

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA PRODUCCIÓN DE
ADITIVOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN LOS FRACTURAMIENTOS
HIDRÁULICOS EN SHALE PLAYS, A PARTIR DE MATERIAS PRIMAS
COLOMBIANAS.**

YEISON ANDRÉS BOHÓRQUEZ LÓPEZ



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

2015

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA PRODUCCIÓN DE
ADITIVOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN LOS FRACTURAMIENTOS
HIDRÁULICOS EN SHALE PLAYS, A PARTIR DE MATERIAS PRIMAS
COLOMBIANAS.**

YEISON ANDRÉS BOHÓRQUEZ LÓPEZ

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Químico

Director

RAMIRO MARTÍNEZ REY

Ingeniero Químico, Ph.D

Codirector:

QUÍMICO JOSE MANUEL USURIAGA

Químico

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

2015

A Dios, por haberme permitido existir y regalarme tantas virtudes en esta vida que me servirán en el largo caminar de este mundo.

A mis padres Fanny y Pedro que me dieron la vida, sin sus sueños y esfuerzos no realizaría con éxito esta meta, por ser personas ejemplares y estar a mi lado apoyándome y encaminándome en la tarea de ser útil a la sociedad.

A mis hermanas Catalina y Dayana, porque este trabajo demuestra que querer es poder y que no debemos dejar de persistir hasta alcanzar nuestras sueños.

A mis amigos de toda la vida que me acompañaron y me brindaron respeto y confianza, regalándome tantos momentos de alegrías y de tristezas, y aún están ahí para apoyarme cuando más los necesito.

“No importa si el 99% de las personas no creen en uno; lo que verdaderamente importa es que uno sea el 1% restante.” Juan Diego Gómez.

Yeison Andrés Bohórquez López

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a los docentes de la escuela de Ingeniería Química, por haberme formado y aportado el conocimiento necesario para alcanzar el logro de ser profesional.

Al grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo en cabeza de la doctora Zuly Calderón, por el apoyo técnico y logístico aportado durante el desarrollo del proyecto.

Al Ph.D. Ramiro Martínez Rey, por su inmensa colaboración, paciencia y apoyo incondicional durante la realización del proyecto.

A José Manuel Usuriaga, por brindar la oportunidad de aprender de nuestros errores y encaminarnos por el camino de la investigación.

Al M.Sc. Fredy Crespo, por su aporte y colaboración en la culminación de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN.....	14
1. MARCO TEÓRICO.....	16
1.1 Proceso de fracturamiento.....	16
1.2 Fluidos de Fractura.....	17
1.3 Selección de fluido de fractura.....	17
1.4 Tipos de fluidos de fractura.....	18
1.4.1 Slick water.....	18
1.4.2 Gel líneal.....	19
1.4.3 Gel reticulado.....	19
1.4.4 Fluido híbrido.....	19
1.5 Aditivos de fluidos de fractura.....	19
1.5.1 Propantes.....	19
1.5.2 Agua.....	19
1.5.3 Inhibidor de arcillas.....	19
1.5.4 Polímeros.....	20
1.5.5 Crosslinkers.....	20
1.5.6 Rompedores.....	21
1.5.7 Buffers.....	21
1.5.8 Bactericidas.....	22
1.5.9 Tensoactivos.....	22
2. METODOLOGÍA.....	23
2.1 Identificación de los ingredientes químicos utilizados por las compañías que	

ofrecen los servicios de fracturamiento hidráulico	23
2.2 Selección de aditivos más relevantes en un fluido de fractura mediante el uso de la herramienta Fracfocus 2.0	24
2.3 Estudio técnico para el uso y producción de los aditivos químicos de los fluidos de fractura.....	26
2.3.1 Explotación de minerales de potasio y sodio en Colombia	26
2.3.2 Producción de goma guar en polvo a partir de refined guar splits	27
2.3.2.1 Descripción del proceso de producción de goma guar en polvo	28
2.3.3 Producción de ácido bórico a partir de mineral de ulexita calcinada	30
2.3.3.1 Descripción del proceso de producción de ácido bórico.....	30
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	32
3.1 Identificación de los ingredientes químicos utilizados por las compañías que ofrecen los servicios de fracturamiento hidráulico	32
3. 2 Definición de la capacidad a instalar.....	33
3.3 Análisis de viabilidad técnico-económica para la producción de ácido bórico.....	35
3.4 Localización de la planta de producción de goma guar en polvo.....	37
3.5 Capital de trabajo planta de goma guar en polvo.....	37
3.5 Equipos necesarios en la producción de goma guar en polvo.....	38
3.7 Viabilidad técnico-económica producción goma guar en polvo.....	38
4. CONCLUSIONES.....	42
5. RECOMENDACIONES.....	43
BIBLIOGRAFÍA.....	44
ANEXOS.....	48

LISTAS DE FIGURAS

Pág

Figura 1: Cultivo de planta Tetragonoloba.....	20
Figura 2: Metodología seguida en el presente trabajo.....	23
Figura 3: Promedio de la composición del fluido de fractura en los shale plays de USA para el año 2012.....	24
Figura 4: Distribución porcentual de los aditivos químicos en el costo total de fluido de fractura reticulado.....	25
Figura 5: Importaciones de goma guar.....	27
Figura 6: Costo total de goma guar.....	27
Figura 7 Diagrama de flujo producción goma guar en polvo a partir de refined guar Split.....	29
Figura 8 Diagrama de bloques de la producción tradicional de ácido bórico....	31
Figura 9 Posibles escenarios del número de pozos a fracturar hidráulicamente en yacimientos shale plays en Colombia por ECOPEPETROL.....	35
Figura 10 Proyecciones de costos totales para la importación de ácido bórico como agente crosslinker en los fluidos de fractura.....	37

LISTAS DE TABLAS

	Pág
Tabla 1 Variables a tener en cuenta para la selección de los fluidos de fractura.	18
Tabla 2 Aditivos de fluidos de fractura.....	19
Tabla 3 Aditivos químicos pre-seleccionados.....	26
Tabla 4 Diferencia del costo de goma guar y guar Split.....	28
Tabla 5 Propiedades de las corrientes.....	29
Tabla 6 Matriz de aditivos y compuestos.....	33
Tabla 7 Cantidad de aditivos promedio necesaria para fracturar un pozo en Colombia.....	34
Tabla 8 Capacidad instalada.....	35
Tabla 9 Capacidad de producción.....	35
Tabla 10 Diferencia del costo de ácido bórico y mineral de ulexita.....	36
Tabla 11 Costos de nómina directa planta goma guar.....	38
Tabla 12 Principales equipos necesarios en el proceso de molienda y refinado de guar gum en polvo.....	39
Tabla 13: Flujo de inversión planta de goma guar.....	40
Tabla 14: Costo de fabricación vs Costo de importación goma guar en polvo....	40
Tabla 15: Costos y gastos de producción planta goma guar en polvo.....	41
Tabla 16: Criterios de inversión.....,,,	41

LISTAS DE ANEXOS

	Pág
Anexo A Cantidades importadas de KCl en Colombia.....	48
Anexo B Producción nacional de cloruro de sodio por municipios.....	48
Anexo C Suposiciones generales para la sedimentación.....	49
Anexo D Mano de obra requerida con base en los equipos.....	50
Anexos E Salario mínimo en Colombia para el año 2014.....	50
Anexo F Datos históricos de las cantidades de ácido bórico importado en Colombia.....	51
Anexo G Empresas importadoras de KCl en Colombia.....	51
Anexo H Variables de diseño de equipos planta goma guar en polvo.....	52

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA PRODUCCIÓN DE ADITIVOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN LOS FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS EN SHALE PLAYS, A PARTIR DE MATERIAS PRIMAS COLOMBIANAS.*

AUTOR: YEISON ANDRÉS BOHÓRQUEZ LÓPEZ**

PALABRAS CLAVE: Aditivos fluido de fractura, salmueras, polímeros, crosslinker, fracturamiento hidráulico.

DESCRIPCION

En la actualidad Colombia se enfrenta a la necesidad de incrementar las reservas de crudo y gas, ECOPELROL está implementando tecnologías alternas de explotación de hidrocarburos como lo es la fracturación hidráulica multi-etapa en yacimientos shale plays. Los aditivos químicos utilizados en los fluidos de fractura forman parte esencial de esta técnica, en el país la producción y explotación de los componentes activos de estos aditivos tienen el potencial de reducir los costos del fracturamiento hidráulico.

En este trabajo se realiza el estudio preliminar acerca de la viabilidad técnica y económica de producción y explotación de materias primas utilizadas como aditivos químicos de los fluidos de fractura en Colombia. El estudio se ha desarrollado utilizando la herramienta Fracfocus 2.0 y las divulgaciones químicas de las compañías prestadoras de servicios de fracturación para seleccionar los principales aditivos químicos, seguido de la definición de la cantidad necesaria de aditivos químicos requeridos para fracturar un pozo con base en tres programas de completamiento de pozos piloto. Posteriormente, se estudia la viabilidad técnica y económica de la utilización de cloruro de sodio como salmuera, la producción de ácido bórico y la producción de polvo de goma guar en polvo. Finalmente, como resultado de los estudios técnicos y económicos se encuentra que el país hay la factibilidad de producir goma guar en polvo a partir de refined guar splits.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Ingeniería Química. Director: Ph.D. Ramiro Martínez rey

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION FOR THE PRODUCTION OF CHEMICAL ADDITIVES USED IN HYDRAULIC FRACTURING IN SHALE PLAYS, AS FROM COLOMBIAN RAW MATERIALS.*

AUTHOR: YEISON ANDRÉS BOHÓRQUEZ LÓPEZ**

KEYWORDS: Hydraulic fracturing, Shale Play, Fracturing Fluid Additives, Clay Inhibitor, Crosslinker, Polymer.

DESCRIPTION

At the present Colombia is facing the need to increase oil and gas reserves, For this reason, ECOPETROL is implementing alternative technologies of exploitation of hydrocarbons such as the hydraulic fracturing multi stage in shale plays deposits. The chemical additives used in fracturing fluids are an essential part of this technique, in the country the production and exploitation of the active components of these additives have the potential to reduce the cost of hydraulic fracturing.

In this work is carried out the preliminary study about technical feasibility and economic for production and exploitation of raw materials used as chemical additives in fracturing fluids. The study was developed using the tool Fracfocus 2.0 and chemical disclosures of service companies fracturing to select the main chemical additives, followed by the definition of the necessary amount of chemical additives required to fracture a well with based on three completion programs of pilot wells. Subsequently, is studied the technical and economic feasibility of using sodium chloride as brine, boric acid production and guar gum powder production. Finally, as a result of technical and economic studies, it was found that in country there is feasibility for production guar gum powder as from refined guar splits.

* Work degree

** Physicochemical Engineering College, Chemical Engineering School. Director: Ph.D. Ramiro Martínez rey

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Fluido de fractura: Fluido a base de agua utilizado para fracturar las rocas de esquisto. Básicamente, se compone de 99 % agua, y el resto que consiste en arena y diversos aditivos químicos. En USA el fluido de fractura es inyectado a presiones superiores de 4.235 psi para romper y mantener las formaciones rocosas subterráneas abiertas y a su vez liberar el hidrocarburo.

Fracfocus: Es un esfuerzo conjunto de Ground Water Protection Council (GWPC) y Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC), actualmente fracfocus es un registro en línea para que las compañías revelen públicamente los productos químicos utilizados en sus operaciones de fracturamiento hidráulico en Estados Unidos.

Propante: Son materiales sólidos (Arenas naturales y cerámicos o propantes de bauxita) utilizados como agentes de sostén en las fracturas creadas en el proceso de fracturamiento hidráulico.

Shale: Roca sedimentaria compuesta principalmente de arcilla. Las grandes formaciones de gas de esquisto se formaron hace más de 300 millones de años durante el período Devónico de la historia de la tierra, donde las condiciones eran especialmente favorables para la preservación de la materia orgánica en el sedimento. El hidrocarburo que quedó bloqueado en las capas de esquisto es hoy en día la fuente de gas y crudo.

Yacimiento no convencional: Yacimiento que contiene hidrocarburos que no fluyen naturalmente al pozo, sino que requiere una amplia estimulación para generar velocidades de flujo económicas.

INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico ha sido una técnica utilizada en el mundo desde la década de 1940's, la técnica radica en aplicar presión hidráulica sobre la roca reservorio hasta que la presión del fluido de fractura sea mayor a la presión de ruptura de la roca, como resultado, se crean canales de flujo de alta conductividad que conectan las fracturas naturales con las nuevas fracturas mejorando el flujo del hidrocarburo entre el yacimiento y el pozo.

Dentro de los costos de la operación total de fracturamiento hidráulico, uno de los elementos de mayor incidencia es el costo del fluido de fractura, el cual está directamente relacionado con el uso de aditivos químicos, la mayoría de ellos en la actualidad son importados por las compañías[†] que ofrecen los servicios de fracturamiento hidráulico.

En la primera parte de este trabajo, se hace la revisión teórica de conceptos necesarios para identificar los ingredientes activos utilizados en el diseño de aditivos de fluidos de fractura. Seguidamente se expone la metodología de evaluación y posterior selección de los ingredientes activos prioritarios con potencial de explotación y producción en el país. Finalmente, se estima la cantidad de aditivos químicos necesarios de acuerdo a informes de completamientos de pozo, se muestra en resumen los aditivos químicos utilizados y el tipo de tratamiento en el cual se utiliza, adicionalmente, se realiza un estudio técnico-económico preliminar para la producción goma guar en polvo en Colombia.

[†] Para mantener la confidencialidad de los trabajos realizados por ICP, se maneja de forma codificada los nombres comerciales de los aditivos químicos y tratamientos usados, análogamente de manera confidencial se maneja la composición y las cantidades de fluidos de fractura.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 PROCESO DE FRACTURAMIENTO.

Los tratamientos de fractura hidráulica en los yacimientos shale plays se realizan en proporciones más pequeñas llamadas etapas, esto se debe a que la longitud del pozo expuesta es mayor a 5.000 pies y por lo general, no es posible mantener una presión de fondo de pozo suficiente para estimular toda longitud lateral en un solo evento de acuerdo al trabajo realizado por "DOE". Cada etapa de tratamiento de fractura necesita diferentes volúmenes de fluidos de fractura (Sub-etapas), aditivos específicos y concentraciones de apuntalante.

El volumen de fluido de fractura está directamente relacionado con la longitud y diámetro del pozo, con base en el trabajo realizado por "EJOFODOMI, CAVAZZOLI, MORRIS, & PRIOUL" en el yacimiento Vaca Muerta se realizan fracturamientos hidráulicos verticales de 4-5 etapas con un consumo promedio de fluido de fractura entre 2.200-5.000 bbl por etapa.

Previamente, a la operación de fracturamiento hidráulico se realizan pruebas de inyektividad diagnóstico (Minifrac, Mini-Fall off, D-FIT) con el objetivo de obtener algunos parámetros de la formación (Fracture closure pressure, fracture gradient, fluid leakoff coefficient, fluid efficiency, formation permeability and reservoir pressure) y realizar el ajuste del diseño del fracturamiento hidráulico. Las pruebas de diagnóstico son realizadas utilizando un fluido de baja viscosidad (salmuera) y sin propante.

Durante la ejecución del tratamiento principal de fracturamiento hidráulico, inicialmente se bombea un fluido de fractura llamado PAD "Gel líneal o fluido reticulado" que tiene como objetivo generar la mayor geometría de la fractura en el yacimiento y seguidamente una vez la fractura es generada se continua con

la inyección de un fluido que transporta el material propante. Durante el tratamiento principal de fractura en yacimientos de shale plays es utilizado gel lineal o fluido de fractura reticulado y las concentraciones de propante inician normalmente 0.5 ppg alcanzando concentraciones de entre 4 y 5 ppg (Partes por galón), sin embargo esto puede variar dependiendo del diseño del fracturamiento hidráulico. Luego de finalizada la operación de fractura, se limpia el exceso de propante del pozo utilizando fluidos de baja viscosidad y salmueras, posteriormente, se detiene el bombeo realizando el retorno del 10 al 40 % del total de fluido de fractura utilizado y en último lugar se ejecutan pruebas de producción.

1.2 FLUIDOS DE FRACTURA.

Los fluidos de fractura más utilizados son con base en agua y contienen una diversidad de aditivos que varían en su composición de acuerdo a las características geofísicas del yacimiento, con base en la información reportada por "FRACFOCUS" los porcentajes totales del volumen de aditivos respecto al volumen de fluido de fractura varían entre 0,5 - 2%. La principal variable a tener en cuenta en la selección de fluidos de fractura es la viscosidad "WHITE, ROSENE, & HENDRICKSON", además, el fluido de fractura se debe romper y limpiar rápidamente una vez el tratamiento termine, para ello se utilizan fluidos de baja viscosidad sin propante o salmueras, así mismo, proporcionar un control para perdidas de fluidos, exhibiendo bajas presiones de fricción en el bombeo y ser lo más económico y práctico posible.

1.3 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA

La selección de los fluidos de fractura está basada en las variables que se muestran en la tabla 1.

Tabla 1 Variables a tener en cuenta para la selección de los fluidos de fractura.

1 Viscosidad del fluido de fractura	5 Temperatura
2 Mineralogía de la formación	6 Eficiencia del fluido
3 Presión de ruptura de la roca	7. Permeabilidad de la formación
4 Presión de cierre de fractura	8. pH del fluido.

1.4 TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA

1.4.1 Slick Water: Fluido de baja viscosidad, tiene como función generar la fractura.

1.4.2 Línea Gel: Fluido de viscosidad media, al igual de que slick water tiene la función de generar la fractura.

1.4.3 Reticulado: Fluido de fractura de viscosidad media-alta (2.500-7.500 cp), tiene como función transportar el propante a la fractura.

1.4.4 Híbrido: Generalmente es resultado de la combinación del fluido reticulado y el fluido slick water. Hay que resaltar que dicha combinación de fluidos no es una mezcla, el término híbrido hace alusión al uso combinado de dos fluidos de fractura. Su principal función es transportar el propante a la fractura.

En la tabla 2 se puede visualizar los cuatro tipos de fluidos de fractura con base en agua más utilizados y los aditivos químicos utilizados en los mismos ("S" si aplica "N" no aplica).

Tabla 2: Aditivos de fluidos de fractura.

Aditivos	Slick Water	Lineal Gel	Reticulado	Híbrido
Propantes	N	S/N	S	S
Agua	S	S	S	S
Inhibidor de arcillas	S	S	S	S
Polímeros	N	S	S	S
Crosslinker	N	N	S	S
Rompedor	N	N	S	S
Buffer	N	S	S	S
Bactericida	S	S	S	S
Tenso-activo	S	S	S	S
Reductor de fricción	S	N	N	S
Inhibidor de corrosión	S	N	N	S

1.5 ADITIVOS DE FLUIDOS DE FRACTURA.

1.5.1 Propantes: Se encargan de mantener abierta la fractura, preservando la conductividad de la misma. Se conocen también con el nombre de apuntalante. LOWE & HUITT.

1.5.2 Agua: El agua es el aditivo principal ya que compone más del 95% del fluido de fractura. Actualmente, "MONROE, MCCRACKEN, DAWSON, & MOUALLEM" reportan que el reúso del agua proveniente de fluidos de retorno (pos-fractura) tiene especial uso en fluidos slick water mejorando la producción inicial de los pozos.

1.5.3 Inhibidor de arcillas: KCl, NaCl son añadidos a la base del fluido de fractura con el fin de evitar el hinchamiento de las arcillas manteniendo una concentración catiónica alrededor de ellas, se añade KCl en concentraciones de

2-8% "KLAAS, NEYFELD, & PRUDNIKOVA" y para el NaCl es 10% "NIÑO". Comúnmente se utilizan sales como tetrametil cloruro de amonio como inhibidor de arcillas líquido el cual es sustituto de KCl y el NaCl.

1.5.4 Polímeros: Los polímeros deben ser solubles en agua, además de ser capaz de suspender el propante a temperatura ambiente, como menciona "LEI & CLARK" los polímeros más usados son la goma guar, HPG y sus derivados. El uso de los polímeros ayuda a incrementar el ancho de la fractura, incrementa la viscosidad del fluido de fractura y acepta altas concentraciones de propante mejorando también su transporte y reduciendo las pérdidas de fluido. La viscosidad deseada en un gel reticulado varía entre 2.000-7.500 cp.

Figura 1: Cultivo de planta Tetragonoloba.



Fuente: MONTGOMERY, C.

1.5.5 Crosslinkers: Usados con el fin de incrementar el peso molecular de los polímeros, mejorando propiedades como transporte del propante, la elasticidad y la viscosidad del fluido de fractura. Los compuestos más usados en la actualidad son:

- Compuestos con base boro: Son los compuestos más usados como agente crosslinker debido a su versatilidad, comportamiento reológico y bajo costo. Está en función del pH y su valor óptimo en el fluido de fractura es de 10,5. De acuerdo al trabajo realizado por "HARRIS; SUN & QU" se utiliza como agente crosslinker el ácido bórico y el mineral de boro como la Ulexita.

- Compuestos de titanio y circonio: Son compuestos más susceptibles a altas velocidades de cizalla, pero son más estables a altas temperaturas. Con base en el trabajo realizado por "MONTGOMERY" los compuestos de titanio y circonio al igual que el ácido bórico está en función del pH donde difícilmente pueden ser activado bajo pH de 5.

1.5.6 Rompedores: Son añadidos al fluido de fractura con el objetivo de romper el polímero y disminuir el peso molecular del mismo. Reduciendo la viscosidad facilitando el retorno del fluido y la limpieza de las fracturas. En general los tres tipos de rompedores son agentes oxidantes, ácidos y encimas.

- Ácidos: Los ácidos como HCl y ácido acético atacan y rompen el polímero tal cual lo hacen los óxidos, pero son menos selectivos y causan la formación de material insoluble.
- Enzimas: Son proteínas celulares que atacan al polímero de forma eficaz, las enzimas presentan la ventaja de ser selectivas pero se degradan a altas temperaturas. Las enzimas más usadas son la amilasa y la pectinasa.
- Agentes oxidantes: Entre los rompedores óxidos se incluyen el persulfato de amonio "GULBIS, KING, HAWKINS, & BRANNON", persulfato de sodio, calcio y peróxidos de magnesio.

1.5.7 Buffers: Básicamente las soluciones buffers son controladores de pH de las reacciones de reticulación, debido a que algunas buffers se disuelven lentamente estas pueden ser usadas para retardar o acelerar el efecto del crosslinker (Controlar tiempos de activación). Generalmente son clasificados en buffer de pH bajo y buffer de pH alto. Los compuestos más usados en soluciones buffers disponibles en Colombia son el bicarbonato de sodio, carbonato de sodio, hidróxido de sodio e hidróxido de potasio.

1.5.8 Bactericidas: Los bactericidas tienen como objetivo reducir y controlar el crecimiento microbiano que tenga como fuente de carbono los polímeros usados en el fluido de fractura "LEARY"; debido a que como resultado de su metabolismo se libera sulfuro de hidrógeno, causando problemas operacionales y corrosión en las tuberías. Las aminas cuaternarias, glutaraldehydos, micropartículas de plata son los bactericidas comúnmente utilizados.

1.5.9 Tensoactivos: Los tensoactivos son agentes gelificantes que se añaden al fluido de fractura para disminuir la tensión superficial mejorando la compatibilidad entre el fluido y la formación. Adicionalmente evita el desarrollo de emulsiones entre el crudo y el fluido de fractura facilitando la salida de este hacia la superficie "BYBEE". Principalmente se usan tensoactivos no iónicos que se caracterizan por la existencia en su molécula de cationes orgánicos e inorgánicos (Na^+ , K^+ , etc.) y una parte hidrofílica que contiene los grupos aniónicos ($-\text{COO}^-$, $-\text{SO}_3^-$, etc.) unido a la fracción orgánica. Los tensoactivos no iónicos más conocidos son los ácidos carboxílicos, ésteres de sulfúrico, ácidos sulfónicos alcanos, ácidos sulfónicos alquilaromáticos, grupos mixtos aniónicos hidrofílicos "ROSEN & KUNJAPPU".

2. METODOLOGÍA

En la figura 2 se muestra el diagrama esquemático de la metodología seguida en el presente proyecto.

Figura 2: Metodología seguida en el presente trabajo.



2.1 Identificación de los ingredientes químicos utilizados por las compañías que ofrecen los servicios de fracturamiento hidráulico.

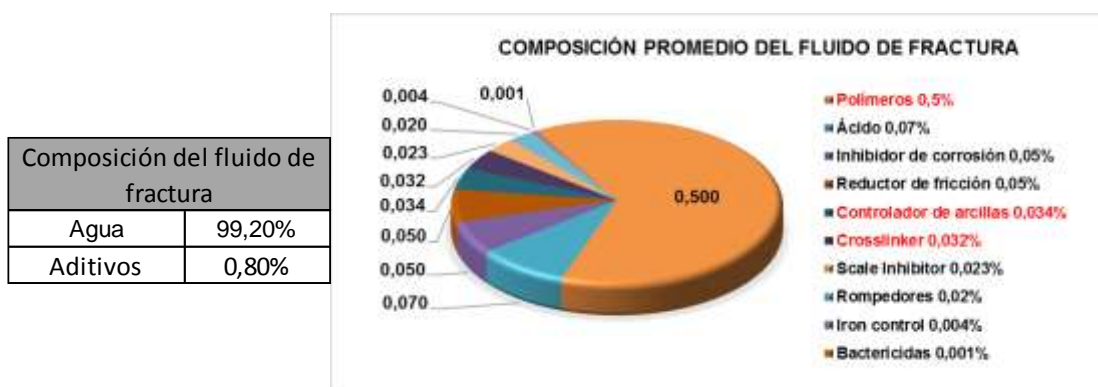
En Estados Unidos las compañías que ofrecen los servicios de fracturamiento hidráulico están legalmente obligadas a publicar las sustancias químicas utilizadas en los yacimientos no convencionales, cabe resaltar que la legislación

varía dependiendo del estado. De acuerdo al estudio realizado por “PATEL, ROBERT, RUEGAMER, & YANG” se identificaron los tipos de fluidos y tratamientos más utilizados en los yacimientos Eagle Ford y Bakken.

2.2 Selección de aditivos más relevantes en un fluido de fractura mediante el uso de la herramienta Fracfocus 2.0

Los criterios a tener en cuenta en la selección de los aditivos químicos en los cuales se enfoca esta investigación es el impacto en las propiedades reológicas de los fluidos de fractura y el costo que tienen dichos aditivos, razón por la cual, es necesario saber el porcentaje de composición promedio de los aditivos químicos en el fluido de fractura. Con el fin de obtener dicha información la investigación está apoyada en la base de datos de Fracfocus.org. De manera general, en la figura 3 se muestra el porcentaje promedio de la composición del fluido de fractura utilizado en los shale plays de Estados Unidos.

Figura 3: Promedio de la composición del fluido de fractura en los shale plays de USA para el año 2012.

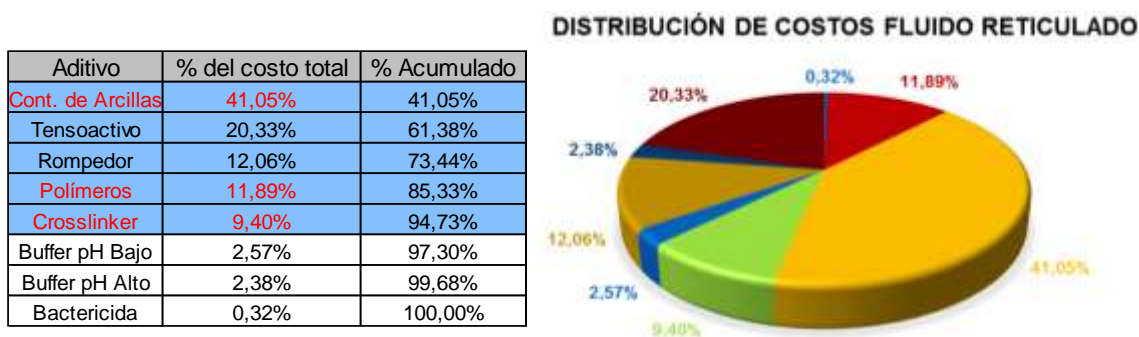


Fuente: FRACFOCUS, modificado por autor.

Fracfocus 2.0 tiene una base de datos que contiene información de más de 60 mil pozos fracturados hidráulicamente, mediante esta herramienta se pueden encontrar las distintas divulgaciones de los compuestos químicos utilizados, características geológicas de los pozos, volúmenes de agua bombeados, entre

otras; la información disponible sólo hace referencia a los fracturamientos hidráulicos realizados de manera oficial en USA desde el año 2011 al 2013. Con el objetivo de seleccionar los aditivos más relevantes en el diseño de los fluidos de fractura se tomaron en cuenta las composiciones de los fluidos de fractura reportadas por “ARTHUR, LAYNE, HOCHHEISER, & ARTHUR” para los yacimientos Eagle Ford y Baken.

Figura 4: Distribución porcentual de los aditivos químicos en el costo total de fluido de fractura reticulado.



Información suministrada por ECOPETROL-ICP ‡, modificado por autor.

En la figura 4 se puede visualizar la distribución porcentual de los costos para un fluido reticulado, los aditivos preseleccionados fueron los controladores de arcillas, los polímeros y agentes crosslinker, en la tabla 3 se visualizan los compuestos químicos más comunes de los aditivos seleccionados.

Se descartó la producción de tenso-activos no iónicos debido a que la ruta de obtención seleccionada para la fabricación es la etoxilación de alcoholes provenientes de ácidos carboxílicos, proceso altamente peligroso debido a que se utiliza óxido de etileno, la reacción es exotérmica y se necesitan condiciones especiales de operación como altas temperaturas y atmosferas de nitrógeno. Adicionalmente, en el fluido de fractura los polímeros y agentes crosslinker tienen

ECOPETROL-ICP. Piedecuesta. Colombia. Análisis inédito, 2015.

mayor relevancia en las propiedades del fluido de fractura, razón por la cual los rompedores no fueron tenidos en cuenta.

Tabla 3: Aditivos químicos pre-seleccionados.

Aditivos	Compuestos
Inhibidores de arcillas	KCl
	NaCl
Polímeros	Goma guar en polvo
	HPG (Hydroxypropyl)
Crosslinker	Ácido bórico
	Mineral de Ulexita

2.3 Estudio técnico para la explotación y producción de los aditivos químicos de los fluidos de fractura.

2.3.1 Explotación de minerales de potasio y sodio en Colombia: El estudio realizado por el Servicio Geológico Colombiano sobre áreas con potencial mineral del país estableció dos zonas de posible interés para la exploración de mineral de potasio; una en el departamento de Santander y la otra abarca áreas de los departamentos de Cundinamarca y Boyacá. Desde entonces se han encontrado depósitos de cloruro de potasio en el municipio de Los Santos del departamento de Santander. Este sería el primer hallazgo oficial de depósitos de mineral de potasio en Colombia, a pesar de que la zona ya era explotada por mineros artesanales para la obtención de yeso. Sin embargo, hay carencia de información geológica representativa sobre la cantidad y la calidad del mineral de potasio que podría existir.

Los principales yacimientos de KCl en el mundo se encuentran en Canadá y Rusia, los históricos de las cantidades importadas de KCl en Colombia se pueden ver en los anexos A. Por otro lado, el cloruro de sodio es una materia prima de gran producción en el país especialmente en municipios como Sesquilé (Mina) y Manaure (Evaporación de agua de mar) en el anexo B se puede ver la

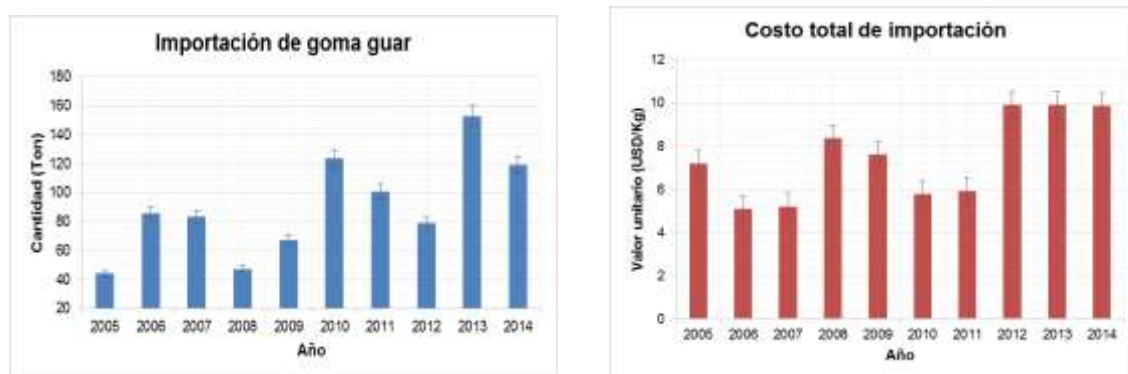
producción nacional por municipios. Empresas importadoras KCl en Colombia véase anexo G.

Debido a la gran explotación nacional de minerales de sodio, la solución es la utilización de NaCl (103 USD/ton) en vez de importar el KCl desde Canadá (356 USD/ton), sin embargo, hay que tener en cuenta que la utilización de cloruro de sodio en los fluidos de fractura puede causar corrosión y taponamiento de las tuberías.

2.3.2 Producción de goma guar en polvo a partir de refined guar splits: En el país la goma guar es ampliamente utilizada en el sector de alimentos como viscosificante, sin embargo, la goma guar, HPG (Hydroxypropyl guar) y sus derivados son importados desde India donde los cultivos son de alrededor de 10 millones de acres. Adicionalmente, la literatura no reporta el uso de otras gomas diferentes que puedan servir como suplemento a la goma guar y sus derivados en los fluidos de fractura.

En las figuras 5 y 6 se pueden ver los valores históricos de las cantidades de goma guar y el costo total de importación en Colombia, con base en la tabla 4 se puede inferir que si en el país el costo de producción de guar gum en polvo es menor al 69 % del costo total habría viabilidad económica.

Figura 5: Importaciones de goma guar. Figura 6: Costo total de goma guar.



Fuente: TRADEMAP, modificado por autor.

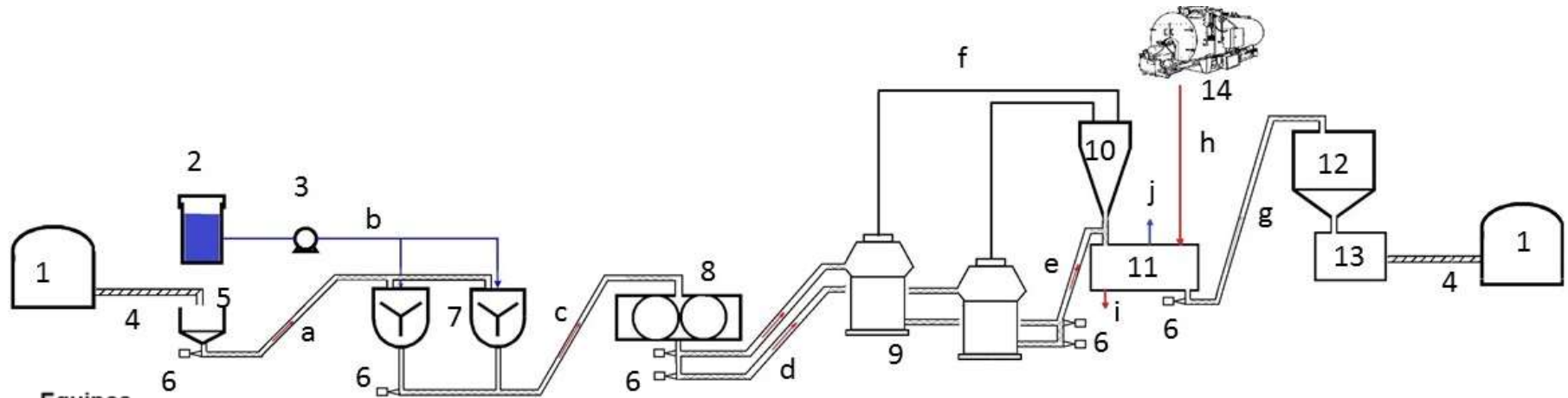
Tabla 4: Diferencia del costo de goma guar y guar Split.

Colombia	Mundra, India – Cartagena, Colombia			
Costo de goma guar (USD/ton)	Costo de guar split USD/ton	Costo de transporte impuestos y seguros (USD/ton)	Total USD/ton	Diferencia del costo goma guar y guar Split USD/ton
9.870	2.600	451	3.051	6.819

2.3.2.1 Descripción del proceso de producción de goma guar en polvo: En India primero se hace la recolección manual de las vainas que contienen el grano de frijol. Enseguida este grano es secado, almacenado y llevado a puntos de acopio donde se realiza el cribado (Rompimiento del grano) que tiene como objetivo separar el endospermo de la semilla. La semilla es utilizada como alimento para ganado y el endospermo posteriormente es pulido obteniendo un producto comercial denominado refined guar splits; se puede decir que por cada 100 kg de grano se obtiene en promedio de 28 a 30 kg de refined guar splits. Finalmente, este producto es llevado a otros centros de acopio donde se realiza el proceso de molienda con el objetivo de reducir el tamaño de partícula (200 Mesh).

Inicialmente los refined guar splits son hidratados creando una mezcla entre agua y refined guar splits utilizando una mezcladora de cono hasta obtener una humedad de 80% "MICHAEL H. YEH & HAMILTON". Posteriormente, la mezcla es alimentada a una trituradora de doble cilindro reduciendo el tamaño de partícula a un rango de 2-8 mm. Consecutivamente, la mezcla es llevada a un pulverizador de finos obteniendo tamaños de partícula de 200 Mesh. A continuación los finos son secados en equipos Ribbon Blender hasta obtener una humedad del 10% "MATHUR", en seguida son enviados al proceso de embalaje. Ver figura 7.

Figura 7: Diagrama de flujo producción goma guar en polvo a partir de refined guar Split.



Equipos

1 Bodega
2 Tanque de almacenamiento de agua
3 Bomba
4 Banda transportadora
5 Tolva
6 Bazuca o tornillo sin fin
7 Mezcladores
8 Triturador
9 Molino de finos
10 Ciclón
11 Secador horizontal
12 Silos
13 Empacadora
14 Caldera

Refined guar Split - Goma guar en polvo



Tabla 5: Propiedades de las corrientes.

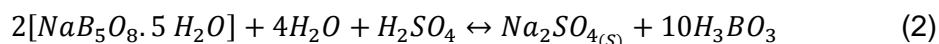
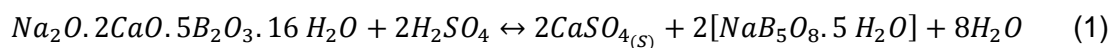
Corriente	Temperatura °C	Densidad gr/ml	Tamaño p. mm
a	25	0,8 - 1,0	< 12
b	25	1	X
c	25	0,89	< 12
d	X	0,89	2-8
e	60	0,89	0,074
f	X	X	< 0,074
g	100	0,8	0,074
h	180	0,51	X
i	70	0,97	X
j	100	0,96	X

2.3.3 Producción de ácido bórico a partir de mineral de ulexita calcinada:

Las sales de boro tienen mayor aplicación en la industria del vidrio, los minerales de boro más frecuentes están asociados a depósitos de evaporitas. Los mayores productores en el hemisferio son Estados Unidos, Argentina y Chile, en Colombia no hay yacimientos de minerales de boro comprobados, en consecuencia, todas las sales de boro que el país utiliza en la preparación de fertilizantes y en otras industrias son importadas. SIMCO.

2.3.3.1 Descripción del proceso de producción de ácido bórico: El ácido bórico o ácido trioxobórico (III) es un compuesto químico, ligeramente ácido, usado como antiséptico, insecticida, retardante de la llama y precursor de otros compuestos químicos.

La reacción química de obtención de ácido bórico a partir de ulexita calcinada y ácido sulfúrico es:

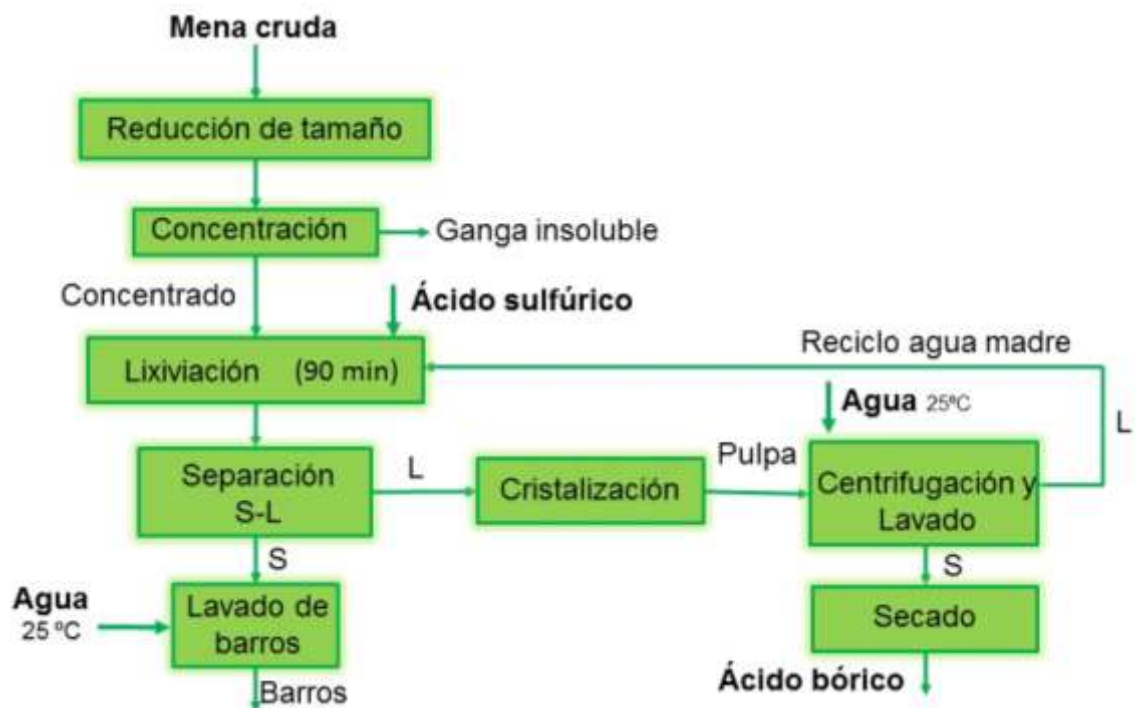


La Figura 8 muestra un esquema general del proceso de producción del ácido bórico. La mena es sometida a una etapa de reducción de tamaño 1-3 mm, luego se lleva a cabo la lixiviación con ácido sulfúrico y agua durante aproximadamente 90 min, hasta alcanzar un pH de 5,8 correspondiente a la solubilidad del pentaborato, se agrega calor hasta llegar a una temperatura aproximada de 40 °C. Posteriormente se separan las fases sólida y líquida mediante sedimentación (Anexo C). La fase líquida es enfriada hasta llegar a 25°C.

La fase líquida pasa a la etapa de cristalización por enfriamiento, en seguida los cristales son centrifugados y lavados con agua a temperatura ambiente. El proceso deja, invariablemente, un residuo sólido insoluble de arenas, arcillas,

yeso y ulexita sin reaccionar. Todos ellos constituyen uno de los efluentes que debe ser dispuesto adecuadamente. El residuo líquido, formado por el agua de lavado y el líquido filtrado, denominado agua madre, es reciclado a la etapa de lixiviación.

Figura 8: Diagrama de bloques de la producción tradicional de ácido bórico.



Fuente: POCOVÍ, LATRE, & SKAF, modificado por autor.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS INGREDIENTES QUÍMICOS UTILIZADOS POR LAS COMPAÑÍAS QUE OFRECEN LOS SERVICIOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

De acuerdo a las bases de datos de divulgaciones químicas de las principales compañías que ofrecen el servicio de fracturamiento hidráulico y la selección de aditivos aportada por Fracfocus, en la tabla 6 se visualizan los aditivos químicos de interés de estudio utilizados en los fluidos de fractura (Polímeros, agentes crosslinker, salmueras y tenso-activos), su composición base, aplicación, cantidad usada en el fluido de fractura y el tipo de tratamiento al cual aplica.

Como se mencionó anteriormente la producción de tenso-activos fue descartada, sin embargo, hay que resaltar que en Colombia hay las materias primas como los ácidos carboxílicos utilizados en la producción de tenso-activos iónicos, no iónicos y catiónicos.

En cuanto a los agentes rompedores, los compuestos clorados (Clorito de sodio) se encuentran disponibles en el país, sin embargo, los rompedores encapsulados necesariamente deben ser obtenidos vía importación.

Adicionalmente, hay que resaltar que en Colombia hay disponibilidad de los principales productos utilizados en soluciones buffer, como el caso de NaOH, bicarbonato de sodio, carbonatos de sodio y potasio.

Debido a la baja concentración de los bactericidas en los fluidos de fractura estos no representan un gran impacto dentro del costo y por lo tanto la mejor opción es la importación, salvo el uso de bactericidas como el glutaraldehído que es ampliamente utilizado en Colombia.

Tabla 6. Matriz de aditivos y compuestos.

Producto	Aplicación	Composición base del aditivo	Concentración en el fluido de fractura (gal/1000 gal)	Tipo de tratamiento
A	Gel Stabilizer	Water (Solvente)	3-9	WF
		30-60% Sodium thiosulfate		
B	Surfactant	30-60% Ethanol	0.5 - 10	WF and GF
		5-10% Methanol		
		Water (Solvente)		
		1-5% Terpenes and Terpenoids, sweet		
C	Surfactant	30-60% Ethanol	0.5 - 3	WF and H
		10-30% Heavy aromatic petroleum		
		1-5% Naphthalene		
		0-1% 1,2,4 Trimethylbenzene		
		1-5% Poly(oxy-1,2-ethanediyl), alpha-(4-nonylphenyl)-omega-hydroxy-, branched		
D	Crosslink Enhancer	0-5% Potassium hydroxide	0.25 - 0.75	WF and H
		Water (Solvente)		
		30-60% Potassium metaborate		
E	Crosslink Agent	30-60% Borate salt	0.3 -1.5	WF and H
		Water (Solvente)		
		1-5% Quartz		
F	Crosslink Agent	30-60% Zirconium, acetate lactate oxo	0.2 - 1	H
		1-27% Ammonium chloride		
G	Clay-Stabilizing Agent	30-60% Polyepichlorohydrin, trimethyl amine quaternized	0.5 - 1	H
		Water (Solvente)		
H	Clay Stabilizer	Water (Solvente)	2.5	H
		10-30% NaCl		
I	Liquid Gel Concentrate	30-60% Naphtha, hydrotreated heavy	2.5-6	H
		30-60% Guar gum		

WF: Slick Water fluid, GF: Lineal Gel Fluid, H: Hibrid

Fuente: HALLIBURTON, modificado por autor.

3. 2 Definición de la capacidad a instalar

Colombia tiene similitud litográfica con Argentina, la información reportada para el yacimiento Vaca Muerta define el consumo de fluido de fractura por etapa

entre 2200 - 5000 bbl, sólo para pozos verticalmente fracturados con 4 - 5 etapas. EJOFODOMI, CAVAZZOLI, MORRIS, & PRIOUL. Op. cit., p. 16.

Debido a que el fluido de fractura no es mismo durante el proceso de fracturamiento hidráulico se analizaron los programas de bombeo para tres pozos piloto colombianos y se identificaron los tipos de fluidos utilizados, el volumen de fluido para cada sub-etapa, la composición y la densidad de fluido de fractura. Con base en la información anterior se calculó la cantidad promedio de aditivos necesarios por pozo (Ver tabla 7) y se asume una relación 1: 3 a 6 para escalar los volúmenes de fluido de fractura; es decir, para alcanzar los volúmenes de fluido de fractura por etapa (2.200-5.000 bbl) es necesario asumir que por cada galón de fluido de fractura en escala piloto, se requieren de 3 a 6 galones de fluido de fractura por etapa a escala real.

Tabla 7: Cantidad de aditivos promedio necesaria para fracturar un pozo en Colombia.

Aditivos	Ton promedio/pozo	% Acumulado
KCL, NaCl	131,6	67,46
Polímero	55,3	95,79
Crosslinker	3,2	97,45
Surfactantes	2,6	98,77
Buffer	1,8	99,72
Bactericida	0,6	100

El panorama actual de los precios del crudo, el trámite de licencias ambientales y la definición de normativa de suelos hace que la proyección del desarrollo de los no convencionales en Colombia se desplace en el tiempo. Los escenarios hipotéticos de la cantidad de pozos a fracturar verticalmente en yacimientos no convencionales se pueden ver en la figura 9.

Figura 9: Posibles escenarios del número de pozos a fracturar hidráulicamente en yacimientos shale plays en Colombia por ECOPEPETROL.



Tabla 8: Capacidad instalada.

Importación del sector de alimentos	100 ton/año
Demanda hipotética debida al fracturamiento hidráulico.	5.530 ton/año
Total	5.630 ton/año

Considerando 300 días de trabajo por año y un máximo de 100 pozos fracturados anualmente en Colombia, rendimiento de planta 80% y un turno de 8 horas/día (Ver tabla 9), la capacidad de procesamiento de goma guar es de 24 ton/día.

Tabla 9: Capacidad de producción.

Capacidad de producción ton/día	horas/día	ton/hora	Operarios/ turno
24	8	3	7
24	16	2	14
24	24	1	21

3.3 Análisis de viabilidad técnico-económica para la producción de ácido bórico.

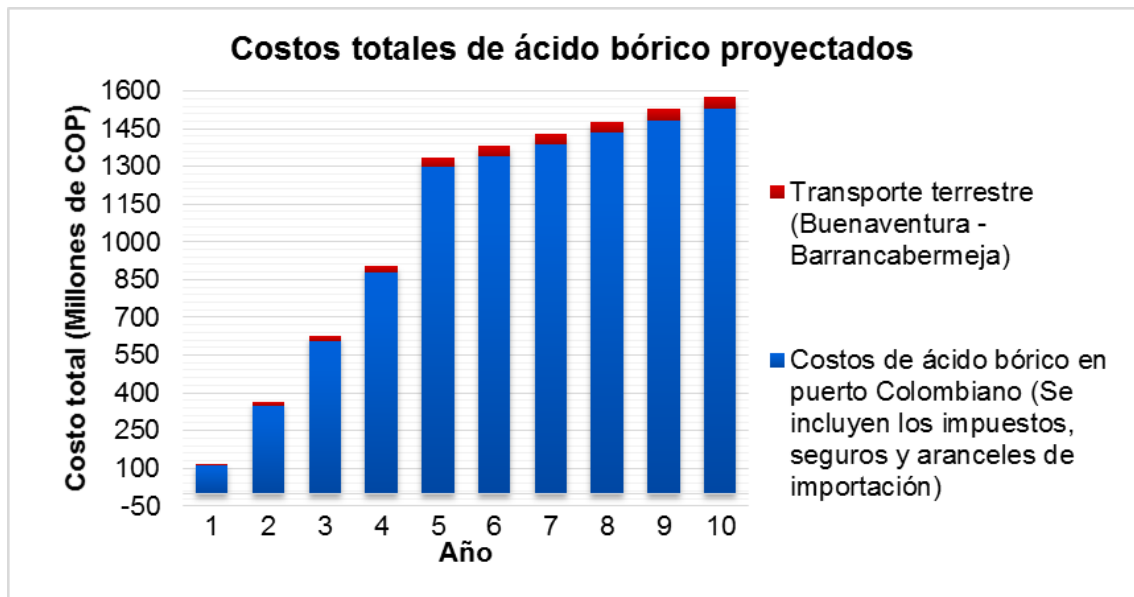
De ante mano se puede decir que la fabricación de ácido bórico no es viable técnico-económicamente en el país, en primer lugar debido a la inexistencia de minerales que contengan boro en el país, y en segundo lugar, la diferencia del costo por tonelada de ácido bórico respecto al costo por tonelada de las materias primas requeridas es negativo, ver tabla 10, y en tercer lugar, las cantidades de ácido bórico requeridas representan el 28% y 38% de la cantidad de ácido bórico importado para el año 2014 (Anexo F) desde países como Perú y Chile respectivamente.

Tabla 10: Diferencia del costo de ácido bórico y mineral de ulexita.

Costo de importación de ácido bórico (USD)	Costo total de importación mineral de ulexita (USD)	Costo de transporte Buenaventura-Barrancabermeja (USD)	Costo de ácido sulfúrico (USD)	Total (USD)	Diferencia del costo del ácido bórico y materias primas requeridas (USD)
945	1.278	159,59	52,87	1.490	-545
Costos calculados para una tonelada de ácido bórico					

Por lo tanto, en lo que concierne a los agentes crosslinker la mejor opción sigue siendo la importación, en la figura 10 de muestran los costos totales proyectados con base en los escenarios hipotéticos, se han teniendo en cuenta los fletes terrestres y los costos totales de importación.

Figura 10: Proyecciones de costos totales para la importación de ácido bórico como agente crosslinker en los fluidos de fractura.



3.4 Localización de la planta de producción de goma guar en polvo.

La localización de la planta de producción se llevó a cabo mediante el método de factores ponderados, los factores tenidos en cuenta son los costos de los terrenos, impuestos, costos de transporte de materia prima y disponibilidad de mano de obra calificada. La ciudad seleccionada para la producción de goma guar en polvo a partir de refined guar split es Cartagena.

3.5 Capital de trabajo planta de goma guar en polvo.

En este estudio se estableció la cantidad de mano de obra requerida asumiendo un turno de 8 horas de trabajo por día, adicionalmente se estimó el costo asociado a la nómina de los mismos con base a las prestaciones de ley (Anexo E).

Tabla 11: Costos de nómina directa planta goma guar.

Cargos (Planta goma guar)	Cantidad	Salario base mensual	Total sueldo anual (COP)
Gerente	1	\$ 4'059.405	\$ 73'515.825
Contador privado	1	\$ 1'095.395	\$ 17'635.860
Secretaria General	1	\$ 1'038.525	\$ 16'461.053
Auxiliar Administrativo	1	\$ 974.090	\$ 15'423.649
Vigilantes	2	\$ 1'061.220	\$ 32'097.684
Operarios	7	\$ 1'038.525	\$ 137'042.803
Ing. semi-Senior	1	\$ 2'964.010	\$ 54'923.105
Electricista	1	\$ 1'610.875	\$ 29'849.514
Auxiliar electricista	1	\$ 974.090	\$ 15'423.649
Mecánico	1	\$ 1'610.875	\$ 29'849.514
Auxiliar mecánico	1	\$ 974.090	\$ 15'423.649

3.6 Equipos necesarios en la producción de goma guar en polvo.

Los principales equipos utilizados en el proceso de molienda y reducción del tamaño de partícula de goma guar se muestra en la tabla 12. Las variables de diseño mostradas son un punto de referencia para la selección del equipo, para ver más detalles de los equipos véase anexo H.

3.7 Viabilidad técnico-económica producción goma guar en polvo.

Como resultado del estudio económico para la producción de goma guar en polvo se establece la inversión inicial 1.750 millones de pesos colombianos, este costo de inversión corresponde a los costos de los terrenos, construcción de infraestructura física, equipos, gastos de montaje, imprevistos y seguros. Ver tabla 13.

Tabla 12. Principales equipos necesarios en el proceso de molienda y refinado de guar gum en polvo.

Principales equipos necesarios	Capacidad		Millones COP c/u	Variables de diseño		Can t	Consumo de energía total	FOB Total (Millones COP)
Bandas transportadoras	3,00	Ton/hr	10	Ancho y longitud de cinta, Peso específico del material, otras.		2	12 kW/h	20
Tolva *	3	Ton/hr	0,7	Diámetro, alto, ángulo de inclinación, otras.		1	0	0,7
Bomba *	3	m ³ /hr	4	Potencia 10 bhp, caudal.		1	26 kW/h	4
Tanques de almacenamiento de agua *	1	m ³	5	Capacidad de 48 m ³ para 2 días, diámetro, altura, espesor de lámina.		1	0	40
Tornillo sin fin	3,0-12,0	m ³ /hr	7	Caudal, longitud, altura, diámetro, ángulo de inclinación, otros.		5	30 kW/h	35
Mezcladores	3	m ³ /hr	38	Diámetro, altura, tiempo de mezclado.		2	26 kW/h	76
Trituradores	5,0-10	Ton/hr	13	Tamaño de alimentación max 12 mm	Tamaño de producto 2-8 mm	1	11 kW/h	13
Molino de finos y ciclones	0,4-1,8	Ton/hr	23,2	Tamaño de alimentación max 8 mm	Tamaño de producto 0,074 mm	2	60 kW/h	46,4
Secador horizontal	3	m ³	51	Velocidad de rotación, Espesor y diámetro de paleta, otros.		1	30 kW/h	51
Silos *	3,4	m ³ /hr	11	Ángulo de inclinación, alto largo ancho, gravedad específica, ángulo de reposo, otros.		2	0	22
Empacadora	3	Ton/h	41,5	Material de la bolsa, volumen de producción, Velocidad de empaque.		1	3,7 kW/h	41,5
Caldera	1	Ton/h	55,2	Caudal de vapor 1 Ton/h, presión de vapor 10 kg/cm ²		1	2,65 kPC	55,2

Nota: Los equipos de la tabla 12 marcados con * no son importados.

Tabla 13: Flujo de inversión planta de goma guar.

INVERSIONES FIJAS	1.459
TERRENOS	450
CONSTRUCCIONES Y OBRAS CIVILES	400
MAQUINARIA Y EQUIPO	609
INVERSIONES DIFERIDAS	284
GASTOS DE MONTAJE	183
IMPREVISTOS	101
FLUJO DE INVERSION	1.743

Nota: Los valores mostrados en las tablas 13 están dados en millones de pesos colombianos.

En la tabla 15 se pueden ver los costos y gastos más representativos de la producción de goma guar en polvo, para el décimo año del proyecto el costo estimado de fabricación de 5.630 toneladas de goma guar en polvo es de 82.352 millones de pesos Colombianos (No se incluye el impuesto de renta y CREE), es decir, en el país el costo de fabricación de goma guar en polvo representa el 49% del precio del producto final. Ver tabla 14.

Tabla 14: Costo de fabricación vs Costo de importación goma guar en polvo.

Costo de importación goma guar en Colombia (USD/ton)	Costo de fabricación goma guar en polvo en Colombia (USD/ton)	Diferencia (USD/ton)
9.870	4.835	5.035

El precio de venta de la goma guar en polvo estimado es de 6.000 USD/ton, en la tabla 16 se puede apreciar los criterios de inversión a tener en cuenta; se puede ver que el VPN es positivo, por lo tanto la producción de goma guar es viable económicamente. Adicionalmente, la TIR es superior a la TMAR, lo cual consta lo anteriormente citado, además, el tiempo de retorno de inversión es corto (2 años).

Tabla 15: Costos y gastos de producción planta goma guar en polvo.

PERIODOS (Años)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
COSTOS DE FABRICACIÓN	6.529	18.827	32.033	46.034	67.703	70.408	73.221	76.146	79.188	82.352
MATERIA PRIMA	4.920	15.350	26.607	38.740	57.557	59.859	62.254	64.744	67.334	70.027
FLETES	860	2.539	4.298	5.976	8.555	8.897	9.253	9.623	10.008	10.408
MANO DE OBRA	438	455	473	492	512	532	554	576	599	623
SERVICIOS INDUSTRIALES	83	248	414	579	827	860	894	930	967	1.006
MANTENIMIENTO	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
SEGUROS	140	145	151	157	164	170	177	184	191	199
IMPUESTOS	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28

Nota Los valores mostrados en las tablas 15 están dados en millones de pesos colombianos, los números en rojo indican valores negativos. Costos de fabricación = materia prima + fletes + mano de obra + servicios industriales + mantenimiento + seguros + impuestos.

Tabla 16: Criterios de inversión.

Horizonte Del Proyecto	Impuesto de Renta y CREE	TMAR
10 Años	33%	16%
VPN (Millones de COP)	TIR	Retorno de inversión
68.016	202,96%	2 años

Sin embargo, hay que resaltar que la factibilidad de este proyecto depende directamente de la cantidad de pozos a fracturar hidráulicamente en Colombia, por lo tanto, el panorama actual de los precios del petróleo implica alto riesgo de inversión.

4. CONCLUSIONES

1. Con base en las divulgaciones químicas de las principales compañías que ofrecen el servicio de fracturamiento hidráulico y la selección de aditivos aportada por Fracfocus, se puede inferir que los aditivos químicos con mayor impacto de reducción de costos en el diseño de los fluidos de fractura son los polímeros, agentes crosslinker, salmueras y tenso-activos.
2. e puede inferir que el uso de la sal de sodio como un agregado de los fluidos de fractura es viable técnicamente, debido a la gran producción nacional, bajos precios de venta y excelente calidad del mineral que se extrae desde las minas del municipio Sesquilé.
3. Mientras haya carencia del conocimiento geológico y el país no muestre una nueva realidad frente a los minerales de potasio, Colombia no podrá dejar de prescindir de la importación de KCl.
4. La fabricación de ácido bórico es una producción de escala, el estudio realizado demuestra que no hay la viabilidad técnica dentro de las expectativas de producción local debido en primer lugar a la inexistencia en el país de yacimientos de minerales de boro, en segundo lugar, los costos de las materias primas superan los costos de importación del producto terminado en más del 50%.
5. A manera de conclusión, en Colombia la fabricación de goma guar en polvo a partir de refined guar splits es viable técnica y económicamente, el estudio de pre-inversión realizado estima el VPN en 68.016 millones de COP y la TIR en 203%, adicionalmente el impacto ambiental es nulo y se puede generar empleo como valor agregado.

5. RECOMENDACIONES

1. Para futuras investigaciones se recomienda ahondar más en la caracterización de los minerales de potasio del sector de los santos con el fin de tener información geológica acertada de la cantidad y calidad del mineral con miras a futuras explotaciones a gran escala.
2. En lo que concierne a la utilización de polímeros la literatura no reporta el uso de la goma tara en fluidos de fractura, se recomienda investigar a nivel laboratorio la reología y la compatibilidad de la goma tara con agentes crosslinker y demás aditivos de los fluidos de fractura ya que posee características fisicoquímicas similares a la goma guar, además, la goma tara es producida en Perú y su fabricación podría implementarse también en Colombia.
3. Se sugiere el estudio de la producción de tenso-activos no iónicos a partir de aceites de palma (Materia prima disponible en el país) que puede ser hidrolizada para obtener ácidos carboxílicos y posteriormente tenso-activos que puedan ser utilizados como aditivos químicos en los fluidos de fractura.

BIBLIOGRAFÍA

ARTHUR, J., LAYNE, M., HOCHHEISER, H., & ARTHUR, R. Spatial and Statistical Analysis of Hydraulic Fracturing Activities in US Shale Plays and the Effectiveness of the FracFocus Chemical Disclosure System. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference (4-6, february, 2014 : Woodlands, Estados Unidos). Conference Paper. Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2014. p. 1-14.

BYBEE, K. Critical Evaluation of Additives Used in Shale Slickwater Fractures. En: Journal of Petroleum Technology. Vol 61, Nº 03 (March, 2009); p.1-3.

DOE, U. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer. Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, United States Department of Energy. [On line]. [cited 2015-02-15] Vol 1, No 1 (2009); pages 58-66. Available from Internet: <[http://energy.gov/sites/prod/files/2013/03/f0/Shale GasPrimer_Online_4-2009.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/2013/03/f0/Shale_GasPrimer_Online_4-2009.pdf)>.

EJOFODOMI, E. A., CAVAZZOLI, G., MORRIS, J., & PRIOUL, R. Application of Channel Fracturing in the Vaca Muerta Shale Formation. En: The SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (23º, 21-23, mayo, 2014 : Maracaibo, Venezuela). Conference Paper. Maracaibo: Society of Petroleum Engineers, 2014. p. 1-9.

FRACFOCUS. Chemical Disclosure Registry [On line]. [cited 2015-02-15]. Available from Internernet: <<http://fracfocus.org/>>.

GULBIS, J., KING, M. T., HAWKINS, G. W., & BRANNON, H. D. Encapsulated Breaker for Aqueous Polymeric Fluids. Society of Petroleum Engineers. En: SPE Production Engineering. Vol 7, Nº 01 (Feb., 1992); p. 1-6. ISSN 0885-9221.

HALLIBURTON. Chemical Disclosures. [On line]. [cited 2014-12-5]. Available from Internet: <http://www.halliburton.com/public/projects/pubsdata/Hydraulic_Fracturing/fluids_disclosure.html>.

HARRIS, P. C. Chemistry and Rheology of Borate-Crosslinked Fluids at Temperatures to 300F. En: Journal of Petroleum Technology. Vol 45, N° 03 (March, 1993); p. 1-6. ISSN 0149-2136.

KLAAS, G., NEYFELD, A. P., & PRUDNIKOVA, A. One Molar Salt Solutions used for Clay Control in Waterbased Frac Fluids in West Siberia. Society of Petroleum Engineers. En: SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition (3-6, october, 2014 : Moscow, Russia). Conference Paper. Moscow: Society of Petroleum Engineers, 2006. p. 1-8.

LEARY, W. B., BOIVIN, J. W., DASINGER, B. L., BECK, D., GOLDMAN, I. M., & WERNAU, W. C. Biocide Evaluation Against Sessile Xanthan Polymer-Degrading Bacteria. En: Society of Petroleum Engineers. Vol 2, N° 04 (Nov., 1987); p. 1-6. ISSN 0885-9248.

LEI, C., & CLARK, P. E. Crosslinking of Guar and Guar Derivatives. En: SPE Journal. Vol 12, N° 03 (Sep., 2007); p. 1-6. ISSN 1086-055X.

LOWE, D. K., & HUITT, J. L. Propping Agent Transport in Horizontal Fractures. En: Society of Petroleum Engineers. Vol 18, N° 06 (June, 1966); p. 1-12.

MATHUR, N. K. Galactomannan Polysaccharides. En: N.K. Mathur. Industrial galactomannan polysaccharides. Danvers: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. p. 61 - 91.

MICHAEL H. YEH, & HAMILTON, N. J. Guar Gum Composition and Process for Making it. Inventor: MICHAEL H. YEH, HAMILTON, N.J. Int. Cl. C08B 37/00. Filing date: June 9, 1994. United States, patent grant. US5489674 A, Feb 6, 1996.

MONROE, S., MCCRACKEN, D., DAWSON, K., & MOUALLEM, S. Production Gains Through the Reuse of Frac Fluids for Hydraulic Fracturing: A 10-Year Study. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (30-2, September and October, 2013 : New Orleans, Estados Unidos). Conference Paper. New Orleans: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 1-14.

MONTGOMERY, C. Fracturing fluids. En: International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing (20-22, may, 2013: Brisbane, Australia). Conference Paper. Brisbane: International Society for Rock Mechanics, 2013. p. 1-23.

NIÑO, A. P. Determinación y análisis de fluidos de fractura base agua y base aceite óptimos para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área Lisama. Trabajo de grado Ingeniera Química. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Ingeniería Química, 2009. 149 p.

PATEL, P., ROBART, C., RUEGAMER, M., & YANG, A. Analysis of US Hydraulic Fracturing Fluid System and Proppant Trends. En: Hydraulic Fracturing Technology Conference(4-6, february, 2014 : Woodlands, Estados Unidos). Conference Paper. Woodlands : Society of Petroleum Engineers, 2014. p. 1-20.

POCOVÍ, R., LATRE, E., & SKAF, A. Lixiviación de ulexita con ácido sulfúrico para producir ácido bórico. En: Información Tecnológica Vol 7. N° 5 (1996); p 31-39.

ROSEN, M. J., & KUNJAPPU, J. T. Surfactants and Interfacial Phenomena. Fourth Edition. New Jersey: John Wiley & Sons, 2012. 576 p. ISBN 978-0-470-54194-4.

SIMCO. Mercado de los insumos minerales para la producción de fertilizantes. Unidad de planeación minero energética-UPME [En línea]. [citado en 23 de mayo de 2015]. Disponible en: <www.simco.gov.co/simco/portals/0/Guia_Inv_2008/fscommand/mipdf42.pdf>.

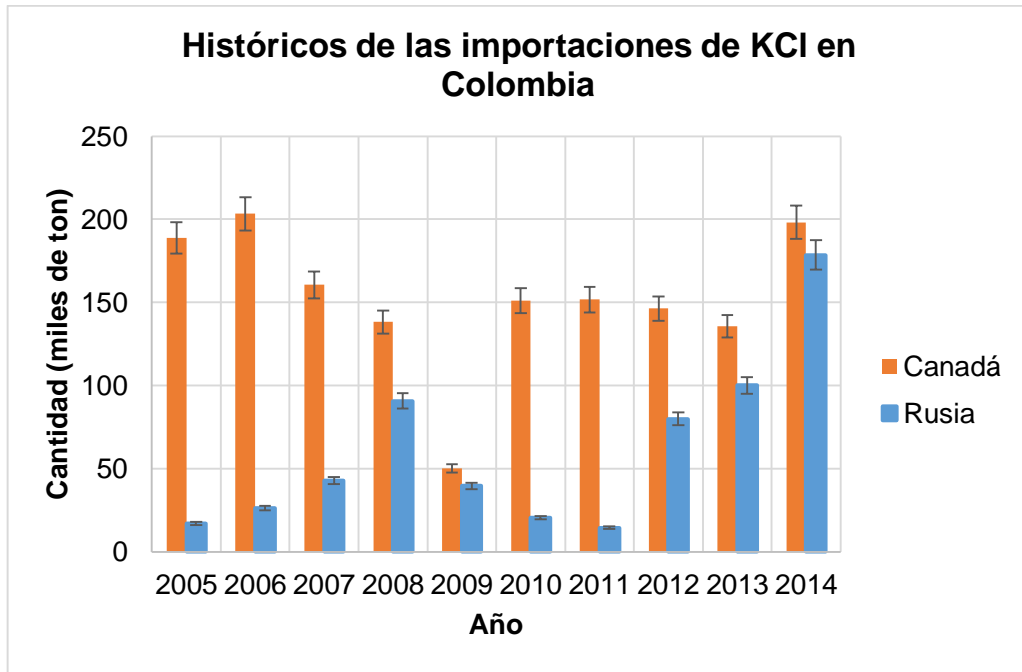
SUN, H., & QU, Q. High Efficiency Boron Crosslinkers for Low Polymer Fracturing Fluids. Society of Petroleum Engineers. En: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry (11-13, april, 2011 : Woodlands, United States). Conference Paper. Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2011. p. 1-9.

TRADEMAP.ORG. Importaciones y exportaciones en Colombia. [On line]. [cited 2015-06-5]. Available from Internet: <www.trademap.org/Product_SelCountry_TS.aspx>.

WHITE, D. L., ROSENE, R. B., & HENDRICKSON, A. R. New Generation of Frac Fluids. Petroleum Society of Canada. (1973, January). En: Petroleum Society of Canada (8-12, may, 1973 : Edmonton , Canada). Conference Paper. Canada: Petroleum Society of Canada,1973. p. 1-13.

ANEXOS

ANEXO A: Cantidades importadas de KCl en Colombia.



Fuente: TRADEMAP, modificado por autor.

ANEXO B: Producción nacional de cloruro de sodio por municipios.



Fuente: SIMCO, modificado por autor.

ANEXO C: Suposiciones generales para la sedimentación.

a) Asumiendo que las partículas significativas se sedimentan en régimen laminar, $Re < 0,5$ se tiene que la velocidad de sedimentación está dada por la ecuación de Stokes de la sedimentación (3), está en función del diámetro de partícula, su densidad y viscosidad cinemática del agua, la que resulta a su vez en función de la temperatura.

$$V_s = \frac{g}{18} \frac{(p_s - p)}{\mu} D_p^2 \quad (3)$$

b) Con base en la teoría básica de la sedimentación se supone que el escurrimiento en el tanque es uniforme con la velocidad más baja que se permita. El tiempo de permanencia será entonces:

$$t_0 = \frac{\tau}{Q} \quad (4)$$

Donde t_0 es el tiempo de permanencia, τ es el volumen del tanque y Q el caudal de diseño.

c) La concentración de partículas de cada tamaño es la misma en todos los puntos de la sección de entrada.

d) Una vez que las partículas llegan al fondo quedan eliminadas del agua que escurre por el tanque de sedimentación.

Por otro lado, el volumen del tanque está en función de la superficie del tanque de sedimentación A y la altura h :

$$\tau = h * A \quad (5)$$

Remplazando 5 en 4 se tiene:

$$t_0 = \frac{h}{V_s} \quad (6)$$

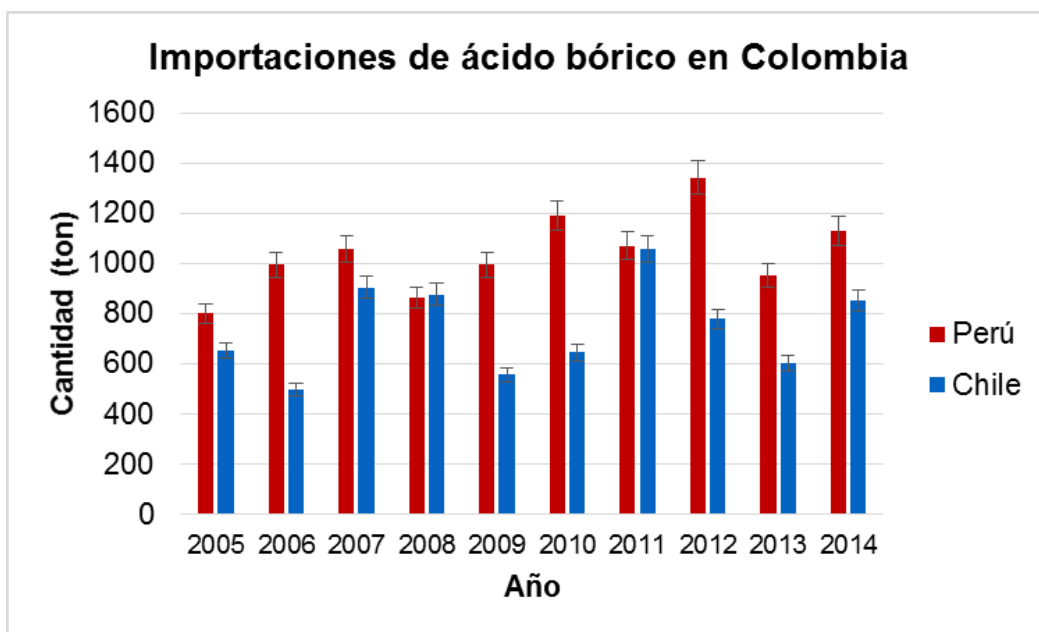
ANEXO D: Mano de obra requerida con base en los equipos.

Equipos o subproceso	Cant.	# Operarios por equipo	Operarios total por equipos
Banda transportadora	2	0,5	1
Tolva	1	0,1	0,1
Bazuca	5	0,01	0,05
Mezcladora	2	0,5	1
Trituradora de rodillos	1	1	1
Molino fino	2	0,5	1
Ciclón	1	0,5	0,5
Secador horizontal	1	1	1
Empacadora	1	0,5	0,5
Bomba	1	0,1	0,1
Caldera	1	0,5	0,5
Compresor	1	0,1	0,1
Silos	2	0,05	0,1
OPERARIOS POR TURNO			6,95
TOTAL DE OPERARIOS			7

ANEXOS E: Salario mínimo en Colombia para el año 2014.

Salario mínimo (2014)	\$644.350	Artículo 145 C.S.T.
Subsidio de transporte	\$ 72.000	Artículo 145 C.S.T.
Cesantías	8,33%	Un salario min. (Artículo 249 C.S.T.)
Intereses de cesantías	1%	1% mensual (Ley 52 de 1975)
Prima	8,33%	Un salario min. (Artículo 306 C.S.T.)
Dotación	5%	Definido por el grupo de trabajo acorde a la ley 11 de 1984
Vacaciones laborales	4,17%	Medio salario min. (Artículo 186 C.S.T.)
Aportes por parafiscales	9%	ICBF (3%), SENA (2%), (Leyes 89/1988). COMFA(4%) Ley 21/1982
Salud	8,5%	Requisito de ley 1122 del 2007
Pensión	12%	Requisito de ley 797 del 2003
Riesgos profesionales	4%	Riesgo alto (Decreto 1772 de 1994)

ANEXO F: Datos históricos de las cantidades de ácido bórico importado en Colombia.



Fuente: TRADEMAP, modificado por autor.

ANEXO G: Empresas importadoras de KCl en Colombia.

Empresa	Ciudad
PRECISAGRO S. A. S.	Bogotá
YARA COLOMBIA S. A. S.	Barranquilla
NUTRICIÓN DE PLANTAS S. A.	Tuluá
MONÓMEROS COLOMBO VENEZOLANOS S. A.	Barranquilla
DISAN COLOMBIA S. A.	Cota
ABONOS COLOMBIANOS S. A.	Cartagena

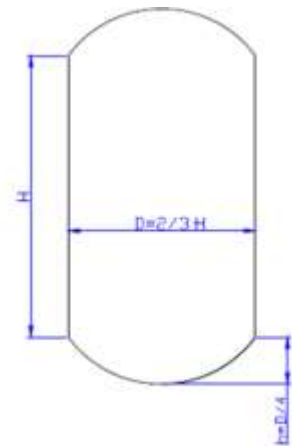
ANEXO H: Variables de diseño de equipos planta goma guar en polvo.

Banda trasportadora:

Material a transportar	Peso específico del material	Granulometría	Abrasividad	Tensor
Guar gum split, goma guar	800-1.000 kg/m ³	20 mm	No Abrasivo	Tornillo
Inclinación de rodillos	Ancho de cinta	Longitud de cinta	Ancho de poleas	Diámetro de poleas
20 °	400 mm	5 m	25 mm	155 mm
# de telas	Tipo de tejido	Potencia	Altura max.	Capacidad
3	L	0,23 kW	150 cm	3 Ton /hr

Tanque de almacenamiento de agua:

Capacidad	60 m ³
Diámetro D	3,47 m
Altura H	5,20m
Altura h	0,87m
Espesor de lámina cilindro	3,5 mm
Espesor de lámina cabeza	3,5 mm
Material	Acero al carbón
Recubrimiento	Esmalte

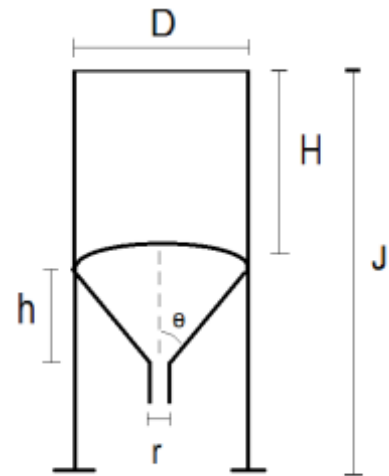


Caldera:

Presión de vapor min.	12 kg/cm ²
Presión de trabajo	15 kg/cm ²
Flujo de vapor	1 Ton/hr
Temperatura de agua de alimentación	25 ° C
Capacidad	2,5 m ³
Eficiencia	90%
Dimensiones (mm) Largo-Ancho-Alto	3.000x1.650x2.100
Peso	3,6 ton
Consumo de gas	75 m ³ /hr

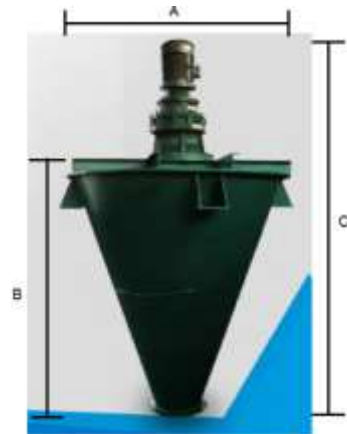
Silo:

Variables de diseño	
D (cm)	133
H (cm)	200
h (cm)	31
r (cm)	15
J (cm)	413
Flujo (m ³ /hr)	3,4
Ángulo de inclinación ° θ	54
Espesor de Lámina (mm)	3
Material	Acero al carbón
Humedad goma guar	10%



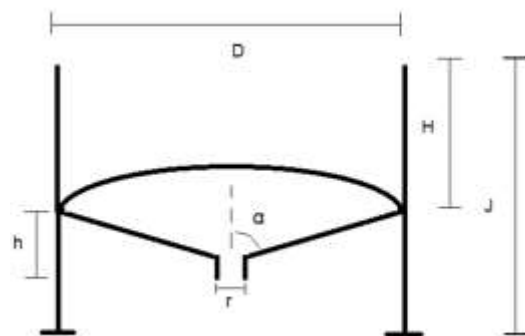
Mezclador de cono doble:

Capacidad	3,5-8 Ton/hr
Tiempo de carga descarga y mezclado	1 hr
Diámetro A	1,18 m
Altura C	2,89 m
Longitud B	1,89 m
Volumen	3,06 m ³
Potencia	7,5 kw
Humedad de mezcla	80%



Tolva:

Dimensiones y variables de diseño	
D (cm)	160
H (cm)	100
h (cm)	35
R (cm)	160
r (cm)	15
J (cm)	157
Flujo (m ³ /hr)	3
Ángulo de inclinación ° α	60
Espesor de Lámina (mm)	3
Material	Acero al carbón
Humedad guar split	10%



Tornillo sin fin:

Variable	Corriente a	Corriente c	Corriente d	Corriente e	Corriente g
Caudal	12 m ³ /hr	6 m ³ /hr	6 m ³ /hr	6 m ³ /hr	3 m ³ /hr
Longitud	8 m	4 m	11 m	4 m	13 m
Altura	2,5 m	1 m	3,5 m	1,2 m	4,2 m
Diámetro	19 mm	14 mm	14 mm	14 mm	10 mm
Ángulo de inclinación	20 °	15 °	20°	20 °	20 °
Potencia	3 kw	3 kw	3 kw	3 kw	3,5 kw
Coefficiente de resistencia	1,2	1,2	1,2	1,2	1,6

Molino de vertical:

Capacidad	1,7 Ton/hr
Velocidad de cilindros	10 m/s
Tamaño max. Alimentación	8 mm
Tamaño Producto	0,074 mm
Diámetro de rodillo	210 mm
Diámetro de anillo	650 mm
Longitud de rodillo y anillo	150 mm
Potencia	15 kw/hr
# de rodillos	3
Dimensiones	4.100x3.300x4.500 mm

Trituradora de rodillos:

Capacidad	3 Ton/hr
Velocidad de cilindros	10 m/s
Tamaño max. Alimentación	12 mm
Tamaño max. Producto	2-8 mm
Diámetro de cilindros lisos	396 mm
Longitud de cilindros lisos	250mm
Potencia	11 kw/hr
# de rodillos	2
Dimensiones	1.280x834x830 mm

Secador horizontal:

Capacidad	3 m ³
Potencia	30 kw/hr
Velocidad de rotación	30 rpm
Espesor cilindro	50 mm
Espesor diámetro de paleta	10 mm y 80 mm
Espesor de lámina	16 mm
Dimensiones	3.500x1.200x2.000 mm
Material	Acero al carbón
Chaqueta de calentamiento	Si
Presión de vapor de alimentación	12 kg/cm ²