



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA
EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

FACULTAD DE INGENIERÍA



**CARACTERIZACIÓN DE UN CUERPO
SEDIMENTARIO PARA SU UTILIZACIÓN COMO
ARENA DE HIDROFRACTURAMIENTO, *FRAC SAND*.**

TESIS

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO**

**PRESENTA
JOSUÉ CARLOS GARCÍA MAYA**

**DIRECTOR DE TESIS
M. I. ALBERTO HERRERA PALOMO**

**MÉXICO, DF
2015**

Índice general

	Página
Resumen	1
Abstract.....	3
Objetivo	5
Introducción.....	6
Capítulo 1. Generalidades	8
1.1 Antecedentes	8
1.2 Hidrocarburos no convencionales, situación en México y el mundo	10
1.3 Fracturamiento hidráulico (fracking) y el uso de arena sílica (frac sand) en la industria petrolera	22
1.4 Normatividad	28
Capítulo 2. Conceptos básicos para la caracterización de Frac Sand.....	34
2.1 Muestreo	34
2.2 Análisis	37
2.2.1 Análisis granulométrico	38
2.2.2 Análisis petrográfico	42
2.2.3 Prueba de compresibilidad	50
2.2.4 Pruebas de separación	53
Capítulo 3. Área de estudio	58
3.1 Método de trabajo	58
3.2 Geología	63
3.3 Selección del área prospectada	68
3.4 Análisis de muestras	70
Capítulo 4. Evaluación del yacimiento	74
4.1 Costos de exploración	74
4.2 Costos de explotación	75
4.3 Estudio de mercado	81
Conclusiones.....	84
Bibliografía.....	89

Figura 1. Izq. Comportamiento idealizado de un yacimiento petrolero: desarrollo, madurez y decaimiento o declinación. Der. Curva de producción del petróleo, como sugirió originalmente M. King Hubbert en 1956	10
Figura 2. Definición gráfica de los hidrocarburos no convencionales, tomando en cuenta sus características de viscosidad (μ) vs permeabilidad (k).	13
Figura 3. Las reservas de gas en lutitas técnicamente recuperables en billones de metros cúbicos (tcm) en los 18 principales países.....	14
Figura 4. Der. Gas técnicamente recuperable restante global, por tipos en porcentaje. Izq. Gas por tipos y regiones, en trillones de metros cúbicos (tcm). Fuente: AIE 2012	15
Figura 5. Extensiones productivas de lutitas de América del Norte	16
Figura 6. El rápido incremento en la producción en lutitas en Estados Unidos	17
Figura 7. Recursos globales de gas de lutita. (Tomado de Boyer et al, 2011).....	18
Figura 8. Fracturamiento hidráulico. (Modificada de O'Driscoll 2012)	23
Figura 9. Comparación de la resistencia de varios tipos de agentes de sostén.	25
Figura 10. Arenisca de la formación St. Peter, yacimientos principales de Frac Sand en Wisconsin, E.U.A. (modificado de Brown, 2012).....	27
Figura 11. Esfericidad y redondez (Krumbein y Sloss 1955), según recomendación $API \geq 0.6$	32
Figura 12. Lotes mineros, propiedad de la compañía GECOMIN	36
Figura 13. Granos de arena del lote El General comparados con el gráfico de Krumbein y Sloss.	41
Figura 14. Clasificación de madurez textural (Folk, 1951).....	44
Figura 15. Celda para prueba de resistencia a la compresión,.....	50
Figura 16. Área de interés, porción NE del estado de Sonora.....	63
Figura 17. Mapa de elementos tectónicos al SE de Estados Unidos y al norte de México. (Tomado de: Molina-Garza, 2005).....	65
Figura 18. Columna Geológica idealizada del estado de Sonora, tomada de la carta Geológica minera 1:250,000. Caborca H12-4, Sonora	67
Figura 19. Proceso general de explotación del yacimiento.	76
Figura 20. Planta de lavado	78
Figura 21. Planta de secado	79

Índice de fotografías

Página

Fotografía 1. Granos de arena procedentes del lote El General (escala en mm).....	41
Fotografía 2. Muestra M-1, parte utilizada para preparar una lamina delgada.	42
Fotografía 3. Muestra M1, Izquierda: Obj. 5X con polarizador simple. Derecha: Idem con doble polarización.....	43
Fotografía 4. Muestra M1, Izquierda: Obj. 5X con polarizador simple. Derecha: Idem con doble polarización.....	43
Fotografía 5. Muestra M1, Izquierda: Obj. 5X con polarizador simple. Derecha: Idem con doble polarización.....	44
Fotografía 6. Muestra M1-1, izquierda y derecha: doble polarización.	46
Fotografía 7. Muestra M1-2, izquierda y derecha: doble polarización.	47
Fotografía 8. Muestra M-3, izquierda y derecha: doble polarización.	48
Fotografía 9. Muestra M6-1, izquierda y derecha: doble polarización.	49
Fotografía 10. Muestra M6-2, izquierda y derecha: doble polarización.	49
Fotografía 11. Pesado de muestra (izq) y vaciado en el cilindro para prueba de resistencia a la compresión (der).	51
Fotografía 12. Celda sometida a presión (der), desarme y vaciado de celda (izq).	51
Fotografía 13. Vaciado de cilindro (der), cribado de muestra para conocer cantidad de finos producidos posteriormente (der).	51
Fotografía 14. Muestra M1-2, seleccionada para prueba de trituración.	53
Fotografía 15. A) Muestra M1, arenisca, cementante formado por óxidos y carbonatos, B) muestra sometida a solución ácida, C) y D) solución ácida calentada hasta 60 °C, E) disolución de la mayor parte de la matriz, F) clastos separados exitosamente.	54
Fotografía 16. A) Trituradora de quijadas, B) Tamices, C) Matraz de porcelana.....	55
Fotografía 17. A) y B) Revisión en microscopio, revisión visual de material recuperable, C) Muestras separadas según granulometría.	55
Fotografía 18. A) Muestras usadas (combinadas), B) Después del proceso de molienda, C) Separación y clasificación, D) Uso de atricionador para separar los clastos restantes, E) resultados, F) por último, separador magnético.	57
Fotografía 19. A) y B) arena colectada en San Juan Evangelista, Veracruz, alto contenido de cuarzo, clastos angulosos. C) arena colectada en Monclova, Coahuila, clastos angulosos. D) arena colectada en Cuatro Ciénegas, Coahuila, clastos angulosos a subangulosos, presencia de óxidos. E) arena colectada en Tamazulapa, Oaxaca, poca presencia de cuarzo, clastos angulosos. F) arena colectada en Santa Cruz, Puebla, clastos subangulosos, algunos fracturados.	69

Índice de Tablas

	Página
Tabla 1. Normas utilizadas.....	28
Tabla 2. Tamaño de partícula típico en apuntalantes. (Tomado de: API RP 56).....	31
Tabla 3. Porcentaje de finos producidos según tamaño de malla en la prueba de compresión.	33
Tabla 4. Claves de las muestras y lotes de procedencia.....	35
Tabla 5. Granulometría muestras, porcentajes retenidos para las muestras M1-1, M-3 y M-6.....	39
Tabla 6. Resultados de finos producidos, para arena 20/40 y 50/70, muestra M1.....	52
Tabla 7. Muestras de roca llevadas para pruebas de separación	56
Tabla 8. Pruebas ESIQIE (julio 2014)	56
Tabla 9. Costos de exploración (en miles de pesos, m.n.)	75
Tabla 10. Costo de la inversión total para plata de Frac Sand.	76
Tabla 11. Costos de producción.	77
Tabla 12. Costos del equipo necesario para minado.	77
Tabla 13. Costos planta de lavado.	78
Tabla 14. Costos planta de secado.	79
Tabla 15. Costos de otras instalaciones.....	80
Tabla 16. Resultados obtenidos para las pruebas de esfericidad y redondez, granulometría y prueba de compresibilidad.	86

Índice de Gráficas

	Página
Gráfica 1. Porcentaje de material retenido para la muestra M1-1.....	40
Gráfica 2. Porcentaje de material retenido para la muestra M3 y M6.....	40
Gráfica 3. Incremento de demanda de arena sílica usada para fracking en E.U.A.	81

Resumen

Algunas formaciones rocosas (de lutitas por ejemplo) alojan aceite y gas en cantidades que pueden ser recuperables de manera económica, pero debido a su baja permeabilidad los hidrocarburos no fluirán libremente en un yacimiento convencional. El proceso de fracturamiento hidráulico resuelve el problema de la baja permeabilidad de la roca mediante la generación de fracturas artificiales en la roca.

El fracturamiento hidráulico (fracking) es una técnica usada en los tratamientos de estimulación en pozos de petróleo y gas en yacimientos de baja permeabilidad. Consiste en bombear fluidos (diseñados especialmente para tal fin), a alta presión y velocidad, equipos especiales bombean el fluido en un pozo con más rapidez que con la que este puede perderse en la formación. La presión ejercida sobre la formación se incrementa hasta que ésta se rompe o fractura, el bombeo continuo hace que la fractura se propague lejos del pozo, lo cual incrementa la permeabilidad. Al vencer la resistencia de la roca, estos canales se mantienen abiertos al introducir un agente de sostén o apuntalante que mantiene la fractura abierta.

Durante el fracturamiento hidráulico, se bombean dos sustancias principales en un pozo: apuntalantes y fluidos de fracturamiento. Los apuntalantes son partículas que mantienen abiertas las fracturas y preservan los trayectos recién formados para facilitar la producción de hidrocarburos. La función de un apuntalante es esencialmente el mantener la fractura abierta el mayor tiempo posible, ya que de manera natural la formación irá cerrando la fractura debido al peso de la misma y de la columna estratigráfica.

Un agente de sostén ideal debería producir la máxima permeabilidad en una fractura. La permeabilidad de la fractura está en función de la redondez del grano del agente de sostén, la pureza del agente de sostén, y resistencia a la compresión (crush strength).

Existen distintos tipos de apuntalantes: arena, arena recubierta de resina, cerámicos, bauxitas; uno de los más usados es la arena sílica o *frac sand*, es el agente de sostén más convencional, pionero y de mayor uso en la industria del petróleo.

Las especificaciones y características para dichos apuntalantes son responsabilidad en los E.U.A. del Instituto Americano del Petróleo (API) y es el estándar actual usado para evaluar su calidad y efectividad.

El presente trabajo tiene como finalidad plantear los requerimientos y especificaciones necesarias que debe reunir un agente de sostén o apuntalante, contemplados en algunas normas API, especificaciones como pureza, tamaño de clastos, redondez, esfericidad, resistencia a la compresión; así como la caracterización de un cuerpo sedimentario para determinar su viabilidad como arena de hidro fracturamiento, también conocida como *frac sand*. Se exponen parte de los resultados del trabajo desarrollado por la empresa GECOMIN S.A. de C.V. en la búsqueda y descubrimiento satisfactorio de un yacimiento viable para dicho propósito.

Abstract

Some rock formations (shale, for example) contain oil and gas in economic quantities, but because of its low permeability not freely flow to conventional well. The fracking process solves this problem by generating artificial fractures in the rock.

Hydraulic fracturing (fracking) is a technique used in stimulation treatments in oil and gas wells in low-permeability reservoirs. It involves pumping fluids, specially designed for this purpose, special equipment pump the fluid into a well faster than with which this can be lost in the rock formation. The pressure exerted on the formation is increased until it breaks or fractures, continuous pumping causes the fracture to propagate away from the well which increases permeability. To overcome the resistance of the rock, these channels are kept open by introducing a proppant which keeps the fractures open.

During hydraulic fracturing, two main substances are pumped into a well: proppants and fracturing fluids. Proppants are particles that hold open fractures and preserve the newly formed to facilitate hydrocarbon production routes. The function of a proppant is essentially to keep the fracture open as long as possible, because naturally the training will close the fracture under the weight of it and the stratigraphic column.

An ideal agent would produce maximum support in a fracture permeability. Fracture permeability is a function of grain roundness proppant, the proppant purity and crush strength. Specifications and features are responsible for such proppants in the U.S.A. the American Petroleum Institute (API) and is the current standard used to evaluate their quality and effectiveness.

There are different types of proppant: sand, resin coated sand, ceramic, bauxite; one of the most used is the frac sand or silica sand, is the agent more conventional, pioneering and widely used in the oil industry support.

This paper aims to raise the requirements and specifications necessary it should have a proppant, referred to in some API standards, specifications about purity, clasts size, roundness, sphericity, crushing strength; and characterization of a sedimentary body to determine the viability as hydro fracturing sand, also known as frac sand. Are exposed part of the results of the work done by the company GECOMIN S.A. de C.V. in search and satisfying discovery of a deposit viable for that purpose.

Objetivo

Caracterizar geológicamente un cuerpo sedimentario para determinar la viabilidad y aprovechamiento como arena para el proceso de fracturamiento hidráulico (frac sand), así como describir el método de beneficio de dicha arena.

Introducción

La importancia del petróleo no ha dejado de crecer desde sus primeras aplicaciones industriales a mediados del siglo XIX. La población del mundo para su desarrollo industrial depende en gran parte del petróleo, en una u otra de sus muchas formas lo usamos cotidianamente para llevar a cabo nuestras actividades. Los combustibles fósiles (petróleo y gas) son la principal fuente de energía mundial, se han constituido como la más importante fuente de energía de la sociedad, es un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo, cubre una tercera parte del consumo mundial de energía. A través del petróleo y sus derivados obtenemos fuerza motriz, calor, luz, producimos alimentos, transporte, electricidad, iluminación, calefacción, telecomunicaciones y muchas tecnologías actuales.

Debido a la declinación natural de los yacimientos de hidrocarburos conocidos como convencionales y al incremento sostenido de la demanda de combustibles es necesario explorar y sumar nuevos recursos. Hace unas décadas el mundo puso atención en los hidrocarburos no convencionales, uno de ellos es el llamado *shale gas* o gas en lutitas, en caso de que México desarrolle la explotación de pozos para extraer gas en lutitas (*shale gas*), deberá usar técnicas probadas en otros países, como lo es el fracturamiento hidráulico o *fracking*, por tanto será necesario contar con los insumos necesarios.

La técnica de *fracking* consiste en fracturar artificialmente la roca usando grandes cantidades de agua y aditivos, al terminar el fracturamiento hidráulico es necesario utilizar un componente que impida que la fractura se cierre completamente una vez terminado el bombeo y garantice una conductividad al canal recién creado, este material es conocido como agente de sostén, agente apuntalante o *proppant*; debe poseer ciertas propiedades físicas y mecánicas, como son una alta resistencia a los esfuerzos, resistencia a la corrosión, ya que en ciertos ambientes hay ácido sulfhídrico (H_2S) o dióxido de carbono (CO_2) en

el fluido de producción, y a futuro se pueden prever tratamientos ácidos. El agente de sostén debe tener una gravedad específica lo más baja posible (2.65 a 3.4) para evitar su segregación y decantación del fluido de transporte en el fondo de la fractura. Los apuntalantes son materiales que se utilizan en gran volumen en la operación de fracturamiento hidráulico, por tanto es muy importante considerar que el costo sea lo más bajo posible.

Uno de los apuntalantes más usados en la industria petrolera es la arena sílica, también conocida como *frac sand*. El presente trabajo describe las características de un cuerpo sedimentario para ser usado como yacimiento de frac sand, transmitir de manera sencilla cuáles son los requerimientos y las características básicas buscadas en dicha arena, las pruebas realizadas y definir si es comercialmente viable su explotación, esto debido a la importancia a futuro en la explotación de shale gas en nuestro país, donde será necesario contar con una fuente cercana y abundante para satisfacer el mercado nacional de frac sand.

Se agradece el apoyo de la compañía GECOMIN S.A. de C.V., por facilitar los datos, visitas de campo al yacimiento y muestras necesarias para desarrollar este trabajo, sin embargo, algunos datos son omitidos intencionalmente debido a su importancia estratégica y por los recursos ya invertidos por parte de la compañía durante la etapa de exploración y descubrimiento del yacimiento.

Capítulo 1. Generalidades

1.1 Antecedentes

Desde que la Stanolind Oil introdujo la fracturación hidráulica en 1949, cerca de 2.5 millones de tratamientos de fracturas se han realizado en todo el mundo. Aproximadamente el 60% de todos los pozos perforados son fracturados. La estimulación por fractura no sólo aumenta la tasa de producción, sino que se acredita con la adición a las reservas, 9 millones bbl (barriles) de petróleo y más de 700 Tscf (Trillion standard cubic feet of gas) de gas a las reservas de E.U.A. desde 1949 (Montgomery, 2010) que de otro modo habría sido antieconómico desarrollar.

La técnica de fracturamiento se remonta a la década de 1860, cuando de manera líquida y más tarde, solidificada la nitroglicerina (NG) se utilizó para estimular pozos poco profundos de roca dura en Pennsylvania, Nueva York, Kentucky y Virginia Occidental. Aunque extremadamente peligrosa, y a menudo utilizada ilegalmente, la NG fue un éxito espectacular para pozos de petróleo. El objeto de disparar en un pozo era fracturar la formación que contiene petróleo y así aumentar tanto el flujo inicial como la recuperación final de petróleo. Este mismo principio de fracturación pasó a aplicarse con la misma eficacia a los pozos de agua y gas.

En la década de los 30's, la idea de inyectar un líquido no explosivo (ácido) en el subsuelo para estimular un pozo comenzó a ser probado. El fenómeno de la "separación por presión" fue reconocido en pozo, en operaciones de acidificación como un medio de creación de una fractura que no se cierra completamente por el tratamiento ácido. Esto dejaría un canal de flujo para el pozo y así mejorar la productividad. El fenómeno se confirmó en el campo, no sólo con los tratamientos con ácido, sino también durante la inyección de agua y en las operaciones de cementación.

Pero no fue hasta que Floyd Farris de Stanolind Oil and Gas Corporation (Amoco) realizó un estudio a profundidad para establecer una relación entre el

rendimiento observado y las presiones de tratamiento durante la acidificación, inyección de agua, y cementación. A partir de ese trabajo, Farris concibió la idea de fracturar hidráulicamente una formación para mejorar la producción de los pozos de petróleo y gas.

El primer tratamiento experimental para la estimulación de un pozo con la técnica de "Hydrafrac" (fracturamiento hidráulico) se realizó en el campo de gas Hugoton en el condado de Grant, Kansas, en 1947 por la Stanolind Oil, se inyectaron un total de 1,000 gal de napalm (gasolina gelatinosa), seguido por gel (breaker), para estimular una formación de caliza productora de gas a 2,400 ft. La producción del pozo no cambió apreciablemente, pero fue un comienzo. En 1948, el proceso de fracturamiento hidráulico se introdujo más ampliamente a la industria en un artículo escrito por JB Clark de Stanolind Oil. Una patente se publicó en 1949, con una licencia exclusiva concedida a la Halliburton Oil Well Cementing Company (Howco) para bombear, utilizando el nuevo proceso de fracturamiento hidráulico (Hydrafrac). Howco realizó los dos primeros fracturamientos comerciales, el primero, con un costo de 900 USD, en el condado de Stephens, Oklahoma, y el otro, con un costo de 1,000 USD, en el condado de Archer, Texas el 17 de marzo de 1949, usando petróleo crudo o una mezcla de crudo y gasolina, y de 100 a 150 lbm de arena. En el primer año, 332 pozos fueron tratados, con un aumento promedio de producción del 75%. Las aplicaciones del proceso de fracturación crecieron rápidamente y aumentaron el suministro de petróleo en los Estados Unidos más allá de lo previsto. Los tratamientos llegaron a más de 3,000 pozos en un mes durante mediados de 1950. El primero de medio millón de libras trabajo (one-half-million-pound) de fracturamiento en el mundo se realizó en octubre de 1968, por Pan American Petroleum Corporation (más tarde Amoco, ahora BP) en el condado de Stephens, Oklahoma. En 2008, más de 50,000 etapas de fracturamiento se completaron en todo el mundo a un costo de entre 10,000 USD y 6 millones USD. Ahora es común tener entre ocho y un máximo de 40 etapas de fracturamiento en un solo pozo. Algunos estiman que la fracturación hidráulica de Estados Unidos ha aumentado las reservas recuperables de petróleo por lo menos el 30% y el de gas en un 90%.

1.2 Hidrocarburos no convencionales, situación en México y el mundo

La discusión sobre el agotamiento del petróleo no es nueva, se sabe que llegará un día donde se agote el recurso, siendo un recurso no renovable y la Tierra un sistema finito; pero ya en 1949 King Hubbert, vaticinó, en la revista Science, la poca duración de la era de los combustibles fósiles. Fue el primer geofísico en hacerlo, Hubbert era en esa época un empleado de Shell, contratado para estudiar sus pozos y hacer predicciones de explotación, se dio cuenta que las explotaciones de los pozos seguían una pauta concreta (figura 1). Tras un pausado comienzo se ponían a producir exponencialmente hasta llegado un momento en donde cesaba ese progreso exponencial, y a partir de ahí la producción disminuía, al mismo ritmo exponencial, hasta que se agotaba el pozo (Ballenilla, 2004). King Hubbert creó y uso en un modelo matemático que presentó en 1956, para la API (American Petroleum Institute) el cual predice el nivel de extracción del petróleo a lo largo del tiempo.

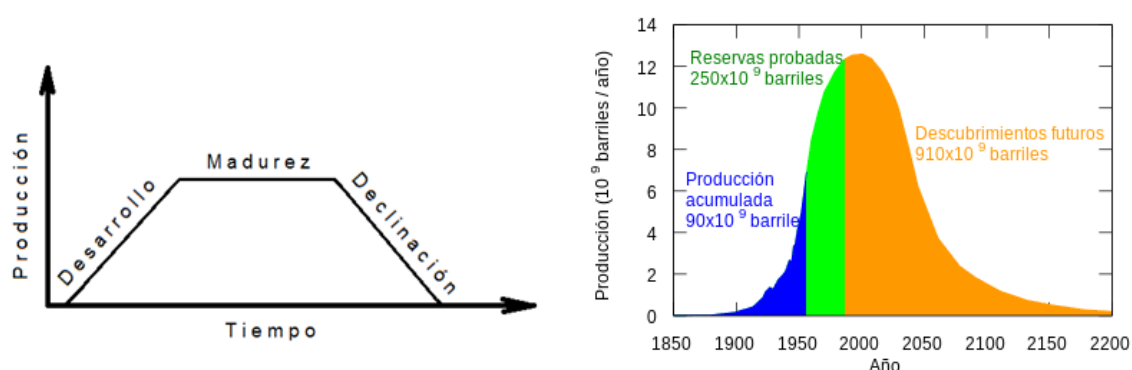


Figura 1. Izq. Comportamiento idealizado de un yacimiento petrolero: desarrollo, madurez y decaimiento o declinación. Der. Curva de producción del petróleo, como sugirió originalmente M. King Hubbert en 1956

Según su teoría, la extracción de un pozo cualquiera sigue una curva gaussiana, con un máximo cenit de producción en su centro. Llegados a ese punto cada barril de petróleo se hace, progresivamente, más caro de extraer hasta que la producción deja de ser rentable, al necesitarse gastar más cantidad de crudo, que el que se obtiene de extraerlo, es decir cuando se necesita consumir el equivalente a un barril de petróleo, o más para obtener ese mismo barril de crudo del subsuelo. Observó también que, si la curva de

producción de un pozo seguía esa simple función gaussiana, la curva de producción de países enteros y, por extensión, la curva mundial seguirían patrones similares. Aunque Hubbert no tomó en cuenta los incrementos de reservas debido a las nuevas tecnologías de recuperación, descubrimientos de nuevos yacimientos y la incorporación de recursos no convencionales, es cierto que los hidrocarburos son un recurso finito, por lo que un descontrolado declive de las reservas tendría profundos efectos adversos en la economía mundial y en la manera en cómo vivimos.

Es sabido que la necesidad de incorporar reservas de hidrocarburos se incrementa de manera directa a la demanda de los mismos, hoy en día la demanda se acerca a ser mayor que la oferta, durante las últimas décadas dicha situación ha incentivado la búsqueda de alternativas energéticas (recursos renovables) y la incorporación de reservas de hidrocarburos a través de recursos no convencionales como: coalbed gas (gas asociado a depósitos de carbón), tight gas (yacimientos de gas de baja permeabilidad), shale gas/shale oil (gas en lutitas/aceite en lutitas), hidratos de metano y arenas bituminosas.

Antes de comenzar a definir recursos no convencionales o yacimientos no convencionales, es necesario definir qué son los yacimientos convencionales. Los yacimientos convencionales son aquellos que se extraen de depósitos naturales y que reúnen varios factores y procesos geológicos: roca generadora (rocas que dan origen al petróleo), roca almacén (rocas que almacenan el petróleo), trampas (una secuencia que pueda entrapar el petróleo), rutas de migración (por donde se desplazó el petróleo), roca sello (una secuencia que actúe como sello y no permita que el petróleo se siguiera desplazando y por lo tanto se acumule), además de la sincronía. Todos estos factores son los elementos y procesos que conforman el Sistema Petrolero.

Aunque no existe una definición formal de “yacimientos no convencionales” a pesar de que los yacimientos no convencionales son los “plays” de petróleo más activos en América del Norte en nuestros días, Meckel y Thomasson 2008, definen los recursos no convencionales utilizando puramente un umbral de

permeabilidad, <0.1 md (md ó mD, milidarcy, unidades de permeabilidad). Sin embargo, los plays de metano asociado a carbón son considerados no convencionales y muchos tienen permeabilidades superiores a 1 md. Otros investigadores han definido los recursos no convencionales basados en una interpretación del sistema petrolero y han declarado que los recursos no convencionales son “continuos” o están en el centro de la cuenca y carecen de trampas tradicionales. Mientras algunos han restringido el término para el tipo de productos, por ejemplo el gas no convencional, algunos plays de lutitas y areniscas de baja permeabilidad (tight sand) contienen gas, gas húmedo y todos los que se puedan considerar como no convencionales. Aceite pesado y aceite en arenas son recursos no convencionales y muchos de estos yacimientos se encuentran en depósitos con una permeabilidad superior a 500 md. Así, los recursos no convencionales incluyen ambos depósitos de baja y alta permeabilidad con alta o baja viscosidad de los fluidos. Definiciones anteriores no toman en cuenta todas las fases del petróleo en todos los tipos de depósitos en todos los tipos de sistemas petroleros.

Todos los depósitos de petróleo se pueden trazar en una gráfica de viscosidad versus permeabilidad, (figura 1). En esta gráfica, los recursos convencionales están en el cuadrante inferior derecho, independientemente de la fase de fluido. Todos los recursos no convencionales quedan fuera de ese cuadrante, debido a una baja relación de permeabilidad a la viscosidad. Los recursos no convencionales por tanto pueden definirse como aquellos depósitos de petróleo cuya relación permeabilidad/viscosidad requiere el uso de la tecnología para alterar ya sea la permeabilidad de la roca o la viscosidad del fluido con el fin de producir el petróleo a precios competitivos en el mercado. Por el contrario, los recursos convencionales son los que se pueden producir comercialmente sin alterar la permeabilidad o la viscosidad. Esta definición gráfica sencilla según Harris Cander, 2012, evita las trampas inherentes a una interpretación del sistema petrolero (centro de cuenca o auto generadora contra migración de petróleo). La definición gráfica ubica y delinea gas en areniscas compactas (tight gas), aceite en areniscas compactas (tight oil), gas de lutitas (shale gas), aceite de lutitas (shale oil), aceite pesado (heavy oil), gas metano asociado a

carbón (coal bed methane), e incluso reservorios en alta mar con coeficientes de baja relación k/viscosidad.

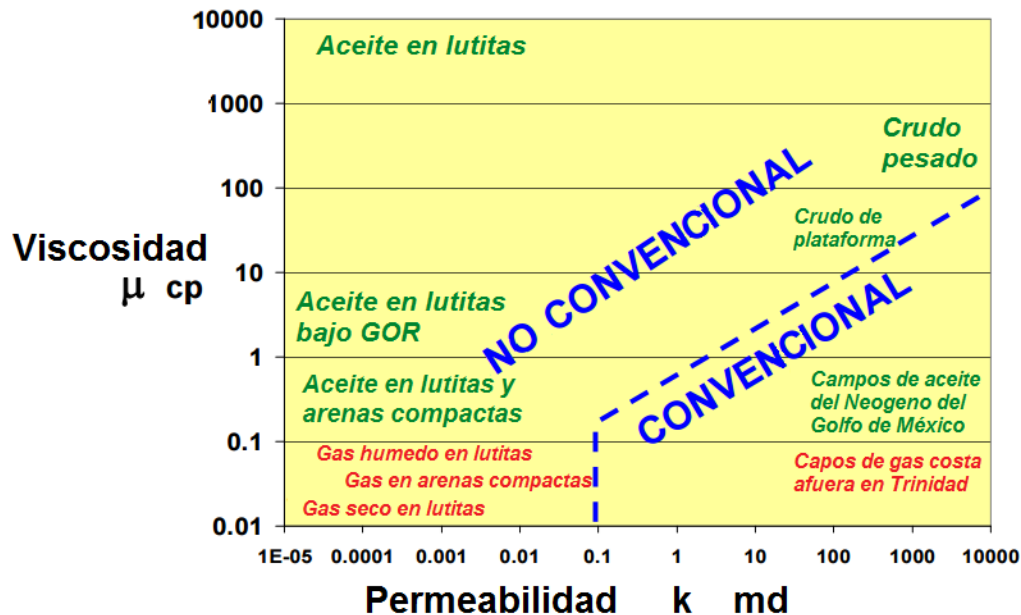


Figura 2. Definición gráfica de los hidrocarburos no convencionales, tomando en cuenta sus características de viscosidad (μ) vs permeabilidad (k). (Tomado de Cander, 2012)

La industria petrolera internacional en las últimas décadas ha experimentado el incremento en la producción de gas natural proveniente de los llamados yacimientos no convencionales, las razones son múltiples: limpieza, eficiencia, versatilidad, abundancia, etc. Es aquí en donde el shale gas (o gas en lutitas) toma un rol protagónico. Es posible concluir que la incorporación de reservas a partir de recursos no convencionales es una necesidad actual, y hoy en día el shale gas se está posicionando como uno de los más importantes recursos no convencionales; representa un gran reto para la industria petrolera de México, pero sin duda es una gran oportunidad para el desarrollo energético del país.

Dichos recursos se hallaban en la situación de insuficiencia tecnológica para su explotación, pero la razón principal que no se utilizaran, era la imposibilidad de explotarlos de manera comercial. Hoy día estos recursos se encuentran en una etapa de transición en la que se están volviendo parte de las futuras reservas de hidrocarburos. Esto se debe a las mejoras tecnológicas aunado al incremento de los precios de los hidrocarburos. El énfasis en los recursos no

convencionales se ha hecho patente en los cambios en materia de política energética de distintos países y empresas petroleras, los cuales han incrementado las inversiones para la investigación y el desarrollo de este tipo de recursos, principalmente en países que han llegado a su pico de producción y en países con potencial de recursos no convencionales que no cuentan con hidrocarburos convencionales propios pero debido a su desarrollo económico son altamente dependientes de los mismos.

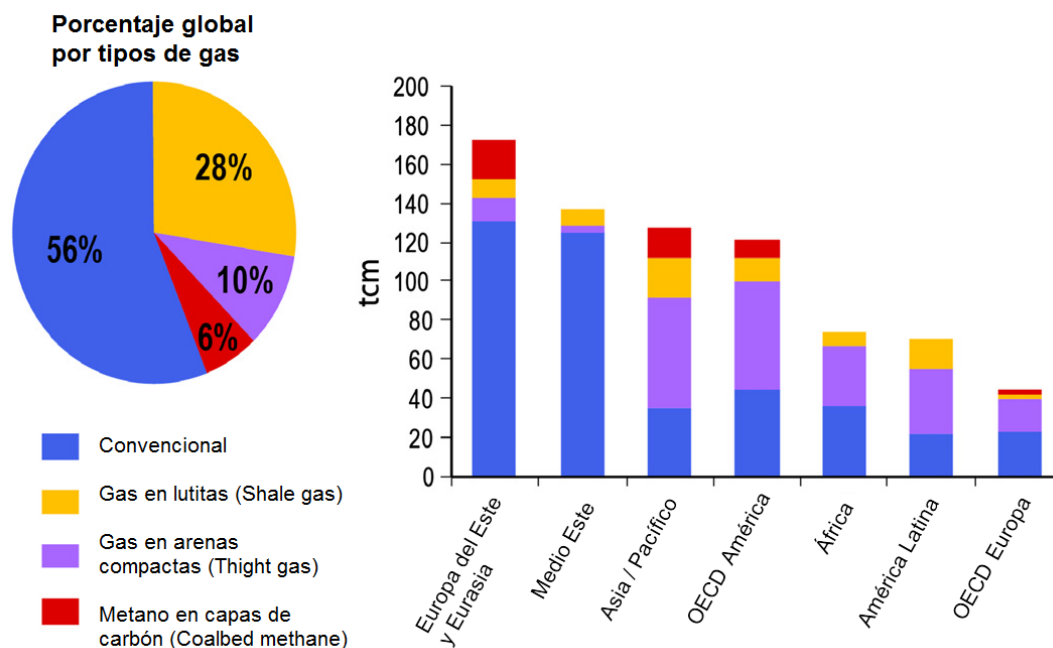
En la actualidad se han identificado seis principales tipos de yacimientos no convencionales: lutitas bituminosas (bituminous shale), arenas bituminosas (bituminous sand), gas en areniscas compactas (tight gas), hidratos de metano (methane hydrates), gas metano asociado al carbón (coal bed methane) y aceite/gas en lutitas (shale oil/ shale gas).

Según la Agencia Internacional de Energía (World International Agenci IEA), las reservas mundiales a partir de 2010, la producción mundial de gas no convencional fue de aproximadamente 472 mil millones de metros cúbicos (bcm), 89% de los que se producen en América del Norte (EE.UU.: 76%; Canadá 13%) (IEA, 2012). Sin embargo, este recurso es ampliamente disponible a nivel mundial (figura 3), el total de reservas estimadas técnicamente recuperables ascienden a 420 billones de metros cúbicos (tcm), con el gas en lutitas se estima en 208 tcm, tight gas en 76 tcm y metano en capas de carbón en 47 tcm.



Figura 3. Las reservas de gas en lutitas técnicamente recuperables en billones de metros cúbicos (tcm) en los 18 principales países.

El gas no convencional representa el 44% de la posible producción total con la tecnología actual, el gas en lutitas representa dos tercios de las fuentes gas no convencional o 28% del total de gas técnicamente recuperable (IEA, 2012). Mientras Europa Oriental, Eurasia (Incl Rusia) y Oriente Medio se estima para contener 61% de gas en capas de carbón, estas regiones representan sólo el



16,6% de gas no convencional; todas las demás regiones tienen una mayor proporción de gas no convencional en comparación con el gas en capas de carbón (Figura 4). Debido a esta distribución, el desarrollo creciente de las reservas creará según la oferta mundial de energía.

Figura 4. Der. Gas técnicamente recuperable restante global, por tipos en porcentaje. Izq. Gas por tipos y regiones, en trillones de metros cúbicos (tcm). Fuente: AIE 2012

El gas no convencional proviene principalmente del shale gas, que son lutitas (roca sedimentaria clástica, físil, de grano fino, formada por la consolidación de partículas del tamaño de arcilla y limo) que produce gas natural, que es térmicamente lo suficientemente madura, y tiene contenido de gas suficiente para producir cantidades económicas de gas natural. Los depósitos de lutitas ricas en materia orgánica con potencial para la producción de hidrocarburos se clasifican como yacimientos no convencionales y por tanto como recursos no convencionales, corresponden a sedimentos de permeabilidad baja a ultra baja que producen principalmente gas seco.

El descubrimiento y la explotación de gas de formaciones de lutitas, que en un principio fuera un fenómeno exclusivamente de Estados Unidos, se ha convertido en una búsqueda global para muchas compañías de exploración. El catalizador para el reciente auge de la explotación de lutitas es la lutita Barnett de Texas, (figura 2). Se necesitaron 20 años de experimentación para que esta extensión productiva se considerara económicamente viable, este éxito fue posible gracias al desarrollo y la aplicación de dos tecnologías: estimulación por fracturamiento hidráulico y perforación horizontal en el momento adecuado, (Boyer, 2012).

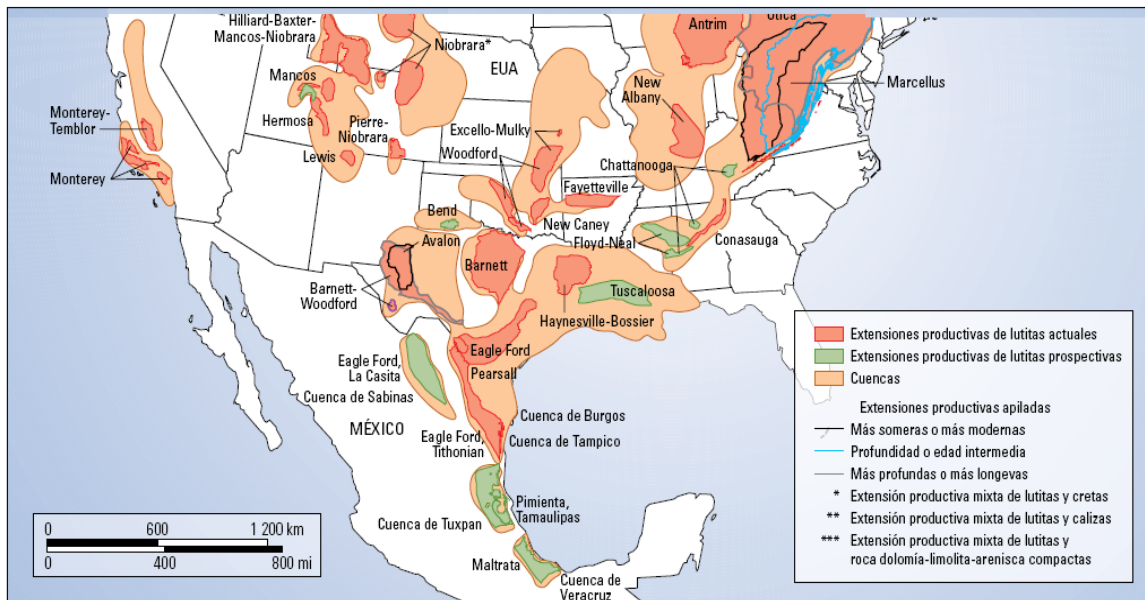


Figura 5. Extensiones productivas de lutitas de América del Norte (Modificado de Boyer et. al, 2012)

La producción de cantidades comerciales de gas natural proveniente de lutitas ricas en materia orgánica era poco común hasta hace una década, (figura 3). El éxito experimentado en la lutita Barnett de Texas central, en E.U.A., creó un nuevo modo de pensar acerca de las lutitas generadoras de hidrocarburos. Las técnicas utilizadas en esa formación se aplicaron en otras cuencas de América del Norte donde las condiciones eran favorables para la extracción de gas natural de las rocas generadoras. La consecuencia, en numerosas localizaciones de E.U.A. y Canadá, fue la producción exitosa de gas de lutitas.

Esto despertó el interés mundial de explorar a escala global y repetir dichos éxitos.

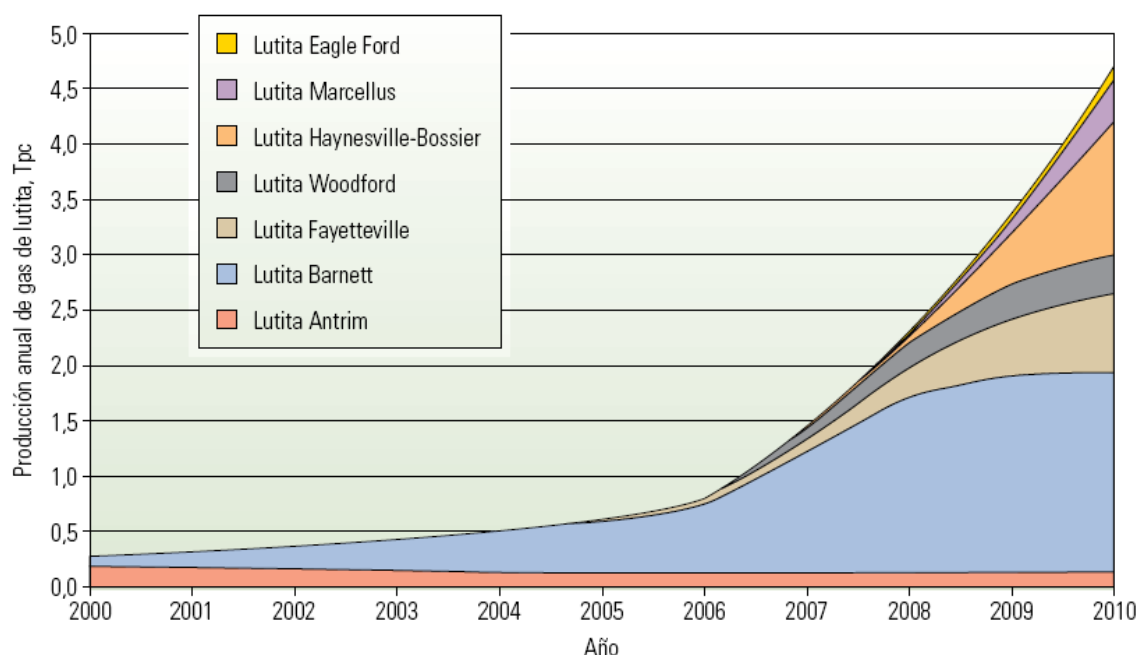


Figura 6. El rápido incremento en la producción en lutitas en Estados Unidos (Tomado de Boyer et. al, 2011)

En un informe integral publicado por la Administración de Información de Energía (EIA) de E.U.A. en el año de 2011, Kuuskraa et al., evaluaron 48 cuencas de lutita gasíferas de 32 países (figura 4) y se examinó el estado de desarrollo actual de las lutitas. Según este informe, el mundo parece estar preparado para la revolución del gas de lutitas. Algunos de estos países y regiones se mencionan a continuación:

E.U.A.: Actualmente los únicos yacimientos no convencionales comerciales de lutitas se encuentran en América del Norte, principalmente en Estados Unidos. La Lutita Marcellus es la más importante debido a su productividad, ya que posee una superficie de 246,000 km² con un estimado del Gas Original en Sitio (GIP-Gas in Place) de 42.5 trillones de m³ (1500 Tpc). A ésta le sigue la lutita New Albany con un equivalente a la mitad de la anterior. En el año 2011, las formaciones líderes en cuanto a su alta producción fueron las lutitas Barnett y Haynesville-Bossier con un GIP estimado de 20.3 trillones de m³ (717 Tpc). Le sigue la lutita Barnett con 9.3 trillones de m³ (327 Tpc). Existen diversos

recursos de lutitas actualmente en producción, los más notables son: Fayetteville, Woodford, Antrim, Eagle Ford y New Albany.

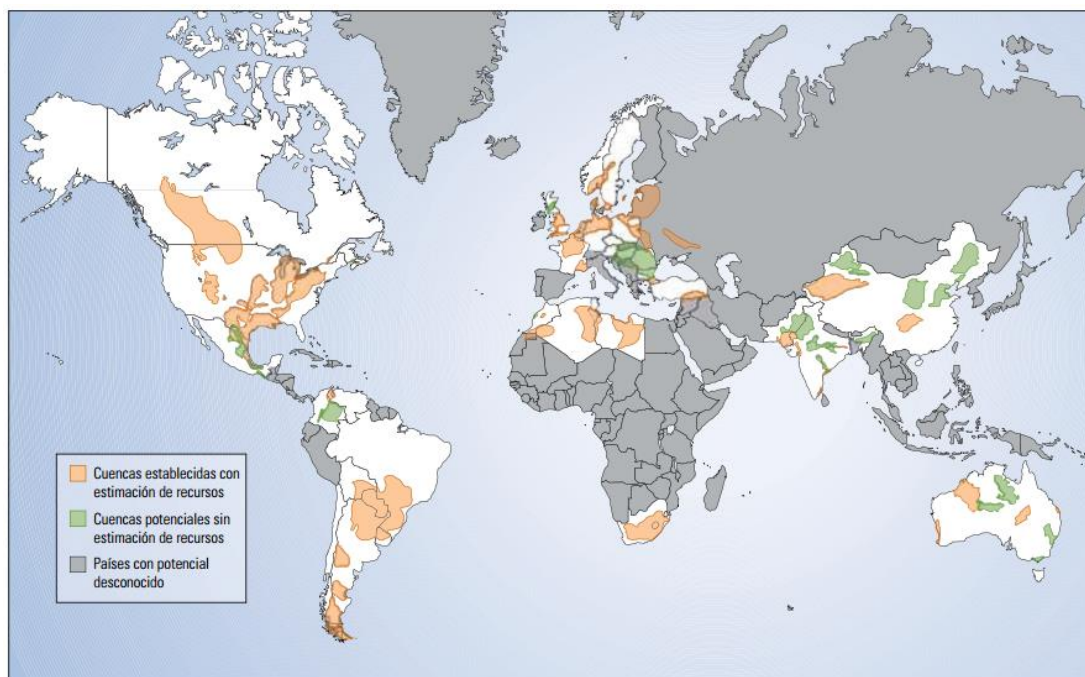


Figura 7. Recursos globales de gas de lutita. (Tomado de Boyer et al, 2011)

Canadá: Varias cuencas de Canadá cuentan con un potencial importante de gas de lutitas. Las más extensas se localizan en el oeste, dentro de éstas se encuentran la cuenca de Horn River, la Bahía de Córdova, la Cuenca de Laird, la Cuenca Profunda y el Grupo Colorado, con un estimado de 37.6 trillones de m^3 en conjunto de GIP, de los cuales 10 trillones de m^3 son recuperables.

América del Sur: En América del Sur se encuentran varias cuencas con gran potencial. Argentina posee el potencial más grande con un GIP de 77 trillones de m^3 , de los que 21.9 trillones de m^3 se consideran recuperables. Le sigue Brasil con 25.7 trillones de m^3 , de los que sólo 6.4 trillones de m^3 son recuperables. Chile, Paraguay y Bolivia también cuentan con recursos cuantiosos. Uruguay, Colombia y Venezuela tienen un potencial limitado para el desarrollo de este recurso. En Argentina la mayor parte del potencial se concentra en la Cuenca Neuquina. Se trata de una región que ya era conocida por la producción de petróleo y gas de areniscas convencionales, la Formación Los Molles del Jurásico Medio y la Formación Vaca Muerta, del Cretácico Temprano contienen sedimentos ricos en materia orgánica, estas dos lutitas de

ambiente marino de aguas profundas constituyeron la fuente de la mayoría de los campos petrolero y gas de la cuenca de Neuquina. Otra cuenca que también puede ser productora de gas en lutitas es la Cuenca del Golfo San Jorge en la Patagonia. En Chile se encuentra la porción de la cuenca Austral-Magallanes. Finalmente, está la cuenca Chacoparanaense, que cubre la mayor parte de Brasil, Uruguay, Argentina y Bolivia.

Europa: Europa posee muchas cuencas con áreas prospectivas de gas en lutitas. Polonia es uno de los países más activos en cuanto a exploración de gas en lutitas, posee dos cuencas de gran importancia, la Cuenca del Báltico y la Cuenca de Lublin, de edad Silúrica, y la Cuenca de Podlasie. El volumen de gas correspondiente a estas tres cuencas se estima en 22.4 trillones de m³ (792 Tpc), de las que 5.3 trillones de m³ (187 Tpc) se consideran recuperables (Boyer, 2011). Francia sigue de cerca a Polonia en cuanto a recursos estimados de gas en lutitas, sus principales cuencas son la Cuenca de París y la Cuenca del Sudeste. Al norte de Francia, la cuenca alemana del Mar del Norte se extiende a través del Mar del Norte desde Bélgica hasta la frontera este de Alemania, atravesando los Países Bajos, en esta cuenca existen numerosas formaciones con potencial de gas en lutitas, incluida la lutita Posidonia y las lutitas Wealden. La cuenca de Pannonia-Transilvania se encuentra entre Hungría, Rumania y Eslovaquia, de posible edad oligocénica. En Reino Unido e Irlanda, cuentan con áreas donde hay exploración de gas en lutitas. Los anteriores son sólo algunos ejemplos, pues existen muchos otros depósitos de lutitas en cuencas europeas que pueden ofrecer potencial para la exploración y desarrollo, en su mayoría no han sido ampliamente explorados o no existen datos aun publicados para la evaluación de todo su potencial.

África: Este continente también posee varias cuencas de lutitas gasíferas, pero no se ha hecho la investigación necesaria, debido a la presencia de recursos convencionales sin explotar. Sudáfrica, único país que se ha involucrado activamente en la exploración y producción de gas en lutita, con su cuenca de Karoo, que se localiza en la parte central y sur de este país y cubre dos tercios del total de Sudáfrica. Otro lugar donde también hay lutitas ricas en materia orgánica es en las cuencas de África septentrional, que comprenden el Sahara

Occidental, Marruecos, Argelia, Túnez y Libia. Estas cuencas son: la Cuenca de Tindouf y la Cuenca de Tadlan, que son objeto de exploración y con posibilidades de recursos no convencionales de lutitas con un GIP estimado de 7.5 trillones de m³ (2,666 Tpc) y con 1.5 trillones de m³ (53 Tpc) recuperables.

China: Existen dos grandes cuencas de recursos no convencionales en este país: la Cuenca de Sichuan al sur y la Cuenca de Tarím al oeste con un GIP estimado de 144.4 trillones de m³ (5101 Tpc) y 36.1 trillones de m³ (1275 Tpc) de gas recuperable, un potencial comparable con el de América del Norte.

India y Pakistán: En India existen varias cuencas que tienen formaciones de lutitas gasíferas, pero solamente cuatro se consideran prioritarias en la exploración, Pakistán sólo posee una cuenca con potencial, otras cuencas carecen de madurez térmica o aún son limitados sus datos. En general, las cinco cuencas de importancia de estos países son: la Cuenca de Cambay en India Occidental, la Cuenca de Krishna-Godavari a lo largo de la costa este de India, la Cuenca de Cauvery, la Cuenca del Valle de Damodar al noreste de India y la Cuenca Southern Indus en el sudeste de Pakistán. En total estas cuencas poseen un GIP de 14 trillones de m³ (496 Tpc), de los que sólo 3.2 trillones de m³ (114 Tpc) son recuperables.

Australia: Tiene una larga historia en desarrollar yacimientos no convencionales, incluyendo gas en arenas compactas y metano en capas de carbón, no es de extrañar que no tengan impedimento en el desarrollo de lutitas gasíferas al ya tener experiencia en explorar y explotar yacimientos no convencionales. Existen cuatro cuencas con potencial de gas en lutitas: las cuencas de Canning, Cooper, Perth y Maryborough con un GIP estimado de 39.1 trillones de m³ (1381 Tpc) y 11.2 trillones de m³ (396 Tpc) recuperables.

México

En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásica y Cretácica (Boyer, 2011). Son similares a las lutitas gasíferas productivas de edad relativa de EUA, tales como las lutitas Eagle Ford,

Haynesvill-Bossier y Persall (Salvador, 1991). Los recursos potenciales de lutitas se localizan en el noreste y en la zona centro oriental de México, a través de la cuenca del Golfo de México. Las lutitas a las que se apunta como objetivos de exploración también actuaron como roca generadora para algunos de los yacimientos convencionales más grandes de México.

Si bien se ha reportado el desarrollo de poca actividad de exploración de las lutitas gasíferas en las cinco cuencas de México (estudiadas por la EIA de EUA), existe un estimado de 67 trillones de m³ (2,366 Tpc), de los cuales se considera que 19,3 trillones de m³ (681 Tpc) son técnicamente recuperables (Kuuskraa, 2011). Las cinco cuencas de interés para el desarrollo de las lutitas son las de Burgos, que incluye las lutitas de la Formación Eagle Ford y las lutitas de edad Tithoniano; Sabinas, que incluye las lutitas de la Formación Eagle Ford y de la formación La Casita de edad Tithoniano; Tampico, lutita de la formación Pimienta; Tuxpan, lutitas de las Formaciones Pimienta y Tamaulipas; Veracruz, lutitas de la Formación Maltrata. Si bien existe un alto interés en el desarrollo de yacimientos de gas de lutitas en México, muchas de las lutitas ricas en materia orgánica son estructuralmente complejas debido al sobrecorrimiento o se encuentran a más de 5,000 m de profundidad; demasiada profundidad para usar la tecnología actual.

Por tanto, los objetivos potenciales más grandes se hallan en el norte del país y corresponden a la lutitas de la Formación Eagle Ford de las cuencas de Burgos y Sabinas. En la cuenca de Río Grande, en el sur de Texas, la Formación Eagle Ford produjo tanto gas como petróleo. Dado que esta formación se extiende a lo largo del límite y penetra en las cuencas de Burgos y Sabinas de México, la producción exitosa del lado del límite que corresponde a EUA promete la obtención de resultados similares para el lado mexicano.

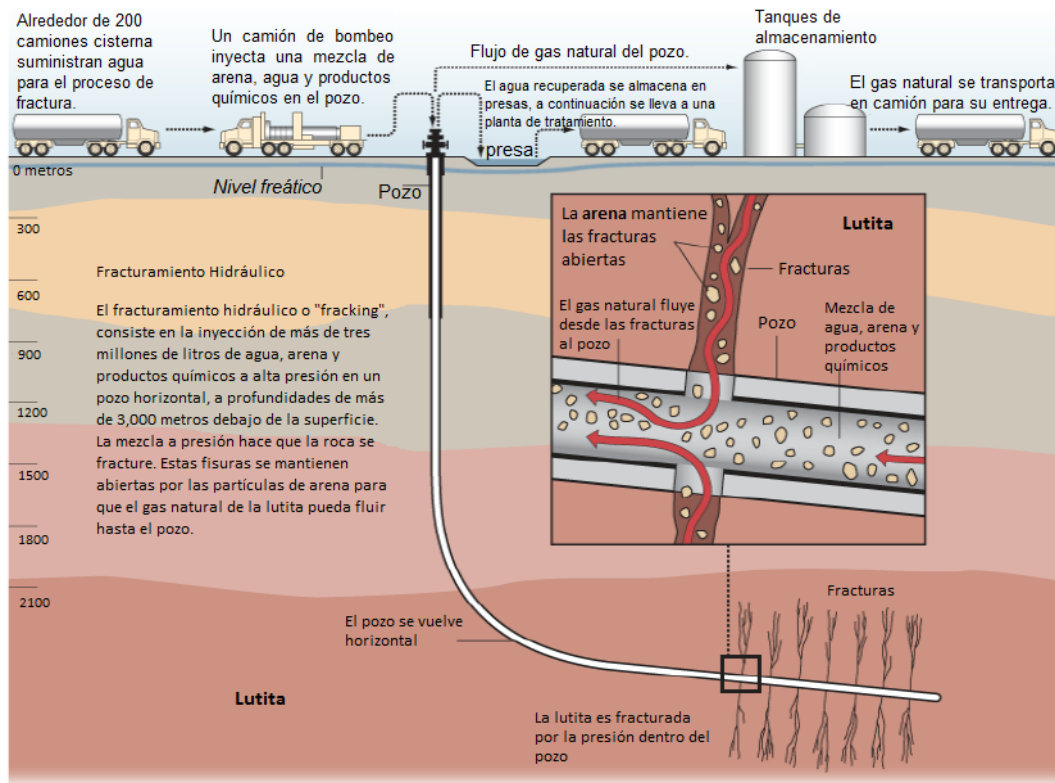
En su primer pozo exploratorio de gas de lutitas, la compañía Petróleos Mexicanos (Pemex) y Petróleos Mexicanos Exploración y Producción (PEP), anunció el éxito de una prueba de gas de lutita Eagle Ford en la cuenca de Burgos. La producción comenzó en mayo de 2011 con una tasa de 84,000 m³/d (3,0 MMpc/d) aproximadamente (Boyer, 2011).

1.3 Fracturamiento hidráulico (fracking) y el uso de arena sílica (frac sand) en la industria petrolera

El éxito en el desarrollo de la explotación de hidrocarburos en lutitas ha sido atribuido, como ya se mencionó, en parte al uso de los rentables tratamientos de fracturamiento con agua (Alexander 2011). Los yacimientos de shale gas presentan numerosos retos para su análisis y explotación, un gran reto de estos yacimientos es la existencia de doble porosidad. De forma similar a los yacimientos carbonatados, los yacimientos de shale gas cuentan con dos almacenamientos principales, el de la matriz de la roca y el de las fracturas naturales, también se debe contemplar la porosidad asociada a la materia orgánica (MO); sin embargo, dentro de la porosidad de matriz se dan otros tipos de almacenamiento relacionados con la estructura física de las lutitas, por otro lado, las fracturas naturales comúnmente están cerradas. Las lutitas por lo general tienen baja permeabilidad, por tanto, casi todos los yacimientos de shale gas deben ser hidráulicamente estimulados (fracturados) para alcanzar una producción rentable. Las fracturas provocadas tienen por objetivo conectar y activar las fracturas naturales que están en la roca.

El fracturamiento hidráulico, mejor conocido como Fracking, palabra de origen anglosajón, puede ser definido como el proceso en el cual la presión de un fluido es aplicable a la roca del yacimiento hasta que ocurra una falla o fractura, equipos especiales bombean fluido en un pozo con más rapidez que con la que este puede perderse en la formación. La presión ejercida sobre la formación se incrementa hasta que ésta se rompe o fractura, el bombeo continuo hace que la fractura se propague lejos del pozo, lo cual incrementa la superficie de la formación desde la que los hidrocarburos pueden fluir hacia el pozo, (figura 5). Durante el fracturamiento hidráulico, se bombean dos sustancias principales en un pozo: apuntalantes y fluidos de fracturamiento (d'Huteau, 2011). Los apuntalantes, como se mencionó en párrafos anteriores, son partículas que mantienen abiertas las fracturas y preservan los trayectos recién formados para facilitar la producción de hidrocarburos. Las partículas se clasifican

cuidadosamente en cuanto a selección y esfericidad para formar un conducto eficiente, o empaque de apuntalante, que permite que los fluidos fluyan desde el yacimiento hasta el pozo. Por lo general, los apuntalantes más grandes y más esféricos forman empaques más permeables o, por así decirlo, empaques



con más conductividad.

Figura 8. Fracturamiento hidráulico. (Modificada de O'Driscoll 2012)

Los tratamientos de fracturamiento consisten en dos etapas principales: La primera etapa no contiene apuntalante. El fluido se bombea a través de los disparos de la tubería de revestimiento con una tasa y una presión suficiente para romper la formación y crear una fractura. La segunda etapa, o etapa de lechada de apuntalante, transporta el apuntalante a través de los disparos hacia la fractura abierta. La fractura se cierra sobre el apuntalante cuando cesa el bombeo y mantiene el apuntalante en su lugar durante el reflujó del fluido de fracturamiento en el pozo y también durante la producción de hidrocarburos (Florencia, 2014).

El propósito principal de un agente de sostén es mantener abierta una fractura (hidráulica). Un agente de sostén ideal debería producir la máxima permeabilidad en una fractura. La permeabilidad de la fractura está en función de la redondez del grano del agente de sostén, la pureza del agente de sostén, y resistencia a la compactación (crush strength). Los volúmenes de apuntalante más grandes permiten fracturas más anchas, que facilitan el flujo de retorno más rápido a la producción del pozo. Durante un período de 30 minutos, entre 4,500 y 15,000 galones (17,034 a 56,781 litros) de fluido de fracturamiento se suelen transportar, y colocar aproximadamente 11,000 a 25,000 libras (4,989 a 11,339 kilos) de apuntalante en la fractura (Powell et al., 1999).

Existen distintos tipos de apuntalantes, uno de los más usados es la arena sílica o fracsand, es el agente de sostén más convencional, pionero y de mayor uso en la industria del petróleo (Florencia, 2014). Actualmente, se están desarrollando productos más resistentes que sean capaces de adaptarse a las necesidades del pozo. Los productos más comunes son:

- Arena.
- Arenas recubiertas en resina.
- Cerámicos.
- Bauxitas.

Es importante distinguir las características propias de cada agente de sostén, (figura 6). La arena (clastos de arena reales de cuarzo/sílice, arena o arenisca), por su lado, es la más económica y generalmente provee suficiente conductividad de fractura para presiones de cierre menores a 8,000 psi, según sea la malla designada para la fractura hidráulica. Su gravedad específica es cerca de 2.65 g/cm^3 . Los apuntalantes artificiales, clastos que ha sido industrialmente recubierto con resina (llamada arena mejorada con resina), pretenden cubrir el espacio entre la arena común y los agentes de sostén de alta resistencia, y se las suele designar como de “resistencia intermedia”. Tienen una conductividad similar a la de la arena convencional y pueden aumentar entre 1,000 psi a 2,000 psi la resistencia de la arena inicial. La bauxita y los cerámicos son de alta resistencia y se usan en general en pozos

profundos. Presentan el inconveniente de su costo elevado comparado con la arena y otros agentes de sostén. Otro de sus inconvenientes es su alta densidad (3.6 g/cm^3 para la bauxita y 2.9 g/cm^3 para los cerámicos aproximadamente). Esto implica fluidos de fracturación de mayor capacidad de acarreo, incrementando las necesidades de potencia, caudal y presión; puede resultar difícil operativamente teniendo en cuenta el tiempo de sedimentación de las partículas, ocasionando fuertes incrementos de costos.

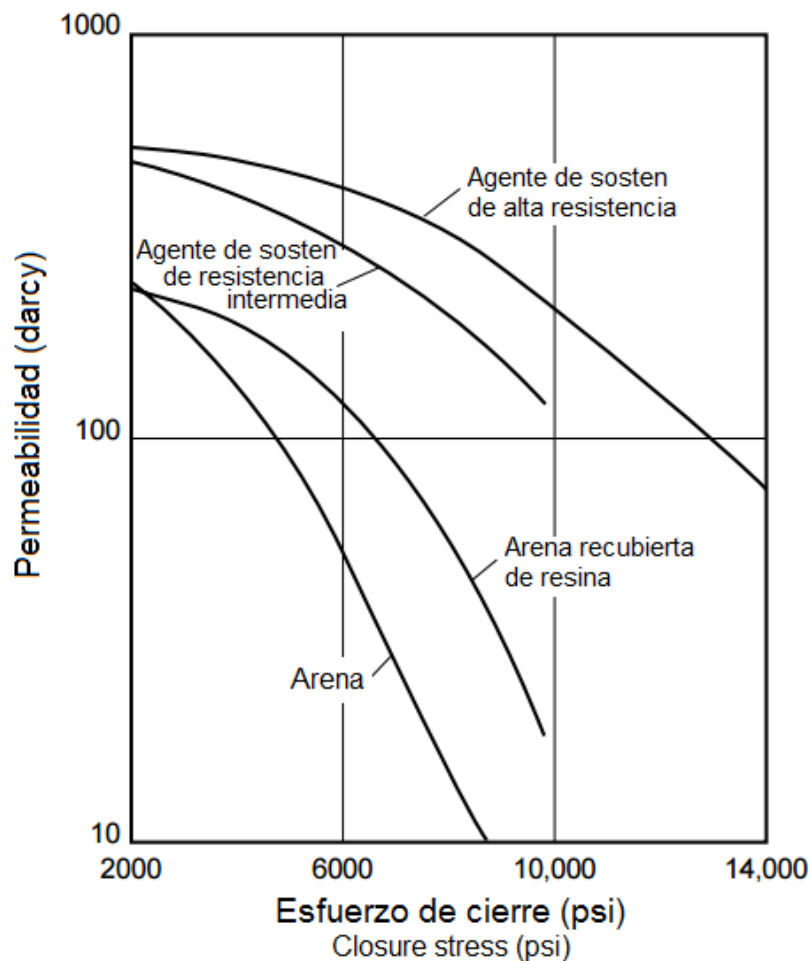


Figura 9. Comparación de la resistencia de varios tipos de agentes de sostén. (Modificado de Gulbis y Hodge, 2000)

A nivel internacional, se encuentra una vasta oferta que cumple con estas especificaciones, sin embargo, los costos de los agentes de sostén del exterior resultan elevados y es necesario analizar otras opciones, las cuales cumplan con las especificaciones internacionales y se encuentre en suficiente abundancia para satisfacer el mercado nacional e incluso en un futuro poder ofrecer en el mercado internacional, donde la demanda sigue aumentando, por

ejemplo, el Servicio Geológico de Estados Unidos estimó que 33 millones de toneladas (30 millones de toneladas métricas) de arena industrial se produjeron en los E.U.A. en 2011, y se utilizó el 41% de esa producción en la industria de petróleo y gas, para la arena (frac sand), wellpacking arena y arena de cementación (Dolley, 2012). En comparación, E.U.A. produjo un estimado de 31,2 millones de toneladas (28,3 millones de toneladas métricas) de arena industrial en 2003 y sólo el 5% se utilizó para frac sand (Dolley, 2004).

Hace pocos años los productores en Wisconsin y Texas suministraban la mayor parte de la arena utilizada por la industria del petróleo y el gas. Sin embargo, el gran aumento de la demanda provocada por el auge del petróleo y gas natural en lutitas ha motivado a muchas empresas a ofrecer este producto. Muchas de estas empresas se encuentran en la parte central de los Estados Unidos, donde la arenisca de la formación St Peter y unidades de roca similares se encuentran cerca de la superficie y son fácilmente excavadas (Brown, 2012). Estas áreas son también donde las fuerzas tectónicas no han causado graves plegamientos de las unidades de roca y debilitado los granos de arena. El área principal se encuentra en los estados del medio oeste de E.U.A. (Illinois, Indiana, Iowa, Kansas, Kentucky, Minnesota, Michigan, Missouri, Nebraska y Wisconsin). La mayor parte de frac sand que se produce actualmente en E.U.A. proviene del medio oeste y del sur (O'Driscoll, 2012) principalmente de Wisconsin, figura 7.

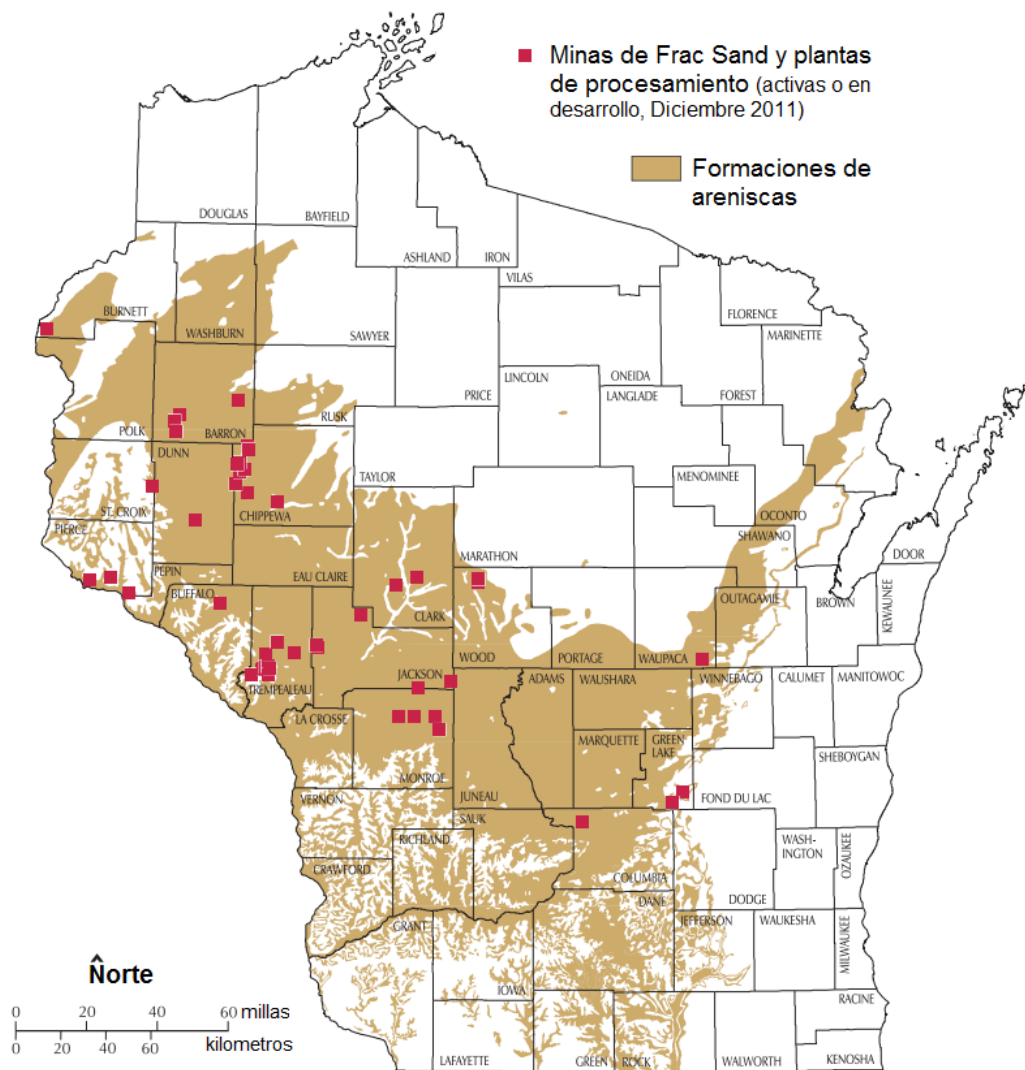


Figura 10. Arenisca de la formación St. Peter, yacimientos principales de Frac Sand en Wisconsin, E.U.A. (modificado de Brown, 2012)

1.4 Normatividad

Los agentes de sostén tienen una importancia crítica en el éxito de un tratamiento de fractura, y la efectividad del mismo determina la productividad del pozo tratado.

La elección inadecuada del agente de sostén puede conducir al fracaso de la operación, o en muchos casos los resultados no satisfacen las expectativas, conduciendo a una pérdida de producción que puede llegar a ser muy importante. Para ello, deben efectuarse controles previos de laboratorio, siguiendo las especificaciones ya establecidas en normas.

Las especificaciones para Frac Sand son responsabilidad en E.U.A. del Instituto Americano del Petróleo (API) y el estándar actual es API RP 56, otras normas también usadas son: API RP 58 y API RP60, (tabla 1). Estas normas proveen procedimientos estándares de ensayo y determina qué parámetros físicos y químicos deben cumplir los agentes de sostén (arenas, arenas con resina, cerámicas o bauxitas) para ser usados en fracturas hidráulicas.

NORMA	Aplicación
API RP 56	Práctica recomendada para el ensayo de arena usada en operaciones de Fracturación hidráulica
API RP 58	Práctica recomendada para el ensayo de arena usada en operaciones de <i>Gravel Packing</i>
API RP 60	Práctica recomendada para el ensayo de agentes de sostén de alta resistencia usada en operaciones de fracturación

Tabla 1. Normas utilizadas

Las propiedades requeridas de los agentes de sostén para fracturamiento hidráulico consisten en cumplir con consignas solicitadas por norma en cuanto a tamizado, redondez y esfericidad, densidad, solubilidad, turbidez y resistencia a la compresión. Las arenas naturales deben ser de alto contenido de sílice (cuarzo) areniscas o depósitos no consolidados. La arena debe ser mayor-igual

al 99% de cuarzo o sílice. Otros requisitos esenciales son que las partículas estén bien redondeadas, y relativamente se presenten limpias de otros minerales e impurezas y así facilitar la producción de finos, medios y arenas de grano grueso.

Estas normas son muy específicas y por tanto los yacimientos adecuados son limitados, en consecuencia, por la limitada disponibilidad de las reservas naturales aptas para la producción de frac sand junto con la creciente demanda asegura una buena ganancia para los productores capaces de cumplir con las especificaciones de la Norma API RP 56, aplicada para frac sand.

Arenas de cuarzo de alta pureza son comunes en E.U.A. y México. Estos se componen de algunos depósitos que se están explotando en la actualidad, algunos de los cuales han sido abandonados y otros que se encuentran de manera remota y los costos de transporte del material los hacen comercialmente inviables. La mayoría de los depósitos de arena de sílice en nuestro país están ya siendo explotados o por lo menos se sabe de la utilización de este material en muchas otras aplicaciones industriales, incluyendo la fabricación del vidrio y medios de filtración.

Las especificaciones estrictas para frac sand, especialmente en relación con la redondez y esfericidad, provocan que varios depósitos sean clasificados como no aptos para la producción de arena. De los trabajos que actualmente se están realizando en la producción de arenas parece que las areniscas cuarzosas de mayor edad tienen una mayor probabilidad de producir buen frac sand.

Estas pruebas actúan como una guía parcial para la evaluación de un depósito de frac sand. Se describe a continuación, con mayor detalle, algunas de las características importantes para dicho depósito.

Norma API RP 56

La Norma de la American Petroleum Institute API RP 56 “Recommended Practices for Testing Sand used in Hydraulic Fracturing Operations” (Práctica recomendada para pruebas de arena usada en operaciones de Fracturación Hidráulica), se sigue considerando como las especificaciones principales a cumplir para una arena que se desee usar como apuntalante en un pozo de fracturamiento hidráulico:

- Composición y contenido de Cuarzo (SiO_2).
- Tamaño de grano
- Redondez y esfericidad
- Resistencia a la compresión (Crush Resistance)
- Solubilidad ácida

Composición y contenido de cuarzo (SiO_2)

En general, la arena pura de cuarzo, que es del 99% de SiO_2 o superior es la deseada para frac sand (Elliot, 2012; Zdunczyk, 2012). Minerales o impurezas indeseables, tales como feldespato, a menudo se rompen bajo la presión del pozo, causando una disminución de la permeabilidad.

Tamaño de grano

Para un depósito de frac sand el tamaño de las partículas es clave y de vital importancia, impacta en la permeabilidad y afecta la resistencia a la fuerza. Aunque un tamaño mayor del grano permite una mayor permeabilidad, también tiende a reducir la resistencia a la fuerza (o a la compresión) del agente de sostén (Herron, 2006). Esta relación inversa entre la permeabilidad y la resistencia a la fuerza conduce a ajustar el tamaño del grano óptimo de los agentes de sostén en función de las presiones que se encuentran en un pozo. Los tamaños de los apuntalante se definen en general y se comercializan entre dos tamaños de tamiz estándar, la tabla 2 muestra tamaños típicos para

apuntalantes que se producen, siendo el más utilizado 20/40 (0.42 mm – 0.84 mm), seguidos por 30/50 (0.6 mm – 0.3 mm) y 40/70 (0.425 mm – 0.212 mm).

Tamaño de tamiz (no.)	Tamaño de tamiz (mm)
6/12	3.35/1.70
8/12	2.36/1.18
12/18	1.70/1.00
12/20	1.70/0.850
16/20	1.18/0.850
16/30	1.18/0.600
20/40	0.850/0.425
30/50	0.600/0.300
40/60	0.425/0.250
40/70	0.425/0.212
70/140	0.212/0.106

Tabla 2. Tamaño de partícula típico en apuntalantes. (Tomado de: API RP 56)

Redondez y esfericidad

Para proporcionar una buena porosidad y permeabilidad, los granos de arena de fractura deben ser lo más esférica y redondo posible. A altas presiones, los fragmentos angulares tienden a empacarse juntos, lo que reduce la porosidad y la permeabilidad (Herron, 2006; Zdunczyk, 2012).

La redondez de una partícula está dada por el grado de curvatura de cada una de las esquinas de la partícula, mientras que la esfericidad es la medida de aproximación de la partícula a una esfera perfecta, ambos parámetros se pueden estimar en estudios cualitativos mediante gráficas de comparación visual (Silva, 2011). Otra herramienta común para estimar visualmente la esfericidad y redondez es el gráfico de Krumbein y Sloss (API RP 56), que ocupa a la vez la esfericidad y redondez en una escala de 0.1 a 0.9. Cuanto mayor sea el número, más esférica o redonda la partícula es, figura 8; la API RP 56 recomienda que la esfericidad y redondez a la vez deben tener un mínimo de 0.6 para frac sand. Sin embargo, en algunas condiciones de baja presión se utilizan granos angulares, y realmente puede mejorar la permeabilidad (Herron, 2006).

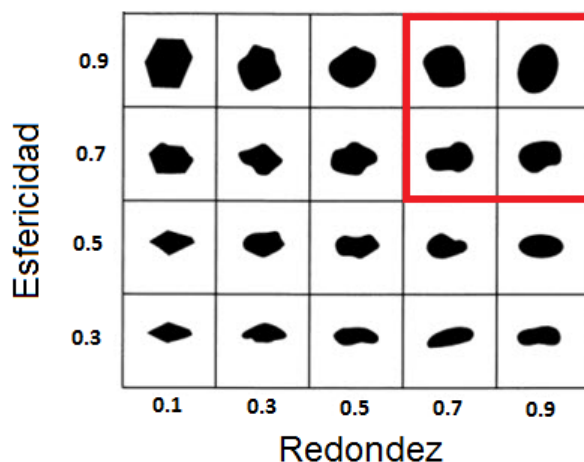


Figura 11. Esfericidad y redondez (Krumbein y Sloss 1955), según recomendación API ≥ 0.6

Resistencia a la compresión (Crush Resistance)

La capacidad de los agentes de sostén o granos de frac sand a resistirse a ser aplastados y rotos cuando se somete a altas presiones a profundidad se conoce como "resistencia a la compresión" (crush resistance). Esta es una característica importante de los agentes de sostén para mantener la permeabilidad en un pozo. La presión de fondo de pozo puede reducir el agente de sostén a partículas más finas, entonces la permeabilidad en el pozo se reduce, lo que reduce la capacidad de producción del pozo (Zdunczyk, 2012).

La resistencia a la compresión se determina sometiendo un agente de sostén a un nivel(es) especificado conocido para ver cuántos finos se producen. Variando la resistencia a la compresión entre los agentes de sostén; el mejor, frac sand no modificado puede soportar presiones sin producir finos excesivamente, de hasta alrededor de 6,000 libras por pulgada cuadrada (psi) (Herron, 2006), pero las directrices de AP RPI 56 sugieren un rango de 2,000 a 5,000 psi.

Pueden ser revestidas las partículas de arena por resina para reducir la producción de finos, y se puede utilizar a tensión que oscila entre 4,000 a 12,000 psi (Herron, 2006). La API RP 56 indica un nivel de esfuerzo máximo de agentes de sostén de cerámica de aproximadamente 15,000 psi.

La API requiere que la arena sea sometida a una presión de entre 4,000 psi y 6,000 psi durante dos minutos en un cilindro de compresión uniaxial para determinar su resistencia a la compresión. Los finos generados por esta prueba están limitados a un rango ya definido, tabla 3:

Tamaño (malla)	Máximo finos por peso
06-12	20%
16-30	14%
20-40	14%
30-50	10%
40-70	6%

Tabla 3. Porcentaje de finos producidos según tamaño de malla en la prueba de compresión.

Solubilidad ácida

Esta prueba mide la pérdida de peso de una muestra que se ha añadido a una solución de 100 ml compuesto por 12 partes de ácido clorhídrico (HCl) y 3 partes de ácido fluorhídrico (HF) y posteriormente se calienta 65.5 grados centígrados aproximadamente en un baño de agua durante 30 minutos.

El objeto de este ensayo es determinar la cantidad de minerales diferentes al cuarzo presentes.

Las especificaciones de la API requieren que las pérdidas en peso como un resultado de esta prueba se limitan a < 2% en todos los tamaños de malla hasta 40-70, malla en la que la pérdida permitida se eleva a 3%.

Capítulo 2. Conceptos básicos para la caracterización de Frac Sand

La caracterización de las rocas en campo, permite en la mayoría de los casos hacer clasificaciones acertadas de las rocas analizadas, sin embargo, para caracterizar las muestras con mayor precisión es necesario someterlas a ensayos de laboratorio para determinar las características intrínsecas de las rocas, tales como, la composición mineralógica y propiedades físicas y así clasificarlas de manera adecuada. Sobre todo en este caso, además de caracterizarlas permitirá saber si son aptas para su uso comercial en la industria petrolera como agente apuntalante o frac sand.

2.1 Muestreo

La visión que debe mantenerse durante el proceso de muestreo, es la de obtener, mediante un número limitado de muestras, la mayor representatividad posible acerca de la calidad o de las condiciones medias de un sistema determinado. La metodología de muestreo condiciona el grado de certidumbre de los resultados y normalmente constituye un porcentaje muy significativo del costo total de un proyecto (Roquet, 2013). Por tanto se pueden considerar tres objetivos fundamentales en el muestreo: Obtener muestras de la mejor calidad, tomar el menor número posible de muestras, obtener la mayor representatividad del área de estudio.

Los métodos de muestreo se clasifican de acuerdo con las maneras usadas en seleccionar los elementos de una muestra.

Muestreo de juicio: una muestra es llamada muestra de juicio cuando sus elementos son seleccionados mediante juicio personal o a juicio de un experto. La persona que selecciona los elementos de la muestra, usualmente es un experto en la medida dada, este método está basado en los puntos de vista subjetivos de una persona. Las principales ventajas de una muestra de juicio son la facilidad de obtenerla y que el costo usualmente es bajo.

Muestreo aleatorio: una muestra se dice que es extraída al azar cuando la manera de selección es tal, que cada elemento de la población tiene igual oportunidad de ser seleccionado. Los tipos comunes de muestreo aleatorio son el muestreo aleatorio simple, muestreo sistemático, muestreo estratificado y muestreo de conglomerados. En este caso se realizó usando dos criterios: a juicio de experto y selección aleatoria (al azar).

Se muestreó el yacimiento, propiedad de la compañía minera GECOMIN S.A. de C.V., ubicado al NW del estado de Sonora, localizado a 340 km de la frontera norte de nuestro país (por razones de confidencialidad la compañía se reserva la localización exacta del yacimiento), conformado por estratos de areniscas, aflorando en distintos puntos y definidos por distintos lotes mineros, que en conjunto conforman 2,286 hectáreas.

Durante la primera visita se recorrió el área de interés, dividida en cuatro lotes mineros: lote “El General”, lote “Villa”, lote “Ángeles” y lote “El cuervo”, (figura 9). En cada área se tomaron cuatro muestras de 4 kg cada una, 16 kg en total, se cuarteó con la finalidad de tener muestras representativas, quedando 8 kg como testigo y 8 kg para las pruebas, formando compósitos (muestra global). Los cuales se identifican por las claves M-1, M-2, M-3, M-4, M-5 y M-6, (tabla 4). Siendo las de más interés las muestras M-1, M-2, M-3 y M-6 por sus características observadas en campo.

Lote	Clave muestra
El General	M-1
El General	M-2
Ángeles	M-3
El Cuervo	M-4
El Cuervo	M-5
Villa	M-6

Tabla 4. Claves de las muestras y lotes de procedencia.



Figura 12. Lotes mineros, propiedad de la compañía GECOMIN

El muestreo fue sistemático y representativo de las áreas ya mencionadas, y se hizo con el fin de contar con elementos para caracterizar el material a través de estudios petrográficos y mineralógicos (análisis granulométrico y lámina delgada).

Con los resultados obtenidos en la primera visita se pudo definir el lugar idóneo para ser explotado, durante la segunda visita se tomaron muestras de mayor volumen, llamadas tipo "bulk" de 80 kg cada una, para estudios metalúrgicos (separación y recuperación del material).

2.2 Análisis

Es la etapa más importante que se lleva a cabo en el laboratorio por personal profesional y técnico especializado, ya que de los resultados de ésta etapa depende la correlación o corrección de las hipótesis planteadas por los especialistas y en base a los resultados de los análisis la decisión de continuar con el proyecto o no. La preparación de muestras consiste en la realización de una serie de procesos para lograr que la muestra pueda ser tratada por métodos químicos y físicos con éxito. La preparación es importante por los siguientes motivos: Adecuar las muestras sobre la base del requerimiento del análisis que se utilizará. Para separar o concentrar un determinado constituyente. Remover contaminantes no buscados. Preservar rasgos esenciales de la composición de la muestra durante el traslado al lugar de análisis. En los siguientes sub capítulos se describen los procesos y procedimientos llevados en cada análisis. De las muestras representativas de las litologías que afloran en el área de estudio, se seleccionaron las muestras definitivas de rocas (areniscas) y arenas para someterlas a los siguientes ensayos: granulometría por tamizado, petrografía, resistencia al aplastamiento, que permitieron distinguir los atributos físicos y químicos propios de cada muestra. Los siguientes ensayos permitieron la adecuada caracterización de las muestras y propiedades buscadas.

En el caso de este trabajo el análisis de muestras se llevó a cabo en distintos laboratorios. Para el análisis granulométrico y pruebas de compresión se hicieron en CIC Laboratorio en Puebla, Puebla. Para el análisis petrográfico al inicio fue por cuenta propia en instalaciones de la Facultad de Ingeniería UNAM y posteriormente se enviaron muestras al Servicio Geológico Mexicano al Centro experimental ubicado en San Pablo, Etlá, Oaxaca. En la separación de minerales la primera parte fue en instalaciones de la Facultad de Ingeniería UNAM, en el laboratorio de metalurgia, otra parte se envió al Centro Experimental del Servicio Geológico en San Pablo, Etlá, Oaxaca, y por último a la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas del Instituto Politécnico Nacional (ESIQIE IPN).

2.2.1 Análisis granulométrico

Un análisis granulométrico puede determinar varios factores clave en la evaluación del depósito de frac sand. La prueba de tamizado permite diseñar una instalación de procesamiento húmedo (o seco) específica a las necesidades del depósito. La información obtenida permite conocer: qué porcentaje de material es arena (frac sand) y cuánto se puede recuperar, determinar el equipo requerido para su explotación y tamaño del equipo necesario.

Se realizó granulometría por tamizado por vía seca, apoyados en la metodología y materiales propuestos en la norma internacional ASTM D 422-63 y las normas mexicanas: NMX-C-077-ONNCCE (Industria de la construcción-agregados para concreto-análisis granulométrico-método de prueba) y NMX-B-231-1990 (especificaciones de las cribas que se emplean en los laboratorios, cribas para la clasificación de materiales granulares).

Granulometría Tamizado por vía seca.

Instrumentos y equipos:

- Balanza con apreciación: 0.01g.
- Juego de tamices estandarizados: n° 10, n° 20, n° 30, n° 40, no°60, n° 200.
- Tamizadora mecánica.
- Recipientes.
- Cepillos para limpiar tamices.

Muestras:

- Según el tamaño máximo de la muestra se empleará una cantidad mínima de peso seco, según la tabla dada en el artículo 5.1.1 de la Norma ASTM 422- 63.

Procedimiento:

- Se pesa la muestra.

- Se vierte el material en la columna de tamices previamente ensamblados y dispuestos de arriba abajo, en orden decreciente de tamaños de abertura con el fondo y la tapa. Es necesario incorporar el tamiz 200.

-Se coloca en la tamizadora mecánica, se deja en funcionamiento durante un tiempo determinada (10 a 20 minutos).

- Se traspasa el material proveniente de cada tamiz a recipientes previamente pesados y se determina y registra la masa de las diferentes fracciones de material retenido, asimismo, se calcula masa del material encontrando en la bandeja de fondo.

Se calculan los porcentajes de grava (gruesa y fina), de arena (gruesa, media y fina) y de finos.

Los resultados medidos de acuerdo al porcentaje retenido en cada malla se presentan en la tabla 5.

MALLA #	% RET.	% RET.
	M-1-1	M-3 M-6
20	8	3
30	17	15
40	28	32
50	10	12
70	18	16
100	18	14
140	0.3	7.6
PLATO	0.7	0.4

Tabla 5. Granulometría muestras, porcentajes retenidos para las muestras M1-1, M-3 y M-6.

En la industria petrolera dedicada al shale gas el volumen de arena más demandado es el de granulometría perteneciente a la malla 20/40 (0.42 mm – 0.84 mm), seguidos por 30/50 y 40/70 también demandada pero moderadamente. La muestra M1-1, M3 y M6 contienen un porcentaje considerable de dicha granulometría, gráfica 1 y 2.

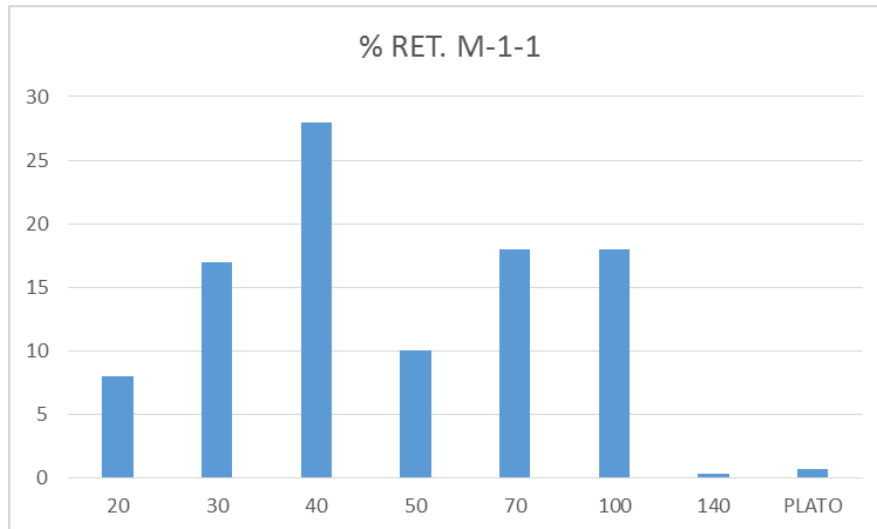


Gráfico 1. Porcentaje de material retenido para la muestra M1-1.

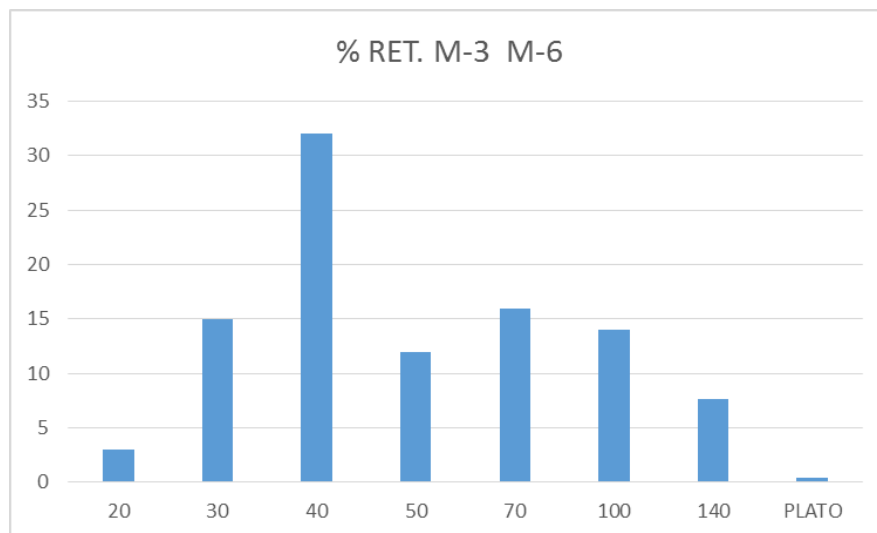


Gráfico 2. Porcentaje de material retenido para la muestra M3 y M6.

Redondez y esfericidad

La importancia de la redondez y esfericidad es debido a que en cuanto más redonda sea una partícula de arena mayor será su resistencia a fragmentarse o ser triturada, cuando ésta se inyecte como apuntalante en una formación rocosa en proceso de fracturamiento.

Las pruebas de la redondez y esfericidad consisten en ver las partículas individuales de arena bajo el microscopio estereoscópico (luz reflejada) y compararlas con el gráfico de Krumbein y Sloss. A las partículas elegidas al

azar se les asignan un número tanto para la redondez como para esfericidad. Después de una población dada de partículas, se evalúan y los números asignados se promedian para proporcionar un valor a la vez de esfericidad y redondez.

La API 56 recomienda valores iguales a 0.6 o superiores. En este caso, para las arenas colectadas en el lote El General (muestras M-1 y M-2) se obtuvieron valores de 0.8 a 0.9, (figura 10). En las fotografía 1 se aprecian granos elegidos al azar que cumplen con la esfericidad y redondez buscada.

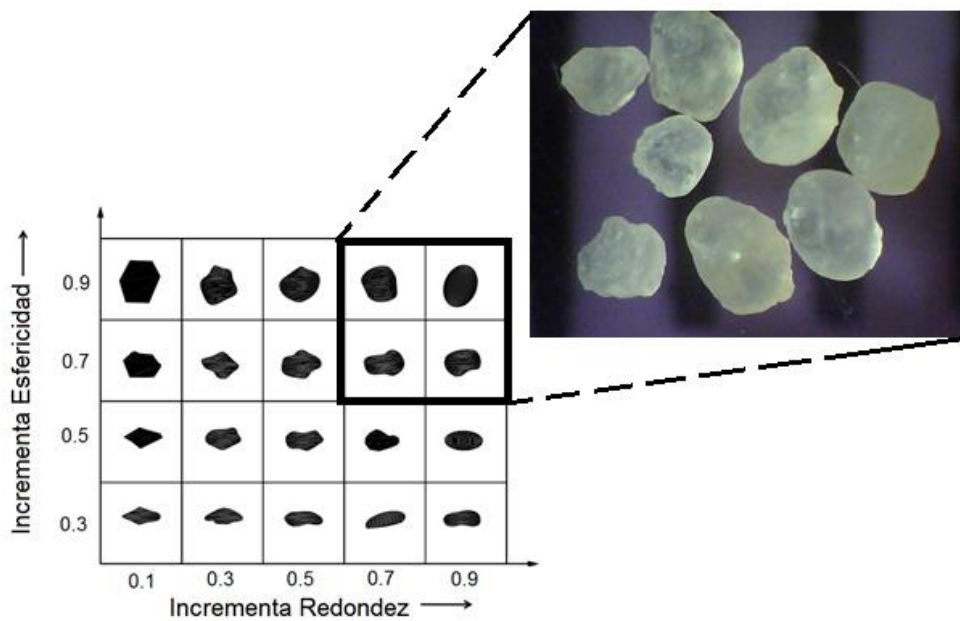
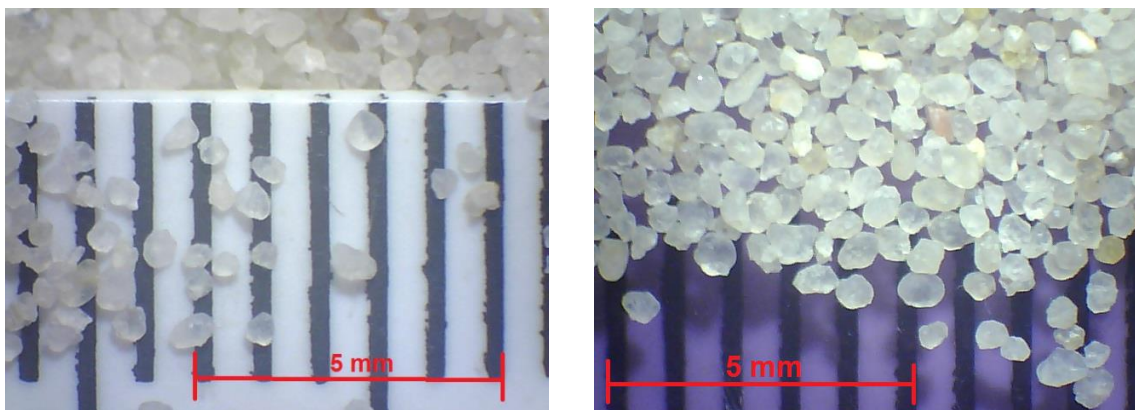


Figura 13. Granos de arena del lote El General comparados con el gráfico de Krumbein y Sloss.



Fotografía 1. Granos de arena procedentes del lote El General (escala en mm). Aumento 15x, granulometría -30 +40.

2.2.2 Análisis petrográfico

La Petrografía es un campo de la petrología que se ocupa de la descripción y clasificación de las rocas mediante la observación microscópica de secciones o láminas delgadas derivadas de las rocas en estudio, en un microscopio petrográfico, clasificándolas según su textura y composición mineralógica. Este tipo de análisis revela una serie de características y/o propiedades evaluables en los cristales y la relación que existen entre ellos, lo que ayuda a determinar la composición de la roca centrándose principalmente en la naturaleza y origen de la misma.

Después de las observaciones megascópicas se realizó una descripción microscópica de las muestras colectadas, se elaboró una sección delgada de la muestra M-1 por cuenta propia; paralelamente se enviaron al Servicio Geológico Mexicano (SGM) muestras para ser analizadas, se seleccionaron esquirlas de roca de los compósitos de la muestra M-1, M-3 y M-6, se elaboraron laminas delgadas para su estudio petrográfico, tomando nuevas claves según la muestra original, quedando M1-1, M1-2, M-3, M6-1 y M6-2.

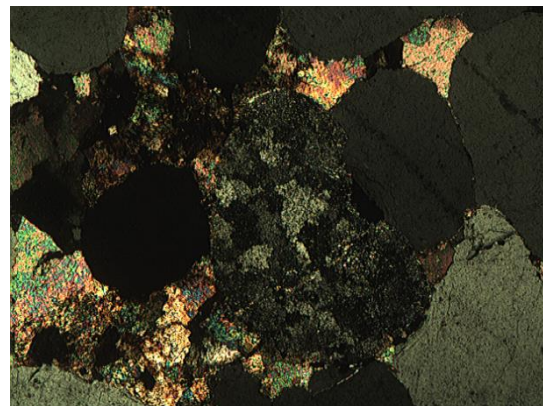
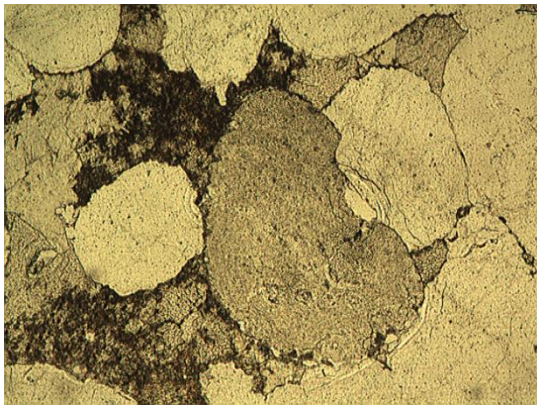
Muestra M-1, colectada por la compañía GECOMIN S.A. de C.V., localidad: Sonora. Se describe macroscópicamente de color blanco con manchas rojizas, de textura clástica, fotografía 2. De estructura compacta, formada por cuarzo y fragmentos de roca como minerales primarios, calcita y hematita-limonita como minerales secundarios.



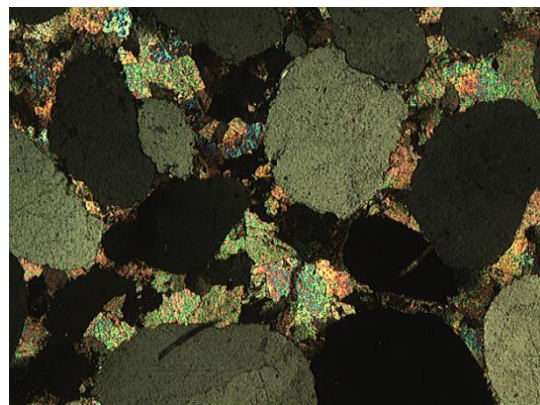
Fotografía 2. Muestra M-1, parte utilizada para preparar una lamina delgada.

Al microscopio se puede observar que la muestra está constituida esencialmente por fragmentos (clastos) de cuarzo, granos soportados, bien redondeados y clasificados (fotografías 3, 4 y 5), según la clasificación de Folk la madurez textural de la muestra sería “super madura” (figura 11), al ya no contener arcilla, un buen grado de clasificación de sus granos y su redondez. La mayoría del cuarzo posiblemente tiene como fuente rocas plutónicas.

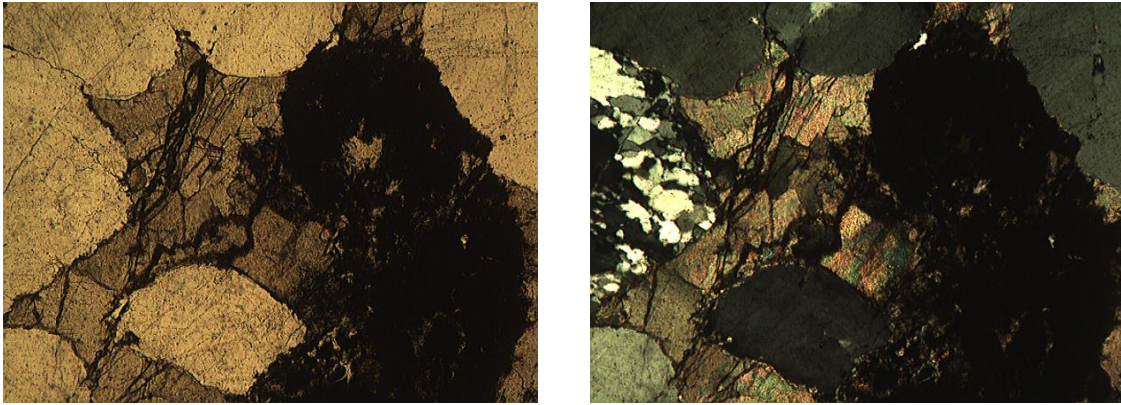
Hacia la parte interna de la muestra están cementados por sílice en su mayoría, con óxidos de hierro y calcita hacia la parte externa de la muestra. Se observan fragmentos de roca, posiblemente cuarzo metamórfico(?).
Clasificación: Arenisca (cuarzo-arenisca).



Fotografía 3. Muestra M1, Izquierda: Obj. 5X con polarizador simple. Derecha: Idem con doble polarización



Fotografía 4. Muestra M1, Izquierda: Obj. 5X con polarizador simple. Derecha: Idem con doble polarización



Fotografía 5. Muestra M1, Izquierda: Obj. 5X con polarizador simple. Derecha: Idem con doble polarización

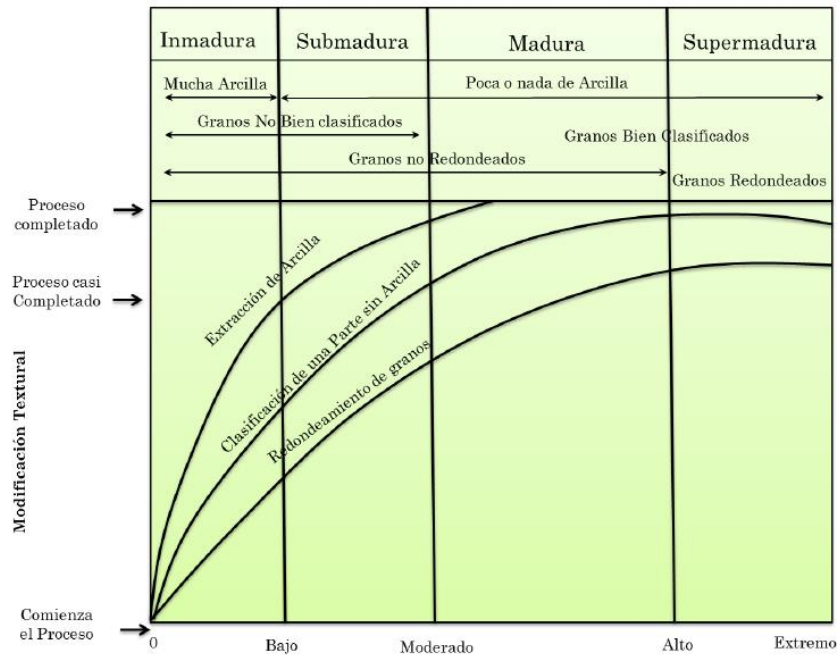


Figura 14. Clasificación de madurez textural (Folk, 1951).

Muestras analizadas en el Servicio Geológico Mexicano

El reporte de la orden de trabajo 9751 solicitada por GEOCOMIN, S.A. DE C.V. consta de cinco petrografías; las cuales se analizaron y describen una a una a continuación.

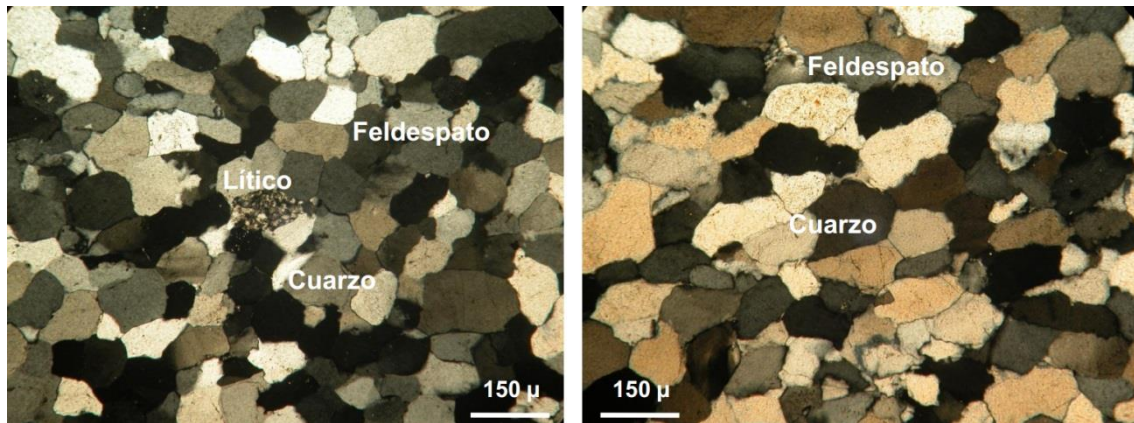
- Muestra M-1-1

La muestra se encuentra constituida principalmente por cuarzo <98% aproximadamente. Presenta una microtextura granosoportada, donde sus espacios intersticiales son mínimos, los cuales se encuentran ocupados por sericita ligeramente enmascarada por hidróxidos de hierro, (fotografía 6).

Se observan algunos clastos de cuarzo policristalino. Varía en tamaños de 210 a 630 micrómetros. Su grado de redondez va de subredondeado a muy redondeado, prevaleciendo la primera. Los feldespatos y minerales opacos son escasos y se presentan principalmente en microfracturas.

La muscovita se encuentra en forma de trazas como microcristales; tiene formas angulosas; se encuentra principalmente en los intersticios de las rocas, sus tamaños van de 20 micrómetros a 40 micrómetros. Los minerales opacos se encuentran como trazas; tienen formas angulosas; presentan oxidación incipiente y sus tamaños van de 60 a 15 micrómetros.

Se observan cristales de cuarzo y feldespato; los cristales de cuarzo muestran extinción ondulante marcada. Se presentan algunos líticos de origen sedimentario (fragmentos de roca, posiblemente areniscas); estos se encuentran moderadamente enmascarados por arcillas. Los cristales de cuarzo y feldespato forman una textura de mosaico. Se observa que los cristales se encuentran incipientemente alargados y orientados. Presentan puntos triples.



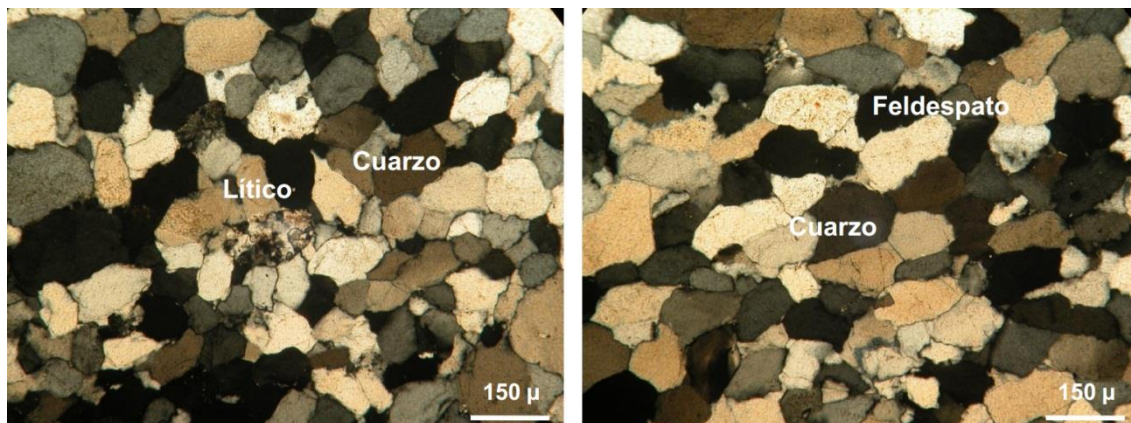
Fotografía 6. Muestra M1-1, izquierda y derecha: doble polarización.

- Muestra M-1-2

Se encuentra constituida principalmente por cuarzo; él cual muestra formas que van de redondeadas a muy redondeadas; sus tamaños varían de 300 a 900 micrómetros. Presentan una textura granosoportada fuertemente empaquetada, sin espacios intersticiales. Se observan trazas de minerales arcillosos, zircón(?) y opacos, (fotografía 7).

Se observan cristales anhedrales de cuarzo, las proporciones de cuarzo y feldespato son de 98% cuarzo y aproximadamente 2% de feldespato. Las oxhornblendas(?) se encuentran como minerales traza, presentan formas angulosas, los cristales se encuentran rotos y diseminados, sus tamaños van de 30 a 120 micrómetros.

Algunos de los líticos se encuentran moderadamente enmascarados por óxidos. Se observan puntos triples. Algunos de los cristales de cuarzo se encuentran incipientemente enmascarados por arcillas. Los cristales de feldespato y cuarzo presentan un incipiente alineamiento. La roca exhibe textura de mosaico; se observa que algunos cristales de cuarzo se encuentran con fisuras rellenas por arcillas



Fotografía 7. Muestra M1-2, izquierda y derecha: doble polarización.

- Muestra M-3

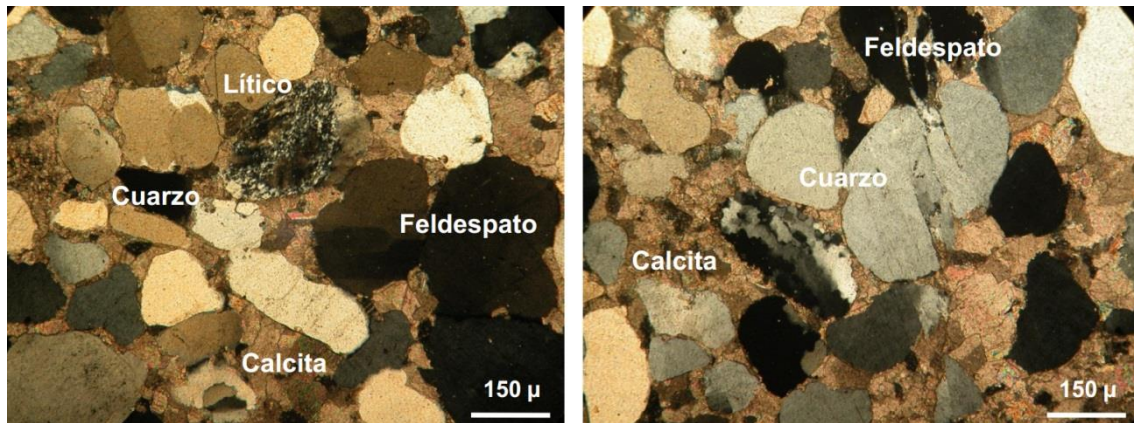
La presencia de cuarzo se estima en un 56% aproximadamente; sus cristales presentan formas que van de anhedrales a subhedrales. Sus tamaños van de 210 a 1260 micrómetros. La dolomita constituye la matriz de la muestra; se presenta en pequeños clastos los cuales forman un mosaico microcristalino. El tamaño de los cristales varía 120 a 180 micrómetros, (fotografía 8).

Los feldespatos tienen una abundancia aproximadamente de 7%, con formas predominantemente muy redondeadas; los tamaños van de 180 a 750 micrómetros.

Los minerales opacos se encuentran como microcristales con una abundancia de trazas; sus formas van de subredondeadas a angulosas los tamaños que presentan van de 10 a 40 micrómetros.

Se observan varios cristales de cuarzo, feldespato y un lítico de origen sedimentario, dentro de una matriz compuesta por pequeños cristales de calcita.

Algunos de los cristales de cuarzo se observan disgregados, teniendo además extinción ondulante. Los cristales de cuarzo y feldespato presentan formas principalmente subredondeadas.



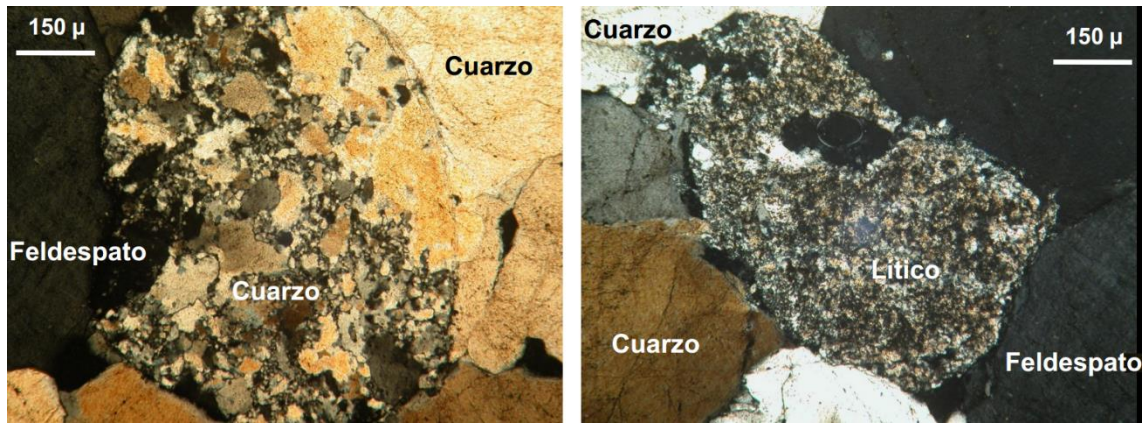
Fotografía 8. Muestra M-3, izquierda y derecha: doble polarización.

- Muestra M-6-1 y M-6-2

Las muestras M-6-1 y M-6-2 presentan características similares; sus clastos presentan formas que varían de subredondeado a muy redondeado, prevaleciendo estas últimas. El tamaño de grano va de 600 a 2,250 micrómetros.

La presencia de feldespato es escasa alrededor del 5%. Abunda el cuarzo, con formas muy redondeadas y tamaños de 500 a 1,500 micrómetros. Los fragmentos de roca son de tipo sedimentario de formas subredondeadas sus tamaños varían de 240 a 3,480 micrómetros, (fotografía 9).

Se observa un gran lítico de origen sedimentario (arenisca) rodeado por cristales de cuarzo y feldespato; el lítico se encuentra moderadamente enmascarado por arcillas; presenta finas fisuras rellenas de cuarzo. También se observan dos tipos de cuarzo; el primero como fenocristales, los cuales se encuentran incipientemente fracturados; el segundo como relleno de cavidades, este presentan formas semicirculares de diente de perro, fotografía 10.



Fotografía 9. Muestra M6-1, izquierda y derecha: doble polarización.



Fotografía 10. Muestra M6-2, izquierda y derecha: doble polarización.

2.2.3 Prueba de compresibilidad

Los granos de arena usados como apuntalantes deben resistirse a ser aplastados o rotos cuando se somete a altas presiones en la profundidad de un pozo de petróleo. Si las arenas al ser aplastadas se rompen en partículas más pequeñas dentro de las fracturas en el pozo, puede influir en la permeabilidad del agente de sostén, reduciendo la capacidad de producción del pozo.

La API (American Petroleum Institute) ha establecido un ensayo estandarizado de compresión (crush resistance test) que permite evaluar diferentes fuentes de frac sand. La prueba consiste en someter los granos de arena a grandes presiones en una prensa hidráulica, usando un cilindro estandarizado para ese fin (figura 12), y medir el porcentaje de finos producidos.

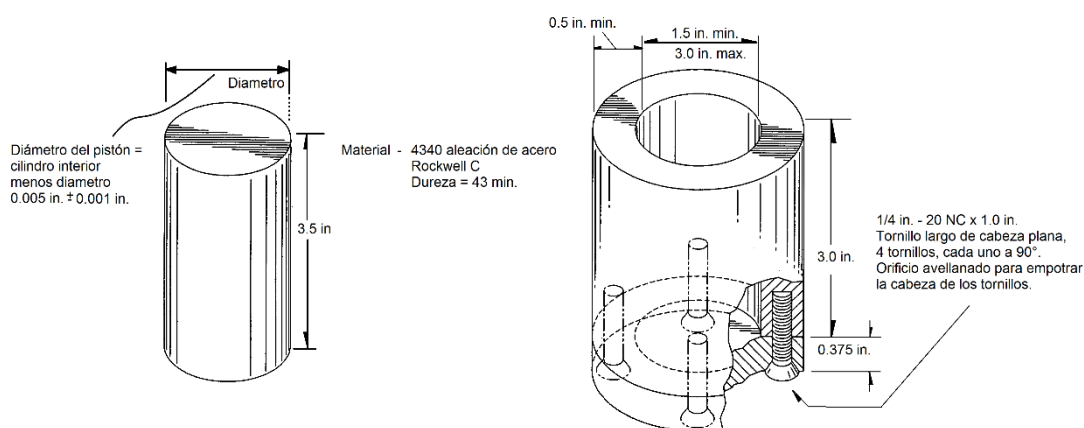


Figura 15. Celda para prueba de resistencia a la compresión, dimensiones y especificaciones según API RP 46.

La prueba se llevó a cabo de la siguiente manera:

Una cantidad dada (pesada anteriormente) de frac sand, proveniente de la muestra M1 y M2, se colocó en un cilindro y el pistón se insertó en el cilindro para que pueda ejercer una presión medible específica sobre la muestra de arena, (fotografía 11).

El cilindro se colocó en la prensa hidráulica, a continuación se accionó la prensa hidráulica (previamente calibrada), aplicando la carga lentamente. El análisis por lo general comienza en 5,000 p.s.i. para un periodo de tiempo dado (10 minutos). Se retiró la carga lentamente después del tiempo estimado. La

muestra se retira del cilindro (extraer el material del molde, desarmando este) y se tamiza, cribando el material por la malla no. 200 (0.075 mm) para eliminar cualquier fino creado por esa presión (5,000 psi) ejercida sobre las partículas de arena, (fotografías 12 y 13).



Fotografía 11. Pesado de muestra (izq) y vaciado en el cilindro para prueba de resistencia a la compresión (der).



Fotografía 12. Celda sometida a presión (der), desarme y vaciado de celda (izq).



Fotografía 13. Vaciado de cilindro (der), cribado de muestra para conocer cantidad de finos producidos posteriormente (der).

Por último, se pesó el material retenido por la malla y se calcula el material que pasó por la malla 200, la muestra es pesada de nuevo y cualquier pérdida de peso se registra como un porcentaje. Esta prueba se repitió con más arena de la misma muestra, pero esta vez a la presión de 7,000 psi, los valores de porcentaje de pérdida registrados se presentan en la tabla 6, para arena de 20/40 y 50/70.

Según la API RP 56 indica que la pérdida máxima de peso sea inferior al 14% del peso de la muestra inicial para la malla 20/40, y máximo de 6% para la malla 40/70, para presiones de hasta 6,000 psi. Se hizo esta prueba para ese tamaño de grava ya que esas medidas son las más demandadas por la industria. Los resultados son favorables, al producir únicamente 4.5% de finos para la malla 20/40 y 1.0% para la malla 50/70, como se aprecia en la tabla 6, por tanto el material cumple con la norma respectiva al ser menor la cantidad de finos al máximo permitido.

Tamaño (malla)	Peso inicial	Peso retenido malla no 200	Peso de material que pasa la malla no 200	% Máximo de finos permitidos según API	Finos producidos, prueba de compresibilidad
6-12				20%	
16-30				14%	
20-40	52.57	50.21	2.36	14%	4.5 %
30-50				10%	
40-70	50.68	50.16	0.52	6%	1.0%

Tabla 6. Resultados de finos producidos, para arena 20/40 y 50/70, muestra M1.

2.2.4 Pruebas de separación

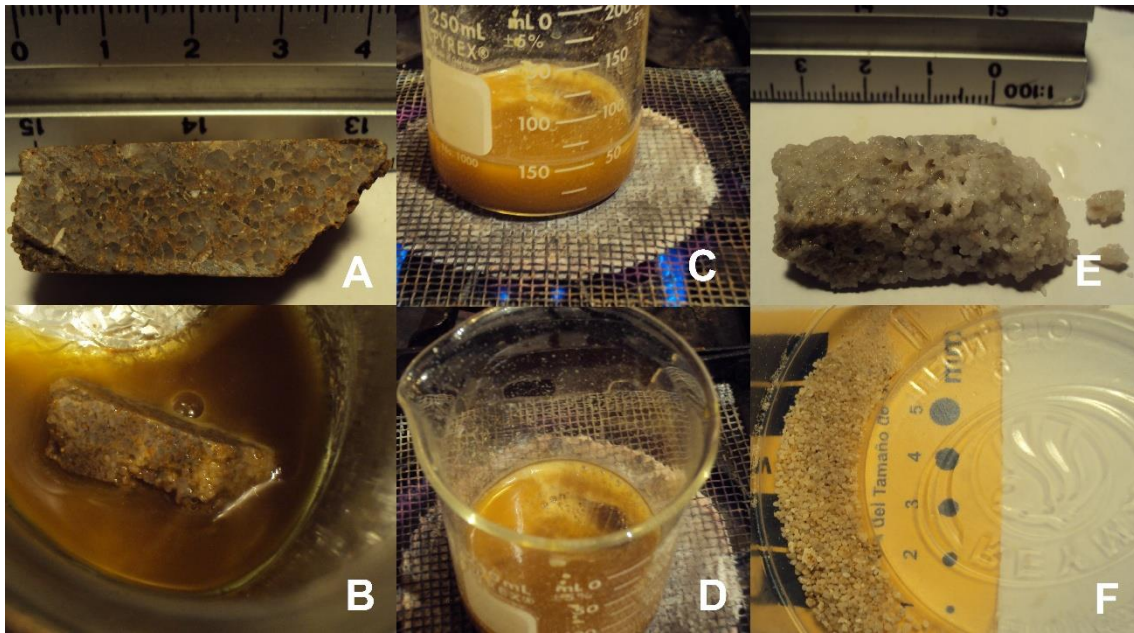
Por cuenta propia se realizaron varios experimentos para determinar cómo se podría separar el material y lograr su máximo aprovechamiento, no sólo en las arenas, sino también a la parte que corresponde a rocas (areniscas) (fotografía 14), lograr de manera exitosa separar los clastos de la matriz en las areniscas y medir qué porcentaje del material logra ser recuperado.

Después de los análisis previos y una vez obtenidas las muestras en cantidad suficiente para hacer estudios metalúrgicos, se enviaron al Servicio Geológico Mexicano (SGM) y a la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas (ESIQIE). Por razones de confidencialidad no se dan detalles sobre el procedimiento exacto, pero sí un resumen de los trabajos realizados.



Fotografía 14. Muestra M1-2, seleccionada para prueba de trituración.

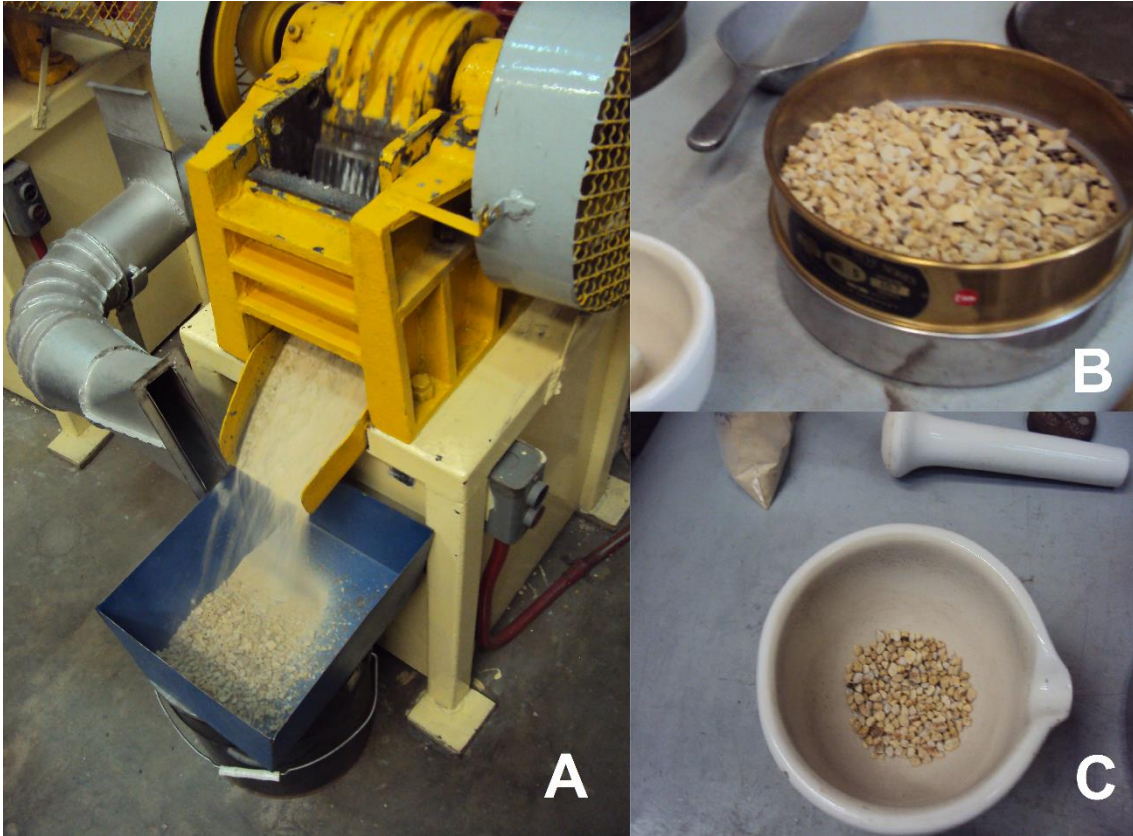
En la primera etapa se logró separar los clastos de la matriz usando una solución ácida, y mejorando su eficiencia al calentar dicha solución (ácido clorhídrico al 30% a 60 °C), (fotografía 15).



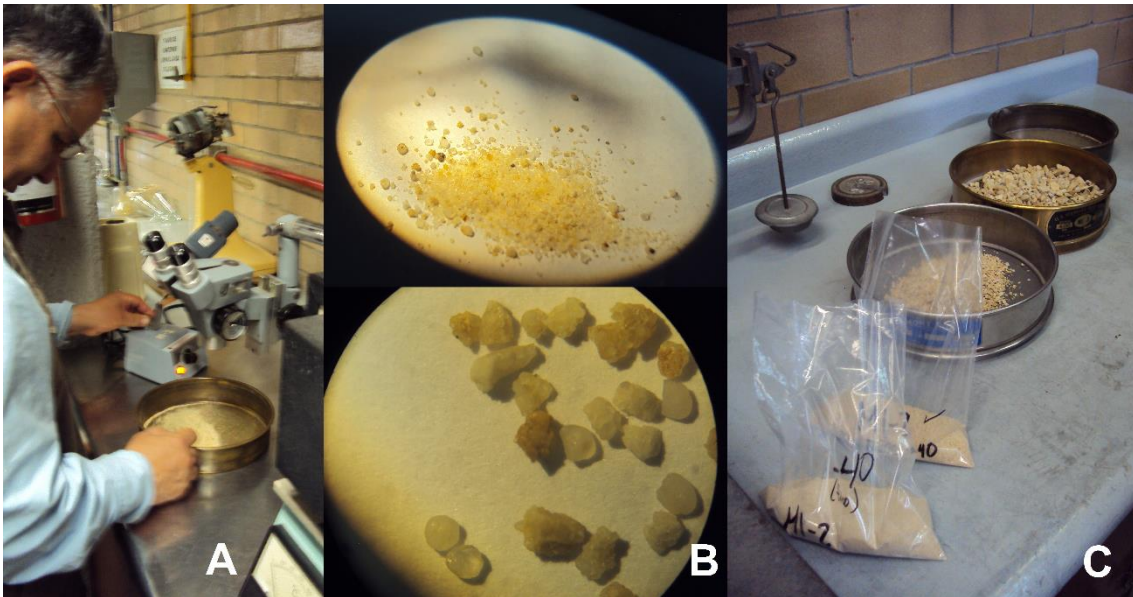
Fotografía 15. A) Muestra M1, arenisca, cementante formado por óxidos y carbonatos, B) muestra sometida a solución ácida, C) y D) solución ácida calentada hasta 60 °C, E) disolución de la mayor parte de la matriz, F) clastos separados exitosamente.

Para lograr mejores resultados al usar una solución o reactivo para disolver la matriz, se optó por aumentar el área de ataque, una manera fue por medio trituración, se experimentó reduciendo el tamaño de la roca a 2" y 1".

Para las pruebas de trituración se utilizaron las muestras M1-1, M6-1, M6-2 y M3. Se realizaron en el laboratorio (edificio F), de la Facultad de Ingeniería UNAM, para realizar pruebas de trituración, se usó la trituradora de quijadas, de 4" y 6", y de 2" y 4" (cerrada hasta 1"), al material después de una pulgada se le separó (manualmente) usando el matraz de porcelana, fotografía 16. Se usaron varios tamices para separar la muestra y conocer sus porcentajes, de 10, 20, 30, 40, 60 y -60, fotografía 17.



Fotografía 16. A) Trituradora de quijadas, B) Tamices, C) Matraz de porcelana



Fotografía 17. A) y B) Revisión en microscopio, revisión visual de material recuperable, C) Muestras separadas según granulometría.

Esiquie IPN (proceso de separación)

Se realizaron pruebas a distintas muestras en la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industria Extractiva (ESIQIE IPN), tabla 7.

Clave muestra	Peso (kg)
M-3	15.500
M-1-2	28.600
M-1-1	8.300
M-6	7.500
Total	59.900

Tabla 7. Muestras de roca llevadas para pruebas de separación

Originalmente se usaron las muestras con clave M1, M1-2, M1-3, M6, M6-2; algunas se revolviaron para tener más volumen en la prueba. Su uso un molino de bolas, con capacidad de 10,533.659 cm³, y se manejó al 40% de su capacidad 4,213.4636 cm³. Haciendo variar la cantidad de agua y sólidos, el número de bolas; se obtuvieron los siguientes resultados mostrados en la tabla 8 y fotografía 18.

W muestra (kg)	% solido	% agua	V de salida	V de agua (L)	No. Bolas	W bolas (kg)	Tiempo molienda (min)
3.2	60	40	2 528.0751	1685.3855	10	719.15	10
2.9	60	40	2.9	1.5	20	1.424	15
3.8	90	10		0.400	15	1.003	15
7.5	90	10		0.800	25	1.75	20

Tabla 8. Pruebas ESQIE (julio 2014)

Se usó separación electrostática y magnética, separador magnético de baja intensidad 43.5 volts y 4.00 amp; una mesa de separación por vibración con agua para separar lo redondo de lo contaminado por lo más pesado, con un ángulo de inclinación de 12°.



Fotografía 18. A) Muestras usadas (combinadas), B) Después del proceso de molienda, C) Separación y clasificación, D) Uso de atricionador para separar los clastos restantes, E) resultados, F) por último, separador magnético.

Capítulo 3. Área de estudio

La prospección comenzó con la definición de los tipos de minerales a buscar, en este caso arena sílica para ser usada como apuntalante en tratamientos de fracturamiento hidráulico. Se buscaron similitudes y características especiales que ese tipo de yacimiento presenta con los yacimientos de frac sand ya explotados por ejemplo en Wisconsin, E.U.A., edades similares, ambientes de depósito, etc. Esta información permitió desechar muchas áreas y concentrar esfuerzos en aquellas que presentan características favorables para ese tipo de yacimiento en territorio nacional.

3.1 Método de trabajo

El desarrollo del proyecto se llevó a cabo en cinco etapas, que incluyen una secuencia de actividades de oficina y de campo encaminadas a la ejecución de una investigación geológica que permitió caracterizar y cartografiar las rocas sedimentarias pertenecientes a la formación que reúna las características necesarias y evaluar la calidad de estas rocas como materia prima para apuntalantes en la industria petrolera.

Antes de llegar a campo se investigó acerca de la zona que se pretendía explorar y sobre las rocas y estructuras geológicas que se podían encontrar allí para que las actividades en campo resultaran más productivas y satisfactorias. A continuación se presentan las fases de estas etapas:

Etapas I: Recopilación, identificación, planificación

Recopilación, en el desarrollo del trabajo de caracterizar un cuerpo sedimentario para su utilización como arena fracturamiento hidráulico (fracsand), se realizó una investigación bibliográfica a fin de conocer datos de posibles formaciones geológicas aptas para ser exploradas, buscando areniscas con alto contenido de cuarzo de edades Cretácicas a Ordovícicas;

paralelamente se recopiló información sobre las normas internacionales que rigen los parámetros a evaluar en la arena sílica usada como Frac Sand.

Recolección de fotografías aéreas a escala 1:50,000 y de la información cartográfica y topográfica a escala 1:50,000 elaborados por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), y cartas geológicas elaboradas por el Servicio Geológico Mexicano (SGM) de las áreas de interés.

Identificación y delimitación generalizada de la zona de estudio utilizando la información recolectada en la fase anterior; de igual forma se identificaron posibles afloramientos en drenajes y taludes de corte, utilizando para ello las fotografías aéreas y las características del relieve apreciables en los mapas topográficos con el fin de encontrar rocas recientemente expuestas.

Planificación de itinerarios para el reconocimiento geológico de la zona de estudio, esta fase incluye las tareas de toma de información geológica en cada uno de los posibles afloramientos existentes en el sector con el fin de reconocer características litológicas y aspectos estructurales aplicando métodos y técnicas para efectuar mediciones que permitan definir las posiciones de estos puntos característicos del terreno. Lograda la recopilación y síntesis de la información existente se definieron blancos de exploración, para su posterior visita y muestreo.

Etapa II: Campo

Se corroboraron en campo las interpretaciones generadas a partir de la lectura crítica de los trabajos previos y del análisis de las fotografías aéreas y de los mapas, tanto topográficos como geológicos obtenidos en la Etapa I. Durante esta segunda etapa se realizaron las siguientes actividades:

Levantamiento geológico de la zona de estudio con el fin de evaluar la estratigrafía local, su geometría y orientación espacial, a partir de diez (10) afloramientos donde se encuentra expuesta la roca y permiten estudiar gran

parte de la secuencia litoestratigráfica del sector estudiado. Para complementar la información estratigráfica se cuenta con quince (15) sondeos exploratorios, proporcionados por la compañía GECOMIN S.A. de C.V., que alcanzaron profundidades de hasta 3 metros y permiten conocer la estratigrafía donde las rocas no afloran directamente.

Durante el levantamiento geológico, se hizo énfasis en la descripción visual del tipo de roca, su mineralogía, color meteorizado, color fresco, grado de consolidación y meteorización, presencia de fósiles y espesor de cada capa. Asimismo, se realizaron mediciones de rumbo y echado a los planos de estratificación y a las estructuras de deformación (si existían).

Campaña de muestreo en campo, orientada primordialmente a la recolección de rocas sedimentarias areniscas de grano fino a medio; a su vez, se recolectaron arenas, en la superficie y en arroyos, para ser estudiadas en el microscopio estereoscópico. En esta etapa, en total fueron tomadas veinticuatro (24) muestras para generar seis (6) compósitos, cuatro muestras por cada compósito, también muestras de mano distribuidas a lo largo de toda la columna estratigráfica y que son representativas de toda la variedad litológica que aflora en la zona. Las muestras fueron extraídas directamente de los afloramientos.

Todos los procedimientos ejecutados en esta segunda etapa se realizaron con la finalidad de recolectar la mayor cantidad de datos geológicos representativos en la zona estudiada. Esas veinticuatro (24) muestras se caracterizaron visualmente en campo, para posteriormente ser sometidas a ensayos de laboratorio con la finalidad de evaluar la calidad de las rocas para su uso industrial como frac sand; dichas muestras se analizaron en laboratorio y así se determinaron granulometrías, esfericidad y redondez, contenido de cuarzo y resistencias a la compresión, las muestras que cumplieron satisfactoriamente con los requerimientos pasaron a la siguiente etapa donde se hizo geología a detalle, una nueva visita a campo con un muestreo puntual para definir el modelo del yacimiento, topografía a detalle, logrando un aproximado de sus dimensiones y así conocer los volúmenes disponibles a ser explotados.

Etapa III: Trabajo de oficina y laboratorio

En gabinete:

Una vez organizados los datos obtenidos en campo se analizó la correspondencia de estos datos con la información bibliográfica recolectada en la primera etapa, junto con las muestras de superficie recolectadas en campo y de las arenas muestreadas en ese sector.

Con la información recolectada en campo se elaboró una columna estratigráfica generalizada de la zona de estudio, a partir de la correlación de todos los afloramientos levantados en la segunda etapa y de los sondeos.

Se elaboró un mapa geológico a detalle a escala 1:1,000. Utilizado como base para la cartografía geológica y la columna estratigráfica, ya con los datos de orientación espacial de las capas obtenidos en campo.

Incluyó las tareas de dibujo del mapa y secciones mediante el uso de software, Autocad y ArcGis. Realizando los cortes geológicos y columnas litoestratigráficas a partir del mapa geológico, con la finalidad de representar la secuencia litológica, los espesores y la disposición espacial de las capas en el subsuelo. Estimar las reservas del material explotable en la zona de estudio.

En laboratorio:

De los seis (6) compósitos seleccionados, se analizaron utilizando el microscopio estereoscópico (luz reflejada) y el microscopio petrográfico (luz transmitida) para estudiar las muestras de arena y lámina delgada respectivamente, previamente se hizo una sección delgada de rocas seleccionadas, bajo luz normal y polarizada para obtener información de sus minerales constituyentes, textura, posibles fuentes de sedimentación y sus características diagenéticas.

Selección y clasificación definitiva de las muestras que serían sometidas a ensayos de laboratorio (granulometría, pruebas de resistencia a la

compresión), tanto de las muestras de mano obtenidas en campo como de las arenas de arroyo, y muestras obtenidas en los sondeos exploratorios ejecutados a manera de trincheras, con recuperación de muestras a cada cinco metros, de las que se recuperaron más de 96 kilos.

Etapa IV: Redefinición de blancos de exploración.

Una vez obtenidos los resultados de laboratorio y analizados, se ubicaron los lotes con más posibilidad de ser explotados por existir en ellos el material con las características buscadas. Se realizó una segunda campaña para recolectar muestras con el fin de ser usadas en pruebas metalúrgicas (pruebas de separación de minerales), y así conocer el porcentaje de material recuperable. Al mismo tiempo que se continuaron con las negociaciones para comprar los terrenos donde se ubican los lotes mineros de interés.

Etapa V: Informe final y elaboración de mapas finales.

En esta fase final se integró la información obtenida por investigación bibliográfica, compilación cartográfica, levantamientos de campo y los trabajos de laboratorio y oficina, en un informe final, donde se exponen las conclusiones y recomendaciones en cuanto al potencial de explotación de la zona que se ha estudiado. Mediante el uso de AutoCAD 2010 y ArcGis, se estimaron las cantidades de material explotable en la zona de estudio, a través del método de las secciones transversales.

La última etapa (etapa VI) de existir, sería la que involucra procesos de explotación, en este caso para el informe final se dieron las recomendaciones del equipo y procesos más convenientes para ser usados en este tipo de yacimiento y garantizar una producción constante y rentable.

3.2 Geología

El área de interés está ubicada en la porción noroeste del estado de Sonora, abarca una parte del Terreno Caborca, (figura 13). Está constituido por un basamento ígneo-metamórfico del Proterozoico inferior-medio, denominado Complejo Metamórfico Bámori (Longoria et al., 1978), constituido por gneises y esquistos afectados por un granito micrográfico denominado Granito Aibó, fechado en 1,100 Ma (Anderson y Silver, 1979); ambas unidades afloran en la parte sureste de la región. Sobreyacen discordantemente sedimentos de edad proterozoica representados por dolomías y areniscas, denominadas Capas Gamuza, que afloran en la porción oriental. Sobreyaciendo concordante y transicionalmente a dichas capas, afloran calizas y areniscas; después de un hiatus en el Cámbrico superior, afloran discordantemente en la porción central norte y oriente de la carta, calizas y lutitas, de edad Ordovícico-Devónico, de facies de cuenca profunda.

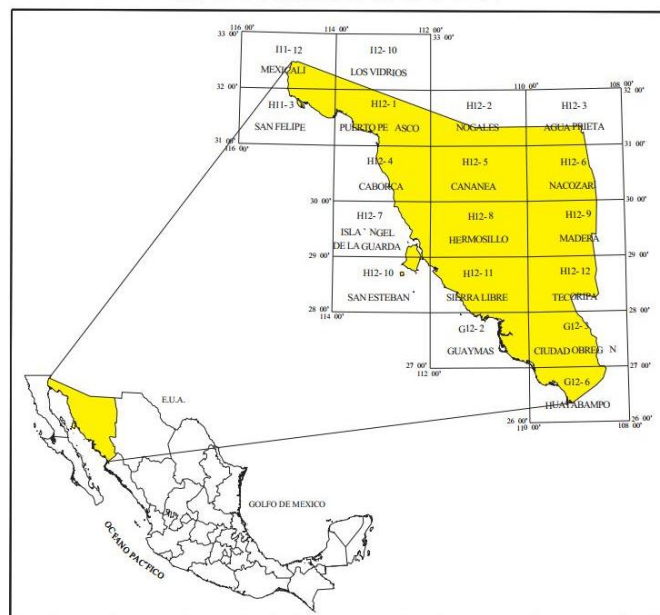


Figura 16. Área de interés, porción NE del estado de Sonora.

En el Pérmico superior, se depositaron calizas y limolitas denominadas Formación Monos (Cooper G.A., 1965), que afloran discordantemente al norte de la Sierra El Álamo en la porción central norte de Sonora, Sobreyaciendo

discordantemente a esta unidad, afloran calizas y lutitas, del Pérmico superior-Triásico superior, le sobreyace discordantemente una unidad de metaareniscas y metalutitas, de edad Triásico(?) superior, que a su vez es cubierta discordantemente, por un paquete de areniscas y limolitas, calizas y areniscas, areniscas y conglomerados polimícticos del Jurásico, correlacionables con la Formación San Antonio (González, L.C., 1980); estas unidades afloran principalmente en la sierra del Antimonio en la porción central de Sonora.

En forma aislada afloran en la parte norte, rocas graníticas y granodioríticas, de edad Jurásico superior, fechadas en zircón por el método U-Pb, en 153 Ma (Steward T.H., 1986). Cabalgando a rocas jurásicas, afloran rocas metavolcánicas y metasedimentarias, del Jurásico medio (?), consistentes en riolitas, andesitas, areniscas y conglomerados deformados, formando casi la totalidad de la sierra La Gloria. En esta localidad cabalga a rocas sedimentarias del Jurásico inferior y del Cretácico-Terciario; en contacto por falla normal con esta unidad, aflora la unidad metasedimentaria, de la misma edad, constituida por conglomerados polimícticos y areniscas deformadas distribuidas en el cerro El Álamo en la parte noreste, en esta misma porción, cabalga a la Formación Morita, constituida por lutitas y areniscas, de edad Aptiano y a su vez está en contacto por falla normal con una secuencia de riolitas y andesitas del Complejo Volcánico El Charro. Cubriendo discordantemente a las rocas triásicas y jurásicas, aflora una secuencia volcanosedimentaria constituida por andesitas y areniscas, y andesitas, del Cretácico superior correspondientes a la Formación Tarahumara, que aflora en la porción central de la región, en la sierra del Álamo. Sobreyaciendo discordantemente y en contacto tectónico con las unidades del Jurásico inferior, afloran en el flanco sur occidental de la sierra La Gloria y el cerro El Álamo, los conglomerados polimícticos rojos y areniscas, de edad Cretácico superior-Terciario Paleoceno. Afectando en parte a las unidades anteriores, afloran rocas intrusivas representadas por gabros, granitos y granodioritas, granodioritas y dioritas, que afloran en la mayor parte de la carta; estas unidades han sido fechadas por el método K-Ar, obteniendo edades que van de 64.3 ± 2 Ma (Damon et al., 1983) a 80.9 ± 1.8 Ma (De Jong, 1988). En la región noreste de la zona de interés se ubica la traza inferida de la

megacizalla Mojave-Sonora asumida como el límite entre el Terreno Caborca y el Cratón de Norteamérica, (figura 14).

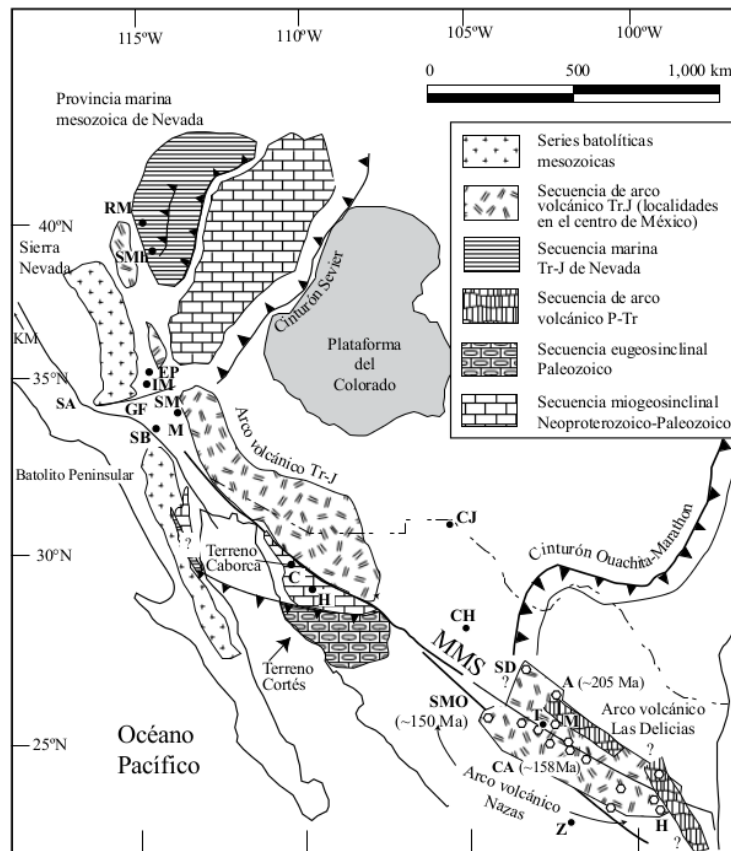


Figura 17. Mapa de elementos tectónicos al SE de Estados Unidos y al norte de México. (Tomado de: Molina-Garza, 2005)

Del Eoceno al Mioceno, se desarrolla el último evento volcánico de la región, depositando discordantemente andesitas y tobas andesíticas, de edad Eoceno-Oligoceno, distribuidas en la porción norte y noreste, le sobryace concordantemente otro paquete con la misma litología de edad Mioceno, fechada por el método K-Ar en 14.0 Ma (Gastil, 1979), estas unidades afloran en la parte sur. Con la misma relación concordante, sobryacen flujos riolíticos y riolacíticos fechados por el método K-Ar en 12.7 Ma; por último, se depositan andesitas y basaltos a fines del Mioceno, afloran en porciones aisladas en la parte centro y noreste. Cuerpos de tipo pórfido andesítico y riolacíticos, afectan a las rocas anteriores, en las porciones noreste y sureste. El Pleistoceno está representado por depósitos semiconsolidados y no consolidados de pie de monte, constituidos por conglomerados polimícticos, gravas y arenas y el Holoceno por materiales aluviales, depósitos eólicos,

lacustres, palustres y aluvión. La estructura más sobresaliente es la hipotética megacizalla Mojave-Sonora de Anderson y Silver (1979), que corresponde a una estructura sinistral con un desplazamiento lateral de 700 a 800 km con orientación NW-SE, la cual fue interpretada como falla activa durante el Jurásico inferior-medio y terminó su movimiento al final del Jurásico medio, constituye el límite entre los terrenos Caborca y Norteamérica. El estilo de deformación de las rocas sobre la traza de la megacizalla, se manifiesta como zonas de cabalgaduras, esquistosidad y escamas o pequeñas napas, afectando a rocas del Jurásico inferior y medio. Superpuestas a este estilo de deformación, se tienen cabalgaduras, esquistosidad y plegamientos que afectan tanto a las rocas jurásicas como a las rocas del Cretácico inferior, atribuibles a la Orogenia Laramide. En el terreno Caborca, cuando menos dos eventos La Orogenia Mazatzal y Grenville, esta última refleja el plutonismo de la actividad tectónica de la fase "Grenville" de América del Norte. Durante el Cretácico superior-Terciario inferior se evidencia una etapa de intenso tectonismo en la cual las mayores estructuras son cabalgaduras y plegamientos en donde rocas del basamento Proterozoico cristalino y rocas sedimentarias del Proterozoico superior y Cámbrico cabalgan a rocas sedimentarias del Jurásico inferior, como en las sierras La Víbora y La Jojoba donde el Precámbrico sedimentario se encuentra fuertemente plegado. También se evidencian en algunos lugares fallas inversas como en el Cerro El Álamo donde metaconglomerados de la unidad metasedimentaria (Jm?) cabalgan a rocas de la Formación Morita que atestiguan la tectónica compresiva que los afectó. De Jong (1988), concluye que el cabalgamiento en el área de Caborca tuvo lugar en el Cretácico superior entre 98 y 80 Ma que corresponde a la Orogenia Laramide. La mayor parte de la configuración actual de la región se debe al fallamiento normal del Terciario medio. La tectónica producida durante esta fase, trunca las estructuras preexistentes y las estructuras anteriores quedan en ocasiones completamente enmascaradas por este fallamiento regional de tipo normal atribuida a la distensión de cuencas y sierras ("Basin and Range"). Todo lo anterior puede resumirse en la columna estratigráfica que se muestra en la figura 15, la relación entre las distintas formaciones y sus edades.

COLUMNA GEOLÓGICA

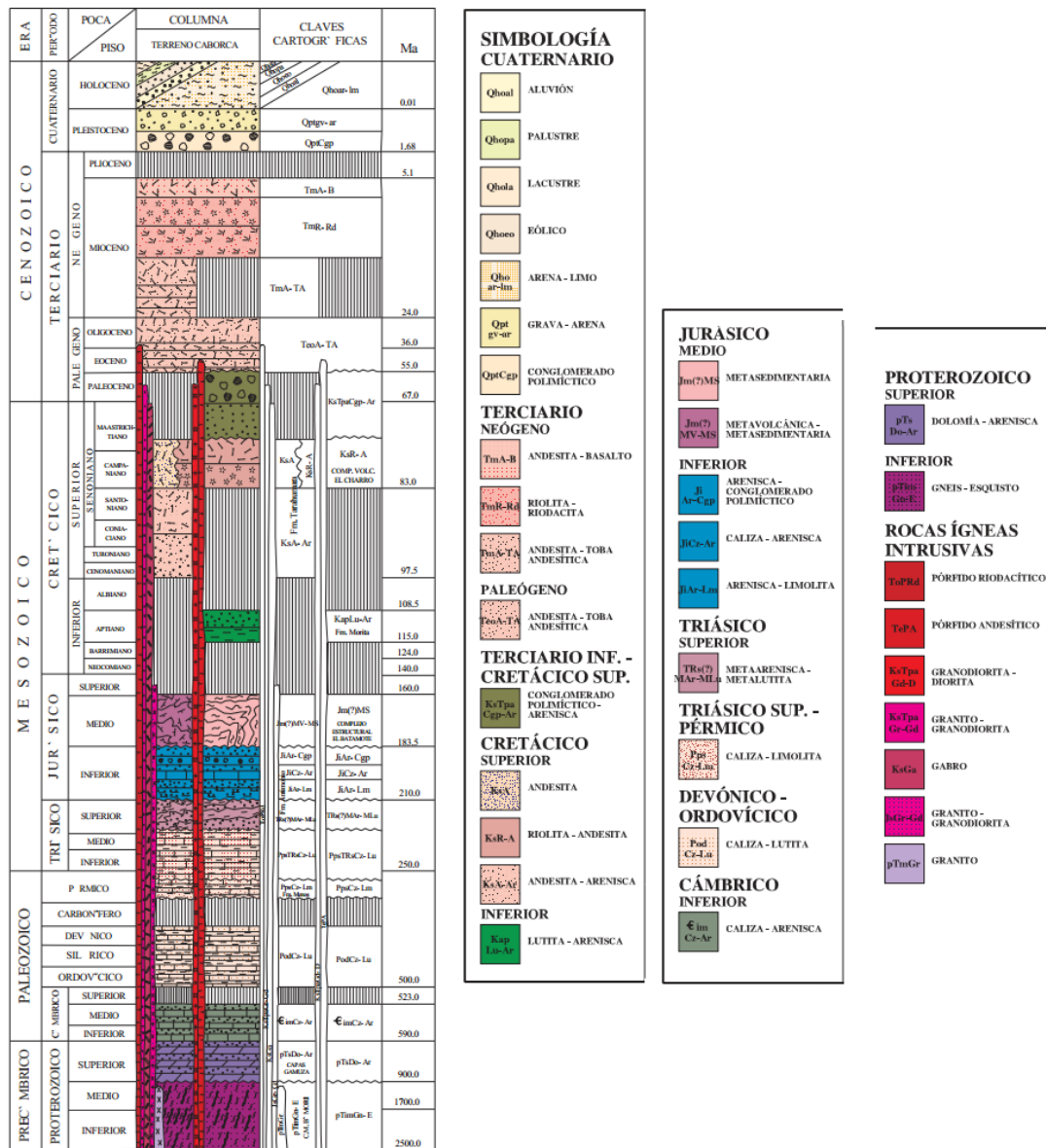
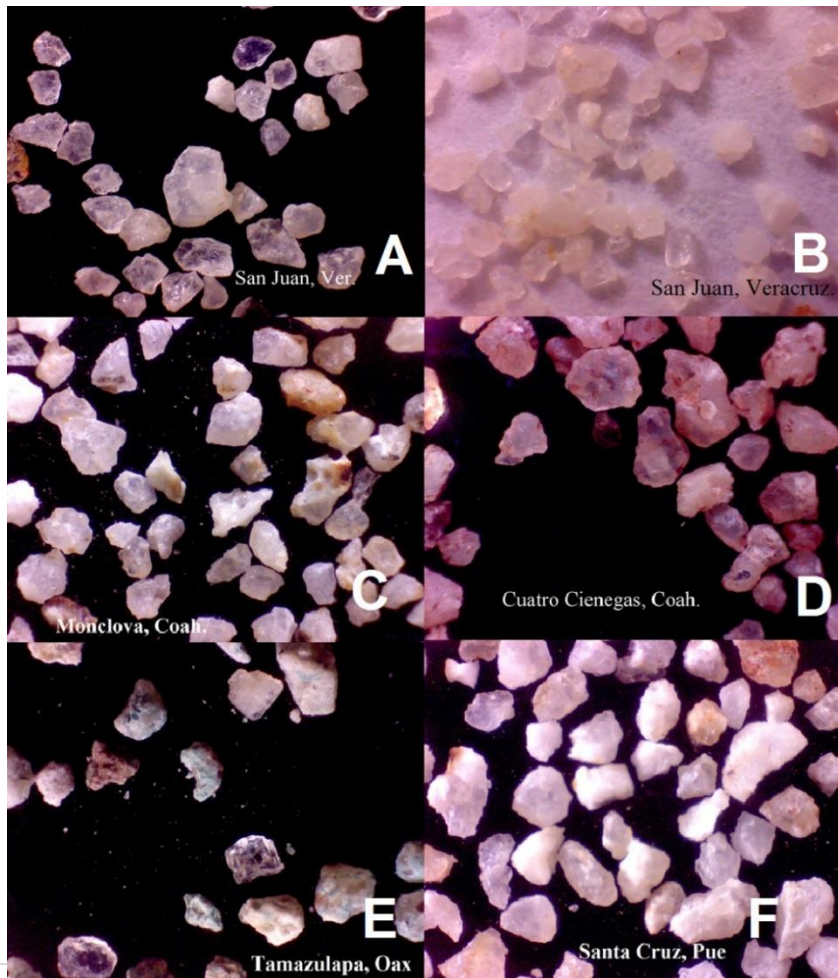


Figura 18. Columna Geológica idealizada del estado de Sonora, tomada de la carta Geológica minera 1:250,000. Caborca H12-4, Sonora

3.3 Selección del área prospectada

En territorio nacional existen varias formaciones con areniscas, y cuarzo areniscas, se descartaron zonas con actividad tectónica intensa o de edades geológicas recientes, debido a que sus clastos no fuesen sometidos al desgaste necesario para alcanzar el grado de redondez buscado. A continuación se describe brevemente algunas de esas muestras.

Durante la etapa de recopilación de información se obtuvieron muestras de arenas de varias localidades del país para compararlas con las arenas ya explotadas en el extranjero, y así ir definiendo posibles blancos de exploración. Algunas de estas muestras se presentan en la fotografía 19.



Fotografía 19. A) y B) arena colectada en San Juan Evangelista, Veracruz, alto contenido de cuarzo, clastos angulosos. C) arena colectada en Monclova, Coahuila, clastos angulosos. D) arena colectada en Cuatro Ciénegas, Coahuila, clastos angulosos a subangulosos, presencia de óxidos. E) arena colectada en Tamazulapa, Oaxaca, poca presencia de cuarzo, clastos angulosos. F) arena colectada en Santa Cruz, Puebla, clastos subangulosos, algunos fracturados.

Las muestras colectadas en las cercanías de San Juan Evangelista en Veracruz, provenientes de la Formación Concepción de edad Mioceno superior constituida por areniscas y lutitas, que a su vez es cubierta por la Formación Filisola del Mioceno superior, constituida por arenas con delgadas intercalaciones de lutitas (SGM Carta Geológico-Minera Minatitlán E15-7 Ver, Oax, Tab, Esc. 1:250,000) son ricas en cuarzo y de alta pureza, incluso se utilizan en la industria del vidrio, pero sus clastos son demasiado angulosos para el propósito buscado.

La Arena colectada en las cercanías de Monclova Coahuila, presenta clastos angulosos a sub angulosos y presencia de óxidos a simple vista, posiblemente provienen de la Formación Parras o Formación Grupo Difunta, areniscas del Cretácico.

3.4 Análisis de muestras

Al hacer la prospección se buscaron areniscas con edades geológicas del Cretácico o mayores, o de una edad parecida a las areniscas ya explotadas en Wisconsin, E.U.A. de la formación St Peter, es decir formadas en un tiempo perteneciente al Cámbrico-Ordovícico (495 Ma), donde las condiciones fueron tales que sus clastos fueron trabajados y retrabajados durante un periodo largo de tiempo antes de depositarse, areniscas clasificadas como supermaduras; el éxito de hallar yacimientos aptos quedó limitado en relación a la distribución del tamaño y ambiente de depósito, en algunos casos fue difícil de predecir los cambios de tamaño de grano en un mismo depósito.

Las arenas cuarzosas consolidadas, provenientes de formaciones plegadas generalmente no pueden cumplir con las especificaciones de la API debido a que fueron sometidas a un mayor esfuerzo y ligeramente deformadas aumentando su fragilidad. O en el caso de las formaciones jóvenes, los granos no están suficientemente reelaborados. En el proceso de exploración se halló un yacimiento donde afloran estratos de areniscas sin plegamiento aparente.

Los granos de arena encontrados sueltos y los clastos de las areniscas sufrieron extensos ciclos de reelaboración eólicas y fluviales visible por su alta redondez.

Siendo las areniscas el grupo más estudiado de los sedimentos detríticos, la composición de las rocas detríticas depende de numerosos parámetros que

operaron durante la pedogénesis, erosión, transporte, sedimentación y enterramiento. En este caso, las areniscas encontradas están formadas en su mayoría de cuarzo, sin presencia significativa de arcillas.

Los factores principales que influyeron en su formación o factores de primer orden son: composición del área fuente, modificación por meteorización química y disgregación y abrasión mecánica, entradas autigénicas, selección hidrodinámica y diagénesis. Todos estos parámetros están a su vez influidos por: contexto tectónico de la región, medio de transporte y sedimentación, clima, vegetación, relieve: pendiente, naturaleza y energía de los medios de transporte y sedimentación.

La clasificación de Dott, 1964, utiliza dos criterios fundamentales:

- 1) La proporción de matriz, considerando como matriz cualquier material clástico (de tamaño inferior a 30 micras), independientemente de su origen. No se consideran otros componentes intersticiales como pueden ser los cementos.
- 2) La composición de los granos de arena que forman parte del esqueleto: cuarzo, fragmentos de roca y feldespatos.

Esta clasificación es totalmente descriptiva y por tanto no incorpora elementos subjetivos. Según esta clasificación las arenas y areniscas se clasifican en dos grandes grupos: las areniscas que contienen menos del 15% de matriz y las grauvacas o vacas que tienen más del 15% de matriz.

La madurez composicional se expresa como la relación entre el total de granos de cuarzo + (chert) feldespatos + fragmentos de roca. Es un índice útil para comparar distintos tipos de areniscas. Una arenisca inmadura tiene muchos fragmentos de roca inestables y feldespato. Una arenisca madura tiene algo de feldespato y mucho cuarzo. Las areniscas que sólo tienen granos de cuarzo se denominan supermaduras. La madurez textural y la composicional están muy relacionadas y pueden indicar el grado de transporte y también el posible reciclado de los clastos (Alonso M, 2010). En este caso, como ya se mencionó, la roca se clasificó como cuarzo arenisca supermadura.

Cuarzoareniscas: Generalmente de colores claros, blancas o grises aunque a veces presentan tonos rojizos debido a la presencia de cementos de Fe. Están formadas casi exclusivamente por granos de cuarzo monocristalinos con cementos sintaxiales. También son frecuentes los granos de chert, presencia de metacuarcita y minerales pesados resistentes; a nivel microscópico, aunque no se encontraron o vieron en el análisis de este trabajo, pero por trabajos previos del área de estudio, se infiere presencia de circón, turmalina y rutilo. Las cuarzoareniscas halladas también pueden tener cementos de calcita, tanto en mosaico como poiquilotópicos. Pueden presentar contactos suturados y estilolitos debido a los procesos de presión disolución. Su composición química es indicativa de su mineralogía tan homogénea. Texturalmente son supermaduras y composicionalmente, suelen presentar variadas estructuras sedimentarias.

En muchos casos las cuarzoareniscas son el resultado de periodos extensos de meteorización y transporte, de tal forma que casi todos los granos a excepción del cuarzo se han roto, redondeado y alterado a través del tiempo. El clima en el área fuente juega un papel fundamental. Muchos granos de cuarzo pueden ser de segundo ciclo, es decir derivados de sedimentos (areniscas y conglomerados) pre-existentes, este hecho está indicado por la presencia de cementos sintaxiales desgastados mecánicamente, lo que indica que son de un ciclo anterior. Las cuarzoarenitas se depositaron esencialmente en cratones estables y márgenes pasivos, en el caso del área de estudio se sugiere como ambiente de depósito playas o barras protegidas, mares someros.

Una gran parte de las cuarzoareniscas son depósitos marinos someros que se acumulan a lo largo de la línea de costa como playas, dunas, llanuras de marea, barras. En el caso del área de estudio y las areniscas encontradas, de acuerdo a la información recopilada en campo y posteriormente en laboratorio se puede llegar a la conclusión que son areniscas de grano medio a fino, formadas en ambiente marino, algunas cementadas por carbonatos y sílice, por su poco contenido de arcillas, feldespatos y otros minerales –y por su redondez- se pueden clasificar como maduras a supermaduras.

Capítulo 4. Evaluación del yacimiento

Por todo lo anterior y con los resultados obtenidos de los análisis se puede concluir que el yacimiento es viable para su explotación, para llegar a esa conclusión fue necesaria una investigación, prospección y evaluación del área de estudio, a continuación se da un resumen de los costos durante la etapa de exploración, y costos calculados para su explotación.

El proceso de exploración minera consiste en una toma de datos continua que hay que ir interpretando sobre la marcha, de forma que cada decisión que se tome de seguir o no con las etapas siguientes esté fundamentada en datos que apoyan o no a nuestra interpretación preliminar. De esta forma, cada etapa de la investigación que desarrollamos debe ir encaminada precisamente a apoyar o desmentir las interpretaciones preliminares, mediante nuevos datos que supongan una mejora de la interpretación y así continuar con la etapa de explotación.

4.1 Costos de exploración

Los costos de exploración (tabla 9) contemplan las campañas llevadas a cabo, exploración y muestreo, sondeos exploratorios, realizados por la compañía GECOMIN S.A. de C.V.; en la primera etapa y después de analizadas algunas muestras redefinir blancos de exploración, levantamiento geológico a detalle de la zona de estudio con el fin de evaluar la estratigrafía local, geometría y orientación espacial de la formación de interés. Se dan a conocer estos costos con el fin de demostrar el esfuerzo y lo ya invertido en este proyecto.

Costos de Exploración

Concepto	Gasto al día	Gasto al mes	4 visitas
Sueldos personal			
1 Geólogo (sinior)	1,333.33	40,000.00	160,000.00
2 Muestreros	666.67	20,000.00	80,000.00
2 Ayudantes	266.67	8,000.00	32,000.00
Viáticos (5personas)			
Comida	1,800.00	5,4000.00	216,000.00
Alojamiento	650.00	19,500.00	78,000.00
Vehículos			
2 Camionetas (rentadas)	2400.00	72,000.00	28,8000.00
Combustible (40 L día)	545.20	16,356.00	65,424.00
Lubricantes e insumos	166.67	5,000.00	20,000.00
Seguros			
Personal	320.00	9,600.00	3,8400.00
Vehículos	64.00	1,920.00	7,680.00
Insumos exploración	320.00	9,600.00	38,400.00
Total:	8,532.53	255,976.00	1'023,904.00

Tabla 9. Costos de exploración (en miles de pesos, m.n.)

4.2 Costos de explotación

Una parte de la viabilidad del proyecto consiste en saber si conviene y cuánto costaría explotar el yacimiento de frac sand, los volúmenes que se obtendrían. A continuación se expone brevemente cuales serían los costos para llevar a cabo el proyecto y cuánto se podría extraer una vez iniciadas la explotación; para ello serian necesario equipo y procesos para ser usados en este tipo de yacimiento y garantizar una producción constante y rentable.

El proceso de explotación se puede dividir en distintas etapas (figura 16): minado, lavado (figura 17), secado (figura 18), embarque y comercialización, (tabla 10).

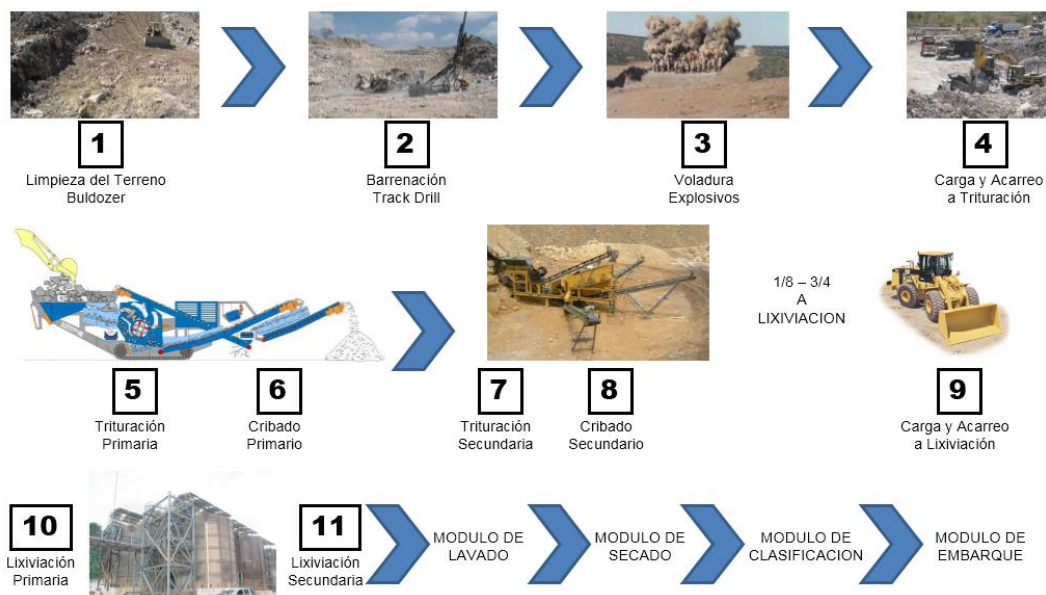


Figura 19. Proceso general de explotación del yacimiento.

Planta de proceso inversión total
Listado en miles de USD

Concepto	Importe
Minado	6,408.00
Planta de lavado	1,397.50
Planta de secado	2,537.00
Instalaciones generales	881.5
Frac sand exploración, permisos, pruebas, gastos generales.	325
Total	11,549.00

Tabla 10. Costo de la inversión total para plata de Frac Sand.

A su vez los costos contemplados para producir frac sand abarcan los costos de minado, y el desarrollo de una planta de lavado y secado del material, además de permisos de explotación y adquisición de los terrenos.

Costo de producción

Concepto	Costo unitario usd/ton.		
	Año 1 480,000 tons	Año 2 720,000 tons	Año 3 960,000 tons
Producción			
Minado	11.34	11.34	11.34
Mano de obra	3.62	3.26	2.93
Mantenimiento/materiales directos	4.31	3.88	3.49
Electricidad	4.92	4.92	4.92
Secado	5.54	5.54	5.54
Separación magnética	2.38	2.38	2.38
Gastos de administración y ventas	1	0.8	0.64
Lavado	3.32	3.32	3.32
Costo unitario total usd/ton Frac sand 20 - 40	36.43	35.44	34.56

Tabla 11. Costos de producción.

Sistema de minado

Listado de equipo en miles de USD

Equipo	\$	Equipo	\$
Perforadora hidrotrack	300	Trituradora primaria	325
Tamrock ecm 590		TELSMITH 36x42 SOBRE ORUGA	
Explosivos	9	Trituradora secundaria cono 5'	280
		Telsmith sobre oruga	
Tractor bulldozer	350	4 apiladores radiales	600
Cat d87		36" x 150'	
Excavadora	340	6 reactores para lixiviación	1'800
Cat 345 bcl		Con capacidad para 500 tpd	
2 payloaders	700		
Cat 980h			
3 camiones articulados	1,020		
Cat d40			
4 camionetas pick up	117		
FORD F250 4x4			
Edificio planta de trituración	120	TOTAL	5,961

Tabla 12. Costos del equipo necesario para minado.

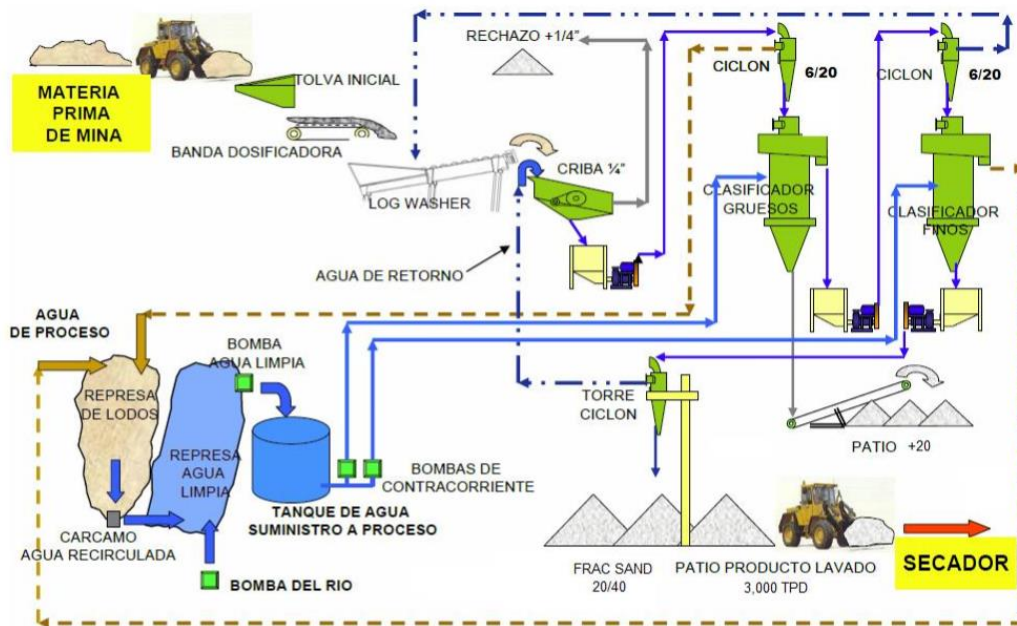


Figura 20. Planta de lavado

Planta de lavado
Listado de equipo en
miles de USD

Equipo	\$
1 cargador frontal cat 950 75-100 tph	150
Tolva inicial/muro de contención	100
Dosificadora de banda 36"	30
Log washer	75
Magneto sobre banda	30
Criba 4' x 6' con motor	30
Caja-bomba warman 6" x 4" con motor	25
Obra civil	
Ciclón 624 linatex	20
Clasificador linatex 6' x 6' para gruesos	100
Caja-bomba warman 6" x 4" con motor	20
Reservorio bomba warman	

Equipo	\$
Ciclón 624 linatex	20
Clasificador linatex 6' x 6' para finos	100
Caja-bomba warman 6" x 4" con motor	20
Torre de escurrimiento	100
Tanque regulador agua teether c/2 bombas de agua de contracorriente	80
Banda manejo de sobre tamaño	50
Lote de tubería de extrupac para agua	100
Lote de tubería de extrupac para pulpa	150
Lote de instalaciones eléctricas, subestación y ccm	100
Otro no especificado (7.5%)	97.5
Total	1,397.50

Tabla 13. Costos planta de lavado.

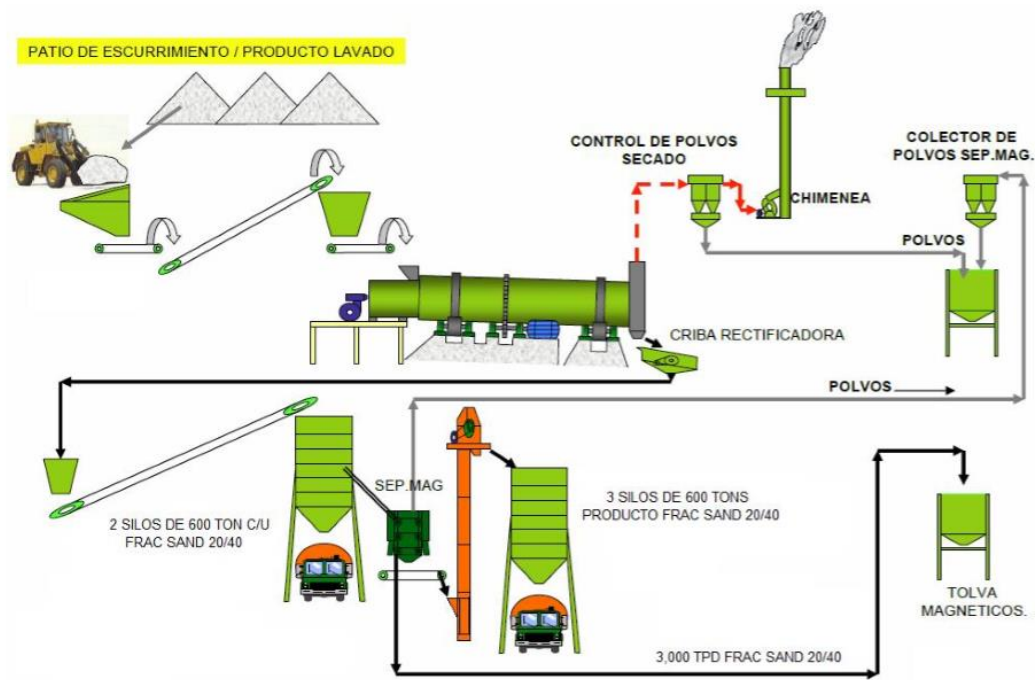


Figura 21. Planta de secado

Planta de secado

Listado de equipo en miles de USD

Equipo	\$	Equipo	\$
1 cargador frontal 75-100 tph	150	Edificio estructural 5 x 12 mts.	50
Tolva de alimentación 20 ton. Y muro de contención	60	Sistema de colección de polvos	30
Banda dosificadora 24"	20	Manejo de material mag.-banda-elev.-tolva	40
Banda inclinada 24" x 20 mts.	20	2 bandas recolectoras de producto no-magnético	40
Tolva reguladora 10 ton.	10	3 silos producto 20-40 de 600 ton. C/u	240
Banda pesadora 24"	30	Cimentaciones en general	100
Sistema secador rotatorio 160 tph c/criba rectificadora	580	Lote de instalación eléctrica en baja	200
Banda inclinada 24" x 25 mts	30	Subestación y ccm	50
2 silos producto 20/40 de 600 tons. C/u	160	Bascula para camiones 100 tons.	150
4 separadores magnéticos de rre, 4" x 1.5 mts.	400	Otro no especificado (7.5%)	177
		Total	2,537

Tabla 14. Costos planta de secado.

Instalaciones y servicios generales
Listado en miles de USD

Equipo	\$
Edificio planta de lavado-almacén-laboratorio-oficinas.	500
Reacondicionamiento de presas de lamas y agua recirculada.	50
Bomba de suministro de agua recirculada.	50
Subestación y línea de para bomba de agua recirculada.	30
Permisos: MIA, CFE, CNA	20
Servicios de ingeniería	100
Asesoría	70
Otros no especificados (7.5%)	61.5
Total	881.5

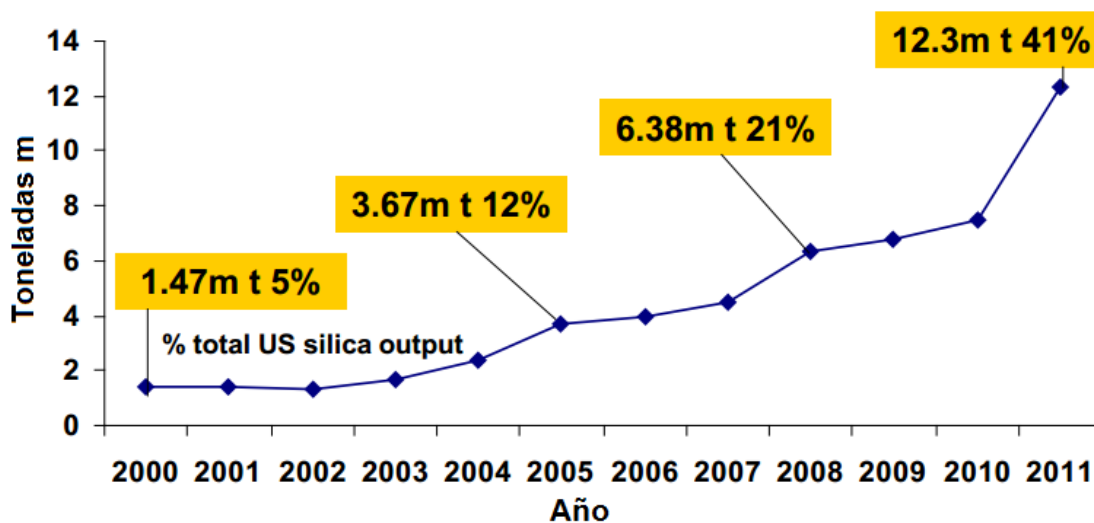
Tabla 15. Costos de otras instalaciones.

4.3 Estudio de mercado

La demanda de frac sand en América del Norte aumentó considerablemente en los últimos años en respuesta a numerosos yacimientos en desarrollo de gas en lutitas en muchas partes de Estados Unidos y Canadá; se divide en 5 consumidores principales para el mercado estadounidense (plays de shale gas): Eagle Ford, Appalichia, Bakán, Pérmico, Anadarko. El Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS), en Geological Survey Minerals Yearbook reporta un incremento en la demanda (grafica n), y un precio promedio de \$45 por tonelada y \$50 por tonelada en 2010, en 2011 el precio promedio había aumentado a \$54.83. Esto es significativamente más alto que el precio medio de 35 dólares por tonelada de arena para la construcción.

El año 2014 fue un año interesante para la industria de agentes de sostén. El mercado total de agentes de sostén es de unos 77 mil millones de libras (34 926 609 toneladas) de arena frac que constituyen poco menos de 90% del volumen total.

Como el consumo ha aumentado, también lo han hecho los precios de arena. Otras fuentes sitúan que ya en 2008, la mayoría de los tipos de arena de sílice industrial costaban un promedio de 30,82 dólares por tonelada. Para el año 2012, el precio de tal arena era un promedio de 44,78 dólares por tonelada, y frac sand de alta calidad cuesta tanto como \$ 55 por tonelada.



Gráfica 3. Incremento de demanda de arena sílice usada para fracking en E.U.A. (fuente: USGS, 2012)

En 2013, el precio de esta arena de alta calidad se elevó a un promedio de promedio de \$ 75 por tonelada métrica. A pesar de la crisis en los precios de los hidrocarburos convencionales, la demanda y el mercado reportan un aumento (según el Wall Street Journal, 2014), y de acuerdo con dicho artículo asegura que ya ha resucitado la demanda este año (2014), por otra parte Laura Fulton, director financiero de Hi-Crush Partners LP, hace la predicción de otro aumento del 5 por ciento a 10 por ciento en los precios de arena antes de fin de año.

En general, el mercado sigue creciendo. Los expertos consultados y portales de negocios sugieren una tasa de crecimiento de alrededor del 10% anual que debería continuar durante los próximos años. El mercado sigue siendo muy fluido, algunas adquisiciones y fusiones han tenido lugar, pero en su mayor parte, los inversores están doblando sus inversiones en lugar de optar por una salida rápida.

Las grandes empresas de frac sand en la oferta y la demanda tienen sus contratos vigentes. Sin embargo, hemos visto una gran cantidad de contratos en el mercado secundario expiran este año (2014), esto combinado con rumores en el mercado por el lado de la demanda creó un montón de oportunistas o intermediarios, dando lugar a una gran cantidad de demanda falsa o duplicado por lo que el mercado total es ligeramente menor que la demanda indicada. Aún así el mercado de frac sand ofrece una gran oportunidad de negocios.

Debido al exceso de oferta (la expansión que se experimentó del 2011 al 2013) y el aumento de la presión del medio ambiente como la suspensión de las nuevas plantas que se han promulgado en los mercados de suministro clave como Wisconsin. El lado de la oferta continuará expandiéndose, aunque como nuevos canales, y su búsqueda por nuevos yacimientos fuera de E.U.A. pero cerca de los yacimientos de gas en lutitas posiciona a México como posible proveedor.

La parte más cara e importante de cada transacción de frac sand es la logística, necesaria para obtener la arena desde la mina hasta el pozo a tratar. Mover miles de toneladas de material desde una ubicación remota a otro es una tarea de enormes proporciones a menudo requieren múltiples medios de transporte que van desde el ferrocarril, barcazas y camiones.

Algunos informes estiman que, en promedio, el 58% del coste total de la tonelada de arena enviados desde Wisconsin se atribuyó directamente a los costos de logística y transporte, factores que no se deben descuidarse en una operación de frac sand.

El auge fracking continuara en los E.U.A. por un tiempo. Y la frac sand seguirá desempeñando un papel integral en la explotación de recursos no convencionales, al igual que toda la infraestructura que lo soporta en su viaje desde la mina hasta el pozo. También hay muchas probabilidades de que la explotación de los recursos energéticos no convencionales, particularmente fracking será más usado fuera de los E.U.A. Si así sucede, la demanda de arena frac aumentará aún más.

Conclusiones

Aunque positivos los resultados de las pruebas realizadas durante este trabajo es importante mencionar la influencia de otros factores para el desarrollo de un proyecto, en este caso la prospección de arena sílica con aplicación en la industria petrolera, y más específicamente en la explotación de gas en lutitas (shale gas).

La industria del gas en lutitas inicio en Estados Unidos de América, que apenas hace un par de décadas sufría de un déficit para su consumo de energéticos, tras lo cual su gobierno decidió impulsar proyectos de investigación y exploración de gas en lutitas. Estos desarrollos han permitido que los estadounidenses aspiren a convertirse de importadores a exportadores netos de gas natural y asegurar su independencia energética, lo cual a su vez ocasiono una reacción por parte de Arabia Saudita y países pertenecientes a la OPEP, en una especie de guerra de precios, manteniendo sus ritmos de producción y bajando el precio con el objetivo de reventar la industria estadounidense de petróleo a partir del fracturamiento hidráulico.

Los hidrocarburos continúan siendo la mayor fuente energética primaria de nuestro país, la dependencia del mundo por el petróleo le ha dado un carácter globalizado a este bien, sujeto muchas veces a factores externos que repercuten en los precios de los hidrocarburos. La recesión mundial ha estado acompañada de una tendencia a la baja en los precios, el petróleo no es una excepción: el precio se derrumbó de 137 a 35 dólares por barril entre junio y diciembre de 2008. El precio promedio fue de 61 dólares por barril en 2009. Los grandes productores administraron la oferta hábilmente y la tendencia al alza se recuperó, alcanzando un promedio de 107 dólares por barril entre 2011 y 2013, aunque una fuerte volatilidad marcó el mercado mundial de crudo.

Actualmente (2015) el desplome de los precios internacionales del petróleo, ha llevado a la mezcla mexicana por abajo de los 50 dólares por barril, reduciendo el atractivo de los proyectos para aguas profundas y explotación de gas en lutitas (shale gas) a corto y mediano plazos.

Las limitaciones más resaltantes para la producción de gas en lutitas son su elevado consumo de agua, los volátiles precios del petróleo convencional, la contaminación del aire y agua, permisos y derechos de propiedad, sin embargo, nuestro país posee estos recursos en el caso de ser necesario explotarlos en el futuro. Aún con la gran incertidumbre que representa la extracción de shale gas y shale oil, el gobierno mexicano insiste en su interés en extraer estos recursos de manera intensiva.

Cuando se inició este trabajo el precio del petróleo y gas, sobre todo el shale gas hacia atractiva su explotación, usando técnicas de perforación horizontal y el llamado fracking o hidro fracturamiento, logrando obtener una producción en cantidades comercialmente viables. La técnica de fracturamiento hidráulico, como ya se mencionó en la primera parte de este trabajo, consiste en el bombeo de fluidos a altas presiones en los pozos para fracturar la roca de la formación a explotar; uno de los componentes del fluido de fracturación es un agente de sostén o apuntalante, que permanece en las fracturas para mantenerlas abiertas, la función del apuntalante como un medio permeable permite que el aceite y el gas que se bombea del pozo circule. Con el fracking en aumento la producción y demanda de arena sílica, conocida como frac sand, como apuntalante también aumento y en la búsqueda de nuevas fuentes se comenzaron a explorar otros posibles yacimientos fuera de E.U.A. y también en por las nuevas políticas que entrarían en vigor como la reforma energética que contempla la explotación de shale gas en territorio nacional.

La arena generalmente se produce a partir de depósitos de piedra arenisca o arena no consolidada que cumplan con las especificaciones, contempladas en normas internacionales, para este trabajo se utilizó principalmente la API RP 56, API RP 58 y API RP 60 (American Petroleum Institute recommended

practice): Práctica recomendada para el ensayo de arena usada en operaciones de Fracturación hidráulica.

Se cumplió con el objetivo de caracterizar geológicamente un cuerpo sedimentario para determinar la viabilidad y posible aprovechamiento como arena en el proceso de fracturamiento hidráulico, de todos los prospectos una unidad geológica destacó por contar con las características buscadas y en el volumen deseado, por tener el mayor potencial de ser explotada en base a nuestros resultados de las pruebas. De acuerdo a los resultados obtenidos, es viable la explotación de los yacimientos de frac sand encontrados y en vías de desarrollo por la compañía GECOMIN S.A. de C.V. teniendo como resultados la tabla siguiente (tabla n), los yacimientos más viables son los representados por la muestra M1 y M2 procedentes del lote “el General”, también con resultados favorables las muestras procedentes del lote “Villa”. Resultados favorables al encontrarse dentro de los estándares internacionales, según la API 56 recomienda valores de esfericidad y redondez mayores iguales que 0.6 (gráfico de Krumbein y Sloss); la producción de finos al ser sometidas las muestras a la prueba de compresibilidad resultó ser menor que la señalada por la API, donde el porcentaje máximo para granulometrías 20/40 es del 14% y para granulometrías 40/70 es del 6%; para la prueba de granulometría las muestras resultaron contener 50% o más tamaños 20/40 (0.42 mm – 0.84 mm), granulometrías más demandadas por la industria petrolera.

Muestra	Redondez	Esfericidad	Granulometría	Prueba de compresibilidad	
			% 20 / 40	% max 20/40	% max 40/70
M1	0.8 a 0.9	0.7 a 0.9	53%	4.5 %	1 %
M2	0.8 a 0.9	0.7 a 0.9			
M3			50%		

Tabla 16. Resultados obtenidos para las pruebas de esfericidad y redondez, granulometría y prueba de compresibilidad.

Por lo que se podría convertir en el primer yacimiento de frac sand descubierto en México ya disponible para su explotación y comercialización, pensando en la demanda internacional y también nacional, por ejemplo una vez iniciada la explotación de gas en lutitas en la cuenca de Burgos. Por lo que el precio posible LAB (libre a bordo mina) de los yacimientos de Gecomín S.A. de C.V. podrían ser en promedio de 65 DLS/Ton y LAB cuenca de burgos 200 a 250 DLS/Ton.

El método viable para su explotación aún está por comprobarse totalmente, aunque durante las pruebas de separación el método de beneficio probó ser una trituración (usando quijadas) hasta reducir a 1' y 2" la roca (para aumentar la superficie de ataque), seguida de un baño ácido o algún componente químico que ayude a disolver la matriz en el caso de las areniscas, secar y separar el material.

Los agentes de sostén sintéticos también se producen, pero la frac sand natural es más barata y más comúnmente utilizada, provee una fuente confiable en caso de ser requeridos apuntalantes para la explotación de shale gas en nuestro país. En México, el desarrollo de shale gas está en una etapa inicial y queda mucho por realizar, sin embargo el potencial de los recursos de shale gas es significativo y se cuenta con infraestructura superficial para el manejo y entrega de gas; queda mucho por hacer, no solo a nivel técnico, sino de regulación, esto se debe a que el desarrollo de este recurso requiere fuertes inversiones y condiciones fiscales especiales para que las empresas participantes y el estado manejen el elevado riesgo en este tipo de desarrollos. Por lo pronto ya podemos contar con un suministro de frac sand para satisfacer el mercado nacional.

Bibliografía

Ballenilla Fernando. El final del petróleo barato. El ecologista, no. 40, verano 2004.

Boyer Chuck, Clark Bill, Joshen Valeria, Camron K. Miller Rick Lewis. *Gas de Lutitas: Un recurso global*, Vol. 23, no. 3. Oilfield Review, Schlumberger. 2011.

Brown, Bruce. Frac Sand in Wisconsin. Wisconsin Geological and Natural History Survey, factsheet 05, 2012.

Cander Harris. What Are Unconventional Resources? A Simple Definition Using Viscosity and Permeability. Article #80217 (2012) Posted May 29, 2012 (Adapted from poster presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, California, April 22-25, 2012).

Carl T. Montgomery, Michael B. Smith. Hydraulic Fracturing, History of an enduring Technology. Journal of Petroleum Technology, December. 2010

d'Huteau Emmanuel, M. G. (2011). *Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción* (Vol. 23). Oilfield Review, Schlumberger.

Molina-Garza Roberto S., Iriondo Alexander. La Megacizalla Mojave-Sonora: la hipótesis, la controversia y el estado actual de conocimiento. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, volumen Conmemorativo del Centenario. Grandes Fronteras Tectónicas de México, tomo LVII, núm. 1, 2005, p. 1-26

Florencia Peñaranda Victoria. Arenas, mas allá del acatamiento a las normas. (Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Cuyo, Argentina). Petrotecnia, junio 2014, pág 66.

Gulbis J y Hodge RM: Fracturing Fluid Chemistry and Proppants. Economides MJ y Note KG (eds): Reservoir Simulation, 3a ed. Chichester, West Sussex, Iglaterra: Jonh Wiley & Sons, Ltd. (2000).

Hubbert M. King. Nuclear Energy and the Fossil Fuels. Publication no. 95; Shell Development Company, exploration and production research division, Houston, Texas, june 1956 (to be published in: Drilling and Production Practice (1956).

King Hobart M., What is Frac Sand?. Geoscience News and Information. (Geology.com)

Kuuskraa V, Stevens S, Van Leeuwen T y Moodlhe K. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Washington, DC, Administración de Información de Energía de EUA, Departamento de Energía, abril de 2011.

Mohammad Al Sabban, America's oil finds will not sideline Saudi Arabia, Financial Times, Opinion. November 12, 2013.

O'Driscoll Mike, Frac Sand Frenzy, focus on supply & demand for hydraulic fracturing sand. Industrial Minerals, Silica Arabia, Jeddah march 2012.

Peduzzia Pascal and Hardinga Ruth. Gas fracking: can we safely squeeze the rocks? UNEP Global Environment Alert Services (GEAS), november 2012.

Roquet María Belén, 2013. Guía de trabajos prácticos, geoquímica Departamento de Geología, Facultad de Ciencias Físico Matemáticas y Naturales, Universidad Nacional de San Luis, Argentina.

Rupke Andrew, Boden Taylor. Frac Sand Potential on Selected SITLA Lands, prepared for Utah School and Institutional Trust Lands Administration. Utha Geological Survey, july 2013.

Salvador A. y Quesada-Muñeton JM. Stratigraphic Correlation Chart, Gulf of Mexico Basin. The Geology of North America, volume J. Boulder, Colorado, EUA. The Geological Society of America 1991, pág 131-180.

Schenk, C.J., Charpentier, R.R., Klett, T.R., Tennyson, M.E., Gaswirth, Stephanie, Brownfield, M.E., Pawlewicz, M.J., and Weaver, J.N., 2014, Assessment of unconventional oil and gas resources in Northeast Mexico, 2014: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2014–3047, p 4.

Sider Alison. Demand for Sand Takes Off Thanks to Fracking, The Wall Steet Journal, Business section, august 4, 2014

Weeden S. Mexico Aims to Tap World's Fourth Largest Shale Gas Reserves. Hart Energy E&P, august 2011.