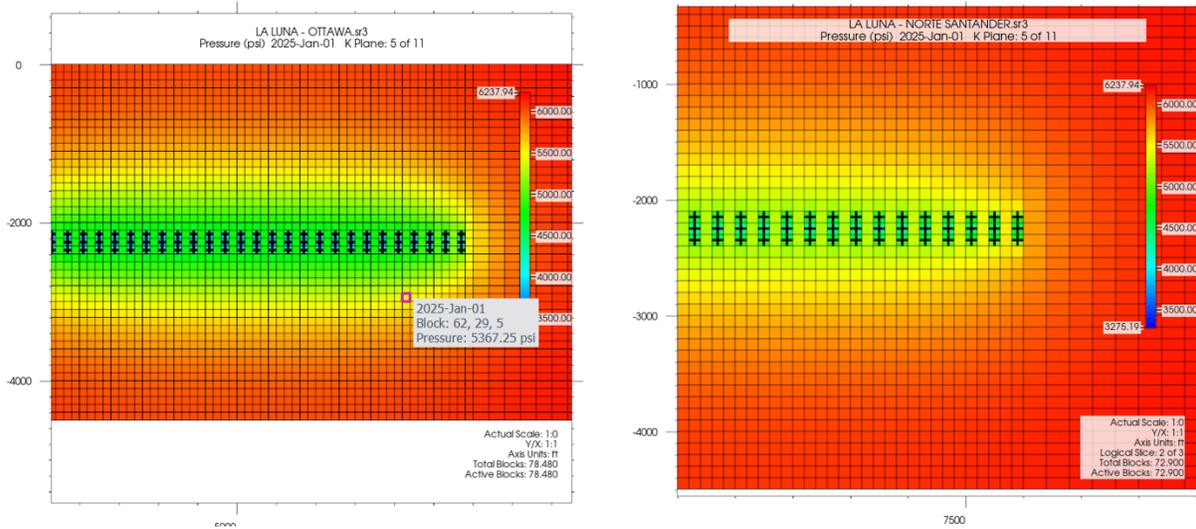


Fig. 17. Diferencia en la caída de presión “Ottawa” vs “Norte Santander”.

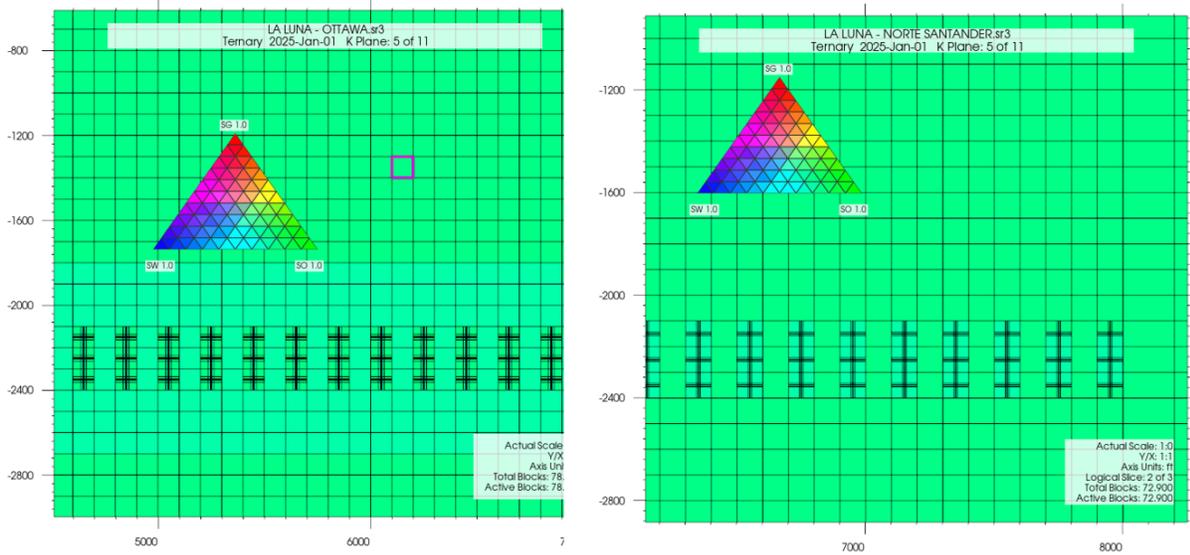


Fig. 18. Diferencia de saturación de Fluidos “Ottawa” vs “Norte Santander”.

Posterior al análisis del cambio en las propiedades del yacimiento en un periodo de 5 años se generaron las gráficas correspondientes a las cuotas de producción del yacimiento donde la arena Ottawa tuvo tasas de producción de hidrocarburo más altas que la arena Norte de Santander.

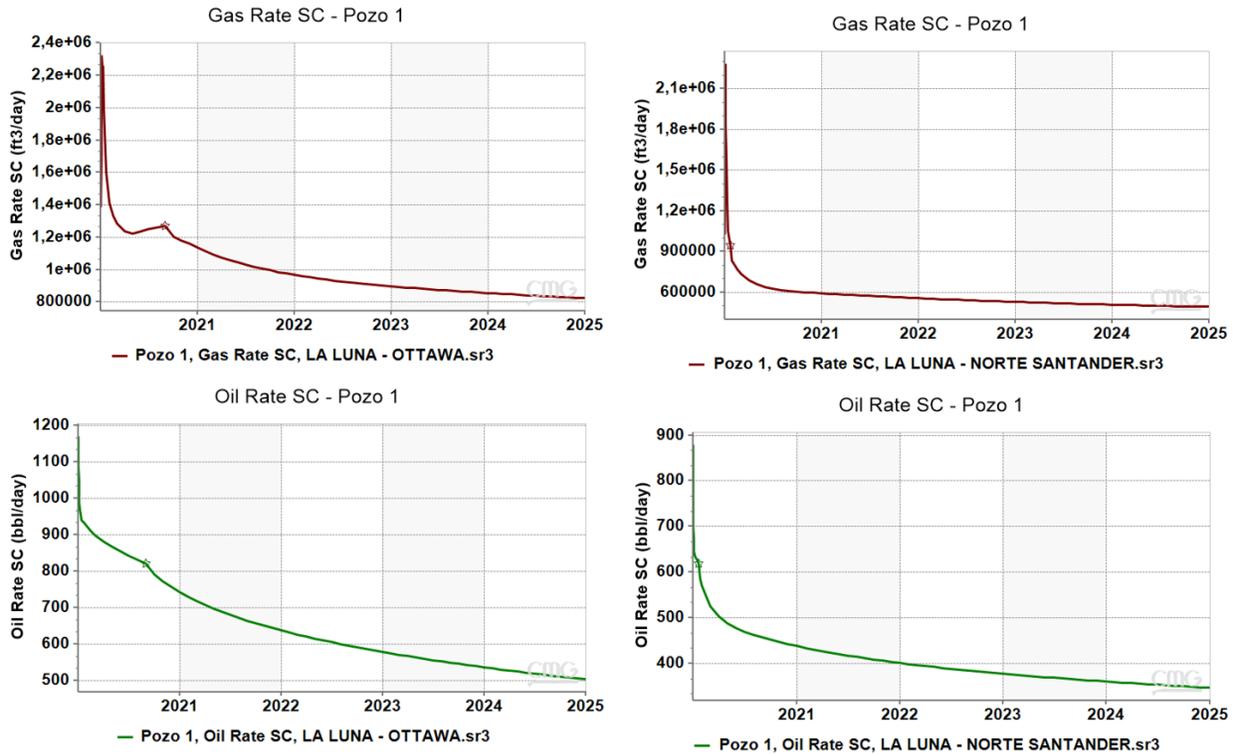


Fig. 19. Comparativo Cuotas de Producción “Ottawa” vs “Norte Santander”.

Evaluadas las cuotas de producción para la formación “La Luna” con los dos tipos de arena se decidió realizar un análisis de Valor Presente Neto con los costos aproximados para la realización de un pozo horizontal multietapa, incluidos los costos del apuntalante. Esto con el fin de comprobar si utilizar arena de mayor calidad y mayor precio era mucho mejor opción que arena de menor calidad a menor precio. La mayoría de los datos del costo del pozo fueron proporcionados por CMG para esta simulación, con excepción del precio del apuntalante Nacional, el cual fue determinado con base en los costos reales de este para el territorio Nacional y los precios de los hidrocarburos, los cuales se acomodaron a una posición promedio en el mercado de \$300 USD/ft³ para la arena Ottawa y \$60 USD/ft³ para la arena Norte de Santander

Resultados Simulación VPN

La simulación Realizada para este experimento consistió en una determinación del Valor Presente Neto en varios escenarios para los dos tipos de arena “Ottawa” y “Norte de Santander”.

En esta, la arena Nacional demostró tener buenas cuotas de producción y escenarios de pérdida menos drásticos al ser mucho más barata que su competidora, además de ser un producto local cercano al Valle Medio del Magdalena con vías de acceso, lo que la hace más asequible y económica de transportar y producir de lo que se supone durante la simulación, sin embargo se recomienda revisar estos puntos en una investigación más detallada.

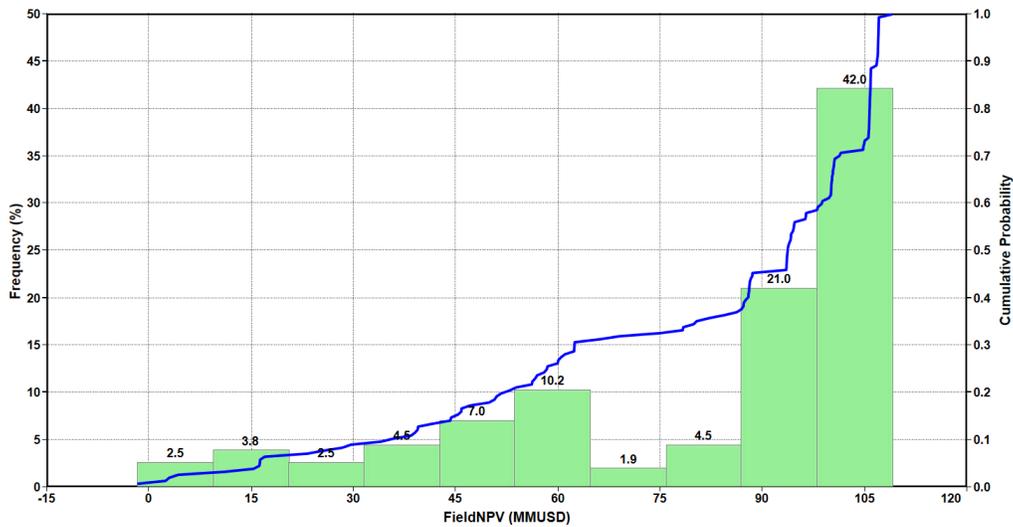


Fig. 20. VPN probable Arena “Ottawa”

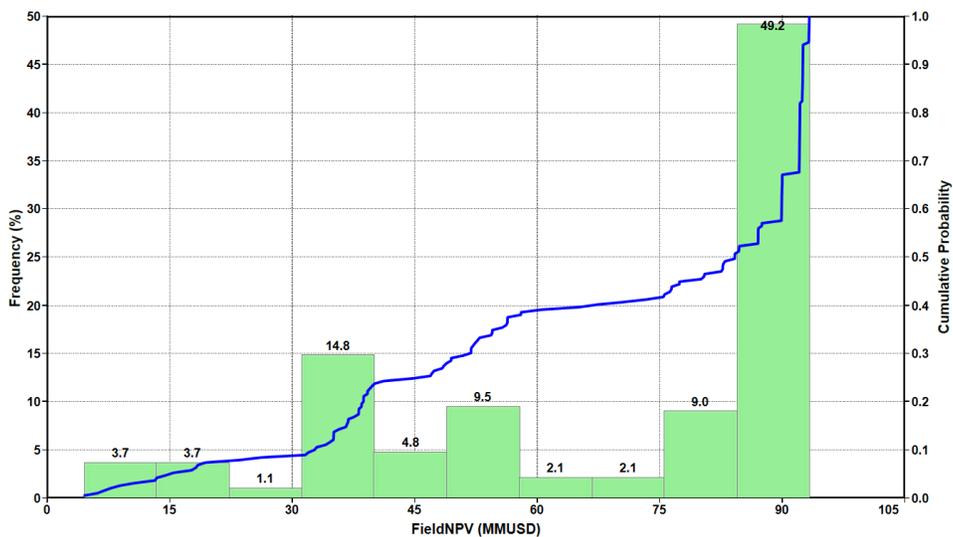


Fig. 21. VPN probable Arena “Norte Santander”

En este Histograma se evidencia una mayor probabilidad de la arena “Norte de Santander” de tener un Valor Presente Neto en un rango de 4MMUSD A 75 MMUSD – 41.8% mientras que la arena “Ottawa” se encuentra en un probabilidad de 32.4% para esta misma cifra con el riesgo de caer en pérdidas de al menos 1.678MMUSD.

Por otro lado la arena “Ottawa” tiene escenarios de ganancia mucho más favorecedores con un máximo de 109.1 MMUSD, mientras que la arena “Norte de Santander” presenta un máximo menos favorecedor con 93.34MMUSD de ganancia para el mismo pozo.

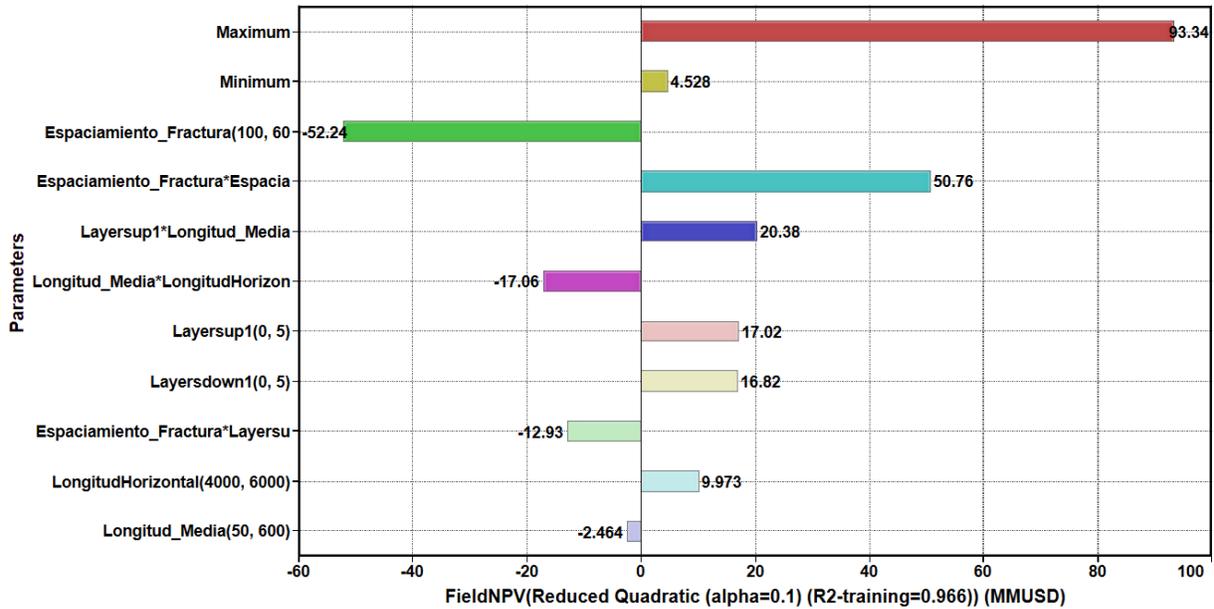


Fig. 22. Máximo y Mínimo VPN “Norte Santander”.

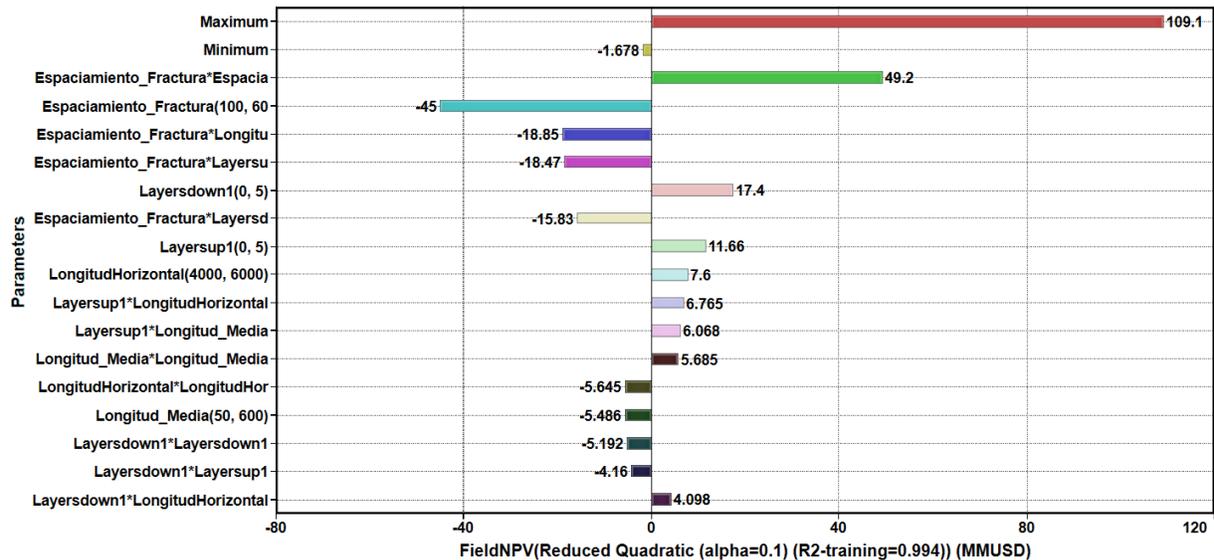


Fig. 23. Máximo y Mínimo VPN “Ottawa”

Como resultado de esta simulación se puede apreciar que a pesar de que una arena es mucho mejor que la otra, la diferencia de precios entre una y otra puede aumentar el porcentaje de pérdida o ganancia de una operación de fracturamiento hidráulico horizontal multietapa como la que se presentó en el proyecto, en algunos países como los Estados Unidos, este fue un factor determinante para pasar del uso de arenas apuntalantes de alta calidad a arenas regionales más baratas y cercanas al sitio de las operaciones²¹ por lo cual un estudio económico más profundo de este fenómeno basado en datos científicos sería provechoso para futuras explotaciones petroleras que requieran el uso de arena apuntalante en Colombia.

▪ ²¹ Williams R, Artola P, Salinas J, Mirkyan A, MacKay B, Hofer A. An Early Production Comparison of Northern White Sand and Regional Sand in the Permian Basin. (2019)

CONCLUSIONES

Este estudio se enfocó en la capacidad de tres arenas nacionales para funcionar como material apuntalante en una labor de fracturamiento hidráulico horizontal multietapa. Se estudiaron factores como Tamaño de partícula, distribución, esfericidad, redondez, densidad bulk, gravedad específica, solubilidad, resistencia al aplastamiento y comportamiento simulado numéricamente.

Los estudios revelaron que la arena Norte de Santander cumple con la mayoría de las condiciones técnicas necesarias para su utilización como apuntalante en un pozo petrolero fracturado hidráulicamente, además de demostrar buenas tasas de producción incluso comparándola con un apuntalante de mucha mayor calidad. Es por esto que pudo concluirse de esta investigación que la arena con mejores resultados fue la arena Norte de Santander, la cual fue superior a sus competidoras en factores como: solubilidad, forma y pérdida por aplastamiento, siendo la más equilibrada de las arenas en cuanto a sus propiedades y la mejor candidata para su uso en una labor de fracking.

Cabe destacar que la arena Cundiboyacense no resultó ser la mejor en las pruebas de solubilidad y aplastamiento, sin embargo la forma de sus granos y su densidad se ubicaron dentro del estándar requerido para una arena apuntalante, por lo cual se recomendaría estudiar arenas similares en la región productora de Boyacá y Cundinamarca al ser vasta la cantidad de material que se extrae en esta región, pudiendo existir una formación que tenga alguna arena con mejores características que la estudiada en este proyecto.

Puede concluirse que la arena Tolima no resulta adecuada para labores de fracturamiento hidráulico de alta complejidad por la heterogeneidad de sus granos, sin embargo esta tiene buenas propiedades de tamaño de grano, solubilidad y poca pérdida por aplastamiento, por lo cual podría encontrarse una arena con mejores condiciones de forma de grano y composición en la zona donde esta se obtuvo.

En el ejercicio de simulación los resultados obtenidos muestran que la producción de crudo es mayor en la arena Ottawa que en la arena Norte de Santander. Esto en concordancia con los resultados de permeabilidad y conductividad tratados anteriormente. Para la arena Ottawa La permeabilidad fue de 14.22 mD, mientras que para la arena Norte de Santander fue de 6.58 mD.

Para el caso base la diferencia en producción fue de alrededor de 500.000 ft³/día de gas y 300 bbl/día para el crudo en su primer año. Lo cual demuestra que la arena Ottawa presenta una mayor producción en la etapa temprana del pozo, sin embargo conforme va avanzando el tiempo esta diferencia disminuye, por lo cual el tener un apuntalante más económico podría resultar favorecedor.

Para el análisis de costos se demuestra que la arena nacional, Norte de Santander es más económica respecto a apuntalantes importados, en alrededor del 500%. Este análisis incluyó el costo de las arenas nacionales, la densidad, el peso y los precios encontrados en las bases de datos de proveedores de apuntalante.

Se puede concluir que existen en Colombia arenas naturales que cumplen con condiciones necesarias para ser utilizadas como material apuntalante y estas se pueden encontrar en las principales regiones productoras de arena en el país.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- L.Stinco “Caracterización Integral de Yacimientos No Convencionales”, Presentado en el Marco del Unconventional Congress, 2020. [Diapositivas de PowerPoint].
- Frac Sand en los Estados Unidos, una visión en Conjunto Sobre la Industria. Servicio Geológico de Los Estados Unidos, 2015.
- IAPG CHANNEL. (25 de Octubre de 2017). Fractura hidráulica. Fracking. Video Informativo sobre la técnica del Shale. [Archivo de Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=TVZ0DOZ59SA>
- SEG wiki, “Unconventional reservoir”. [En Línea]. https://wiki.seg.org/wiki/Unconventional_reservoir. [Acceso: Mayo 10, 2022]
- ACP, ¿Qué son los hidrocarburos en reservorios no convencionales?. [En Línea]. <https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/955-que-son-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales>. [Acceso: Mayo 10, 2022]
- EVALUACIÓN DE LAS CUENCAS Y ESTRUCTURACIÓN DE ESCENARIOS DE OFERTA DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES V4.0-UNIÓN TEMPORAL PROSPECCIÓN UPME. (13 de diciembre de 2018)
- Calle 126 No 11B -70 apto 301, Tel.: 3002191303
- Bogotá D.UNIÓN TEMPORAL PROSPECCIÓN UPME 2018 – UPME
- Balance Nacional Minero 2012 -2016
- Recursos Minerales en Colombia, Servicio Geológico Colombiano, Octubre 2019
- ISO/FDIS 13503-2, Medición de las Propiedades de los Propantes utilizados en Fracturamiento Hidráulico y operaciones de empaquetamiento de grava. (2006).
- USGS (Servicio Geológico de los Estados Unidos), Idoneidad del Sedimento del Delta de los ríos Missouri y Niobrara, Nebraska y Dakota del Sur (2015).
- Zheng, Crushing characteristics of four different proppants and implications for fracture conductivity, 2018
- Ding, Shuqiang, and Jinder Jow. 2022. “Low-Density and High-Strength Fracking Proppant Made by High-Alumina Fly Ash.” Coal Combustion and Gasification Products, March. <https://doi.org/10.4177/001c.33234>
- Naomi A. Ogolo; Olorunmbe G. Akinboro; Joseph E. Inam; Felix E. Akpokere; Mike O. Onyekonwu, SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, August 2015.
- Journal of Natural Gas Science and Engineering, Laboratory and Discrete Element Study of Proppant Crushing and Embedment and Their Influence On Fracture Conductivity, February 2018.
- ¿Pueden los resultados de nuevos métodos de medición de la conductividad del propante ser utilizados para un mejor modelamiento de fracturas hidráulicas en la simulación de yacimientos?”, Montana Tech Library 2021.
- © 2021 Hi-Crush Inc., All rights reserved .Northern White Sand/Wisconsin Operations Technical Data. (2021) <https://hicrushinc.com/northern-white-sand-wisconsin-operations-technical-data/>.
- A Study on designing appropriate hydraulic fracturing treatment with proper material selection and optimized fracture half-length in tight multilayered formation sequence, Muther (2020).
- Williams R, Artola P, Salinas J, Mirkyan A, MacKay B, Hoefler A. An Early Production Comparison of Northern White Sand and Regional Sand in the Permian Basin. (2019).
- Elochukwu H, Kho Khai Kiat K, Characterization of Baram and Tanjung sands as potential proppants, (2020).
- Ainni Syuhada Ramlan, Rohani Mohd Zin, Noor Fitrah Abu Bakar, Nur Hidayati Othman, Husna Hayati Jarni, Mohamed Hasaan Hussain, Nabil Imran Mohd Najib, Muhammad Zulhasbullah Zakran, .Characterization of graphene oxide-coated sand for potential use as proppant in hydraulic fracturing. (2022)