

**Criterios de prospección geológica y caracterización de arenas silíceas en  
Colombia con el fin de evaluar su potencial de uso para “Frac Sand”**

**Integrantes**

Alejandra Gómez Acosta

Juan Guillermo Isaza Gallego

**Asesor**

Diana Cristina Ortega Pérez

**Universidad EAFIT**

**2021**

## **Agradecimientos:**

Gracias a Dios.

Gracias a mis papás por acompañarme en todos los momentos de mi vida, por ser las personas que más amo en el mundo, gracias por los valores inculcados en mí, soy lo que soy gracias a ustedes y son el motor de mi vida.

Gracias a mi hermano por siempre ser mi ser humano favorito, por demostrarme que el amor siempre es primero, eres increíble hermanito.

Gracias a Antonio por su amor, por acompañarme en esta etapa de mi vida tan determinante para mí, te amo.

Gracias a mis amigas Elena Agudelo, Isabel Osorio y Manuela Vanegas por su amistad y amor incondicional, por apoyarme en momentos difíciles y siempre creer en mí, por estar conmigo en todos los momentos de mi vida, sin ustedes no hubiera sido lo mismo. Amigas las amo con todo mi corazón.

Gracias Susana y Liliana por tantos años de amistad.

Gracias a Evelyn y Lisa por siempre estar ahí y su amistad incondicional.

Gracias a Leticia por recargarme con su amor, por siempre sacarme de la rutina y tanta felicidad a su lado.

Gracias a mis tíos y primos por siempre estar para mí. Los amo mucho.

Gracias abuelito José por ser inspiración para mí, por el amor y la ternura.

Gracias abuelita Melina y Adelfa, por sus oraciones acá y en el cielo.

Gracias a mis amigos Elmer, Juan Guillermo y Miguel por ser mis compañeros de trabajo, pero antes los mejores amigos, gracias por tantos momentos vividos.

Gracias a la profesora Diana Ortega por el acompañamiento en todo el trabajo, por su empatía, por su comprensión y siempre darnos lo mejor de ella.

***Alejandra***

## **Agradecimientos:**

Primero que todo gracias a mi papá Germán, a mi mamá Martha y a mi hermanito Sebastián por el apoyo y confianza que me dieron durante mi proceso universitario.

Gracias a María Camila Arias mi novia por su amor, apoyo y comprensión.

Gracias al Paise y tía Lili por brindarme la oportunidad de llegar a esta ciudad y vivir con ellos mis primeros años en Medellín.

A Carlos, mi tía Marito y Nana por su confianza, por permitirme vivir en su casa y por ser incondicionales en mi proceso.

Gracias a los muchachos Miguel Abadía, Elmer Escudero y Alejita Gómez por permitirme hacer parte de esta brillante idea y Alejita por todo su empeño, amistad y su carisma.

A los profesores de la Universidad EAFIT en especial a la profe Diana Cristina Ortega Pérez por creer en nosotros y apoyarnos en este proceso y proyecto.

Gracias a mi familia, todos mis amigos y conocidos que de una u otra forma aportaron a mi crecimiento personal y profesional.

Muchas gracias por todo.

***Juan Guillermo***

## **Dedicatoria:**

Dedico mi proyecto a mis papás, gracias a su esfuerzo a lo largo de toda mi vida, por siempre ponerme como prioridad en sus vidas, por enseñarme lo que es para mí lo más importante, ser persona.

***Alejandra***

## **Dedicatoria:**

Dedico este proyecto a mi familia Isaza Gallego y en especial a mi papá que donde se encuentre sé que estaría muy orgulloso de mí y a mi mamá porque nunca dejo de creer que era posible y así lo logró.

Muchas gracias por darme la oportunidad de formarme como profesional.

***Juan Guillermo***



4.2.1.1.2	Análisis físicos .....	23
4.2.1.1.2.1	Tamaño de partícula por medio de tamizado por mallas .....	23
4.2.1.1.2.2	Densidad Bulk .....	23
4.2.1.1.2.3	Redondez y esfericidad .....	24
4.2.1.1.3	Análisis químicos .....	25
4.2.1.1.3.1	Composición química por óxidos por medio de Fluorescencia de rayos X	25
4.2.1.1.3.2	Turbidez .....	25
	.....	26
4.2.1.1.3.3	Solubilidad en ácido .....	26
4.1.1.1.1	Análisis mineralógicos.....	28
4.1.1.1.1.1	Composición mineralógica por Difracción de rayos X .....	28
4.1.1.1.2	Análisis de desempeño preliminar .....	29
4.1.1.1.2.1	Resistencia a la compresión .....	29
4.2	Tercera etapa .....	30
4.2.1	Laboratorios CIATI (Argentina).....	30
4.3	Cuarta etapa.....	31
4.3.1	Análisis de normativa internacional para “Frac Sand” (fichas técnicas) .....	31
<b>5.</b>	<b>Resultados</b> .....	<b>32</b>
5.1	Primera etapa.....	32
5.1.1	Matriz de clasificación jerárquica de depósitos de arenas silíceas .....	32
5.1.2	Elaboración de mapa de ocurrencias y títulos mineros de arena silícea en Colombia (1:500000).....	37
5.1.3	Elaboración de mapa de los tipos de referencia “Brown Sand” en Colombia	39
5.2	Segunda etapa.....	41
5.2.1	Ejecución de pruebas de laboratorio en Universidad EAFIT y CECOLTEC. 41	
5.2.1.1	Análisis físicos.....	42
5.2.1.1.1	Tamizado por mallas .....	42
5.2.1.1.2	Densidad Bulk.....	43
5.2.2.1.3	Esfericidad y redondez.....	43
	.....	44
5.2.2.2	Análisis químicos .....	44
5.2.2.2.3	Composición química por Óxidos (FRX) .....	44

5.2.2.2.4	Turbidez.....	45
5.2.2.2.5	Solubilidad en ácido.....	45
5.2.2.3	Análisis mineralógicos .....	46
5.2.2.3.3	Composición Mineralógica (DRX) .....	46
5.2.2.4	Resistencia a la compresión .....	46
	.....	47
5.2.3	Ejecución de pruebas en CIATI (Argentina).....	47
5.4	Cuarta etapa.....	48
5.4.1	Análisis de normativa internacional para “Frac Sand” (fichas técnicas).....	48
<b>6</b>	<b>Discusión</b> .....	<b>53</b>
<b>8</b>	<b>Recomendaciones</b> .....	<b>58</b>
<b>9</b>	<b>Bibliografía</b> .....	<b>59</b>
<b>10</b>	<b>Anexos</b> .....	<b>62</b>
10.1	Anexo 1:.....	62
10.2	Anexo 2:.....	62

## Lista de figuras

Figura 1 Consumo de arenas silíceas por uso a nivel mundial año 2017 .....	13
Figura 2 Metodología matriz jerárquica .....	19
Figura 3 Metodología elaboración de mapa de ocurrencias de arena silícea en Colombia 1:500.000 .....	20
Figura 4 Metodología laboratorios Universidad EAFIT .....	21
Figura 5 Aspecto de la muestra después de ser sometida a secado .....	22
Figura 6 Proceso de cuarteado de muestra .....	22
Figura 7 Tamices de norma ASTM E11. Fuente: ISO 13503/02 (2006) .....	23
Figura 8 Serie de tamices utilizados para la distribución granulométrica y Ro-tap .....	23
Figura 9 Pie de rey - balanza y peso de cilindro .....	24
Figura 10 Paso a paso densidad bulk .....	24
Figura 11 Estereomicroscopio OLYMPUS SZ61. (Sitio & Utiliza, n.d.) .....	25
Figura 12 Comparación visual para la redondez y esfericidad (Krumbein y Sloss, 1963) .	25
Figura 13 Espectrómetro Epsilon 4. Fuente: (Cecoltec, 2020) .....	25
Figura 14 Paso a paso de mezcla utilizando agitador magnético .....	26
Figura 15 Extracción de muestra y turbidímetro .....	26
Figura 16 Ácidos utilizados, mezcla baño maría .....	27
Figura 17 Balanza de humedad con papel filtro, embudo en horno y desecador .....	27
Figura 18 Balanza de precisión .....	27
Figura 19 Montaje para la filtración .....	28
Figura 20 Difractómetro de rayos X – Modelo Aeris. Fuente: Malvern Panalytical .....	28
Figura 21 Cilindro de compactación - pistón .....	29
Figura 22 Máquina universal de compresión .....	29
Figura 23 Tamiz más pequeño de la serie (50) – Ro-Tap .....	29
Figura 24 Cotización Norma API 19 C CIATI .....	30
Figura 25 Metodología laboratorios CIATI .....	31
Figura 26 Imágenes de la metodología laboratorio CIATI .....	31
Figura 27 Metodología para comparación de información de fichas técnicas .....	32
Figura 28 Mapa de potenciales depósitos de arena silícea y títulos mineros en Colombia	38
Figura 29 Mapa tipo de referencia de arena silícea en Colombia .....	40
Figura 30 Muestra de estudio .....	41
Figura 31 Muestra posterior al cuarteo .....	41
Figura 32 Empacado de muestra .....	41
Figura 33 Distribución granulométrica por tamizado .....	42
Figura 34 Muestra enviada a CECOLTEC .....	43
Figura 35 Muestra después de exposición al ácido .....	45
Figura 36 Respuesta UPME .....	53

## Lista de tablas

Tabla 1 Definición de clasificación jerárquica .....	33
Tabla 2 Resultado matriz jerárquica.....	36
Tabla 3 Matriz de producción y transporte por departamento.....	37
Tabla 4 Resultados granulometría por tamices .....	42
Tabla 5 Densidad bulk .....	43
Tabla 6 Resultados redondez y esfericidad .....	44
Tabla 7 Fluorescencia de rayos x .....	45
Tabla 8 Turbidez.....	45
Tabla 9 Resultados solubilidad en ácido .....	45
Tabla 10 Resultado difracción de rayos x .....	46
Tabla 11 Resultado resistencia a la compresión.....	47
Tabla 12 Resultados de laboratorios realizados en CIATI.....	48
Tabla 13 Resultados recopilación fichas técnicas .....	52

## **Resumen**

El Fracturamiento hidráulico es una técnica que mejora la productividad en los yacimientos no-convencionales y es cada vez más utilizada para la explotación de hidrocarburos. En Colombia actualmente se encuentran algunos proyectos piloto en desarrollo, por lo tanto, se requiere un análisis de los elementos incidentes en esta técnica, entre ellos el suministro de arena tipo “Frac Sand” que se emplea para mantener las fracturas abiertas y permitir una permeabilidad óptima para este proceso; en el mundo las dos principales calidades comerciales de este insumo mineral se conocen como “White Sand” y “Brown Sand”. Este proyecto se enfocó en la caracterización de potenciales depósitos de arenas silíceas en Colombia teniendo en cuenta principalmente los valores de producción, títulos mineros, litologías y ambientes de formación plasmando en un mapa 1:500000, y un análisis de referentes internacionales. La ocurrencia de arena silícea en el país no significa su viabilidad técnica como “Frac Sand”; debido a las condiciones económicas, sociales y políticas del país. Se realizaron laboratorios en Colombia y Argentina donde se analizaron propiedades del material en bruto y un análisis de factibilidad técnica respecto a la norma API 19C, respectivamente. En relación con el marco comparativo que se obtuvo a partir de las fichas técnicas recopiladas a nivel mundial, se aprecia que en Colombia no hay productores de Frac Sand, ni tampoco existe una normativa de requerimientos técnicos para arenas silíceas con potencial uso en “Frac Sand”, que pueda ser empleada por compañías interesadas en dicha práctica. Por lo tanto, este proyecto incentiva la investigación, el cierre de la brecha de conocimiento en el tema y promueve nuevos intereses de la industria para abordar su uso, teniendo en cuenta varias alternativas de calidad del insumo mineral, lo cual permitiría aportar al desarrollo tecnológico y económico del país.

## 1. Introducción

El fracturamiento hidráulico (fracking) es una técnica que consiste en generar grietas en la roca mediante la inyección a alta presión de agua mezclada con agentes de sostén y químicos, buscando que el gas y el petróleo fluyan hacia la superficie (Garcés Carreño et al., 2016). Esta práctica es cada vez más utilizada para la explotación de hidrocarburos en yacimientos no-convencionales (Suárez Santana, 2013), razón por la cual se incrementado el uso de arena silíceas como material “Frac Sand” en sus dos referencias internacionales “White Sand” y “Brown Sand” (Benson & Wilson, 2015).

El “Frac Sand” es el término referente a las arenas naturales con especificaciones mineralógicas y físicas que permiten mantener abiertas las fracturas generadas por el fracturamiento hidráulico (Menga & Solsona, 2019). Se puede definir como una sustancia natural, no consolidada, con cuarzo casi puro, con granos resistentes al aplastamiento, alta esfericidad, redondez de las partículas, solubilidad, turbidez y un tamaño de grano medio a grueso que proporcionan las características requeridas por la norma API 19C para su utilización en la industria del fracturamiento hidráulico (Instituto Americano del Petroleo, 2018; Menga & Solsona, 2019; Peñaranda, 2014).

En la actualidad Colombia se enfrenta al desafío de la búsqueda de alternativas de insumos como el material “Frac Sand”, que debido al avance de los proyectos piloto en el país de estimulación hidráulica (Analitik, 2021; Revista SEMANA, 2021) se consideran técnica y económicamente rentables al mejorar la productividad del pozo debido a sus características que se mencionarán más adelante. El propósito del proyecto es identificar las ocurrencias de depósitos de arena silíceas prospectivos para “Frac Sand” basándonos principalmente en litologías y ambientes de formación de las unidades geológicas, realizar el análisis de laboratorios a nivel nacional e internacional que establezcan criterios de prospección y caracterización de arenas silíceas en Colombia y generar un marco comparativo de la normativa a nivel mundial de arenas silíceas con dicho potencial de uso.

## 2. Generalidades

### 2.1 Pregunta de investigación

¿Qué criterios geológicos se utilizan para determinar la prospección de los depósitos de arenas silíceas con potencial para “Frac Sand” en Colombia?

### 2.2 Hipótesis

La identificación de los principales criterios geológicos permite la selección apropiada de un depósito potencial de arenas silíceas con uso para “Frac Sand” en Colombia.

### 2.3 Planteamiento del problema

Los depósitos de arena se caracterizan por la generación de un proceso sedimentario o de meteorización impactando la morfología de los granos de arena permitiendo definir un uso comercial predominante para estos depósitos (Prieto et al., 2019) Las arenas silíceas son importantes para la industria de refractarios, abrasivos, vidrios, fundiciones y fracking (figura 1). Por lo general, los usos requieren una composición superior al 95% de  $\text{SiO}_2$  y características físicas como dureza, resistencia a la compresión, geometría del grano, entre otras (Consulting CRU, 2018; UPME, 2018).

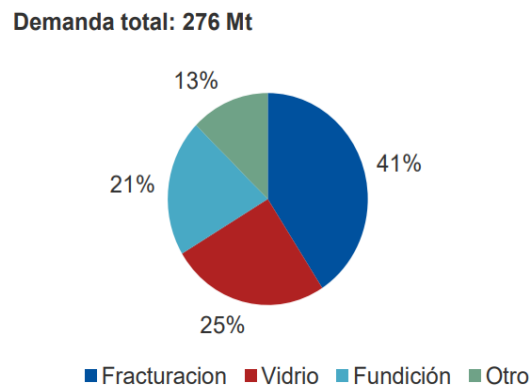


Figura 1 Consumo de arenas silíceas por uso a nivel mundial año 2017

Según (Benson & Wilson, 2015; López Anadón et al., 2015) algunos de los depósitos de mayor relevancia a nivel mundial se encuentran en la Formación St. Peter en Estados Unidos, la cual aporta la mayor cantidad de arenas para la industria del

fracturamiento hidráulico en ese país. A su vez, las Formaciones Paraná y Entre Ríos en Argentina aportan el 80% de las arenas utilizadas en el yacimiento no-convencional de Vaca Muerta.

El fracturamiento hidráulico, es un procedimiento técnico que necesita diferentes insumos y el “Frac Sand” es uno de ellos; este material, debe tener unas características texturales que permitan que las fracturas generadas en la roca permanezcan abiertas al ser inyectado, con el fin de generar permeabilidad artificial que permita la continua circulación del aceite y del gas durante la vida útil del pozo (Benson & Wilson, 2015; Úbeda Arevalo et al., 2013).

Las propiedades o especificaciones para uso del “Frac Sand” son establecidas por la Organización Internacional de Normalización (ISO) y el Instituto Americano del Petróleo (API), con las normas API 19C (anexo 1) y ISO 13503-2 (anexo 2) con el propósito de lograr calidades específicas en el material que optimicen el rendimiento del proceso. Estas características están fundamentadas en pruebas a nivel mundial de algunas arenas referentes, en USA como U.S. Silica, Superior Silica Sand, Blackmountain y Atlas, en Canadá E-Proppants y AMS y en Argentina Naviera Lodja, Grupo Arenas patagónicas y Arenas Argentinas del Paraná.

Hasta el momento en Colombia, los estudios relacionados con el “Frac Sand” son escasos y son uno de los principales retos para la industria de los hidrocarburos. Los estudios disponibles se han enfocado hacia la zonificación de agregados naturales en el país (Maya Sánchez, 2006; Prieto et al., 2019), la factibilidad técnica de las arenas silíceas para diferentes industrias en departamentos como Cundinamarca y Antioquia (Álvarez Ramírez, 2015; Herazo German & Lora Montiel, 2020) y el potencial de los depósitos de arenas silíceas para “Frac Sand” en el Magdalena Medio (Toncel Hernández, 2013). Además, se han adelantado estudios asociados al uso de diferentes tipos de material con la función de mantener abiertas las fracturas en la técnica del fracturamiento hidráulico (Serrano Serrano et al., 2013). Sin embargo, no se descarta la posible ejecución de proyectos realizados en el país por compañías privadas en relación con este mismo tema, que por efectos de confidencialidad no se encuentran disponibles para su consulta. Por lo tanto,

Colombia se encuentra en una etapa temprana en cuanto a su conocimiento de depósitos prospectivos para “Frac Sand”.

Este proyecto busca proponer criterios técnicos para plantear el posible potencial de arenas silíceas en Colombia para uso en “Frac Sand”, teniendo en cuenta la calidad reportada para estos productos a nivel comercial, y dar una ruta metodológica para su caracterización teniendo en cuenta el análisis de una muestra colombiana realizado en un laboratorio especializado internacional.

#### 2.4 Objetivo general

Proponer criterios de prospección geológica y caracterización de muestras de arenas silíceas en Colombia con el fin de evaluar su potencial de uso para “Frac Sand”.

#### 2.5 Objetivos específicos

2.5.1 Clasificar geológicamente las arenas silíceas en Colombia con uso potencial para “Frac Sand”.

2.5.2 Establecer criterios de prospección y caracterización de arenas silíceas para “Frac Sand”, según la ejecución de pruebas de laboratorio en una muestra de origen colombiano, analizada en un laboratorio local e internacional.

2.5.3 Generar un marco de referencia comparativo de normas internacionales vs locales de los requisitos técnicos exigidos para arenas silíceas con potencial de uso en “Frac Sand” en el territorio colombiano.

### **3. Marco conceptual**

#### 3.1 Sistema petrolero

Sistema natural en el que se incluyen los elementos y procesos geológicos esenciales y necesarios para que pueda existir en la naturaleza un yacimiento de aceite y/o gas, capaz de generar y almacenar hidrocarburos, incluyendo roca generadora madura, trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello (Schlumberger, 2021).

### 3.2 Yacimientos no-convencionales

Hace referencia a los hidrocarburos almacenados en la roca generadora o roca madre de baja permeabilidad debido a sus condiciones geológicas, este tipo de yacimiento debe desarrollarse con estimulación hidráulica (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2016).

### 3.3 Fracturamiento hidráulico – Estimulación hidráulica

Hace referencia a un tratamiento de estimulación en pozos de petróleo y gas de los yacimientos de baja permeabilidad inyectado a presiones suficientemente altas de fluido y material propante produciendo así apertura de las fracturas con el fin de incrementar la permeabilidad (Schlumberger, 2020; Suárez Santana, 2013).

### 3.4 Fluido fracturante

Debe ser compatible con el fluido de formación y roca evitando reacciones químicas; la fractura debe tener un ancho que permita el paso del agente sostén, y la capacidad de transporte del mismo agente durante toda la operación. La composición del fluido fracturante consta de agua junto con propante (99%), siendo el agua el principal componente, y el restante 1% de aditivos químicos (Portal del Petróleo, 2017; Suárez Santana, 2013) .

### 3.5 Arena sílicea

Es el termino industrial utilizado para referirse a la arena o arenisca no consolidada con un alto porcentaje de granos de cuarzo (sílice). El cuarzo es el cristal de sílice más común y el segundo en la superficie terrestre (Ahmed Ali, 2013).

### 3.6 “Frac Sand” – Arenas Frac- Arenas apuntalantes – Agente sostén – Propante

Todos los términos hacen referencia a un material compuesto por diferentes tamaños de partículas; son materiales que se utilizan cuando se extrae petróleo y/o gas con la técnica de fractura hidráulica. Las características principales del material son la resistencia a la compresión, redondez y esfericidad; tiene como función principal, generar un camino conductivo abierto que permita el flujo de los recursos energéticos de estos reservorios, manteniendo abiertas las fracturas creadas durante las operaciones de estimulación hidráulica (Giglio, 2018; NGR, n.d.; Schlumberger, 2020).

### 3.7 Madurez mineralógica y textural

Hace referencia mineralógicamente a la estabilidad química de los componentes y físicamente resistentes a la alteración; a nivel textural no presentan fracciones, son bien redondeados y tienen poca dispersión en los tamaños de grano (Universidad de Granada, 2012).

### 3.8 Contexto internacional del “Frac Sand”

A nivel mundial para el año 2017, el consumo de “Frac Sand” estaría en el orden de 100 billones de libras, convirtiéndolo en el mayor agente de sostén usado en el mundo debido a su bajo costo y a la estimulación hidráulica de más de 1,5 millones de pozos en los últimos 70 años (Giglio, 2018).

### 3.9 Contexto colombiano del “Frac Sand”

Hasta el momento en Colombia, los estudios relacionados con el “Frac Sand” son escasos, y son uno de los principales retos para la industria de los hidrocarburos. Teniendo en cuenta que en Colombia la industria de los yacimientos no-convencionales no se encuentra activa, se presenta ausencia de información relacionada con la factibilidad técnica y financiera, de los potenciales depósitos de arenas silíceas para “Frac Sand” (Garcés Carreño et al., 2016). Se debe tener en consideración que fue el país suramericano que para el 2018 exportó más petróleo a los Estados Unidos, y donde los mayores ingresos a la economía dependen de esta industria. Según estudios de Ecopetrol se establece que si se implementa el fracturamiento hidráulico, se aumentaría la producción permitiendo una autosuficiencia energética entre 11 y 35 años más de lo que hoy se puede asegurar, se generarían miles de empleos al año y se contaría con inversiones extranjeras de billones de dólares al año, dando como resultado un crecimiento potencial de la economía (Consulting CRU, 2018; Naciones Unidas CEPAL, 2019; UPME, 2013).

## **4. Metodología**

La metodología se representó en un diagrama de flujo donde se muestran las etapas del proyecto cronológicamente; en él, se integraron la recopilación bibliográfica, zonificación, matriz de clasificación, mapa de ocurrencias de arenas silíceas en Colombia, ejecución de pruebas de laboratorios nacionales e internacionales,

análisis de resultados y la construcción del marco comparativo de las fichas técnicas a nivel mundial.

El proyecto se dividió en cuatro etapas: la primera consta desde la recopilación bibliográfica hasta el mapa de ocurrencias, la segunda incluye la ejecución y análisis de las pruebas de laboratorio en la Universidad EAFIT (Colombia), la tercera incluye la ejecución y análisis en el laboratorio CIATI (Argentina), y la cuarta incluye el análisis comparativo de fichas técnicas de arenas tipo Frac Sand comercialmente disponibles a nivel mundial.

#### 4.1 Primera etapa

##### 4.1.1 Matriz de clasificación jerárquica de depósitos de arenas silíceas

Se llevó a cabo mediante la construcción de una matriz con características representativas de cada formación geológica presente en los departamentos mencionados en la figura 2, haciendo uso de la información bibliográfica recopilada del Servicio Geológico Colombiano (SGC) para las unidades litológicas y edad, y de las cifras publicadas en la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) para valores de producción de arenas silíceas en Colombia. A partir del análisis de dicha información, se seleccionaron aquellas características que se consideraron los criterios principales para clasificar y tener en cuenta futuros análisis prospectivos de arenas silíceas para uso potencial como Frac Sand.

Para el análisis de departamentos y municipios, se tuvo en cuenta la producción, títulos mineros y ocurrencia de depósitos de arena silícea; la unidad geológica se determinó por medio de su litología al presentar un alto contenido de sílice, y la relación con su respectivo ambiente geológico y edad; el transporte se evaluó en términos de la calidad de las vías de acceso, si son transitables o no transitables.

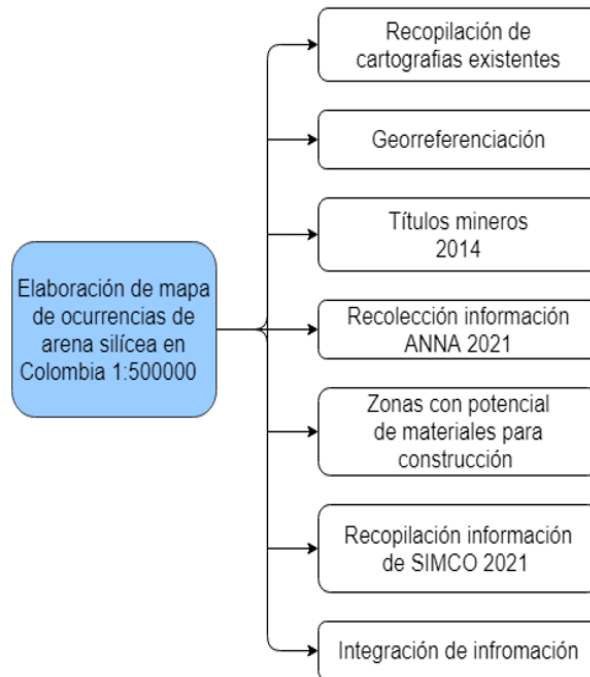
Se realizó una evaluación jerárquica teniendo en cuenta los criterios mencionados anteriormente y se determinó cuáles deberían ser los depósitos más adecuados para evaluar en Colombia en términos de uso para "Frac Sand", dando una puntuación de 1-5, (siendo 5 excelente y 1 insuficiente).



Figura 2 Metodología matriz jerárquica

#### 4.1.2 Elaboración de mapa de ocurrencias y títulos mineros de arena silíceas en Colombia (1:500.000)

Para la elaboración del mapa se utilizó, el programa *ArcGis* donde se tuvo en cuenta la información recolectada en la matriz jerárquica mencionada anteriormente y la integración de datos disponibles en la recopilación bibliográfica y en geoportales del SGC para ubicación de las litologías; la Agencia Nacional de Minería (ANM) para los títulos mineros por medio del Alma Minera de Colombia (ANNA), y el Sistema de Información Minero Colombiana (SIMCO) para los valores de producción de arenas silíceas en Colombia (figura 3). Se utilizaron los mismos criterios de selección de la matriz jerárquica debido a que estos dos entregables tienen relación entre sí.



*Figura 3 Metodología elaboración de mapa de ocurrencias de arena silícea en Colombia 1:500.000*

## 4.2 Segunda etapa

La muestra de estudio seleccionada correspondió a una muestra disponible en la litoteca de la Universidad EAFIT, que está relacionada con un depósito ubicado en el Norte de Colombia. Dadas las condiciones asociadas a la contingencia por el COVID-19 no fue posible considerar actividades de campo para realizar la toma de muestras directamente por parte del equipo.

### 4.2.1 Ejecución de pruebas de laboratorio

Los laboratorios definidos para su caracterización fueron seleccionados con diferentes criterios:

Para la identificación de propiedades intrínsecas básicas y conocer las propiedades generales de la muestra en términos químicos, físicos y mineralógicos, se seleccionó el laboratorio de geología en la Universidad EAFIT y el laboratorio de CECOLTEC SERVICES SAS.

Para la identificación de propiedades de desempeño que permitieran calificar su potencial técnico para uso en “Frac Sand” según normativas internacionales, se seleccionó el laboratorio CIATI en Argentina.

A continuación, se presentan los diagramas de flujo que representan cada fase de análisis:

#### 4.2.1.1 Laboratorios en Universidad EAFIT y CECOLTEC

Las pruebas de laboratorio llevadas a cabo se ilustran en la (figura 4), donde también se observa su metodología general.

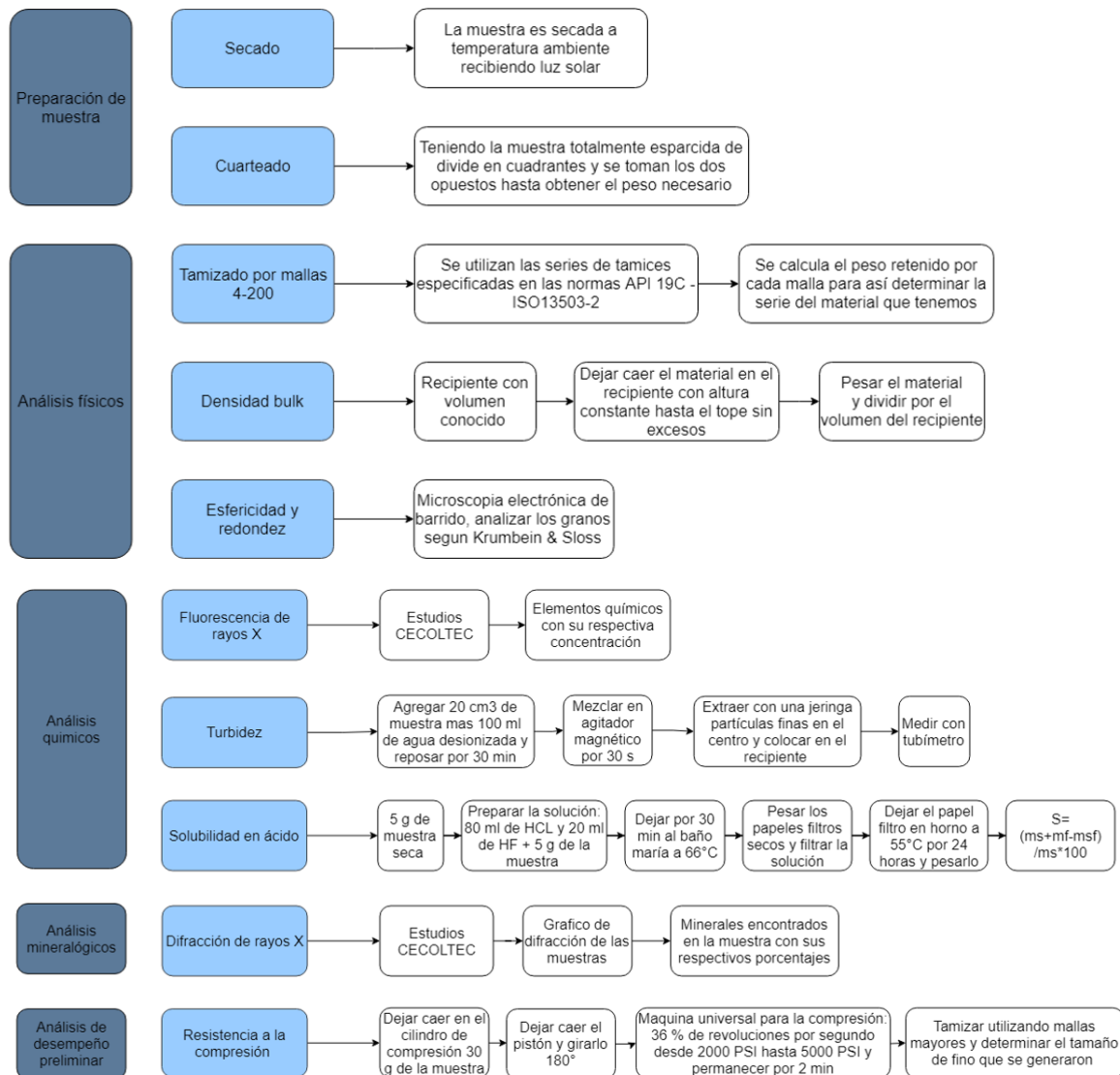


Figura 4 Metodología laboratorios Universidad EAFIT

#### 4.2.1.1.1 Preparación de muestra

Procedimientos iniciales para obtener la muestra de estudio.

##### 4.2.1.1.1.1 Secado

Se realizó a temperatura ambiente durante 24 horas con la muestra extendida (figura 5).



*Figura 5 Aspecto de la muestra después de ser sometida a secado*

##### 4.2.1.1.1.2 Cuarteado

Se realizó mediante la norma INVE-107-13, como se observa en la (figura 6). Se extiende la muestra, se divide en cuadrantes, se toman dos opuestos, se guardan en una bolsa y se repite tantas veces como sea necesario este procedimiento, hasta obtener el peso de muestra a trabajar. El material “sobrante” asociado a los cuadrantes que no se tomaron para la muestra de estudio, se guarda en una bolsa diferente y se rotula como “contramuestra”.



*Figura 6 Proceso de cuarteado de muestra*

#### 4.2.1.1.2 Análisis físicos

##### 4.2.1.1.2.1 Tamaño de partícula por medio de tamizado por mallas

Se tuvo en cuenta la norma ASTM E11 (figura 7) con respecto a los tamices. Se realizó con una serie de tamices en orden decreciente donde se relaciona cada número de malla con una abertura dada (Guzmán Bravo et al., 2012).

Designación FRAC-SAND	MALLAS ASTM - mm							
	6/12 3.36/1.69	8/16 1.19/2.38	12/20 0.84/1.68	16/30 0.60/1.19	20/40 0.84/0.42	30/50 0.30/0.60	40/70 0.21/0.42	70/140 0.10/0.21
Tamices ASTM necesarios para el ensayo	4	6	8	12	16	20	30	50
	6	8	12	16	20	30	40	70
	8	12	16	20	30	40	50	100
	10	14	18	25	35	45	60	120
	12	16	20	30	40	50	70	140
	16	20	30	40	50	70	100	200
Granulométrico	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja	Bandeja

Figura 7 Tamices de norma ASTM E11. Fuente: ISO 13503/02 (2006)

De acuerdo con la información anterior y a la disponibilidad de tamices en el laboratorio, se ejecutó la prueba de distribución granulométrica utilizando las mallas 4-10-14-16-18-20-25-30-40-45-50-100-200 y un Ro-Tap, el cual se programó para un tiempo de 15 min, usando 1000 g de muestra (figura 8).

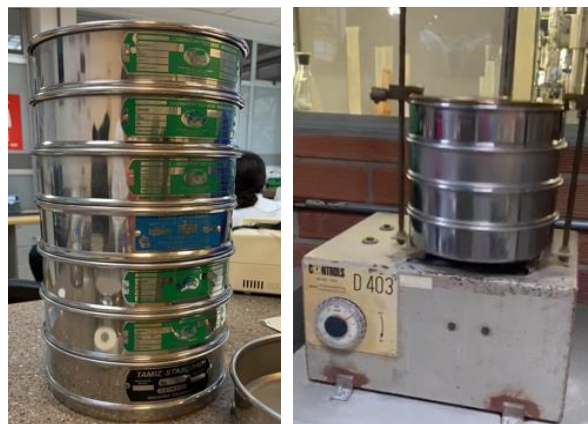


Figura 8 Serie de tamices utilizados para la distribución granulométrica y Ro-tap

##### 4.2.1.1.2.2 Densidad Bulk

Se utilizó la norma INV E-217-07. Para calcular la densidad Bulk en gramos por centímetro cúbico, y se utilizó la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad bulk} = \frac{mf + p - mf}{V_{\text{cilindro}}}$$

Donde  $mf$  es la masa del cilindro seco y vacío,  $p$  corresponde a la muestra que ocupó el cilindro y  $V_{\text{cilindro}}$  es el volumen del cilindro.

Esta propiedad se obtuvo en el laboratorio de Suelos (Universidad EAFIT); para conocer el volumen del cilindro se utilizó un pie de rey, mientras que para la determinación de la masa del cilindro y de la muestra, se usó una balanza METTLER XP6002SDR (figura 9) con un rango de 0 – 6100g.



Figura 9 Pie de rey - balanza y peso de cilindro

Para determinar la densidad bulk, se deja caer la muestra a una altura constante hasta ocupar completamente el recipiente, retirando los excesos sin generar fuerza sobre el cilindro (figura 10).



Figura 10 Paso a paso densidad bulk

#### 4.2.1.1.2.3 Redondez y esfericidad

Para la caracterización de las muestras se utilizó el estereomicroscopio OLYMPUS SZ61 (figura 11) ubicado en el Laboratorio de geología 15-103 (Universidad EAFIT), en el cual se usó un aumento de objetivos 10x y un aumento manual 4,5x.

El método estándar para definir los valores de redondez y esfericidad fue la carta de comparación visual (figura 12) desarrollada por Krumbien y Sloss (Krumbein & Sloss, 1963).



Figura 11 Estereomicroscopio OLYMPUS SZ61. (Sitio & Utiliza, n.d.)

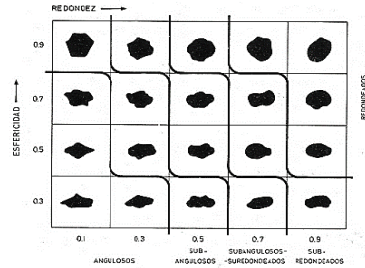


Figura 12 Comparación visual para la redondez y esfericidad (Krumbein y Sloss, 1963)

#### 4.2.1.1.3 Análisis químicos

##### 4.2.1.1.3.1 Composición química por óxidos por medio de Fluorescencia de rayos X

La espectrometría de fluorescencia de rayos X es una técnica que permite obtener información elemental de los diferentes tipos de materiales; el espectrómetro, mide la fluorescencia proveniente de la muestra, así el detector separa la radiación de los diferentes elementos (Cecoltec, 2020). El análisis se llevó a cabo en el laboratorio de la Empresa Cecoltec en un equipo Epsilon 4 (Figura 13). Los resultados se reportan en términos de la composición química por óxidos de los diferentes componentes.



Figura 13 Espectrómetro Epsilon 4.  
Fuente: (Cecoltec, 2020)

##### 4.2.1.1.3.2 Turbidez

El análisis se ejecutó en el laboratorio de procesos 12-102 (Universidad EAFIT); la medición se realiza mezclando la muestra con agua, y luego sometiendo la mezcla a agitación en un agitador magnético CORNING PC-420D (figura 14); la lectura se

realiza con un turbidímetro ORION AQ3010 (figura 15) para obtener los valores en unidades de NTU (unidades nefelométricas), según lo estipulado en las normas ISO 13503-2 (Organización Internacional de Normalización ISO, 2006) y API 19C (Instituto Americano del Petroleo, 2018).

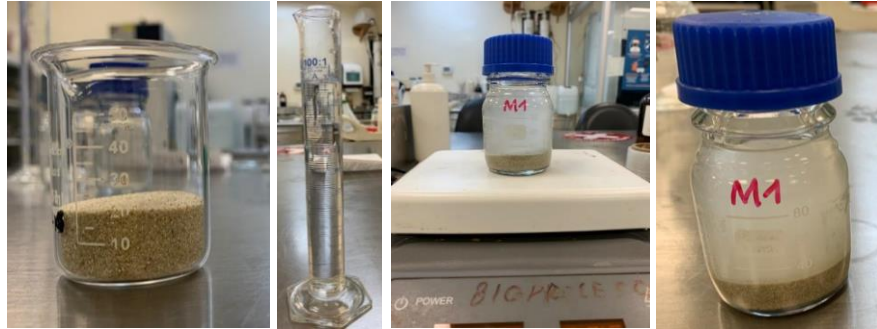


Figura 14 Paso a paso de mezcla utilizando agitador magnético



Figura 15 Extracción de muestra y turbidímetro

#### 4.2.1.1.3.3 Solubilidad en ácido

El método se realizó en el Laboratorio de procesos 12-102 (Universidad EAFIT); para esto se utilizó ácido clorhídrico y fluorhídrico que según la norma API 19C (Instituto Americano del Petroleo, 2018) debe existir una relación de 12:3 HCl: HF (12% de masa de ácido clorhídrico y 3% de masa de ácido fluorhídrico) dejando esta mezcla por 30 minutos a una temperatura de 66°C al baño maría (figura 16); se utilizaron además, una balanza de humedad OHAUS MB200, filtros para la solución, embudo, horno y desecador (figura 17), para esta prueba se utilizó una balanza de precisión (figura 18).



Figura 16 Ácidos utilizados, mezcla baño maría



Figura 17 Balanza de humedad con papel filtro, embudo en horno y desecador



Figura 18 Balanza de precisión

Como se muestra en la (figura 19), se hizo el montaje del embudo con el papel filtro y se utilizó un compresor para agilizar el procedimiento al hacer la filtración al vacío; al finalizar la filtración, el papel filtro con la muestra retenida es llevado al horno a 55°C por 24 horas, es pesado en una balanza de precisión; finalmente, el cálculo se obtiene mediante la fórmula:

$$S = (m_s + m_f - m_{sf}) / m_s * 100$$

Dónde:

S: solubilidad en ácido; ms: masa de la muestra, expresada en gramos; mf: la masa del filtro, expresada en gramos; mfs: masa seca del filtro que contiene agente de sostén, expresado en gramos.

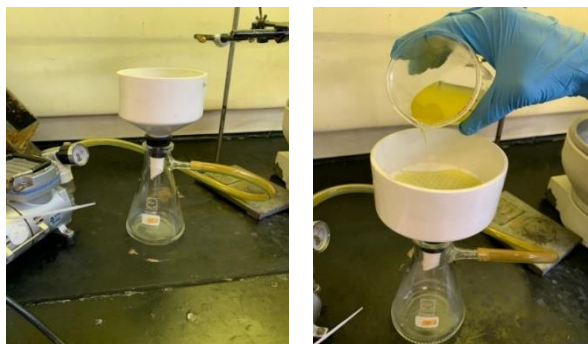


Figura 19 Montaje para la filtración

#### 4.1.1.1.1 Análisis mineralógicos

##### 4.1.1.1.1.1 Composición mineralógica por Difracción de rayos X

La difracción de rayos X es la única técnica de laboratorio que revela información estructural de un mineral, y permite la identificación de su tipo y concentración (Cecoltec, 2020). El equipo utilizado fue el Difractómetro de rayos X – modelo Aeris ubicado en las instalaciones de Cecoltec (figura 20); para la preparación de la muestra usó el método de carga posterior (Cecoltec, 2020), y los resultados reportados se expresan en espectros o gráficos, con información cualitativa y semi-cuantitativa.



Figura 20 Difractómetro de rayos X – Modelo Aeris. Fuente: Malvern Panalytical

#### 4.1.1.1.2 Análisis de desempeño preliminar

##### 4.1.1.1.2.1 Resistencia a la compresión

Esta prueba se hace para conocer el nivel de estrés máximo al que la muestra puede ser sometida (Toncel Hernández, 2013).

La metodología se hizo en el Laboratorio de construcción asociado a laboratorio de suelos, concretos y pavimentos 19-001 (Universidad EAFIT) donde se aplicó la norma ASTM D 7012, debido a la disponibilidad de los equipos. Se utilizó un cilindro de compactación donde se agregaba la muestra, un pistón (figura 21), la maquina universal de compresión (figura 22) que ejercía la carga, y la malla 50 ya que es la de abertura más pequeña de la serie 30/50, con el fin de verificar cuantos finos se generan posterior a la prueba (figura 23).



Figura 21 Cilindro de compactación - pistón



Figura 22 Maquina universal de compresión



Figura 23 Tamiz más pequeño de la serie (50) – Ro-Tap

## 4.2 Tercera etapa

### 4.2.1 Laboratorios CIATI (Argentina)

En Colombia se hizo una búsqueda de laboratorios certificados que pudieran realizar las pruebas de una muestra de arena respecto a la norma API 19C, pero los únicos que lo llevaban a cabo trabajaban para sus propias empresas privadas y las instituciones educativas nos ofrecían cambios en equipamiento, por lo tanto, se amplió la búsqueda a nivel internacional.

Por esta razón se seleccionaron los laboratorios CIATI (Argentina) donde se realizaban todas las pruebas requeridas de la norma (figura 24). CIATI es una organización que presta sus servicios analíticos, de tecnología y de asistencia técnica para las industrias de alimentos, de energía y de ambiente, y en especial para el desarrollo de la industria petrolera argentina desde el año 2014.

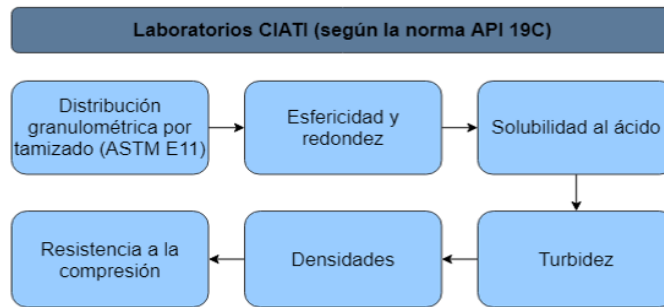
Por razones de confidencialidad CIATI no comparte la metodología realizada, únicamente el orden de los ensayos (figura 25); sin embargo, se tiene certeza de la aplicación de los métodos de la normativa requerida, dada la información ofrecida en la cotización y la confirmación de esta información telefónicamente.

 <b>CIATI</b> INVESTIGACIÓN Y ASISTENCIA A LA INDUSTRIA		<b>Presupuesto N°: 012756/1</b> Fecha: 08/09/2021 Documento no válido como factura	
Centro de Investigación y Asistencia Técnica a la Industria 20 de Junio 54 8338 Villa Regina - Río Negro - República Argentina Tel. 54 298 4462810		CUIT: 30-68955218-4 Ingresos Brutos: CM 916-30689552184 EXENTO Inicio de actividades comerciales: 01/01/1997 IVA EXENTO	
JUAN GUILLERMO ISAZA GALLEGO JUAN GUILLERMO ISAZA GALLEGO CALLE 61 SUR # 39- 70 APARTAMENTO 809 055450 MEDELLIN Antioquia COLOMBIA Condición IVA: No alcanzado Término de pago: Contado			
Descripción	Cantidad	Precio unitario	Valor
<b>ANÁLISIS DE ARENA BAJO NORMA API 19C</b>			
[3052] DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA	1.00 x 1 u		
[3025] RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN	1.00 x 1 u		
[3028] TURBIDEZ (Agentes de Sostén)	1.00 x 1 u		
[3029] SOLUBILIDAD AL ÁCIDO	1.00 x 1 u		
[ER] ESFERICIDAD Y REDONDEZ	1.00 x 1 u		
[3027] DENSIDAD BULK	1.00 x 1 u		
Son: veinticinco mil ciento ochenta y seis pesos con diecinueve centavos			<b>Total:</b>
<b>IMPORTANTE:</b> 1-En caso de enviar muestras indicar a ingreso@ciati.com.ar el N° de guía y transporte utilizado para proceder al seguimiento de las mismas. 2- El importe de este presupuesto deberá cancelarse en <b>PESOS ARGENTINOS</b> a la paridad cambiaria vigente a la fecha de efectiva cancelación del pago (Art. 765 Código Civil), tomando como referencia el <b>TIPO DE CAMBIO OFICIAL</b> dólar billete vendedor publicado en BNA. Pago mediante transferencia al CBU: 2850544230094194530651 (NUEVO). Una vez efectuado, enviar comprobante para proceder al ingreso de las muestras al circuito de análisis. <b>*** IMPORTANTE - NUEVO N° CBU: 2850544230094194530651***</b>			

Forma de pago:  
- Se abona el 100% durante el ingreso de la/las muestras.

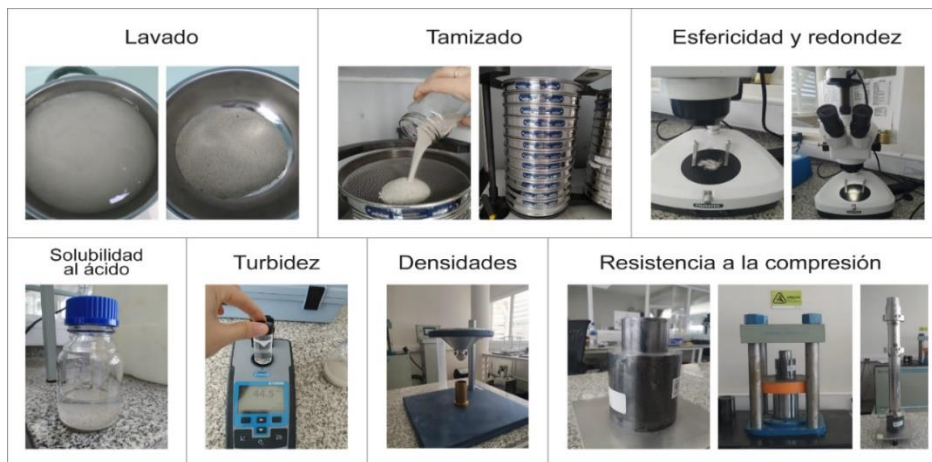
Validez del presupuesto:  
- 30 días

Figura 24 Cotización Norma API 19 C CIATI



*Figura 25 Metodología laboratorios CIATI*

En la (figura 26), se muestran las imágenes suministradas por CIATI acerca del procedimiento realizado.

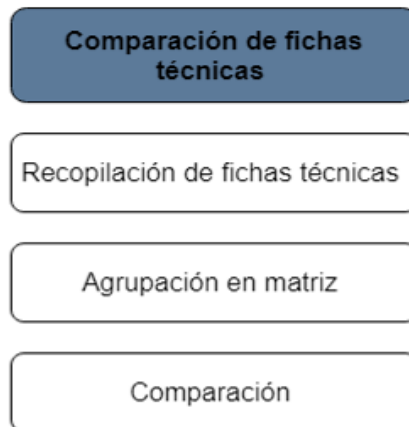


*Figura 26 Imágenes de la metodología laboratorio CIATI*

### 4.3 Cuarta etapa

#### 4.3.1 Análisis de normativa internacional para “Frac Sand” (fichas técnicas)

Para la ejecución de la tercera etapa del proyecto se realizó una búsqueda sobre las empresas productoras y comercializadoras de este tipo de material (“Frac Sand”) a nivel mundial, haciendo una recopilación de las fichas técnicas disponibles, las cuales están asociadas a la normativa (API 19C). Posteriormente, se agrupó la información en una matriz construida en Excel, permitiendo generar un marco comparativo con las diferentes referencias a nivel mundial (figura 27).



*Figura 27 Metodología para comparación de información de fichas técnicas*

## **5. Resultados**

La presentación de los resultados se establece de manera concordante con el desarrollo de la metodología y objetivos propuestos en el proyecto; en la mayoría de los resultados se presentan gráficas y tablas para lograr una mejor visualización de estos.

### **5.1 Primera etapa**

#### **5.1.1 Matriz de clasificación jerárquica de depósitos de arenas silíceas**

Se tuvieron en cuenta los departamentos donde el SGC presentó las principales ocurrencias de arenas silíceas, además la producción registrada ante entidades públicas como la UPME y ANM; sin embargo, los valores de producción para algunos departamentos son nulos. Las ocurrencias de arenas silíceas están compuestas principalmente de cuarzoarenitas provenientes de ambientes transicionales, marinos, continentales y eólicos (tabla 2), y el análisis del estado de las principales vías del país mostró que son transitables (tabla 3).

Respecto a la clasificación jerárquica, los números establecidos (1,2,3,4,5) tienen la finalidad de priorizar estas ocurrencias como las de mayor potencial para la prospección de Frac Sand, debido a que cumplen con características

como: litología de la formación asociada a areniscas cuarzosas o cuarzoarenitas, grano medio a fino según el SGC, existencia de títulos mineros de arena silícea reportados ante la ANM, reportes disponibles sobre de producción ante la UPME en el departamento respectivo, y estado de las vías, si son transitables. En esta medida serían descritos los otros cuatro números jerarquizados, entiéndase así, que estos no estarían cumpliendo con alguno o algunos de los criterios tenidos en cuenta para el desarrollo de esta matriz (tabla 1).

<b>Calificación</b>	<b>Definición</b>
1	Insuficiente como depósito prospectivo para "Frac Sand"
2	Deficiente como depósito prospectivo para "Frac Sand"
3	Aceptable como depósito prospectivo para "Frac Sand"
4	Bueno como depósito prospectivo para "Frac Sand"
5	Excelente como depósito prospectivo para "Frac Sand"

*Tabla 1 Definición de clasificación jerárquica*

				Información del SGC			
Departamento	Municipios	Unidad geológica	Ambiente geológico	Litología	Edad	CALIFICACIÓN	
Antioquia	Apartadó, Caucaasia, Girardota, Puerto Nare, Santa Fe de Antioquia, Toledo, Valparaiso, Yondó.	F.Amagá	Continental	Arenitas conglomeráticas y conglomerados en la base y el techo; arenitas, arcillolitas y carbones en la parte media.	Oligoceno	4	
Atlántico	Luruaco, Puerto Colombia, Repelón, Sabanagrande.	F.San Cayetano	Marino	Secuencias de arenisca de grano fino y lutitas con alto contenido de materia organica, Además de secuencias de areniscas conglomeraticas.	Paleoceno tardío- Eoceno temprano	3	
		Depositos Cuaternarios	Origen eolico	Depósitos eólicos (dunas) y loes	Cuaternario	5	
Bolívar	Cartagena de Indias, Mahates, Turbaco.	F. Bayunca.	Transicional	Intercalaciones de lodolitas, arenitas calcáreas y cuarzoarenitas de grano grueso a conglomeráticas.	Mesiniano-Zancleano	3	
		F.San Cayetano	Marino	Secuencias de arenisca de grano fino y lutitas con alto contenido de materia organica, Además de secuencias de areniscas conglomeraticas.	Paleoceno tardío- Eoceno temprano	3	
		F. Arjona.	Continental	Arenitas líticas y feldespáticas de grano fino a grueso con glauconita, y shales calcáreos intercalados con lodolitas	Langhiano-Tortoniano	3	
Boyaca	Corrales, Garagoa, Iza, Nobsa, Paipa, Pesca, Sativanorte, Sogamoso, Tasco, Úmbita	F. Arenisca de Labor y tierna	G. Guadalupe	Transicional	Areniscas de grano muy fino, limolitas arenosas y areniscas limosas con intercalaciones de arcillolitas. Además cuarzoareniscas de grano muy fino.	Maastrichtiano inferior	5
		F. Arenisca Dura		Transicional	Intercalaciones de paquetes muy gruesos de lodolitas y arcillolitas negras finamente laminadas con capas delgadas de areniscas de grano fino. Presenta un nivel espeso de liditas en la parte media. Hacia la parte superior se entrecruzan capas medias a gruesas de areniscas cuarzosas de grano fino a medio	Campaniano Superior	4
		F. Plaeners		Transicional	Capas medias a muy gruesas de areniscas cuarzosas, algunas ligeramente lodosas de grano muy fino a medio, bien cementadas de color amarillo, beige y blanco intercaladas con lodolitas y arcillolitas en capas delgadas con laminación plano paralela continua.	Campaniano Inferior	5
		F. Chipaque	Marino	Lutitas y limolitas negras con niveles de areniscas	Cenomaniano - Santoniano	3	
		F. Arcabuco	Transicional	Areniscas cuarzosas, de grano fino a medio, blanco-amarillentas a rojizas, macizas, con intercalaciones de limolitas rojizas.	Berriasiano	4	
		F.Arenitas de Chiquinquirá	Marino	Areniscas cuarzosas de grano fino a medio y lutitas de color amarillento gris y verdoso.	Albiano - Cenomaniano	4	
		F. Cumbres	Marino	Areniscas cuarzosas, grano fino, grises oscuras a verdes, con intercalaciones de lutitas y limolitas negras.	Berrasiano	4	

Continuación página siguiente.

Cundinamarca	Bojacá, Cáqueza, Carmen de Carupa, Chía, Chocontá, Cogua, El Rosal, Fosca, Fusagasugá, Gachetá, Guaduas, Guataquí, Guayabetal, Jerusalén, Madrid, Mosquera, Nariño, Nilo, Quetame, Ricaurte, San Juan de Río seco, Soacha, Tabío, Tausa, Tocancipá, Une.	F. Arenisca de Labor y tierna	G. Guadalupe	Transicional	Areniscas de grano muy fino, limolitas arenosas y areniscas limosas con intercalaciones de arcillolitas. Además cuarzoareniscas de grano muy fino.	Maastrichtiano inferior	5
		F. Plaeners			Intercalaciones de paquetes muy gruesos de lodolitas y arcillolitas negras finamente laminadas con capas delgadas de areniscas de grano fino. Presenta un nivel espeso de liditas en la parte media. Hacia la parte superior se entrecruzan capas medias a gruesas de areniscas cuarzosas de grano fino a medio	Campaniano Superior	4
		F. Arenisca Dura			Capas medias a muy gruesas de areniscas cuarzosas, algunas ligeramente lodosas de grano muy fino a medio, bien cementadas de color amarillo, beige y blanco intercaladas con lodolitas y arcillolitas en capas delgadas con laminación plano paralela continua	Campaniano Inferior	5
		F. Mugrosa	G. Chuspa	Continental	Alternancia de arcillolitas y lodolitas grises y areniscas cuarzosas de grano fino a medio. Delgados niveles fosilíferos hacia la parte media y alta	Rupeliano-Langhiano	3
		F. Colorado			Alternancia de areniscas cuarzosas de grano fino a medio y lodolitas y arcillolitas rojizas	Rupeliano-Langhiano	4
		G. Farallones	G. Chuspa	Marino	Sucesión sedimentaria, predominantemente siliciclástica, con arenitas, limolitas y lodolitas muy compactadas, de coloración gris, roja o verde; en el río Chivor muestra niveles calcáreos importantes representados por wackestone y packstone de crinoideos y braquiópodos.	Devónico-Carbonífero	3
		F. Seca		Continental	Arcillolita y lodolita pardo grisáceo a rojo, con nódulos de caliche e intercalaciones de arenita de cuarzo, de grano fino en capas cubetiformes	Maastrichtiano-Paleoceno	3
F. Guaduas	Continental	Arcillolitas, lodolitas grises en la parte inferior, lodolitas y arenitas intercaladas con capas de carbon parte media y arcillolita abigarrada, con capas de de arenita de cuarzo de grano fino, parte Superior		Maastrichtiano Superior-Paleoceno	3		
La Guajira	_____	Depositos Cuaternarios	G. Chuspa	Eólico	Depósitos eólicos (dunas) y loes	Cuaternario	5
		F. Rancho Grande		Marino	Arcillolitas intercaladas con arenitas feldespáticas que varían hacia el techo a cuarzoarenitas con shales.	Jurásico inferior	3
Meta	Acácias, Castilla La Nueva, Cumará, Granada, El Dorado, Puente de Oro, Puerto López, Restrepo, San Carlos de Guaroa, San Martín y Villavicencio.	Depósitos del Mioceno	G. Chuspa	Eólico	Depósitos eólicos (dunas) y loes	Cuaternario	5
		F. Angosturas		Marino	conjunto de cuarzo arenitas en capas muy gruesas, tabulares a cuneiformes, masivas, con contactos netos a irregulares, localmente intercaladas con capas delgadas de arcillolitas y lodolitas.	Cámbrico-Ordovícico	4
		G. Farallones		marino	Cuarzoarenitas, arcillolitas, lodolitas grises y, ocasionalmente, calizas y conglomerados.	Devónico-Carbonífero	4
		F. Une		Marino	Areniscas blancas cuarcitas, compactas, de grano fino a grueso, excepcionalmente conglomeráticas con débiles niveles de arcillas negras laminadas intercaladas	Aptiano - Cenomaniano	5
		Grupo Palmichal		Continental	Cuarzoarenitas de grano fino a conglomeráticas intercaladas con lodolitas, limolitas silíceas arcillosas y lentes de calizas.	Campaniano-Paleoceno	4
		F. Macarena		Transicional	Capas tabulares de cuarzo arenitas de grano fino, con cemento silíceo, maduras, masivas. Presenta localmente oil seeps.	Campiano - Paleoceno	5

Continuación página siguiente

Santander	Sabana de torres y Mogotes	F. Rio Negro		Transicional	Areniscas blancas a grises, grano medio a grueso pasando a conglomerados que presentan localmente muscovita y moteado de materia orgánica. Intercalaciones de lutita negra, localmente arenosa.	Barresiano - Barremiano / Valanginiano - Aptiano	4
		F. Tambor		Continental	Areniscas cuarcíticas blancas, conglomerados cuarzosos e intercalaciones de arcillas oscuras y en ocasiones rojizas	Berriasiano	4
		F. Mugrosa	G. Chuspas	Continental	Alternancia de arcillolitas y lodolitas grises y areniscas cuarzosas de grano fino a medio. Delgados niveles fosilíferos hacia la parte media y alta	Rupeliano - Langhiano	3
		F. Colorado			Alternancia de areniscas cuarzosas de grano fino a medio y lodolitas y arcillolitas rojizas	Rupeliano - Langhiano	4
		F. Une		Marino	Areniscas blancas cuarcitas, compactas, de grano fino a grueso, excepcionalmente conglomeráticas con débiles niveles de arcillas negras laminadas intercaladas	Aptiano - Cenomaniano	5
		F. Arenisca de Labor y tierna	G. Guadalupe	Transicional	Areniscas de grano muy fino, limolitas arenosas y areniscas limosas con intercalaciones de arcillolitas. Además cuarzoareniscas de grano muy fino.	Maastrichtiano inferior	5
		F. Arenisca Dura			Capas medias a muy gruesas de areniscas cuarzosas, algunas ligeramente lodosas de grano muy fino a medio, bien cementadas de color amarillo, beige y blanco intercaladas con lodolitas y arcillolitas en capas delgadas con laminación plano paralela continua	Campaniano Superior	4
		F. Plaeners			Intercalaciones de paquetes muy gruesos de lodolitas y arcillolitas negras finamente laminadas con capas delgadas de areniscas de grano fino. Presenta un nivel espeso de loditas en la parte media. Hacia la parte superior se entrecruzan capas medias a gruesas de areniscas cuarzosas de grano fino a medio	Campaniano Inferior	5
Tolima	Alvarado, Armero, Guayabal, Cármen de Apicalá, Chaparral, Coello, Espinal, Flandes, Guamo, Honda, Ibagué, Icononzo, Melgar, Ortega, Saldaña.	F. seca		Continental	Arcillolitas rojizas con intercalaciones de cuarzoarenitas de grano fino. Mantos de carbón a la base.	Maastrichtiano - Paleoceno	3
		F. El Iman		Continental	Conglomerados y areniscas cuarcíticas en la base; arcillolitas y areniscas ferruginosas con restos de briozoos y braquiopodos del Devónico.	Devónico - Carbonífero	4
		F. Amoya		Transicional	Lutitas y limolitas silíceas de color negro, incipiente metamorfismo	Devónico - Carbonífero	2
		F. Guaduas		Continental	Arcillolitas, lodolitas grises en la parte inferior, lodolitas y arenitas intercaladas con capas de carbon parte media y arcillolita abigarrada, con capas de de arenita de cuarzo de grano fino, parte Superior	Maastrichtiano Superior - Paleoceno	3
		F. Caballos		Transicional	Cuarzoarenitas. Al tope, glauconíticas o ferruginosas y, en la parte media, con intercalaciones de calizas y shales.	Barremiano - Albiano	4

Tabla 2 Resultado matriz jerárquica

Departamento	Producción año 2012 m3	Producción año 2015 m3	Producción año 2018 m3	Producción año 2021 m3	Transporte
Antioquia	15	0	0	0	Transitable
Atlántico	40	4671	7778	0	Transitable
Bolívar	0	0	85590	0	Transitable
Boyaca	64144	18509	82135	0	Transitable
Cundinamarca	185097	194840	366168	102757	Transitable
La Guajira	0	0	0	0	Transitable
Meta	1842	7855	0	3912	Transitable
Santander	20086	8130	6400	0	Transitable
Tolima	0	0	26841	0	Transitable

*Tabla 3 Matriz de producción y transporte por departamento*

### 5.1.2 Elaboración de mapa de ocurrencias y títulos mineros de arena sílicea en Colombia (1:500000)

Las principales ocurrencias de arenas síliceas están distribuidas en el oriente y norte del país como se evidencia en la (figura 28); se determinaron los departamentos Cundinamarca, Meta, Boyacá y Santander como principales productores de arena sílicea, lo cual es correspondiente con el mayor número de títulos mineros reportados.

# POTENCIALES DEPÓSITOS DE ARENAS SILÍCEAS Y TÍTULOS MINEROS EN COLOMBIA

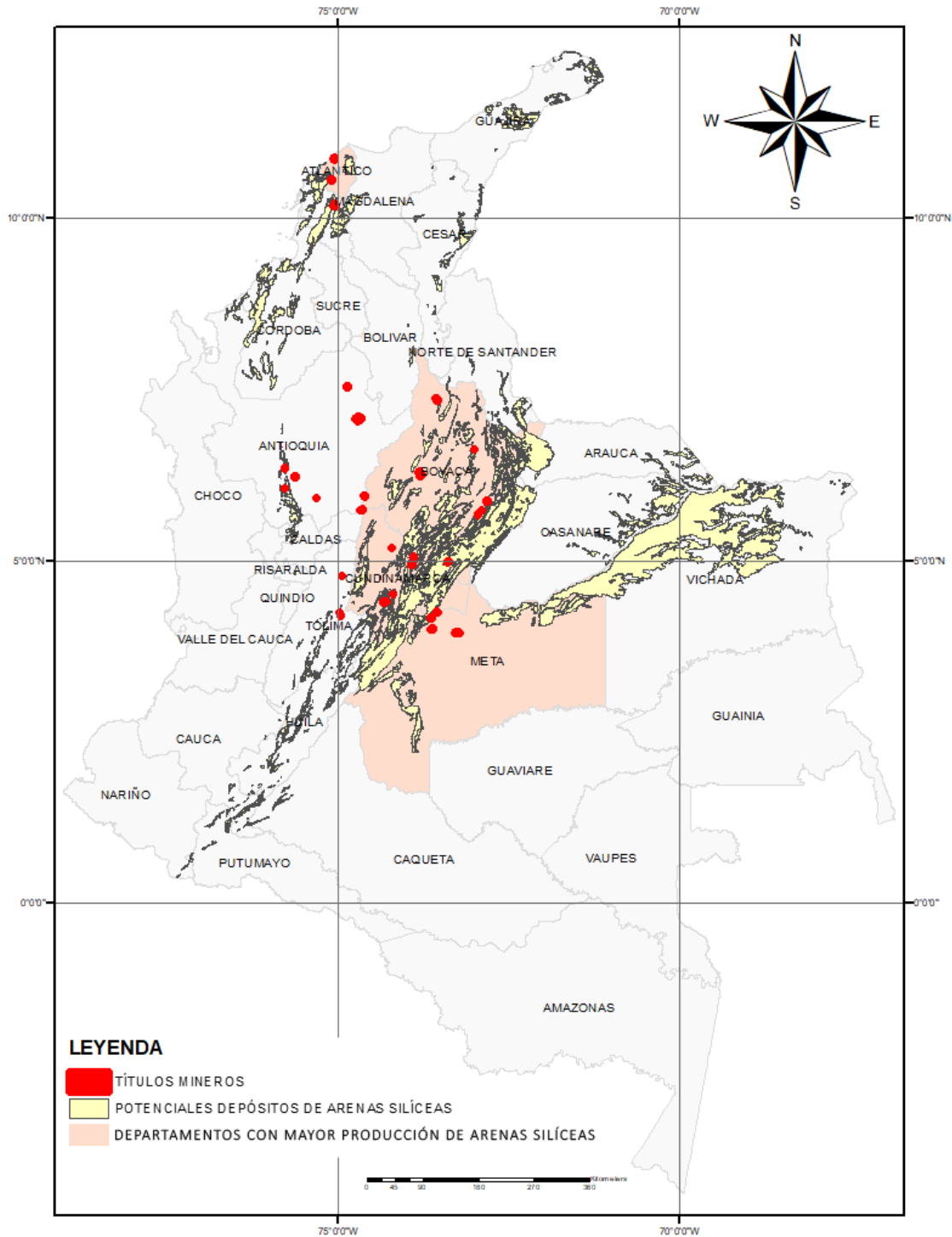
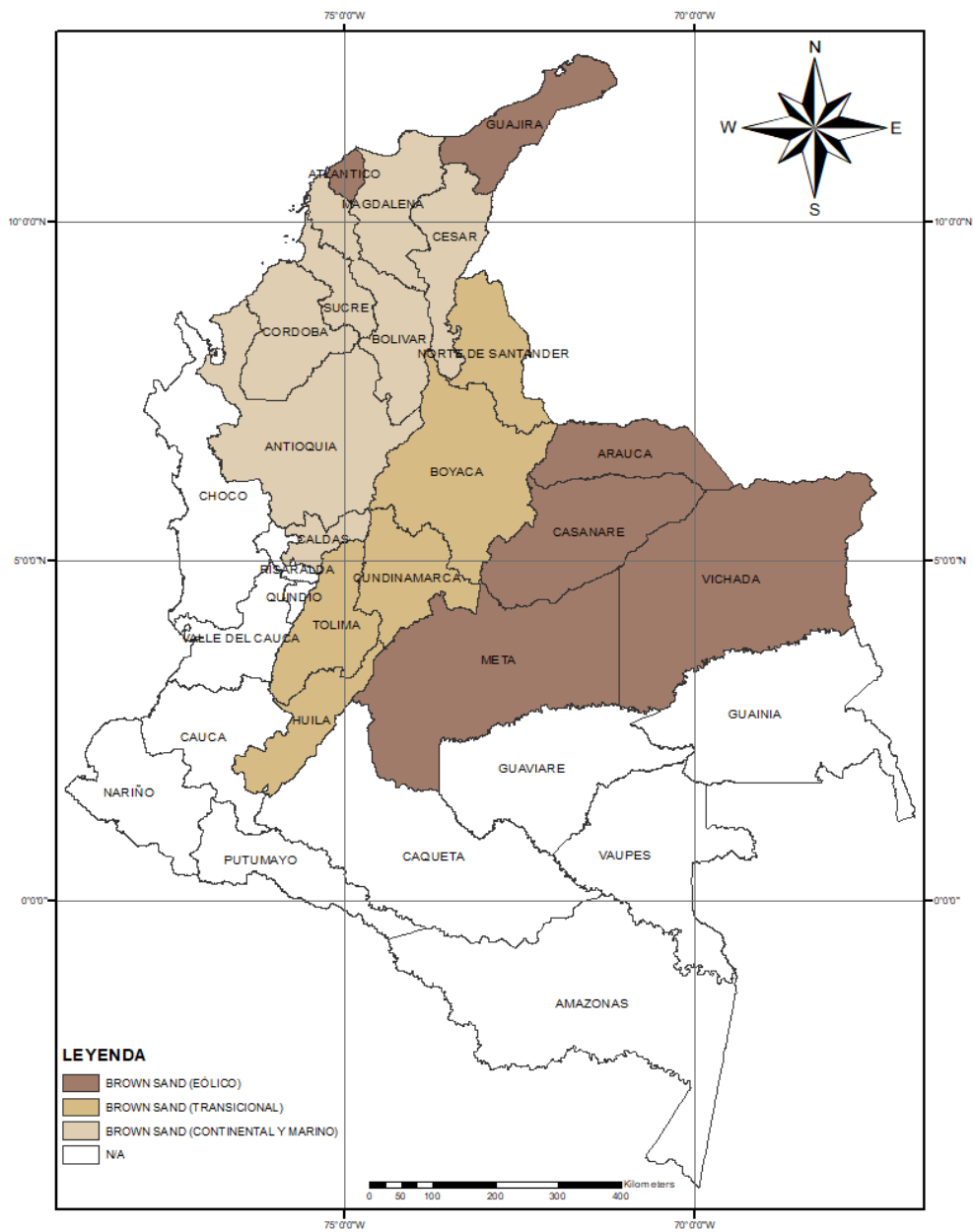


Figura 28 Mapa de potenciales depósitos de arena sílicea y títulos mineros en Colombia

### 5.1.3 Elaboración de mapa de los tipos de referencia “Brown Sand” en Colombia

El mapa de la (figura 29) se caracterizó con respecto a las arenas de referencia “Brown Sand” asociando su ambiente de formación, con los depósitos de ocurrencias de arenas silíceas presentes en Colombia. Para llevar a cabo una caracterización específica de calidades de arenas para uso como Frac Sand, se deben tener en cuenta criterios como la resistencia a la compresión, esfericidad y redondez, composición mineralógica, distancia con respecto a las cuencas donde se realiza la explotación de yacimientos no-convencionales y entre otras. Teniendo en cuenta estos criterios antes mencionados y entendiendo que éstos solo se obtienen cuando se evalúan las arenas con los términos de referencia de la norma API 19C, se puede establecer su real potencial técnico-económico de uso. Este proyecto consideró una posible zonificación de arenas en Colombia, con respecto a la calidad conocida como “Brown Sand” dados las posibles similitudes de referentes, respecto al origen del depósito, así como lo describen (Benson & Wilson, 2015) en formaciones que se explotan en Estados Unidos; de manera concreta, se tendrán en cuenta ambientes de formación eólica, transicional y continental-marino.

## TIPO DE REFERENCIA DE ARENA SILÍCEA EN COLOMBIA



*Figura 29 Mapa tipo de referencia de arena silícea en Colombia*

## 5.2 Segunda etapa

### 5.2.1 Ejecución de pruebas de laboratorio en Universidad EAFIT y CECOLTEC

Macroscópicamente la arena de estudio presenta granos homogéneos, tamaño de arena de medio a muy fino, color pardo claro y bajo porcentaje de impurezas, además se observa buena redondez y esfericidad (figura 30).



Figura 30 Muestra de estudio

Posterior al secado de la muestra, se realizó el cuarteado hasta obtener 1000 g de muestra final (figura 31), los cuales se utilizarán para todas las pruebas, empacados como se indica en la (figura 32).



Figura 31 Muestra posterior al cuarteo

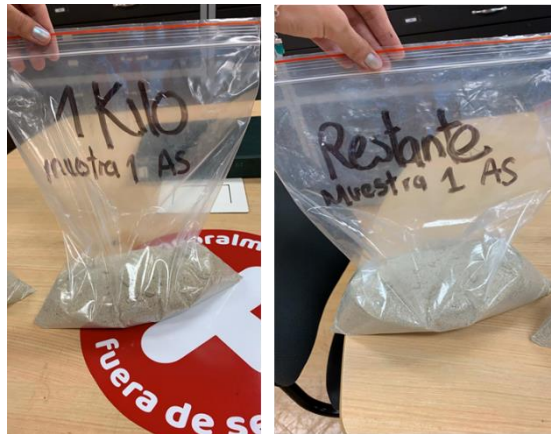


Figura 32 Empacado de muestra

## 5.2.1.1 Análisis físicos

### 5.2.1.1.1 Tamizado por mallas

Se realizó el tamizado con las mallas disponibles para conformar una serie como se observa en la tabla 4. Se obtuvo una distribución granulométrica donde se observa el mayor porcentaje de material retenido entre las mallas 25 y 200, con una importante concentración entre las mallas 30 y 50 (aprox 60%). En la (figura 33), se observa la gráfica de la distribución granulométrica con las mallas utilizadas (eje x), el porcentaje retenido (azul) y porcentaje acumulado (rojo).

EAFIT				
Malla	Abertura	Peso retenido (g)	% retenido	% retenido acumulado
4	4,75 mm	5,8	0,6	0,6
10	2 mm	2,1	0,2	0,8
14	1,40 mm	1,3	0,1	0,9
16	1,18 mm	2,5	0,2	1,2
18	1 mm	1,6	0,2	1,3
20	0,85 mm	8,5	0,8	2,2
25	0,71 mm	155,1	15,5	17,6
30	0,60 mm	147	14,6	32,3
40	0,425 mm	253	25,2	57,5
45	0,355 mm	125,5	12,5	70,0
50	0,300 mm	109,2	10,9	80,9
100	0,150 mm	155,4	15,5	96,3
200	0,075 mm	29,3	2,9	99,3
<200		7,5	0,7	100
Total		1004	100	

Tabla 4 Resultados granulometría por tamices

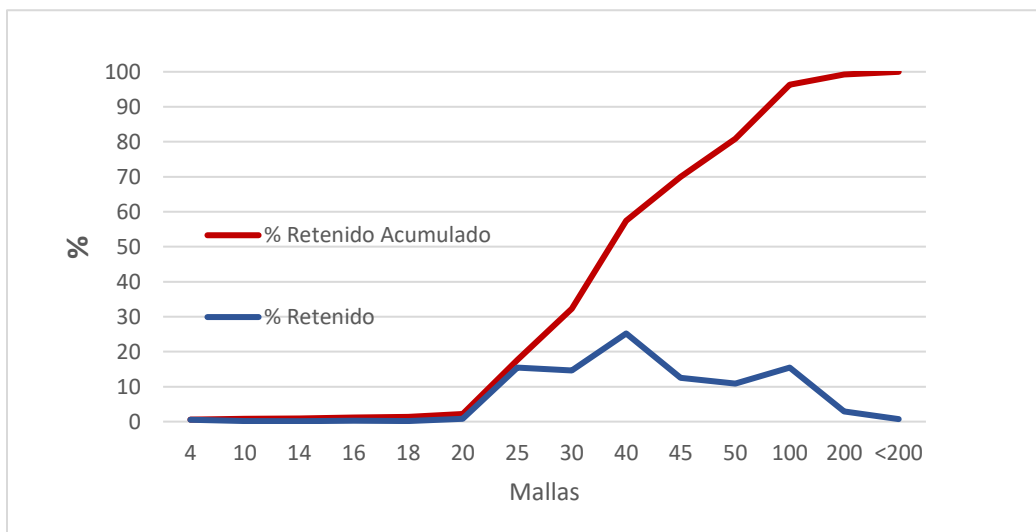


Figura 33 Distribución granulométrica por tamizado

Una vez conocidos estos resultados se determinó que la fracción de interés para los demás análisis sería la fracción 30/50.

Las muestras seleccionadas y enviadas al laboratorio CECOLTEC se realizó como se indica en la (figura 34).

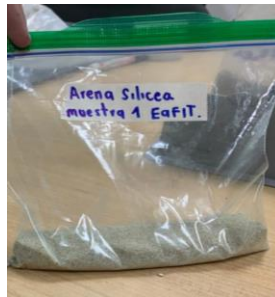


Figura 34 Muestra enviada a CECOLTEC

#### 5.2.1.1.2 Densidad Bulk

La densidad bulk reportada se ajusta al rango determinado por la norma API 19C debido a que esta no reporta valores mínimos, los resultados estarían dentro de los requerimientos establecidos por la norma. Esta prueba se hace con el fin de evaluar la relación del peso volumétrico con el proceso de compactación. El ensayo se realizó en tres ocasiones debido a que la inducción del error es común por la forma en cómo se realiza este ensayo (tabla 5).

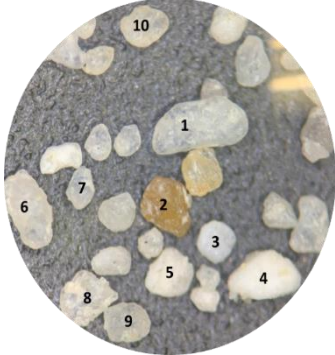
DENSIDAD BULK		
Bulk <sub>1</sub> [g/cm <sup>3</sup> ]	1,46	1,48
Bulk <sub>2</sub> [g/cm <sup>3</sup> ]	1,5	
Bulk <sub>3</sub> [g/cm <sup>3</sup> ]	1,48	

Tabla 5 Densidad bulk

#### 5.2.2.1.3 Esfericidad y redondez

Los resultados de esfericidad y redondez se realizaron a la muestra mediante la observación de tres campos de observación y en ellos se identificaron 10 tipos de grano que representaban los campos mencionados. Luego, se realizó la identificación de la escala de esfericidad y redondez de los 10 granos seleccionados y se obtuvo un resultado promedio de 0.6 de redondez y 0.66 de esfericidad (tabla

6). Lo cual indica según la norma una forma ideal para una óptima permeabilidad en el pozo.



Nº Part	Red	Esf
1	0,7	0,7
2	0,5	0,7
3	0,9	0,7
4	0,5	0,7
5	0,7	0,7
6	0,5	0,7
7	0,5	0,5
8	0,3	0,5
9	0,7	0,7
10	0,7	0,7
PROMEDIO	0,6	0,66

Tabla 6 Resultados redondez y esfericidad

## 5.2.2.2 Análisis químicos

### 5.2.2.2.3 Composición química por Óxidos (FRX)

La información obtenida se reportó en la tabla 7, en términos de los óxidos encontrados. A partir de esta información se puede concluir que la pureza de la muestra analizada, dado su contenido de  $\text{SiO}_2$ , es de 80%. Otros óxidos como el  $\text{Al}_2\text{O}_3$  y el  $\text{K}_2\text{O}$ , presentan una concentración importante (aprox 16%), y pueden estar asociados a posible presencia de minerales tipo aluminosilicatos ricos en potasio.

Elemento	Nombre	Concentración	Unidad
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Aluminio	12.87	%
SiO <sub>2</sub>	Silicio	81.497	%
Cl	Cloro	128	ppm
K <sub>2</sub> O	Potasio	3.487	%
CaO	Calcio	1.18	%
TiO <sub>2</sub>	Titanio	0.178	%
MnO	Manganeso	88	ppm
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Hierro	0.628	%
ZrO <sub>2</sub>	Zirconio	126.3	ppm
Ag <sub>2</sub> O	Plata	737.3	ppm
PbO	Plomo	13.5	ppm

Tabla 7 Fluorescencia de rayos x

#### 5.2.2.2.4 Turbidez

Se registra un valor alto de turbidez vs. Lo especificado por la norma ( $\leq 250$ ) lo cual indica cantidad de finos suspendidos en la muestra, esto puede estar asociado a que la muestra solo fue procesada en seco (no tamizada en húmedo) (tabla 8).

TURBIDEZ (NTU)	
Muestra	643

Tabla 8 Turbidez

#### 5.2.2.2.5 Solubilidad en ácido

Los resultados se observan en la tabla 9; la arena después del contacto con los ácidos tiene un cambio en su color, pasando de un pardo claro a blanco (figura 35). Los resultados obtenidos presentan un valor mayor al reportado por la norma (<3%), lo cual puede estar asociado a impurezas presentadas durante la preparación de la muestra o a reacciones de los otros componentes que acompañan las partículas de cuarzo de la muestra.

SOLUBILIDAD AL ÁCIDO	
Ácido Clorhídrico[HCl]:Ácido Fluorhídrico[HF] 12:3	N/A
	27,06%

Tabla 9 Resultados solubilidad en ácido



Figura 35 Muestra después de exposición al ácido

### 5.2.2.3 Análisis mineralógicos

#### 5.2.2.3.3 Composición Mineralógica (DRX)

El análisis realizado según el método aplicado (montaje no-orientado), permitió identificar la siguiente composición mineralógica (tabla 10):

Quartz 76,6 %  
Orthoclase 2,7 %  
Albite 5,1 %  
Oligoclase 15,6 %

*Tabla 10 Resultado difracción de rayos x*

Lo anterior permite confirmar la química obtenida para los tres óxidos mayoritarios, aunque no se pudo confirmar la presencia de  $\text{Na}_2\text{O}$  asociada a la Albite reportada. Esto puede explicarse porque el equipo FRX utilizado no tiene un nivel de detección confiable para el Sodio (Na) por lo tanto, no aparece reportado.

#### 5.2.2.4 Resistencia a la compresión

La muestra que fue sometida a la prueba de compresión arrojó un resultado de 36% (tabla 11) de finos posterior al ensayo, superior a lo definido por la norma API 19C (<10% de finos generados); esto puede deberse a un muy alto estrés de la muestra, superior a la estipulada por la norma; acá es importante reiterar que el ensayo no se realizó bajo la norma APLI ya que no se contaba con el método en el laboratorio, pero se consideró de utilidad evidenciar por primera vez para los investigadores, la respuesta del material de estudio a una prueba similar, que debería al final ser comprobada con el método estandarizado, en otro laboratorio.

Al llevar a cabo la prueba no fue posible mantener la presión de 5000 psi por dos minutos de manera constante, como se indica en la norma API 19C, por restricciones de la maquinaria utilizada, por lo tanto, se debió someter la muestra a pulsos de diferentes presiones para obtener una respuesta.

RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN	
Resistencia a la compresión (5000 psi)	36%

*Tabla 11 Resultado resistencia a la compresión*

### 5.2.3 Ejecución de pruebas en CIATI (Argentina)

Los resultados de CIATI (tabla 12), como se anotó en la metodología, se reportaron bajo los estándares de calidad de la norma API 19C. Se obtuvo una granulometría concentrada entre los tamices 40 y 70 con un 98.35 % cumpliendo con los estándares de la norma; los valores de esfericidad y redondez fueron de 0.5 para ambos, un poco menor al estándar mínimo de la norma indica un 0.6 para ambos atributos; estos resultados pueden presentar un nivel de subjetividad, por los criterios empleados para la selección de los granos y por el factor humano asociado a los criterios de identificación para la asignación de los niveles de clasificación.

La solubilidad al ácido dió un resultado de 0,6% siendo óptimo según la norma que indica un valor <3%, revelando una resistencia del material a la alteración por medio de fluidos.

La turbidez obtenida es aceptable, según el requerimiento de la norma 45 NTU vs.  $\leq 250$  NTU; esto posiblemente está asociado al lavado realizado en la preparación de las muestras, reduciendo así el porcentaje de finos adheridos al material.

El promedio de la densidad bulk mostró un valor de 1.42 g/cm<sup>3</sup>; la norma no exige un rango para este parámetro, pero es importante reportarlo para toma de decisiones técnicas futuras por parte de los clientes finales.

La resistencia a la compresión en las tres condiciones de presión ensayadas presentó un porcentaje de 14%, levemente superior al exigido por la norma. Esto puede ser debido a la presencia de tamaños de partículas diferentes al rango seleccionado (30/50), especialmente finos < M50, según los datos reportados, lo cual puede afectar su desempeño.

DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA POR TAMIZADO			
TAMIZ N° (ASTM E11)	% RETENIDO	PROMEDIO TOTAL [%]	NORMA API 19C
20	ND	ND	≤ 0,1 %
30	1.02		
40	37.33		
50	37.78		
60	14.08	98.35	≥ 90 %
70	9.16		
100	0.64		
FDO	ND	ND	≤ 1 %
MALLA		30/70	
Dav [mm]		0.40	
ESFERICIDAD Y REDONDEZ			
ESFERICIDAD		0.5	≥ 0.6
REDONDEZ		0.5	≥ 0.6
SOLUBILIDAD AL ÁCIDO			
Ácido Clorhídrico [HCl - 15%]		N/A	≤ 3 %
Ácido NH4F (12:3 HCl: HF)		0.6%	
TURBIDEZ			
1 kg muestra; 12 L (NTU)		45	≤ 250
DENSIDADES			
Bulk 1 [g/cm <sup>3</sup> ]	1.42		-
Bulk 2 [g/cm <sup>3</sup> ]	1.42	1.42	-
Bulk 3 [g/cm <sup>3</sup> ]	1.42		-
Aparente [g/cm <sup>3</sup> ]		N/A	-
RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN			
Presión de ensayo 4000 1 psi	14.4%		
Presión de ensayo 4000 2 psi	13.9%	14.1%	≤ 10 %
Presión de ensayo 4000 3 psi	14.2%		

Tabla 12 Resultados de laboratorios realizados en CIATI

## 5.4 Cuarta etapa

### 5.4.1 Análisis de normativa internacional para “Frac Sand” (fichas técnicas).

Las referencias de arenas naturales usadas como FRAC SAND más comunes a nivel internacional se conocen como “White Sand” y “Brown Sand”, las cuales se diferencian por su grado de madurez mineralógico y textural. Ambas se especifican teniendo en cuenta características como contenido de sílice, homogeneidad en el tamaño de grano, esfericidad y redondez, resistencia a la compresión, solubilidad, densidad aparente y gravedad específica similar al sílice, buena friabilidad y, fácil acceso en superficie cercanas a cuencas productoras de petróleo.

Posterior al análisis de la normativa asociada, se observa que las dos referencias “White Sand” y “Brown Sand”, cumplen un importante en la industria y se

seleccionan a partir de las necesidades específicas del cliente. Se identifica una tendencia similar de las características de los depósitos y referencias “Brown Sand” con los ambientes geológicos en Colombia, lo que podría posicionar a nuestro país como un potencial productor de este material para consumo local o regional.

Los criterios para la zonificación en Colombia se identificaron con base en las referencias internacionales estudiadas “White Sand” y “Brown Sand”, específicamente al hacer un análisis de las características litológicas y de ambientes de formación de las unidades geológicas potenciales de cada referencia, y de asociar estas características con los depósitos colombianos.

Las arenas de fractura de referencia “White Sand”, son arenitas de cuarzo con muy alto grado de madurez lo cual se obtiene a partir de sus características físicas, químicas y ambiente de formación; los entornos que permiten la abrasión eólica producen redondeo excepcional de granos (Benson & Wilson, 2015). Las cuarzoarenitas de la Formación St. Peters (principal depósito en Estados Unidos asociado a esta calidad), se depositaron en cuencas no orogénicas durante el Proterozoico y el Paleozoico temprano, donde los procesos de meteorización química y ciclos de reelaboración de sedimentos son intensos y posteriores a su depositación. Lo anterior, mejora las propiedades como redondez, esfericidad y clasificación de granos, clasificando los minerales y conservando el cuarzo por sus características físicas, químicas y mineralógicas, lo que permite obtener una acumulación de arenas silíceas con alta pureza y bien seleccionada (Benson & Wilson, 2015).

El nivel de idoneidad de esta arena como “Frac Sand” resulta de la combinación de sus antecedentes de depositación, enterramiento y de procesos diagenéticos. Las arenas transgresivas marinas del miembro de Hickory se derivaron de las rocas del basamento precámbrico y se depositaron en una discordancia extensa. Aunque las rocas fuente originales tenían un alto contenido de feldespato, algunas de las areniscas arcosas que se formaron por primera vez sufrieron una alteración diagenética que eliminó los feldespatos, lo que resultó en un contenido elevado de cuarzo. Parte de la arenisca del miembro de Hickory se retrabajaron a partir de

depósitos fluviales más antiguos y de dunas eólicas, luego se volvió a depositar como arenitas de cuarzo que tienen granos bien clasificados y redondeados. Además, las areniscas nunca fueron enterradas a más de 1,500 pies (aproximadamente 1 km).

En comparación con las arenas "White Sand", las arenas "Brown Sand" tienen referencias de tamaños más gruesos (malla 8/16, 12/20 y 16/30) y menor grado de pureza. Además, en lugar tener cuarzo monocristalino, son granos de cuarzo policristalino, lo que los hace menos resistentes al aplastamiento que las arenas "White Sand" (Benson & Wilson, 2015).

En la tabla 13 se puede observar la forma de caracterización por parte de las compañías internacionales respecto a la normativa y cada uno de los productos que ofrecen. Teniendo en cuenta que algunas de las empresas no publican datos más específicos, sin embargo, es importante para estos proveedores la publicación de su valor máximo de resistencia a la compresión del producto, puesto que determinamos como grupo la característica más determinante.



	BROWN SAND			BROWN SAND							WHITE SAND		
	BADGER FRAC			TRT-UTE							CHONGQING CHANGJIANG RIVER MOULDING		
	Grupo Masur										CCRMM		
	20/40	30/50	40/70	12/20	16/30	20/40	30/50	30/70	40/70	70/140	20/40	40/70	70/140
Esfericidad	0,7-0,8	0,7-0,8	0,7-0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,7	0,72	0,75	0,8
Redondez				0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,75	0,75	0,75
Composición de SiO <sub>2</sub>													
Compresion PSI / K	6000 psi	8000 psi	9000 psi	3K	4K	5K	6K	7K	8K	9K	28 Mpa	35MPa	35 Mpa
Turbidez (NTU)	45	43	43	6	8	5	7	7	10	13	100 min	100 min	100 min
Solubilidad (%)	0,35	0,56	0,56	4,3	1,3	1,3	0,8	2,1	2,3	4,3			
Densidad Bulk (g/cm <sup>3</sup> )	1,58	1,54	1,53										
Gravedad específica (g/cm <sup>3</sup> )													

	WHITE SAND							BROWN SAND		BROWN SAND
	US SILICA							BLACK MONTAIN SAND		NAVIERA LODJA / BARRANCA FIGHIERA
	USA							USA		Argentina
	Berkeley Springs	Hurtsboro	Mauricetown	Columbia	Dubberly	Kosse	Jackson	40/70	100	40/70
Esfericidad	0,6	0,7	0,6	0,5	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,6
Redondez	0,4	0,4	0,4	0,6	0,5	0,5	0,4	>0,6	<0,6	0,6
Composición de SiO <sub>2</sub>										
Compresion PSI / K	9K	5K	5K	6K	6K	6K	7K	8K	10K	6K
Turbidez (NTU)	314	189	248	140	84	236	157	<250	<250	68
Solubilidad (%)	0,6	0,6	1,4	0,9	2,1	2,1	0,9	<3	<3	1,4
Densidad Bulk (g/cm <sup>3</sup> )	1,35	1,38	1,35	1,4	1,4	1,4	1,41	1,5	1,4	1,49
Gravedad específica (g/cm <sup>3</sup> )	2,65	2,67	2,67	2,66	2,66	2,66	2,66	2,63	2,64	

Tabla 13 Resultados recopilación fichas técnicas

## 6 Discusión

La recopilación bibliográfica realizada para la elaboración de la matriz jerárquica (tabla 2 y 3) y los mapas (figuras 28 y 29), evidenció el vacío de conocimiento de Colombia en términos de conocimiento en cuanto a criterios de prospección para “Frac Sand” respecto a referentes a nivel mundial que explotan arenas silíceas para los procesos de fracturamiento hidráulico. Ya que en Colombia no se han comenzado a explotar yacimientos no-convencionales de hidrocarburos mediante la técnica de estimulación hidráulica, el país no registra estudios relacionados con estimación de recursos y reservas, ni sobre caracterización de arenas silíceas para ser usadas en “Frac Sand”. De la misma manera, no tiene normas establecidas para definir las especificaciones técnicas requeridas para los productores nacionales de este material.

El análisis de la información sobre la producción de arenas silíceas obtenida de la UPME permitió identificar irregularidades en los valores registrados entre los años 2012 - 2021, presentando incertidumbre en los datos obtenidos, debido a que los datos históricos fueron modificados (figura 36).

Página 1 de 1



Radicado No.: 20211400083431  
Fecha: 23-09-2021

Señor:  
**JUAN GUILLERMO ISAZA GALLEGO**  
[jisazag@eafit.edu.co](mailto:jisazag@eafit.edu.co)

**Asunto:** Variación en cifras de Arenas Silíceas.  
Radicados UPME 20211130114272 y 20211110117312.

Respetado señor Isaza,

Dentro del término establecido en el artículo 14 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (Ley 1437 de 2011), modificado de manera transitoria por el Decreto Legislativo 491 del 28 de marzo de 2020, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME da respuesta a las comunicaciones del asunto, en las cuales solicita información sobre la variación de las cifras de producción de Arena Silícea de los años 2015 al 2020, en los siguientes términos:

Al respecto, se informa que los datos publicados en relación con la producción de arenas silíceas presentaban inconsistencias y no correspondían a las cifras reales para este mineral. Sin embargo, estas diferencias han sido corregidas, y actualmente, en el Sistema de Información Minero Colombiano - SIMCO, se encuentran publicadas las cifras oficiales de producción de arenas silíceas con corte a primer trimestre de 2021, confirmadas por la fuente oficial de esta información, la Agencia Nacional de Minería - ANM.

Agradecemos la observación realizada, y quedamos atentos a cualquier inquietud o aclaración adicional que pueda surgir al respecto de la información publicada en SIMCO.

Atentamente,

  
JUAN CARLOS LOAIZA CHARRY,  
Subdirector de Minería

Figura 36 Respuesta UPME

Colombia presenta diferentes eventos geológicos entre los que se destacan: 1) La Cordillera Central originada en el Paleozoico tardío. 2) La Cordillera Occidental al final del Mesozoico, y 3) La Cordillera Oriental en el Terciario medio. Además, se identifican una serie de procesos magmáticos y un levantamiento orogénico en el Terciario tardío y en el Holoceno (Earl M, 1971). Estos procesos mencionados pudieron incidir en la formación de los granos de cuarzo lo cual hace referencia a “Brown Sand”.

Teniendo en cuenta el mapa de la figura 28, se observa coherencia en los departamentos productores de arenas silíceas (Cundinamarca, Meta, Boyacá, Santander y Atlántico) con la información de títulos mineros reportados y las unidades geológicas de interés (Grupo Guadalupe, Formación Une y depósitos eólicos cuaternarios); y es así como una de las ocurrencias identificadas se encuentra en la zona del departamento del Atlántico, sitio de procedencia de la muestra analizada en los laboratorios mencionados; dadas sus características pudiera asociarse con un posible ambiente de formación eólica, hipótesis que fue confirmada en distintas fuentes bibliográficas consultadas.

Los resultados obtenidos en los laboratorios de EAFIT y CECOLTEC, permitieron conocer principalmente la pureza y la distribución de tamaño de partículas predominante en la muestra, lo cual es muy importante como base de conocimiento para poder analizar los resultados posteriores ajustados a la norma. Es importante anotar que, aunque las pruebas realizadas en Colombia y las de Argentina fueron realizadas a la misma muestra, los resultados no son comparativos ya que se emplearon metodologías diferentes.

Los ensayos que se realizaron en CIATI dieron como resultado una distribución granulométrica, solubilidad en ácido, densidad bulk y turbidez dentro de los estándares de la norma API 19C; la prueba de esfericidad y redondez presentaron valores diferentes a los esperados por la norma, asociados a un menor grado de desarrollo de estas. Ya que al tener una mayor concentración en gruesos o finos en una serie específica; esta al momento de comprobar la generación de finos después

del ensayo de resistencia a la compresión y como lo dice la norma API 19C (Instituto Americano del Petróleo, 2018) en la última malla de la serie quedará retenido el material que soportó la presión aplicada y los finos generados pasaran a la bandeja, esperando valores inferiores al 10% de finos de la muestra total.

La resistencia a la compresión presentó resultados de 14.1% a 4000 psi, presión determinada por la norma API 19C y en la cual se inició la prueba. Dichos resultados obtenidos, no cumplen con el requerimiento mínimo según la norma (<10% finos a 5000 psi) lo cual puede deberse a que el laboratorio CIATI determinó la malla 30/70 para que el contenido fuera mayor al 90% total de la muestra y cumplir con la norma granulométrica, consideramos que se indujo a un error en el ensayo de resistencia a la compresión debido a que al ser tamizado para verificar la generación de finos después de realizada la compresión se consideraría la malla 60 y 70 las cuales aumentarían la cantidad de finos y por ende no cumpliría con el mínimo establecido por la norma (5000 psi). Esta podría haber sido reducida concentrando la distribución granulométrica en la malla 30/50 y probablemente así lograría cumplir con los estándares de calidad de la norma API19C.

Como se mencionó anteriormente, esta propiedad de resistencia a la compresión se considera la de mayor importancia para calificar la viabilidad de uso de una arena "Frac Sand", sin embargo, su calificación debe darse en función del grade o referencia evaluada.

Se constató la aceptación de diferentes calidades de arenas "Brown Sand" por parte de las empresas a nivel mundial que realizan fracturamiento hidráulico (tabla 13), donde los valores mínimos han sido modificados brindando una posibilidad de entrar al mercado, bajando sus costos de producción en yacimientos no-convencionales al no cumplir con la rigurosidad de la norma (API 19C) pero sin afectar su función como material "Frac Sand" como se observa en la tabla 13. Lo anterior permite tener un rango de opciones mayor para la comparación de resultados de muestras obtenidas en proyectos de prospección en Colombia, siempre y cuando sean evaluadas bajo las normas establecidas. Así lo menciona el experto que por

términos de confidencialidad con la empresa no podrá ser revelado su nombre ni el de la misma.

La referencia “White Sand” se diferencia por su madurez mineralógica y textural, la cual involucra un porcentaje casi total de sílice en su mineralogía, sin fracturas internas en los cristales, lo cual implica mejores resultados en su resistencia a la compresión. Además, unas características de redondez y esfereidad ideales atribuidas a su ambiente y transporte; teniendo estas consideraciones presentes, inferimos la ausencia de esta referencia en Colombia.

Diferentes estrategias técnicas y tecnológicas a nivel mundial, como es el caso de Argentina, se están aplicando para lograr cumplir especificaciones a partir de fuentes de arena tipo “Brown Sand”, siendo las mezclas de arenas de diferentes fuentes y características, una de las principales formas de alcanzarlas. Probablemente estas estrategias también pudieran ser adoptadas en futuros desarrollos tecnológicos en Colombia. Una mezcla del material podría aumentar su resistencia a la compresión siempre y cuando este se concentre en el tamiz más fino o grueso de la serie utilizada (Toncel Hernández, 2013), teniendo en cuenta las características físicas, químicas y mineralógicas del material a mezclar para no afectar otras propiedades fundamentales para su uso

En relación con el marco comparativo que se obtuvo a partir de las fichas técnicas recopiladas a nivel mundial, se identifica que existe un gran mercado de productores de “Frac Sand” que se encuentran en una mejora constante sobre su producto con el fin de, optimizar la calidad como la exige la norma API 19C y darle al cliente una oferta favorable que baje los costos de producción en yacimientos no-convencionales. En este sentido se encontró que en Colombia no hay productores que oferten este insumo, ni tampoco normativas específicas de requerimientos técnicos para arenas silíceas con potencial uso en “Frac Sand”. Es así como se considera que debido a las condiciones geológicas de Colombia y la diversificación de calidades en el mercado respecto a la rigurosidad de los estándares de la norma API 19C en Colombia, la calidad tipo “Brown Sand” sería el principal referente con el cuál se evaluarían las áreas con mayor potencial geológico y/o minero de arenas

silíceas para uso como Frac Sand, del país. Por lo tanto, este proyecto incentiva la continuación de proyectos que permitan avanzar en el entendimiento, proyección y posible suministro local de referencias de arenas tipo “Frac Sand”.

## **7 Conclusiones**

Es posible determinar para Colombia, un potencial para la evaluación y caracterización de áreas geológicas con presencia de arenas silíceas identificadas en este estudio tomando como referente la calidad tipo “Brown Sand”, dadas las similitudes en términos de ocurrencias geológicas y de posible cumplimiento de especificaciones según los estándares consultados.

La matriz jerárquica aporta información categorizada, para la identificación de áreas de ocurrencia de arenas silíceas con mayor potencial geológico y minero en Colombia, para ser usadas como Frac Sand. Los departamentos priorizados en dicha matriz fueron, Cundinamarca, Boyacá, Meta y Atlántico.

Se puede establecer que la variable más importante en el cumplimiento de especificaciones de la norma API 19C en cuanto a calidad de las muestras de arena para uso en “Frac Sand” es la resistencia a la compresión, pues a partir de ella se determina si cumple o no, o si es aceptada por el cliente para su uso final. Los demás requerimientos pueden ser cumplidos o no por el material de estudio o compensados con mezclas de otros materiales.

Conocer a detalle los criterios de flexibilización de la norma adoptado por países como Argentina que han encontrado la viabilidad de suministro local para calidades de menor grado como lo son la “Brown Sand”. Así se logrará la entrada de un nuevo mercado para las arenas silíceas en Colombia que diversificarán la economía.

Las fichas técnicas que se deberían tener en cuenta para los posteriores estudios de viabilidad técnica para el “Frac Sand” en Colombia son las de la referencia “Brown Sand” debido a que el origen de estas arenas podría estar asociado con algunos de los depósitos que originaron en el país.

La disponibilidad y la importancia de tener recursos locales para caracterizar las ocurrencias de arenas silíceas para “Frac Sand” radica en poder ejecutar los

estudios necesarios para tener una trazabilidad más directa con respecto a los laboratorios ejecutados.

## **8 Recomendaciones**

Para proyectos futuros se recomienda evaluar la viabilidad técnica de muestras de arenas silíceas en Colombia, con laboratorios certificados para garantizar los parámetros establecidos por la norma, y además incluir el criterio de cercanía del depósito a las cuencas productoras con la técnica de fracturamiento hidráulico.

Sería de gran utilidad, contar con una mayor disponibilidad de muestras en la litoteca de EAFIT, asociados a diferentes litologías, geografías y ambientes de formación. Esto permitiría avanzar de manera continua, con proyectos de investigación relacionados al tema de estudio del proyecto presentado.

Debido a las discrepancias encontradas en los laboratorios que se realizaron las pruebas en cuestión de equipos, materiales y personal se recalca la importancia de contar en el país con laboratorios certificados en los procedimientos acorde a la norma competente.

Es importancia incluir en el pregrado cursos relacionados con caracterización de minerales, que permitirán el aprovechamiento de las oportunidades de proyectos con alcances similares al proyecto desarrollado.

## 9 Bibliografía

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2016). *Contrato de exploración y producción de hidrocarburos con prospectividad de yacimientos no convencionales*. (pp. 1–123).
- Ahmed Ali, A. (2013). *Geological Overview of White Silica Sands*. Zagazig University.
- Álvarez Ramírez, D. (2015). *Sectorización de arenas silíceas por bloques para el avance de los frentes de explotación título minero 2406-Compañía Peldar S.A.* Universidad EAFIT.
- Analitik, P. V. (2021). *ANH valida segundo proyecto piloto de fracking en Colombia a ExxonMobil*.
- Benson, M. E., & Wilson, A. B. (2015). *Frac Sand in the United States — A Geological and Frac Sand in the United States — Reporte*.
- Cecoltec. (2020a). *Resultados DRX*.
- Cecoltec. (2020b). *Resultados FRX*.
- Consulting CRU. (2018). *Arenas silíceas*.
- Earl M, I. (1971). LA EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LOS ANDES MAS SEPTENTRIONALES DE COLOMBIA. *Bol. Geol. Ingeominas*, 19(2), 89.
- Garcés Carreño, L. D., Duarte Duarte, J. B., Garavito Hernández, E. A., Mateus Tarazona, D. C., & Pérez Carrillo, E. R. (2016). Evaluación De Alternativas De Costo Para El Suministro De Propantes a Un Yacimiento No Convencional En Colombia. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 14(1), 53–66. <https://doi.org/10.18273/revfue.v14n1-2016005>
- Giglio, M. (2018). Actualidad de los agentes de sostén. *Petrotecnia*, 26–35.
- Guzmán Bravo, R., Garcia Luna, N., MoralesAlejandre, V. M., & Ramírez Granados, A. (2012). Anàlisis granulomètrico. In *Universidad Nacional Autónoma de México* (pp. 1–16).
- Herazo German, T. D., & Lora Montiel, A. V. (2020). *DEFINICIÓN DE LOS RECURSOS MINERALES EN EL DEPÓSITO DE ARENAS SILÍCEAS EN EBÉJICO, ANTIOQUIA, COLOMBIA*. Universidad EAFIT.
- Instituto Americano del Petroleo. (2018). *Medición y especificaciones para los agentes de sostén utilizados en operaciones fracturación hidráulica y envasado de grava API STANDARD 19C. Segunda Ed*, 1–53.
- Krumbein, W. ., & Sloss, L. . (1963). *Stratigraphy and Sedimentation. esfericidad y redondez*. <https://doi.org/1972>
- López Anadón, E., Casalotti, V., Masarik, G., & Halperin, F. (2015). El abecé de los Hidrocarburos de Reservorios No Convencionales. *Iapg*, 1–13.

- Maya Sánchez, M. (2006). Zonas potenciales para agregados naturales en los alrededores de Medellín, Colombia. *Boletín Geológico y Minero*, 117(4), 703–714.
- Menga, M., & Solsona, M. N. (2019). Panorama de mercado de rocas y minerales industriales- Arenas para Fracking. In *Dirección de Gestión de Servicios y Prestaciones Complementarias*.
- Naciones Unidas CEPAL. (2019). *Estudio Económico de América Latina y el Caribe 2019. El nuevo contexto financiero mundial: efectos y mecanismos de transmisión en la región* (Issue 243).
- NGR. (n.d.). *Agente Sostén*.
- Organización Internacional de Normalización ISO. (2006). *Petroleum and natural gas industries — Completion fluids and materials — Part 2: Measurement of properties of proppants used in hydraulic fracturing and gravel-packing operations*.
- Peñaranda, V. F. (2014). Arenas más allá del acatamiento a las normas. *Petrotecnia*, Junio, 66–81.
- Portal del Petróleo. (2017). *Fluidos para Fracturamiento Hidráulico ( Parte I )*.
- Prieto, R. G., Guatame, C. L., & Cárdenas, S. C. (2019). Recursos minerales de Colombia. In *Servicio Geológico Colombiano* (Vol. 1).
- Revista SEMANA. (2021). *Primer piloto de fracking de será Ecopetrol en Colombia*.
- Schlumberger. (2020a). *Agente sosten Oilfield Glossary*. Oilfield Glossary. <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/proppant>
- Schlumberger. (2020b). Fracturamiento Hidráulico. *Oilfield Glossary*. [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/u/unconventional\\_resource.aspx#:~:text=Término amplio para el petróleo,los requisitos para producción convencional.&text=El metano de capas de,se consideran recursos no convencionales](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/u/unconventional_resource.aspx#:~:text=Término amplio para el petróleo,los requisitos para producción convencional.&text=El metano de capas de,se consideran recursos no convencionales).
- Schlumberger. (2021). *Sistema Petrolero*. Oilfield Glossary. [https://wwwhttps://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/petroleum\\_system.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/u/unconventional\\_resource.aspx#:~:text=Término amplio para el petróleo,los requisitos para producción convencional.&text=El metano de capas de,se co](https://wwwhttps://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/petroleum_system.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/u/unconventional_resource.aspx#:~:text=Término amplio para el petróleo,los requisitos para producción convencional.&text=El metano de capas de,se co)
- Serrano Serrano, D., Pineda Gómez, C., Corzo Rueda, R., & Castillo Núñez, R. (2013). Implementación de propantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos. *Fuentes: El Reventón Energético*, 11(1), 1.
- Suárez Santana, M. A. (2013). *El Fracturamiento Hidráulico y sus Implicaciones Normativas y Regulatorias para el Desarrollo de Yacimientos No Convencionales en Colombia*. Universidad de los Andes.
- Toncel Hernández, E. A. (2013). *FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA*

*LA FABRICACIÓN DE MATERIAL PROPANTE, BASE ARENA NATURAL,  
UTILIZADO EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA.*  
Universidad Industrial de Santander UIS.

Úbeda Arevalo, J. V., Sanchis Giménez, J., & Sanchis Moll, E. J. (2013). *Informe técnico: "Fracturación hidráulica (Fracking) y sus potenciales consecuencias en el medio ambiente."* 33, 181–187.  
[http://repositorio.gobiernolocal.es/xmlui/bitstream/handle/10873/1496/16\\_UBEDA\\_P181\\_187\\_QDL\\_33.pdf?sequence=1](http://repositorio.gobiernolocal.es/xmlui/bitstream/handle/10873/1496/16_UBEDA_P181_187_QDL_33.pdf?sequence=1)

Universidad de Granada. (2012). *Tema 4 · Petrología: Rocas sedimentarias Procesos sedimentarios y clasificación de las rocas sedimentarias Procesos sedimentarios Ciclo de las rocas sedimentarias Componentes de las rocas sedimentarias.* Madurez.  
[https://www.ugr.es/~agcasco/msecgeol/secciones/petro/pet\\_sed.htm](https://www.ugr.es/~agcasco/msecgeol/secciones/petro/pet_sed.htm)

UPME. (2013). Cadena del Petróleo. In *La cadena del petróleo capítulo 2* (Vol. 1).  
[http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/news/3086/files/cadena\\_del\\_petroleo\\_2013.pdf](http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/news/3086/files/cadena_del_petroleo_2013.pdf)

UPME. (2018). *Arenas Silíceas Balance 2012 - 2016.*  
[http://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Datos/mercado-inter/Producto4\\_Arenas\\_silíceas\\_final\\_v2.pdf](http://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Datos/mercado-inter/Producto4_Arenas_silíceas_final_v2.pdf)

## 10. Anexos

Los anexos del proyecto se adjuntarán en conjunto con este documento para la entrega final, la siguiente es la lista de anexos con su respectivo formato:

10.1 Anexo 1: Medición y especificaciones para los agentes de sostén utilizados en operaciones fracturación hidráulica y envasado de grava API STANDARD 19C segunda edición.

10.2 Anexo 2: Petroleum and natural gas industries - Completion fluids and materials -Part 2: Measurement of properties of proppants used in hydraulic fracturing and gravel-packing operations INTERNATIONAL STANDARD **ISO/FDIS 13503-2**.