

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL USO DE PROPANTES
ULTRALIVIANOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE POZOS:
APLICACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO**



DANIELA SERRANO SERRANO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL USO DE PROPANTES
ULTRALIVIANOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE POZOS:
APLICACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO**

DANIELA SERRANO SERRANO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
Ingeniero de Petróleos**

**Director:
ING. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ**

**Codirectores:
ING. REINEL CORZO RUEDA
ING. RUBEN DARIO CASTILLO NUÑEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que, de una u otra manera, colaboraron en la realización de este proyecto. Agradecimientos especiales a:

A Dios, por permitirme culminar con éxito este trabajo de investigación y guiarme en todas las etapas de la elaboración de este proyecto.

El grupo de investigación Estabilidad de Pozo (GIEP) por darme la oportunidad de realizar la investigación con un equipo de trabajo tan selecto.

A los ingenieros Reinel Corzo R. y Rubén Darío Castillo, por direccionar este trabajo en el Instituto Colombiano del Petróleo; por el acompañamiento y recomendaciones durante el desarrollo de la investigación.

A mi director de tesis, ingeniero César Augusto Pineda G., por brindarme su apoyo incondicional, por la colaboración y el total compromiso con este trabajo de investigación.

A la doctora Zuly Calderón, por su apoyo y enseñanzas que aportaron a mi crecimiento profesional y personal.

A mi compañero Sergio Andrés Ardila, por su gran colaboración en este proyecto y por su apoyo incondicional y oportuno en la culminación de este trabajo.

Al ingeniero Jhon Carlos Acosta, porque gracias a su orientación pude ingresar al grupo de investigación y culminar con éxito este trabajo.

A la ingeniera Gina Palacios, por sus aportes oportunos y desinteresados en la recta final del proyecto.

A Jorge Luis Arias, por creer en mis capacidades como ingeniera y por su apoyo incondicional durante la realización de este trabajo.

A mi familia, por ser el mayor apoyo y motivación para la realización de este proyecto

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, por guiarme en todas las etapas de mi vida y por brindarme la salud necesaria para poder culminar con éxito este trabajo.

A mi familia, pues con su profundo amor fraterno han hecho que las dificultades que se presentan en mi vida sean solo una enseñanza para mi crecimiento personal y profesional. Porque han creído en mí. Por su completa confianza en mis capacidades. Este trabajo es por ustedes y para ustedes.

A mi mamá, por su gran amor, su comprensión, su apoyo incondicional, sus consejos sabios y oportunos. Gracias Mini por la educación que me diste, por enseñarme a ser perseverante y apoyarme en todo lo que me propongo.

A mi papá, por su confianza incondicional y su esfuerzo por hacer de mí una persona responsable, con deseos de crecer profesionalmente. Gracias Pa' por tanto apoyo de tu parte.

A Lila, Lucy y Gaby, porque han hecho que me esfuerce cada día por ser mejor como persona y como profesional, para darles el mejor ejemplo como hermana mayor.

A mis abuelos, por el inmenso amor y confianza.

A Jorge Luis Arias, por su cariño y compañía durante toda mi vida universitaria. Gracias Gordi por creer en mí.

A mis amigos de siempre: Carlina Rey, Alex Amaya y Alejandra Prieto. Por ser las personas que han alegrado esta etapa de mi vida. Por los momentos divertidos, emocionantes e inolvidables que pasamos juntos.

Daniela Serrano Serrano

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	16
1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	17
1.1 GENERALIDADES DE LA TÉCNICA	17
1.2 VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	18
1.3 GEOMECÁNICA APLICADA AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	20
1.3.1 Orientación de Fracturas Hidráulicas.....	21
1.4 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO ¹	24
1.4.1 Fluidos base agua	24
1.4.2 Fluidos base aceite.....	25
1.4.3 Fluidos emulsionados	26
1.4.4 Fluidos energizantes ²	27
1.5 MATERIALES DE SOPORTE DE FRACTURAS HIDRÁULICAS	29
1.5.1 Concentración del material propante dentro de la fractura	30
1.5.2 Conductividad de fractura.....	31
1.5.3 Conductividad adimensional de fractura.....	33
1.5.4 Variación de la conductividad con la concentración de material propante	35
1.5.5 Materiales de soporte convencionales.....	37
2. MATERIALES DE SOPORTE ULTRALIVIANOS	43
2.1 DEFINICIÓN DE PROPANTES ULTRALIVIANOS	43
2.2 TIPOS DE PROPANTES ULTRALIVIANOS	43
2.2.1 ULWP - 1.25	43
2.2.2 ULWP - 1.75	46
2.2.3 ULWP - 1.50	46
2.2.4 ULWP - 1.08	47
2.2.5 ULWP – 2.02	48
2.2.6 Monoprop	48
2.3. VELOCIDAD DE SEDIMENTACIÓN DE PARTÍCULAS DE PROPANTE	49
2.4 VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL USO DE PROPANTES ULTRALIVIANOS.....	54
2.4.1 Ventajas.....	54
2.4.2 Limitaciones.....	55
3. EVALUACIÓN DE PROPANTES ULTRA LIVIANOS SEGÚN NORMA API RP 19C ISO 13503-2:2008	56

3.1 PROPANTES EVALUADOS	56
3.2. FUNDAMENTO TEÓRICO DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	57
3.2.1 Tamizado	57
3.2.2 Diámetro Promedio.....	58
3.2.3 Diámetro Medio	58
3.2.4 Esfericidad y redondez	59
3.2.5. Densidad Bulk	60
3.2.6. Turbidez.....	60
3.2.7. Solubilidad en ácido.....	60
3.2.8. Aplastamiento (crushing)	61
3.3. REPORTE Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	63
3.3.1 Tamizado.....	64
3.3.2 Diametro Promedio.....	67
3.3.3 Diametro Medio	69
3.3.4 Esfericidad y Redondez.....	72
3.3.5 Densidad Bulk	75
3.3.6Turbidez.....	77
3.3.7 Solubilidad en acido.....	78
3.3.8. Aplastamiento (crushing)	79
3.4. DIAGRAMA METODOLÓGICO DE IMPLEMENTACIÓN	82
4. SELECCIÓN DEL CAMPO CANDIDATO	84
4.1 REPORTE TÉCNICO DE FRACTURAMIENTOS	84
4.2 ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROYECTO	86
5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO	96
5.1. MÉTODO DEL VALOR PRESENTE NETO – CAMPO GALÁN	96
5.2 ANÁLISIS DE MATRIZ DOFA.....	103
CONCLUSIONES	105
RECOMENDACIONES.....	107
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	108

LISTA DE FIGURAS

	PAG.
Figura 1. Esquema general de un Fracturamiento Hidráulico	18
Figura 2. Fractura Hidráulica Vertical	20
Figura 3. Fracturas Hidráulicas Verticales	21
Figura 4. Fracturas Hidráulicas Verticales	21
Figura 5. Fracturas Hidráulicas Horizontales	22
Figura 6. Propagación de una fractura hidráulica	23
Figura 7. Fluido de fractura base agua	25
Figura 8. Fluido de fractura base aceite	26
Figura 9. Fluido energizado	28
Figura 10. Fluido espumado	28
Figura 11. Material Propante	29
Figura 12. Distribución de propante en una fractura hidráulica	30
Figura 13. Dependencia de la Conductividad de fractura	31
Figura 14. Material propante después del crushing	32
Figura 15. Embedment del material propante en la formación	33
Figura 16. Materiales de soporte de fracturas hidráulicas	37
Figura 17. Arenas de fracturamiento	38
Figura 18. Bauxita	39
Figura 19. Propantes de resistencia intermedia	40
Figura 20. Cerámicos Livianos	40
Figura 21. Arenas recubiertas con resina	41
Figura 22. Carbolita	42
Figura 23. Estructura porosa cascarones de nuez antes del recubrimiento con resina	45
Figura 24. Estructura porosa cascarones de nuez después del recubrimiento con resina	45
Figura 25. Propante ultraliviano 1.25	45
Figura 26. Partículas ULW-175 recubiertas con resina	46
Figura 27. Propante ultraliviano 1.50	47
Figura 28. Propante ultraliviano 1.08.	47

Figura 29. Propante ultraliviano 2.02	48
Figura 30. Monoprop suspendido en fluido de fractura	48
Figura 31. Distribución del material propante en una fractura hidráulica	51
Figura 32. Cilindros con igual masa de material propante	53
Figura 33. Propantes evaluados	56
Figura 34. Mallas para la evaluación de la granulometría	58
Figura 35. Diagrama de Krumbien/Sloss	59
Figura 36. Equipo prueba de crushing	63
Figura 37. Fotografía granos de Liteprop 1.25	72
Figura 38. Fotografía granos de Liteprop 1.25c	73
Figura 39. Fotografía granos de Liteprop 1.08	73
Figura 40. Fotografía granos de Liteprop 1.75	73
Figura 41 Evaluación de la esfericidad y redondez – Liteprop 1.08 después del crushing	81
Figura 42. Metodología de selección uso de propantes ultralivianos y convencionales	83
Figura 43. Campos de las superintendencias de ECOPETROL S.A.	84
Figura 44. Valor Presente Neto Pozo tipo Galán 137	102
Figura 45. Análisis DOFA	104

LISTA DE TABLAS

	PAG.
Tabla 1. Distribución de esfuerzos en fracturas hidráulicas	22
Tabla 2. Efectividad de un fracturamiento hidráulico	34
Tabla 3. Gravedad específica para diferentes tipos de propantes	50
Tabla 4. Densidad bulk para propantes convencionales y ultralivianos	52
Tabla 5. Relación en masa entre propantes	53
Tabla 6. Mallas recomendadas para las pruebas de tamizado	57
Tabla 7. Resultados prueba de tamizado para Liteprop 1.25 y Liteprop 1.25c	64
Tabla 8. Resultados prueba de tamizado para Liteprop 1.08	64
Tabla 9. Resultados prueba de tamizado para Liteprop 1.75	65
Tabla 10. Determinación del diámetro prom. de la Liteprop 1.25	67
Tabla 11. Determinación del diámetro prom. de la Liteprop 1.25c	68
Tabla 12. Determinación del diámetro prom. de la Liteprop 1.08	68
Tabla 13. Determinación del diámetro prom. de la Liteprop 1.75	69
Tabla 14. Diámetro Medio de partículas para cada muestra de material propante	71
Tabla 15. Esfericidad y redondez Liteprop 1.25	74
Tabla 16. Esfericidad y redondez Liteprop 1.25c	74
Tabla 17. Esfericidad y redondez Liteprop 1.08	74
Tabla 18. Esfericidad y redondez Liteprop 1.75	74
Tabla 19. Turbidez de las suspensiones de las muestras de propante	77
Tabla 20. Solubilidad en ácido en las muestras evaluadas	78
Tabla 21. Porcentaje de finos generados para el material de Empaquetamiento	79
Tabla 22. Información general de fracturamientos realizados	85
Tabla 23. Información general del campo Galán	87
Tabla 24. Resultados Diseño Unificado de Fractura para un pozo tipo Galán 137	88
Tabla 25. Índices de productividad adimensional	91

Tabla 26. Aumento de la producción con el tratamiento de estimulación	93
Tabla 27. Resultados del diseño unificado de fractura para un pozo tipo Galán 137	94
Tabla 28. Costo total promedio por barril producido	96
Tabla 29. Costos operativos de un fracturamiento hidráulico	97
Tabla 30. Costos Servicios de operación de un fracturamiento Hidráulico	97
Tabla 31. Costos de materiales de soporte para fracturas hidráulicas	98
Tabla 32. Costos variables de un fracturamiento hidráulico	98
Tabla 33. CAPEX de un fracturamiento hidráulico para un pozo tipo Galán 137	99
Tabla 34. Indicadores financieros utilizados	99
Tabla 35. Factores que intervienen en el estudio económico	100
Tabla 36. Flujo de caja para los proyectos de estimulación	101
Tabla 37. Indicadores financieros para los proyectos de estimulación	102

LISTA DE GRÁFICOS

	PAG.
Gráfica 1. Variación de la conductividad con la concentración de material propante	35
Gráfica 2. Rangos de aplicación para propante tamaño 20/40	42
Gráfica 3. Prueba de Ruptura - Propante Ultraliviano 125	44
Gráfica 4. Velocidades de sedimentación para propantes convencionales y ultralivianos	50
Gráfica 5. Distribución de tamaño de partículas Liteprop 1.25 y Liteprop 1.25c	65
Gráfica 6. Distribución de tamaño de partículas Liteprop 1.08	66
Gráfica 7. Distribución de tamaño de partículas Liteprop 1.75	66
Gráfica 8. Diámetro medio Liteprop 1.25	70
Gráfica 9. Diámetro medio Liteprop 1.25c	70
Gráfica 10. Diámetro medio Liteprop 1.08	71
Gráfica 11. Diámetro medio Liteprop 1.75	71
Gráfica 12. Densidad Bulk para las muestras evaluadas	76
Gráfica 13. Turbidez de los propantes evaluados	77
Gráfica 14. Crushing a diferentes presiones de las muestras evaluadas	79

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL USO DE PROPANTES ULTRALIVIANOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE POZOS: APLICACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO.*

AUTOR: DANIELA SERRANO SERRANO**

PALABRAS CLAVES: Fracturamiento hidráulico, Estimulación de Pozos, Propantes Ultralivianos.

Uno de los modelos de trabajo más empleados para suplir la creciente demanda de petróleo a nivel mundial se basa en la estimulación local de pozos productores, donde se busca reducir el daño alrededor de las perforaciones y aumentar el área disponible de flujo; entre estas técnicas se destaca el fracturamiento hidráulico, aplicación en la que se inducen una serie de fracturas en la formación de interés mediante la inyección de un fluido a alta presión, acompañado de un material granular que actúa como agente de soporte de las fracturas.

En este trabajo se estudia y evalúa el uso de diversos propantes ultralivianos como agentes de sostén de fracturas hidráulicas, se determinan y analizan propiedades físicas de estos materiales a nivel de laboratorio bajo diversos escenarios de trabajo.

A partir de estos resultados, integrados a información técnica identificada en otros estudios, se elabora una metodología estructurada donde se establecen criterios y factores limitantes para su selección. Simultáneamente, se analizan características geomecánicas de formaciones colombianas para valorar su viabilidad técnica y económica en comparación con propantes convencionales; de esta forma se identifica el área que mejores resultados ofrece para proyectar su implementación en un piloto como nueva tecnología de estimulación de pozos en Colombia.

*Trabajo de grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. César Augusto Pineda Gómez.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL FACTIBILITY OF THE OF ULTRA LIGHT PROPPANTS IN HYDRAULIC FRACTURING OF WELLS: APLICATION IN A COLOMBIAN FIELD.

AUTHOR: DANIELA SERRANO SERRANO

KEY WORDS: Hydraulic fracturing, Ultra light Proppants - Ultra light weighted proppants.

The common work model used to contribute to the oil supply is based in the local stimulation of producing wells, where is intended to minimize the skin around the drilling and increase the flow available area. Within these techniques the hydraulic fracturing stands out, in which a series of fractures are induced in the net pay by the injection of a high pressured fluid and a granular material which acts as a supporting agent to the fractures.

This work studies and evaluates the use of different ultra light proppants as supporting agents to hydraulic fractures, physical properties of these materials are determined and analyzed in the laboratory to prove different work scenarios.

From the results and the collected data from other studies, a structured methodology is designed with established criteria and limiting factors to make a conscious choice. The geomechanical properties of Colombian formations are simultaneously analyzed to study its technical and economical viability in comparison to other conventional proppants. In this way the area with better results is identified, in order to plan its implementation in a pilot as a new technology of well stimulation in Colombia.

* Work degree

** Physicochemical Faculty of Engineering. Petroleum Engineering. Director: Mr. Cesar Augusto Pineda Gomez.

INTRODUCCIÓN

Ante la situación energética mundial en que la demanda de petróleo crece continuamente, y los nuevos descubrimientos escasean, se hace indispensable la elaboración y desarrollo de modelos de trabajo que contribuyan a suplirla a partir de proyectos ya existentes, conservando la mejor relación costo/beneficio posible.

Entre las técnicas más empleadas para este propósito se destaca el fracturamiento hidráulico, en el cual se debe realizar una integración de los análisis geomecánicos del sistema y las características físicas del material a ser empleado como soporte, del que se destacan dos grandes grupos según su densidad y desarrollo: convencionales y ultralivianos.

Esfuerzos previos para emplear materiales con bajas densidades como propantes han resultado en fracasos, debido a que la resistencia de los mismos no es suficiente para mantener abierta la fractura, incluso a muy bajas presiones de cierre (menores a 2000 psi). Sin embargo, recientes investigaciones de agentes de sostén han permitido el desarrollo de materiales ultralivianos como partículas de resistencia suficiente para aplicaciones de fracturamiento hidráulico.

En este trabajo se presenta una descripción detallada de los materiales de soporte ultralivianos y una evaluación técnico-económica de su implementación en operaciones de fracturamiento: en el capítulo 1 se hace una breve introducción al fracturamiento hidráulico, en el capítulo 2 se describe cada tipo de material de sostén ultraliviano y en el capítulo 3 se registran las pruebas de laboratorio realizadas y sus respectivos resultados para, de esta manera, realizar la respectiva evaluación técnica y económica presentada en los capítulos 4 y 5.

1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

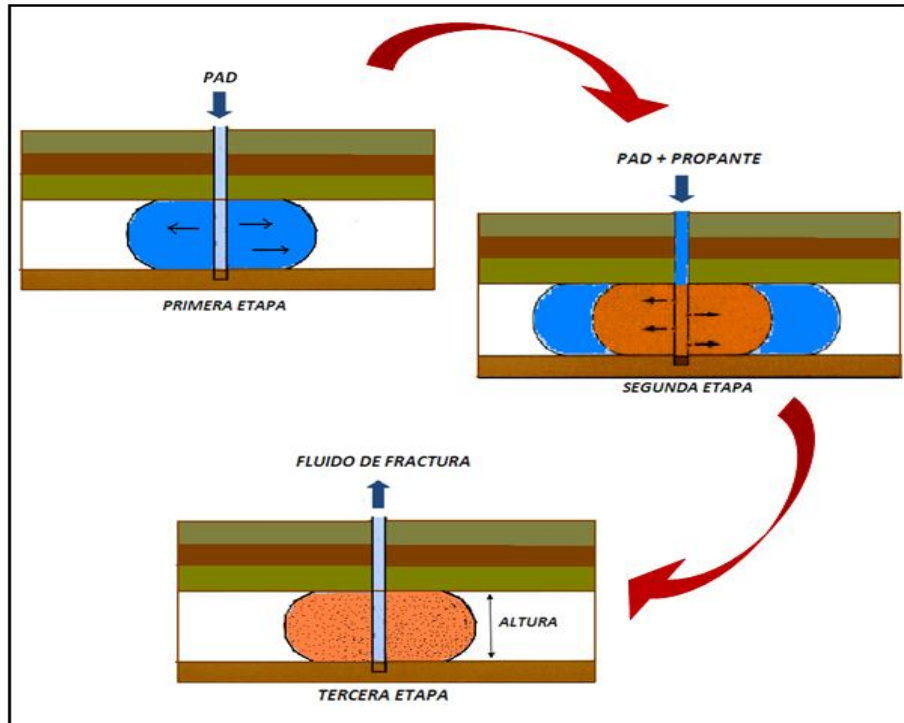
1.1 GENERALIDADES DE LA TÉCNICA

El fracturamiento hidráulico es un tratamiento de estimulación que consiste en crear un canal conductivo en la formación, con el fin de obtener un mayor índice de productividad del pozo. Este canal conductivo se obtiene induciendo una fractura por medio de una presión hidráulica ejercida por un fluido fracturante, para facilitar el flujo de aceite y gas desde el yacimiento hasta la cara de pozo. Este proceso se compone, básicamente, en tres etapas:

- Primera Etapa: una cantidad de fluido de aspecto gelatinoso (fluido de fractura), es bombeada a grandes presiones, desde la superficie hacia la formación, como fluido colchón o “pad”, con el fin de contactar las zonas productivas y empezar a crear una fractura, la cual se propaga por sí misma.
- Segunda Etapa: una nueva y mayor cantidad del fluido de fractura, mezclada con un propante (material de relleno) se bombea a la formación; éstos materiales mantienen la fractura abierta después que el bombeo del fluido haya parado. Luego de inyectar la lechada de fracturamiento, la presión hidráulica disminuye y la operación de bombeo en superficie finaliza. Así, se crean los canales conductivos soportados, que permiten el flujo de los fluidos desde la formación hacia la cara de pozo.
- Tercera Etapa: el fluido de fractura disminuye su viscosidad a través del tiempo por efectos de la temperatura del pozo y de la velocidad de corte, con el fin de ser degradado y retornado a la superficie.

La figura 1 muestra un esquema general de un proceso de fracturamiento hidráulico, en el cual se presentan las tres etapas mencionadas anteriormente.

Figura 1. Esquema general de un Fracturamiento Hidráulico



Fuente: El autor

1.2 VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

VENTAJAS

a) **Incremento de Productividad:** en los pozos con baja productividad la opción de fracturarlos mejora considerablemente el factor de recobro de los mismos, ya que permite un área de flujo mucho mayor, especialmente en los pozos con las siguientes características:

- Yacimientos con baja permeabilidad
- Zonas dañadas
- Conectar fracturas naturales
- Incrementar áreas de drenaje

- b) Corrección del daño a la formación:** La generación de fracturas que vayan más allá de la zona invadida por el daño permite conectar la pared del pozo con la zona inalterada y de esta forma contrarrestar el efecto negativo del daño sobre la producción de hidrocarburos. Cuanto más severo sea el daño a la formación, mayor es la restricción al flujo y el tratamiento de fracturamiento a realizarse en el pozo resulta más significativo que para un pozo poco afectado por daño en sus formaciones productoras.
- c) Mejor inyectividad de fluidos a la formación:** En algunos yacimientos donde se requiere utilizar pozos inyectores de diferentes fluidos como agua y gas para mantener la presión del yacimiento y con ellos sostener la producción en condiciones económicas viables, el fracturamiento hidráulico permite incrementar la capacidad de cada pozo inyector. La fractura incrementa la cantidad final de fluidos inyectados al yacimiento ya que ensancha los canales de flujo y aumenta la eficiencia de su movimiento.

LIMITACIONES

Una fractura hidráulica puede causar efectos negativos en la producción del pozo o no afectar a la misma si no se selecciona el candidato adecuado, tal es el caso de los siguientes escenarios:

- a) Falta de sellos naturales entre la zona a fracturar y un acuífero:** fracturar un yacimiento sin sellos litológicos entre la zona de crudo y el acuífero puede causar una conexión al acuífero y ocasionar pérdida de producción en el pozo originada por la producción de agua que tiene mayor movilidad que el crudo.

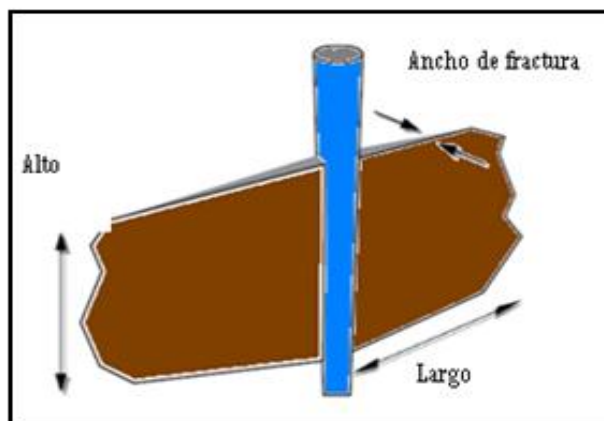
- b) **Sidetracks:** fracturar un pozo con sidetrack implica el riesgo de conectarse con el pozo perforado originalmente y por ende producir fluidos no deseados (agua).

- c) **Zonas con diferentes presiones de yacimiento:** si la fractura conecta dos zonas con diferentes presiones de yacimiento se puede tener el efecto de flujo cruzado, causando disminución de la productividad del pozo.

1.3 GEOMECÁNICA APLICADA AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En operaciones de fracturamiento hidráulico, la geomecánica desempeña un papel de vital importancia debido a que, dependiendo de la magnitud y orientación de los esfuerzos, se puede predecir la geometría de la fractura creada: dirección de propagación de la fractura a lo largo, ancho y alto. La figura 2 presenta, de manera general, la propagación de una fractura hidráulica vertical. En esta figura se pueden observar la proporción de magnitudes del largo, ancho y alto de una fractura.

Figura 2. Fractura Hidráulica Vertical

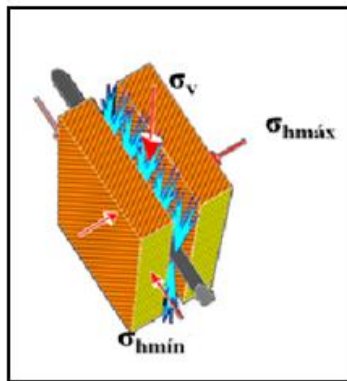


Modificado de: Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico – Jairo Dorado, Fabián Olivares.

1.3.1 Orientación de Fracturas Hidráulicas

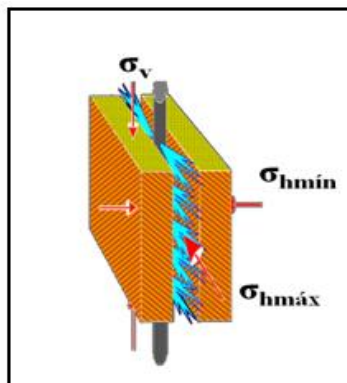
Cuando se llevan a cabo operaciones de fracturamiento hidráulico, se deben tener en cuenta las magnitudes de cada uno de los esfuerzos que actuarán sobre la fractura creada. Dependiendo de esas magnitudes, se podrá predecir si la fractura tendrá una forma definida o, por el contrario, la diferencia entre las magnitudes de los esfuerzos es tan pequeña que no permitirá que se propague en una dirección preferencial y no tendrá el efecto que se busca con este tipo de tratamientos. Las figuras 3, 4 y 5 presentan la orientación de esfuerzos en fracturas hidráulicas verticales y horizontales y en la tabla 1 se encuentra su respectiva distribución de esfuerzos.

Figura 3. Fracturas Hidráulicas Verticales



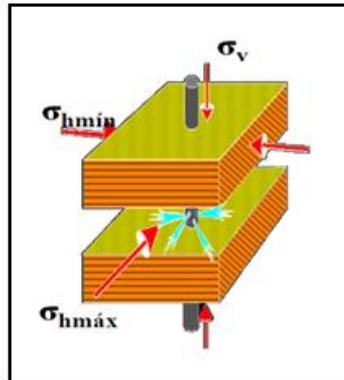
Modificado de: Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico- Jairo Dorado, Fabián Olivares.

Figura 4. Fracturas Hidráulicas Verticales



Modificado de: Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico- Jairo Dorado, Fabián Olivares.

Figura 5. Fracturas Hidráulicas Horizontales



Modificado de: Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico- Jairo Dorado, Fabián Olivares.

Tabla 1. Distribución de esfuerzos en fracturas hidráulicas

RÉGIMEN DE ESFUERZOS	MAGNITUD DE LOS ESFUERZOS	DIRECCIÓN DE PROPAGACIÓN DE FRACTURA
Normal	$\sigma_v > \sigma_{hmáx} > \sigma_{hmin}$	Verticales
Inverso	$\sigma_{hmáx} > \sigma_{hmin} > \sigma_v$	Horizontales
Transcurrente	$\sigma_{hmáx} > \sigma_v > \sigma_{hmin}$	Verticales

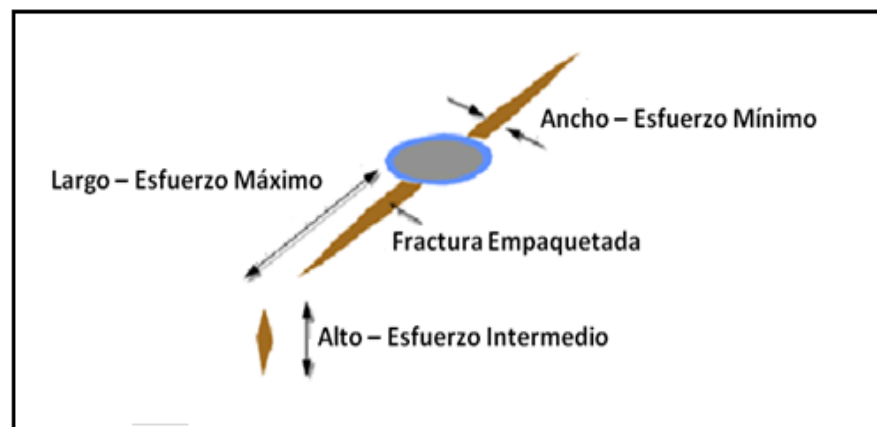
Fuente: El autor

De acuerdo a la anterior tabla, para un régimen de esfuerzos normal se tendrán fracturas hidráulicas que se propagarán en largo en dirección del esfuerzo vertical, en ancho en dirección del esfuerzo horizontal mínimo y en alto en dirección al esfuerzo horizontal máximo. Para un régimen de esfuerzos inverso, las fracturas creadas serán horizontales y de propagarán en largo en dirección del esfuerzo horizontal máximo, en ancho en dirección al esfuerzo vertical y en alto en dirección al esfuerzo horizontal mínimo. Por último, para un régimen de esfuerzos transcurrente, las fracturas creadas serán verticales, con una propagación en largo en dirección al esfuerzo horizontal máximo, en ancho en

dirección al esfuerzo horizontal mínimo y en alto en dirección al esfuerzo vertical.

En resumen, la longitud de una fractura hidráulica se encuentra en la misma dirección del esfuerzo máximo (dependiendo el régimen de esfuerzos será $\sigma_{h\text{máx}} \text{ ó } \sigma_v$), el alto se encuentra en dirección al esfuerzo intermedio y el ancho se encuentra en dirección al esfuerzo mínimo o esfuerzo de cierre de la fractura. La figura 6 muestra este comportamiento en la creación de fracturas.

Figura 6. Propagación de una fractura hidráulica



Modificado de: Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico - Jairo Dorado, Fabián Olivares.

Estos esfuerzos de cierre en la fractura son contrarrestados por la resistencia del material propante distribuido a lo largo de la misma, los cuales evitan que el canal creado se cierre. Es por esto que la adecuada selección del tipo de propante es un parámetro importante en el diseño de fracturas hidráulicas. Paralelo a esto, se debe escoger, de acuerdo a su composición, un fluido de transporte que va a distribuir el material de soporte a lo largo de la fractura hidráulica; de esta manera se garantizará un buen tratamiento de estimulación del pozo.

¹ Crespo, Freddy.2008. "Evaluación técnica de las metodologías utilizadas para la medición del material propante el laboratorio mediante el uso de la celda de conductividad API". Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander.

1.4 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO¹

El Fluido de fracturamiento tiene como función principal transmitir la presión hidráulica desde las bombas hacia la formación con el fin de crear la fractura, extenderla hasta cierta longitud deseada, transportar y distribuir el material propante a lo largo de la fractura creada.

Un fluido de fracturamiento efectivo y adecuado para un tratamiento de fractura debe contar con las siguientes características:

- Capacidad para iniciar y propagar la fractura.
- Compatibilidad con la formación.
- Ser fácil de manejar en superficie.
- Transportar el material propante a la fractura.
- Prevenir la decantación de las partículas de propante hacia el fondo de la fractura.
- Minimizar la fricción tubular.
- Minimizar pérdidas de fluido.
- Facilitar su recuperación y limpieza.

En la industria se utilizan básicamente tres tipos de fluidos de fracturamiento: fluidos base agua, fluidos base hidrocarburo y fluidos emulsionados. Sin embargo, en la búsqueda de tratamientos de fracturamiento hidráulico más efectivos se ha comenzado a evaluar diferentes tipos de fluidos y aditivos químicos. Actualmente se cuenta con fluidos energizados, los cuales se convierten en una nueva técnica para estimulación de pozos de gas y petróleo.

1.4.1 Fluidos base agua

Es el tipo de fluido más utilizado para crear fracturas debido a que posee las siguientes características:

- Buenas propiedades para el transporte del propante y control de filtrado.
- Alta afinidad a las condiciones de yacimiento, lo cual los hace muy adaptables a casi todo tipo de formación.
- Tiene una fácil preparación y manipulación en campo.
- Son altamente económicos, dada la alta disponibilidad de agua en casi todas las locaciones.
- Tienen una alta densidad, lo cual permite reducir la potencia de bombeo respecto a los fluidos base hidrocarburos.

Figura 7. Fluido de fractura base agua



Tomado de:<http://www.weatherford.com.htm>

1.4.2 Fluidos base aceite

Cuando se tienen formaciones altamente sensibles a soluciones acuosas se deben utilizar fluidos de fractura base aceite, con el fin de no provocar alteración significativa al entrar en contacto con ellas.

Este tipo de fluidos utiliza petróleo a su disponibilidad, ya que puede ser obtenido del pozo que se va a intervenir o de pozos cercanos.

Figura 8. Fluido de fractura base aceite



Tomado de:<http://www.halliburton.com>

Los inconvenientes que se pueden presentar al fracturar con este tipo de fluidos son:

- Alto costo respecto al fluido base agua.
- Inflamabilidad.
- Baja potencia hidráulica obtenida para fracturar, dado que se produce un excesivo consumo de la potencia disponible; esto obliga a usar bombas de mayor capacidad, genera mayores costos de equipo y mayor consumo de energía.

1.4.3 Fluidos emulsionados

Este tipo de fluido consiste en emulsiones de ácido o agua en hidrocarburo y se pueden clasificar en dos tipos:

- *Emulsión agua en crudo*: permite obtener altas viscosidades, bajas pérdidas por fricción y bajas pérdidas de fluido.
- *Emulsión crudo en agua*: la viscosidad depende de la gelificación de la fase acuosa y del porcentaje de hidrocarburo presente.

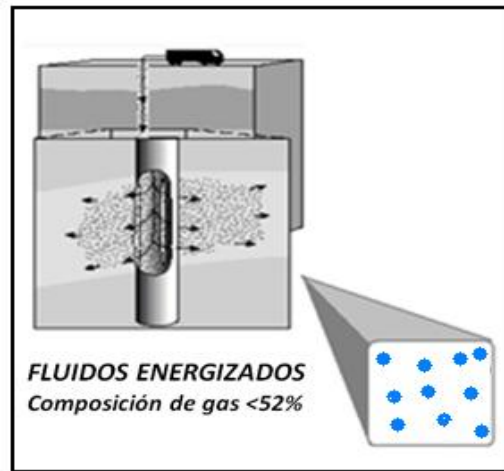
Los fluidos emulsionados poseen una buena capacidad de transporte del material propante. Cuando se tienen ácidos emulsionados se posee un efecto de retardo de la acción del ácido a la formación. Esto los hace particularmente útiles para lograr penetraciones profundas sin que se produzca una considerable reducción de la concentración del ácido. Una vez se bombea a la formación, la ruptura de la emulsión ocurre paulatinamente, favoreciendo el ataque y la recuperación de los productos de la reacción. En pozos con crudos viscosos, los fluidos emulsionados reducen la viscosidad del crudo y disuelven ciertos compuestos indeseables de tipo asfáltico, mejorando la productividad.

1.4.4 Fluidos energizantes²

Es un fluido de fracturamiento el cual es energizado por la adición de un componente gaseoso: Dióxido de carbono o Nitrógeno. Este fluido energizado facilita el retorno del fluido de fractura (flowback), debido a que una parte del mismo se expande a condiciones de yacimiento y proporciona energía para su recuperación.

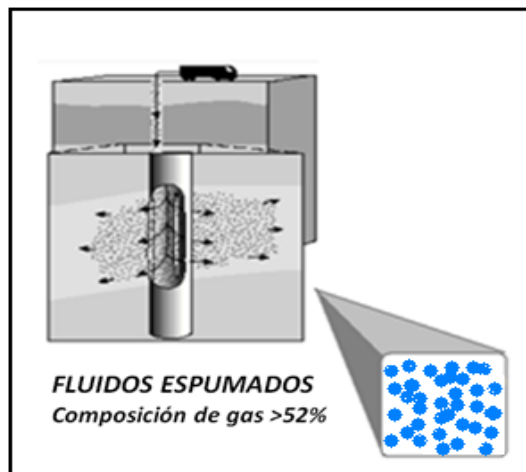
Dependiendo del porcentaje de volumen de gas en el fluido, estos fluidos pueden denominarse fluidos energizados o espumas. Si el porcentaje de gas es menor al 52% se conoce como fluido energizado, y en él las burbujas de gas no son las suficientes para estar en contacto unas con otras; si en cambio el porcentaje de gas es mayor al 52% se habla de un fluido espumado y en este fluido las burbujas de gas están en contacto unas con otras. Las figuras 9 y 10 presentan un esquema de este tipo de fluidos.

Figura 9. Fluido Energizado



Fuente: El autor

Figura 10. Fluido Espumado



Fuente: El autor

²Lizcano, Silvia.2011. "Estudio de factibilidad técnico y económica para la estimulación de pozos con fracturamiento hidráulico utilizando fluidos energizados en pozos de un campo colombiano". Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander.

1.5 MATERIALES DE SOPORTE DE FRACTURAS HIDRÁULICAS

Desde la década de 1940, los trabajos de fracturamiento hidráulico comenzaron su etapa de mejoramiento y desarrollo ya que, desde sus inicios, se creaban fracturas hidráulicas bombeando fluido a grandes presiones sin material granular que las soportara, lo cual impedía mantener abierto el canal conductivo creado desde la formación productora hasta la cara de pozo. Esto se veía reflejado en la disminución rápida de la producción después del tratamiento, quedando el pozo en condiciones muy parecidas a las originales. Al observar esta respuesta de producción al tratamiento, se introdujo la técnica de inyectar una lechada de fracturamiento constituida básicamente por una mezcla de fluido fracturante y material granular como agente de soporte en la fractura. Estos agentes de soporte son llamados propantes o apuntalantes. La figura 11 presenta una muestra de material propante utilizado en fracturamiento hidráulico.

Figura 11. Material Propante



Tomado de: BJ Services

En el momento en que los esfuerzos de cierre comienzan a actuar sobre la fractura inducida, el material propante soporta y mantiene abierto el canal conductivo creado, permitiendo una mayor capacidad de flujo desde el yacimiento hacia la cara del pozo.

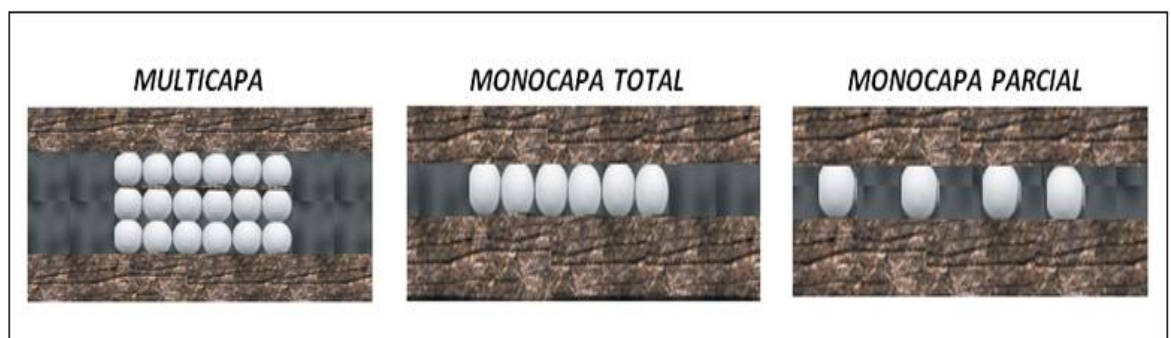
Dependiendo de la selección del material propante, se pueden obtener valores altos de permeabilidad de la fractura, de los cuales depende, a ciencia cierta, el resultado del tratamiento. En otras palabras, el uso de material propante es esencial debido a que:

- Ayuda a mantener abierta la fractura.
- Hace que la fractura actúe como un canal de alta permeabilidad dentro de la formación.
- Poseen suficiente resistencia a la compresión, (dependiendo de la formación a la que se vaya a aplicar).

1.5.1 Concentración del material propante dentro de la fractura

Es definida como la masa de material de soporte en la fractura por unidad de área. La concentración superficial de los propantes dentro de la fractura se expresa en Lb/ft^2 . De acuerdo a la concentración del material de soporte en la fractura, se puede obtener una permeabilidad de fractura empaquetada, que depende de cómo es la distribución del material de soporte. La figura 12 presenta las tres posibles distribuciones de material propante dentro de una fractura hidráulica.

Figura 12. Distribución de propante en una fractura hidráulica



Fuente: El autor

1.5.2 Conductividad de fractura

La conductividad de fractura es la capacidad de la misma para transportar el fluido del yacimiento al pozo. También es llamada “capacidad de flujo de fractura”. Es de suma importancia para el éxito de una operación porque de ella depende el índice de productividad obtenido después del tratamiento.

Numéricamente, la conductividad de fractura puede ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$C_f = K_{frac} * W_{frac}$$

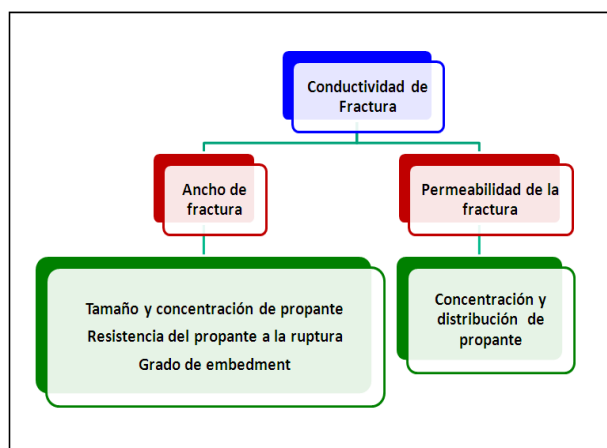
Donde:

K_{frac} Permeabilidad de fractura (md).

W_{frac} Ancho de fractura (ft).

La concentración y características del material propante, así como algunas propiedades de la formación, inciden directamente sobre la permeabilidad y el ancho del canal conductivo; de estos dos factores depende el valor obtenido de conductividad de fractura. La figura 13 presenta un esquema de esta dependencia.

Figura 13. Dependencia de la Conductividad de fractura

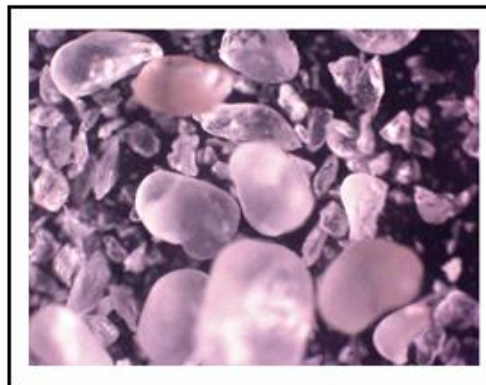


Fuente: El autor

De acuerdo al esquema anterior, para que una fractura hidráulica cuente con una buena conductividad, es necesario aumentar la concentración de material propante inyectado para obtener fracturas más anchas y con mejores valores de permeabilidad, así como propantes de mayor tamaño, que contribuyan a incrementar el ancho de fractura apoyada.

Paralelo a esto, se debe tener en cuenta la resistencia del material a esfuerzos compresivos, debido a que un propante con baja resistencia a la ruptura, experimentará un aplastamiento o crushing a medida que el esfuerzo mínimo o de cierre vaya actuando sobre la fractura (ver figura 14). Por esto, se debe conocer la magnitud de los esfuerzos que actuarán sobre la fractura hidráulica creada para, de esta manera, escoger el tipo de propante con la suficiente resistencia para finalizar con éxito el tratamiento.

Figura 14. Material propante después del crushing



Tomado de: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production – Michael J. Economides

Por último, el grado de embedment (también llamado “grado de incrustamiento”), está estrechamente asociado a las propiedades geomecánicas de la formación, es decir, con el módulo de Young de las rocas fracturadas.

El módulo de Young representa básicamente la rigidez de un material (en este caso las rocas) al encontrarse sometido a esfuerzos. De esta manera, si una roca tiene un alto módulo de Young, se comportará de manera rígida y no permitirá que el material propantese incruste en ella, lo que favorecerá la conductividad de fractura, pues el ancho de canal se mantendrá. En contraste, si una roca tiene un bajo módulo de Young, se comportará como un material maleable y permitirá que el propante se incruste en ella, disminuyendo el ancho de fractura y consecuentemente, la conductividad de la misma. La figura 15 ilustra este aspecto.

Figura 15. Embedment del material propante en la formación



Tomado de: BJ Services

1.5.3 Conductividad adimensional de fractura

La conductividad de fractura proporciona un valor determinado de la facilidad con la cual los fluidos pueden ir desde el yacimiento hasta la cara de pozo, a lo largo de la fractura hidráulica. Sin embargo, este valor debe ser comparado con el valor de conductividad de la formación original, para justificar la realización de un fracturamiento hidráulico.

Por lo anterior, en muchas ocasiones se hace alusión a la conductividad adimensional de fractura, la cual ha sido definida por Economides como³ la relación existente entre la conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación. Esta relación está dada por:

$$C_{fD} = \frac{w * K_{frac}}{\pi * K * X_{frac}} = \frac{C_{frac}}{\pi * K * X_{frac}}$$

Donde:

- W** Ancho de fractura (ft)
- K_{frac}** Permeabilidad de la fractura (md)
- K** Permeabilidad de la formación (md)
- X_{frac}** Longitud media de la fractura (ft)

El siguiente criteriopuede ser utilizado para estimar la efectividad de un fracturamiento hidráulico, a partir del valor obtenido de conductividad adimensional de fractura⁴:

Tabla 2. Efectividad de un fracturamiento hidráulico⁴

CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL	EFFECTIVIDAD
$C_{fD} < 10$	Fracturamiento Pobre
$10 < C_{fD} < 50$	Fracturamiento Bueno a Excelente
$C_{fD} > 50$	Fracturamiento Excelente

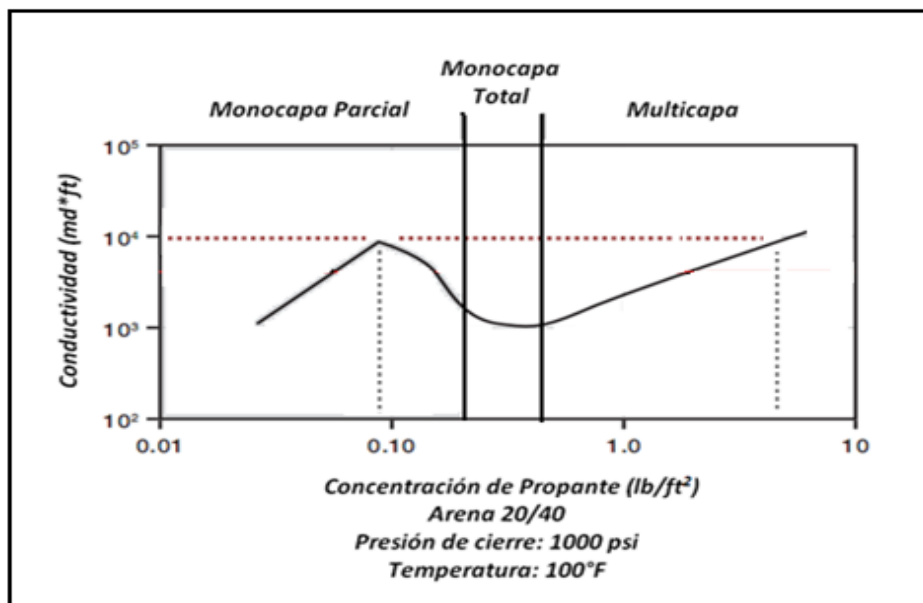
³ J.C. Gottschling. 2005. "Analysis of Non-API Industrial Sands for Use in Hydraulic Fracturing". Paper SPE 106365.

⁴ Ortiz, Olga. 2010. "Pozos Hidráulicamente Fracturados". Universidad Industrial de Santander.

1.5.4 Variación de la conductividad con la concentración de material propante

Estudios previos realizados por Van Poolen, en 1958, mostraron que la capacidad de flujo en fracturas hidráulicas incrementaba con un tamaño determinado de propante y con el aumento del número de capas del mismo. Además, por primera vez se afirmó que⁵ las fracturas apoyadas por monocapas parciales de propante tienen un alto grado de conductividad. Paralelo a esto, Darin y Huitt, en 1959, propusieron una evaluación y descripción detallada de la capacidad de flujo en fracturas hidráulicas, basados en evaluaciones de permeabilidad de fractura con distribuciones multicapa, monocapa total y monocapa parcial. Los resultados de esta evaluación se ilustran en la gráfica 1.

Gráfica 1. Variación de la conductividad con la concentración de material propante



Modificado de: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production – Michael J. Economides

⁵S. R. Darin, J.L, Huitt. "Effect of a Partial Monolayer of Propping Agent On Fracture Flow Capacity". Paper 219-1

En este caso, para la arena Ottawa tamaño 20/40, la mínima concentración de propante requerida para obtener una conductividad de fractura de 10.000 md*ft es aproximadamente 0.1 lb/ft². Sin embargo, este valor de conductividad puede ser igualado utilizando una concentración aproximada de 4lb/ft², lo que corresponde a una distribución multicapa de propante. En contraste, se observa que la conductividad alcanzada con distribuciones monocapa total es bastante baja. Esto se presenta debido a que, aunque la fractura tiene un ancho igual al diámetro de la partícula, sin vacíos restantes en los cuales partículas adicionales puedan incluirse (igual que en distribuciones monocapa parcial), no hay espacios vacíos que permitan el paso de fluidos entre las partículas de propante, lo cual disminuye significativamente la conductividad de la fractura.

Si solo se tienen en cuenta los valores de conductividad y concentración obtenidos, la decisión de empaquetar fracturas con distribuciones monocapa parcial será la más económica, pues es la que menor cantidad de material propante requiere. No obstante, es importante observar que esta distribución no aplica para fracturas hidráulicas verticales, dado que las tasas de sedimentación de las partículas no permiten este tipo de empaquetamiento.

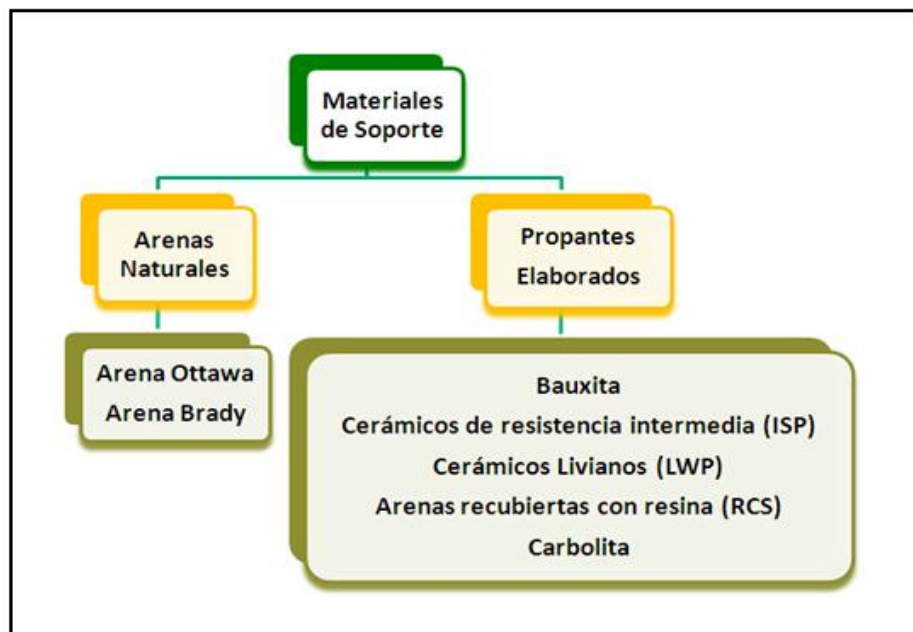
En resumen, la gráfica de conductividad de fractura vs. Concentración de propante, propuesta por Darin y Huitt, no presenta un comportamiento lineal, lo cual indica que existe más de un valor de concentración de propante con el cual se puede obtener el mismo valor de conductividad de fractura. Además, la máxima conductividad de fractura obtenida con la menor concentración de propante, está en fracturas hidráulicas con distribución monocapa parcial. Por último, la decisión de empaquetar fracturas con distribuciones monocapa parcial o multicapa, debe considerar la magnitud y el régimen de esfuerzos actuando sobre la fractura: si se tiene un régimen de esfuerzos normal o transcurrente, se tendrán fracturas verticales y por lo tanto se recomienda empaquetar con distribuciones multicapa; si, en cambio, se tiene un régimen de

esfuerzos inverso, en el que la fractura hidráulica creada es horizontal, el canal puede ser empaquetado con distribuciones monocapa parcial (menor cantidad de propante utilizado) o con distribuciones multicapa.

1.5.5 Materiales de soporte convencionales

El material de soporte comúnmente utilizado en la industria petrolera, para operaciones de fracturamiento hidráulico, es la arena. No obstante, actualmente existen cerca de cincuenta diferentes tipos de propantes de distintos tamaños y composiciones. El siguiente esquema muestra las dos principales categorías en las que se pueden agrupar los materiales de soporte.

Figura 16. Materiales de soporte de fracturas hidráulicas



Fuente: El autor

- **Arena**

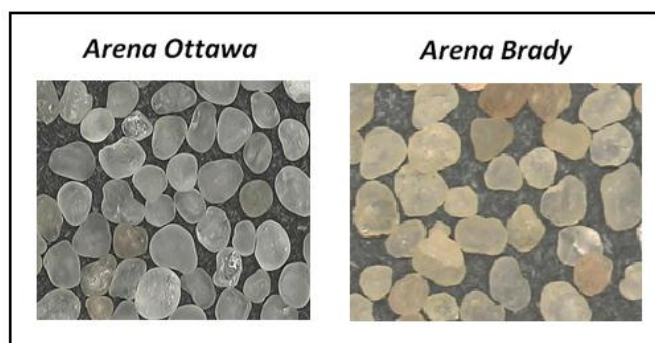
El primer material utilizado como agente de sostén, en 1950, fue la arena extraída del río Arkansas, la cual fue sustituida unos años más tarde por la arena Ottawa, proveniente de la formación Saint Peter, Illinois, Estados Unidos.

Según la norma API RP 56,1983 y la norma ISO 13503-2, 2006, las arenas pueden clasificarse en dos grupos: Arena Ottawa y arena Brady. Sin embargo, otros tipos de arena son utilizados en diferentes países como Brasil, Rusia y Arabia Saudita, calificadas también por el American Petroleum Institute como arenas para fracturamiento hidráulico.

La arena Ottawa, también conocida como arena del norte, arena blanca o arena Jordan, es extraída principalmente de los depósitos St. Peter, Jordan y Wonewoc, ubicados en el medio oeste de Estados Unidos. Son arenas monocristalinas y tienen granos muy fuertes en comparación con las demás arenas. Se caracterizan por tener alto grado de esfericidad, redondez, blancura, alta pureza y baja solubilidad en ácido.

La arena Brady, también llamada arena marrón, es uno de los materiales de sostén más económicos y utilizados, sobre todo en Norteamérica. Es extraída de los afloramientos de la formación Hickory, cerca a Brady, Texas. Son arenas policristalinas: cada grano está compuesto por múltiples cristales unidos. Tienen una forma más angular y un mayor grado de impurezas comparada con la arena Ottawa, de ahí su color más oscuro. Sin embargo, son procesadas para obtener un propano de mejor calidad.

Figura 17. Arenas de fracturamiento



Tomado de: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production – Michael J. Economides

- **Bauxita**

La bauxita es un propante elaborado que contiene Corundum, un material con alta dureza, lo cual ofrece una gran resistencia a altas presiones y temperaturas en pozos profundos. Tiene un costo relativamente alto, por lo tanto, su uso está generalmente enfocado a pozos con presiones de cierre muy altas: mayores a 10.000 psi. Debido a su alta densidad, se utilizan pequeños tamaños de grano para mejorar la capacidad de transporte del propante.

Figura 18. Bauxita



Tomado de: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production – Michael J. Economides

- **Cerámicos de resistencia intermedia**

Conocidos generalmente como ISP (intermediate-strength proppants). Fueron introducidos como materiales de soporte en el año 1982. Son propantes manufacturados con una menor resistencia que la bauxita sinterizada. Sin embargo, son usados en formaciones con presiones de cierre entre 8.000 y 12.000 psi. Además, presentan una buena redondez y esfericidad.

Figura 19. Propantes de resistencia intermedia



Tomado de: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production – Michael J. Economides

- **Cerámicos Livianos**

También conocidos como Lightweight Ceramic Proppant (LWP). Están compuestos por Mullita, que es un aluminosilicato de gran dureza. Sin embargo, no alcanzan a ser tan resistentes como la bauxita o los ISP. El proceso de fabricación de este material le proporciona un alto grado de esfericidad, lo cual se traduce en una buena conductividad, comparada con las arenas. Convencionalmente, estos cerámicos son utilizados en formación con presiones de cierre entre 6.000 y 10.000 psi; también pueden usarse en aplicaciones poco profundas con presiones de cierre menores, por lo cual, al ser comparados con las arenas, proporcionan una mayor conductividad de fractura.

Figura 20. Cerámicos Livianos



Tomado de: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production – Michael J. Economides

- **Propantes con recubrimiento de resina**

Con el objetivo de solucionar problemas de fragilidad de arenas, se llevan a cabo procesos de recubrimiento con resina, en los cuales, cada grano es encapsulado para mejorar su resistencia. Lo que se hace es someter a presión los granos de arena y luego encapsularlos, evitando así que los granos pequeños fragmentados se apiñen en la garganta de poro y en los canales de flujo.

La resina mejora las propiedades del propante y reduce la angularidad del grano. Este tipo de propantes tiene más alto grado de conductividad a elevadas presiones de confinamiento que los propantes sin recubrimiento. Son conocidos como RCS (ResinCoatedSands).

Figura 21. Arenas recubiertas con resina

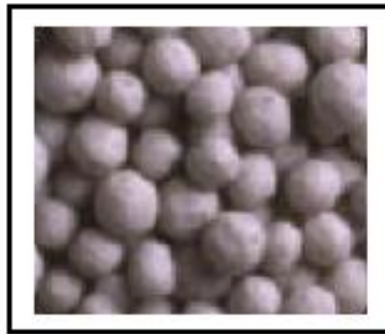


Tomado de: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production – Michael J. Economides

- **Carbolita**

Es un propante cerámico compuesto principalmente por mulita, dióxido de silicón (vidrio amorfo) y sílice. Tiene un alto grado de redondez y esfericidad y puede utilizarse en formaciones con presiones de cierre de hasta 7.500 psi, rango en el que también podrían utilizarse las arenas y los RCS.

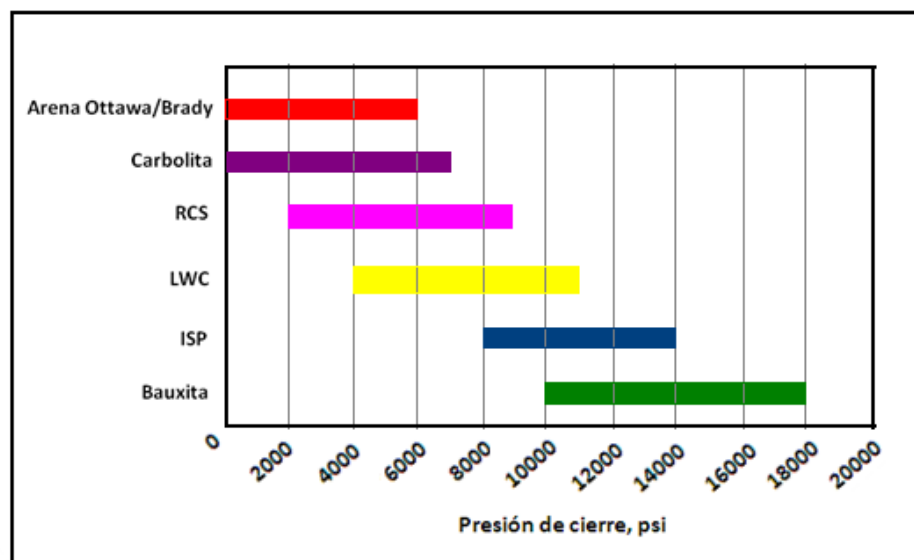
Figura 22. Carbolita



Tomado de www.carboceramics.com

Los propantes convencionales pueden encontrarse en distintos tamaños y aunque la mayoría de ellos son elaborados con materiales cerámicos, muchas veces son sometidos a recubrimiento con resina para aumentar su resistencia al crushing. La gráfica 2 presenta los valores de resistencia a esfuerzos de cierre en la fractura, evidenciando un rango de aplicación bastante amplio para este tipo de materiales.

Gráfica 2. Rangos de aplicación para propante tamaño 20/40



Fuente: El autor

2. MATERIALES DE SOPORTE ULTRALIVIANOS

2.1 DEFINICIÓN DE PROPANTES ULTRALIVIANOS

Los propantes ultralivianos (ultra-lightweight Proppants - ULWP) son nuevos materiales de soporte manufacturados, cuya densidad es baja (no mayor a 2.02 g/cm^3) comparada con los agentes de sostén convencionales. Diferentes tipos de propantes han sido desarrollados para aplicaciones de fracturamiento hidráulico, no obstante, los principales tipos de propantes ultralivianos serán descritos a continuación.

2.2 TIPOS DE PROPANTES ULTRALIVIANOS

2.2.1 ULWP - 1.25

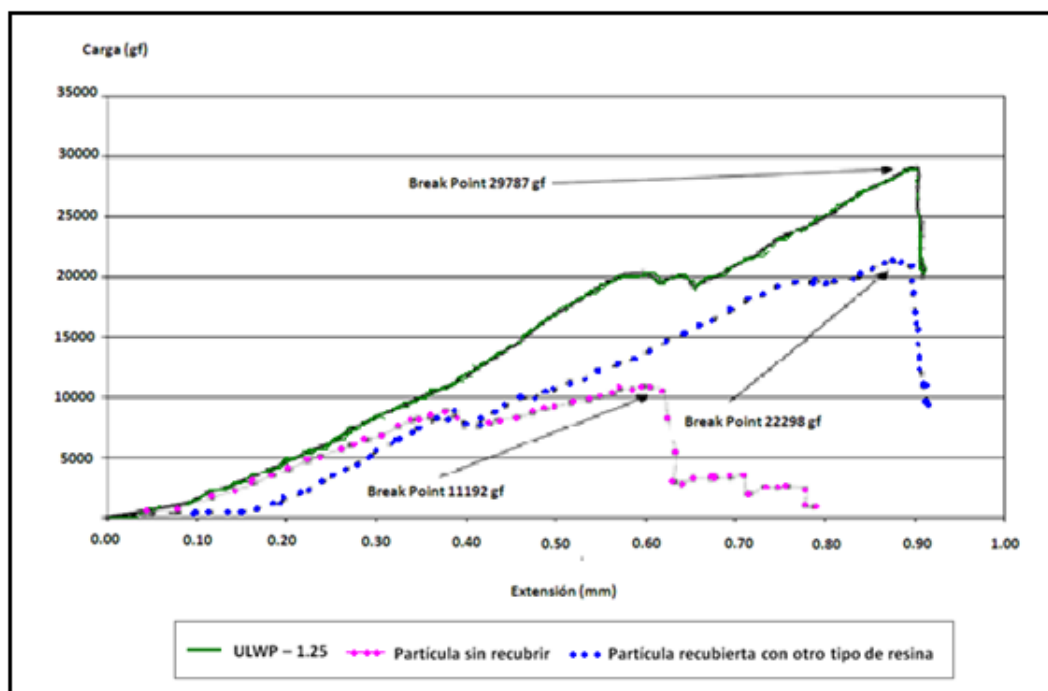
Son cáscaras de nuez modificadas químicamente, recubiertas y endurecidas con resina, la cual penetra el espacio poroso y enreda la estructura del cascarón, aumentando la resistencia total de la partícula.

Estudios previos de laboratorio realizados por la universidad de Oklahoma muestran que, al someter a presión una partícula de cáscara de nuez sin recubrir, ésta presenta un punto de ruptura mucho menor que al ser recubierta con algún tipo de resina. La gráfica 3 muestra los resultados de la prueba de resistencia para partículas ULW-1.25, donde la curva correspondiente a las partículas de cáscara de nuez sin recubrir presenta un punto de ruptura (break Point) a 11.192 gf (24.67 Lbf). Paralelo a esto, si la partícula se encuentra recubierta con resina epóxica, el punto de ruptura se da a 29.787 gf (65.65 Lbf), incrementando la resistencia en un 170%. Por último, la curva correspondiente a las partículas recubiertas con otro tipo de resina (diferente a la resina epóxica utilizada en ULWP-1.25), muestra el incremento de la resistencia en un 50%. Estos aumentos en la resistencia del material demuestran una gran

adhesión de cadenas de polímeros dentro de la matriz de los cascarones de nuez y permiten asegurar que las partículas ULW-1.25 proporcionan paquetes de propante aplicables a formaciones con presiones de cierre de hasta 7000 psi.

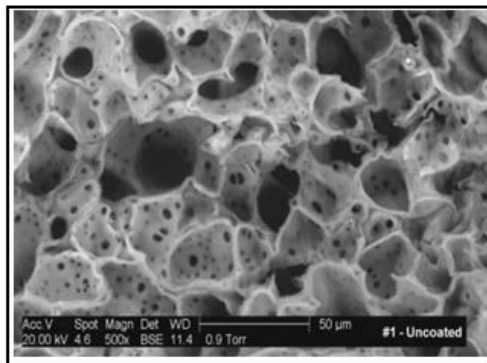
En las figuras 23 y 24 se muestra la estructura porosa de la cascara de nuez, a escala microscópica, antes y después del recubrimiento con resina. En adición, la figura 25 muestra el aspecto de las partículas ULW-1.25 a mayor escala. Actualmente, este tipo de propante es conocido como Liteprop 125 y Liteprop 125c (si las partículas son recubiertas con resina) y son elaborados por la compañía BJ Services.

Gráfica 3. Prueba de Ruptura - Propante Ultraliviano 125



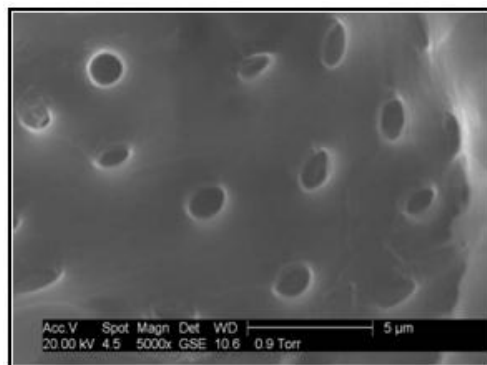
Modificado de: SPE 84308

Figura 23. Estructura porosa cascarones de nuez antes del recubrimiento con resina



Tomado de: SPE 84308

Figura 24. Estructura porosa cascarones de nuez después del recubrimiento con resina



Tomado de: SPE 84308

Figura 25. Propante ultraliviano 1.25



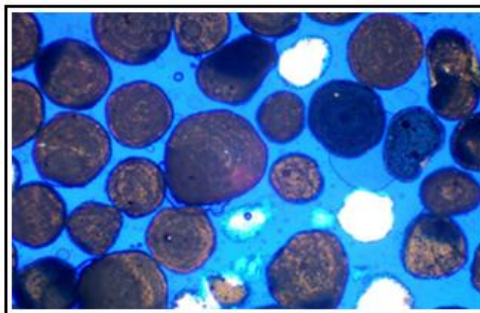
Tomado de: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production – Michael J. Economides

2.2.2 ULWP - 1.75

Son partículas cerámicas porosas que usan una novedosa tecnología de resina, la cual recubre y protege el espacio poroso de la invasión de líquidos. Es decir, estos materiales se basan en el aire encapsulado dentro de la porosidad del cerámico para lograr una mayor flotabilidad. En la figura 26 se muestran partículas ULW-1.75 rodeadas por resina. El proceso de recubrimiento está diseñado para permanecer en el diámetro exterior de la partícula sin penetrar en ella; si la invasión de líquidos ocurre,

la gravedad específica del material se verá afectada e incrementará aproximadamente hasta 2.3. El objetivo principal del proceso de recubrimiento es incrementar significativamente la resistencia al crushing y preservar la calidad de las partículas, una vez colocadas en el fluido de transporte.

Figura 26. Partículas ULW-175 recubiertas con resina



Tomado de: SPE 84308

2.2.3 ULWP - 1.50

Son partículas de composición plástica, que pueden ser transportadas efectivamente por espumas y geles ligeros debido a su baja gravedad específica ($\gamma = 1.5$). Es conocido comercialmente como Liteprop 150 y elaborado por la compañía BJ Services.

Figura 27. Propante ultraliviano 1.50

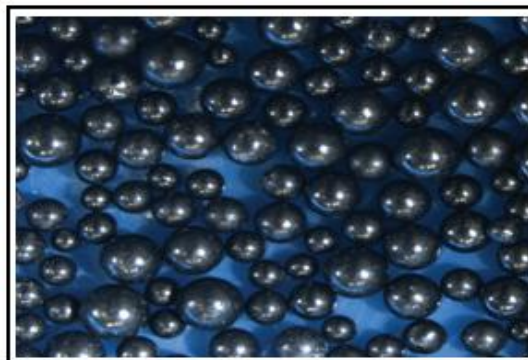


Tomado de: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production – Michael J. Economides.

2.2.4 ULWP - 1.08

Son materiales tratados térmicamente (nanocompuestos termoestables) que han sido introducidos recientemente como propantes ultralivianos. Actualmente son conocidos como Liteprop 108 y Liteprop HP 180 (para aplicaciones de fracturas mono capa parcial) de la compañía de servicios BJ Services. Debido a su baja densidad, proporcionan un mayor volumen de paquete de propante por unidad de masa, guardando una relación 1:2.5 con respecto a la arena convencional. En otras palabras, una libra de este propante llena el mismo espacio (volumen) que dos libras y media de arena, lo cual se traduce en una ventaja al momento de transportar y colocar el propante a lo largo de la fractura.

Figura 28. Propante ultraliviano 1.08



Tomado de: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production – Michael J. Economides.

2.2.5 ULWP – 2.02

Son partículas cerámicas porosas recubiertas con resina, similares a las partículas ULW-1.75, pero con una mayor gravedad específica ($\gamma = 2.02$). Constituyen el tipo de propante ultraliviano con mayor densidad. Una ilustración de este tipo de material de sostén es presentada en la figura 29, donde se observa un alto grado de redondez y esfericidad de las partículas ULW-2.02.

Figura 29. Propante ultraliviano 2.02



Tomado de: Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production – Michael J. Economides.

2.2.6 Monoprop

Material de sostén patentado por Halliburton, cuya gravedad específica es de 1.08. Este tipo de propante es utilizado para aplicaciones de monocapa parcial. La figura 30 ilustra este tipo de propante.

Figura 30. Monoprop suspendido en fluido de fractura



Tomado de: www.halliburton.com/H06228.pdf

2.3. VELOCIDAD DE SEDIMENTACIÓN DE PARTÍCULAS DE PROPANTE

En operaciones de fracturamiento hidráulico ocasionalmente se obtienen distribuciones poco uniformes de material propante dentro de la fractura, debido a las altas tasas de sedimentación de las partículas. Es por esto que la **Ley de Stokes**, que determina la velocidad de decantación de las partículas, es de gran utilidad en el momento de comparar los tipos de materiales convencionales y ultralivianos.

Matemáticamente, la ley de Stokes se expresa de la siguiente manera:

$$V = 1.15 * 10^3 \left(\frac{d^2_{prop}}{\mu_{fluido}} \right) (GE_{prop} - GE_{fluido})$$

Donde:

V velocidad de sedimentación de las partículas de propante

d diámetro de la partícula de propante

μ viscosidad del fluido

GE gravedad específica del propante y del fluido

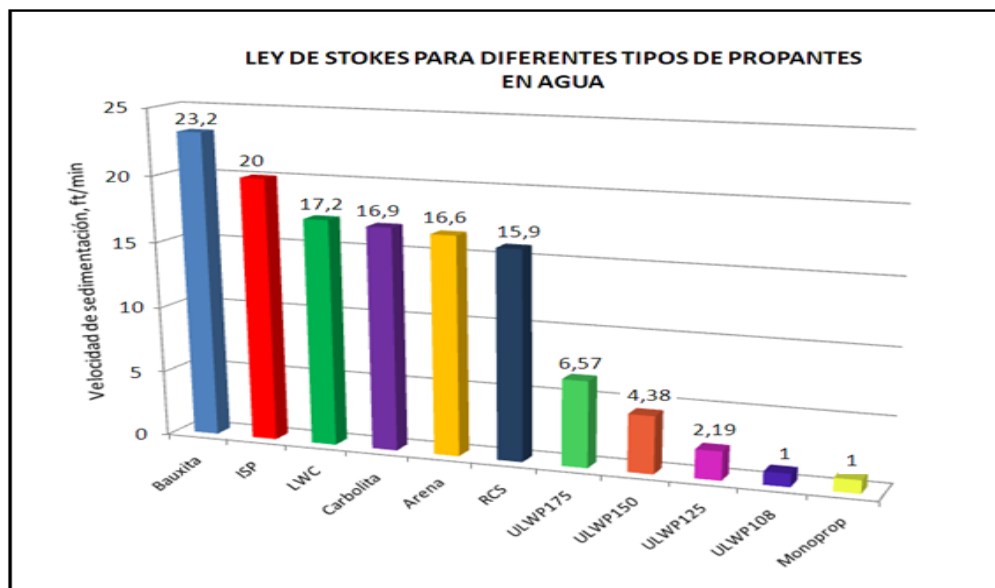
De acuerdo a la anterior expresión, se puede decir que la velocidad de sedimentación tiene una relación directa con la gravedad específica y el diámetro de las partículas. Es decir, a mayor tamaño y gravedad específica del material propante, más rápidamente caerá al ser inyectado en la fractura. La tabla 3 y la gráfica 4 presentan los valores de gravedad específica para cada tipo de propante y una comparación entre las velocidades de caída para propantes convencionales y ultralivianos, respectivamente.

Tabla 3. Gravedad específica para diferentes tipos de propantes

	ULWP's	Convencionales	
	ULWP-1.25 GE=1.25	Arena GE=2.65	
	ULWP-1.08 GE=1.08	Bauxita GE=3.55	
	ULWP-1.50 GE=1.50	RCS GE=2.55	
	ULWP-1.75 GE=1.75	LWC GE=2.71	
	ULWP-2.02 GE=2.02	ISP GE=3.27	
	Monoprop GE=1.08	Carbolita GE=2.714	

Fuente: El autor

Gráfica 4. Velocidades de sedimentación para propantes convencionales y ultralivianos

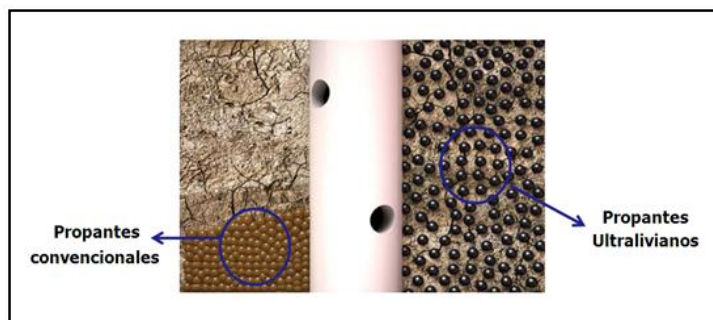


Fuente: El autor

Los anteriores valores son determinados utilizando material propante convencional y ultraliviano tamaño 20/40. Sin embargo, es importante aclarar que al utilizar otro tamaño de propante se obtendrán valores diferentes en las tasas de caída de las partículas, aún cuando sea el mismo tipo de material. Si (por ejemplo) se utilizara una carbolita tamaño 12/18 muy seguramente se obtendría una velocidad de sedimentación mayor que 16.9 ft/min, por tener un mayor diámetro de partícula; en contraste, si se utilizara una carbolita tamaño 30/50 el valor de velocidad de caída sería menor a 16.9 ft/min, pues tiene un menor diámetro que la carbolita 20/40 . En otras palabras, se conserva la proporcionalidad directa entre el tamaño y las tasas de sedimentación de las partículas.

Teniendo en cuenta las figuras 34 y 35, se puede observar que la clave de los propantes ultralivianos está en su baja gravedad específica, permitiendo ser transportados más profundo dentro de la fractura, distribuidos con una mayor uniformidad (ver figura 31) y proporcionando mayor longitud efectiva de fractura.

Figura 31. Distribución del material propante en una fractura hidráulica



Modificado de: BJ Services

Por otra parte, los bajos valores de gravedad específica inciden en la cantidad de masa necesaria para llenar la fractura hidráulica creada: si se tiene una cantidad de masa de propante convencional para llenar un volumen determinado de fractura, esta fractura también podrá ser llenada por material ultraliviano utilizando menor cantidad de masa que la que se usa

convencionalmente; es así como el término **Densidad Bulk** adquiere importancia en el estudio de los materiales de sostén ultralivianos. La tabla 4 presenta los diferentes tipos de material propante con sus respectivos valores de densidad bulk.

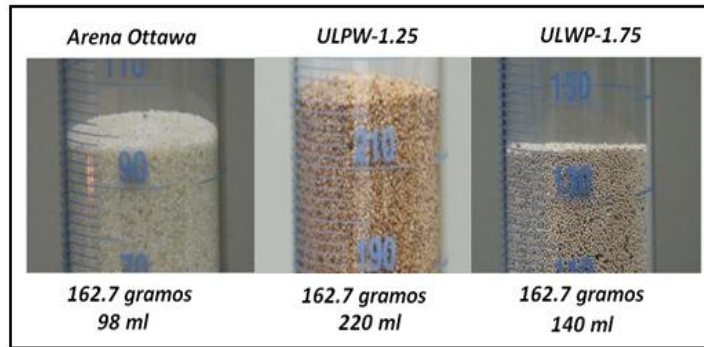
Tabla 4. Densidad bulk para propantes convencionales y ultralivianos

Propante	Densidad Bulk (g/cm ³)	Densidad Bulk (lb/ft ³)
Arena	1.65	103
Bauxita	2.00	124,85
RCS	1.53	95,51
LWC	1.57	98
ISP	1.88	117,36
Carbolita	1.57	98
ULWP-1.25	0.74	46,19
ULWP-1.75	1.25	78
ULWP-1.50	0.87	54,31
ULWP-1.08	0.66	41,2

Fuente: El autor

Teniendo en cuenta que la densidad bulk es la masa de propante que llena un volumen unitario y que permite conocer la cantidad de material necesaria para llenar un volumen determinado de fractura (el volumen de fractura incluye el volumen de propante y el volumen vacío), se puede decir que una ventaja de los propantes ultralivianos es la baja densidad bulk, por lo que se necesita transportar menos masa de material, comparado con los propantes convencionales, para llenar el mismo volumen de fractura. Lo anterior puede ejemplificarse en la figura 32, en la cual fotografías de cilindros graduados son mostradas para comparar arena Ottawa, ULWP-1.25 y ULWP-1.75.

Figura 32. Cilindros con igual masa de material propante



Fuente:SPE 84308

Los anteriores datos permiten establecer una relación 2:1 (en volumen) entre el propante ultraliviano 1.25 y la arena Ottawa y 1.5:1 entre el propante ultraliviano 1.75 y la arena Ottawa. La relación entre la arena Ottawa y cada tipo de propante ultraliviano es presentada en la tabla 5, en la cual se muestra que por cada libra de propante ultraliviano 1.25 se necesitan 2 libras de arena Ottawa para llenar el mismo volumen de fractura; de la misma forma, por cada libra de ULWP-1.75, ULWP-1.50 y ULWP-1.08, se necesitan 1.5, 1.9 y 2.5 libras de arena Ottawa respectivamente.

Tabla 5. Relación en masa entre propantes

Propante	Relación en masa ULWP/ Arena
ULWP-1.25	2:1
ULWP-1.75	1.5:1
ULWP-1.50	1.9:1
ULWP-1.08	2.5:1

Fuente: El autor

Relacionar los datos de densidad bulk permite conocer la reducción en masa de cada propante ultraliviano comparado con propantes convencionales, lo cual

se traduce en menores costos de material propante para un tratamiento de estimulación.

2.4 VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL USO DE PROPANTES ULTRALIVIANOS

2.4.1 Ventajas

- Tienen bajas tasas de sedimentación, permitiendo una distribución más uniforme del material propante, comparados con los agentes de sostén convencionales.
- Debido a su baja densidad, los propantes ultralivianos requieren menor cantidad de masa para llenar un volumen de fractura igual al volumen cubierto por propantes convencionales.
- Pueden ser transportados más profundo dentro de la fractura, proporcionando mayor longitud de fractura empaquetada.
- Al aumentar la longitud de fractura empaquetada, se tendrá un área mayor de la zona productiva expuesta por lo que se incrementará la productividad en yacimientos de baja permeabilidad.
- Pueden ser transportados por espumas y geles ligeros. Sin embargo, son compatibles con la mayoría de los fluidos de fractura.
- Reducen la complejidad de los fluidos de fractura, permitiendo la utilización de fluidos con menores viscosidades, menores

concentraciones de aditivos y reduciendo los daños ocasionados por el gel.

- No requieren altas velocidades del fluido para ser transportados, lo que permite reducir los caudales de bombeo, las potencias requeridas y como consecuencia, los costos del tratamiento.

2.4.2 Limitaciones

- No aplican a tratamientos con presiones de cierre mayores a 8000 psi.
- Para el Liteprop 125c, si la temperatura estática de fondo de pozo es menor a 110°F (43°C) requiere un nuevo recubrimiento con resina.

3. EVALUACIÓN DE PROPANTES ULTRALIVIANOS CON BASE EN LA NORMA API RP 19C ISO 13503-2:2008

3.1 PROPANTES EVALUADOS

Con el objetivo de analizar la factibilidad de aplicación de propantes ultralivianos en operaciones de fracturamiento hidráulico, se llevaron a cabo pruebas de laboratorio en el Instituto Colombiano del Petróleo - ICP, con base en la norma API RP 19C ISO 13503-2:2008 para propantes convencionales. Las muestras de propante, corresponden a los siguientes cuatro tipos de materiales de soporte ultralivianos:

Figura 33. Propantes evaluados



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

3.2. FUNDAMENTO TEÓRICO DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

3.2.1 Tamizado

La primera prueba realizada por el laboratorio de daños a la formación es la prueba de tamizado, de acuerdo con la metodología de la norma API RP 19C ISO 13503-2:2008. Esta prueba se realiza con el fin de verificar si las partículas de propante se encuentran en el tamaño especificado de la muestra. La tabla 6 presenta la recomendación del juego de tamices a utilizar en la determinación de la granulometría para cada muestra a evaluar.

Tabla 6. Mallas recomendadas para las pruebas de tamizado

Designaciones típicas de tamaño para propantes y gravas										
6/12	8/16	12/18	12/20	16/20	16/30	20/40	30/50	40/60	40/70	70/140
Pila de tamices recomendada según Norma API RP 19C/ISO 13503-2										
4	6	8	8	12	12	16	20	30	30	50
6	8	12	12	16	16	20	30	40	40	70
8	10	14	14	18	18	25	35	45	45	80
10	12	16	16	20	20	30	40	50	50	100
12	14	18	18	25	25	35	45	60	60	120
14	16	20	20	30	30	40	50	70	70	140
16	20	30	30	40	40	50	70	100	100	200
Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan

Fuente: Norma API RP 19C ISO 13503-2:2008

Si se quiere determinar, por ejemplo, la distribución de partículas de un propante tamaño 16/30, el 90% de la muestra original debe quedar por debajo de la malla 16 y por encima de la malla 30; de esta manera se verifica si las partículas se encuentran en la designación del tamaño especificado en la muestra.

3.2.1.1 Procedimiento experimental

- Se pesa una cantidad determinada de muestra de propante.
- Se introduce la muestra en la columna de tamices durante 10 minutos.
- Finalizados los 10 minutos, se retira la cantidad de muestra que queda en cada tamiz y se calcula el porcentaje el peso de la muestra en cada uno de ellos.

Figura 34. Mallas para la evaluación de la granulometría



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

3.2.2 Diámetro Promedio

Es el diámetro promedio de todas las partículas presentes en la muestra de propante. Es calculado por medio de la siguiente ecuación:

$$d_{promedio} = \frac{\sum n * d}{\sum n}$$

Donde:

d es el diámetro de tamaño intermedio

n es la frecuencia de ocurrencia

3.2.3 Diámetro Medio

El diámetro medio (D50) es el diámetro de partícula en el cual el 50% de las partículas son retenidas. Para obtenerlo, se grafica la curva de distribución de tamaño de partícula (con porcentaje acumulado) en el eje Y contra el logaritmo de abertura de malla en el eje X. Luego, se lee la gráfica al 50% de masa acumulada en el eje Y y se lee el valor correspondiente al diámetro medio en el eje X.

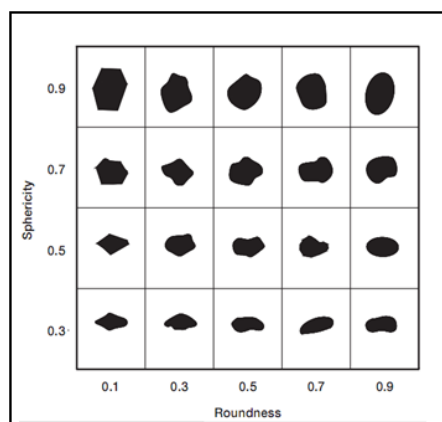
3.2.4 Esfericidad y redondez

Esta prueba tiene como objetivo evaluar qué tanto se aproxima la partícula de propante a una esfera (esfericidad) y tener una medida relativa de la forma de las esquinas y curvaturas de la partícula (redondez).

3.2.4.1 Procedimiento experimental

- Se toman 20 granos de la muestra a evaluar.
- Cada grano se ubica en la cuadrícula de un papel milimetrado y se toma una fotografía ampliada 30 veces.
- Cada grano de la fotografía se compara con el diagrama visual de Krumbien/Sloss (figura 35) para estimar el grado de redondez y esfericidad.

Figura 35. Diagrama de Krumbien/Sloss



Tomado de: Norma API RP 56

3.2.5. Densidad Bulk

La densidad bulk (de bulto) se calcula como la relación entre el peso de 100 mL de material propante a evaluar y el volumen ocupado por dicho material. En este procedimiento se utilizó una balanza de 0.01 gramos de precisión y una probeta de 100 mL graduada, para registrar los valores obtenidos de peso y volumen de propante, respectivamente.

3.2.6. Turbidez

La prueba de turbidez se basa en la observación de la falta de transparencia de un líquido, debido a la presencia de partículas de propante en suspensión.

3.2.6.1 Procedimiento experimental

- Se miden 20 mL de muestra seca de propante y se mezclan con 100 mL de agua desmineralizada.
- Se deja en reposo durante 30 minutos.
- Se agita de forma manual a una velocidad normal de agitación (según lo sugiere la norma API RP 19C ISO 13502-2:2008)
- Mediante una pipeta se toma una muestra de 10 mL de agua con partículas en suspensión
- Se determina la turbidez de la suspensión en unidades NTU (Unidades Nefelométricas de turbidez).

3.2.7. Solubilidad en ácido

Esta prueba se realiza con el objetivo de determinar la conveniencia de uso del material propante en aplicaciones donde puede entrar en contacto con ácidos. La prueba de solubilidad en ácido es un indicativo de la cantidad de materiales solubles presentes en el material propante.

El método utilizado para determinar la solubilidad en ácido es recomendado en la norma API RP 19C ISO 13503-2:2008 en la cual se utiliza una solución de HCl y HF.

3.2.7.1 Procedimiento experimental

- Se pesan 5 gramos de material propante y la muestra es agregada a 100 mL de solución ácida contenida en un recipiente de polietileno.
- Se coloca la muestra en un baño de agua a 66°C durante 30 minutos.
- Se filtra la mezcla en un equipo de filtración al vacío (utilizando papel de filtro).
- Se pesa el papel filtro con el material retenido durante el proceso y se calcula el porcentaje de la muestra solubilizada.

3.2.7.2 Observaciones

Según lo recomendado por la norma, la muestra sometida a la prueba de solubilidad en ácido debe encontrarse en su estado natural, tal y como la suministra el proveedor.

3.2.8. Aplastamiento (crushing)

Esta prueba se realiza con el fin de determinar la presión a la cual el material propante muestra excesiva generación de finos y a partir de estos resultados, establecer los rangos de presión para la aplicación de cada tipo de propante en estudio.

3.2.8.1 Procedimiento experimental

- La muestra es previamente tamizada descartando el material retenido en la primera malla y en la bandeja.

- Se calcula la masa (en gramos) de propante necesaria para la prueba utilizando la siguiente ecuación:

$$m_p = 24.7 * \rho_{bulk}$$

- La muestra es sometida a una carga de presión uniforme, hasta alcanzar un nivel de presión previamente establecido.
- La presión es aplicada a una velocidad de 2000 psi/min.
- Una vez alcanzado el nivel de presión establecido, la carga se mantiene por 2 minutos.
- Transcurridos los dos minutos, se baja la presión y se retira todo el material del portamuestras.
- Por último, la muestra de material se tamiza nuevamente para determinar la cantidad de finos generados.
- El porcentaje de finos generados en la prueba se calcula mediante la ecuación:

$$m'_{pan} = \frac{m_{pan}}{m_s} * 100$$

Donde:

m_{pan} es la masa de finos generados en la prueba, gramos.

m_s es la masa de propante usada en la prueba, gramos.

Figura 36. Equipo prueba de crushing



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

3.3. REPORTE Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

El reporte de los resultados obtenidos para las muestras de material propante ultraliviano 1.25 #14/30, ultraliviano 1.25c #14/30, ultraliviano 1.75 #20/40 y ultraliviano 1.08 #14/40, fue elaborado por el LABORATORIO DE DAÑOS A LA FORMACIÓN – SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO, del INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, por medio del SCCPL 1D0149-10-04-0006 Submission ID: 100095790. Los resultados de las pruebas y su respectivo análisis de encuentran a continuación.

3.3.1 Tamizado

Las tablas 7, 8 y 9 presentan los resultados obtenidos para el análisis de granulometría de los propantes evaluados. En complemento, las gráficas 5, 6 y 7 muestran la distribución de tamaño de partículas para los mismos materiales.

Tabla 7. Resultados prueba de tamizado para ultraliviano 1.25 y 1.25c

Descripción		125 14/30		125 C 14/30	
Número de malla	Tamaño de grano (µm)	% Retenido	% Acumulado	% Retenido	% Acumulado
12	1700	0,030	0,030	0,000	0,000
14	1400	5,868	5,898	0,010	0,010
16	1180	27,432	33,330	8,958	8,968
20	850	55,253	88,583	72,555	81,524
25	710	0,290	88,873	7,898	89,422
30	600	7,768	96,641	7,508	96,931
40	425	1,859	98,500	1,850	98,780
Pan	<425	0,800	99,300	0,550	99,300
% Retenido entre tamices designados		99,30%			

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Tabla 8. Resultados prueba de tamizado para ultraliviano 1.08

Descripción		108	
Número de malla	Tamaño de grano (µm)	% Retenido	% Acumulado
12	1700	0,000	0,000
14	1400	0,060	0,060
16	1180	0,670	0,730
20	850	48,041	48,771
25	710	0,420	49,190
30	600	38,277	87,468
40	425	4,707	92,175
50	300	6,566	99,174
Pan	<300	0,800	99,974
% Retenido entre tamices designados		99,97%	

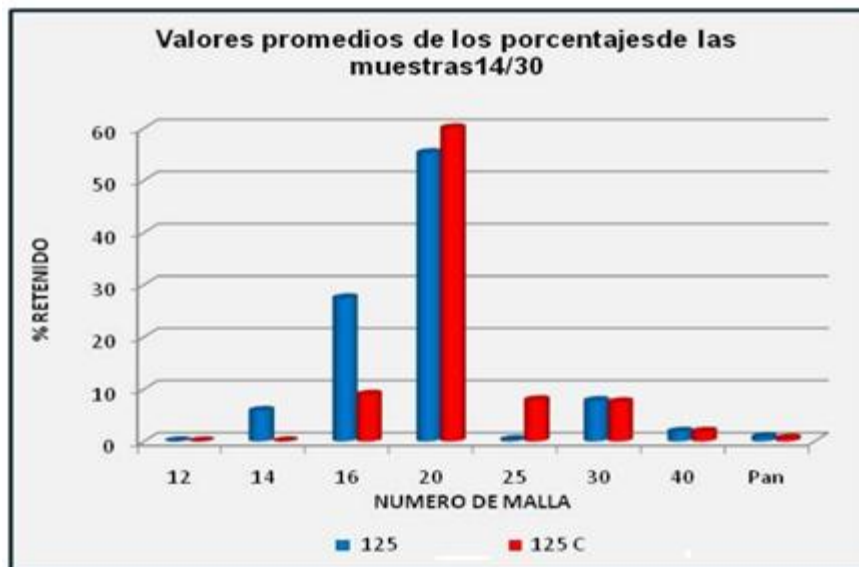
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Tabla 9. Resultados prueba de tamizado para ultraliviano 1.75

Descripción		175	
Número de malla	Tamaño de grano (µm)	% Retenido	% Acumulado
16	1180	0,040	0,040
20	850	27,175	27,215
25	710	0,410	27,624
30	600	70,446	98,070
40	425	1,240	99,310
50	300	0,070	99,380
Pan	<300	0,120	99,500
% Retenido entre tamices designados		99,50%	

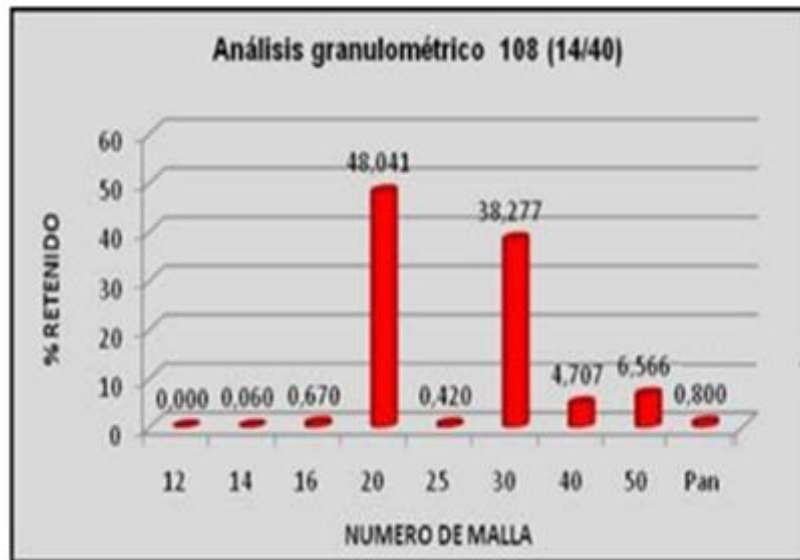
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Gráfica 5. Distribución de tamaño de partículas ultraliviano 1.25 y 1.25c



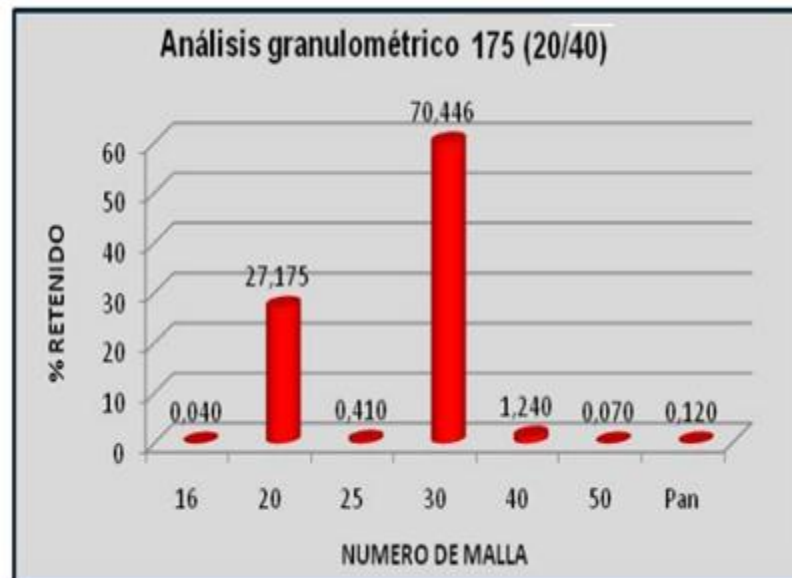
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Gráfica 6. Distribución de tamaño de partículas ultraliviano 1.08



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Gráfica 7. Distribución de tamaño de partículas ultraliviano 1.75



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

De los resultados obtenidos en las pruebas de tamizado se puede concluir que todas las muestras de propante cumplen con los parámetros de calidad exigidos, ya que según la norma API RP 19C ISO 13503-2:2008, después del

tamizado se debe recolectar por lo menos el 95.5% de la muestra inicial, y en este caso se recolectó el 99.3% para el ultraliviano 1.25 y 1.25c, el 99.97% para el ultraliviano 1.08 y el 99.50% para el ultraliviano 1.75, es decir, aproximadamente la totalidad del material utilizado para la prueba. Paralelo a esto, en el primer tamiz no debe quedar retenido más del 0.1% en peso de la muestra, y en el último no más del 1.0%, según lo establece la norma. Para cada una de las cuatro muestras, el porcentaje en peso del material retenido en la primera y en la última malla tuvo un valor inferior al establecido, verificando de esta manera que las muestras de propante pertenecen a los tamaños especificados previamente.

3.3.2 Diametro Promedio

Los resultados de esta prueba permiten determinar el diametro promedio de todas las particulas de la muestra de propante utilizada. Las tablas 9, 10, 11 y 12 muestran la manera en la que se calculo el diametro promedio para cada tipo de propante evaluado, utilizando la expresion mencionada en la seccion 3.2.2.

Tabla 10. Determinacion del diametro promedio ultraliviano 1.25

125 14/30					
Tamaño de malla	Intervalo tamaño de partícula (µm)	Tamaño intermedio entre mallas (d) (µm)	Fracción másica retenida [n]	[n * d] n.d	$\Sigma n \cdot d / \Sigma n$ (diámetro promedio)
12 a 14	1700 a 1400	300	0,03	9,00	0,195
14 a 16	1400 a 1180	220	5,87	1290,96	
16 a 20	1180 a 850	330	27,43	9052,56	
20 a 25	850 a 710	140	55,25	7735,42	
25 a 30	710 a 600	110	0,29	31,90	
30 a 40	600 a 425	175	7,77	971,00	
40 a 50	425 a 300	125	1,86	92,95	
Total			$\Sigma n = 98,50$	$\Sigma n \cdot d = 19183,79$	

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Tabla 11. Determinacion del diametro promedio ultraliviano 1.25c

125 C 14/30					
Tamaño de malla	Intervalo tamaño de partícula (µm)	Tamaño intermedio entre mallas (d) (µm)	Fracción másica retenida [n]	[n * d]n.d	$\Sigma n \cdot d / \Sigma n$ (diámetro promedio)
12 a 14	1700 a 1400	300	0,01	3,00	0,283
14 a 16	1400 a 1180	220	8,96	1970,76	
16 a 20	1180 a 850	330	72,56	23943,15	
20 a 25	850 a 710	140	7,90	1105,72	
25 a 30	710 a 600	110	7,51	825,88	
30 a 40	600 a 425	175	1,85	231,25	
40 a 50	425 a 300	125	0,55	27,50	
Total			$\Sigma n = 99,33$	$\Sigma n d = 28107,26$	

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Tabla 12. Determinacion del diametro promedio ultraliviano 1.08

108 14/40					
Tamaño de malla	Intervalo tamaño de partícula (µm)	Tamaño intermedio entre mallas (d) (µm)	Fracción másica retenida [n]	[n * d]n.d	$\Sigma n \cdot d / \Sigma n$ (diámetro promedio)
12 a 14	1700 a 1400	300	0,06	18,00	0,216
14 a 16	1400 a 1180	220	0,67	147,40	
16 a 20	1180 a 850	330	48,04	15853,53	
20 a 25	850 a 710	140	0,42	58,80	
25 a 30	710 a 600	110	38,28	4210,47	
30 a 40	600 a 425	175	4,71	823,73	
40 a 50	425 a 300	125	0,80	100,00	
50 a 60	300 a 250	50	6,57	328,30	
Total			$\Sigma n = 99,57$	$\Sigma n d = 21540,23$	

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Tabla 13. Determinacion del diametro promedio ultraliviano 1.75

175 20/40					
Tamaño de malla	Intervalo tamaño de partícula (µm)	Tamaño intermedio entre mallas (d) (µm)	Fracción másica retenida [n]	[n * d]n.d	$\Sigma n d / \Sigma n$ (diámetro promedio)
16 a 20	1180 a 850	330	27,18	8967,75	0,171
20 a 25	850 a 710	140	0,41	57,40	
25 a 30	710 a 600	110	70,45	7749,06	
30 a 40	600 a 425	175	1,24	217,00	
40 a 50	425 a 300	125	0,07	8,75	
Total			$\Sigma n = 99,34$	$\Sigma n d = 16999,96$	

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

En las pruebas de diametro promedio se puede observar que las particulas mas pequeñas corresponden al propante ultraliviano 1.75 tamaño 20/40 , ya que las particulas presentan un diametro de 0.171 µm en promedio. En contraste, las particulas de propante mas grandes corresponden al ultraliviano 1.25c tamaño 14/30 con un diametro de 0.283 µm. Sin embargo, al comparar los valores de diametro promedio para las cuatro muestras de propante evaluadas, se observa que no hay una diferencia significativa en estas medidas (son del orden de micras) y por lo tanto se considera que esta medida no compromete en alto grado la calidad de los agentes de soporte en estudio.

3.3.3 Diametro Medio

Al realizar el procedimiento descrito en el numeral 3.2.3, se obtienen las siguientes graficas de porcentaje de masa acumulada en cada tamiz vs. el tamaño de partícula. Las graficas 8, 9, 10 y 11 muestran la manera de determinar el valor del diametro medio para cada muestra de material propante evaluada.

Gráfica 8. Diámetro medio propante ultraliviano 1.25



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Gráfica 9. Diámetro medio propante ultraliviano 1.25c



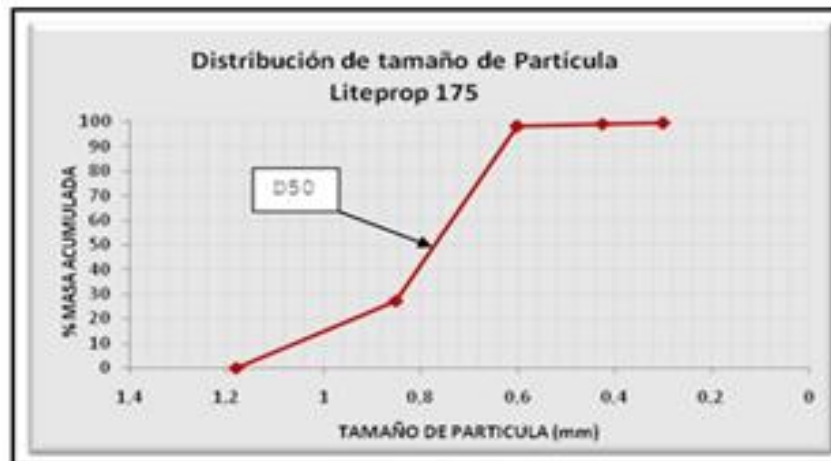
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Gráfica 10. Diámetro medio propante ultraliviano 1.08



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Gráfica 11. Diámetro medio propante ultraliviano 1.75



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Tabla 14. Diámetro Medio de partículas para cada muestra de material propante

Descripción	108	125	125C	175
Diámetro Medio de partícula(mm)	1,18	0,80	0,86	0,76

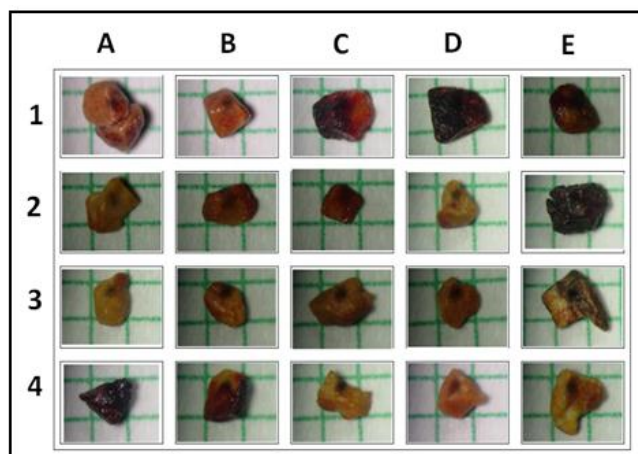
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

De los datos registrados en la tabla 13 se puede observar que el mayor diámetro en el cual el 50% de las partículas del propante se encuentran retenidas se da en la muestra de ultraliviano 1.08. La determinación del diámetro medio es un procedimiento establecido por la norma *API RP 19C ISO 13503-2:2008* para evaluar la granulometría del material propante de manera detallada, pero al igual que el diámetro promedio, se considera que esta medida no compromete en alto grado la calidad de los agentes de soporte en estudio.

3.3.4 Esfericidad y Redondez

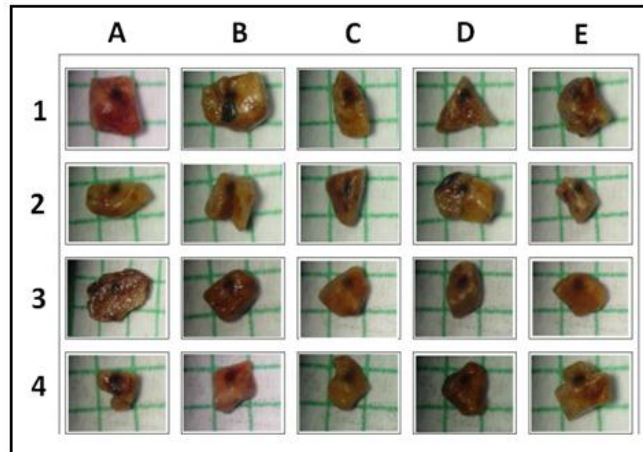
Fotografías de veinte granos tomados al azar de cada muestra de material propante en estudio, son mostradas en las figuras 37-40. En complemento, las tablas 14-17 presentan los respectivos valores de redondez y esfericidad, al comparar cada grano de la muestra con el diagrama visual de Krumbien/Sloss.

Figura 37. Fotografía granos ultraliviano 1.25



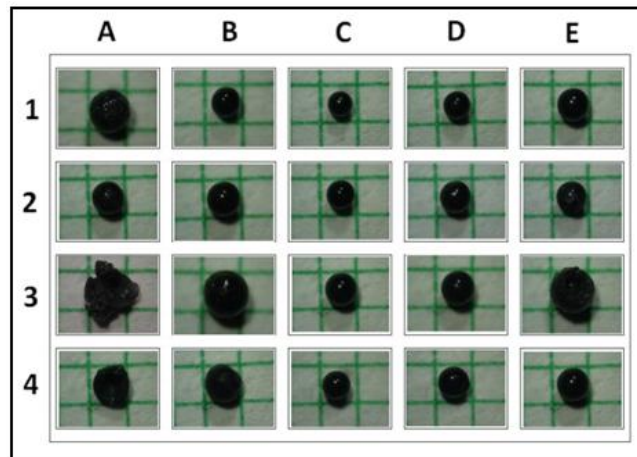
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Figura 38. Fotografía granos ultraliviano1.25c



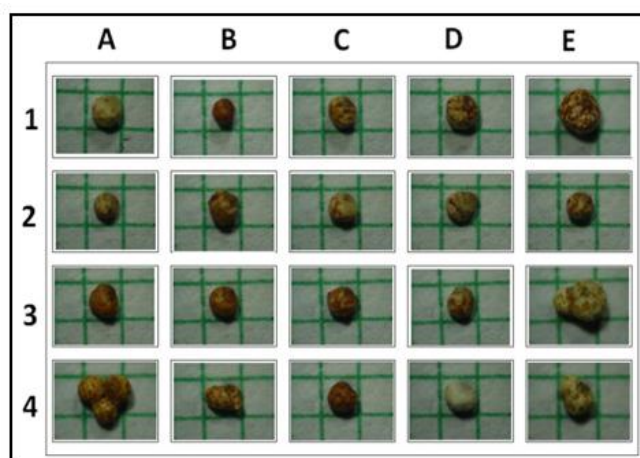
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Figura 39. Fotografía granos ultraliviano 1.08



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Figura 40. Fotografía granos ultraliviano 1.75



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Tabla 15
Esfericidad y Redondez 1.25

CELDA	ESFERICIDAD	REDONDEZ
1-A	0,9	0,3
1-B	0,9	0,1
1-C	0,7	0,5
1-D	0,7	0,3
1-E	0,9	0,5
2-A	0,7	0,1
2-B	0,7	0,5
2-C	0,9	0,1
2-D	0,7	0,5
2-E	0,3	0,5
3-A	0,5	0,3
3-B	0,5	0,5
3-C	0,7	0,3
3-D	0,5	0,7
3-E	0,5	0,7
4-A	0,5	0,1
4-B	0,7	0,1
4-C	0,7	0,3
4-D	0,7	0,1
4-E	0,3	0,3
PROM.	0,7	0,3

Tabla 16
Esfericidad y Redondez 1.25c

CELDA	ESFERICIDAD	REDONDEZ
1-A	0,9	0,1
1-B	0,7	0,1
1-C	0,3	0,3
1-D	0,5	0,1
1-E	0,7	0,5
2-A	0,3	0,9
2-B	0,7	0,3
2-C	0,5	0,1
2-D	0,5	0,3
2-E	0,7	0,1
3-A	0,5	0,7
3-B	0,9	0,1
3-C	0,7	0,5
3-D	0,5	0,5
3-E	0,5	0,3
4-A	0,7	0,3
4-B	0,7	0,3
4-C	0,7	0,3
4-D	0,5	0,5
4-E	0,7	0,1
PROM.	0,6	0,3

Tabla 17
Esfericidad y Redondez 1.08

CELDA	ESFERICIDAD	REDONDEZ
1-A	0,9	0,9
1-B	0,9	0,9
1-C	0,9	0,9
1-D	0,9	0,9
1-E	0,9	0,9
2-A	0,9	0,9
2-B	0,9	0,9
2-C	0,9	0,9
2-D	0,9	0,9
2-E	0,9	0,9
3-A	0,7	0,1
3-B	0,9	0,9
3-C	0,9	0,9
3-D	0,9	0,9
3-E	0,9	0,7
4-A	0,9	0,7
4-B	0,9	0,5
4-C	0,9	0,9
4-D	0,9	0,9
4-E	0,9	0,9
PROM.	0,9	0,8

Tabla 18
Esfericidad y Redondez 1.75

CELDA	ESFERICIDAD	REDONDEZ
1-A	0,9	0,7
1-B	0,9	0,5
1-C	0,9	0,7
1-D	0,9	0,5
1-E	0,9	0,7
2-A	0,9	0,9
2-B	0,9	0,7
2-C	0,9	0,5
2-D	0,9	0,5
2-E	0,9	0,9
3-A	0,7	0,9
3-B	0,9	0,9
3-C	0,9	0,3
3-D	0,9	0,5
3-E	0,7	0,5
4-A	0,9	0,3
4-B	0,7	0,3
4-C	0,9	0,5
4-D	0,9	0,7
4-E	0,7	0,7
PROM.	0,9	0,6

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

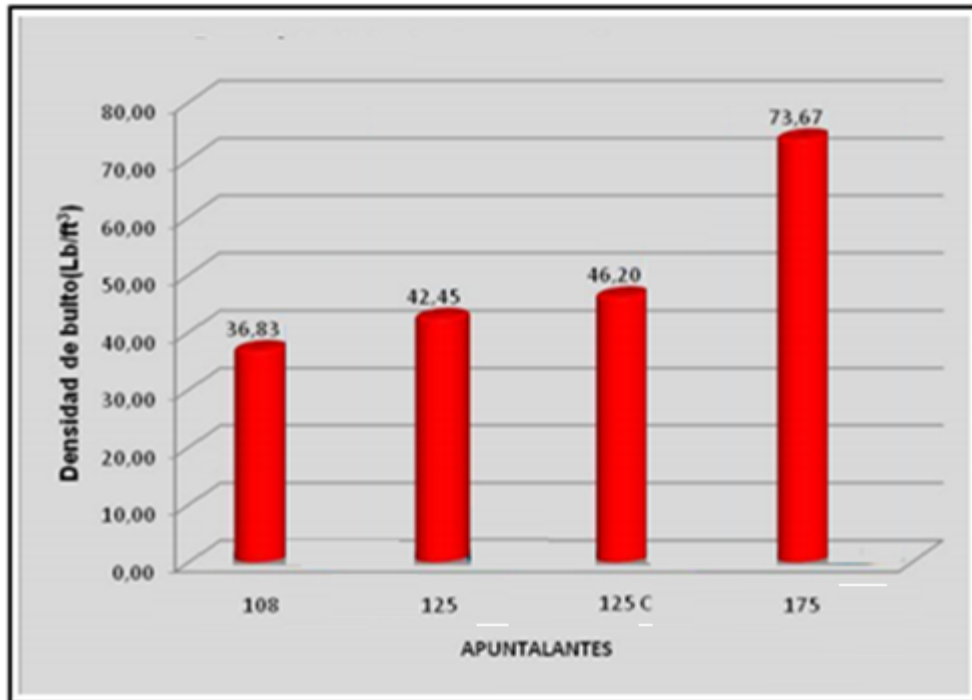
La esfericidad y redondez son características muy importantes en el momento de analizar la efectividad de los propantes en operaciones de fracturamiento hidráulico, debido a que, según la esfericidad y redondez de las partículas del material, se obtendrán valores altos o bajos de porosidad del paquete de propante en la fractura creada. De esta manera, si se tienen altos valores de esfericidad y redondez en los granos de material de sostén, el paquete de propante que soportará la fractura tendrá una buena porosidad, lo que se traduce en una mayor facilidad para que los fluidos se desplacen desde el yacimiento hasta la cara de pozo pues tienen más espacio en el canal creado para poder fluir. Por el contrario, si las partículas de propante son angulares, la porosidad disminuirá y se hará más tortuoso el camino que deben seguir los fluidos del yacimiento para llegar a la cara de pozo.

Aunque la norma API RP 19C ISO 13503-2:2008 no establece un parámetro comparativo para el control de calidad de la redondez y esfericidad de los propantes, según los resultados experimentales obtenidos se hace evidente que los materiales ultralivianos de gravedad específica 1.08 y 1.75 tienen un alto grado de redondez y esfericidad, comparados con las otras dos muestras de propantes analizados. Los ultralivianos 1.25 y 1.25c muestran una pobre calidad en los valores de redondez y esfericidad, lo cual indica que, según este estudio, para operaciones de fracturamiento hidráulico puede resultar más efectivo utilizar material de soporte ultraliviano 1.08 o 1.75.

3.3.5 Densidad Bulk

La grafica 12 muestra los valores de densidad bulk obtenidos para cada tipo de material propante, al registrar la masa de propante necesaria para llenar una pipeta graduada con un volumen de 100 mL.

Gráfica 12. Densidad Bulk para las muestras evaluadas



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Con esta prueba se puede verificar que una de las ventajas de los propantes ultralivianos es la baja cantidad de masa de propante necesaria para llenar un volumen determinado. Al comparar los valores de densidad bulk de las muestras analizadas, se puede decir que, para llenar un volumen de 100 mL, se necesitan 73.67 gramos de ultraliviano 1.75, o 46.20 gramos de ultraliviano 1.25c, o 42.45 gramos de ultraliviano 1.25 o, por último, 36.83 gramos de ultraliviano 1.08. Si bien, el propante ultraliviano 1.08 es el material que menos cantidad de masa necesita para llenar un volumen determinado, el valor de densidad bulk para todas las muestras evaluadas es menor que para propantes convencionales, lo cual permite concluir que todos los propantes ultralivianos proporcionan una reducción en cantidad de masa y que, en general, a mayor gravedad específica del material propante, mayor requerimiento de masa del mismo para llenar un volumen determinado de fractura.

3.3.6 Turbidez

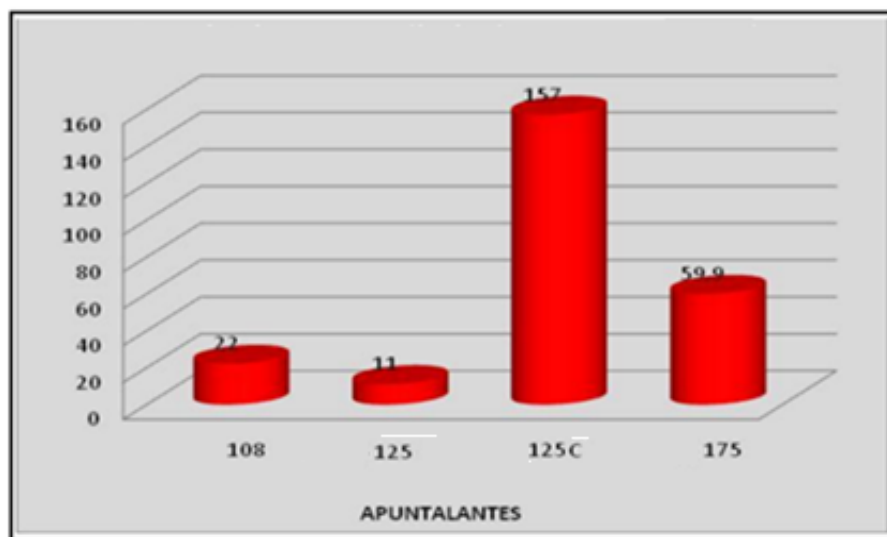
Los resultados obtenidos de turbidez de cada una de las muestras evaluadas se encuentran registrados en la tabla 18 y en la grafica 13.

Tabla 19. Turbidez de las suspensiones de las muestras de propante

TURBIDEZ (NTU)	108 #14/40	125 #14/30	125 C #14/30	175 #20/40
Medida	22	11	157	59,9

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Gráfica 13. Turbidez de los propantes evaluados



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Según los resultados obtenidos para los propantes estudiados, se puede decir que la evaluación de turbidez para las cuatro muestras es satisfactoria, ya que, en todos los casos, los valores obtenidos fueron menores a 250 NTU (Unidades Nefelométricas de turbidez) el cual es el valor máximo de turbidez establecido por la norma para materiales de soporte de fracturas hidráulicas.

Por otra parte, estas medidas de turbidez deben ser consideradas en el momento de elegir el tipo de material propante para el tratamiento, pues el valor de turbidez afecta

la calidad del fluido de transporte. En otras palabras, cuanto más turbio esté el fluido de transporte, menor calidad del mismo durante la operación. Esta es la justificación de realizar la prueba de turbidez.

3.3.7 Solubilidad en ácido

La tabla 19 registra los valores resultantes de solubilidad en ácido para las cuatro muestras de material propante evaluadas.

Tabla 20. Solubilidad en ácido en las muestras evaluadas

DESCRIPCIÓN	108	125	125 C	175
% en peso soluble en ácido	0,62	1,00	1,71	6,95

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

La norma API RP 19c no define un parámetro de calidad o patrón de referencia para medir y comparar valores de solubilidad en ácido para materiales de soporte. Sin embargo, al observar la tabla 19 se puede concluir que el porcentaje en peso del material soluble en ácido es bajo, lo cual indica que solo una pequeña parte de estos materiales podrán disolverse en productos ácidos utilizados con anterioridad en procesos de limpieza y reacondicionamiento de pozos. Por lo tanto, los resultados son satisfactorios para los propantes evaluados.

3.3.8. Aplastamiento (crushing)

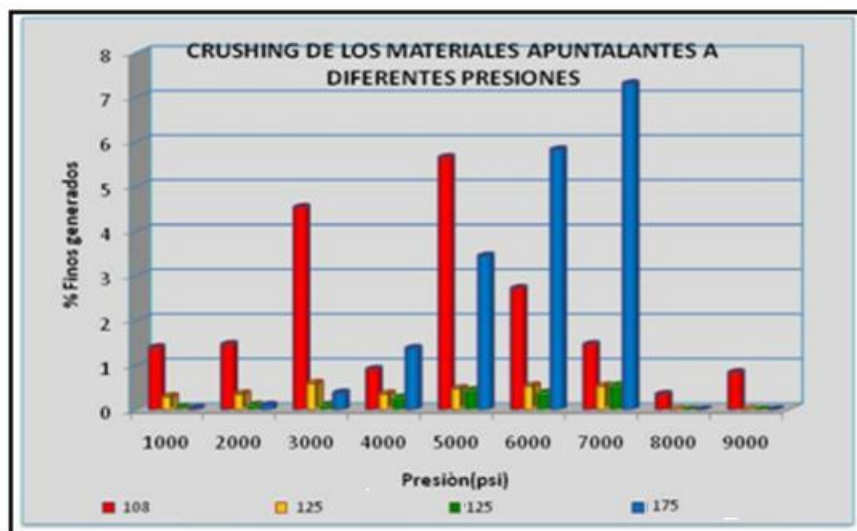
La tabla 20 y la gráfica 14 muestran los resultados de la prueba de aplastamiento para cada muestra de propante, al ser sometidas a presiones desde 1000 hasta 9000 psi.

Tabla 21. Porcentaje de finos generados para el material de soporte

DESCRIPCION	108	125	125 C	175
PRESIÓN (PSI)	PORCENTAJE EN PESO DE FINOS GENERADOS			
1000	1,396	0,298	0,055	0,034
2000	1,466	0,357	0,109	0,103
3000	4,537	0,595	0,109	0,379
4000	0,907	0,357	0,274	1,379
5000	5,654	0,476	0,438	3,448
6000	2,722	0,536	0,383	5,828
7000	1,466	0,536	0,547	7,31
8000	0,349	N/A	N/A	N/A
9000	0,838	N/A	N/A	N/A

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Gráfica 14. Crushing a diferentes presiones de las muestras evaluadas



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

La prueba de aplastamiento es una de las más importantes en el momento de elegir el propante adecuado para una operación de fracturamiento hidráulico. De hecho, esta prueba permite establecer el rango de aplicación de cada material propante con base en las presiones de confinamiento que soporta, sin quebrarse o generar altas cantidades de finos.

La norma no establece los porcentajes máximos de finos generados a una determinada presión de confinamiento. Sin embargo, se trabajó con la consideración de un 30% como porcentaje máximo de finos aceptado para aplicaciones de fracturamiento. Bajo esta consideración, y observando los resultados de la prueba, se puede decir que las muestras de ultraliviano 125 y 125c generan bajos porcentajes de finos hasta una presión de aplicación de 7000 psi. Paralelo a esto, el ultraliviano 1.75 presenta también un incremento en la generación de finos al aumentar la carga aplicada sobre el mismo, llegando a presiones de cierre de 7000 psi. De este valor en adelante, el propante no aplica debido a que la generación de finos excede el 30% permitido para este estudio.

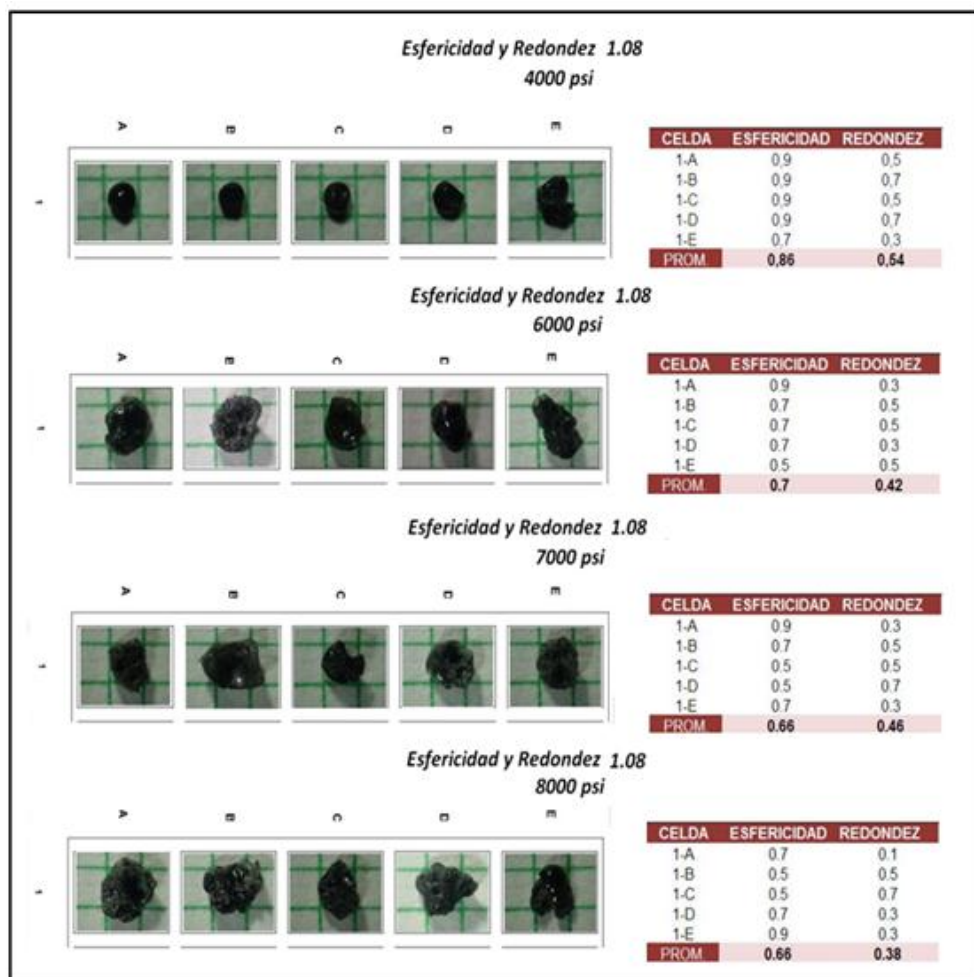
Los materiales evaluados, mencionados anteriormente, presentan un comportamiento normal en la deformación experimentada a causa de la aplicación de una carga. No obstante, el ultraliviano 1.08 presenta un comportamiento inusual en la prueba de crushing. En la tabla 20 se puede ver cómo cambia el porcentaje de finos generados con la presión aplicada: para presiones de 4000, 6000, 7000 y 8000 psi el porcentaje de finos generados disminuye considerablemente, lo cual no concuerda con el comportamiento que debería tener este tipo de material.

Con el fin de conocer la razón por la cual se da este comportamiento, las muestras utilizadas en la prueba de crushing se tamizaron nuevamente y se tomaron fotografías de las partículas retenidas en la malla de mayor tamaño para determinar el efecto de la presión en esas partículas de material.

La figura 41 presenta las fotografías del ultraliviano 1.08 a 4000, 6000, 7000 y 8000 psi, con sus respectivos valores de redondez y esfericidad.

Con ayuda de las fotografías presentadas, se puede observar que el comportamiento inusual del propante ultraliviano 1.08 obedece a que, a partir de 4000 psi, las partículas del material comienzan a adherirse entre sí y, en lugar de generar un mayor porcentaje de finos, la adhesión de los granos resulta en partículas de propante más grandes, con menores valores de esfericidad y redondez.

Figura 41. Evaluación de la esfericidad y redondez – ultraliviano 1.08 después del crushing



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

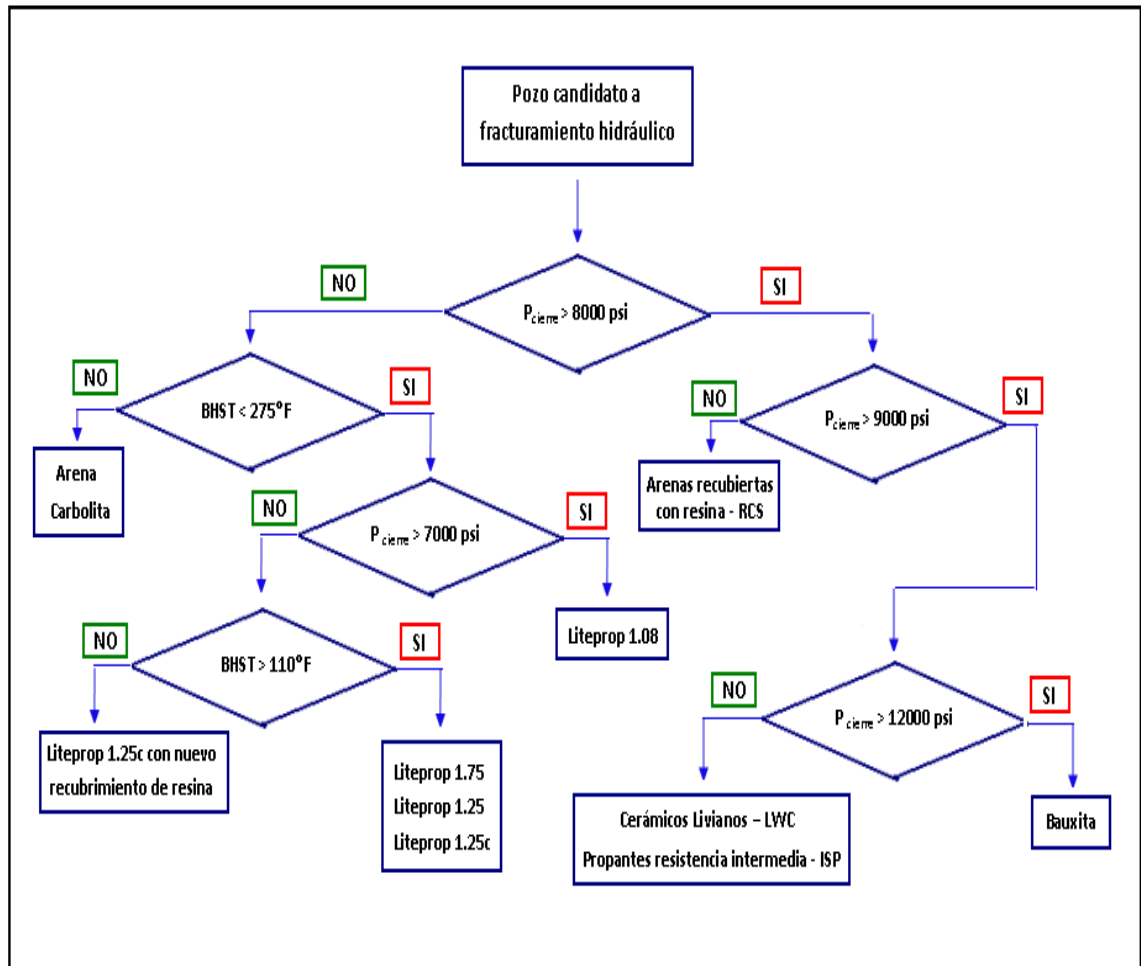
Al tener partículas con poca redondez y esfericidad, no sólo la porosidad del paquete de propante se ve afectada, sino también la conductividad de la fractura, por lo que se recomienda llevar a cabo pruebas de conductividad para determinar el grado de daño en la permeabilidad de la fractura, generado por esta adhesión

3.4. DIAGRAMA METODOLÓGICO DE IMPLEMENTACIÓN

Teniendo en cuenta las pruebas de laboratorio realizadas para evaluar la calidad de los propantes y establecer el rango de aplicación de los mismos, el siguiente diagrama de implementación incorpora tanto los resultados obtenidos para materiales ultralivianos como los rangos de aplicación para propantes utilizados convencionalmente.

Es importante mencionar que todas las pruebas de laboratorio realizadas permitieron verificar que los propantes ultralivianos, como materiales de soporte de fracturas hidráulicas, cumplen con los parámetros de calidad establecidos por la norma API RP 19C ISO 13503-2:2008. Sin embargo, el diagrama metodológico de implementación se enfoca básicamente en los resultados de la prueba de aplastamiento (Crushing), donde la selección del tipo de material de soporte adecuado, se hace con base en las presiones de cierre a las que puede ser sometido sin experimentar un alto grado de crushing y generación de finos. En complemento, se tienen en cuenta las temperaturas a las cuales se pueden implementar los propantes ultralivianos con recubrimiento de resina.

Figura 42. Metodología de selección para uso de propantes ultralivianos y convencionales



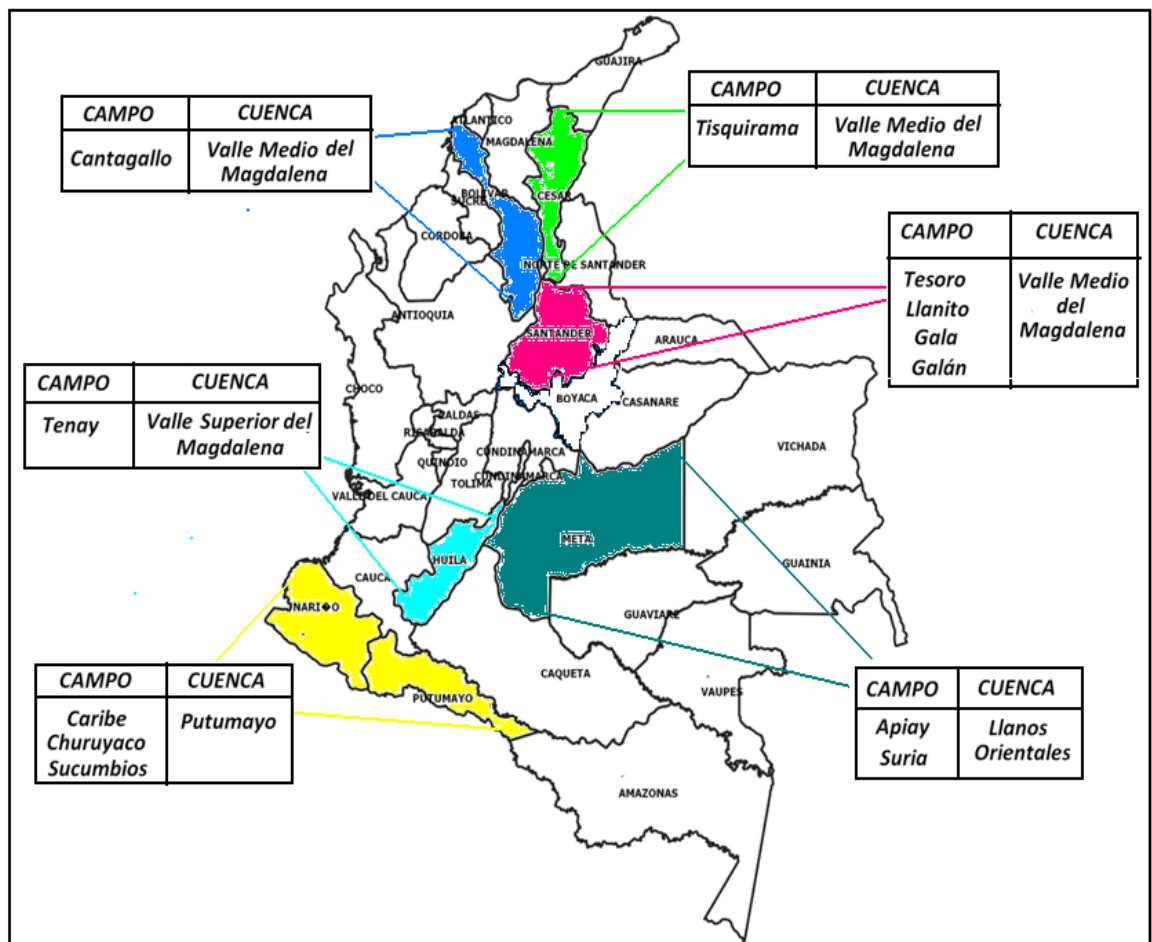
Fuente: El autor

4. SELECCIÓN DEL CAMPO CANDIDATO

4.1 REPORTE TÉCNICO DE FRACTURAMIENTOS

Con el objetivo de estudiar la factibilidad técnica del uso de propantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de un pozo colombiano, se realizó una recopilación de información de los reportes técnicos de fracturamientos realizados en los diferentes campos de las superintendencias de ECOPETROL S.A. La figura 43 y la tabla 22 presentan la información general de los reportes recopilados.

Figura 43. Campos de las superintendencias de ECOPETROL S.A.



Fuente: El autor

Tabla 22. Información general de fracturamientos realizados

SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES	CAMPO	POZO	FORMACIÓN PRODUCTORA	INTERVALO (ft)	PRESIÓN DE CIERRE (psi)	TEMPERAT. °F	PROPANTE UTILIZADO	TAMAÑO DEL PROPANTE
SOH	Tenay	Tenay 3	Caballos	12033-12047	9265	226	Carbo HSP	20/40
SOH	Tenay	Tenay 8	Caballos	12193-12208	9265	225	Carbo HSP	20/40
SOA	Apiay	Apiay 22	Guadalupe K1	10662-10685	9145	245	Carbo HSP	20/40
SOA	Apiay	Apiay 20	Guadalupe K1	10622-10635	7664	252	Bauxita HSP	20/40
SOA	Suria	Austral 1R	Guadalupe K1	10518-10527	11810	240	Carbo HSP	20/40
SOA	Suria	Suria Sur 8	Guadalupe K1	10346-10356	8170	240	Carbo HSP	20/40
SOA	Suria	Suria Sur 13	Guadalupe K1	10447-10471	10684	242	Bauxita HSP	20/40
SOA	Suria	Suria Sur 16	Guadalupe K1	10570-10586	9133	236	Carbo HSP	20/40
SOA	Suria	Suria 17	Guadalupe K1	10572-10623	11005	250	Carbo HSP	20/40
SOA	Suria	Suria 14	Guadalupe K1	10489-10528	8251	235	Carbo HSP	20/40
SOA	Suria	Suria 5	Guadalupe K1	10212-10280	10409	235	Carbo HSP	20/40
SOP	Caribe	Caribe 5	Caribe - Caballos	7947-7974	6800	---	---	---
SOP	Churuyaco	Churuyaco 6	Caballos U3	8872-8903	---	---	---	---
SOP	Sucumbios	Sucumbios 4	---	8510-8562	10782	204	Carbolita	20/40
SOM	Tesoro	Tesoro 51	Mugrosa C	8872-8876	10425	154	Sinterlite	20/40
SOM	Tesoro	Tesoro 43	Mugrosa C	8450-8458	8991	---	Carbo HSP	20/40
SOM	Llanito	Llanito 103	Toro Shale	7708-7732	8169	---	Carbolita	16/20
SOM	Llanito	Llanito 110	Toro Shale	7705-7716	8478	---	Carbolita	16/20
SOM	Llanito	Llanito 110	Mugrosa C	7314-7324	6229	---	---	---
SOM	Llanito	Llanito 112	Esmeraldas	7214-7224	6085	---	Carbolita	16/20
SOM	Llanito	Llanito 115	Mugrosa C	7532-7544	5069	---	Carbolita	16/20
SOM	Llanito	Llanito 107	Toro Shale	7774-7782	7703	---	---	---
SOM	Llanito	Llanito 116	Mugrosa C	7710-7120	5122	---	---	---
SOM	Gala	Gala 13	Toro Shale	7574-7584	7295	150	Carbolita	20/40
SOM	Tisquirama	Tisquirama 7	Lisama	7745-7755	5560	---	Carbolita	16/20
SOM	Llanito	Llanito 117	Toro Shale	7830-7840	7507	---	---	---
SOM	Llanito	Llanito 117	Mugrosa	7470-7480	4862	---	---	---
SOM	Gala	Gala 17	Mugrosa	6958-6969	5830	145	Carbolita	16/20
SOM	Galán	Galán 133	Mugrosa B	6126-6174	5195	---	Carbolita	20/40
SOM	Galán	Galán 137	Mugrosa B	5337-5387	4875	140	Carbolita	20/40

SOR	Cantagallo	Yarigui 70	Cantagallo - C6	7235-7245	4105	130	Carbolita	16/30
SOR	Cantagallo	Yarigui 71	Cantagallo - C3	7010-7020	4653	129	Carbolita	16/30
SOR	Cantagallo	Yarigui 94	Cantagallo - C2	6808-6886	3420	---	Carbolita	16/30
SOR	Cantagallo	Yarigui 75	Cantagallo	7665-7783	6324	135	Carbolita	16/20
SOR	Cantagallo	Yarigui 102	Cantagallo	7564-7469	4582	135	Carbolita	16/30
SOR	Cantagallo	Yarigui 103	Cantagallo	7614-7636	4889	135	Carbolita	16/30

Fuente: ECOPETROL S.A.

Con base en la anterior información, el campo Galán fue seleccionado como el mejor candidato para realizar este estudio debido a que tiene una presión de cierre de fractura de 4875 psi, lo cual cumple con la metodología de selección elaborada para propantes ultralivianos.

Si bien, algunos campos como Tisquirama, Llanito y Cantagallo presentan valores inferiores a 7000 psi (rango de aplicación de ULWP), no fueron seleccionados porque el material propante utilizado en sus respectivos fracturamientos corresponde a un tamaño diferente al tamaño en que se puede conseguir en el mercado el ultraliviano 1.75 (malla 20/40). Lo anterior se basa en que, para poder establecer una comparación entre diferentes materiales propantes, estos deben tener igual tamaño para que la analogía sea lo más acertada posible; en otras palabras, lo que se busca es comparar un material de soporte ultraliviano del mismo tamaño que un material convencional, para poder observar los cambios positivos o negativos del uso de estos nuevos materiales de sostén.

4.2 ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROYECTO

CAMPO GALÁN

La tabla 23 presenta la información general del campo Galán, en el cual varios pozos fueron fracturados hidráulicamente en el año 2008. Además, se registran algunos datos del reporte técnico de fracturamiento del pozo Galán 137.

Tabla 23. Información general del campo Galán

NOMBRE DEL CAMPO	Galán
SUPERINTENDENCIA	De mares
UBICACIÓN	Barrancabermeja, Santander
CUENCA	Valle medio del Magdalena
FORMACIÓN PRODUCTORA	Mugrosa B
PRODUCTO	Aceite
INTERVALO (ft)	5337-5387
PERMEABILIDAD (md)	40
POROSIDAD (%)	21
TEMPERATURA DE LA FORMACIÓN (°F)	140
GRADIENTE DE PRESIÓN (psi/ft)	0.4
PRESIÓN DE LA FORMACIÓN (psi)	2134
MÓDULO DE YOUNG	1.29 E+6
PRESIÓN DE CIERRE (psi)	4875
PROPANTE UTILIZADO	Carbolita
TAMAÑO DE PROPANTE	20/40
PROPANTE TOTAL UTILIZADO (Lbs)	33877
FLUIDO DE FRACTURA	Spectra Star 3000

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Observando la información del fracturamiento realizado para el pozo Galán 137, se puede observar que la presión de cierre en la fractura (4875 psi) está dentro del rango de aplicación establecido para propantes ultralivianos, según las pruebas de laboratorio y la metodología de selección elaborada. Por lo tanto, una buena opción para estudiar el impacto de la utilización de materiales ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos, es realizar un diseño paralelo de fracturas hidráulicas tanto para propantes convencionales como para propantes ultralivianos.

Con la información suministrada y utilizando una herramienta en Excel con el ***Diseño Unificado de Fractura***, propuesto por Michael Economides, se realizó

el diseño de fractura 2D con el fin de conocer las condiciones óptimas bajo las cuales se puede maximizar la producción de un pozo tipo Galán 137, con propantes ultralivianos y convencionales. Los dos diseños fueron realizados con la misma información, cambiando el tipo de material propante utilizado con su respectiva gravedad específica. Los resultados del diseño son registrados en la tabla 24.

Tabla 24. Resultados Diseño Unificado de Fractura para un pozo tipo Galán 137

	<i>Carbolita 20/40</i>	<i>ULWP 1.75 20/40</i>
PROPPANT MASS (TWO WINGS), Lbs	33877	33877
SP GRAV OF PROPPANT MATERIAL	2.71	1.75
OPTIMAL HALF LENGTH, $X_{f_{opt}}$ (ft)	121.8	151.6
OPTIMAL PROPPED WIDTH, $W_{f_{opt}}$ (in)	0.33	0.41
OPTIMAL DIMENSIONLESS FRACTURE COND, $C_{fD_{opt}}$	1.19	1.43
OPTIMAL FRACTURE COND, $C_{f_{opt}}$ (md-ft)	5800	8700
DIMENSIONLESS PI, $J_{D_{opt}}$	0.31	0.33
POST TREATMENT PSEUDO SKIN FACTOR	-5.4	-5.6
FOLDS OF INCREASE OF PRODUCTIVITY	2.40	2.62
AREAL PROPPANT CONCENTRATION AFTER CLOSURE (lbm/ft ²)	2.8	2.2

Fuente: El autor. Aplicación del Diseño Unificado de Fractura con los datos reportados.

De los resultados del diseño unificado de fractura, se pueden analizar los siguientes aspectos:

1. Teniendo en cuenta que la carbolita tiene una mayor gravedad específica y que, según la ley de Stokes, las partículas de este propante caerán con mayor rapidez que las partículas del propante ultraliviano (cuya gravedad específica es menor), es de esperarse

que este tipo de material se pueda trasportar longitudes más cortas a lo largo de la fractura creada, comparado con propantes de menor densidad relativa.

Lo anterior se ve reflejado en la tabla de resultados para un pozo tipo Galán 137, donde al inyectar la misma cantidad de propante convencional y ultraliviano, se obtiene una fractura hidráulica con una longitud media de 121.8 pies de largo utilizando carbolita como propante convencional, y 151.6 pies de largo utilizando propante ultraliviano de gravedad específica 1.75; de esta manera se obtiene una diferencia de 30 pies de longitud, los cuales son altamente representativos en el momento de generar una fractura hidráulica que comunique la zona productora con la cara del pozo. En otras palabras, entre mayor sea la longitud de fractura efectiva (empaquetada), mayor área de contacto entre el yacimiento y el canal conductivo y, en consecuencia, mayor recuperación de hidrocarburos esperada.

2. Sabiendo que la conductividad adimensional de fractura depende de la permeabilidad, el espesor y la longitud media de la fractura, así como de la permeabilidad de la formación, es posible verificar, de manera simple, la consistencia en los valores arrojados por el diseño unificado de fractura, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$C_{fD} = \frac{K_{frac} * W_{frac}}{K_{fm} * X_{frac}}$$

Según los datos registrados en la tabla 24 y teniendo en cuenta que la permeabilidad de la formación y de la fractura creada son 40 y 290000 md respectivamente, para un ancho de fractura de 0.33 pulgadas (0.02 ft) y una longitud media de 121.8 pies, se obtiene la conductividad adimensional para la carbolita así:

$$C_{fD} = \frac{290000 * 0.02}{40 * 121.8} = 1.19$$

De la misma manera, para un ancho de 0.41 pulgadas (0.03 ft) y un largo de 151.6 pies, la conductividad adimensional de fractura para el ULWP 1.75 es:

$$C_{fD} = \frac{290000 * 0.03}{40 * 151.6} = 1.43$$

Paralelo a esto, es importante resaltar que tanto la conductividad adimensional de fractura como la conductividad de fractura empaquetada es mayor para propantes ultralivianos que para carbolita. En este caso se obtiene una diferencia entre conductividades de 2900 md-ft, lo cual aumenta significativamente la facilidad con la cual los fluidos pueden ir desde el yacimiento hasta la cara de pozo. Este aumento en la conductividad se presenta debido a que se cuenta con mayor área de contacto entre la zona productora y el canal conductivo (fracturas más largas) y menor concentración areal de material propante.

3. Dado que se utiliza la misma cantidad de propante para obtener una fractura de 121.8 ft de largo utilizando carbolita o 151.6 ft de largo utilizando ULWP-1.75, la concentración areal de propante cambia. Es decir, al tener un área mayor de fractura apoyada, la distribución de material de sostén será más uniforme y se tendrá menor cantidad de propante por unidad de área.

Lo anterior se refleja en los valores de concentración areal de propante después del cierre: para un fracturamiento con carbolita se tendrán, en condiciones óptimas, 2.8 libras por cada pie cuadrado de la fractura creada; en contraste, para un fracturamiento con propante ultraliviano se tendrán 2.2 libras por cada pie cuadrado de fractura.

Este cambio en la concentración de propante, aunque no es muy drástico, incide directamente en la conductividad de la fractura porque a menor cantidad de propante por cada pie cuadrado se tendrá mayor espacio vacío entre las partículas, lo cual se traduce en un mayor volumen disponible para que los fluidos vayan desde el yacimiento hasta la cara de pozo.

4. El índice de productividad adimensional permite identificar si un pozo se encuentra dañado, sin daño o estimulado, de acuerdo con el siguiente criterio:

Tabla 25.
Índices de productividad adimensional⁵

$J_D = 0.1$	El pozo no tiene daño
$J_D < 0.1$	El pozo tiene daño
$J_D > 0.1$	El pozo está estimulado

En este caso, para ambos diseños de fractura se obtienen valores de índice de productividad adimensional correspondientes a pozos estimulados. Además, la diferencia en el índice de productividad adimensional (en condiciones óptimas) entre los dos diseños es muy baja, lo que implica que tanto para propantes convencionales como ultralivianos se puede obtener aproximadamente el mismo aumento en la productividad del pozo.

⁵Ortiz, Olga. 2010. "Pozos Hidráulicamente Fracturados". Universidad Industrial de Santander.

Por otra parte, la relación entre J_D y los valores obtenidos de pseudoskin después del tratamiento de estimulación es:

$$J_D = \frac{1}{\left(\text{Ln} \frac{r_e}{r_w}\right) + s}$$

La anterior ecuación permite realizar el cálculo manual del factor skin después del tratamiento para ambos casos. Para la carbolita, el skin se calcula de la siguiente forma:

$$J_D = \frac{1}{\left(\text{Ln} \frac{1700}{0.3}\right) + s}$$

$$s = -\frac{\left(0.31 * \text{Ln} \left(\frac{1700}{0.3}\right)\right) - 1}{0.31} = -5.4$$

De la misma forma, para el propante ultraliviano 1.75, el factor skin es:

$$s = -\frac{\left(0.33 * \text{Ln} \left(\frac{1700}{0.3}\right)\right) - 1}{0.33} = -5.6$$

Lo cual permite, no solo verificar los resultados del Diseño Unificado de Fractura, sino también afirmar que la diferencia entre los valores de pseudoskin para tratamientos con carbolita (-5.4) y con ULWP 1.75 (-5.6) no es grande, y por lo tanto, ambos materiales de soporte resultan exitosos en este tipo de operaciones.

5. Para analizar el incremento de productividad en cada diseño de fractura, se debe tener en cuenta la producción antes del tratamiento de estimulación. En este caso, el pozo Galán 137 tenía una producción de 90 BFPD antes de ser fracturado, con un corte de agua del 50%. Según los reportes de fracturamiento, después de la estimulación con carbolita el pozo comenzó a producir con un corte

de agua del 20%, el cual aumento con el paso del tiempo y nuevamente se estabilizó en 50%.

Teniendo en cuenta la anterior información y los resultados arrojados por el Diseño Unificado de Fractura, la producción de fluidos aumenta 2.4 veces utilizando carbolita y 2.62 veces realizando la estimulación con material ultraliviano. Como resultado, se obtendrán los siguientes aumentos en la producción:

Tabla 26. Aumento de la producción con el tratamiento de estimulación

<i>Producción antes de la estimulación</i>		<i>Producción después de la estimulación</i>			
		<i>Carbolita</i>		<i>ULWP-1.75</i>	
<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>	<i>BFPD</i>	<i>BPPD</i>
90	45	216	108	236	118

Fuente: El Autor. Calculo de la producción aplicando el Diseño Unificado de Fractura.

Con los anteriores resultados, puede decirse que técnicamente la aplicación de propantes ultralivianos en operaciones de fracturamiento hidráulico es viable, pues no sólo alcanza la producción del pozo después de la estimulación con carbolita, sino que supera en un 20% dicho valor.

Debido a que una de las ventajas de los propantes ultralivianos está en su baja densidad, lo cual reduce la cantidad de masa requerida para llenar un volumen de fractura igual al volumen cubierto por propantes convencionales, se realizó un segundo diseño para estos dos tipos de materiales de soporte, esta vez cambiando la cantidad de masa de propante ultraliviano, hasta llegar a las condiciones de diseño óptimas de propante convencional.

Este segundo escenario se analiza con el fin de determinar la reducción en masa de propante, para fracturas hidráulicas en un pozo tipo Galán 137. Los resultados obtenidos son mostrados en la tabla 27.

Tabla 27. Resultados del diseño unificado de fractura para un pozo tipo Galán 137

	<i>Carbolita 20/40</i>	<i>ULWP 1.75 20/40</i>
PROPPANT MASS (TWO WINGS), Lbs	33877	21870
SP GRAV OF PROPPANT MATERIAL	2.71	1.75
OPTIMAL HALF LENGTH, $X_{f_{opt}}$ (ft)	121.8	121.8
OPTIMAL PROPPED WIDTH, $W_{f_{opt}}$ (in)	0.33	0.33
OPTIMAL DIMENSIONLESS FRACTURE COND, $C_{fD_{opt}}$	1.19	1.19
DIMENSIONLESS PI, $J_{D_{opt}}$	0.31	0.31
POST TREATMENT PSEUDO SKIN FACTOR	-5.4	-5.4
FOLDS OF INCREASE OF PRODUCTIVITY	2.40	2.40
AREAL PROPPANT CONCENTRATION AFTER CLOSURE (lbm/ft ²)	2.8	1.8

Fuente: El autor. Aplicación del Diseño Unificado de Fractura con los datos reportados.

Para determinar la cantidad de masa de propante ultraliviano necesaria para llenar el mismo volumen de fractura apoyada por un propante convencional (carbolita), se realizó la conversión de densidad bulk entre propantes (con base en el resultado de la prueba de laboratorio para determinar la densidad de bulto), de la siguiente manera:

Densidad buk de la carbolita: 98 libras/ft³

Masa total de carbolita requerida para el tratamiento: 33877 Libras

$$\text{Volumen de la fractura: } \frac{33877 \text{ libras}}{98 \text{ libras/ft}^3} = 345.68 \text{ ft}^3$$

Densidad bulk del Liteprop 1.75: 73.67 libras/ft³

Masa total de Liteprop requerida para el tratamiento:

$$345.68 \text{ ft}^3 * 73.67 \frac{\text{libras}}{\text{ft}^3} = 25466 \text{ libras}$$

Sin embargo, al introducir este valor en la hoja de cálculo para el diseño unificado de fractura, se observó que tanto la longitud de la fractura como el índice de productividad adimensional seguían teniendo valores superiores a los alcanzados con carbolita, por lo que se procedió a bajar paulatinamente la masa de propante hasta obtener resultados similares a los obtenidos con propante convencional.

A través de la realización de varias corridas en la herramienta para el diseño unificado de fractura, se encontró la cantidad de propante ultraliviano necesaria para obtener una fractura con la misma longitud, ancho, conductividad adimensional de fractura, índice de productividad adimensional y pseudo-skin, y se observó una reducción bastante considerable en la cantidad de material de soporte requerido para llenar el volumen de la fractura. Esta reducción, de aproximadamente 12007 libras de propante, hace que los materiales de soporte ultralivianos se conviertan en una alternativa técnicamente viable en el momento de fracturar hidráulicamente un pozo, pues en este segundo escenario proporciona el mismo aumento de producción (2.4 veces mayor que antes de la estimulación) que un propante convencional.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

En el momento de evaluar la viabilidad económica de un proyecto determinado, la parte técnica, aunque es importante, no es la que decide si la inversión en el proyecto se realiza o no. De hecho, la parte técnica es solo una de las variables que interfieren en la toma de decisiones. Por lo anterior, a continuación se presenta el análisis económico de aplicación de propantes ultralivianos en operaciones de fracturamiento hidráulico.

5.1. MÉTODO DEL VALOR PRESENTE NETO – CAMPO GALÁN

La comercialización y venta de los hidrocarburos producidos es la fuente directa de los ingresos de un proyecto petrolero. Por lo anterior, se realizó un análisis detallado de los ingresos y egresos de un fracturamiento hidráulico con cada tipo de material propante.

Para realizar este análisis se utilizó el método del Valor Presente Neto (VPN), el cual no sólo es de fácil aplicación, sino que permite que los ingresos y egresos futuros se transformen a pesos de hoy y así poder ver fácilmente si los ingresos son mayores que los egresos. Esto determina si un proyecto presenta pérdida a una cierta tasa de interés o, por el contrario, representa una ganancia. Para la evaluación económica de este proyecto se estableció un precio base de 50 US\$/barril y un costo de levantamiento de 17.95 US\$/ barril producido, de acuerdo con la tabla 28.

Tabla 28. Costo total promedio por barril producido

<i>COSTO TOTAL PROMEDIO POR BARRIL PRODUCIDO</i>	<i>US\$</i>
Tratamiento y recolección	2,52
Extracción	15,21
Almacenamiento y despacho	0,22
Costo de levantamiento (Lifting cost)	17,95

Fuente: ECOPETROL S.A.

El primer paso para la evaluación económica es determinar los egresos del proyecto. En operaciones de fracturamiento hidráulico, algunos costos son fijos e independientes del tipo de fluido y propante que se utilice. Las tablas 29 y 30 presentan este tipo de costos.

Tabla 29. Costos operativos de un fracturamiento hidráulico⁶

<i>COSTOS OPERATIVOS</i>	<i>US\$</i>
Movilización y Desmovilización de equipos y personal	2.000
Set de quipos Minifrac y Frac	10.000
Set de equipos para bombeo de fluidos	8.000
Set de equipos para fracturamiento Quimica	8.000
Equipo activo con cuadrilla y tubería	228.462

Tabla 30. Costos Servicios de operación de un fracturamiento hidráulico⁶

<i>COSTOS ESTÁNDAR SERVICIOS DE OPERACIÓN</i>	<i>US\$</i>
Cargo por lavado ácido de tubería por pozo	1.500
Cargo básico por fracturamiento, incluye Minifrac y Frac	8.000
Cargo por prueba de tubería de Frac	1.500
Bombeo de fluidos	3.000
Cargo básico por fracturamiento química	6.000
Cargo por limpieza e inspección de tubería de Frac.	27
Cargo por corrida tubería de fracturamiento	32.000

Aparte de los anteriores costos fijos de operación, deben tenerse en cuenta los costos por diferida, los cuales corresponden a los barriles de petróleo que se dejaron de producir mientras se realizó la operación. Teniendo en cuenta que una operación de fracturamiento hidráulico dura típicamente 3 días y sabiendo que un pozo tipo Galán 137 produce aproximadamente 45 BPPD, se puede establecer un costo por diferida de 6750 US\$.

⁶Sáchica Jorge, Amaya Raul.2010. Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en los campos Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander

Dentro de los costos variables se encuentran los costos totales de propante utilizado. La tabla 31 presenta los precios de la carbolita y del propante ultraliviano 1.75, tomando el caso base en el que se utiliza la misma cantidad de material propante para comparar las características de las fracturas hidráulicas creadas. En complemento, los costos variables de un fracturamiento hidráulico son presentados en la tabla 32.

Tabla 31. Costos de materiales de soporte para fracturas hidráulicas

<i>PROPANTE</i>	<i>VALOR UNIT. US\$/lb</i>	<i>CANTIDAD</i>	<i>COSTO TOTAL, US\$</i>
<i>Carbolita</i>	1,1	33877	37264,7
<i>ULWP-1,75</i>	2,2	33877	74529,4

Fuente: El autor

Tabla 32. Costos variables de un fracturamiento hidráulico

<i>COSTOS VARIABLES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO</i>	<i>CARBOLITA US\$</i>	<i>ULWP-1,75 US\$</i>
Cargo por preparación o mezcla de fluidos de Minifrac y Frac	3	3
Material propante	37.264,70	74.529,40
Fluido de fracturamiento	13.470,10	13.470,10

Fuente: El autor

Sabiendo que el CAPEX (gastos de capital) corresponde a las inversiones que se realizan en un proyecto para obtener beneficios económicos futuros, es importante determinar los gastos de capital del proyecto, sumando los costos operativos, servicios de operación, por diferida y costos variables del proyecto (tabla 33), para de esta manera saber cuáles son los egresos del proyecto.

Tabla 33. CAPEX de un fracturamiento hidráulico para un pozo tipo Galán 137

	CARBOLITA	ULWP-1,75
<i>TOTAL COSTOS OPERATIVOS, US\$</i>	256.462	256.462
<i>TOTAL COSTOS ESTÁNDAR SERVICIOS DE OPERACIÓN, US\$</i>	52.027	52.027
<i>TOTAL COSTOS POR DIFERIDA, US\$</i>	6.750	6.750
<i>TOTAL COSTOS VARIABLES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, US\$</i>	50.737,80	88.002,50
GASTOS DE CAPITAL - CAPEX, US\$	365.977	403.242

Fuente: ECOPETROL S.A.

Según la tabla anterior, para un tratamiento de estimulación con materiales de soporte ultralivianos se deben invertir aproximadamente US\$37.265 más que para una estimulación con propantes convencionales.

Si bien, los gastos de capital representan una parte de los egresos, existen otros factores que intervienen en el estudio económico del proyecto, tales como regalías, costos de levantamiento, depreciaciones, impuestos e intereses. La tabla 34 presenta los indicadores financieros utilizados para este estudio.

Por otra parte, se deben calcular las ganancias obtenidas por el incremento de producción después de la estimulación del pozo. La tabla 35 muestra de manera detallada cada uno de los factores que intervienen en el estudio económico para, de esta manera, determinar el valor presente neto del proyecto para cada tipo de material de soporte.

Tabla 34. Indicadores financieros utilizados

INDICADORES FINANCIEROS	
Precio del crudo, US\$/bl	50
Regalías	20%
Tasa de descuento	12%
Depreciación	15%

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 35. Factores que intervienen en el estudio económico

	AÑO 1	
	CARBOLITA	ULWP-1.75
Producción (BPPD)	39.420	43.070
Precio del crudo (US\$/bl)	50	50
INGRESOS TOTALES, US\$	1'971.000	2'153.500
Opex variables, Lifting Cost (US\$/Bbl), US\$	707.589	773.106
Opex fijos	0	0
TOTAL OPEX, US\$	707.589	773.106
REGALÍAS (20%), US\$	394.200	430.700
TOTAL COSTOS (OPEX+REGALÍAS), US\$	1'101.789	1'203.806
MARGEN OPERATIVO (utilidad operativa), US\$	869.211	949.693
Depreciaciones (15%*CAPEX), US\$	54.896	60.486
Amortizaciones	0	0
TOTAL DEDUCCIONES FISCALES, US\$	54.896	60.486
EBIT (UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS E INTERESES), US\$	814.314	889.207
TAXES - IMPUESTOS E INTERESES (33%), US\$	268.723	293.438
UTILIDAD NETA (EBIT-IMPUESTOS E INTERESES), US\$	545.590	595.768
TOTAL CAPEX, US\$	365.976	403.241

Fuente: El autor

Con los datos suministrados en la tabla 35 se realiza el correspondiente flujo de caja, para determinar el valor del flujo de caja libre para un periodo de tiempo de un año.

Tabla 36. Flujo de caja para los proyectos de estimulación

<i>FLUJO DE CAJA</i>	<i>CARBOLITA</i>	<i>ULWP-1.75</i>
EBIT, US\$	814.314	889.207
GASTOS NO EFECTIVOS (DEPRECIACIONES), US\$	54.896	60.486
EBITDA (EBIT+DEPRECIACIONES), US\$	869.211	949.693
IMPUESTOS OPERATIVOS, US\$	-268.723	-293.438
CAPEX, US\$	-365.976	-403.241
<i>FLUJO DE CAJA LIBRE DEL PROYECTO</i>	600.487	656.255
<i>FLUJO DE CAJA ACUMULADO</i>	234.510	253.013

Fuente: El autor

Por último, se determina el valor presente neto de la siguiente forma:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

VPN es el valor presente neto del proyecto, US\$.

V_t es el flujo de caja libre en cada periodo de tiempo, US\$.

K es la tasa de descuento.

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión, US\$.

Para cada caso, el valor presente neto será:

$$VPN = \sum_{t=1}^1 \frac{656.255}{(1+0.12)^1} - 403.241 = 182.700 \text{ US\$}$$

$$VPN = \sum_{t=1}^1 \frac{600.487}{(1+0.12)^1} - 365.976 = 170.172 \text{ US\$}$$

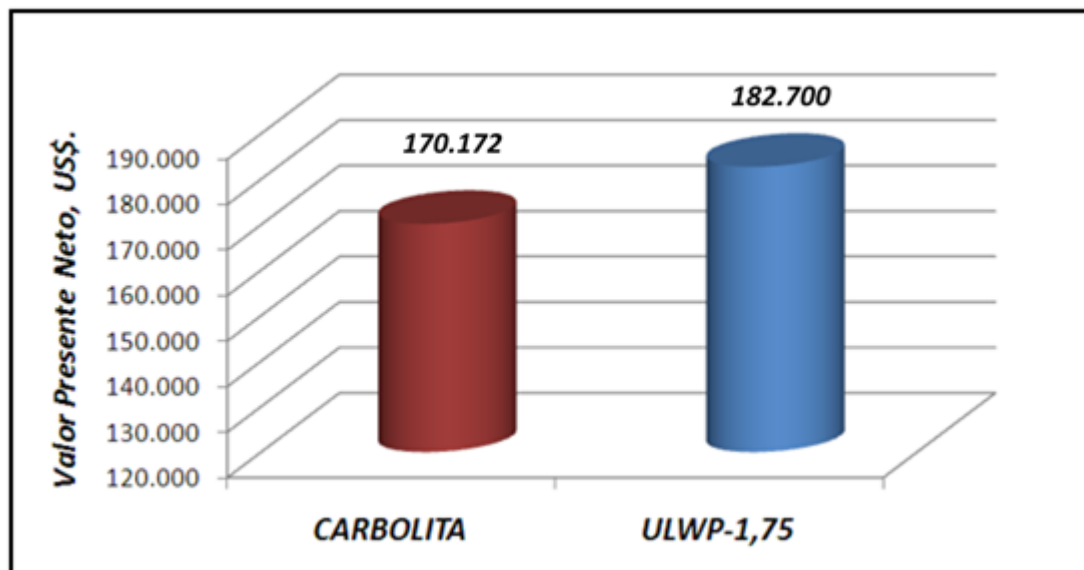
La tabla 37 resume los valores de los indicadores financieros para cada uno de los dos proyectos de estimulación.

Tabla 37. Indicadores financieros para los proyectos de estimulación

INDICADORES FINANCIEROS	Carbolita	ULWP-1.75
<i>WACC (Tasa de descuento), 12%</i>	12%	12%
<i>Valor presente neto, US\$</i>	170.172	182.700
<i>Tasa Interna de Retorno, TIR</i>	64%	62%
<i>Eficiencia sobre la inversión</i>	0,46	0,45
<i>Valor presente inversión, US\$.</i>	365.976	403.241
<i>Periodo de pago, años.</i>	0,6	0,61
<i>INGRESOS, US\$.</i>	536.149	585.942
<i>EGRESOS, US\$.</i>	365.977	403.241

Fuente: El autor

Figura 44. Valor Presente Neto Pozo tipo Galán 137



Fuente: El autor

Al observar el valor presente neto para un proyecto de estimulación de pozos utilizando tanto propantes convencionales como ultralivianos, se puede decir que el beneficio de utilizar materiales de baja gravedad específica es mayor que el beneficio obtenido con materiales de fractura convencionales. No obstante, ambos proyectos de estimulación resultan rentables y la diferencia

entre las ganancias de cada uno no es tan grande: aproximadamente US\$ 12.528. Por lo tanto, después de realizar el análisis mostrado anteriormente, se puede decir que la utilización de propantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos, aunque requiere una mayor inversión inicial, es económicamente viable pues no sólo recupera la inversión realizada en un lapso de tiempo de 0.61 años (222 días), sino que proporciona ganancias al proyecto de estimulación.

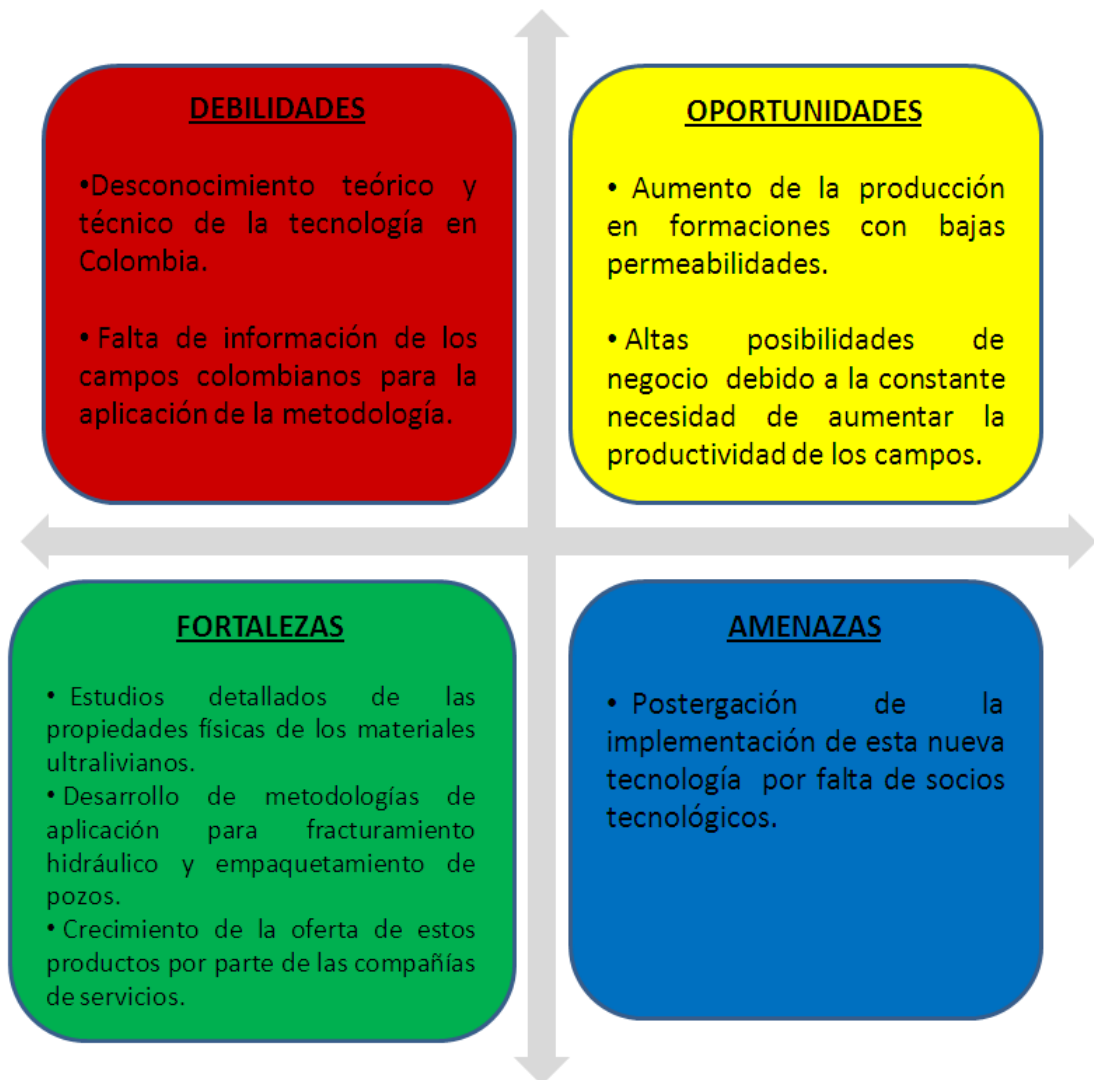
5.2 ANÁLISIS DE MATRIZ DOFA

La matriz DOFA es una herramienta bastante útil para la toma de decisiones en organizaciones y negocios. Aunque puede aplicarse en cualquier situación, se utiliza recurrentemente en planificaciones administrativas, mercadeo, desarrollo de productos o servicios, estrategias comerciales, evaluación de competidores o reportes de investigación.

DOFA es el acrónimo para Debilidades, Oportunidades, Fortalezas, Amenazas. También es conocida como matriz FODA o, según sus siglas en inglés, SWOT. Los encabezados de la matriz proveen un buen marco de referencia para revisar la estrategia, posición y dirección de una empresa, propuesta de negocios, o idea.

El análisis DOFA es básicamente una evaluación subjetiva de datos organizados en un orden lógico, que estimula a pensar pro-activamente y ayuda a comprender, presentar, discutir y tomar decisiones.

Figura 45. Análisis DOFA



Fuente: El autor

CONCLUSIONES

En tratamientos de estimulación, donde ocasionalmente se obtienen distribuciones poco uniformes de material propante dentro de la fractura, utilizar propantes ultralivianos es una opción válida debido a las bajas tasas de sedimentación de las partículas.

Los materiales de soporte ultralivianos 1.75, 1.08, 1.25 y 1.25c, cumplen con los parámetros de calidad exigidos por la norma API RP 19C ISO 13503-2:2008 para las pruebas de tamizado y turbidez. Lo anterior implica que estos materiales pueden ser utilizados como soporte de fracturas inducidas.

Aunque la norma API RP 19C ISO 13503-2:2008 no establece valores determinados para evaluar la calidad de los propantes en las pruebas de solubilidad en ácido, redondez y esfericidad, los resultados obtenidos muestran que los propantes evaluados tienen un bajo porcentaje en peso del material soluble en ácido y un grado alto-medio de redondez y esfericidad, lo cual permite que sean utilizados como materiales de sostén de fracturas hidráulicas.

El rango de aplicación de propantes ultralivianos tiene un valor máximo de presión de cierre de 8000 psi. A partir de este valor se obtiene una excesiva generación de finos (mayor al 30%) en todas las muestras evaluadas. Por lo tanto, puede decirse que son materiales de resistencia intermedia.

Debido a sus bajas gravedades específicas, los propantes ultralivianos pueden ser transportados más profundo dentro de la fractura creada, proporcionando mayor longitud de fractura empaquetada.

Para un pozo tipo Galán 137, se puede obtener el mismo incremento en la producción utilizando propante convencional o propante ultraliviano con una reducción considerable de masa requerida. Esto demuestra que los propantes ultralivianos requieren menor cantidad de masa para llenar un volumen de fractura igual al volumen cubierto por propantes convencionales.

Para un pozo tipo Galán 137, donde las presiones de cierre son inferiores a 7000 psi, es viable técnicamente el uso de propantes ultralivianos, pues permite obtener valores iguales o superiores de conductividad, índice de productividad y longitud de fractura apoyada.

El incremento en la longitud efectiva de fractura es el factor más importante en el diseño de fracturas con propantes ultralivianos. Esto se refleja en la disminución de concentración de material en la fractura, lo que permite que los fluidos se desplacen con mayor facilidad desde el yacimiento hasta la cara de pozo.

La utilización de propantes ultralivianos es económicamente viable, pues aunque requiere una mayor inversión inicial, ésta es recuperada en un lapso de tiempo relativamente corto y proporciona ganancias levemente superiores a las proporcionadas por propantes convencionales en un proyecto de estimulación.

RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar las respectivas pruebas de conductividad para propantes ultralivianos, con el fin de observar cómo afecta la adhesión de las partículas de material ultraliviano 1.08 a la conductividad de fractura, a presiones de cierre mayores a 4000 psi.

Es recomendable llevar a cabo un proyecto piloto con este tipo de materiales de soporte, con el fin de validar los resultados obtenidos con el diseño unificado de fractura.

Es importante realizar un modelamiento de producción utilizando un software especializado, para poder determinar detalladamente el comportamiento de la producción en un periodo de tiempo mayor a un año, y así realizar un análisis financiero del proyecto a largo plazo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Economides, M.; Martin, T. 2007. "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production".
2. De Sales, Paola; Moreno, Edwin. . 2008. "Construcción de una aplicación computacional para el Pre-diseño de un fracturamiento hidráulico". Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander UIS.
3. Dorado, Jairo David; Olivares, Fabián Alfonso. 2006. Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico" Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. UIS
4. Lozada López, Alicia Susana. 2009. Análisis de alternativas para incrementar la producción en pozos fracturados del campo palo azul, reservorio Hollín". Escuela Politécnica Nacional. Tesis de grado. 2009.
5. S.R.Darin, J.L.Huitt. 1994. "Effect of a Partial Monolayer of Propping Agent on Fracture Flow Capacity". Paper 219-17
6. Economides, Michael; Valkó, Peter; Oligney. Ronald. 2002. Unified Fracture Design – Bridging the Gap between Theory and Practice".
7. Crespo, Freddy. 2008. Evaluación técnica de las metodologías utilizadas para la medición de la conductividad del material propante en laboratorio mediante la celda de conductividad API". Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander UIS.
8. Workshop Ecopetrol. 2010. Nuevas Tecnologías para estimulación de pozos. Bogotá D.C.

9. Allen T, Lillies; Christopher J . Stephenson; Harold D. Brannon. 2005. "High Strength, Ultralightweight Proppants Lends New Dimensions to Hydraulic Fracturing Applications".SPE 84308.
10. Chris Stephenson; Harold D. Brannon; William D Wood. 2005. "Ultralightweight Proppants: A Field Study in the Big Sandy Field od Eastern Kentucky". SPE 98006.
11. Kendrick M.P. 2003. "Ultralightweight Proppants Development Yields Exciting New Oportunities in Hydraulic Fracturing design". SPE 84309.
12. Sáchica, Jorge; Amaya, Raul. 2010. Análisis Técnico-Económico de los fracturamientos Hidráulicos realizados en los campos Llanito, Gala y Galán de ECOPETROL S.A." Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander UIS.
13. Lizcano, Silvia. 2011. Estudio de Factibilidad Técnico y Económica para la estimulación de pozos con fracturamiento hidráulico utilizando fluidos energizados en pozos de un campo Colombiano". Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander UIS.
14. Ortiz, Olga. 2010. "Pozos Hidráulicamente Fracturados". Herramienta multimedia. Universidad Industrial de Santander UIS.
15. Acosta, Jhon Carlos; Palacios, Zora. 2011. "Desarrollo de una Metodología que permita Optimizar la Interpretación de las pruebas SRT, SDT Y MINIFRAC en trabajos de Fracturamiento Hidráulico Aplicado al Campo Yariguí Cantagallo". Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander UIS.