

**SELECCIÓN DEL MATERIAL PROPANTE EN PROCESOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN POZO PETROLERO.**

**STEVEN MUÑOZ CABALLERO
BEATRIZ HELENA CARRILLO MESA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**SELECCIÓN DEL MATERIAL PROPANTE EN PROCESOS DE
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN POZO PETROLERO.**

**STEVEN MUÑOZ CABALLERO
BEATRIZ HELENA CARRILLO MESA**

Tesis de grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleos

**Director:
Ing. CESAR AUGUSTO PINEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA.

Para mis agradecimientos, primero esta DIOS que siempre nos acompaña e ilumina, nos fortalece en todo momento y nos está guiando en nuestro camino por la vida. Gracias a DIOS pude terminar con éxito este trabajo de investigación culminando todas las etapas de elaboración de este proyecto.

Quiero agradecer a toda mi familia por su constante apoyo, amor y compañía en toda la realización de este proyecto. A mis padres por sus consejos, por su guía cuando más los necesite, por su ejemplo de ser siempre mejor persona, mejor padre, mejor hermano y siempre a estar en constante superación. Por todos los valores que nos inculcaron, que hacen de mi la persona que soy hoy en día. A mis hermanos, por toda la colaboración, el apoyo y la fortaleza para poder culminar con mis estudios y poder culminar con éxito este proyecto.

Dedico este logro a lo más preciado de mi vida que mi DIOS me ha regalado, a mi hermoso hijo SAMMUEL MUÑOZ CORREAL por quien me esforcé al máximo para poder darle la calidad de vida que se merece. A mi esposa ANDREA CORREAL por su amor y apoyo incondicional y por su comprensión.

Quiero agradecer a los ANGELES que mi DIOS tiene en su compañía. A mis abuelitas VIVI PARDO DE MUÑOZ y LOLITA SERRANO DE CABALLERO que por sus constantes consejos e incondicional amor, soy el hombre que soy y porque siempre nos tuvieron en sus oraciones y en el camino de DIOS.

Y por ultimo quiero agradecer a todos mis compañeros y amigos con los que compartí tantos momentos: ROSSI, GUSTAVO TOLOZA, GUSTAVO NIÑO, JORGE OVIEDO, OSCAR EBRATH, BETTY, DIANITA FIGUEROA, DIANITA CATHERINE, ANDRES PAISITA, LEO, GREYSSI y FANNY.

STEVEN MUÑOZ CABALLERO.

El primer lugar de mi corazón es para Dios, que siempre ha guiado mi vida y me a permitido caminar este sendero, sin estar de su mano jamás lograría nada, gracias mi señor por darme tu alegría en mi corazón.

A mi padre por su apoyo incondicional económico y afectivo, el cual no me permitió desfallecer en ningún momento a pesar de tantas dificultades, sabía que siempre en él encontraría palabras gratificantes y su cariño que me hacia seguir adelante.

A mi madre que siempre me enseñó a no rendirme ante nada, que no existe él no se puede, pues con tu ejemplo de vida cualquiera puede lograr lo inimaginable, me enseñaste a soñar pero lo más importante me enseñaste a cumplir mis sueños.

Mis Tíos mi ejemplo a seguir, gracias a mi tío Víctor por sus apoyo en pro de mi crecimiento profesional , a mi tía Ofelia, nunca olvido su hospitalidad en vacaciones que me hacían sentir como en mi casa y me permitía tomar energías para continuar el siguiente semestres, a mi madrina que a pesar de estar tan lejos siempre estaba pendiente de mi, aun extraño las navidades a tu lado , a mi tío Javier por qué con el puedo compartir muchos cosas de mi carrera mi ejemplo laboral, el apoyo para angélica y para mí ha sido inmenso. Edgari mi tío papa estuviste en mi vida cuando más te necesite, gracias por tu apoyo, por que cuando mi padre no pudo estar contigo tu llenaste ese vacío, gracias construiste tantas cosas en mi vida, ayudarme a creer mas en mi y en mis capacidades. Mi tía Eliana y Mario con sus consejos, su buen humor siempre y ejemplo de vida a seguir.

Steven gracias por su apoyo, dedicación a este trabajo, por su amistad y buen corazón.

Tía Ilse mi confidente y mi apoyo espiritual, gracias por estar siempre pendiente de mí y a tus hijos sé que este logro los alegra sinceramente pues su cariño es verdadero.

A mi mamá Dianita Becerra estuvo pendiente de mí cuando estaba retirada en Bogotá, gracias por sus consejos y su apoyo en mi vida, también a Fabio que me ayudaba mil veces en todo.

Yeny y Adalberto mis súper amigos y los más incondicionales del mundo, yenny gracias de corazón por todo.

A Marisita, Marlen y Claudia las queridas Secretarias en ellas siempre encontré ángeles.

Eugenia una persona de gran corazón, por su amistad y buenos consejos siempre. Las chicas Andrea que siempre me ayudado y Adriana mi amiguis.

Mis queridos profesores, Erick, Abaunza, Aníbal, Herney, Fabio Santos, Olga el ejemplo de ingeniera a seguir, Ingeniero Calvete por siempre creyó en mis capacidades sin duda alguna.

Amigos Sandra, Palma, Alejo, Andrea Ordoñez, Max, Zully, Paola Osma, Lorena, Silvia Ibáñez, Julián Franco, Jennifer .Etc.

BEATRIZ HELENA CARRILLO

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.	22
1.1. GENERALIDADES DE LA TÉCNICA.	22
1.2. APLICACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ¹	23
1.2.2. Corrección del daño a la formación	26
1.2.3. Incremento de la productividad del pozo.....	30
1.2.4. Mejor inyectividad de fluidos a la formación.	31
1.2.5. Mejor uso de la energía del yacimiento	31
1.3. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA.....	32
1.3.1. Fractura vertical.	35
1.3.2. Fracturas Horizontales.....	37
1.3.3. Fracturas inclinadas.....	38
1.4. HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO.....	39
1.4.1. Minifrac	39
1.4.2. Presión de tratamiento.....	45
1.4.3. Presión de fractura de la formación.....	46
1.4.4. Pérdidas de presión a través de las perforaciones	47
1.4.5. Presión Hidrostática	48
1.4.6. Pérdidas de presión en la tubería	48
1.4.7. Potencia hidráulica.....	49
1.5. MECANICA DE ROCAS	50
1.5.1. Deformación elástica.....	52
1.5.2. Tensión efectiva neta	59
1.5.3. Orientación y forma de la fractura	60
2. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO	61
2.1.1. Tipos de fluidos de Fracturamiento.	61
2.1.2. Propiedades deseables en un fluido de fractura	70
3. MATERIAL PROPANTE.....	77
3.1. TIPOS DE MATERIAL PROPANTE	78
3.1.1. Naturales	79
3.1.2. Cerámicos.	84

3.1.3.	Recubiertos con Resinas	102
3.2.	PROPIEDADES DEL MATERIAL PROPANTE.....	117
4.	FACTORES QUE AFECTAN EL MATERIAL PROPANTE	119
4.1.1.	Temperatura	119
4.1.2.	Presión.....	120
4.1.3.	Propiedades del yacimiento ³	122
4.1.4.	Flowback (Contra Flujo) del propante	128
4.1.5.	Empotramiento.....	133
4.1.6.	Generación y migración de los finos del propante.	136
4.1.7.	Esfuerzos cíclicos de la presión de cierre sobre el propante.	138
4.1.8.	Conductividad de Efectiva Vs. Conductividad base.....	155
4.1.9.	El escalonamiento del propante en el pozo.....	160
4.2.	PROTOCOLO DE PRUEBAS.....	161
4.2.1.	Mediciones de conductividad del propante con base en la norma API RP 61.....	162
4.2.2.	Materiales y equipo a utilizar	164
4.3.	CÁLCULOS.....	176
4.3.1.	Permeabilidad del propante	177
4.3.2.	Conductividad del propante	178
5.	SELECCIÓN DEL MATERIAL PROPANTE.....	179
5.1.	Presión de Empotramiento.	180
5.2.	Capacidad de la Fractura.....	181
5.3.	Selección del material propante para maximizar la capacidad de fractura.	183
6.	DISEÑO DE LA TECNICA O PLANTEAMIENTO DE LA METODOLOGÍA	191
6.1.	Fase I: Determinar la Presión de Cierre de la Formación.....	192
6.2.	Fase II: Determinar la Temperatura de la Formación	192
6.3.	Fase III: Determinar las Propiedades Mecánicas del Yacimiento	192
6.4.	Fase IV: Selección del Material Propante.....	192
6.5.	Fase V: Reporte Final	193
	CONCLUSIONES.....	194
	RECOMENDACIONES.....	196
	BIBLIOGRAFIA	197

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. FRACTURAS HIDRÁULICAS	22
FIGURA 2. PROCESOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS PETROLEROS.....	25
FIGURA 3. OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE FRACTURAMIENTO.....	25
FIGURA 4. EFECTO SKIN	26
FIGURA 5. EFECTO SKIN	27
FIGURA 6.FRACTURA HORIZONTAL Y VERTICAL.....	32
FIGURA 7. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA COMO FUNCIÓN DE LA TENSIÓN PRINCIPAL	33
FIGURA 8. COMPLETAMIENTO IDEALIZADO DE LA PRESIÓN DURANTE EL FRACTURAMIENTO.....	34
FIGURA 9. LA FRACTURA DE LA ROCA SE MUESTRA PERPENDICULAR A LA DIRECCIÓN DEL MENOR ESFUERZO.	35
FIGURA 10. ESFUERZOS EN UNA FRACTURA VERTICAL	36
FIGURA 11. GEOMETRÍA DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA VERTICAL.	37
FIGURA 12. ESQUEMA DE FRACTURAS HORIZONTALES.....	37
FIGURA 13. DIAGRAMA DE FRACTURAS INCLINADAS.	39
FIGURA 14. VISTA IDEALIZADA DE UNA FRACTURA INDUCIDA.	40
FIGURA 15. REGÍMENES DE FLUJO TÍPICOS.	42
FIGURA 16. PRUEBA TÍPICA DE INYECCIÓN DE LA FRACTURA.....	43
FIGURA 17. PRUEBA DE UN MINIFRAC	44
FIGURA 18. PRESIONES INVOLUCRADAS EN LA HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO ...	46
FIGURA 19. PARTES MÁS CRÍTICAS PARA MEDIR PERDIDAS DE PRESIÓN.....	49
FIGURA 20 . CUBO COMO MATERIAL ELÁSTICO	52
FIGURA 21. DEFORMACIÓN DEL CUBO (MATERIAL ELÁSTICO)	53
FIGURA 22. DIAGRAMA DE ESFUERZO VS. DEFORMACIÓN	54
FIGURA 23. LÍMITE ELÁSTICO.....	55
FIGURA 24. DEFORMACIÓN TRANSVERSAL.....	55
FIGURA 25. CURVA TÍPICA ESFUERZO VS. DEFORMACIÓN.....	57
FIGURA 26. ESFUERZO VS. DEFORMACIÓN REGIÓN 1.....	58
FIGURA 27. ESQUEMA DE FILTRACIÓN.	75

FIGURA 28. ARENA.....	80
FIGURA 29. INCREMENTO ECONÓMICO ASOCIADO CON EL INCREMENTO DE LA LONGITUD DE LA FRACTURA SOPORTADA CON ARENA.....	81
FIGURA 30. CASCARAS DE NUEZ	83
FIGURA 31. BOLAS DE ALUMINIO.....	83
FIGURA 32. PROPANTES CERÁMICOS DE RESISTENCIA INTERMEDIA.....	84
FIGURA 33. PROPANTES CERÁMICOS LIVIANOS.....	85
FIGURA 34. PRUEBA DE RUPTURA DEL UPLW 1.25	87
FIGURA 35. ESTRUCTURA POROSA DE CASCARONES DE NUEZ SIN RECUBRIMIENTO. .	88
FIGURA 36. ESTRUCTURA POROSA DE CASCARONES DE NUEZ CON RECUBRIMIENTO.	88
FIGURA 37. PROPANTES ULW - 1.75 RECUBIERTOS CON RESINAS.	89
FIGURA 38. UPLW - 1.50	90
FIGURA 39. ULPW - 1.08	91
FIGURA 40. ULWP - 2.02	91
FIGURA 41. CAPACIDAD DE FLUJO Vs. CONCENTRACIÓN DEL PROPANTE (20/40 ARENA OTTAWA).....	94
FIGURA 42. CAPACIDAD DE FLUJO Vs. CONCENTRACIÓN DE PROPANTE (20/40 BAUXITA).....	95
FIGURA 43. CONCORDANCIA DE LA PRODUCCIÓN CUMULATIVA (FRACTURADA CON ARENA).....	96
FIGURA 44. CONCORDANCIA DE LA PRODUCCIÓN CUMULATIVA (FRACTURADA CON BAUXITA).....	96
FIGURA 45. RESERVAS RECUPERABLES Vs. LONGITUD DE FRACTURA SOPORTADA CON ARENA A YACIMIENTOS DE DIFERENTES PERMEABILIDADES (KR).....	97
FIGURA 46. RESERVAS RECUPERABLES Vs. LONGITUD DE FRACTURA SOPORTADA CON BAUXITA A YACIMIENTOS DE DIFERENTES PERMEABILIDADES (KR)	98
FIGURA 47. INCREMENTO ECONÓMICO ASOCIADO CON EL INCREMENTO DE LA LONGITUD DE LA FRACTURA SOPORTADA CON BAUXITA.	99
FIGURA 48. OPTIMIZACIÓN DE LA LONGITUD DE LA FRACTURA.....	100
FIGURA 49. EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN LA CONDUCTIVIDAD.....	101
FIGURA 50. ARENAS RECUBIERTAS CON RESINAS.....	103
FIGURA 51. EFECTO DEL CURADO SOBRE EL APLASTAMIENTO.	104

FIGURA 52. CONDUCTIVIDAD COMO UNA FUNCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DE LA RESINA.	106
FIGURA 53. APLASTAMIENTO COMO FUNCIÓN DE LA CARGA DE RESINA.....	108
FIGURA 54. APLASTAMIENTO COMO FUNCIÓN DE LA MEDIDA DEL CURADO.....	109
FIGURA 55. EFECTO DE LA DENSIDAD DE RETICULACIÓN.	110
FIGURA 56. EFECTO DEL TAMAÑO DE LA MALLA EN LA CONDUCTIVIDAD.	111
FIGURA 57. ARENA RECUBIERTA CON RESINA PRECURADA.	111
FIGURA 58. FINOS DE LA ARENA RECUBIERTA CON RESINA PRECURADA.....	112
FIGURA 59 . COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DESPUÉS DE HACER UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO CON ARENA RECUBIERTA CON RESINA COMO MATERIAL PROPANTE	113
FIGURA 60. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN ANTES DE UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO CON ARENA RECUBIERTA CON RESINA.....	114
FIGURA 61. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN ANTES DE UN TRATAMIENTO DE FRACTURAMIENTO CON ARENA RECUBIERTA CON RESINA.....	115
FIGURA 62. ESTRUCTURA POROSA DE CASCARONES DE NUEZ CON RECUBRIMIENTO.	116
FIGURA 63. TAMAÑOS DE LA BAUXITA SINTERIZADA	118
FIGURA 64. COBERTURA DEL MATERIAL DE SOPORTE.	121
FIGURA 65. FORMAS DE LAZOS DE AGUJA Y CRISTALES BI-PIRAMIDALES DE UN MATERIAL DIAGENÉTICO.	124
FIGURA 66. LAZOS DE CRISTALES TUBULARES RODEADOS POR CRISTALES BI- PIRAMIDALES.....	124
FIGURA 67. FRACTURA CON PROPANTE IDEAL	128
FIGURA 68. CONTRA FLUJO DE LOS GRANOS DEL PROPANTE.	129
FIGURA 69. CONTRA FLUJO DEL PROPANTE Y REORDENAMIENTO.....	129
FIGURA 70. COMPARACIÓN DE LA FORMA DEL PROPANTE.....	131
FIGURA 71. PROPANTES UTILIZADOS EN SHALES	133
FIGURA 72. EMPOTRAMIENTO DEL PROPANTE EN LA FORMACIÓN.	133
FIGURA 73. EMPOTRAMIENTO DEL PROPANTE	134
FIGURA 74. APLICACIÓN DE PRESIÓN DE CIERRE.	135
FIGURA 75. FINOS DEL PROPANTE	135

FIGURA 76. GENERACIÓN DE FINOS	136
FIGURA 77. FINOS DEL PROPANTE	136
FIGURA 78. ENCAPSULAMIENTO DE CADA GRANO EN RESINA.	138
FIGURA 79. CT. TECNOLOGÍA UTILIZADA PARA VERIFICAR EL ENCAPSULAMIENTO. ...	138
FIGURA 80. TENSIONES CÍCLICAS DEL PAQUETE DE PROPANTE.....	139
FIGURA 81. COMPARACIÓN DE RATAS DE CURADO DE RECUBRIMIENTOS DE RESINA EN RCP Y SISTEMAS DE ALTAS TEMPERATURAS DE LRS.	141
FIGURA 82. EFECTO DE LA AGITACIÓN DEL RCP Y PROPANTES TRATADOS DE LRS A 175 °F EN FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO RETICULADOS Y NO RETICULADOS, DESPUÉS CURADOS A 325 °F EN SUS FUERZAS DE CONSOLIDACIÓN.	143
FIGURA 83. EFECTO DE LA SUSPENSIÓN DEL RCP Y LRS A TEMPERATURAS DE 175°F EN FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO NO RETICULADOS, DESPUÉS CURADOS A 325°F CON Y SIN PRESIÓN DE CIERRE, EN SUS FUERZAS DE CONSOLIDACIÓN.....	144
FIGURA 84. EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN DEL LRS EN LA FUERZA DE CONSOLIDACIÓN DEL PAQUETE DE PROPANTE DESPUÉS DEL CURADO A 325°F EN FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO RETICULADOS SIN LA APLICACIÓN DE TENSIONES DE CIERRE.....	145
FIGURA 85. EFECTO DEL TIEMPO DE CURADO Y LA TEMPERATURA EN LA FUERZA DE CONSOLIDACIÓN DE PAQUETES DE PROPANTES TRATADOS DE LRS DESPUÉS DE LA AGITACIÓN EN FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO RETICULADOS POR 60 MINUTOS Y CURADOS SIN LA APLICACIÓN DE PRESIONES DE CIERRE.....	146
FIGURA 86. RCP DESPUÉS DE MEZCLADOS EN FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO NO RETICULADOS SIN AGITACIÓN, DESPUÉS CURADOS A 325 °F POR 3 HORAS.	147
FIGURA 87. RCP DESPUÉS DE EMPEZAR LA AGITACIÓN POR 30 MINUTOS EN FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO NO RETICULADOS A 175 °F, DESPUÉS CURADOS A 325 °F POR 3 HORAS.....	147
FIGURA 88. RCP DESPUÉS DE EMPEZADO LA AGITACIÓN POR 60 MINUTOS EN FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO NO RETICULADOS A 175 °F, DESPUÉS CURADOS A 325 °F POR 3 HORAS.....	148
FIGURA 89. PROPANTES TRATADOS DE LRS DESPUÉS DE MEZCLADOS EN FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO NO RETICULADOS SIN AGITACIÓN, DESPUÉS CURADOS A 325 °F POR 3 HORAS.....	148

FIGURA 90. PROPANTES TRATADOS DE LRS DESPUÉS DE EMPEZADA LA AGITACIÓN POR 30 MINUTOS EN FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO NO RETICULADOS A 175 °F, DESPUÉS CURADOS A 325 °F POR 3 HORAS.	149
FIGURA 91. PROPANTES TRATADOS DE LRS DESPUÉS DE EMPEZAR LA AGITACIÓN POR 60 MINUTOS EN FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO NO RETICULADOS A 175 °F, DESPUÉS CURADOS A 325 °F POR 3 HORAS.	149
FIGURA 92. CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO EN PRUEBAS DE CONTRA FLUJO DE PROPANTES Y CARGAS DE PRESIÓN.	150
FIGURA 93. PRUEBA DE EJEMPLO DE CONTRA FLUJO DE PROPANTE CON FALLA EN EL PAQUETE.	152
FIGURA 94. EJEMPLO DE PRUEBA DE CONTRA FLUJO DE PROPANTE CON FALLA EN EL PAQUETE.	153
FIGURA 95. DIAGÉNESIS.	155
FIGURA 96. MICROFOTOGRAFÍA DEL RESULTADO DE LA DIAGÉNESIS.	156
FIGURA 97. RESULTADO FINAL DE LA FRACTURA	156
FIGURA 98. CONDUCTIVIDAD DE REFERENCIA VS. CONDUCTIVIDAD EFECTIVA.....	157
FIGURA 99. EFECTOS DEL LRS EN LA CONCENTRACIÓN Y PRESIÓN DE CIERRE EN LA CONDUCTIVIDAD DEL PAQUETE DE PROPANTE.	158
FIGURA 100. CONDUCTIVIDAD DE REFERENCIA (FLUJO LAMINAR).	159
FIGURA 101. CONDUCTIVIDAD APARENTE BAJO CONDICIONES REALISTAS PUEDE BAJAR UN 95%.....	160
FIGURA 102. ESCALONAMIENTO DEL PROPANTE.....	160
FIGURA 103. FUNDAMENTOS DE LAS PRUEBAS DE CONDUCTIVIDAD.....	162
FIGURA 104. LEY DE DARCY.	163
FIGURA 105. BALANZA DIGITAL.	165
FIGURA 106. VISTA SUPERIOR DE LA CELDA DE CONDUCTIVIDAD API.	168
FIGURA 107. DIMENSIONES DE LA CÁMARA PRINCIPAL, VISTA SUPERIOR.	168
FIGURA 108. DIMENSIONES DE LA CÁMARA PRINCIPAL, VISTA FRONTAL.	168
FIGURA 109. DIMENSIONES DEL PISTÓN (A).	169
FIGURA 110. DIMENSIONES DEL PISTÓN (B).	170
FIGURA 111. INDICADOR DIAL ELECTRÓNICO.....	171
FIGURA 112. MICRÓMETRO EXTERNO.....	172

FIGURA 113. MICRÓMETRO INTERNO.	172
FIGURA 114. MICRÓMETRO DE PROFUNDIDAD.....	172
FIGURA 115. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA CELDA DE CONDUCTIVIDAD.....	173
FIGURA 116. TRANSMISIÓN DE ESFUERZOS DE LOS PISTONES AL MATERIAL PROPANTE.	175
FIGURA 117. PRENSA HIDRÁULICA.....	176
FIGURA 118. MONTAJE DEL PROPANTE ENTRE EL CONJUNTO DE NÚCLEOS.	182
FIGURA 119. EQUIPO DE PRUEBA DE LA CAPACIDAD DE FLUJO DE LA FRACTURA.....	182
FIGURA 120. CARTA DE SELECCIÓN GENERALIZADA DE LA MÁXIMA CAPACIDAD DE LA FRACTURA OBTENIDA EN UN POZO DE 7.000 FT DE PROFUNDIDAD.....	184
FIGURA 121. CURVA DE SELECCIÓN DEL MATERIAL PROPANTE PARA ARENA EN POZOS DE 7.000 FT DE PROFUNDIDAD.	185
FIGURA 122. CURVA DE SELECCIÓN DEL MATERIAL PROPANTE PARA CASCARA DE NUEZ REDONDEADA EN POZOS DE 7.000 FT DE PROFUNDIDAD.	186
FIGURA 123. CURVA DE SELECCIÓN DEL MATERIAL PROPANTE PARA ALEACIÓN DE ALUMINIO EN POZOS DE 7.000 FT DE PROFUNDIDAD.	187
FIGURA 124. INCREMENTO APROXIMADO DE LA PRODUCCIÓN DE LA FRACTURA.....	188
FIGURA 98 PLANTEAMIENTO DE LA METODOLOGÍA.	191

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. VALORES TÍPICOS DEL FACTOR SKIN	28
TABLA 2. VALORES DE RADIOS EFECTIVOS.....	29
TABLA 3. PROPIEDADES FÍSICAS DE ALGUNOS MATERIALES.	50
TABLA 4. COMPARACIÓN DE RESINAS TERMOESTABLES.	107
TABLA 5. RESISTENCIA DE LAS PRESIONES DE LOS PROPANTES.....	122
TABLA 6. CONDUCTIVIDAD DEL CARBOPROP Y LA ARENA OTTAWA.	127
TABLA 7. COMPARACIÓN DE LA DENSIDAD DE ALGUNOS PROPANTES.....	132
TABLA 8. PRUEBA REALIZADA A UNA SOLA PRESIÓN DE CIERRE.....	151
TABLA 9. PRUEBA CONDUCTIDA CON CARGAS DE PRESIÓN.....	151
TABLA 10. DENSIDAD Y VISCOSIDAD DEL AGUA DE PRUEBA.....	166
TABLA 11. PRESIONES DE EMPOTRAMIENTO PARA VARIAS FORMACIONES.	189

RESUMEN

TITULO: SELECCIÓN DEL MATERIAL PROPANTE EN PROCESOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN POZO PETROLERO.*

AUTORES: STEVEN MUÑOZ CABALLERO, BEATRIZ HELENA CARRILLO**

PALABRAS CLAVES: Fracturamiento hidráulico, Selección de Propantes, Conductividad, Permeabilidad

En el presente trabajo, se presenta el desarrollo de una metodología para la selección del material propante en procesos de Fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero. La primera etapa de este trabajo es la descripción a manera general de la técnica de Fracturamiento hidráulico en pozos petroleros, junto con los fluidos de Fracturamiento utilizados en el proceso. Seguidamente se hace la evaluación de los factores que afectan la debida selección del material propante, tales como; Profundidad, Presión, Temperatura, Propiedades del yacimiento, El Contra flujo, Empotramiento, Generación de finos, Conductividad y el Escalonamiento del propante en el pozo.

Seguidamente se hace un protocolo de pruebas en el cual se evalúa y/o se hacen mediciones de la conductividad del propante con base en la norma API RP 61 y se hace una descripción del equipo utilizado para este fin. Los cálculos realizados en esta etapa son la Permeabilidad y la Conductividad del propante.

Se finaliza con el planteamiento de una metodología para la selección del material propante en procesos de Fracturamiento hidráulico en pozos petroleros, la cual permitirá la optimización y mejoramiento de la producción de crudo en los campos petroleros que cuentan actualmente con esta técnica de recobro mejorado, y en los campos en los que se va a realizar.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías FísicoQuímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Cesar Augusto Pineda.

ABSTRACT

TITLE: SELECTION OF THE PROPANT MATERIAL IN HYDRAULIC FRACTURING PROCESSES IN AN OIL WELL. *

AUTHORS:

Steven Muñoz Caballero
Beatriz Helena Carrillo Mesa**

KEY WORDS: propant material, hydraulic fracturing, conductivity, permeability, propant selection.

In the present work, a methodology is presented for the selection of propant material in hydraulic fracturing processes in a well. The first stage of this work is the general description of the technique of hydraulic fracturing in oil wells, along with the fracturing fluids used in the process. Afterwards, an evaluation is made of the parameters affecting the proper selection of the propant material, such parameters are: depth, pressure, temperature, reservoir fluids, backflow, fitting, fine generation, conductivity and the staggering of the propant in the well.

Then, a test protocol in which evaluations and/or measurements of the conductivity propant are made according to the API RP 61 regulation, and a description of the equipment used to this purpose is also reviewed. The calculations made in this stage are permeability and conductivity of the propant.

The investigation concludes with the proposition of a methodology in order to select the propant material in hydraulic fracturing processes in oil wells; this methodology will allow the optimization and improvement of oil production in oil wells that currently use an enhanced recovery method, and future prospects for this technology.

* Graduate Thesis

**Physical Chemical Engineering School. Petroleum Engineering School. Director Eng. Cesar Augusto Pineda.

INTRODUCCIÓN

El Fracturamiento hidráulico de un pozo petrolero, consiste en la inyección de un fluido a presión denominado fluido de fractura, hasta la profundidad a la que se encuentra la roca que se quiere fracturar, expuesta en la cara del pozo, para lograr la falla de la misma, es decir, hasta lograr su fractura, con el objetivo de incrementar la producción con el aumento del área de drenaje del yacimiento hacia la cara de pozo, eliminando el daño a la formación.

Para mantener la fractura generada abierta, es necesaria la presencia de material granulado que actúe como sostén una vez se finalice el proceso de fracturamiento, al que se le denomina "PROPANTE". Estos materiales varían desde arena natural hasta materiales sintéticos. Entre los más convencionales y de mayor uso en la industria del petróleo se encuentran: Arena, Cáscara de nuez, Bolas de aluminio o acero, Esferas de vidrio, Arenas recubiertas en resina (curado completo), Bauxita y/o materiales cerámicos.

Cómo se puede observar, la selección del material de sostén adecuado a las necesidades de la operación de producción a través del tiempo, a las características de flujo de la formación, a su naturaleza composicional y/o a los esfuerzos cambiantes a los que se ve sometida, constituye en términos generales el éxito o no de la operación de fracturamiento. Aunque las empresas que desarrollan esta actividad comercial cuentan con una alta variedad de productos para cumplir con esta función, adaptables a diferentes escenarios operacionales y ambientes geológicos, la literatura disponible a la fecha, no ofrece mayores detalles sobre los criterios empleados para su selección en un proceso específico, o la ponderación de variables que intervengan en su óptima implementación.

Precisamente, este trabajo busca agrupar y valorar el efecto de los diferentes factores físicos que intervienen en un proceso de fracturamiento hidráulico respecto a la naturaleza del material de soporte de las fracturas, identificar

escenarios operativos donde cada tipo de material ofrece mejores características de desempeño y estructurar una metodología de trabajo que considere todos los parámetros necesarios para hacer una selección óptima de dicho material. De esta forma, se espera contribuir con una aplicación práctica constituida por una metodología no estandarizada, orientada hacia la selección del material propante en los procesos de fracturamiento hidráulico en pozos petroleros. Esto permitirá lograr un mayor entendimiento y acercamiento al quehacer de una empresa de la industria especializada en este campo de trabajo.

Este documento se ha estructurado en cuatro capítulos para facilitar el acceso y la presentación de este contenido.

En el primer capítulo se describe todo lo relacionado con la técnica del Fracturamiento Hidráulico, como lo son sus generalidades, los objetivos, la mecánica de las rocas y los fluidos de fracturamiento entre otras cosas.

En el segundo capítulo se describen los Propantes, las empresas productoras de estos materiales más importantes a nivel mundial, algunos tipos de material existentes, los factores que los afectan y un protocolo de pruebas.

En el tercer capítulo se plantea una selección del material propante en los diferentes posibles escenarios bajo los cuales se utiliza el Fracturamiento hidráulico. Se plantea un screening para cada uno de los materiales estudiados en este documento y luego se plantea un diagrama de decisión.

Y por último en el capítulo cuarto se plantea una metodología para la selección del material propante en procesos de Fracturamiento hidráulico en pozos petroleros.

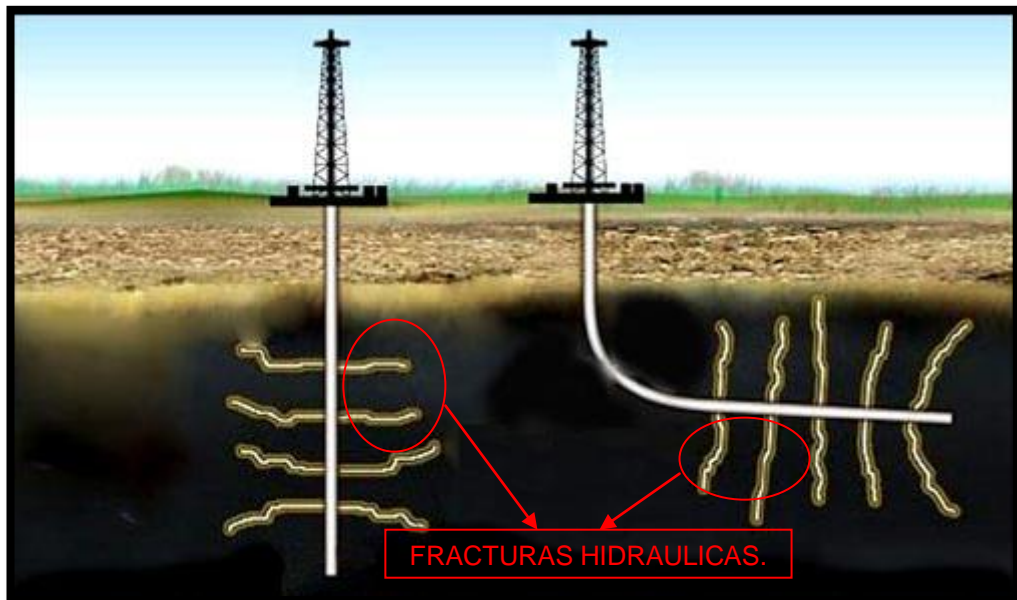
1. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

1.1. GENERALIDADES DE LA TÉCNICA.

El primer tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico fue aplicado en 1947 en un pozo de gas operado por **Pan American Petroleum Corporation** en el campo **Hugoton**, en el Condado de Grant, Kansas. Desde entonces el fracturamiento hidráulico se ha convertido en un tratamiento estándar para estimular la productividad de los pozos de gas y de petróleo.

El Fracturamiento Hidráulico es la técnica mediante la cual se crea una geometría de fractura (canal) en la formación aplicando una presión hidrostática mayor a los esfuerzos mínimos de la formación y apuntalada con agente de soporte (propante ó grava) de tamaño específico y alta conductividad con el propósito de apartar el daño de formación y aumentar el área de flujo.

Figura 1. Fracturas Hidráulicas



Fuente: [www.http://sustainableenergylaw.blogspot.com](http://sustainableenergylaw.blogspot.com)

La operación se inicia con el bombeo de un fluido de Fracturamiento colchón o lineal sin material propante desde la superficie a grandes presiones y régimen suficiente de tal manera que se contacten las zonas productivas y se genere una serie de fracturas, las cuales se extiendan por si solas.

Seguidamente se bombea una nueva carga mayor que la anterior de una lechada del fluido de fractura, ahora mezclado con material propante o material de soporte de manera que cuando el bombeo se detenga y la fractura comience a cerrarse como consecuencia de la presión de sobrecarga, este material quede ubicado dentro de ella manteniendo el espacio fracturado. Después de inyectados el propante y el fluido de fractura, la presión hidráulica disminuye y la operación de bombeo en superficie finaliza.

Finalmente el fluido de fractura se degrada disminuyendo su viscosidad a través del tiempo por efectos de la temperatura del pozo con el fin de ser removido de la fractura durante el inicio de la producción.

Inmediatamente después de finalizado el bombeo se realiza la evaluación de la fractura, con la data obtenida de las presiones manejadas durante el tratamiento. Considerando en esta evaluación el tiempo de cierre, el empaque de la fractura, la longitud alcanzada, los intervalos fracturados, si ocurrió arenamiento en el pozo durante o después de la fractura, el tiempo de rompimiento de gel de la fractura, el tiempo de activación de los pozos después de finalizado el trabajo determinando de esta manera el éxito o fracaso de la operación de la fractura.

1.2. APLICACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO¹

Esta técnica se utiliza básicamente para lograr el incremento de la conductividad del petróleo o del gas, controlar la producción de arena en formaciones poco consolidadas para atenuar la velocidad de deposición de

¹ Britt, L. K. and Hager C. J. 1995. "Best Practices for hydraulic fracturing well in naturally fissured reservoirs"

materiales que dañan la formación, como lo son los asfáltenos, las parafinas, arcillas migratorias, mejorar la capacidad de flujo de los fluidos hacia la cara del pozo productor que está en operación y permitir una mayor conexión entre las fracturas naturales presentes en dicha formación

Muchas veces el objetivo del fracturamiento es llevar a cabo una o varias de estas aplicaciones a la vez.

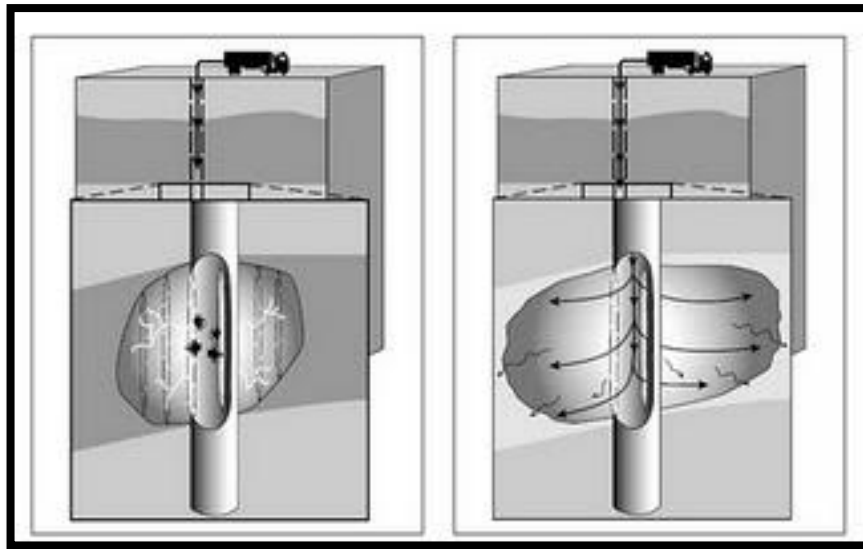
1.2.1.1. Estimulación

El principal objetivo como método de estimulación, es aumentar la productividad del pozo creando un camino altamente conductivo desde una distancia más allá de la zona de daño.

Esta fractura crea más área superficial al wellbore sin perforar otro pozo, y debido a que hay mas área del yacimiento en comunicación directa con el wellbore, se puede producir una mayor cantidad de fluido por unidad de tiempo.

Los objetivos de la estimulación son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectores, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo.

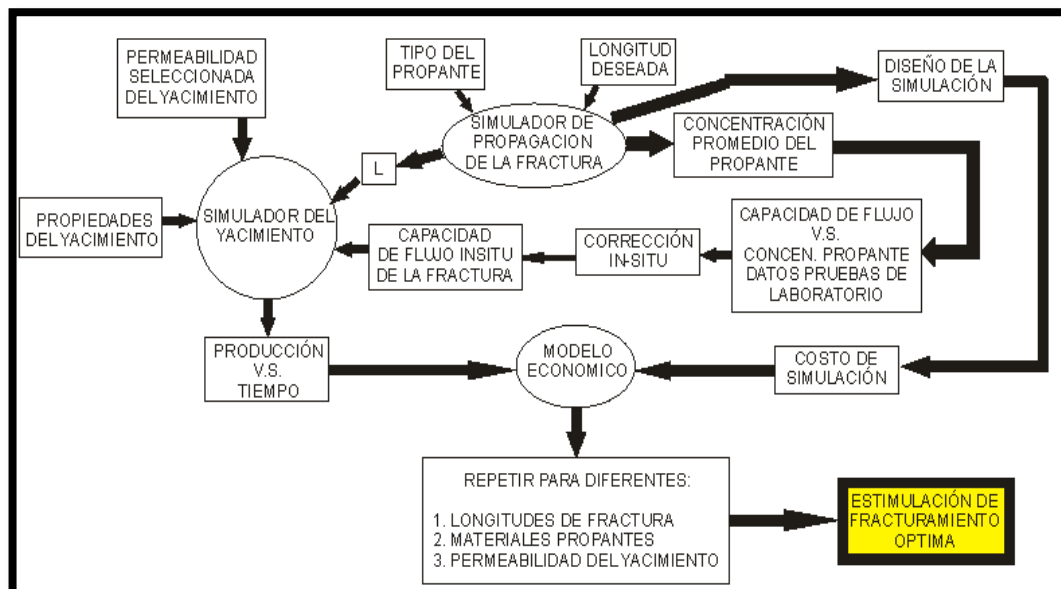
Figura 2. Procesos de Estimulación de Pozos Petroleros.



Fuente: Schecheter, Robert S. Oil well stimulation.

En la siguiente figura se muestra el procedimiento usado para optimizar la longitud de la fractura y la capacidad de flujo.

Figura 3. Optimización del diseño de Fracturamiento.



Fuente: Modificado de: McLennan, J. D., University of Utah, 2008 "Proppant Placement During Tight Gas Shale Stimulation: Literature Review And Speculation" ARMA 08_355

1.2.2. Corrección del daño a la formación

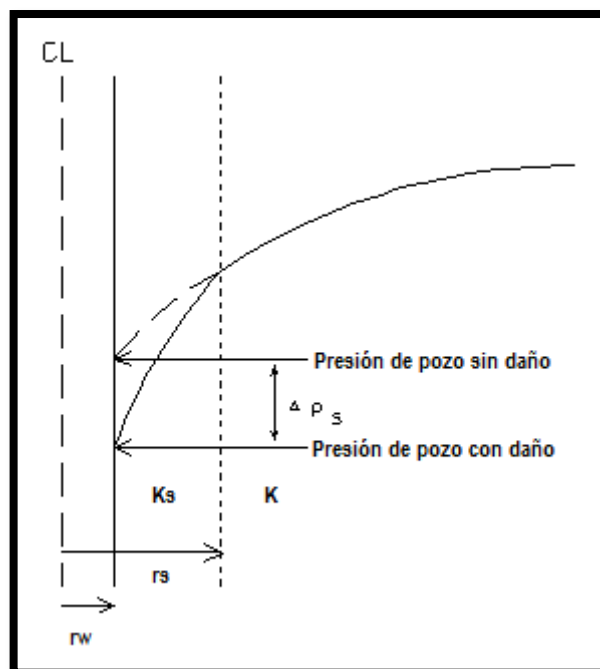
El daño a la formación se traduce generalmente como la reducción de la permeabilidad en la zona cercana al pozo debido al taponamiento de la matriz porosa por acción del material sólido que se encuentra disperso en los fluidos de perforación y en los fluidos de completamiento, de manera que se genera una caída adicional de presión. Otras formas de daño a la formación se puede originar por el hinchamiento de arcillas por la presencia de filtrado con baja sensibilidad.

Van Everdingen y Hurst mostraron que, en muchos casos, la permeabilidad de la formación cerca al wellbore está reducida o “dañada”, causando una caída de presión adicional.

La severidad del daño, se cuantifica por una cantidad adimensional, conocida como el factor Skin.

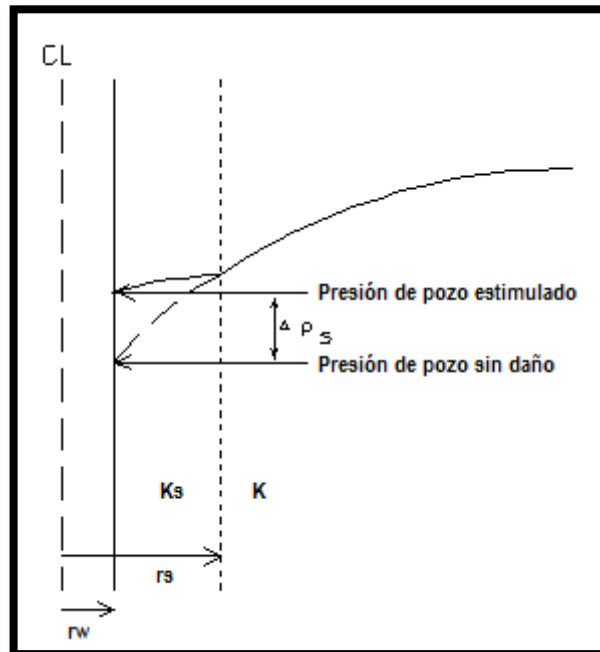
En las siguientes graficas se puede observar el Efecto Skin.

Figura 4. Efecto Skin



Fuente: Horne R - Modern Well Test Analysis, A Computer Aided Approach

Figura 5. Efecto Skin



Fuente: Horne R - Modern Well Test Analysis, A Computer Aided Approach

Los principales factores, responsables de este daño, son:

1. Invasión de fluidos de perforación
2. Penetración parcial del pozo
3. Completamiento parcial
4. Perforaciones obstruidas
5. Precipitación de orgánicos / inorgánicos
6. Densidad de perforaciones inadecuadas
7. Presencia de torta de lodo y cemento
8. Alta saturación de gas alrededor del pozo
9. Crecimiento de bacterias
10. Dispersión de arcillas

Si el factor skin, $S > 0$, la zona cercana al pozo está dañada, es decir, la permeabilidad en la zona dañada es menor que la permeabilidad de la formación.

Si $S < 0$, el pozo esta estimulado ya sea por un Fracturamiento hidráulico o por una acidificación.

La caída de presión adicional (si $S > 0$) o ganancia (si $S < 0$) debida al factor Skin, está dada por:

$$\Delta p_s = \frac{141,2q\beta\mu}{kh} S = 0,869mS \quad Ec.2$$

Donde:

Δp_s = Caída de presión

q = La tasa de flujo

β = Factor volumétrico

μ = viscosidad

k = permeabilidad

h = altura del yacimiento

S = factor Skin o Daño

En la siguiente tabla se proporcionaran unos valores típicos del factor Skin para varios completamiento y tratamientos de estimulación.

Tabla 1. Valores Típicos del Factor Skin

Tipos de estimulación o completamiento	S
Completamiento normal	0
Tratamiento ácido pequeño	-1
Tratamiento ácido intermedio	-2
Tratamiento ácido grande de pequeñas fracturas	-3
Tratamiento de fracturas intermedias	-4
Tratamiento de fracturas grandes en yacimientos de baja permeabilidad	-6
Tratamiento de fracturas masivas en yacimientos de baja permeabilidad	-8

Fuente: Horne R - Modern Well Test Analysis, A Computer Aided Approach

Si el factor Skin es negativo (estimulación o Fracturamiento), el radio efectivo del wellbore será mayor que el radio actual del pozo.

La interpretación física de esto es que el pozo se comportara como si se hubiera perforado con un radio mayor.

Por otra parte, si el factor Skin es positivo, el pozo se comportara como si se hubiera perforado con un diámetro más pequeño.

$$S = \frac{kh}{141,2q\beta\mu} \Delta p_s \quad Ec. 3$$

$$S = \frac{2\pi kh}{q\beta\mu} \Delta p_s$$

$$S = \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad Ec. 4$$

$$r_{weff} = r_w e^{-s} \quad Ec. 5$$

Donde:

r_{weff} = Radio efectivo

El radio efectivo, es el radio más pequeño que el pozo aparenta tener debido a la reducción en el flujo causada por el efecto skin.

En la siguiente tabla se mostraran unos radios efectivos para determinados valores del factor skin, S.

Tabla 2. Valores de Radios Efectivos.

S	$rw' = rw \cdot \exp(-S)$ (para un $rw=0,5$ pies)
8	0,000168
4	0,00916
2	0,0677
1	0,1884
0	0,5
-1	1,36
-2	3,69
-4	27,3
-8	1490

Fuente: Horne R - Modern Well Test Analysis, A Computer Aided Approach

Dentro de los otros factores que pueden hacer que el pozo presente un daño aparente, son que el pozo no atraviese completamente el intervalo productivo o que se perfora solamente una porción de este intervalo. También el tamaño, la distribución y profundidades inadecuadas de las perforaciones influyen en el aumento de la caída de presión cerca al pozo.

La generación de fracturas o canales de flujo 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.

1.2.3. Incremento de la productividad del pozo

Como consecuencia de la corrección del daño, esta operación permite aumentar el flujo hacia el pozo de manera significativa. Entre más profunda sea la fractura resultante, mayor es el aumento de producción, dado que al extender los canales de flujo en la formación se permite que más fluido alcance la cara de pozo. Un incremento de la capacidad de flujo de la fractura, genera un incremento del potencial de producción.²

Cuando un pozo nuevo es fracturado, generalmente responde con una productividad de varios cientos de veces superiores con respecto a los resultados de las pruebas iniciales y normales.

En los campos donde la producción total decae significativamente se realizan trabajos de Fracturamiento, de manera que la permeabilidad cerca de la cara del pozo se pudiese incrementar con el fin de mejorar la productividad. Se ha estimado que el incremento logrado por medio de esta técnica permite extraer entre el 5 y 15% más del total de la recuperación primaria.

1.2.4. Mejor inyectividad de fluidos a la formación.

En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua, se requiere utilizar métodos de recobro mejorado a través de pozos inyectores de diferentes fluidos como agua y gas para mantener la presión del yacimiento y con ello sostener la producción en condiciones económicas viables.

En estos casos 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.

1.2.5. Mejor uso de la energía del yacimiento

Una alta diferencia de presión en la cara del pozo, puede ocasionar la confinación de agua o gas, o el taponamiento por un bloqueo de gas que se desprende de la solución cerca a la cara del pozo.

²

Ahmed, T. McKinney, P. 2005 "Advance Reservoir Engineering". Gulf Professional Publishing.

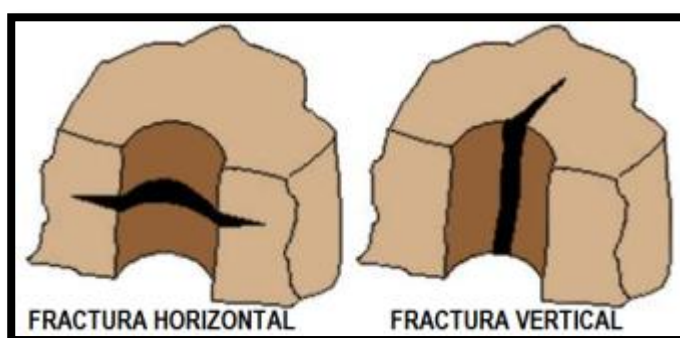
Las fracturas pueden reducir la diferencia de presión a valores aceptables o deseables de producción de manera que se pueda eliminar total o parcialmente el problema y de esta forma poder obtener un mejor empleo de la energía del yacimiento.

La permeabilidad alrededor del pozo determina el tipo de sistema de fractura que se debe generar en la formación cuando se realice el Fracturamiento y el resultado en la caída de presión. En las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente se realizan cortas, anchas y bien empaquetadas debido a su alta capacidad de flujo y la poca necesidad de profundizar hacia la formación productora, mientras que en formaciones de baja permeabilidad resulta más importante la longitud que el ancho de la fractura para conectar una porción más grande de la zona de interés.

1.3. ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA

Durante los primeros tratamientos de fracturamiento se creía que la orientación única de las fracturas era horizontal, y durante los siguientes años se hicieron varios estudios, tratando de demostrar esto, pero no tuvieron ningún éxito. No fue sino hasta 1956 que Anderson y Stahl demostraron que todas las fracturas eran verticales y que solo un poco de éstas eran horizontales.

Figura 6. Fractura horizontal y vertical.

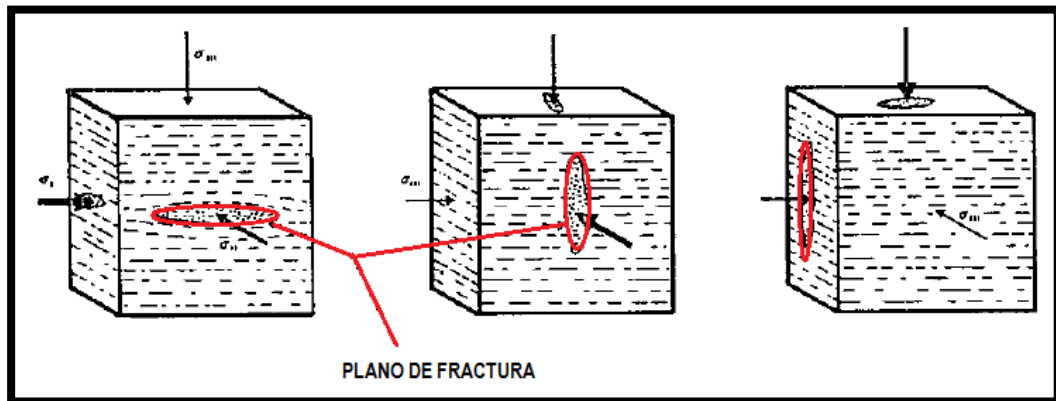


Fuente: X. Zhang and R.G. Jeffrey, 2007, Effects of Frictional Geological Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation.

Experimentalmente se ha logrado comprobar que la forma de la fractura cuando se permite crecer libremente puede ser vertical, horizontal u oblicua dependiendo del estado de los esfuerzos.

Generalmente, las fracturas horizontales son preferidas, pero en formaciones más profundas, será evidente, encontrar más frecuente las fracturas verticales. Se puede inferir que el plano a lo largo del cual se inicia la fractura está en sentido perpendicular al plano del menor esfuerzo. Es decir, la fractura es horizontal cuando el esfuerzo mayor es horizontal y el menor es el vertical. Por otra parte, la fractura es vertical cuando crece en el mismo plano del máximo esfuerzo vertical y perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal, esto se puede apreciar en la siguiente figura, donde se muestran las orientaciones de las fracturas dependiendo de los esfuerzos principales.

Figura 7. Orientación de la Fractura como Función de la Tensión Principal



Fuente: Maurice B. Dusseault, University of Alberta, Edmonton, Alberta, "Stress State And Hydraulic Fracturing In the Athabasca Oil Sands".

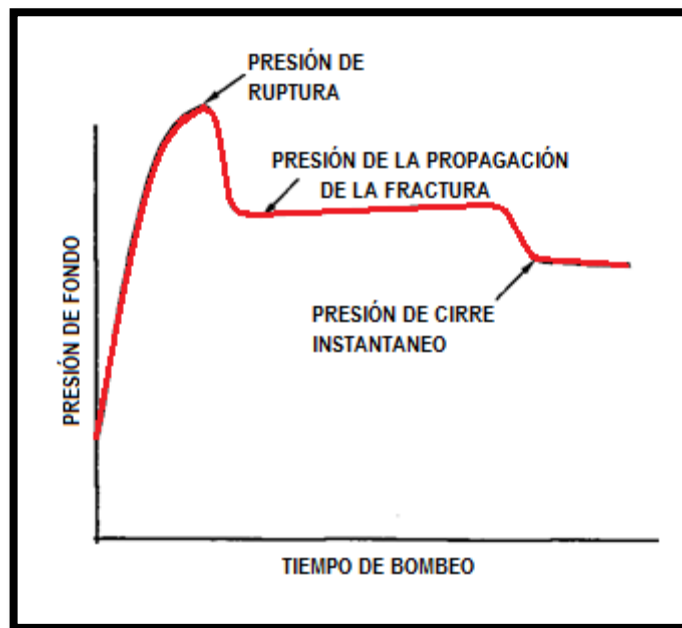
En fracturamiento hidráulico, debe ser aplicada la presión suficiente para iniciar la ruptura o la fractura de la formación y la presión suficiente para poder continuar con la ruptura y la propagación. Una vez que se ha formado la fractura, el fluido actúa como una calza, forzando a la fractura a crecer. Una fractura es creada más fácilmente usando un fluido de perforación de baja viscosidad que con uno de alta viscosidad que no penetra.

El comportamiento de la presión durante un tratamiento de fracturamiento es ilustrado en la figura 8. La tasa de inyección de fluido es constante, excepto que en algún momento se detiene la inyección para obtener presiones de cierre. La presión de fondo es mostrada Vs el tiempo desde la inyección inicial del fluido hasta que se ha completado todo el tratamiento. La presión de superficie es, claro, diferente de la presión de fondo porque el peso del fluido y la fricción se pierden en el wellbore. El historial de las porciones críticas de la presión se muestra en la figura 8 y son:

- Presión de ruptura: es la presión requerida para agrietar la formación e iniciar la fractura.

- Presión de propagación: es la presión requerida para continuar el alargamiento de la fractura.
- Presión de cierre instantáneo: es la presión requerida para mantener abierta la fractura.

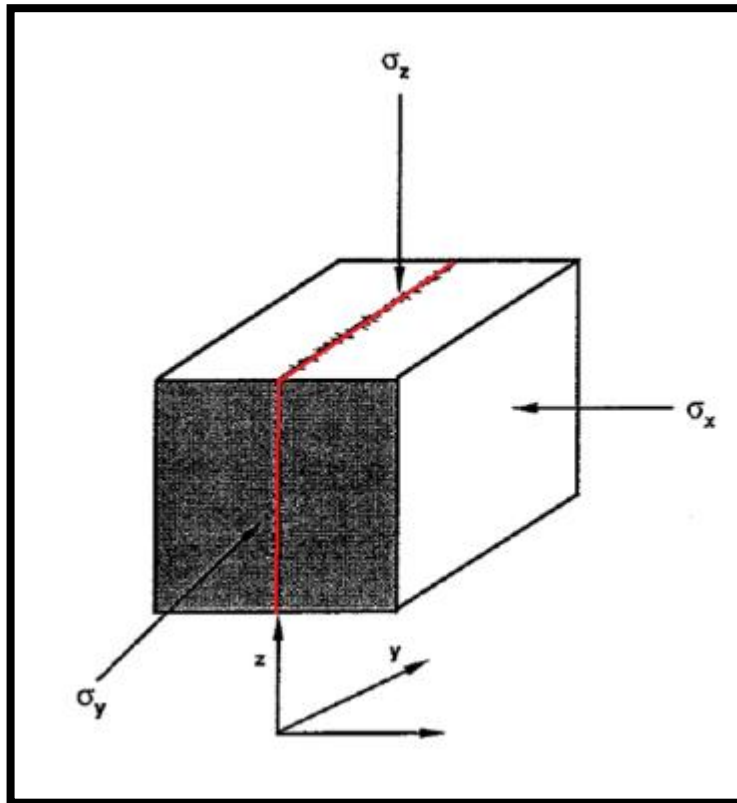
Figura 8. Completamiento Idealizado de la Presión Durante el Fracturamiento



Fuente: Robert Samuel Schechter, Oil Well Stimulation, 1992.

El cierre instantáneo de la presión medida por detener el flujo, dependerá de la anchura de la fractura y la presión de los poros cederá ante la fractura. Si grandes cantidades de fluido han sido inyectados y el ancho de la fractura en el wellbore es largo, entonces se observará un gran valor de la presión de cierre.

Figura 9. La Fractura de la Roca se muestra Perpendicular a la Dirección del menor Esfuerzo.



Fuente: Robert Samuel Schechter, Oil Well Stimulation, 1992

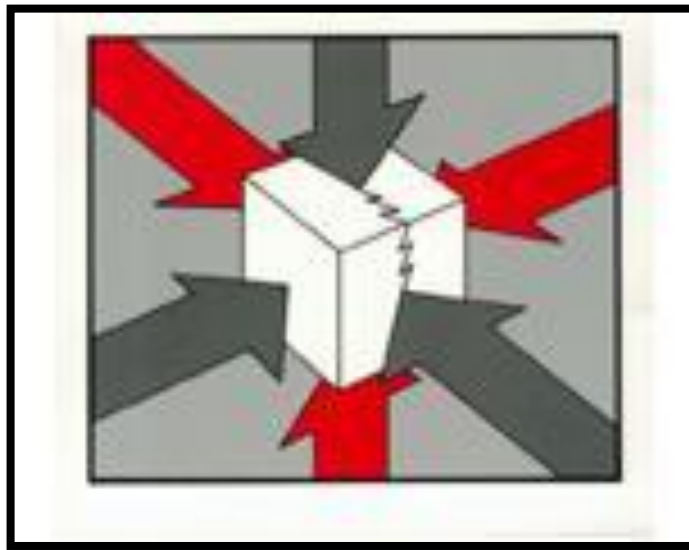
1.3.1. Fractura vertical.

Son aquellas que están paralelas a la dirección del pozo o paralelas a su dirección. Este tipo de fracturas se generan cuando el menor esfuerzo no está alineado con la dirección del pozo sino que es perpendicular a esta. En este tipo de fracturas el esfuerzo mayor hacia el cual las fracturas se propagan está orientado perpendicularmente a la dirección del pozo.

Aunque las dimensiones de la fractura final o estática es lo que realmente nos importa, ya que esto es lo que incrementa la productividad lo que será el resultado del tratamiento, y no pueden ser calculadas sin conocer primero sus dinámicas. La geometría de una fractura vertical está caracterizada por la longitud que es función del tiempo; el ancho puede depender de la distancia al

wellbore, la posición vertical y del tiempo; y la altura de la fractura depende de la distancia del wellbore y del tiempo. La figura 10 representa un flanco de la fractura extendiéndose hacia afuera del wellbore. Normalmente la propagación de la fractura es simétrica sobre el pozo. Habrá, por tanto, dos flancos que se asumirán idénticos. Las dimensiones de las fracturas cambian con el tiempo como el fluido inyectado. Permítannos considerar las variaciones de cada uno.

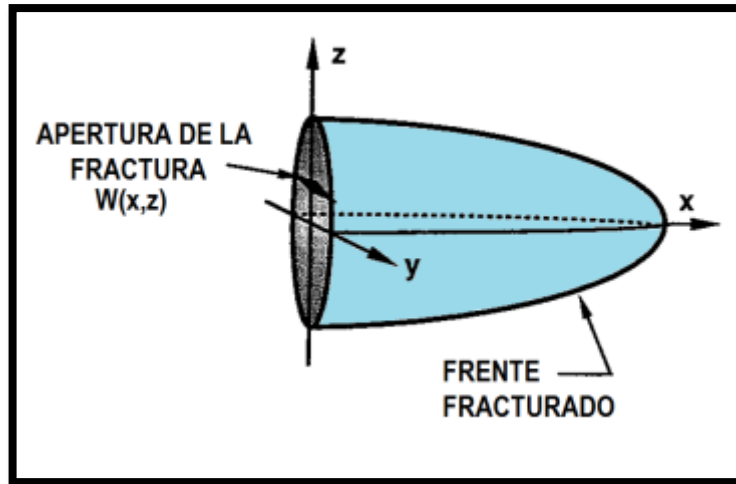
Figura 10. Esfuerzos en una Fractura Vertical



Fuente: <http://www.info.ngwa.org>

Si una fractura vertical es generada en un hueco abierto, esta se extiende de acuerdo a la magnitud de la presión ejercida por el fluido de Fracturamiento. Por otro lado, en pozos revestidos, se pueden crear múltiples fracturas verticales al mismo tiempo a través de las perforaciones, las cuales al crecer debido a la acción del fluido de Fracturamiento, se alinean en un solo plano de fractura generando una gran fractura única. Las fracturas verticales pueden ser de geometría radial o elíptica. En la figura 11, se puede observar el tipo de geometría de una fractura hidráulica vertical.

Figura 11. Geometría de una fractura hidráulica vertical.



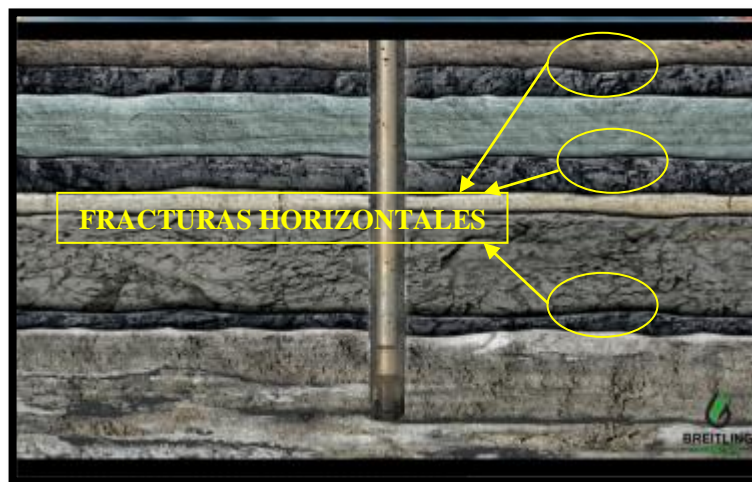
Fuente: Robert Samuel Schechter, Oil Well Stimulation, 1992

1.3.2. Fracturas Horizontales

Se generan cuando el menor esfuerzo principal en la formación es vertical o paralelo al eje del pozo.

En la figura 12 se muestra un esquema de fracturas horizontales en un corte transversal a la formación.

Figura 12. Esquema de fracturas horizontales.



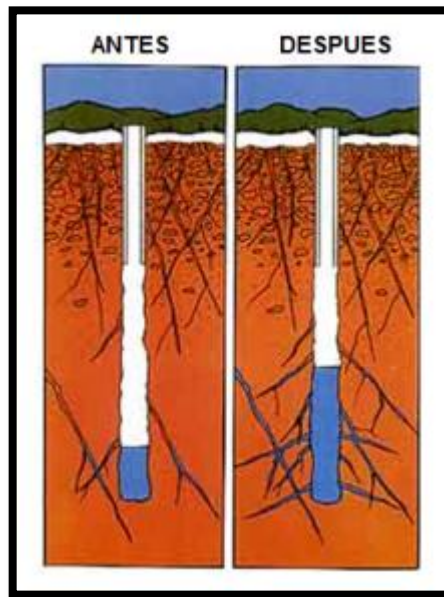
Fuente: <http://www.breitlingoilandgas.com>

Las fracturas horizontales pueden formarse a pocas profundidades. La forma de estas será circular. De hecho, su apariencia será igual a la de las fracturas verticales creadas en muchas formaciones donde hay poco o nada de tensión in situ. A parte de algunas diferencias de entrada al pozo, las dos fracturas son idénticas. Las ecuaciones que describen las fracturas horizontales difieren de relativamente de los contenidos de las ecuaciones de las verticales, pero se aplican los mismos principios. La distribución de presiones a lo largo de las fracturas, se asume que son simétricas a lo largo del pozo, determina el ancho de la fractura a través de la ecuación de la elasticidad ideal, pero en ancho de la fractura debe conocerse para obtener la caída de presión del fluido. Por lo tanto, estas dos variables deben solucionarse juntas. El ancho y la presión no se pueden separar. Tendremos en cuenta primero la pérdida de presión para hallar la relación matemáticas entre ellas.

1.3.3. Fracturas inclinadas

Se caracterizan porque su orientación forma un ángulo con la horizontal. Este tipo de fracturas son creadas cuando ninguno de los tres esfuerzos principales es paralelo a la dirección del pozo. Aunque la fractura es perpendicular al menor esfuerzo principal, la fractura es inclinada con respecto al pozo. Su formación y crecimiento es similar a las fracturas verticales y horizontales. Este tipo de fracturas se pueden apreciar en la figura 13, donde se muestran los diagramas de las fracturas inclinadas antes y después del tratamiento.

Figura 13. Diagrama de fracturas inclinadas.



Fuente: <http://www.petroblogger.com>

1.4. HIDRÁULICA DEL FRACTURAMIENTO

El principal objetivo del cálculo de la hidráulica del Fracturamiento es conocer la presión requerida en superficie para llevar a cabo el tratamiento de una zona.

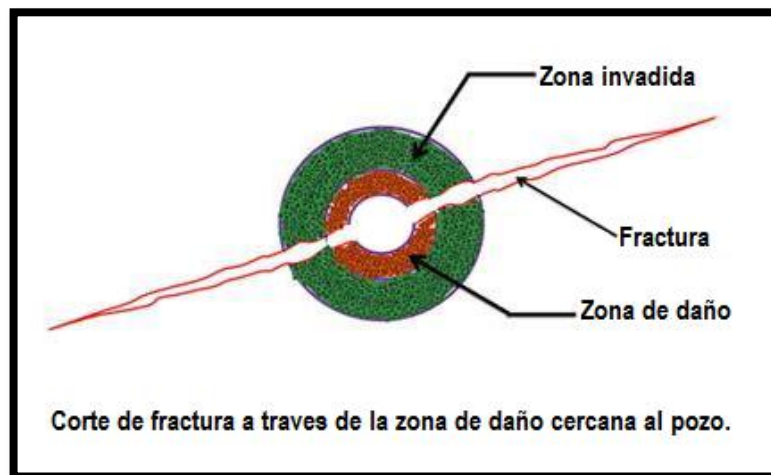
La hidráulica del Fracturamiento se inicia por medio de la realización del minifrac que permite obtener las presiones iniciales en el pozo y el posterior cálculo de los parámetros de tratamiento.

1.4.1. Minifrac

El Minifrac es una operación previa al tratamiento de fractura que consiste en realizar una prueba de inyektividad a la formación mediante el incremento de la tasa de bombeo de fluido para determinar la presión inicial de ruptura equivalente al gradiente de fractura, así como la presión de propagación y de cierre.

Esta prueba proporciona datos de entrada críticos o importantes para el diseño de la fractura y los modelos de reservorios, antes de la producción. Es una prueba de diagnóstico de la caída de inyección desarrollada sin propante antes del tratamiento principal de estimulación. La intención es romper la formación y crear una fractura corta durante un periodo entre 5 y 15 minutos. La fractura creada, puede atravesar cualquier daño cerca del pozo, y provee una mejor comunicación entre el pozo y la formación, como se muestra a continuación en la figura 14.

Figura 14. Vista idealizada de una fractura inducida.



Fuente: www.mfrac.com

Después un breve periodo de inyección, la válvula de la cabeza de pozo se cierra, y la caída de presión se registra (en la cabeza de pozo o en el fondo del pozo) desde unas pocas horas hasta varios días, dependiendo de cuan permeable es la formación. Los datos de la caída de presión se analizan con técnicas especializadas para obtener la siguiente información:

- Presión de cierre de la fractura, P_c
- Presión de cierre instantánea, ISIP

ISIP = Presión de flujo final – Fricción de flujo final

La fricción de flujo final es la componente de la fricción en el fondo del pozo calculada.

- El gradiente de la fractura

Gradiente de la fractura = ISIP / Profundidad de la Formación.

- Presión neta de la fractura, Δp_{net}

$\Delta p_{net} = \text{ISIP} - \text{Presión de cierre.}$

- Eficiencia de flujo.

La eficiencia de flujo es la relación entre el volumen almacenado en la fractura y del fluido total inyectado.

$$EficiciadeFlujo = \frac{G_c}{(2 + G_c)} \quad Ec.23$$

G_c es el tiempo de la función G en el cierre de la fractura.

- Las características de pérdida de fluidos en la formación y la ecuación del coeficiente de pérdida de fluidos.

C_T es el coeficiente de la pérdida total de fluidos.

C_R es el coeficiente de la pérdida de fluidos en el reservorio.

$p(t_c)$ es la línea de extrapolación del flujo línea a t_c .

$$C_T = \Delta p_R \sqrt{\frac{k\phi C_t}{\pi\mu}} \quad Ec.24$$

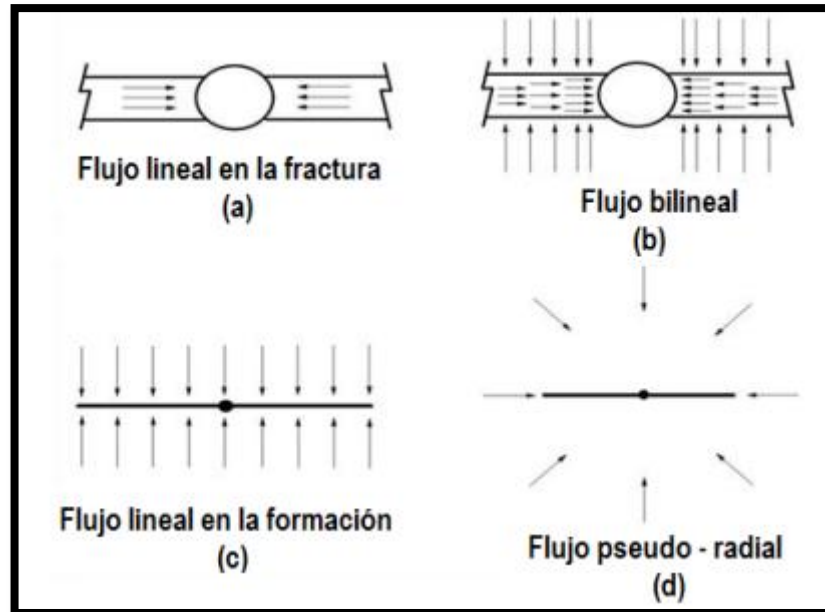
$$\Delta p_R = p(t_c) - p_i \quad Ec.25$$

$$C_R = \Delta p_r \sqrt{\frac{k\phi C_t}{\pi\mu}} \quad Ec.26$$

$$\Delta p_r = p_c - p_i \quad Ec.27$$

- Permeabilidad de la formación, k .
- Presión del reservorio, p_i .

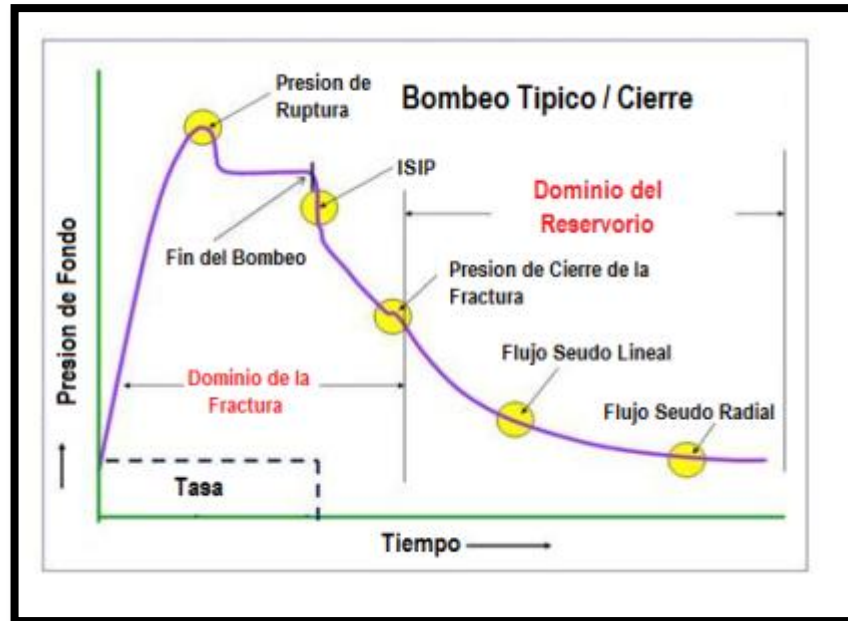
Figura 15. Regímenes de Flujo Típicos.



Fuente: www.mfrac.com

En la figura 15 se muestra una prueba típica de una prueba de inyección de la fractura, en la cual se grafica Presión de Inyección Vs Tiempo, mostrando las tasas de inyección, la presión de ruptura, el final del bombeo, la presión de cierre de la fractura, el flujo pseudo lineal, en el transcurso del tiempo, entre otros datos.

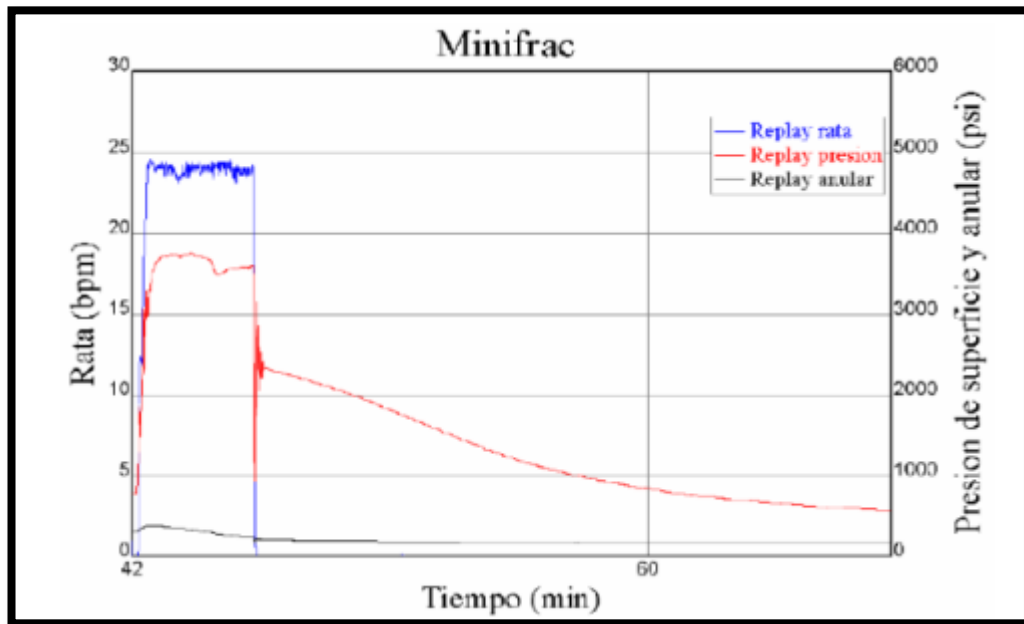
Figura 16. Prueba Típica de Inyección de la Fractura.



Fuente: www.mfrac.com

La presión de fractura está determinada por el valor máximo de presión alcanzado en la prueba. El Minifrac permite la generación de un gráfico como el que se muestra en la siguiente figura, el cual permite realizar un análisis de la declinación de la presión una vez ha cesado el bombeo. Este gráfico representa una prueba Minifrac en donde se indica la tasa de flujo de color azul, la presión de superficie de color rojo y la presión en el anular de color negro.

Figura 17. Prueba de un Minifrac



Fuente: Contreras, O. Rodríguez, W. 2008 “Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de Fractura de la Formación K1 de un campo de la Superintendencia de Operaciones APIAY”

De esta manera se pueden determinar los principales parámetros de tratamiento en superficie durante la operación del minifrac en el pozo de referencia, los cuales son:

- **Presión de ruptura de la formación**

Al iniciar el bombeo se incrementa la presión en el pozo hasta cierto valor en el cual la formación falla y se rompe generando el Fracturamiento. Esta presión máxima alcanzada corresponde a la presión de ruptura de la formación.

- **Presión de bombeo**

Es la presión necesaria para extender la fractura luego de su Fracturamiento. Dado que la presión se reduce una vez la formación se rompe, la presión de bombeo es siempre menor a la presión de ruptura de la zona de interés.

- **Presión de cierre**

Al finalizar el bombeo desaparecen todas las presiones de fricción quedando solo las presiones dentro de la fractura y la hidrostática del pozo la cual cierra la fractura sobre el material propante. Esta última presión medida justo después del bombeo se finaliza, es la presión instantánea de cierre, ISIP.

Posterior a la interpretación de los principales parámetros de tratamiento en la operación de minifrac, se diseña un nuevo programa de bombeo para la ejecución de la operación de Fracturamiento hidráulico en el intervalo de tratamiento.

1.4.2. Presión de tratamiento

Como se observa en la siguiente figura, la presión de tratamiento P_s corresponde a la presión que se debe aplicar en superficie para lograr fracturar la formación. Esta presión matemáticamente se expresa como:

$$P_s = P_f + P_{ft} + P_{perf} - P_h \quad Ec. 34$$

Donde:

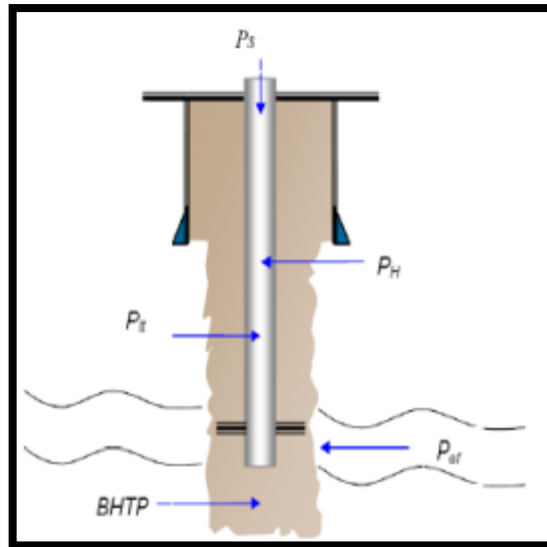
P_f : presión necesaria para fracturar la formación y extender la fractura, Psi.

P_{ft} : Perdidas por fricción e la tuberías.

P_{erf} : Presión hidrostática, Psi

P_h = presión hidrostática, PSI

Figura 18. Presiones involucradas en la hidráulica del Fracturamiento



Fuente: Dorado J., Olivares F., 2006, “Desarrollo de una herramienta Software para la simulación de un diseño de Fracturamiento hidráulico”. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander.

La presión de tratamiento corresponde a la presión en superficie cuando se está bombeando la mezcla de fluido fracturante con material de soporte al fracturar la formación, y es proporcionada por los equipos disponibles en superficie.

1.4.3. Presión de fractura de la formación

También conocida como presión de tratamiento en el fondo o BHTP por sus siglas en ingles, es la presión requerida en fondo de pozo para fracturar la formación. Esta presión se obtiene del gradiente de fractura como se muestra a continuación:

$$BHTP = G_f * D \quad Ec.35$$

Donde:

G_f = Gradiente de fractura, Psi / ft.

D = Profundidad total medida, ft.

Esta presión de fractura es la necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada. Como es bien sabido, el gradiente de fractura no es constante durante la producción de un yacimiento, sino que cambia a medida que la presión del yacimiento se modifica. De cualquier modo, es práctica generalizada realizar una prueba de inyectividad inmediatamente antes de una operación con el fin de verificar el gradiente usado en el diseño con la presión obtenida en la prueba.

1.4.4. Pérdidas de presión a través de las perforaciones

Estas pérdidas de presión se deben básicamente a la fricción del flujo contra los conductos formados a partir de las perforaciones y corresponden a una disipación de energía cinética, por lo tanto, influyen factores como la densidad del fluido, el caudal, el diámetro y número de las perforaciones.

Un buen diseño hidráulico procura tener el mínimo de pérdidas de presión a través de las perforaciones y por lo tanto muchas veces estas pérdidas se consideran despreciables, de cualquier modo, se deben tener en cuenta y pueden ser calculadas de la siguiente forma:

$$P_{perf} = \left[\frac{\rho_m}{8090} \right] \left[\frac{Q}{A_t} \right]^2 \quad Ec. 36$$

$$A_t = \frac{\pi * d_{perf} * N_{perf}}{4} \quad Ec. 37$$

Donde:

P_{perf} = Pérdida de presión a través de las perforaciones, Psi.

ρ_m = Densidad de la mezcla, lb/gal.

Q = Caudal total, gal/min.

A_t = Área total de las perforaciones, pulg².

d_{perf} = Diámetro de las perforaciones, pulg.

N_{perf} = Numero de perforaciones, adimensional.

1.4.5. Presión Hidrostática

La presión hidrostática es aquella ejercida por la columna de fluido en el pozo. Está determinada solamente por la densidad del fluido y la profundidad como se muestra a continuación:

$$P_h = 0,052 * \rho_m * D \quad Ec. 38$$

Donde:

ρ_m = Densidad de la mezcla, lb/gal.

D = Profundidad total medida, ft.

Es importante tener en cuenta que la situación es distinta cuando se utilizan espumas. Por tratarse de fluidos muy compresibles, la densidad de las espumas depende de la temperatura y principalmente de la presión, es decir, la densidad de una espuma dentro de la sarta de tratamiento varía con la profundidad. En estos casos la presión hidrostática no se puede calcular con las expresiones mostradas anteriormente.

1.4.6. Pérdidas de presión en la tubería

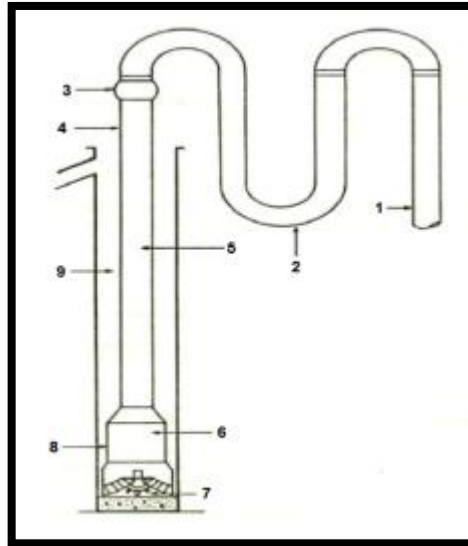
El cálculo de las pérdidas de presión por fricción desarrolladas en la tubería es algo más complejo y está sujeto a mayores márgenes de error. Existen muchos métodos para calcular estas pérdidas para fluidos gelificados, espumas y otros de comportamiento no newtoniano.

Cuando un fluido fluye dentro de una tubería, la fricción del fluido con las paredes, origina una caída de presión que se incrementa al aumentar la profundidad del pozo.

Para determinar las pérdidas de presión en el sistema de circulación, se utilizan en la práctica ciertos puntos del sistema que por su ubicación estratégica

permiten calcular las pérdidas de presión en ellos y ofrecen así datos para calcular la presión total del sistema. En la siguiente figura, se muestran estos puntos

Figura 19. Partes más críticas para medir perdidas de presión.



- | | |
|------------------------------------|----------------------------------|
| 1. Dentro del tubo vertical. | 6. Dentro de los lastrabarrenas. |
| 2. Dentro de la manguera. | 7. Salida de barrena o molino. |
| 3. A través de la unión giratoria. | 8. Exterior de lastrabarrenas. |
| 4. A través de la flecha. | 9. Exterior de sarta de trabajo. |
| 5. Dentro de la sarta. | |

Fuente: Manual para ayudante de Perforador (CABO), Perforador y Malacatero.

1.4.7. Potencia hidráulica

Este es un componente muy importante en la operación del Fracturamiento debido a que proporciona el caballaje necesario para lograr las presiones en superficie. Este parámetro depende de la tasa de bombeo y la presión de tratamiento en superficie, como se presenta a continuación:

$$HHP = 0,000583 * P_s * Q \quad Ec. 48$$

Dónde:

HHP = Potencia hidráulica, hp.

P_s = Presión de tratamiento, Psi.

Q = Tasa de inyección, gal/min.

1.5. MECANICA DE ROCAS

Las características individuales de la roca varían mucho de una a otra, tanto en apariencia, como en composición. La arcilla que parece ser una masa sin forma regular, en realidad, es una masa regular. La arenisca que está compuesta por una parte de silicio puede contener caolinita.

Dentro de las propiedades físicas de las rocas tenemos el Clivaje, que son los bordes de separación en donde un material regularmente falla cuando se aplica una carga por compresión. Términos tales como perfecto, desigual, duro y fácil se aplican a la habilidad para fracturarse de un mineral. Los minerales tienen diferentes niveles de clivaje en una o hasta tres direcciones.

En la siguiente tabla se muestra las propiedades físicas de algunos de los minerales encontrados durante la perforación.

Tabla 3. Propiedades físicas de algunos materiales.

MINERAL	DUREZA (MOHS)	DENSIDAD	COLOR
Barita	3.0 - 3.5	4.3 - 4.7	Gris
Calcita	3.0	2.72	Blanca o Amarilla
Clorita	1.0 - 2.5	2.6 - 3.0	Verde pasto
Dolomita	3.5 - 4.0	2.9	Comúnmente Blanco
Yeso	2	2.2 - 2.4	Blanco
Halita	2.0 - 2.5	2.1	Blanco
Caolinita	1.0 - 2.0	2.2 - 2.6	Blanco
Pirita	6.0 - 6.5	4.9 - 5.2	Amarillo

Fuente: Barrenas e hidráulica de perforaciones.

Cuando los diferentes tipos de materiales se someten a algún esfuerzo, estos se deforman. Si al retirar el esfuerzo el material recupera su forma original, se dice que el material es elástico, de lo contrario es un material plástico. Para este trabajo también se consideraran las rocas como materiales elásticos.

Una investigación sobre la mecánica de rocas debe cubrir un amplio panorama, no solo debido a las varias ramas de la ingeniería involucradas, sino a los muchos materiales clasificados como rocas. Algunas pueden mostrar una naturaleza elástica y quebradiza a presiones de confinamiento de miles de libras por pulgada cuadrada (psi), mientras que otras pueden ser poroelásticas a una presión muy inferior. Otras rocas, como las arcillas, se debilitan con la presencia de agua. La sal y el yeso responden de manera plástica a bajas presiones de confinamiento y son altamente solubles. Estas diferencias son solo una pequeña muestra de la amplia gama de conocimientos y tecnologías que rodean la aplicación de la mecánica de rocas a la industria petrolera.

En el estudio de la mecánica de rocas se debe hacer la definición y análisis de los esfuerzos que es materia de la elasticidad pura, e independiente de las propiedades plásticas, elásticas, viscosas, etc. Se usa la letra griega sigma " σ " para designar las componentes del esfuerzo normal ($\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$), así como los esfuerzos principales ($\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$). Se denomina esfuerzo normal a las componentes del esfuerzo que está actuando perpendicular al plano, y cuando la componente actúa en paralelo al plano se llama esfuerzo de corte y se usa la letra griega tau " τ ".

Para empezar la discusión del tipo de deformación, se definirá primero, que es deformación.

La definición de deformación es: La posición relativa de los puntos dentro de un cuerpo se alterara cuando el cuerpo se someta a un campo de esfuerzos, es decir, el desplazamiento de todos los puntos del cuerpo.

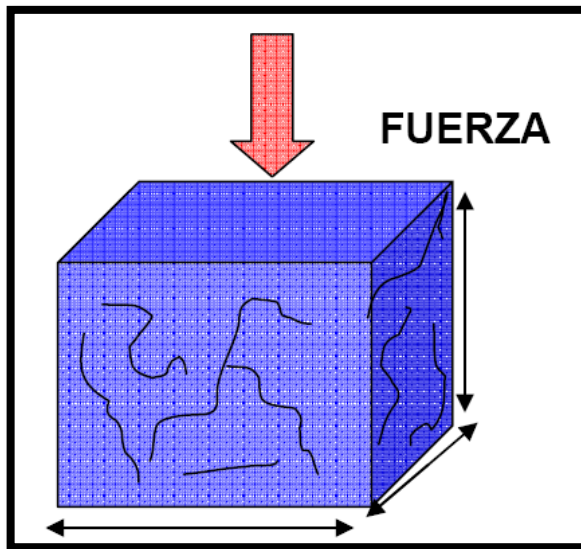
1.5.1. Deformación elástica

La deformación elástica es aquella que desaparecerá al retirar la fuerza que la provoca.

Los materiales elásticos son aquellos que sufren grandes elongaciones bajo esfuerzos aplicados como por ejemplo las gomas elásticas, que después de sufrir las elongaciones, no tienen ninguna dificultad para recuperar su longitud original después de retirado el esfuerzo. El límite elástico es valor máximo de la fuerza aplicada para el que la deformación es elástica y es de gran importancia en el diseño mecánico.

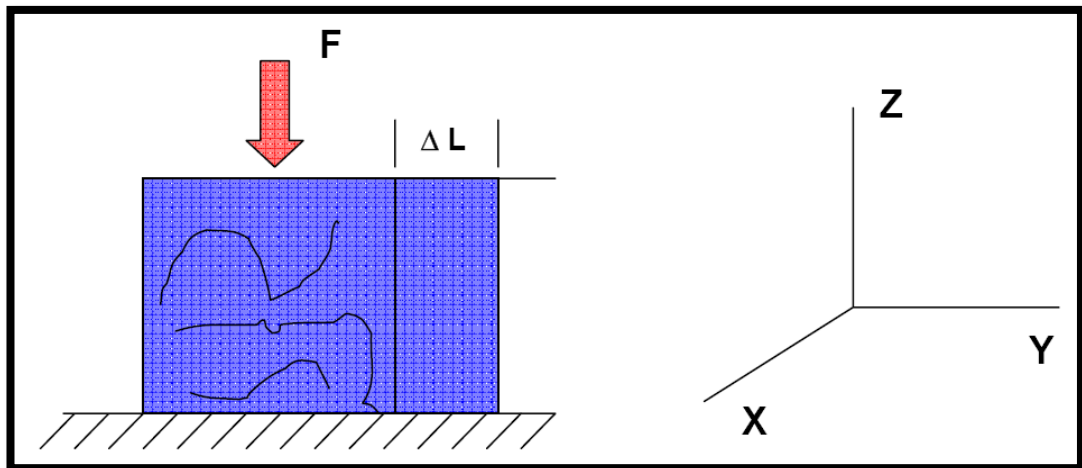
Como se menciona anteriormente, se consideraran las rocas como material elástico, por lo que en las siguiente figuras se muestra un cubo de “roca” como un material elástico, y la deformación de éste, bajo la aplicación de una fuerza.

Figura 20 . Cubo como material elástico



Fuente: Manual BJ Services

Figura 21. Deformación del cubo (material elástico)



Fuente: Manual BJ Services

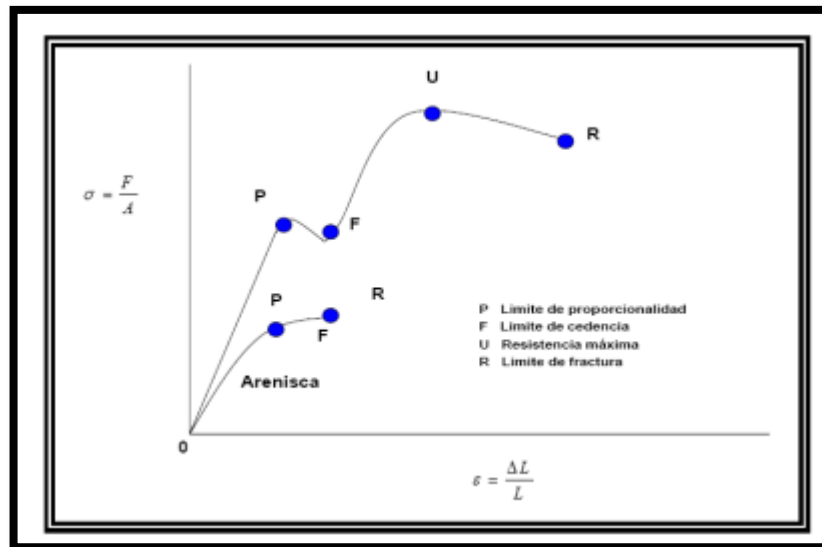
Como ya se menciona anteriormente, en la figura 21 se considera un material elástico sometido a una fuerza de compresión. También se considera que esta fuerza distribuida uniformemente en todo el material, de forma tal que se hace presente el concepto de tensión o presión.

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Area}} \quad \text{Ec. 49}$$

En este caso estamos aplicando como se menciona, un esfuerzo de compresión, pero este puede ser tracción. La tensión de compresión produce un acortamiento del material como se nota en la figura anterior, donde se nota un ΔL , el cual se puede relacionar con el largo o dimensión original. De allí el concepto de deformación.

$$\varepsilon_z = \frac{\Delta L}{L} \quad \text{Ec. 50}$$

Figura 22. Diagrama de Esfuerzo vs. Deformación



Fuente: Manual BJ Services.

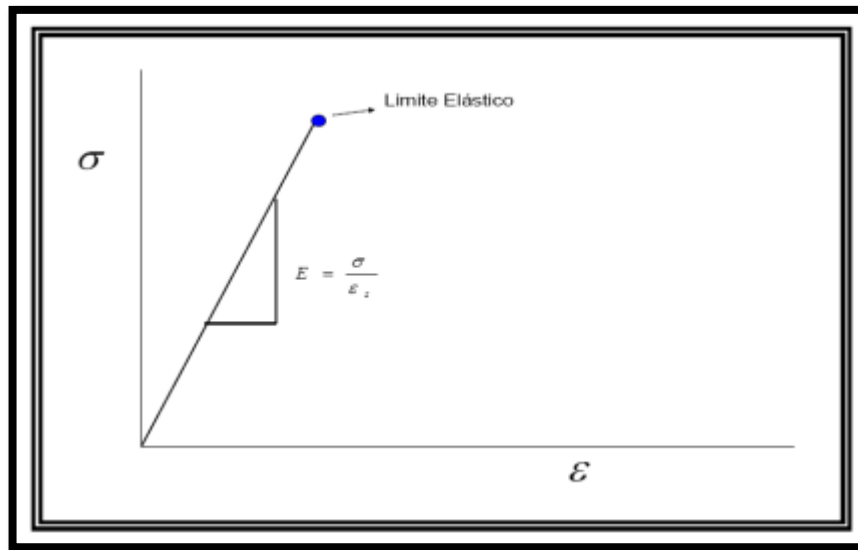
En la figura 22 se nota el diagrama de tensiones contra deformación que sufre un material al aplicarle una fuerza. El segmento OP es una proporción que se considera como la ley de Hooke. Y se denota así:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon_z} \quad Ec.51$$

Donde E es el modulo elástico; (modulo de elasticidad o modulo de Young) y tiene las unidades de σ (Tensión sobre el material). Estos módulos indican cuanto se puede deformar un material cuando es sometido a un esfuerzo. Esta ecuación puede escribirse así también:

$$\sigma \langle F/A \rangle = E \langle F/A \rangle \epsilon \langle \Delta L/L \rangle \quad Ec.52$$

Figura 23. Límite elástico.

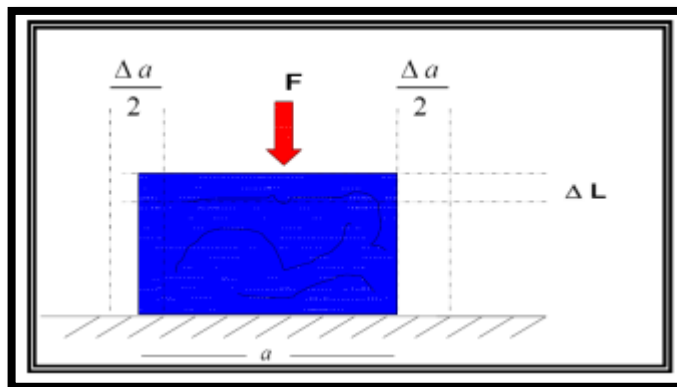


Fuente: Manual BJ Services.

Algunos valores comunes para E son:

- Acero $30 \cdot 10^6$ Psi
- Algunas areniscas $5 \cdot 10^6$ Psi
- Algunas calizas $7 \cdot 10^6$ Psi

Figura 24. Deformación transversal.



Fuente: Manual BJ Services.

En cuanto a deformaciones transversales se tiene; el acortamiento mencionado anteriormente tiende a dilatar o expandir el material. En la figura anterior se muestra la relación entre Δa con el ancho del material.

$$\varepsilon_y = \frac{\Delta a}{a} \quad Ec.53$$

La deformación transversal y la deformación longitudinal son proporcionales entre si, según la siguiente ecuación adimensional.

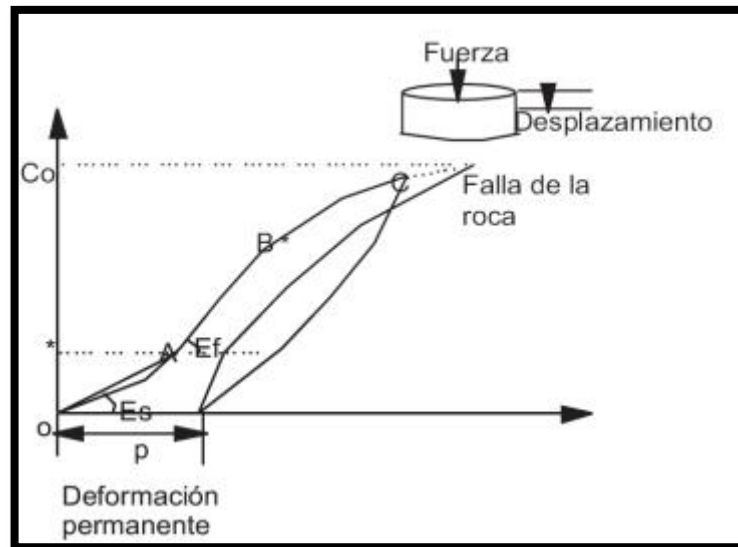
$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_z} \quad Ec.54$$

Esta proporcionalidad es llamada, modulo de Poisson, e indica cuanta deformación transversal produce cierta deformación longitudinal. A continuación se muestra los valores más comunes para cierto tipo de materiales.

- Metales: 0,25 – 0,35
- Areniscas y calizas: 0,15 – 0,27
- Esquistos: 0,01 – 0,15
- Arenas poco consolidadas: 0,28 – 0,45

El efecto del modulo de Poisson muestra como un cilindro cuya longitud es de dos a tres veces su diámetro, se deformará cuando esté sujeto a compresión axial. Entre más alto sea el nivel de esfuerzos, mayor deformación experimentara la roca. Las deformaciones axiales y laterales para cualquier campo de esfuerzos aplicado, se pueden medir con manómetros de deformación fijados a la muestra de roca. La grafica del esfuerzo aplicado Vs la deformación producirá una curva similar a la de la siguiente figura.

Figura 25. Curva típica esfuerzo vs. Deformación.



Fuente: Barrenas e Hidráulica de Perforación.

Esta curva tiene distintas regiones. En la región no lineal (OA) la roca tiende a comprimirse debido a las micro fracturas preexistentes que se cierran y a los minerales que se comprimen ligeramente. Si la roca se removiera, la mayoría de las micro fracturas permanecerían cerradas y resultaría en una deformación neta. La porosidad de las fracturas está relacionada con esta deformación.

Continuando con la aplicación de carga (A a B), la mayoría de las fracturas cerradas producen la compresión neta de la roca y donde los poros se deforman y los granos se comprimen a un ritmo lineal.

Esta forma lineal se representa por un coeficiente de proporcionalidad, E , el cual se llama módulo de Young y se define como:

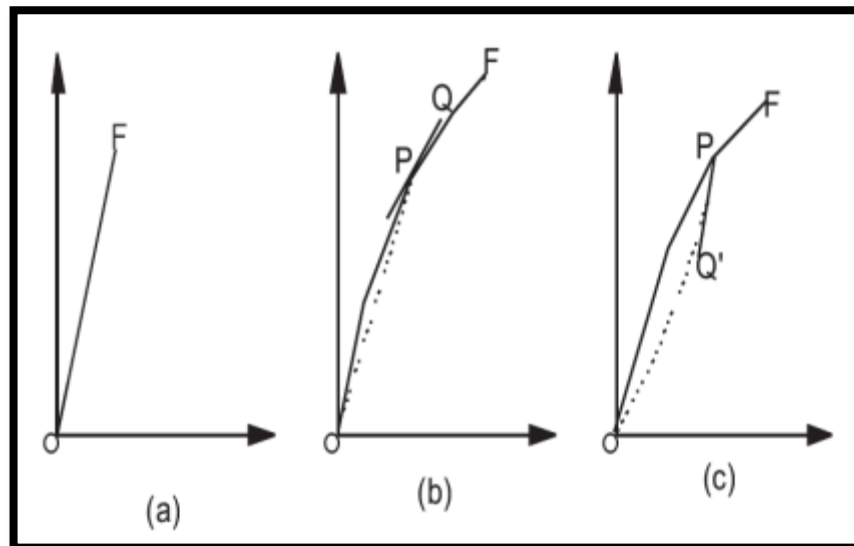
$$\sigma = E\epsilon \quad Ec.55$$

La mayoría de las rocas presentan esta respuesta en un amplio rango de carga y, por lo tanto, el módulo de Young es una medición de la rigidez de la roca o el parámetro que expresa la resistencia a la deformación que una roca tiene para una determinada condición de carga.

Continuando más allá del punto B con la aplicación de la carga, se origina un daño que no es reversible debido a que ocurren grandes deformaciones y el módulo total es más alto. De esta manera la descripción del comportamiento de la roca se vuelve más difícil usando un modelo elástico constante. Sin embargo, el uso de una secante así como un módulo tangente pueden hacerlo más sencillo. La diferencia en esos dos módulos puede ser significativa y debe tenerse cuidado al utilizar los datos reportados.

Una forma más sencilla de entender la relación esfuerzo vs deformación, se muestra en la siguiente figura.

Figura 26. Esfuerzo vs. Deformación región 1



Fuente: Barrenas e Hidráulica de Perforación.

La curva (a) de la grafica anterior es lineal para la mayoría de las rocas y finaliza en forma abrupta en el punto F. anteriormente se menciona que la relación lineal está representada por E (módulo de Young). Sin embargo, esta relación solo es cierta si el material es linealmente elástico. La figura anterior muestra que la curva tiene varias regiones antes de la falla. La figura (b) muestra un material perfectamente elástico. Esto está definido por una única relación entre el esfuerzo y la deformación que no necesita ser lineal. La elasticidad perfecta se tiene cuando el material se somete gradualmente a un

esfuerzo y cuando se libera éste la ruta sigue la misma tendencia en sentido inverso. Además, la energía almacenada en la carga se disipa en la descarga. Por lo tanto, no hay un modulo único, sino que para cualquier valor correspondiente a un punto P, la pendiente PQ de la tangente a la curva es el modulo tangente de Young y la pendiente secante OP, σ/ϵ , se llama el modulo secante. La figura (c) muestra el comportamiento del material elástico. Un material se llama elástico si después del esfuerzo y liberación, antes de la falla, la deformación va a cero, aunque no necesariamente por la ruta de carga. Este efecto se llama histéresis y es cuando por la disipación de energía de procesos tales como la creación de nuevas microfracturas.

1.5.2. Tensión efectiva neta

Desde la depositación, posteriormente la litificación, se crean capas, y cada capa soporta la siguiente, esto se denomina presión litostática, esta presión se considera una tensión neta vertical. Además contamos con la presión poral, que es la presión dada por la saturación de los fluidos en los poros. Teniendo en cuenta estas dos tensiones tenemos la tensión efectiva neta.

Observando la secuencia de la depositación de las areniscas tenemos lo siguiente:

- Depositación y acumulación de granos en un ambiente casi siempre relacionado con agua.
- Enterramiento por depositación de nuevo material acumulado encima.
- Cementación de granos con material más fino, depositado simultáneamente o precipitaciones de soluciones salinas.

El valor de la presión litostática lo podemos determinar matemáticamente como:

$$P_{ob} = [(1 - \phi)\rho_R + \phi\rho_F] * D \quad Ec. 56$$

Donde:

$P_{ob} = Sv$ = Presión de sobrecarga u Overburden.

\emptyset = Porosidad.

ρ_R = Densidad de la roca seca.

ρ_F = Densidad de los fluidos contenidos.

D = Profundidad.

La presión de overburden es una tensión neta vertical. En la formación ocurren reacciones que se oponen a esta presión de sobrecarga, y esta presión viene dada por la saturación de los fluidos y por la misma roca. Esta presión es llamada presión poral o presión de poro. De esta forma la tensión efectiva neta está dada por:

$$\sigma = P_{ob} - P_p \quad Ec.57$$

Donde:

σ = Tensión efectiva neta.

P_{ob} = Presión de overburden.

P_p = Presión de poro.

1.5.3. Orientación y forma de la fractura

La fractura se forma y se orienta dependiendo de la dirección del menor esfuerzo de la formación, es decir, las zonas donde se encuentran fracturas naturales, el esfuerzo más grande es el vertical y este mismo es igual a la presión efectiva. De igual manera donde existen zonas con fallas geológicas transversales el esfuerzo mayor es el horizontal.

Como se estudio en el capítulo 1.3 la fractura o rompimiento de la roca ocurre siempre en sentido perpendicular a la menor tensión existente en el sistema. Por esto se tendrá una fractura horizontal si el esfuerzo vertical es el menor, y de la misma forma se tendrá una fractura vertical si el esfuerzo mínimo es el horizontal.

2. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

Estos fluidos son usados para iniciar y/o expandir las fracturas, así como para el transporte de los Propantes en las fracturas. La viscosidad de estos fluidos es considerada cuando se diseñan, para proveer un transporte eficiente y el posicionamiento del material de soporte dentro de la fractura.

2.1.1. Tipos de fluidos de Fracturamiento.

Los fluidos de Fracturamiento son diferentes para cada tipo de tratamiento, para cada tipo de formación, se puede hacer el tratamiento completo con un solo fluido o con una conjugación de varios de estos. Lo principal de estos fluidos es conservar la eficiencia de la fractura, la conductividad, la permeabilidad de esta y el transporte del material propante, aunque en algunos casos se pueden usar para limpiar la fractura y/o la formación.

a. Fluidos emulsionados

Esta clase de fluidos consiste en emulsiones de ácido o agua en hidrocarburo y las podemos clasificar en dos tipos:

- Agua en crudo.
- Crudo en agua.

Con el tipo de emulsión agua en crudo, se obtienen altas viscosidades, bajas pérdidas por fricción y bajas pérdidas de fluido. En las emulsiones de crudo en agua, la viscosidad depende de la gelificación de la fase acuosa y del porcentaje de hidrocarburo presente.

Los fluidos emulsionados poseen 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 de manera paulatina, 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 disuelve ciertos compuestos indeseables de tipo asfáltico, mejorando la productividad.

b. Fluidos espumados

Esta clase de fluido es una dispersión de un gas en un líquido. El gas constituye la fase dispersa y el líquido la fase continua. Generalmente es aplicable a yacimientos de aceite y gas con bajas presiones con la ventaja de que su bajo contenido líquido deja menor cantidad de fluido para ser removido de la fractura.

Además, estas espumas generan una torta muy fina en las paredes de la fractura debido a sus bajas pérdidas de filtrado.

En esta clase de fluidos se han utilizado en un gran número de operaciones, lo que los hace de gran versatilidad. Entre las ventajas particulares encontramos las siguientes:

- Baja pérdida de fluidos hacia la formación.
- Buena capacidad de transporte del material propante.
- Bajo costo.
- Baja posibilidad de daño a la formación.
- Reducción del tiempo de cierre del pozo después de la fractura.
- Incremento de energía momentáneo en yacimientos e baja presión.

En el Fracturamiento hidráulico encontramos dos tipos de espumas que son usadas con mayor regularidad: espumas base agua y espumas base hidrocarburo. Las espumas base agua son las más utilizadas en la industria por su fácil obtención y bajo costo. Las espumas base hidrocarburo se utilizan

cuando la formación a fracturar es excesivamente sensible al agua. El costo de estas espumas es considerablemente mayor que las espumas base agua y son difíciles de manipular.

Hay un gran número de fluidos que son usados en la estimulación por Fracturamiento hidráulico, y se analizarán a continuación.

2.1.1.1. Fluidos gelificados

La composición de estos fluidos varía significativamente, desde simple agua y arena hasta sustancias poliméricas complejas con una gran cantidad de aditivos. Las características de estos fluidos son únicas para cada tipo y cada uno posee sus características de desempeño positivas y negativas. Las propiedades que estos fluidos deberían tener para un desarrollo ideal serían:

- Ser lo suficientemente viscosos para crear el ancho adecuado de la fractura.
- Maximizar la distancia de recorrido del fluido para extender la longitud de la fractura.
- Ser capaz de transportar grandes cantidades de Propantes dentro de la fractura.
- Requieren un mínimo de agentes gelificantes para permitir la fácil degradación o “ruptura” y reducir costos.

Los fluidos base agua se han vuelto el fluido predominante para fracturar las capas de carbón con metano. Sin embargo, también pueden ser base aceite, metanol o combinación de agua con metanol. El metanol se usa en lugar o en conjunción con el agua, para minimizar la fuga del fluido de fracturamiento y mejorar su recuperación.

Los fluidos base polímeros se hacen usualmente con metanol mejorando los resultados del Fracturamiento, pero requiere 50 o 100 veces más la cantidad del rompedor (los ácidos son usados para degradar la viscosidad, lo cual ayuda a mejorar el recobro de los fluidos post fracturamiento). En algunos casos, el

nitrógeno o el dióxido de carbono son combinados con los fluidos de Fracturamiento para formar espumas como fluidos base. Las espumas requieren sustancialmente volúmenes menores para transportar una cantidad equivalente de propano. El combustible Diesel es otro componente de algunos fluidos de Fracturamiento aunque no es usado como aditivo en todas las operaciones de Fracturamiento hidráulico.

Una variedad de otros aditivos de los fluidos (además de los Propantes) podrían ser incluidos en la mezcla de los fluidos de Fracturamiento para realizar tareas esenciales como la limpieza de la formación, estabilización de espumas, inhibición de fugas o reducción de la tensión superficial. Estos aditivos incluyen biocidas, agentes para pérdidas de fluido, rompedor de encimas, rompedores de ácidos, rompedores de oxidación, reductores de fricción y surfactantes como emulsificadores y no emulsificadores. Pueden existir muchos productos en estas categorías. En cualquier trabajo de Fracturamiento, pueden usarse varios y diferentes fluidos en combinación o solos a diferentes etapas en el proceso de Fracturamiento.

Las principales categorías de los fluidos de Fracturamiento son:

- Fluidos gelificados, incluyendo geles lineales y reticulados.
- Espumas de geles.
- Agua pura y agua con cloruro de potasio (KCl).
- Ácidos.
- Tratamientos combinados (cualquier combinación de 2 o más de los fluidos mencionados anteriormente).

El Fracturamiento se realiza en dos etapas en las que se utilizan dos tipos diferentes de fluidos: fluidos lineales y fluidos activados.

a. Fluido lineal

Este fluido se utiliza en la primera etapa del Fracturamiento llamada minifrac, en la que el fluido se inyecta a grandes presiones desde la superficie hasta la

formación con el fin de contactar las zonas productivas y empezar a crear la fractura. Este gel lineal está compuesto por fluido base, bacterias y control de arcillas, agente gelificante y control del pH.

b. Fluido Activado

Este se utiliza en la segunda etapa del Fracturamiento en el cual se bombea una nueva carga mayor a la anterior, encargada de transportar el material propante que evitara que la fractura creada se cierre quedando finalmente ubicado en ella. Tan pronto se han mezclado el fluido lineal con el propante y parte se ha inyectado, se mezcla con el activador de manera que el fluido lineal se convierte en un gel activado mediante el uso de aditivos. Su composición química típica es: Gel lineal, control de pH, material propante, agente activador y agente rompedor.

El tiempo de activación o tiempo durante el cual el fluido de Fracturamiento posee las propiedades de gel activado es normalmente el 75% del tiempo del viaje y luego de esto el fluido debe romperse habiendo transportado el agente de soporte y luego de estar dentro de la formación. Posteriormente debe retornar a la superficie una vez se libere la presión y se comience la producción con el material propante en su lugar, evitando el cierre de la fractura.

Las ventajas de estos fluidos son:

- Alto poder de arrastre y suspensión.
- Fácil preparación.
- Permite buen control de filtrado.
- Mayor facilidad de perforación cuando se usa agua dulce.
- Más económico que los lodos base aceite.

Las desventajas de estos fluidos son:

- Daño potencial a la formación.
- Sujeto a la contaminación.
- Afectado adversamente por las altas temperaturas, dado que si se usa a temperaturas mayores de 180°C, aumenta su viscosidad al deshidratarse la arcilla.
- Al bajar cemento, se flocula fácilmente.

La utilización de productos gelificantes tiene como efecto el incremento de la viscosidad del líquido base debido a que están compuestos de polímeros de cadenas largas, lineales o ramificadas, que dificultan el movimiento de las capas de fluido entre sí. Estos fluidos requieren un esfuerzo mayor para alcanzar una determinada velocidad.

El agua sola no es siempre la adecuada para ciertas formaciones para el fracturamiento porque es de baja viscosidad y eso limita la habilidad para transportar el propano. Los gelificantes de agua o espesantes son usados para crear estos fluidos gelificados. La sección gelificante es basada en las características de la formación tales como la presión, la temperatura, la permeabilidad, la porosidad y el espesor de la zona.

Entre estos tipos de fluidos podemos encontrar los geles hidrocarburos, ácidos gelificados, fluidos emulsionados, fluidos espumados, geles reticulados y geles de reticulación retardada.

- **Geles lineales.**

Los agentes gelificantes usados en estos fluidos de Fracturamiento son típicamente **Goma Guar, Derivados de Guar** como por ejemplo el **HPG** (HidroxiPropilGuar) y el **CMHPG** (CarboxiMetilHidroxiPropilGuar), o derivados de celulosa como el CarboMetilGuar o **HEC** (HidroxiEtil Celulosa). En general estos productos son biodegradables. El Guar es una sustancia polimérica derivada de la semilla de la planta Guar. La Goma Guar, por si sola, no es toxica y de hecho es un producto de alimentos de calidad comúnmente usado

para incrementar la viscosidad y la elasticidad de los alimentos tales como el helado. Para formular un gel de Fracturamiento viscoso, el Guar en polvo o concentrado es diluido en un fluido portador tal como el agua o el Diesel. El incremento de la viscosidad mejora la habilidad del fluido de Fracturamiento para transportar el propante y disminuir la necesidad de más flujo turbulento. Concentraciones de los agentes gelificantes Guar dentro de los fluidos de fracturamiento hidráulico a descendido durante los últimos años. Se ha determinado que reduciendo las concentraciones provee fracturas mejores y más completas.

- **Geles base hidrocarburo**

Esta clase de geles son de alta viscosidad y tiene la capacidad de minimizar la posibilidad de daño a la formación en diversos casos como en formaciones que contienen arcillas sensibles al contacto con agua.

Las ventajas de estos fluidos son:

- Excelente capacidad de transporte del material propante.
- Compatibles con los fluidos de formación.
- Poseen menores pérdidas por fricción que otros fluidos.
- Pérdidas de filtrado de fluido menores que con solo hidrocarburo.
- Viscosidades altas aun a altas temperaturas.
- El fluido base puede recuperarse con la producción cuando el gel se rompe.
- Adecuado en clima frío en comparación con fluidos base agua.

Los geles base hidrocarburo fueron los primeros fluidos de alta viscosidad utilizados en fracturamiento hidráulico con la ventaja de ser compatibles con casi todo tipo de formaciones.

- **Geles Espumosos.**

Esta tecnología usa burbujas de espuma para transportar y colocar el propante en las fracturas. Las más extensamente usadas en los fluidos de fracturamiento usa nitrógeno o dióxido de carbono como su gas base.

La incorporación de gases inertes con agentes espumosos y agua reduce la cantidad de líquido de Fracturamiento requerida. Los geles espumosos usan fluidos de Fracturamiento con mayores concentraciones de Propantes para lograr un Fracturamiento más efectivo. Las burbujas de gas en las espumas llenan los vacíos que de otro modo serían llenados con el fluido de Fracturamiento. Las mayores concentraciones de Propantes permiten una reducción de aproximadamente el 75% de toda la cantidad de fluido que sería necesario usando uno lineal convencional o geles reticulados. Los agentes espumantes pueden ser usados en conjunto con fluidos gelificados para lograr un fluido de Fracturamiento extremadamente eficaz.

La experiencia en emulsiones con espumas no es muy amplia, por lo tanto el protocolo usualmente involucra la adición de agentes para la pérdida de fluido como los finos de. Los agentes espumantes suspenden aire, nitrógeno o dióxido de carbono dentro de la fase acuosa de un tratamiento de Fracturamiento. La relación gas/líquido determina si un fluido será una espuma o simplemente un líquido gas-energizado. Dependiendo del gas que va a ser inyectado durante el tratamiento, hay que determinar el comportamiento de este, bajo diferentes sistemas de inyección, antes de hacerlo. Por ejemplo el dióxido de carbono puede ser inyectado como líquido, mientras que el nitrógeno debe ser inyectado como gas para prevenir el congelamiento.

La concentración final es usualmente de 3 galones de espuma por 1.000 galones de gel.

- **Geles reticulados**

El primer gel reticulado fue desarrollado en 1968. Cuando se añaden agentes reticulares a geles lineales, se obtiene como resultado un fluido complejo de fracturamiento de alta viscosidad que proporciona un mejor rendimiento y/o desempeño en el transporte del material propante que los geles lineales.

Los reticulados reducen la necesidad de espesar el fluido y extender la vida viscosa del fluido indefinidamente. El fluido permanece viscoso hasta que un agente de ruptura es introducido para romper el reticulado y eventualmente, el polímero. Aunque el reticulado hace el fluido más costoso, pueden mejorar considerablemente el desempeño del Fracturamiento hidráulico, por lo que aumentaría las tasas de producción de pozos.

La concentración final de los reticulados es usualmente de 1 a 2 galones de reticulados por 1.000 galones de gel.

Los geles reticulados son entrecruzados de cadenas de polímeros con incorporación de productos químicos reticuladores y principios de retardo del tiempo y la temperatura.

En estos fluidos se mejoran considerablemente las propiedades generales durante la operación de fractura, logrando incrementar la capacidad de transporte del material propante, la obtención de fracturas más anchas y la reducción de la pérdida de fluido a la formación. Todas estas ventajas están relacionadas con el incremento de la viscosidad aparente en estos geles.

- **Geles de reticulación retardada**

Los geles reticulados en superficie sufren elevados esfuerzos de corte debido a las bombas y a la tubería de tratamiento lo que conlleva a su degradación y a la considerable reducción de su viscosidad al momento de ingresar a la fractura. Estas limitaciones se resolvieron con el desarrollo de geles de reticulación

retardada. El nivel de corte y su duración son decisivos en la viscosidad y estabilidad del fluido.

Estos geles ofrecen la posibilidad de minimizar la degradación por esfuerzo de corte en la medida que posterguen su efecto hasta el momento en que el fluido alcance el fondo e ingrese a la fractura, donde el esfuerzo de corte es sustancialmente menor que en la tubería.

Una alternativa de retardo es el empleo de agentes reticuladores activados por temperatura que dependen de las condiciones del pozo. Si la temperatura de activación se alcanza en la tubería, el fluido quedará expuesto a un corte elevado durante la reticulación. Por el contrario, si la temperatura de activación se alcanza en la fractura, la reticulación se producirá demasiado tarde para proporcionar un buen transporte de material propante. En ambos casos existirán problemas como la pérdida de viscosidad o la excesiva sedimentación del material propante en la fractura cerca al pozo.

Con el empleo de esta clase de sistemas en los diferentes tipos de geles, se obtienen mejores propiedades y mejor estabilidad cuando el fluido se encuentra dentro de la fractura.

2.1.2. Propiedades deseables en un fluido de fractura

Siempre que se manejen operaciones con los fluidos de control, se necesita manejar y relacionar cuatro de sus propiedades fundamentales, las cuales son:

- Densidad.
- Viscosidad.
- Gelatinosidad.
- Potencial Hidrogeno (pH).

Además para que el fluido de fracturamiento hidráulico sea efectivo y adecuado debe poseer las siguientes características:

- Compatibilidad con la formación.
- Estabilidad.
- Eficiencia y bajas pérdidas de filtrado.
- Suspensión y transporte del propante.
- Fácil degradación y retorno.
- Bajas pérdidas por fricción.
- Preparación simple y segura.

El desconocimiento y manejo incorrecto de estas propiedades, ha ocasionado desde incremento en tiempo y costo hasta pérdida del pozo.

Difícilmente se logra alcanzar todas estas propiedades en el lodo, pero se busca que el fluido cumpla de la mejor manera posible con las características necesarias y a su vez que cause el menor daño a las formaciones donde se utilizan.

2.1.2.1. Compatibilidad con la formación

Esta es la característica más crítica y necesaria en la operación de Fracturamiento hidráulico. Para lograr la máxima protección a las formaciones es necesario lograr los valores óptimos de todas las propiedades del fluido de perforación.

Aunque algunas veces es necesario sacrificar los valores de algunas propiedades con el fin de poder analizar más profundamente las formaciones perforadas.

Los fluidos en base aceite pueden ser efectivos en mantener el agua fuera de una formación productora. Sin embargo en formaciones con gas, puede ser más dañino que un fluido salino.

Hasta cierto punto, lodos salinos y alto contenido de calcio han sido usados efectivamente para minimizar el daño a la formación.

El tipo de patrón de flujo presente en el anular puede facilitar o minimizar el daño y la erosión a los cortes durante el transporte. Son preferibles los flujos laminares suaves a los flujos turbulentos.

No sólo se protege así a los cortes, sino que también se protege la pared del pozo y se reduce la presión de circulación. En forma similar la rata de penetración puede ser sacrificada con el fin de obtener valiosa información del reservorio. A esto se le llama perforación controlada, donde los parámetros de perforación se controlan con el fin de determinar aquellos cambios que son debidos a cambios de formación.

Dentro de los problemas frecuentes que se presentan por la carencia de incompatibilidad están:

- Hinchamiento de las arcillas naturales de la formación que taponan los canales de los poros.
- Migración de finos.
- Migración de arcillas.
- Formación de emulsiones, que pueden evitarse con el uso de ciertos aditivos como los surfactantes.
- Formación de lodos con el crudo de la formación ocasionando taponamientos en lugar de la estimulación.
- Nubosidades debido a la presencia de parafinas que al solidificar se depositan taponando el flujo.

2.1.2.2. Estabilidad

Es otro aspecto crítico debido a que los fluidos pierden rápidamente su viscosidad por degradación térmica. Lo que se desea es que el fluido mantenga sus propiedades de viscosidad a través de todo el tratamiento a la temperatura y condiciones de fondo del pozo.

Los fluidos de perforación sirven para prevenir la erosión y el colapso de la pared del pozo. Cuando se perforan formaciones porosas y permeables, la presión hidrostática evita que las formaciones inconsolidadas (como arenas) caigan dentro del pozo. Cuando se perforan *shales* con tendencia al hinchamiento se prefieren lodos en base aceite, pues el aceite a diferencia del agua no es absorbido por las arcillas. El lodo en base agua puede ser usado si se trata con compuestos de Ca/K/Asfalto. Para evitar la disolución de secciones saladas, se pueden utilizar lodos saturados de sal o en base aceite.

2.1.2.3. Eficiencia y bajas pérdidas de filtrado

El fluido debe tener una buena eficiencia con respecto a la presión hidráulica que pueda proporcionar y sus propiedades de flujo si se desea obtener la penetración deseada con mínimos volúmenes de fluidos. Un alto porcentaje del fluido debe permanecer en la fractura y no filtrarse hacia la formación para evitar el arenamiento lo cual se puede lograr con un fluido de alta viscosidad y controladores de filtrado. Un fluido de baja eficiencia o es capaz de crear el volumen de fractura deseado, de transportar en forma óptima el propano ni de lograr la penetración deseada.

Existen dos tipos de filtración, dinámica y estática.

En la filtración dinámica, el flujo tiende a erosionar el revoque conforme se deposita; mientras que en la filtración estática, el revoque continúa haciéndose más grueso con el tiempo. Para que se dé una filtración la permeabilidad de la formación tiene que ser tal que permita el paso del fluido entre las aperturas del poro.

Para que se dé una filtración del fluido de perforación, hacia la formación, depende de:

- Propiedades de la roca y del fluido.
- Parámetros de perforación.
- Características de filtración, composición y propiedades de los fluidos de perforación.

Debido al control inadecuado de la filtración se pueden presentar los siguientes problemas:

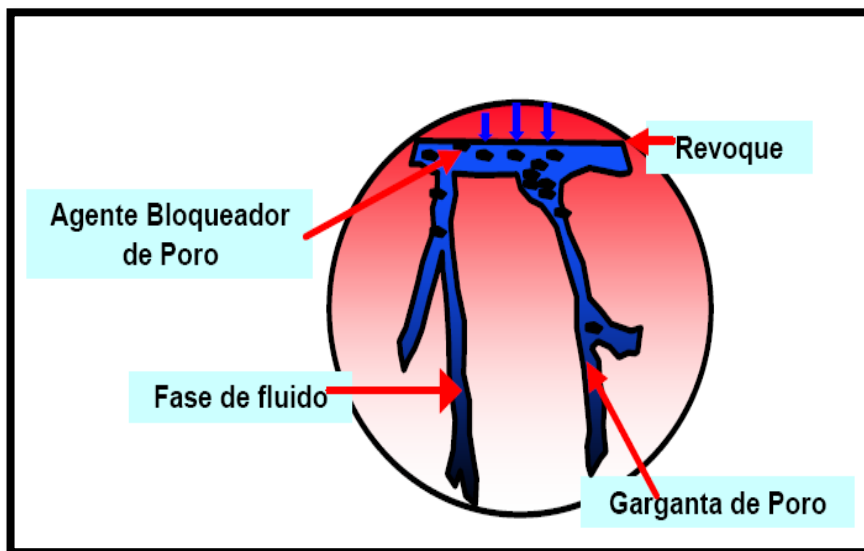
- Puntos apretados (de diámetro reducido) en el agujero que causan fricción excesiva.
- Incrementos en la presión de surgencia (succión) al mover la sarta en un agujero de diámetro reducido.
- Pegaduras por presión diferencial de la sarta de perforación debido a un área de contacto de la sarta de perforación recostada contra la formación, aumentada por un revoque grueso y por la rápida acumulación de fuerza de pegadura en revoque de la zona de alta permeabilidad.
- Problemas de cementación primaria debido a un mal desplazamiento de lodo deshidratado y revoques de filtración excesivamente gruesos.
- Problemas para la evaluación de formación por invasión excesiva de filtrado y revoques de filtración demasiado grueso.
- Daño excesivo de formación por el filtrado de lodo.

Para el control de la filtración:

- La formación de un revoque delgado y apretado protegerá contra la invasión de filtrados del fluido de perforación hacia las formaciones.
- El control de filtración se logra en los fluidos de perforación mediante la adición de arcilla bentonítica, polímeros para control de pérdida de fluido, lignitos, resinas, etc.
- Una práctica común es reducir aún más la velocidad de filtración del fluido de perforación antes de perforar la formación del yacimiento.
- En muchos casos la formación del yacimiento se perfora con fluidos limpio, es decir, fluidos sin arcilla, para prevenir que se formen emulsiones y taponen la formación. Estos fluidos están formulados con polímeros y con sólidos inertes de tamaño adecuado para bloqueo como el Carbonato de Calcio.

El esquema de la filtración se puede observar en la siguiente figura.

Figura 27. Esquema de filtración.



Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores, Schlumberger.

2.1.2.4. Suspensión y Transporte del propante

Dependiendo de la naturaleza del fluido de Fracturamiento puede haber perfecta suspensión del propante o algo de precipitación en la fractura como en el caso de los fluidos lineales. Este factor es relativo y depende de las condiciones del pozo que se desea fracturar como la temperatura y la profundidad de la fractura.

2.1.2.5. Fácil degradación y retorno

La reducción de la viscosidad es necesaria dado que al terminar la operación, el fluido debe ser removido de la formación. La viscosidad del fluido es generalmente reducida por degradación térmica o por degradación controlada mediante el uso de rompedores. Además se requiere que dicha degradación se lleve a cabo en el menor tiempo posible luego de finalizadas las operaciones en superficie, lo que obliga a los diseñadores de fluidos de fractura a considerar

los perfiles reológicos, como parámetro importante dentro del análisis de selección.

2.1.2.6. Bajas pérdidas por fricción

Un fluido de fractura que presente elevadas pérdidas de presión por fricción tanto en la tubería como en la fractura, normalmente no es aceptado ya que ocasiona un aumento en la potencia de bombeo y no puede ser bombeada tan fácilmente. Dado que las pérdidas de fricción están relacionadas directamente con la consistencia del fluido, la densidad y la viscosidad, los fluidos espumados y algunos geles de Fracturamiento son los fluidos que presentan menor grado de perdidas por fricción.

2.1.2.7. Preparación simple y segura

Esta característica está relacionada con la cantidad y el tipo de aditivos que se le agreguen al fluido de fracturamiento en el momento en que se prepara en el campo. A mayor cantidad y variedad de aditivos a utilizar se requiere un mayor énfasis en la manipulación de sustancias químicas y la seguridad de quienes lo preparan resultando en una operación más complicada y costosa. Por esta razón es recomendable tratar de mantener el fluido lo más simple posible siempre y cuando las condiciones del tratamiento lo permitan.

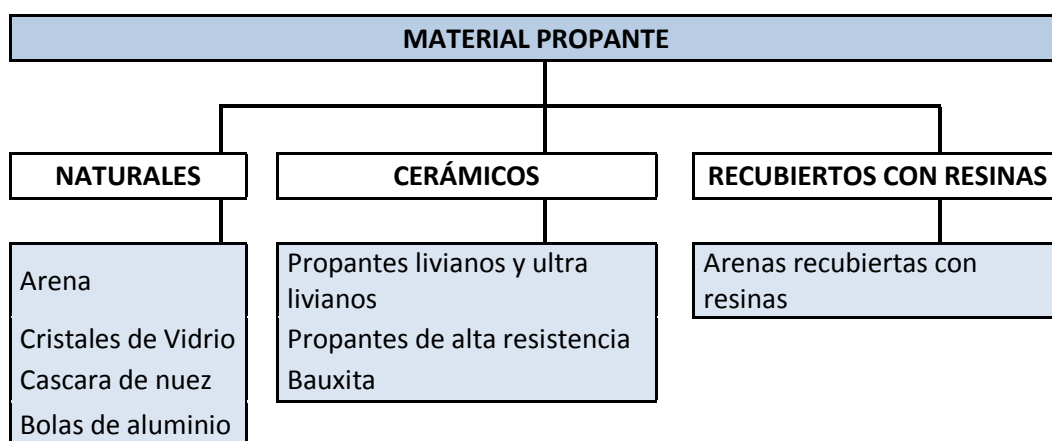
3. MATERIAL PROPANTE

Durante los primeros trabajos de Fracturamiento hidráulico se observó que el efecto del aumento de la producción decrecía rápidamente con la producción, por lo que se pensó que con el tiempo la fractura volvía a cerrarse quedando el pozo en condiciones casi originales. Para tratar de evitar el cierre de la fractura se implementó la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado con material granular de manera que actúe como agente de sostén de las paredes de la fractura.

Este material llamado propante es un material natural o artificial, utilizado para mantener abierta la fractura y proveer un adecuado canal de flujo a los fluidos que se producen, conservando a concentraciones apropiadas la conductividad de la misma según las características mecánicas del yacimiento.

Varían su composición desde simple cuarzo hasta materiales cerámicos de alta resistencia, clasificados por su forma, tamaño, resistencia, entre otras características. Estos materiales se mezclan en superficie con los fluidos de fracturamiento para luego ser depositados en la fractura abierta mediante la lechada de fracturamiento. Luego de que la fractura se cierra sobre el material propante, el canal formado permite una mayor capacidad de flujo hacia la cara del pozo debido a que mantiene su alta porosidad y permeabilidad.

En el siguiente mapa conceptual se muestran los diferentes tipos de material propante que se estudiarán en esta sección.



Fuente: Los Autores.

Un propante ideal debería producir una máxima permeabilidad en la fractura, la cual es función de la redondez del grano, la pureza y la fuerza o resistencia al aplastamiento del propante. Mayores volúmenes de Propantes, generalmente permite más fracturas lo cual facilita un flujo de retorno más rápido del pozo productor.

En un periodo de 30 minutos, de 4.500 a 15.000 galones de fluido de fracturamiento pueden transportar y colocar aproximadamente de 11.000 a 25.000 libras de propante en la fractura.

3.1. TIPOS DE MATERIAL PROPANTE

Dentro de los materiales propantes, tenemos la arena que es el más conocido, el más convencional y el de mayor uso, por su disponibilidad en el mercado y por su bajo costo. Debido a su baja resistencia al aplastamiento se han desarrollado nuevas tecnologías, con lo que los materiales de soporte nuevos, tienen mayor resistencia al aplastamiento y generan menor cantidad de finos, lo que evita el daño de la permeabilidad y de la conductividad de la formación.

Además de la arena, materiales como los granos de cerámicos, cristales de vidrio, bolas de aluminio y cascara de nuez, han sido probados.

Como resultado de este trabajo, ahora se puede especificar que un material de soporte ideal es aquel que:

- Es fuerte.
- Es deformable.
- Es inerte químicamente.
- El costo es efectivo.
- Tienen baja gravedad específica.
- Está disponible.
- Resiste el flujo de retorno.

- Resiste el empotramiento.

Hay una gran variedad de este tipo de materiales, los cuales se clasificaran en este trabajo, para su estudio, de la siguiente manera:

- Naturales.
- Cerámicos.
- Recubiertos con Resinas.

3.1.1. Naturales

Este tipo de materiales se sub-clasifica de la siguiente manera:

- Arena.
- Cristales de vidrio.
- Cascara de nuez.
- Bolas de aluminio.

3.1.1.1. Arena.

Dentro de los materiales de soporte utilizados en la industria petrolera, el primero en aplicarse fue la arena. Es un material frágil, que posee mayor capacidad de flujo cuando se disminuye su diámetro. Se usa extensivamente debido a su alta disponibilidad en el mercado y a su bajo costo, comparado con los otros tipos de material de soporte.

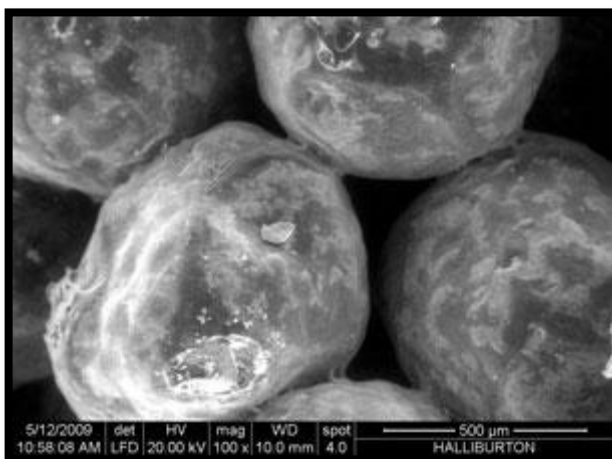
La **Arena** cumple la mayoría de las especificaciones, es fuerte, el costo es efectivo, está disponible, sin embargo es aplastado a profundidades altas y tiende al flujo de retorno o al empotramiento.

Cuando la arena es sometida a esfuerzos de confinamiento mayores de 6000 psi, se rompe en partículas más pequeñas las cuales ayudan a mantener una

alta permeabilidad aunque en muchas ocasiones cuando la arena no se tamiza y no se limpia adecuadamente, partículas más finas no deseables pueden bombearse hacia la fractura generando disminución en la conductividad.

En la siguiente figura se muestra una microfotografía de la arena utilizada como material propante.

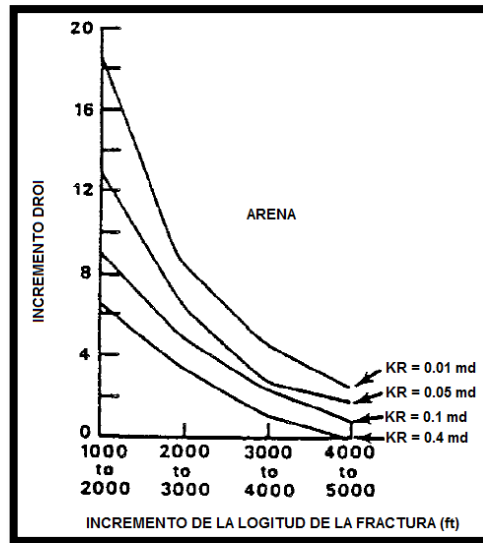
Figura 28. Arena.



Fuente: www.halliburton.com

En la siguiente figura se muestra el incremento económico asociado con el incremento de la longitud de la fractura para yacimientos con permeabilidad entre 0,01 y 0,4 md.

Figura 29. Incremento Económico Asociado con el Incremento de la Longitud de la Fractura Soportada con Arena.



Fuente: Seccombe, James C., Anderson, Gary E., Amoco Production Co., 1982, Selection Of A Fracture Proppant In A Tight Gas Field, Bauxite Vs. Sand, Wamsutter Area, Wyoming.

3.1.1.2. Cristales de vidrio

Presentan mayor resistencia al aplastamiento y a la ruptura que la arena. Se usa en formaciones duras y sujetas a una mayor presión de confinamiento. Las limitaciones de este tipo de material de soporte son principalmente la pérdida de una buena parte de su resistencia a la compresión durante el bombeo y su ruptura a valores de presión de confinamiento entre 600 y 700 psi. Una de las grandes desventajas de este material es que cuando los cristales de vidrio se rompen, se convierten en material pulverizado y no en partículas pequeñas como la arena, generando cierre de la fractura y pérdida significativa de la conductividad.

En este tipo de materiales generalmente se presentan fallas de sobre carga dando como resultado la generación de finos y/o la fragmentación de finos, causando la disipación de la energía de la fractura, lo cual se verá reflejado en la disminución de la conductividad y de la capacidad de flujo del pozo. Su

morfología depende de la temperatura, de la composición y de la historia térmica.

3.1.1.3. Cascara de Nuez

La naturaleza deformable de las cascara de nuez permite que las partículas se aplanen e incrementen el área de carga, explicando porque las cascara de nuez a las concentraciones adecuadas y espaciamientos aumentan el rendimiento de la fractura en pozos profundos.

Si un paquete multicapa de este material es usado y ocurre una severa deformación de las partículas, las partículas aplastadas entrarían en contacto bloqueando los canales de flujo disminuyendo así la capacidad de la fractura. También se ha observado que si ocurre el empotramiento de las partículas, los escombros de la cara del corazón a menudo taponan los poros entre las partículas del material de soporte, resultando así en una baja capacidad de fractura.

Trabajos experimentales han indicado que las cascara de nuez pueden ser usados adecuadamente como materiales Propantes en pozos de profundidades de 14.000 ft.

Con este tipo de materiales de soporte se puede obtener una distribución de una sola capa de soporte dentro de la fractura, proporcionando una mejor capacidad de flujo y reduciendo el problema de yacimientos con baja resistencia al empotramiento. A pesar de esto la Cascara de Nuez es poco utilizada en operaciones de Fracturamiento hidráulico debido al desarrollo de nuevos productos que permiten tener mejores condiciones de flujo en a fractura y mantenerlas por un mayor tiempo.

En la siguiente figura se puede observar este tipo de material de soporte.

Figura 30. Cascaras de Nuez



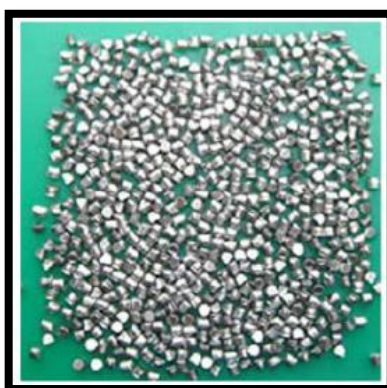
Fuente: www.chipaxa.com

3.1.1.4. Bolas de Aluminio

Este material de soporte es adecuado para cualquier profundidad mayor a 6000 ft y sus ventajas son similares a las de la Cascara de Nuez. La gran desventaja de este tipo de material consiste en el alto grado de corrosión al entrar en contacto con agua salada a altas temperaturas. Actualmente su uso es muy restringido en operaciones de Fracturamiento ya que han sido desplazadas por Propantes de mejor calidad y que presentan mejor desempeño en la fractura como por ejemplo una Bauxita sinterizada o Propantes Cerámicos.

En la siguiente figura se presenta este tipo de material de soporte.

Figura 31. Bolas de Aluminio



Fuente: www.asia.ru/Catalog

3.1.2. Cerámicos.

Este tipo de materiales se pueden sub-clasificar en:

- Propantes livianos y Ultralivianos
- Propantes de alta resistencia
- Bauxita.

3.1.2.1. Propantes Livianos y Ultra Livianos

En estos tipos de material se encuentran los materiales cerámicos. Los materiales de soporte Livianos y los Ultra livianos son Propantes de alta resistencia y de baja densidad.

Dentro de tipo de materiales encontramos también los Cerámicos de Resistencia Intermedia, que son conocidos generalmente como ISP (Intermediate – Strength Proppants). Estos materiales fueron introducidos como materiales de soporte alrededor de los años 80's. sin embargo, son utilizados en formaciones con presiones de cierre entre los 8000 y los 12000 psi. Estos materiales tienen la ventaja que presentan buena redondez y esfericidad.

En la siguiente figura se presentan este tipo de materiales.

Figura 32. Propantes Cerámicos de Resistencia Intermedia.



Fuente: Michael J. Economides, 2008. "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production"

Los Cerámicos Livianos son también conocidos como LWCP (Light Weight Ceramic Proppant). Estos materiales están compuestos por Mullita, que es un aluminio-silicato de gran dureza. Mas sin embargo estos materiales 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. Estos materiales son utilizados, convencionalmente, en formaciones con presiones de cierre entre 6000 y 10000 psi. Estos materiales pudieran ser utilizados en formaciones más someras y de menores presiones de cierre que las anteriormente nombradas proporcionando una mayor conductividad de fractura que las arenas.

En la siguiente figura se muestra este tipo de material de soporte.

Figura 33. Propantes Cerámicos Livianos



Fuente: Michael J. Economides, 2008. "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production"

Los Cerámicos Ultra livianos son también conocidos como ULWP (Ultra Light Weight Proppants). Los ULWP son nuevos materiales de soporte manufacturados, cuya densidad es baja, alrededor de los 2 g/cm^3 , comparada con los materiales de soporte convencionales.

Han sido desarrollados diferentes tipos de materiales para aplicaciones de Fracturamiento hidráulico, y se presentaran los siguientes, los cuales son los más importantes:

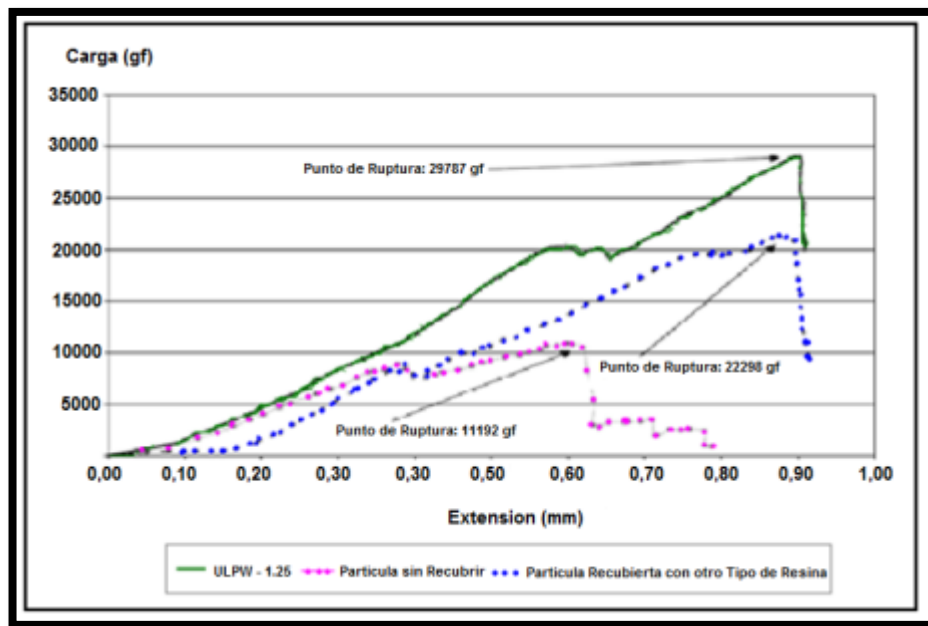
- ULWP - 1.25
- ULWP - 1.75
- ULWP - 1.50
- ULWP - 1.08
- ULWP - 2.02

a. ULWP - 1.25

Estos materiales son básicamente Cascara de Nuez modificadas químicamente, recubiertas y endurecidas con resinas, las cuales penetran el espacio poroso y enreda la estructura del cascaron, aumentando la resistencia total de la partícula.

La universidad de Oklahoma en estudios previos de laboratorio muestra que al someter a presión una partícula de Cascara de Nuez sin recubrimiento de resina, está presente un punto de ruptura mucho menor que al ser curada o recubierta con resinas. En el siguiente grafico se muestran los resultados de la prueba de resistencia para este tipo de partículas.

Figura 34. Prueba de Ruptura del UPLW 1.25



Fuente: Allan R. Rickards, Harold D. Brannon, William D. Wood, Christopher J. Stephenson, BJ Services, 2003, High Strength, Ultra-Lightweight Proppant Lends New Dimensions to Hydraulic Fracturing Applications.

En esta grafica se pueden observar los puntos de ruptura de la Cascara de Nuez sin recubrimiento, con recubrimiento de resina Epóxica y con otro tipo de resinas.

Puntos de Ruptura:

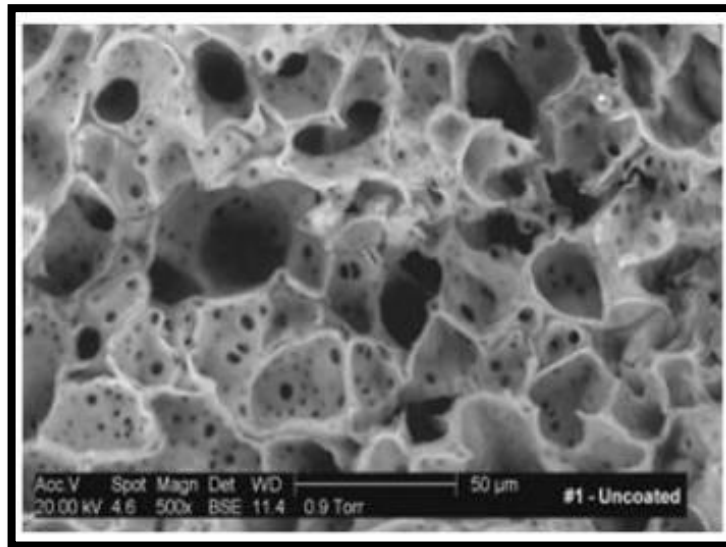
- El Punto de Ruptura de la Cascara de Nuez sin recubrimiento: 11.192 gf o 24.67 lbf.
- Partícula se encuentra recubierta con resina Epóxica: 29.787 gf o 65.65 lbf. Mostrándose un incremento del 170%.
- En la curva correspondiente a las partículas recubiertas con otro tipo de resina muestra el incremento 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 ULWP - 1.25 proporcionan paquetes de

material de soporte aplicables a formaciones con presiones de cierre de hasta 7000 psi.

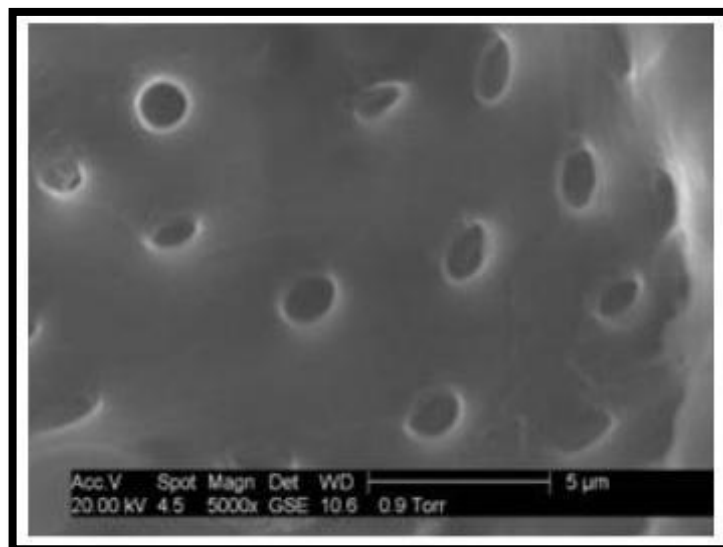
En las siguientes figuras se muestra la estructura porosa de la Cascara de Nuez, a escala microscópica, antes y después del recubrimiento con resina.

Figura 35. Estructura porosa de Cascarones de nuez sin Recubrimiento.



Fuente: Brannon, H.D., Malone M.R., Rickards, A.R., Wood, W.D., Edgeman, J.R. "Maximizing fracture conductivity with proppantmonolayr: Theoretical Curiosity or highly productive Reality," SPE 90698. 2004

Figura 36. Estructura porosa de Cascarones de nuez con Recubrimiento.



Fuente: Allan R: Rickards; Harold D. Brannon; William D. Wood & Christopher J. Stephenson, BJ Services Co. "High Strength, Ultra light weight proppant lends new dimensions to hydraulic fracturing applications", SPE 84308-PA. 2006.

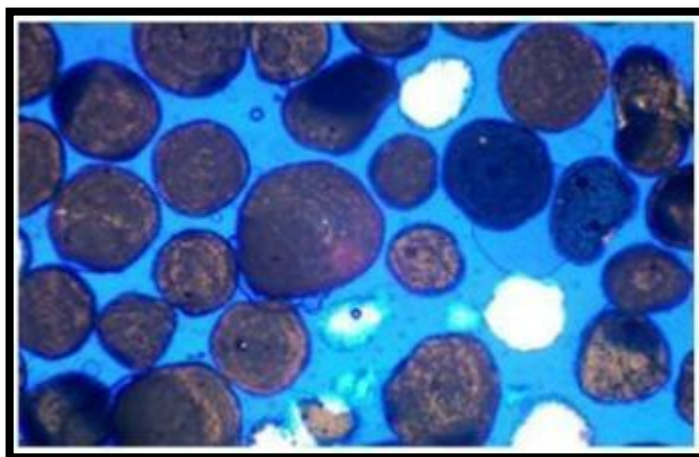
En la siguiente figura se muestran las partículas ULW - 1.25 a una mayor escala.

b. ULWP - 1.75

Estos materiales de soporte son partículas porosas que usan una novedosa tecnología de resina, la cual recubre y protege el espacio poroso de la invasión de líquidos. Estos materiales se basan en el aire encapsulado dentro de la porosidad del cerámico para lograr una mayor flotabilidad.

En la siguiente figura se muestran estos materiales recubiertos con resinas.

Figura 37. Propantes ULW - 1.75 Recubiertos con Resinas.



Fuente: Allan R: Rickards; Harold D. Brannon; William D. Wood & Christopher J. Stephenson, BJ Services Co. "High Strength, Ultra light weight proppant lends new dimensions to hydraulic fracturing applications", SPE 84308-PA. 2006.

c. ULWP - 1.50

Estos materiales son partículas de composición plástica, que pueden ser transportadas efectivamente por espumas y geles ligeros debido a su baja gravedad específica, $\gamma = 1.5$.

En la siguiente figura se muestra este tipo de materiales.

Figura 38. UPLW - 1.50



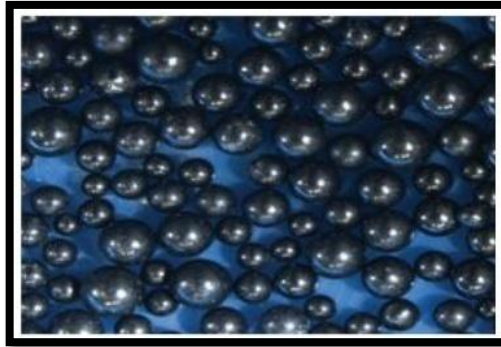
Fuente: Michael J. Economides, 2008. "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production"

d. ULWP - 1.08

Estos materiales son tratados térmicamente y han sido introducidos recientemente como materiales de soporte ultralivianos. Estos materiales presentan baja densidad, por lo que proporcionan un mayor volumen de paquete de propante por unidad de masa con respecto a la arena convencional, guardando una relación 1: 2.5. En palabras coloquiales quiere decir que una libra de este propante llena el mismo volumen que dos libras y media de arena, lo cual da una ventaja a la hora de transportar y colocar el propante a lo largo de la fractura.

En la siguiente figura se muestra este material propante.

Figura 39. ULPW - 1.08



Fuente: Michael J. Economides, 2008. "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production"

e. ULWP - 2.02

Estos materiales son partículas porosas recubiertas con resina, muy similares a los ULWP - 1.75. Estos materiales son los materiales de soporte ultralivianos de mayor densidad y de alto grado de redondez y esfericidad.

En la siguiente figura se muestra este tipo de material.

Figura 40. ULWP - 2.02



Fuente: Michael J. Economides, 2008. "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production"

Como todo tipo de material de soporte, estos materiales Ultra Livianos tienen Ventajas y Desventajas o Limitaciones a la hora de su uso en procesos de Fracturamiento Hidráulico, y se presentan a continuación.

- Presentan bajas tasas de sedimentación, permitiendo una distribución más uniforme del material propante en comparación 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.
- Proporcionan mayor longitud de fractura empaquetada, por lo que se tendrá un área mayor de la zona productiva expuesta por lo que se incrementará la productividad en yacimientos de baja permeabilidad. Por esta mayor longitud de fractura empaquetada 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.

Limitaciones

- No aplican a tratamientos con presiones de cierre mayores a 8000 psi.
- Para el ULWP - 1.25, si la temperatura estática de fondo de pozo es menor a 110°F (43°C) requiere un nuevo recubrimiento con resina.

3.1.2.2. Propantes de Alta Resistencia.

Estos materiales son generalmente utilizados en pozos profundos, pero el gran inconveniente es su alto costo y su alta densidad comparado con otros materiales. Estos Propantes están constituidos por Propantes de alta resistencia o Bauxita Sinterizada. Estos materiales pueden ocasionar

inconvenientes en cuanto a incremento de las posibilidades de decantación en la fractura y en equipos de superficie.

Estos materiales cerámicos son un poco más económicos que la Bauxita Sinterizada y de calidad similar a esta. Con esto se ha logrado reducir la gran incidencia de costo del material de soporte sobre el valor total de la operación.

3.1.2.3. Bauxita

Este material de soporte es de densidad intermedia y es uno de los materiales más usados en las operaciones de Fracturamiento debido a que proporciona altos valores de conductividad de la fractura. Se ha demostrado que la **Bauxita** puede ser usada cuando la presión de cierre es superior a 8000 psi (55 MPa) debido al aplastamiento severo de la arena a estas presiones. Es conocida por sus buenos resultados en formaciones duras con permeabilidad media y en zonas profundas de baja permeabilidad.

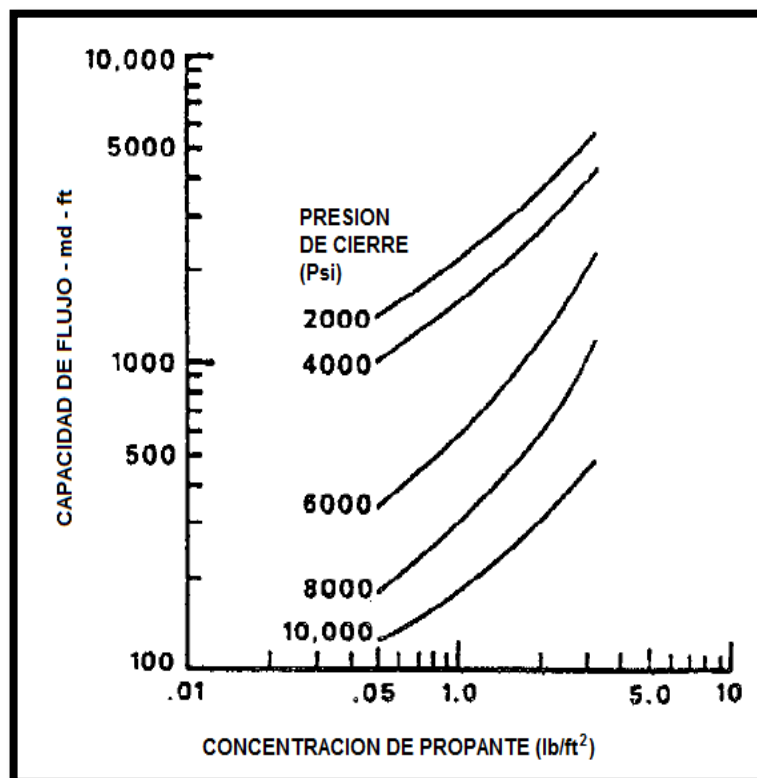
Aun así, la **Bauxita** es un propante superior, también su costo es aproximadamente 10 veces mayor que la arena. Por lo tanto el uso de la **Bauxita** como propante a presiones por debajo de los 8000 psi puede ser justificado basado en un estudio económico detallado optimizando la capacidad flujo de fractura y la longitud.

La dureza de la **Bauxita** causa empotramiento en muchas formaciones. Es comparativamente una desventaja la alta gravedad específica desde que menores granos están disponibles por libra al momento de la compra, y la capacidad de la carga del fluido de Fracturamiento debe ser muy alta para transportarla efectivamente. Finalmente, es costoso.

Como se ha visto, la **Bauxita** tiene mucha más capacidad de flujo, es más fuerte, menos frágil y se deforma más fácil que la **Arena**. Con esta deformación hay un decrecimiento en la concentración de la tensión en los granos de contacto causando que sea menos susceptible al aplastamiento.

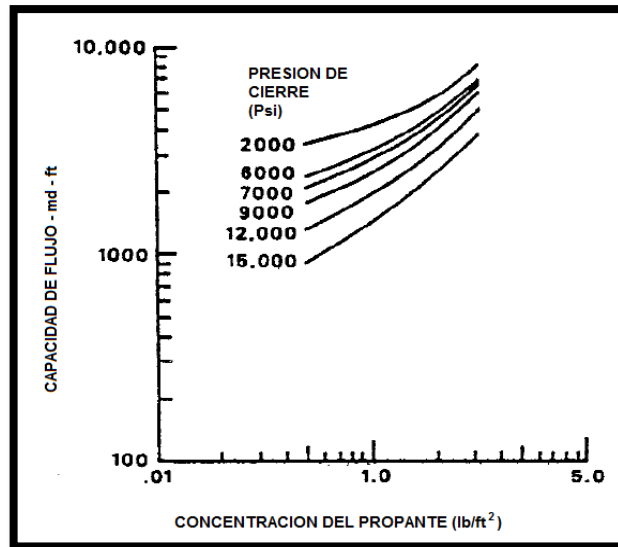
Las siguientes figuras son graficas de medidas de laboratorio de las capacidades de flujo de fractura a diferentes concentraciones de Propantes y presiones de cierre para fracturas soportadas con **Bauxita y Arena** respectivamente. Estas figuras muestran como la capacidad de flujo decrece con el incremento de la presión de cierre y el decrecimiento de la concentración del propante.

Figura 41. Capacidad de Flujo Vs. Concentración del Propante (20/40 Arena Ottawa).



Fuente: James C. Secombe & Gary E. Anderson. "Selection of a fracture proppant in a tight gas field, bauxite vs. sand, Wamsutter area, Wyoming." 1982.

Figura 42. Capacidad de Flujo Vs. Concentración de Propante (20/40 Bauxita).



Fuente: Steanson, R. E., Elbel, J. L., Wendorff, C. "How to select a propping agent for hydraulic fracturing treatments." 1979.

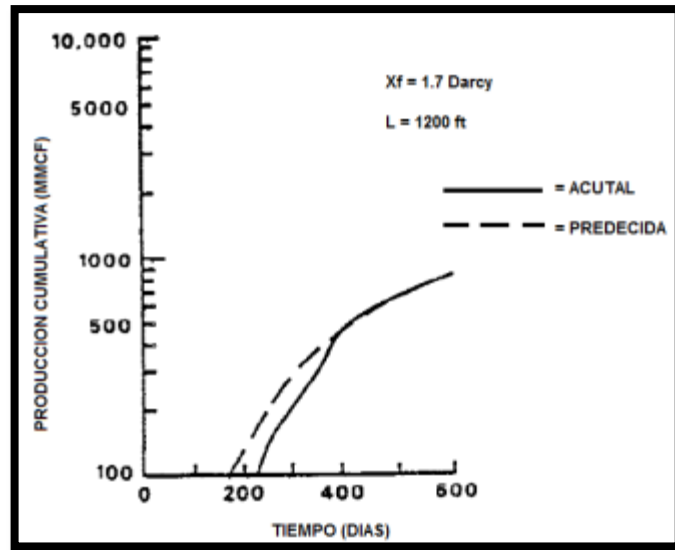
Se ha demostrado que las pruebas de laboratorio no pueden estimar las capacidades de flujo de fractura in-situ. Las condiciones que reducen la capacidad del flujo de fractura, que no pueden ser determinadas en laboratorio son.

- Empotramiento del propante en la formación.
- Presencia de finos generados durante la estimulación.
- Migración de arcillas y el removimiento incompleto del fluido de fractura.

La capacidad de flujo de fractura fue determinada para tres pozos, uno soportado con **Bauxita** y los otros dos soportados con **Arena**. En cada caso la medida de la capacidad de flujo fue 10 veces menor que la obtenida en laboratorio.

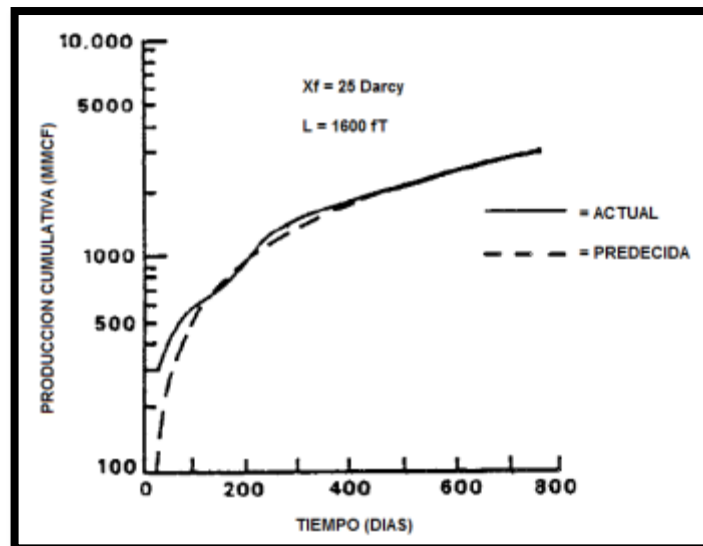
Las siguientes figuras muestran como la actual producción y la predicha concuerda cuando la corrección fue usada y el factor de corrección in-situ es 0,1.

Figura 43. Concordancia de la Producción Cumulativa (Fracturada con Arena).



Fuente: Agarwal, R. G. "Evaluation and prediction of performance of low permeability gas Wells stimulated by massive hydraulic fracturing." SPE 6838. 1977.

Figura 44. Concordancia de la Producción Cumulativa (Fracturada con Bauxita)



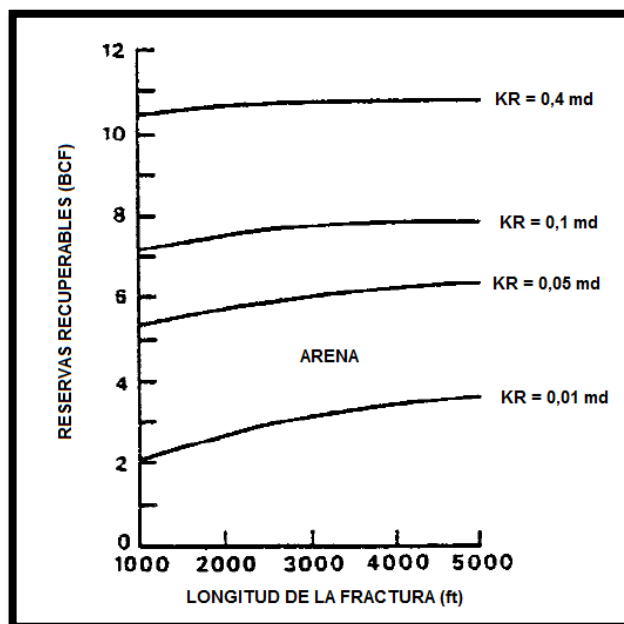
Fuente: Agarwal, R. G. "Evaluation and prediction of performance of low permeability gas Wells stimulated by massive hydraulic fracturing." SPE 6838. 1977.

La **Bauxita** es más fuerte que la arena, inerte químicamente y ligeramente deformable, pero fluye de nuevo y puede erosionar válvulas, obstruir, productos tubulares e incluso la cabeza de pozo.

En algunas formaciones es alta la dureza de los ripios o la generación de los finos de la formación es perjudicial para los pozos productores.

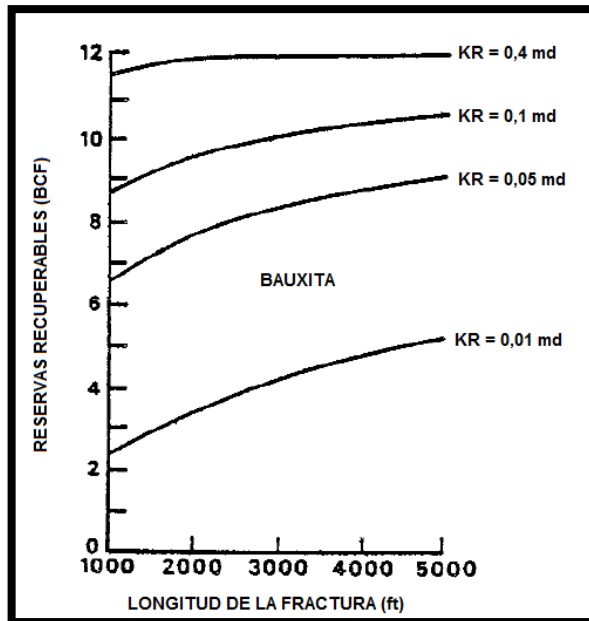
Las siguientes figuras muestran la producción recuperable de reservas para cada longitud de fractura para fracturas soportadas con **Arena Y Bauxita**, respectivamente, para reservorios de permeabilidades en rangos de 0,01 md a 0,4 md.

Figura 45. Reservas Recuperables Vs. Longitud de fractura soportada con Arena a yacimientos de diferentes Permeabilidades (KR)



Fuente: Steanson, R. E., Elbel, J. L., Wendorff, C. "How to select a propping agent for hydraulic fracturing treatments." 1979.

Figura 46. Reservas Recuperables Vs. Longitud de fractura soportada con Bauxita a yacimientos de diferentes Permeabilidades (KR)



Fuente: Steanson, R. E., Elbel, J. L., Wendorff, C. "How to select a propping agent for hydraulic fracturing treatments." 1979.

La longitud de la fractura fue optimizada para ambas fracturas soportadas con **BAUXITA** y con **ARENA** para reservorios con permeabilidades entre 0,01 a 0,4 md. La longitud de la fractura fue optimizada calculando el incremento económico asociado con el incremento de la longitud de la fractura por encima de 5000 ft, espaciados por 640 acres.

En este estudio, la longitud óptima de fractura es la longitud en la cual ningún incremento en la longitud resultaría en un incremento insatisfactorio del retorno de la inversión **IDROI**, por sus siglas en ingles.

$$IDORI = \frac{PW^B - PW^A}{I^B - I^A} \quad Ec. 64$$

Donde:

$I^A =$ inversión del pozo A \$

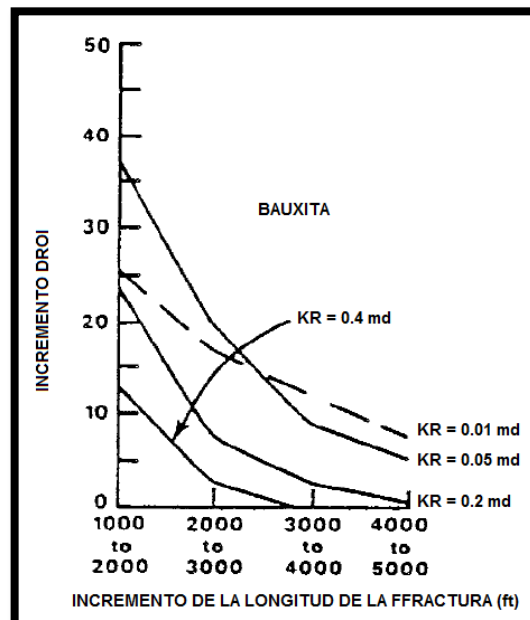
$I^B =$ inversión del pozo B \$

PW^A = valor actual del pozo con la estimulación de la fractura A

PW^B = valor actual del pozo con la estimulación de la fractura B

En la siguiente figura se muestra el incremento económico asociado con el incremento de la longitud de la fractura para reservorios con permeabilidad entre 0,01 y 0,4 md, para **Bauxita**. Para permeabilidad de 0,01 md con un IDORI de 2,0 mostró que la longitud óptima de la fractura es 5000 ft para este agente de sostén, y para reservorios con permeabilidad de 0,4 md la longitud óptima de la fractura es de 2000 ft para fracturas soportadas con este material.

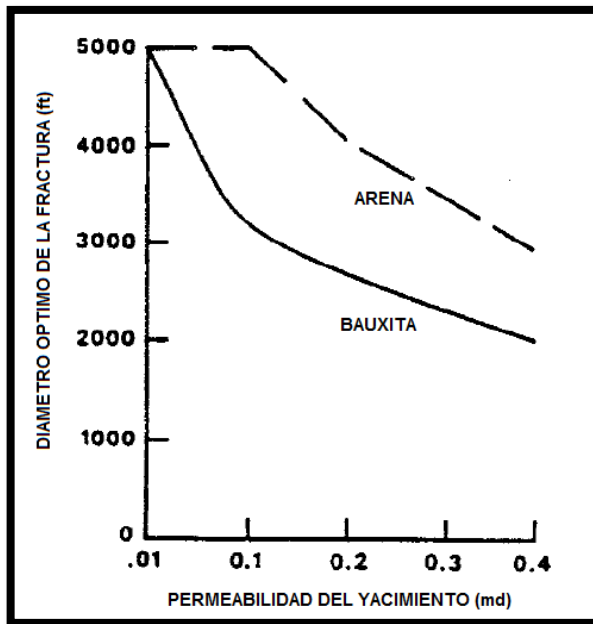
Figura 47. Incremento Económico Asociado con el Incremento de la Longitud de la Fractura Soportada con Bauxita.



Fuente: Agarwal, R. G. "Evaluation and prediction of performance of low permeability gas Wells stimulated by massive hydraulic fracturing." SPE 6838. 1977.

En la siguiente figura se muestra las longitudes óptimas para fracturas soportadas con **Arena y Bauxita**.

Figura 48. Optimización de la Longitud de la Fractura.



Fuente: Holditch, S. A. "Criteria for propping agent selection." 1979.

Debido a los resultados pobres de los tratamientos con arena y bolas de vidrio, se decidió usar la **Bauxita** como material propante, que para los años de 1980 ya era un material desarrollado para altas profundidades y era comercialmente disponible.

Si el propante es distribuido uniformemente, habrá 0.8 a 1.0 lbs de propante por pie cuadrado de área de fractura para un ancho de fractura soportado cerca de 0.07 pulgadas.

La **Bauxita Sinterizada** es usada comúnmente como propante en pozos profundos, donde los materiales como la arena o las bolas de vidrio pueden ser aplastados.

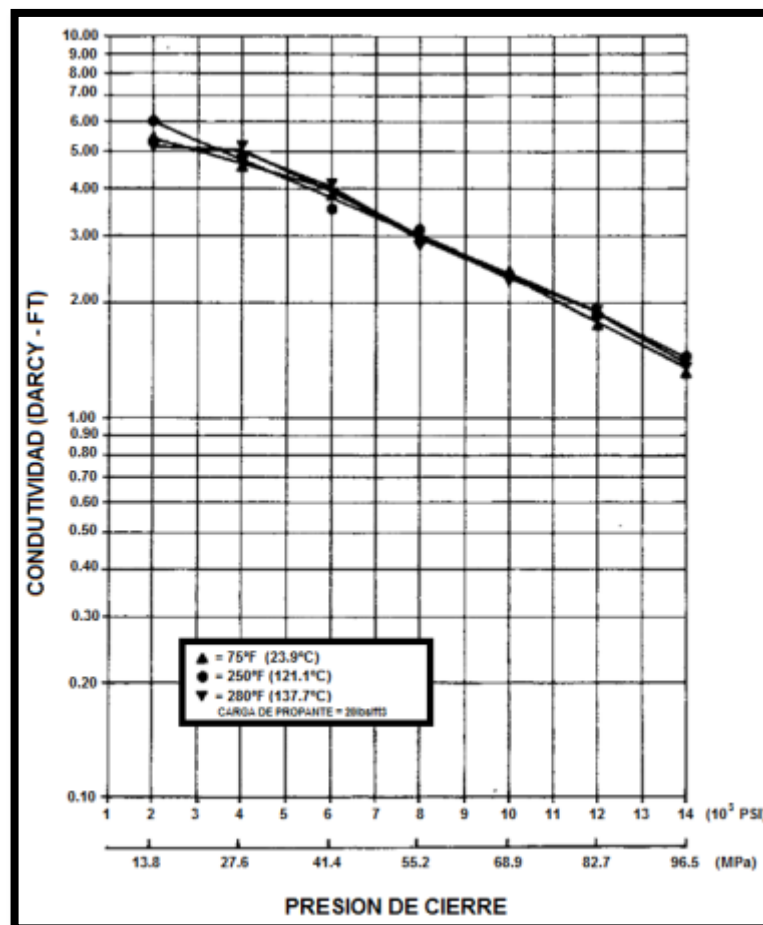
Este material de soporte resiste el aplastamiento mucho mejor que la arena a altas tensiones de cierre, pero es mucho más caro y difícil de colocarlo debido a su alta densidad aparente.

También muestra un descenso en la conductividad si se expone a presiones de cierre superiores a los 8.000 psi. Sin embargo solo sufren el aplastamiento unos pocos granos y la conductividad sigue siendo lo suficientemente alta para el buen desarrollo del pozo.

También se ha encontrado que los Propantes nuevos tienen menos conductividad que los Propantes de densidad intermedia como la bauxita sinterizada en los mismos rangos de presión de cierre. Un factor que afecta la conductividad del propante es el tamaño de la malla del propante. Cuando el tamaño de la malla aumenta, la conductividad debería incrementar.

En la siguiente figura se muestra que al elevar la temperatura tiene poco o no tiene efecto en la conductividad de arena recubierta con resina precurada.

Figura 49. Efectos de la Temperatura en la Conductividad.



Fuente: David R., ARCO Oil and Gas Co.; Das, Kamalendu, Baker Sand Control, 1985, **New Proppant for Deep Hydraulic Fracturing**

3.1.3. Recubiertos con Resinas

Este tipo de materiales de soporte son también llamados los RCP, por sus siglas en ingles “Resin Coated Proppants”, y se han desarrollado buscando un mejor rendimiento, evitar los inconvenientes que se presentan con los Propantes anteriormente mencionados y principalmente para mejorarla conductividad de la fractura a condiciones de pozos más profundos a temperaturas y presiones de cierre más altas.

3.1.3.1. Arenas recubiertas con Resinas

Se han creado nuevos materiales apuntalantes para soportar altos niveles de la presión de cierre. Dentro de estos nuevos materiales desarrollados esta la ***Arena Recubierta con una Resina Formaldehida.***

Las **Arenas Recubiertas con Resinas** son Propantes de costo intermedio, tiene una gran dureza, resiste el aplastamiento bajo grandes cargas de compresión, y sigue estando en el lugar porque tiene gran unión cohesiva, debe ser una consideración primaria en muchos tratamientos de Fracturamiento.

Esta resina se cura a lo largo de cada uno de los granos de la arena. Cuando estos granos son cubiertos con las cantidades propias de resina esta adhiere una dureza substancial a los granos de la arena.

Conocidos como materiales de soporte de resistencia intermedia, es decir, que sus propiedades de resistencia y capacidad de flujo son excepcionales para pozos que están ubicados a profundidades intermedias con una presión de confinamiento hasta de 8000 Psi. Estos materiales son más resistentes y de

mejores propiedades y pretenden ser una clase de material con características intermedias entre la arena común y los agentes de alta resistencia.

Este tipo de materiales de soporte una vez ubicados en la fractura se adhiere entre sí, constituyendo un medio poroso fijo y compacto. Son muy útiles en el Fracturamiento de pozos de gas o en aquellos donde se produce un excesivo retorno de propano luego de la operación de Fracturamiento.

En la siguiente figura se ilustra este material de sostén.

Figura 50. Arenas Recubiertas con Resinas.



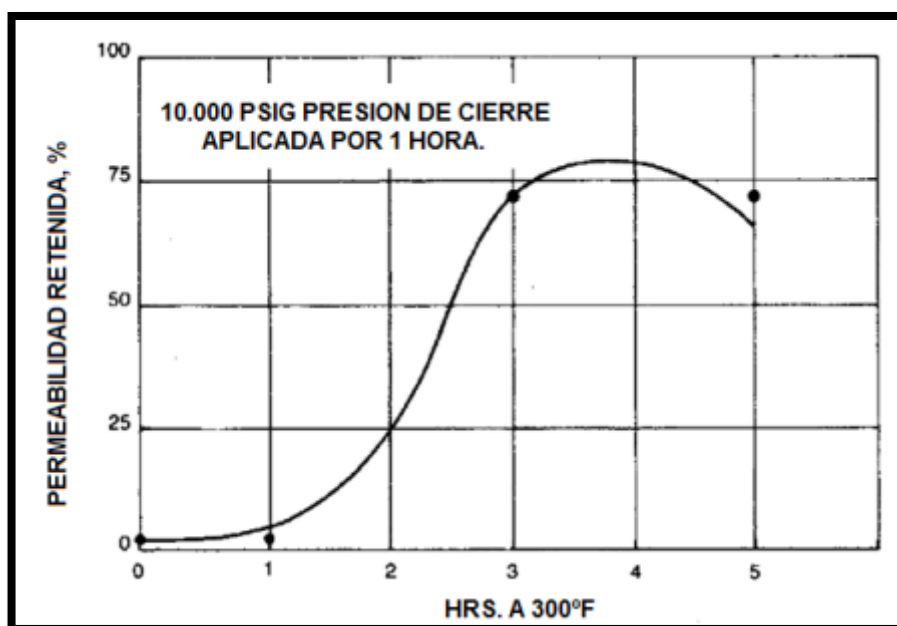
Fuente: www.carboceramics.com

El uso de las arenas recubiertas con resinas fenolformaldehidas han estado bajo desarrollo por un largo tiempo. La aplicación de la arena recubierta con resina termoestable no curada para ambos empaques de grava y para el Fracturamiento se ha cumplido con una variedad de éxitos; pero este tipo de procesos tiene grandes limitaciones para el éxito de la aplicación.

La arena recubierta con resina termoestable no curada debe ser colocada relativamente a **bajas temperaturas**. La exposición de elevadas temperaturas (> 160° a 200° F o >71 a 93° C) por largos periodos durante el colocamiento puede causar que la resina cure parcialmente antes de que sea completo el posicionamiento. La exposición de este tipo de material a elevadas temperaturas durante el colocamiento puede ser perjudicial para la conductividad de la fractura final.

Los resultados de la prueba muestran que un aplastamiento similar al observado para la arena ocurre para determinadas arenas recubiertas con resinas si la presión no es conservada fuera del propante hasta que no esté totalmente curado. Estos resultados se pueden observar en la siguiente figura.

Figura 51. Efecto del Curado sobre el Aplastamiento.



Fuente: Sarda, J.P. "Use of high-strength ceramic beads for propping deep hydraulic fractures." 1981.

Estas pruebas con ciertas resinas termostables modificadas muestran que incluso a fuertes consolidaciones del medio poroso puede ser obtenido con el uso de arenas recubiertas con resinas no curadas y una única propiedad es impuesta por la arena si el recubrimiento de los granos de la arena son curados individualmente bajo sus propias condiciones. Una vez se haya hecho esto el material resultante va a resistir un aplastamiento similar al de la Bauxita Sinterizada.

Las pruebas con las arenas recubiertas con resinas termoestables indican una tendencia de resistir el aplastamiento si la resina es precurada en cada grano por individual. Estas resinas usadas en el desarrollo de nuevos materiales de soporte se pueden clasificar en 2 grupos: "Resole y Novalacs"

- **RESOLE**

Se refiere a la resina producto de la condensación parcial del fenol con un aldehído, de modo que la condensación parcial es capaz de más condensación a condiciones termoestables. Estos son producidos generalmente por una condensación alcalina de un fenol sin sustituir con un formaldehído. La condensación es llevada a cabo más a menudo en presencia de un alcalino, como el Hidróxido de Sodio, a temperaturas superiores que 100° F (37,8°C). Las propiedades físicas y químicas de los Resoles pueden ser variables, dependiendo de los siguientes factores:

- La relación molar del aldehído y el fenol.
- La naturaleza de la reacción de la condensación.
- Lo que se hace con los alcalinos fijados después de la reacción de la condensación.
- La naturaleza y la proporción de cualquier aditivo químico que esté presente.

Inherentemente las resinas Resoles son fusibles, en el sentido de que después de que se caliente a una temperatura suficientemente alta, la resina se ablandara y se re-solidificara al enfriarse. La temperatura elevada en las resinas Resoles también causa que se complete la reacción de la condensación sin ningún otro aditivo químico. Sin embargo estas resinas son usadas comúnmente en agentes de reticulación para las resinas **NOVALAC**. La combinación de estas dos resinas **RESOL/NOVALAC** generalmente es llamada ***Resinas Termoestables "2 pasos"***.

- **NOVALAC**

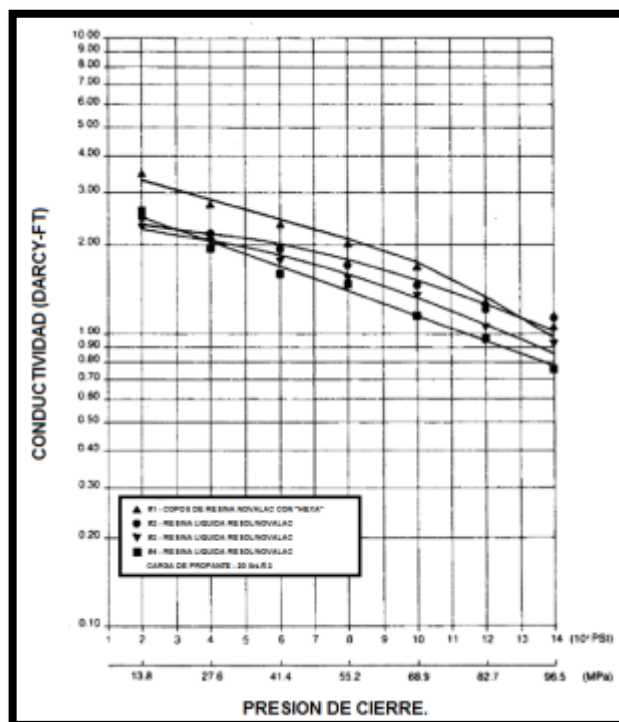
Se refiere a resinas producidas por una condensación substancialmente completa de un fenol con un aldehído en proporciones tales que la condensación no puede proceder a formar un producto infusible sin la adición

de un agente de reticulación. Estas resinas usualmente son producidas por la condensación de un fenol no sustituido con un formaldehído en aproximadamente proporciones equimolares.

Estas resinas usualmente deben ser mezcladas con *hexametilenotetramina* con un Resol antes de que el Novalac pueda ser condensado a condiciones termoestables.

En la siguiente figura se muestra el resultado de las pruebas de conductividad corridas en 96 clases de Arena Ottawa Recubierta de malla 20/40 con varias resinas termoestables.

Figura 52. Conductividad como una función de la Composición de la Resina.



Fuente: Carroll, H.B. y Baker, B. A. "Particle size distributions generated by crushed Proppants and their effects on fracture conductivity." 1979

En la siguiente tabla se muestran las diferencias en las resinas usadas en la comparación. La cantidad de resina es la misma para cada caso y las

condiciones de precurado son iguales. La carga de propante en la celda de prueba fue de 2.0 lbf/ft² (9,76 kg/m²) para cada prueba.

Tabla 4.Comparación de Resinas Termoestables.

EJEMPLO	RESINA BASE	AGENTE DE RETICULACIÓN	ESTADO FISICO DE LA RESINA ANTES DEL RECUBRIMIENTO
1	NOVALAC	“HEXA”	COPO
2	NOVALAC	RESINA RESOL	LIQUIDO
3	NOVALAC	RESINA RESOL	COPO
4	NOVALAC	RESINA RESOL	COPO

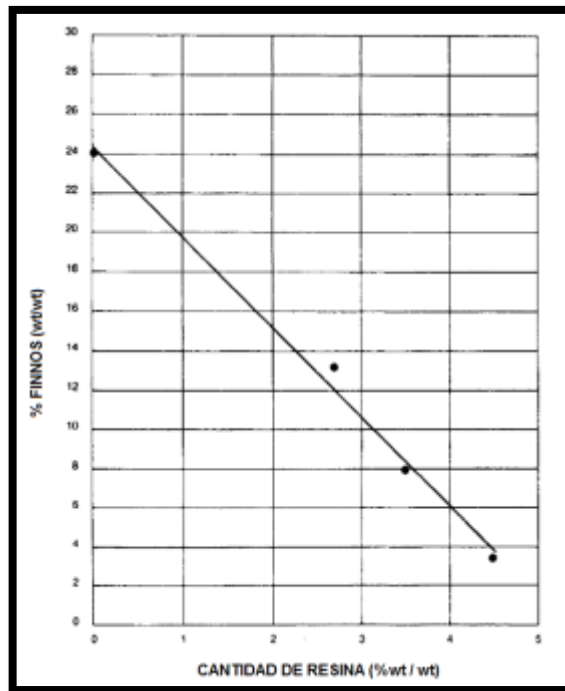
Fuente: Carroll, H.B. y Baker, B. A. “Particle size distributions generated by crushed Proppants and their effects on fracture conductivity.” 1979

Como se puede apreciar las resinas NOVALAC con “hexa” como agente de reticulación da los mejores resultados de la conductividad como función de la presión de cierre.

Otros factores importantes que afectan el desarrollo de las arenas recubiertas con resinas precuradas como Propantes son la cantidad de resina usada para recubrir la arena, la extensión para la cual la resina es curada alrededor de los granos de arena y la densidad del reticulador de la resina curada.

La siguiente figura muestra que para una malla 20/40 de arena la cantidad de finos generados a 12.5 ksi decrece con el incremento de la carga de resina. La evaluación de finos generados es función de la cantidad de resina precurada en los granos de la arena fue terminada a 4.5% porque el limite practico para la arena recubierta con resina fenolformaldehidas en una escala comercial es una resina de 4 a 5 wt%.

Figura 53. Aplastamiento Como Función de la Carga de Resina.

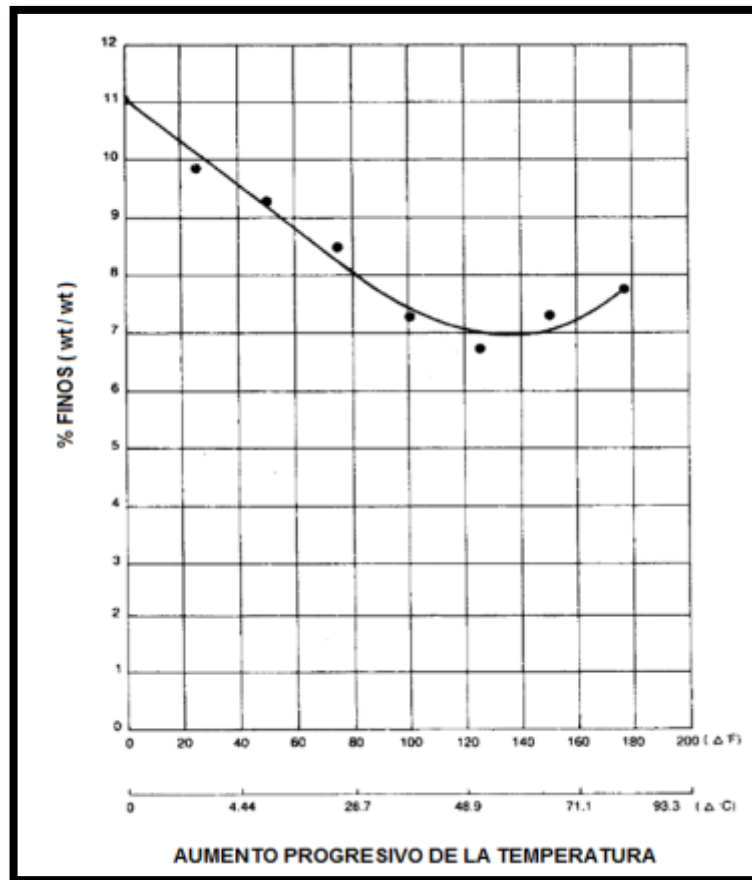


Fuente: Cooke, C. E. Jr., Graham, J. W., Muecke, T. W. "Method for treating subterranean formations," 1983.

Ahí una cantidad optima de curado para obtener la máxima fuerza para arenas precuradas y recubiertas con resina. El curado de resinas con fenolformaldehidas es una función del tiempo y de la temperatura.

La siguiente figura muestra que para una resina recubierta con fenolformaldehidas la cantidad de finos generados a 12.5 Ksi decrece como la temperatura del curado aumenta hasta un punto donde parece que la resina es "**sobrecurada**" en los granos de la arena.

Figura 54. Aplastamiento como Función de la Medida del Curado.



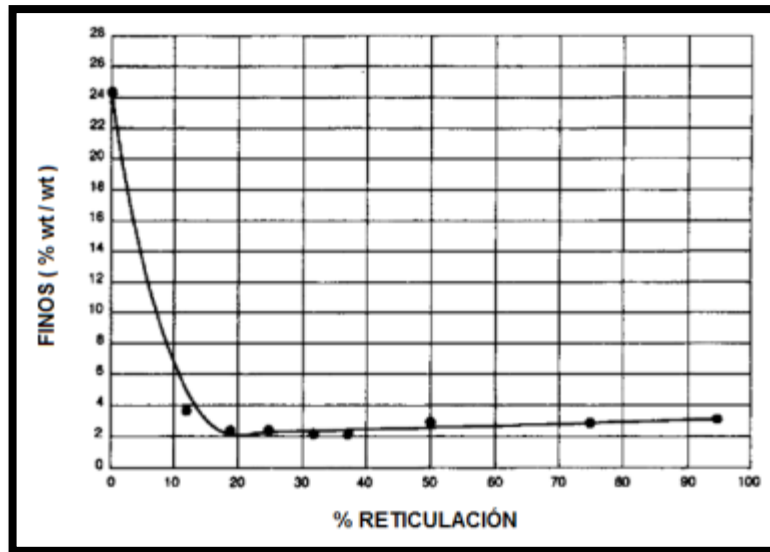
Fuente: Cooke, C. E. Jr., Graham, J. W., Muecke, T. W. "Method for treating subterranean formations," 1983.

El incremento en los finos a altos aumentos de la temperatura puede ser atribuido a la degradación por oxidación. La temperatura exacta al cual el curado óptimo es obtenido se presume ser una función del tipo de resinas fenolformaldehidas y puede ser determinada para cada caso.

Otra influencia importante en la resistencia al aplastamiento de las arenas recubiertas con resinas precuradas es la densidad reticular alrededor de la resina alrededor de los granos de arena una vez el curado esta completo.

La siguiente figura muestra la cantidad de aplastamiento de la arena precurada recubierta con resina a 12.5 Ksi como una función de la densidad reticular.

Figura 55. Efecto de la Densidad de Reticulación.



Fuente: Cooke, C. E. Jr., Graham, J. W., Muecke, T. W. "Method for treating subterranean formations," 1983.

La prueba de conductividad que se corre es para determinar los efectos de altas presiones de cierre en la arena recubierta con resina precurada.

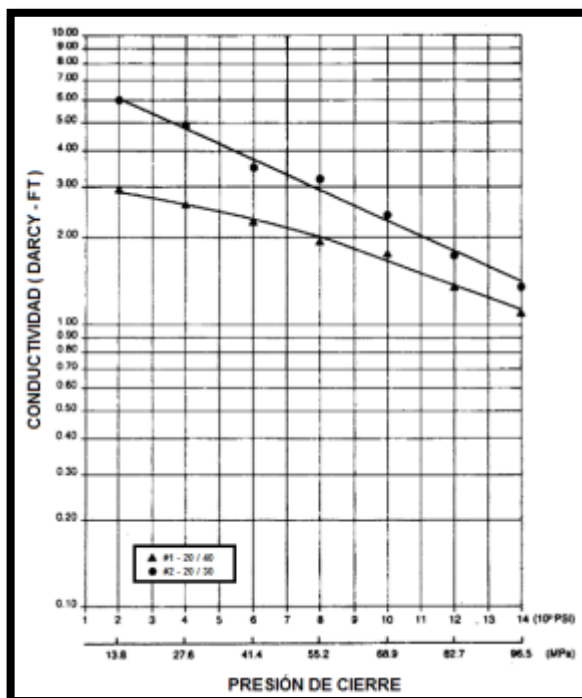
El resultado de la prueba de conductividad indica que la arena recubierta con resina precurada como material de soporte, mantiene mejor la conductividad de lo que lo hace la arena o la arena recubierta curada en el sitio desde 2 hasta 6 Psi de presión de cierre a temperaturas moderadas.

También se ha encontrado que los Propantes nuevos tienen menos conductividad que los Propantes de densidad intermedia como la bauxita sinterizada en los mismos rangos de presión de cierre.

Un factor que afecta la conductividad del propante es el tamaño de la malla del propante. Cuando el tamaño de la malla aumenta, la conductividad debería incrementar.

La siguiente figura muestra que la conductividad de una malla 20/30 de arena recubierta con resina precurada tiene mejor conductividad que un propante recubierto con resina de malla 20/40.

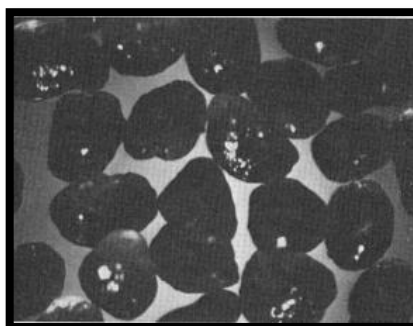
Figura 56. Efecto del Tamaño de la Malla en la Conductividad.



Fuente: Cooke, C. E. Jr., Graham, J. W., Muecke, T. W. "Method for treating subterranean formations," 1983.

La siguiente figura muestra que antes de la prueba, la arena recubierta con resina precurada termoestable tiene una suave y completamente superficie recubierta.

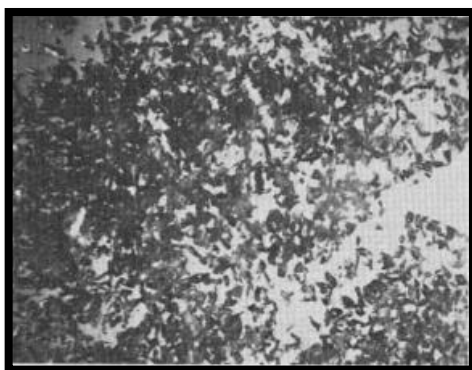
Figura 57. Arena Recubierta con Resina Precurada.



Fuente: Cooke, C. E. Jr., Graham, J. W., Muecke, T. W. "Method for treating subterranean formations," 1983.

En la siguiente figura se muestran los finos de la arena recubierta con resinas.

Figura 58. Finos de la Arena Recubierta con Resina Precurada.



Fuente: Cooke, C. E. Jr., Graham, J. W., Muecke, T. W. "Method for treating subterranean formations," 1983.

Avances en los sistemas de fluidos, técnicas y equipos ahora proveen mejores tratamientos de Fracturamiento, por lo que se han buscado mejoras adicionales con nuevos Propantes.

Los **Propantes Recubiertos con Resinas** que cumplen con todas las especificaciones de un propante ideal han sido utilizados en Norte América para ayudar a mejorar los resultados de la estimulación y resolver muchos problemas inherentes a los Propantes como la **Arena** y la **Bauxita**.

Las principales propiedades de los **Materiales Recubiertos con Resinas** ofrecen una mayor dureza o mayor fuerza que la **Arena**, una capa deformable que se extiende con el aplastamiento o con el empotramiento sobre una gran área, una superficie inerte químicamente.

Los Propantes de resinas recubiertas han sido desarrollados después de extensas investigaciones, pruebas y experiencias de campo. Han sido

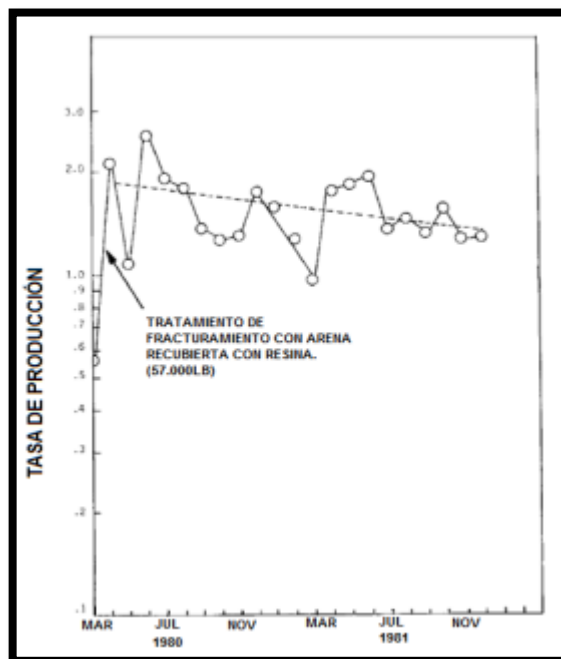
exitosamente usados en el campo como material de soporte para la estimulación y como controlador de arena.

- **WESTER OKLAHOMA**

A presiones de cierre superiores de 10.000 psi y temperaturas de 260 a 280°F se presentaron problemas de aplastamiento y de empotramiento con agentes de soporte sin recubrimiento como la Arena y la Bauxita e incluso en algunos casos se presentaron problemas con el flujo de retorno y con la evacuación de la fractura.

En la siguiente figura se muestra una sustancial y sostenida tasa de producción de gas durante 20 meses cuando se usaron 57.000 lbs de **Arena Recubierta con Resinas**.

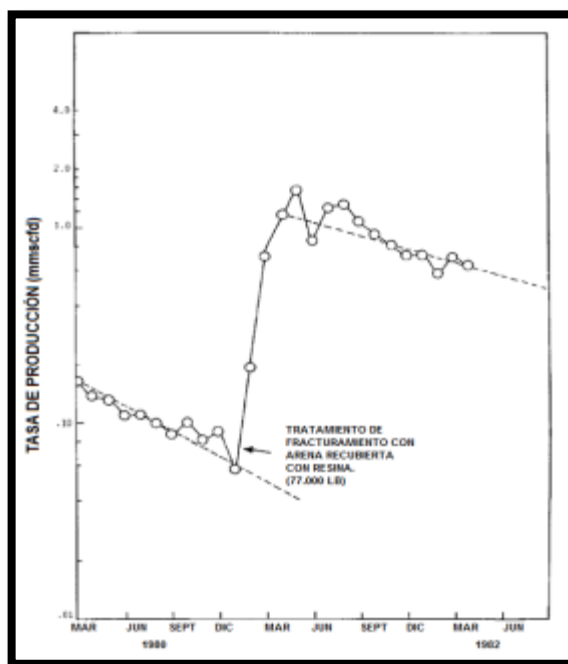
Figura 59 . Comportamiento de la Producción después de hacer un tratamiento de Fracturamiento con Arena Recubierta con Resina como material propante



Fuente: Sinclair, A.R., Graham, J.W., Sinclair, C.P., Santrol Products, Inc,1983, Improved Well Stimulation with Resin-Coated Proppants

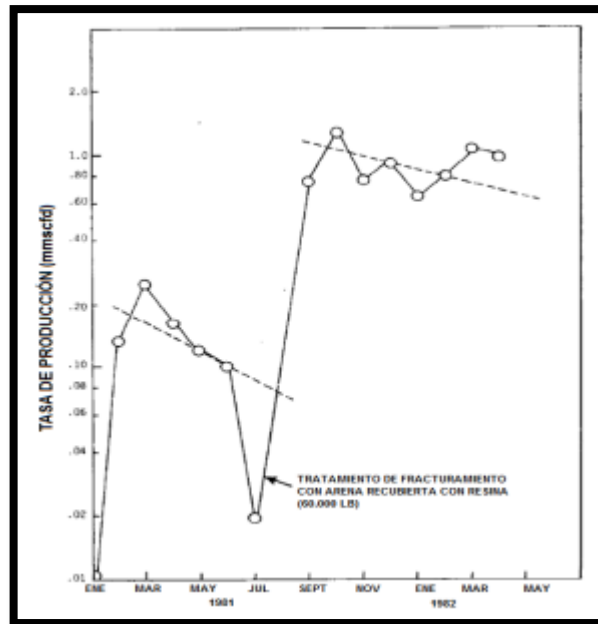
En las siguientes figuras se muestran casos históricos del Sur de Texas de pozos fracturados con largas colas de **Propantes recubiertos con resinas**. Los rangos de Propantes usados en esta área son desde 50.000 a 100.000 lbs por pozo. El intervalo de producción está entre 9.000 y 12.000 ft en profundidad en la formación Wilcox con temperaturas por encima de 260°F.

Figura 60. Comportamiento de la Producción antes de un tratamiento de Fracturamiento con arena recubierta con resina.



Fuente: Sinclair, A.R., Graham, J.W., Sinclair, C.P., Santrol Products, Inc,1983, Improved Well Stimulation With Resin-Coated Proppants

Figura 61. Comportamiento de la Producción antes de un tratamiento de Fracturamiento con arena recubierta con resina.



Fuente: Sinclair, A.R., Graham, J.W., Sinclair, C.P., Santrol Products, Inc,1983, Improved Well Stimulation With Resin-Coated Proppants

- **FABRICACIÓN DE LOS PROPANTES RECUBIERTOS CON RESINAS.**

Debido a que los Propantes recubiertos con resinas son fabricados, varios espesores de los recubrimientos con resinas pueden ser diseñados.

Recubrimientos más gruesos de baja gravedad específica y el incremento del transporte del material propante, mientras que paquetes con menor espesor del recubrimiento da una permeabilidad igual a aquellos con base en los paquetes de partículas.

La variación en el tamaño del propante como también en el espesor del recubrimiento pueden hacer una optimización en los resultados en diferentes tipos de tratamientos.

Como un ejemplo, se necesita un propante de alta dureza en profundidad, en los pozos de Western Oklahoma; sin embargo, muchos de estos pozos

producen en formaciones de baja permeabilidad (0,1 md o menos) y se pudiera usar un propante de malla 40/70.

Usando la celda de aplastamiento API para prueba describe por encima, recubrimiento de resinas para una malla 40/70 la arena no se aplastara hasta una tensión de cierre que excede los 18.000 psi; por lo tanto, sería muy conveniente usar Propantes para profundidades de 20.000 ft o más.

En la siguiente figura se muestran otro tipo de propantes recubiertos con resinas.

Figura 62. Estructura porosa de Cascarones de nuez con Recubrimiento.



Fuente: Michael J. Economides, 2008. "Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production"

- **PARÁMETROS DE CONTROL.**

Para Fracturamiento, las tensiones de cierre de la formación se controlan con Propantes recubiertos de resinas. La tensión de cierre deforma el recubrimiento del propante y coloca el grano en el lugar. La **TEMPERATURA** no es un parámetro de control en el uso de materiales recubiertos con resinas.

Altas temperaturas son soportadas por Propantes recubiertos con resinas, porque el recubrimiento es firmemente adherido a la superficie del propante por la vinculación y no se despegara.

Las pruebas muestran que los ácidos como el ácido clorhídrico (HCl) o el ácido fluorhídrico (HF) tienen muy poco o ningún efecto en los materiales recubiertos con resinas.

- **FACTORES DEL COSTO DEL PROPANTE.**

El precio de venta al por menor de un propante es solamente una faceta de todo el costo de usar un propante específico. Otros factores de los costos son:

1. Cuantos granos está obteniendo por libra (volumen por libra).
2. Cuanto polímero adicional de carga tendrá que transportar la mayor densidad del propante (gravedad específica).
3. Qué equipo adicional es necesitado en la cara del pozo, como colectores especiales de reflujo.
4. Que costos adicionales de mantenimiento serán usados por la abrasión y la erosión.

3.2. PROPIEDADES DEL MATERIAL PROPANTE.

Estas propiedades varían de material a material. Dependiendo de la profundidad del pozo, o del grosor que se quiera, se utiliza un material de soporte diferente.

Por ejemplo la Bauxita Sinterizada de alta resistencia es un apuntalante que ofrece una máxima fuerza de conductividad para su uso en los pozos más profundos, mantiene alta conductividad de fractura en ambientes de boca de pozo hostiles y muy calientes, la excelente redondez y esfericidad minimiza el impacto abrasivo que causan desgaste en los equipos de bombeo y de producción y está disponible en cuatro tamaños, 12/18, 16/30, 20/40 y 36/60 como se pueden apreciar en la siguiente figura.

Figura 63. Tamaños de la Bauxita Sinterizada



Fuente: <http://www.carboceramics.com>

Dentro de las propiedades se hace la medición del diámetro de la partícula en micrones con la prueba de Rotura API, la redondez, la esfericidad, la densidad de masa en [lb/ft³] o en [g/cm³], la gravedad específica aparente, el volumen absoluto en [gal/lb], la solubilidad en ácido 12/3 HCl/HF [% pérdida de peso] y la composición química [% peso]. Se mide la conductividad referencial md-ft a 250 °F y la permeabilidad referencial Darcies a 150°F.

Dentro de las propiedades químicas típicas de los materiales de soporte están: los tipos de resina, el equilibrio del PH y la acidez residual [gal 50% NaOH/1000gal 2% KCl], entre otras.

4. FACTORES QUE AFECTAN EL MATERIAL PROPANTE

La selección del tamaño y grado del propante para ser usado en un tratamiento de Fracturamiento hidráulico es generalmente basada en la resistencia al aplastamiento, la conductividad de larga duración a las presiones esperadas en el fondo de pozo, el costo y la disponibilidad en conjunción con el diseño de la fractura para obtener una productividad óptima de la fractura, entre otros factores a ser analizados. Estos factores varían para cada material de soporte, anteriormente mencionados, dentro de los cuales se van a analizar los siguientes:

- Temperatura
- Presión
- Propiedades del yacimiento
- Condiciones de pozo
- Flowback del propante
- Empotramiento
- Generación y migración del propante
- Esfuerzos cíclicos de la presión de cierre sobre el propante
- Conductividad efectiva Vs conductividad base
- El escalonamiento del propante en el pozo

4.1.1. Temperatura

Dentro de los parámetros de control para la selección del material de soporte, la temperatura no es uno de ellos, ya que esta no afecta directamente el material propante, pero para el ULWP 1.25 para temperaturas superiores a los 110 °F (43 °C), hay que hacer un nuevo recubrimiento.

4.1.2. Presión

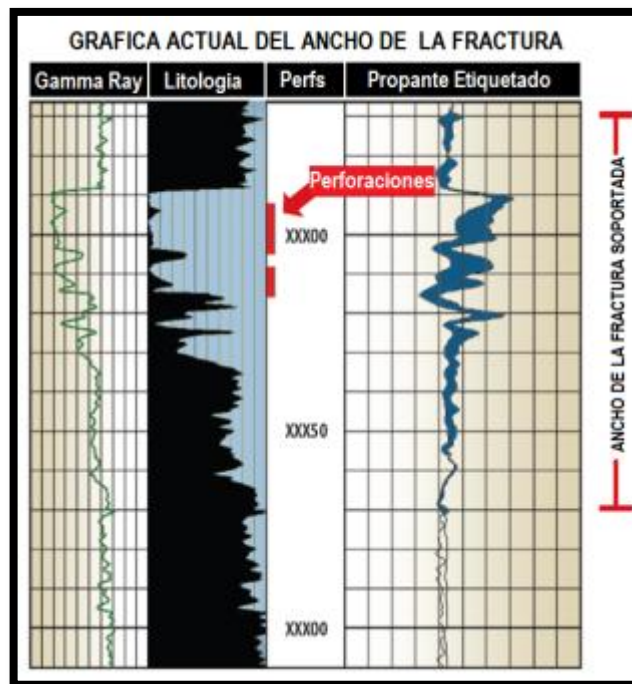
Como se mencionó anteriormente la presión es directamente proporcional al tamaño de grano, es decir, a mayor presión dentro del yacimiento, se requerirá un propante de mayor tamaño de grano que a un yacimiento de menor presión. Por este motivo es importante determinar la altura real de la fractura, ya que es usada para calibrar la tensión por encima y por debajo de la formación, y cuando es usada en conjunto con el modelo de la fractura, nos puede dar un indicativo de la geometría de la fractura hidráulica.

Esto es particularmente importante cuando existe una preocupación con la penetración vertical en una zona no deseada, como un acuífero (en cualquier pozo de hidrocarburos) o una zona de gas (en un pozo de aceite). Cuando la altura de la fractura es conocida, los modelos de Fracturamiento pueden ser modificados para proveer un óptimo drenaje y recobro de la fractura. En estos casos se prefiere colocar el apuntalante basados en el supuesto de que todas las zonas van a ser tratadas.

Como se vio anteriormente, cada propante está diseñado para aguantar cierta cantidad de tensión de cierre de la formación, por lo que se debe tener especial cuidado a la hora de escoger el material de soporte a la hora del diseño.

En la siguiente grafica muestra como **CARBONTR** ayuda a un operador a detectar la cobertura del propante. En este ejemplo indica aproximadamente 100 ft de altura de apoyo en la altura de la fractura.

Figura 64. Cobertura del material de soporte.



Fuente: <http://www.carboceramics.com>

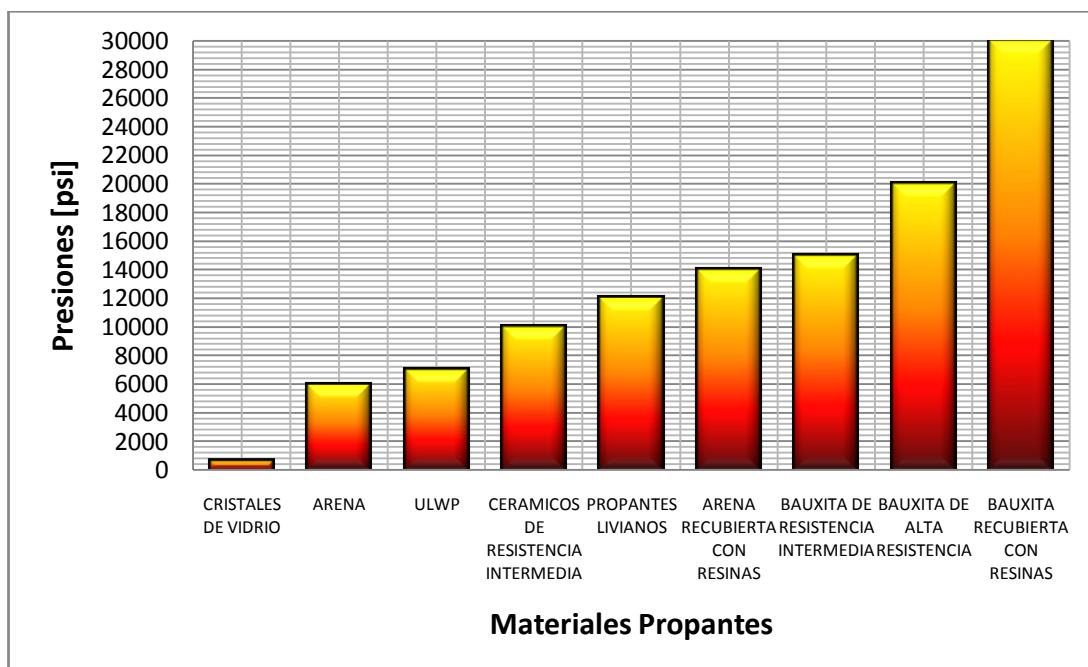
La habilidad de la fractura apuntalada de conducir fluidos es una función del tamaño del propante, de la dureza del propante, de la tensión efectiva, de la temperatura, y del régimen de flujo que existe en la fractura. El empotramiento y el aplastamiento del apuntalante pueden ocurrir a altas tensiones efectivas también influenciando la habilidad de conducir fluidos de la fractura.

El Fracturamiento hidráulico con Propantes ha sido un método exitoso de estimulación usado para mejorar la producción en reservorios de areniscas. Pero para fracturar formaciones carbonatadas, la posibilidad de existencia de fracturas naturales y la dureza de la roca pueden ser todo un reto.

Teniendo en cuenta las diferentes propiedades de los materiales de soporte presentadas en este capítulo, y sabiendo que cada material aguanta cierta cantidad de presión de cierre, se presenta en el siguiente gráfico dichas presiones para cada uno.

Tabla 5. Resistencia de las Presiones de los Propantes.

PROPANTE	PRESIONES [PSI]
CRISTALES DE VIDRIO	700
ARENA	6.000
ULWP	7.000
CERAMICOS DE RESISTENCIA INTERMEDIA	10.000
PROPANTES LIVIANOS	12.000
ARENA RECUBIERTA CON RESINAS	14.000
BAUXITA DE RESISTENCIA INTERMEDIA	15.000
BAUXITA DE ALTA RESISTENCIA	20.000
BAUXITA RECUBIERTA CON RESINAS	30.000



Fuente: Los Autores.

4.1.3. Propiedades del yacimiento³

Los Propantes son normalmente considerados como un material inerte, sin embargo, podrían ser químicamente reactivos.

³ Weaver, Jim; Rickman, Richard; Luo, Hongyu; Loghry, Ray. "A study of proppant formation reactions." Halliburton, Texas, USA, 2009. Artículo SPE 121465-MS-P.

El bajo rendimiento observado en algunas de las fracturas en los que se han usado estos materiales, podría deberse a su reactividad. Estas reacciones pueden ocurrir a muy altas velocidades y disminuir la conductividad de los canales de flujo.

Debido a esto se desarrolló un método para determinar la compatibilidad de la formación con el propano, el cual permite el uso de la temperatura para acelerar la diagénesis. En este método, es mezclada una combinación de propanos con el material de la formación y empacado en cámaras. La permeabilidad inicial de estas cámaras es medida, llenada con agua desionizada, salada y colocada a calentamiento por un periodo de tiempo.

Este tiempo puede variar de 1 a 12 meses. En el primer y segundo mes se recomienda una temperatura alrededor de 500 °F para diferenciar claramente las compatibilidades de los propanos con una buena tasa experimental. Una vez que la temperatura es alcanzada en el paquete del propano/formación, la permeabilidad de este paquete es determinada indicando que tipo de daño pudiera ocurrir para una simple geoquímica. Generalmente se pierde la mitad de la permeabilidad.

Las medidas cuantitativas de los cambios en las propiedades de los Propanos son realizados en una prueba del aplastamiento de un grano usando el **Metodo Estadístico Weibull**³. Seguidamente se hace una comparación del propano antes y después de la prueba.

En las siguientes dos figuras se ilustran dos granos de Propanos que representan los cambios que podrían ocurrirle al grano del propano en el proceso de la diagénesis. El grano muestra modificaciones significantes de la superficie los cuales incluyen grandes cristales diagenéticos y grandes poros en la superficie por la disolución de las porciones del material propano. Tres formas primarias de diagénesis del material son presentadas en los granos del propano y en la superficie de la formación. La primera forma parece ser un paquete de agujas de cristal que se originan del punto central.

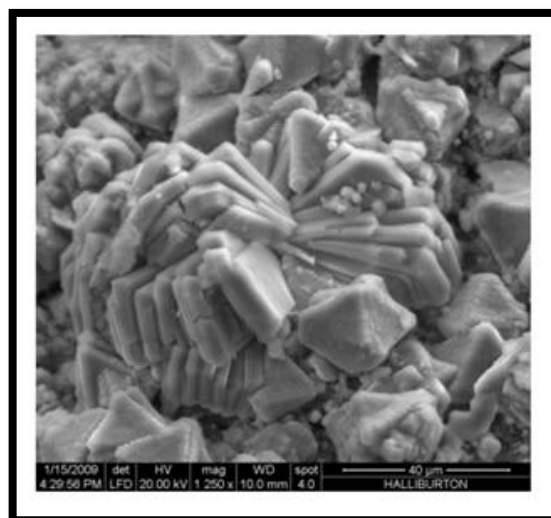
La segunda forma parece como un cristal bipirámide que tienen generalmente 30 micrones de tamaño. Estas dos formas son mostradas en la Figura 65. La tercera forma parece como un paquete consolidado de cristales tubulares como se muestra en la Figura 66.

Figura 65. Formas de Lazos de aguja y cristales bi-piramidales de un material diagenético.



Fuente: Jim Weaver, Richard Rickman, Hongyu Luo, and Ray Loghry, Halliburton, 2009, A Study of Proppant Formation Reactions.

Figura 66. Lazos de cristales tubulares rodeados por cristales bi-piramidales.



Fuente: Jim Weaver, Richard Rickman, Hongyu Luo, and Ray Loghry, Halliburton, 2009, A Study of Proppant Formation Reactions.

Para el éxito del Fracturamiento hidráulico es necesario proveer una adecuada conductividad e interconectar el sistema de fractura con el wellbore, esto considerando las posibles reacciones del propante con la formación.

La habilidad de la fractura soportada de conducir fluidos es una función del tamaño del propante, de la dureza del propante, de la tensión efectiva, de la temperatura, y del régimen de flujo que existe en la fractura. El empotramiento y el aplastamiento del propante pueden ocurrir a altas tensiones efectivas también influenciando la habilidad de conducir fluidos de la fractura. El asentamiento también es probable cerca al pozo y en las zonas sin propante que existan hacia los tramos superiores y laterales del sistema de fracturas y posiblemente a lo largo de toda la región de contacto del pozo con la fractura. Bajas concentraciones de Propantes, pequeños diámetros de Propantes y anchos pequeños de fractura, resulta en zonas de fluidos más limpios (libres de Propantes) y altos canales de transporte de propante.

Para la conductividad de la fractura hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones teóricas:

- A velocidades bajas de flujo, el flujo horizontal a través de materiales porosos es gobernado por la ley de Darcy.

$$\nabla P = -\frac{\mu}{k} \vec{V} \quad Ec. 67$$

- Como la velocidad del fluido incrementa, la ecuación anterior no hace más que predecir la presión de caída y por lo tanto es remplazada normalmente por la ecuación de **Forchheimer**.

$$\nabla P = -\left[\frac{\mu}{k} \vec{V} + \beta \rho |\vec{V}| \vec{V}\right] \quad Ec. 68$$

Donde β es referido como al coeficiente de resistencia inercial.

- La ecuación anterior puede reescribirse definiendo un número No-Darcy como indican **Holditch y Morse**.

$$\nabla P = - \left(\frac{\mu}{F_{nd}k} \right) \vec{V} \quad Ec.69$$

Donde:

$$F_{nd} = \frac{1}{1 + \frac{\beta \rho k}{\mu} |V|} \quad Ec.70$$

Recientemente se ha demostrado que β es función de los poros de la roca y del fluido contenido en esta.

- Por definición la conductividad adimensional de la fractura está definida por:

$$C_D = \frac{\text{Conductividad de la Fractura}}{\text{Conductividad del Reservorio}} \quad Ec.71$$

- Usando flujo Darcy en la fractura se puede demostrar,

$$C_D = \frac{Wk_f}{\pi k L_f} \quad Ec.72$$

- Asumiendo un flujo No Darcy en la fractura se puede demostrar,

$$(C_D)' = F_{nd} \frac{Wk_f}{\pi k L_f} \quad Ec.73$$

En las ecuaciones anteriores W es el ancho de la fractura, K_f y K son las permeabilidades de la fractura y de la formación, respectivamente, L_f es la

mitad de la longitud de la fractura y F_{nd} es el número de flujo No-Darcy como se definió anteriormente.

Desde un punto de vista práctico donde $C_D=100$ la fractura se comporta como si tuviera una conductividad infinita. En general C_D será una función de la presión efectiva, del régimen de flujo, el tamaño y de la concentración del material propante, y de las propiedades termodinámicas del fluido.

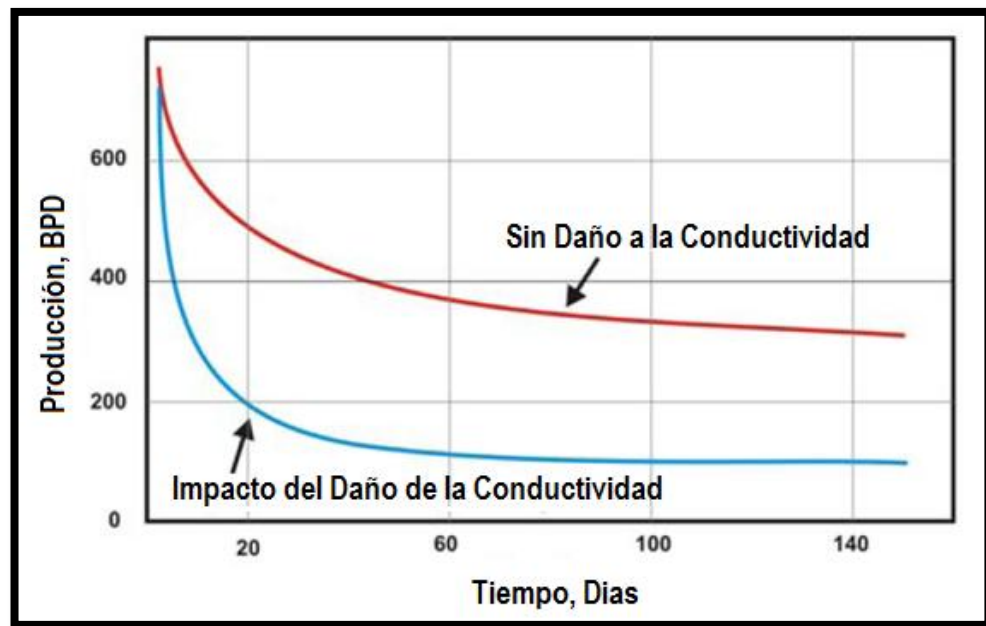
En la siguiente tabla se muestra un ejemplo de la Conductividad de dos diferentes propantes.

Tabla 6. Conductividad del CarboProp y la Arena Ottawa.

20 / 40 CARBO PROP CONDUCTIVIDAD [md-ft]			
Tensión Efectiva [psi]	Temperatura		200 °F Dato Experimental
	150 °F	325 °F	
	2 lb / ft²		
4000	6660	5710	2856
6000	5670	4590	2120
8000	4505	3320	1582
20 / 40 ARENA OTTAWA CONDUCTIVIDAD [md-ft]			
Tensión Efectiva [psi]	Temperatura		200 °F Dato Experimental
	150 °F	325 °F	
	2 lb / ft²		
4000	2350	950	1185
6000	1140	205	566
8000	510	60	193

En la siguiente figura se muestra una simulación de una fractura con un material de propante ideal.

Figura 67. Fractura con Propante Ideal



Fuente: Weaver, J. D., Rickman, R. D., Luo, H., D. Elsworth. "Fracture conductivity loss caused by geochemical interactions between manmade Proppants and formations." ARMA 09-012. 2009.

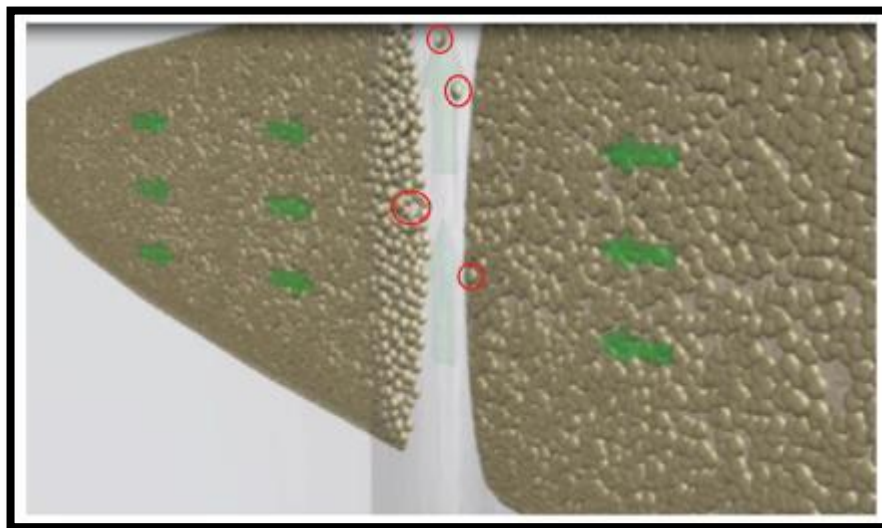
Se puede decir que el sistema geoquímico del yacimiento, el cual incluye todos los fluidos y minerales presentes, es un estado de casi equilibrio porque los cambios despreciables de temperaturas y presiones ocurren en tiempo geológico. En otras palabras el yacimiento tiene un tiempo significativo para estar en el estado que esté. Las reacciones geoquímicas que dejan los cambios metamórficos en la roca del yacimiento, como cualquier reacción química reversible, son gobernadas por ciertos principios, como por ejemplo el Principio LaChatelier que establece que si la tensión es aplicada al sistema en equilibrio, entonces el sistema responderá de manera que reduce la tensión mientras alcanza el nuevo equilibrio. Los cambios en las condiciones pueden incluir la temperatura, la presión o la introducción de catalizadores.

4.1.4. Flowback (Contra Flujo) del propante

En las siguientes figuras se ilustrara el movimiento de los granos del propante en el contra flujo, de la formación soportada o apuntalada hacia la superficie,

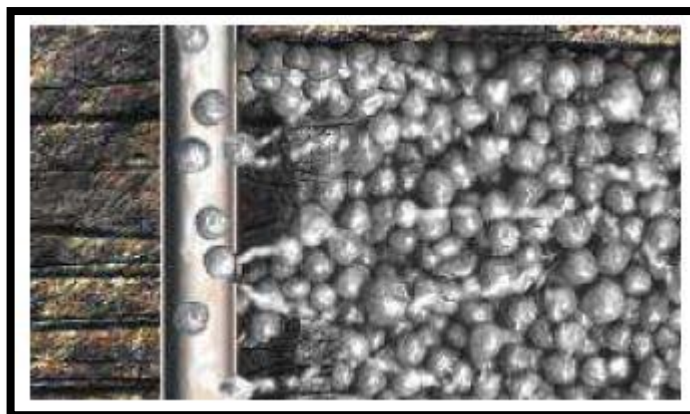
ocasionando daños a la conductividad final de la fractura y posibles daños en facilidades de superficie.

Figura 68. Contra flujo de los granos del propante.



Fuente: Halliburton, tecnología de mejoramiento de la conductividad, el secreto para una producción de largo alcance. www.Youtubue.com

Figura 69. Contra flujo del Propante y Reordenamiento.



Fuente: Fracline, Hexion. Factores críticos para la selección del material propante.

La fuerza de confinamiento que actúa en el paquete de RCP durante el proceso de curado puede ser que no sea uniforme por las variaciones de las tensiones in-situ de la formación y las propiedades mecánicas de la roca de

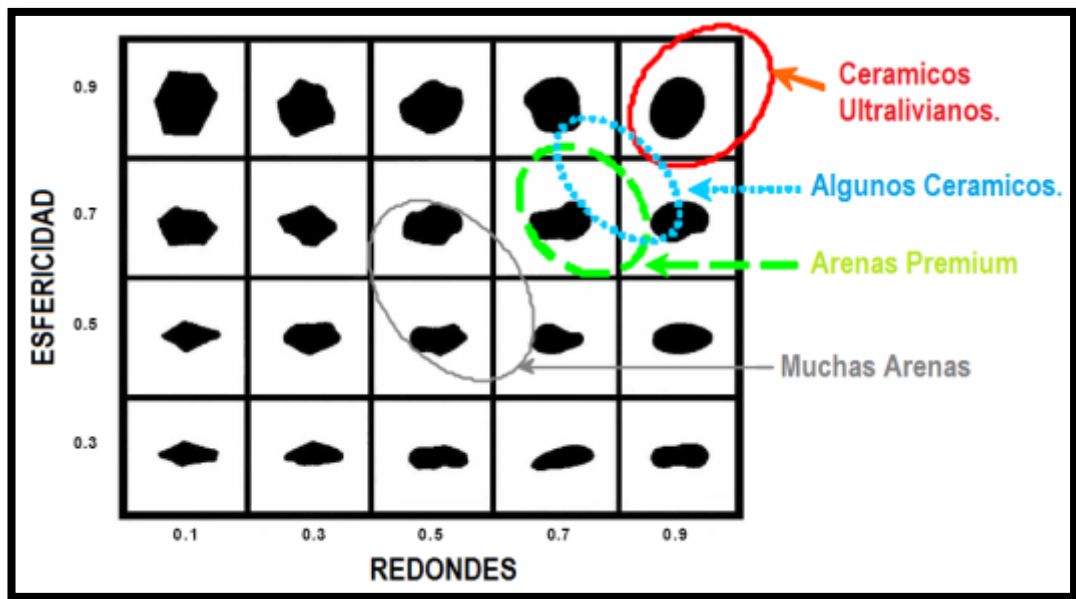
formación. Además los RCP pueden no ser efectivos en pozos con intervalos múltiples de perforación.

Muchos factores pueden afectar la fuerza de consolidación de los RCP y se pueden identificar varios desarrollos. La pérdida de las fuerzas de consolidación han sido identificadas con el incremento del PH del fluido, muy bajas y altas fuerzas de cierre y el incremento de las fuerzas cíclicas. Estos factores son identificados en el campo y en el trabajo de diseño en el pozo candidato. Un factor que no es tomado en cuenta es la cinética del curado del recubrimiento de resina del propante.

El contra flujo de los propantes desde las fracturas del pozo lleva a altos costos operacionales y puede verse comprometida la seguridad. Sin embargo, puede ser prevenido usando CRCS (Arena Recubierta con Resina Curada). El contra flujo de los Propantes causa un descenso en la producción del pozo, daños de equipos y cierres de pozos para reparaciones. Los RCS (Arena Recubierta con Resina) sin recubrimientos o precurados pueden sacar el contra flujo de la fractura hacia el pozo mientras el pozo produce. El contra flujo de los Propantes puede causar daño en las herramientas de fondo de pozo como en las de superficie. El contra flujo también puede causar la pérdida en la conductividad cerca al pozo y reducir la conectividad del yacimiento. Los CRCS tienen lazos de grano/grano que eliminan el contra flujo de Propantes, si se aplica apropiadamente, formando un paquete consolidado en la fractura.

Dado que la angularidad, esfericidad y redondez del grano del propante son importantes a tener en cuenta para el contra flujo, a continuación se muestra una imagen donde se comparan la esfericidad y la redondez de los granos de algunos propante.

Figura 70. Comparación de la forma del propante.



Fuente: Modificado de: M.C. Vincent, CARBO Ceramics, Inc.; H.B. Miller, University of Arizona; D. Milton-Taylor, FracTech Ltd.; P.B. Kaufman, CARBO Ceramics, Inc.,2004, Erosion by Proppant: A Comparison of the Erosivity of Sand and Ceramic Proppants During Slurry Injection and Flowback of Proppant.

La angularidad de la partícula controlará cuán profundo penetra la partícula y la forma de las asperezas tendrán un efecto en el volumen del material que es removido. Es claro que los propanes cerámicos tienen una forma superior que reducirá la erosión durante el bombeo.

Asumiendo que son acelerados a la misma velocidad, las partículas con mayor densidad, cargan más momento y podría ser esperado que haga más daño en el impacto con el objetivo. Adicionalmente, una partícula densa es más probable que atraviese la corriente del fluido e incidan sobre la pared de la tubería a las picaduras.

Las fluctuaciones turbulentas con el flujo pueden proporcionar partículas con momento en la dirección radial, forzándolas dentro de la pared de la tubería. En estas condiciones, una partícula densa con una gran inercia podría ser menos probable a ser redireccionada desde la dirección principal de velocidad.

Es consejible que incrementando la densidad del propante podria incrementar la erosion en conecciones que direcciona o altera el flujo, pero puede reducir la erosion.

La densidad de propantes comunes es mostrada en la Tabla 14.

Tabla 7. Comparación de la densidad de algunos Propantes.

Tipo de Propante	Gravedad Especifica
Arena	2,65
RCS (Arena Recubierta con Resina)	2,6
LWC (Cerámicos Livianos)	2,72
RC-LWC (LWC Recubiertos con Resinas)	2,66
ISP (Cerámicos de Fuerza Intermedia)	3,27
HSP (Propantes de Alta Resistencia)	3,56

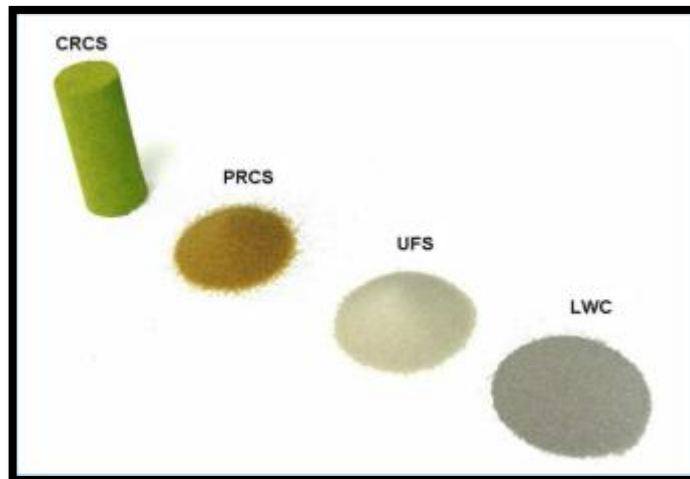
Fuente: Modificado de M.C. Vincent, CARBO Ceramics, Inc.; H.B. Miller, University of Arizona; D. Milton-Taylor, FracTech Ltd.; P.B. Kaufman, CARBO Ceramics, Inc., 2004, Erosion by Proppant: A Comparison of the Erosivity of Sand and Ceramic Proppants During Slurry Injection and Flowback of Proppant.

Esta tabla muestra que HSP (propantes de alta resistencia) son 35% mas densos que la arena, que puede contribuir un incremento en la medida de la erosion. Los LWC (ceramicos livianos) son simplemente 3% mas densos que la arena.

En la siguiente figura se muestran algunos propantes usados en tratamientos de Fracturamiento hidraulico en formaciones de Shales, tales como:

- CRCS: arena recubierta con resina curada.
- PRCS: arena recubierta con resina precurada.
- UFS: arena sin recubrimiento.
- LWC: Cerámicos ultralivianos.

Figura 71. Propantes utilizados en shales

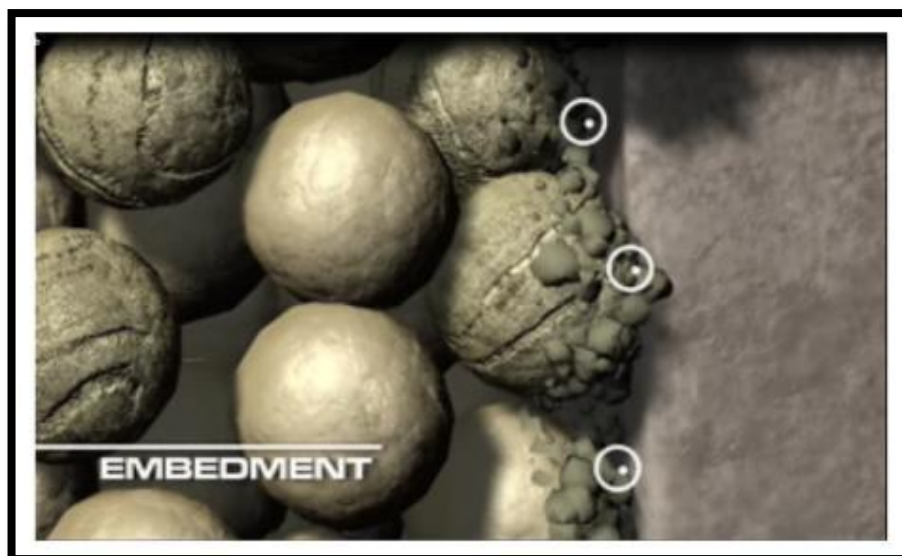


Fuente: J.M. Terracina, SPE, J.M. Turner, SPE, D.H. Collins, SPE, and S.E. Spillars, SPE, Hexion, 2010, Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations

4.1.5. Empotramiento

En la siguiente figura se muestra el efecto sobre el propante cuando se presenta el empotramiento en la formación, lo que causara una reducción en el ancho de la formación, una reducción considerable en la conductividad de esta y la generación y migración de finos de los granos del propante.

Figura 72. Empotramiento del propante en la formación.



Fuente: Halliburton, tecnología de mejoramiento de la conductividad, el secreto para una producción de largo alcance. www.Youtubue.com

Figura 73. Empotramiento del propante



Fuente: Fracline, Hexion. Factores criticos para la selección del material propante.

El empotramiento de los Propantes es un problema serio ya que reduce el ancho de la fractura y la conductividad. Los Propantes se pueden empotrar dentro de la cara de la fractura, especialmente en formaciones de Shale, permitiendo que baje el ancho de la fractura y disminuya la capacidad de flujo. Esto se puede apreciar en la siguiente ecuación.

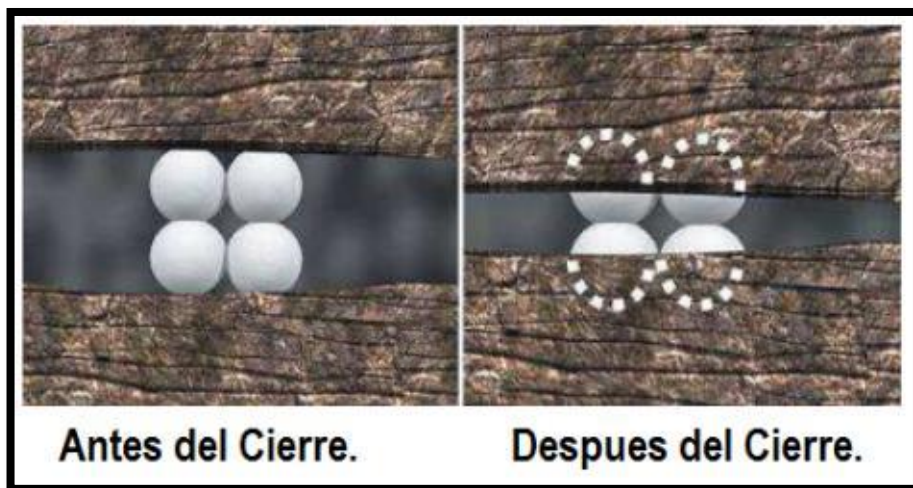
- Reducción del ancho de la factura. (FW)
- Formación de finos del astillamiento. (K)

$$FC = K * FW$$

Comparando con los Propantes sin recubrimiento, los CRCS tienen menor empotramiento en la formación porque los lazos de los granos forman paquetes consolidados de Propantes que redistribuyen la presión de cierre. Otra preocupación con el empotramiento de los Propantes es la creación de finos, los cuales pueden migrar y causar pérdida adicional de la conductividad de la fractura.

A continuación se presenta una imagen teórica, de cómo es el paquete de Propantes antes de aplicarle una presión de cierre, y como es después de que se le ha aplicado una presión de cierre, generando así el empotramiento de los granos del propante en la formación.

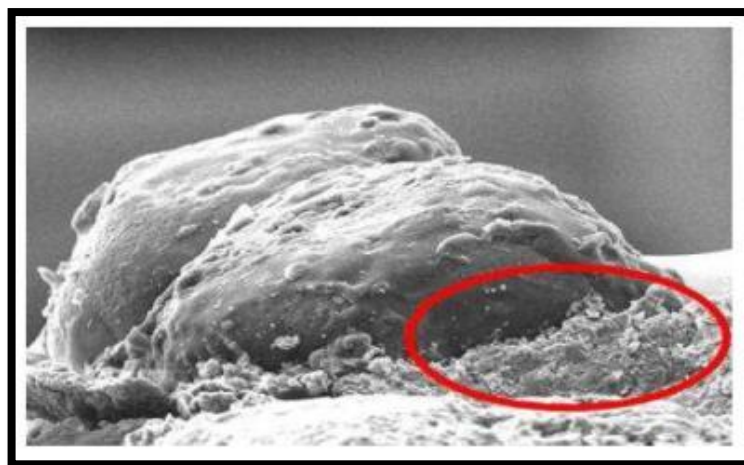
Figura 74. Aplicación de Presión de Cierre.



Fuente: Fracline, Hexion. Factores críticos para la selección del material propante.

Como se menciona anteriormente, el empotramiento de los granos del Propantes en la formación, da como resultado la generación de finos, lo que se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 75. Finos del Propante

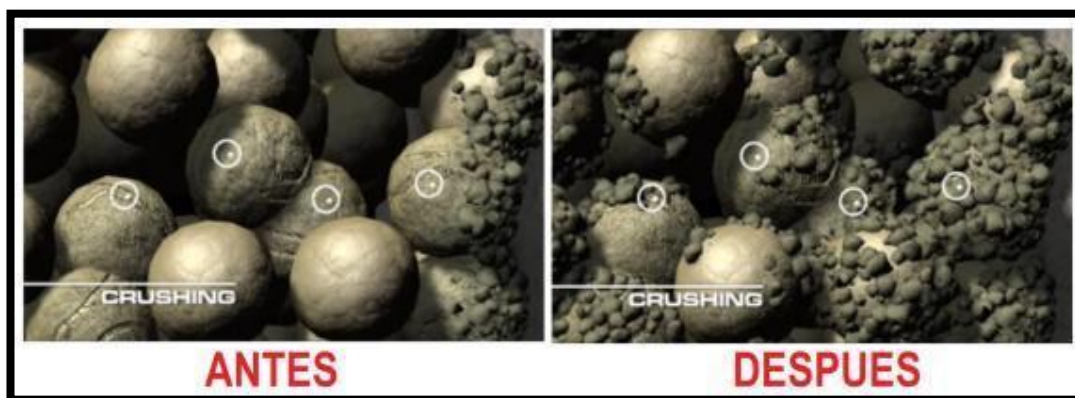


Fuente: Fracline, Hexion. Factores criticos para la selección del material propante.

4.1.6. Generación y migración de los finos del propante.

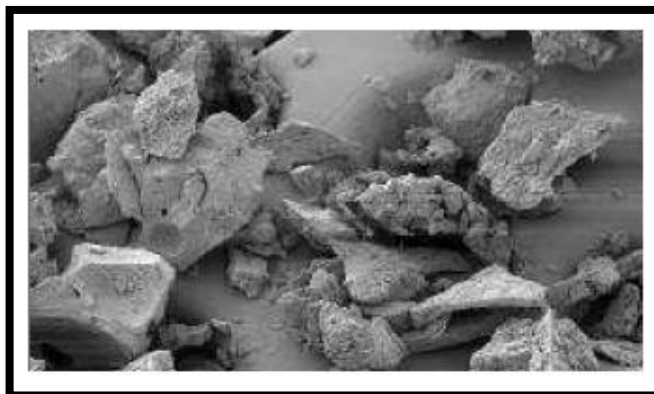
En la siguiente figura se ilustra el efecto de la generación de los finos del propante sobre la conductividad de la fractura.

Figura 76. Generación de Finos



Fuente: Halliburton, tecnología de mejoramiento de la conductividad, el secreto para una producción de largo alcance. www.Youtubue.com

Figura 77. Finos del propante



Fuente: Fracline, Hexion. Factores criticos para la selección del material propante.

Los finos son partículas pequeñas que se generan en la ruptura del propante cuando está sujeto a la presión de cierre. Estas partículas reducen la porosidad y la permeabilidad, y causan mayor degradación de la conductividad de los paquetes de Propantes. Cuando los finos migran hacia el pozo, se acumulan y bajan la capacidad de flujo.

La generación de finos y la migración resultante en la fractura, son considerados para una mayor contribución para un bajo resultado del tratamiento y el rendimiento del pozo. Se sabe que un solo 5% de finos pueden reducir la capacidad de flujo en un 60%.

Haciendo un recubrimiento con resina se aumenta la fuerza de unión de grano/grano generando una distribución uniforme de fuerza a lo largo del paquete de Propantes y encapsula cualquier pérdida de finos que pueda llegar a ocurrir.

Por una prueba desarrollada por HEXION “*The wet, Hot Crush Test*” se simula mas adecuadamente las condiciones de un pozo real, corrida a 8000 psi, en la cual se pueden apreciar los siguientes resultados:

- Finos generados por Propantes Cerámicos Ultralivianos: 8,2%
- Finos generados por Arena sin Recubrimiento: 23,9%

Los Propantes con recubrimiento de resina resisten los cambios cíclicos de la presión de cierre del pozo, debido a cierres o workovers que se realicen al pozo, debido a que ellos forman un enrejado flexible que redistribuye la presión a lo largo del paquete de propante, reduciendo las cargas individuales de cada grano del propante.

Como ya se menciona anteriormente, el recubrimiento con resina reduce la generación y la migración de los finos del propante, por lo que se hacen las dos pruebas que se muestran en las siguientes figuras.

Figura 78. Encapsulamiento de cada grano en resina.



Fuente: Frauline, Hexion. Factores críticos para la selección del material propante.

Figura 79. CT. Tecnología utilizada para verificar el encapsulamiento.



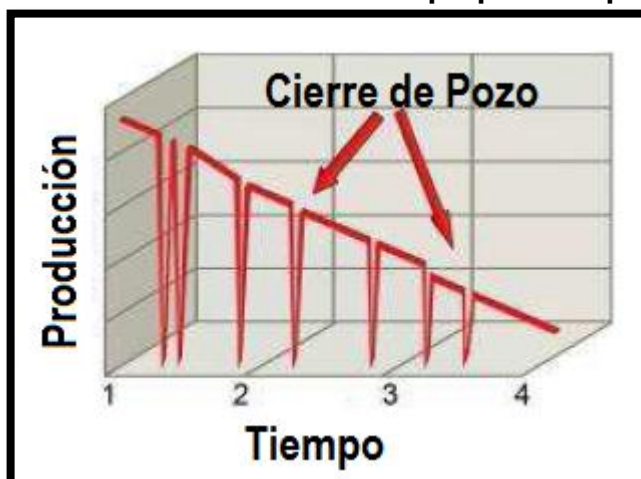
Fuente: Frauline, Hexion. Factores críticos para la selección del material propante.

4.1.7. Esfuerzos cíclicos de la presión de cierre sobre el propante.

Las fuerzas cíclicas de tensión ejercida en los Propantes en el fondo pueden causar la falla. Pueden ocurrir múltiples eventos a lo largo de la vida del pozo como los cierres. Estos eventos producen cambios cíclicos en la presión de

cierre. Esta variación en la cantidad de la presión y de las tensiones pueden causar la reorganización del propante, resultando en un descenso en el ancho de la fractura como también la generación de finos y el contra flujo. Esto se puede observar en la siguiente figura.

Figura 80. Tensiones cíclicas del paquete de propante.



Fuente: Fracline, Hexion. Factores críticos para la selección del material propante.

El curado cinético de los RCP fue creado para tener un impacto en la fuerza de consolidación resultante después del curado. Para un RCP que registre la mayor fuerza de consolidación, la tasa de curado del RCP debería ser lenta mientras sea un curado mínimo mientras el propante esté siendo empujado a bombearse y hasta que la formación empiece a cerrarse.

Un sistema de bajas tasas de curado, ha demostrado la habilidad de lograr las fuerzas de consolidación que son mucho más fuertes y altas que la de los RCP. Estas fuerzas son logradas aun por largos periodos antes de que ocurra el cierre de la fractura y en algunos casos incluso sin la aplicación de las fuerzas de cierre a los granos del propante.

Los componentes del fluido de Fracturamiento pueden tener un impacto en la tasa de curado de la resina. Es de esperar que el sistema de resina con bajas tasas de curado, pueden mostrar menos pérdida en la fuerza de consolidación

en los tratamiento de fracturamiento con largos tiempos de bombeo y bajas tasas de cierre de la formación.

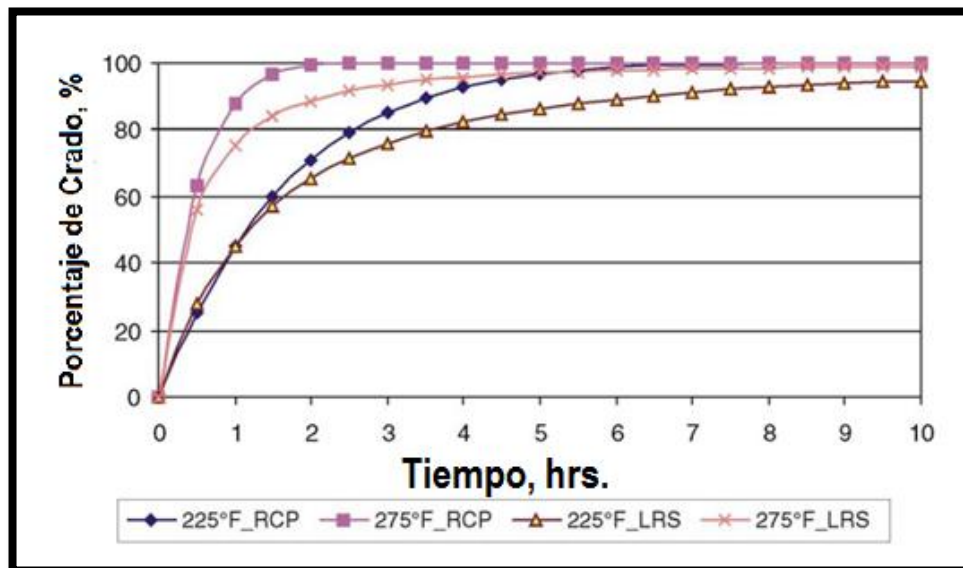
Los sistemas de tratamiento de LRS tiene un rendimiento superior porque:

1. la acción capilar causa un flujo de resina del líquido, concentrándose entre los granos de Propantes y resultando en mejores concentraciones de resina en los puntos de contacto.
2. los tratamientos de LRS el propante es pegajoso y su pegajosidad promueve el contacto grano/grano. En contraste, el RCP incluso cuando es calentado, no es tan pegajoso y tiene poco contacto grano/grano sin presión de cierre. Los tratamientos LRS el propante tienen una baja tasa de curado y no es removido de la superficie del propante durante el bombeo simulado porque el sistema de resina ha sido especialmente formulado para recubrimientos de gel para Propantes. En contraste, RCP tiene tasas de curado rápidas y las resinas de algunos de estos Propantes han mostrado lixiviados dentro de los fluidos de Fracturamiento.
3. los RCP son parcialmente curados para proveer el almacenamiento y mantenimiento, y la porción de la resina que es curado no contribuye a la última fuerza de consolidación. Solo una porción del RCP es curado con resina, mientras que el LR es curado totalmente. El LRS eficientemente contribuye a la fuerza de consolidación final incluso con poca resina.
4. LRS es formulado con aditivos que promueve la eliminación de la película del fluido gelificado de Fracturamiento que puede algunas veces impedir el contacto grano/grano y la consolidación.

Los RCP que usan un curado cinético, usan un recubrimiento de resina base fenólica para aplicaciones en **Altas Temperaturas**.

El curado cinético de la resina fue medido a 225 °F y 275 °F usando escaneo diferencial calorimétrico. Los resultados son mostrados en la figura 81, los cuales indican que el LRS tiene una tasa mucho más lenta de curado que la de los RCP. A 225 °F cerca del 50% del curado fue completado alrededor de los 75 minutos para RCP y LRS. Sin embargo el RCP requiere alrededor de 3 horas y media para completar el 90% del curado, comparado con 6 horas y media que necesita el LRS. A 275 °F los dos necesitan alrededor de 20 minutos para completar el 50% del curado. Sin embargo, el RCP requiere 65 minutos para completar el 90% del curado, comparado con los 130 minutos para el LRS.

Figura 81. Comparación de ratas de curado de recubrimientos de resina en RCP y sistemas de altas temperaturas de LRS.



Fuente: P.D. Nguyen, J.D. Weaver, M. Parker, M. McCabe, M. Hoogteijling, M.J. van der Horst, Halliburton, 2002, A Novel Approach for Enhancing Proppant Consolidation: Laboratory Testing and Field Applications.

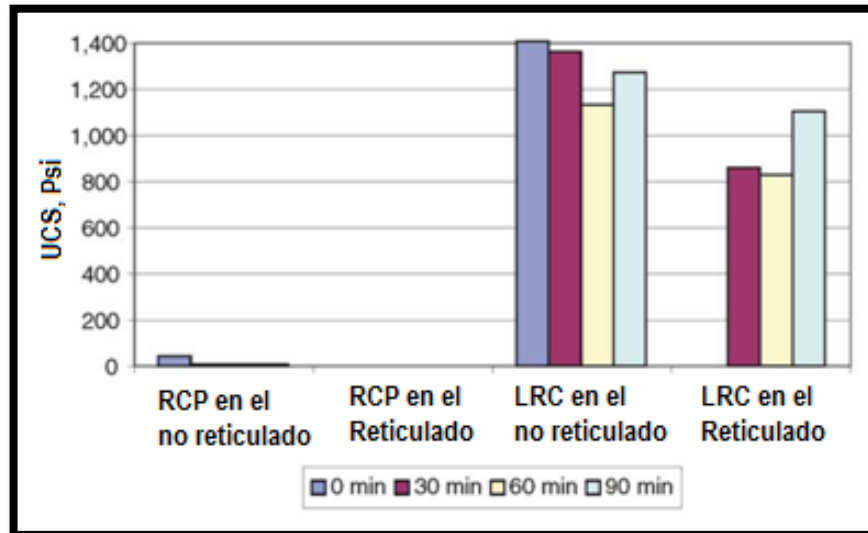
- **Efecto de la agitación y de la viscosidad del fluido de carga sobre la consolidación.**

UCS = Fuerza Compresiva NO Confinada.

Lechadas de Propantes (7lb/gal) de malla 20-40, Bauxita RCP pre-cubierto de resina y Bauxita recubierta de malla 20-40 con LRS (3% por peso) fueron preparadas en un Guar Carboxi-metil-hidroxi-propil (CMHPG), fluido base de Fracturamiento a un PH de 10.2. La lechada de propante cargado fueron agitados en un consistómetro a 175 °F para que esas condiciones de bombeo puedan ser simuladas para determinar el efecto del bombeo y el incremento de la temperatura que tienen sobre la fuerza de consolidación definitiva del propante tratado. En intervalos de 30, 60 y 90 minutos ejemplos de Propantes fueron recolectados, colocados en cámaras y curados a 325 °F por 3 horas sin aplicar ninguna presión de cierre. Después del curado, la consolidación del paquete de Propantes, fueron presionados desde las cámaras y fueron cortados para obtener las longitudes deseadas para las medidas de las UCS.

La figura 82 muestra que los recubrimientos con LRS en el propante fue capaz de mantenerse en el propante sin empezar a removerse de los granos del propante proporcionando fuertes consolidaciones a pesar del tiempo de agitación. Se observó una reducción de la fuerza de consolidación cuando fue usado todo el sistema de fluido reticulado de Fracturamiento. En las mismas condiciones de la prueba, los sistemas con RCP resultaron en fuerzas de consolidación mucho menores.

Figura 82. Efecto de la agitación del RCP y Propantes tratados de LRS a 175 °F en fluidos de Fracturamiento reticulados y no reticulados, después curados a 325 °F en sus fuerzas de consolidación.



Fuente: Murphey, J. R, et al. "Proppant flowback control," Artículo SPE 19769. 1989.

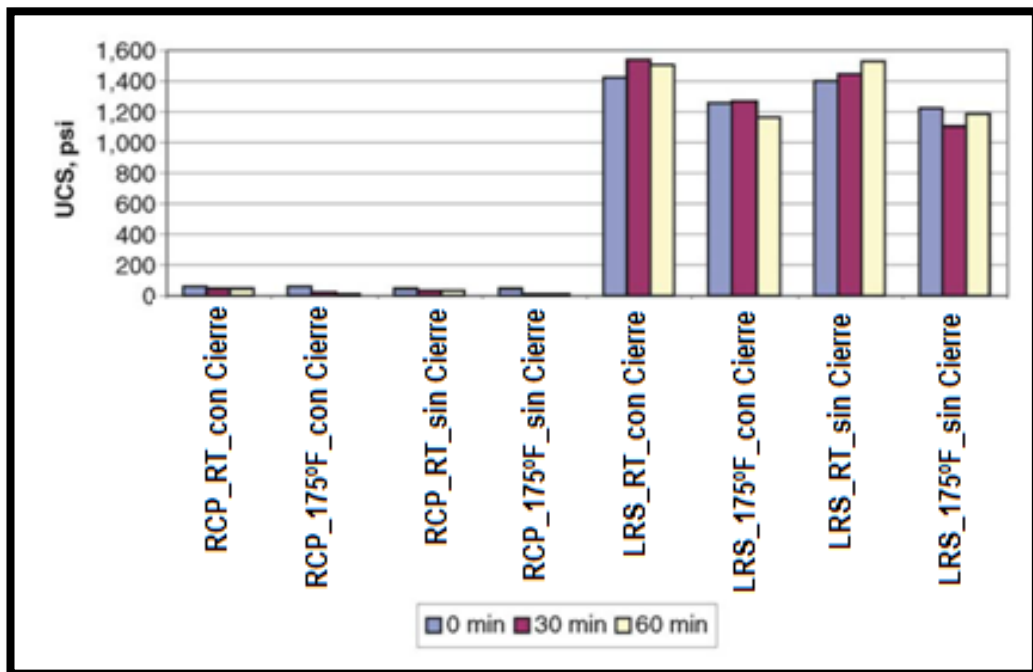
- **Efectos del tiempo de suspensión y de las presiones de cierre en las fuerzas de consolidación.**

RT = Room Temperature. Cuarto de Temperatura

Lechadas de Propantes (7lb/gal) de malla 20-40, Bauxita RCP pre-cubierto de resina y Bauxita recubierta de malla 20-40 con LRS (3% por peso) fueron preparadas en un Guar Carboxi-metil-hidroxi-propil (CMHPG), fluido base de Fracturamiento a un PH de 10.2. La lechada de propante cargada fue mantenida en un baño a 175 °F y mantenida en suspensión por agitación. Se realizo un control de la prueba con lechadas de Propantes de RCP y LRS agitadas en un RT. Se tomaron dos muestras de cada uno después de 30 y 60 minutos de agitación y fueron empaquetados dentro de la cámara de consolidación con el fluido de Fracturamiento y curados a 325 °F por 3 horas. Una muestra no tuvo aplicación de la presión de cierre durante el curado mientras que la otra tuvo una de 500 psi. Después del curado, las medidas

UCS fueron realizadas para las consolidaciones de los paquetes de Propantes. Estos resultados se muestran en la Figura 83. Los RCP proporcionaron bajas fuerzas de consolidación mientras que los LRS proporcionaron excelentes fuerzas de consolidación a largos tiempos de agitación, 175 °F y sin aplicar presiones de cierre durante el curado.

Figura 83. Efecto de la suspensión del RCP y LRS a temperaturas de 175°F en fluidos de Fracturamiento no reticulados, después curados a 325°F con y sin presión de cierre, en sus fuerzas de consolidación.



Fuente: Norman, L. R, et al. "Applications of curable resin coated proppants," Production Engineering 1992.

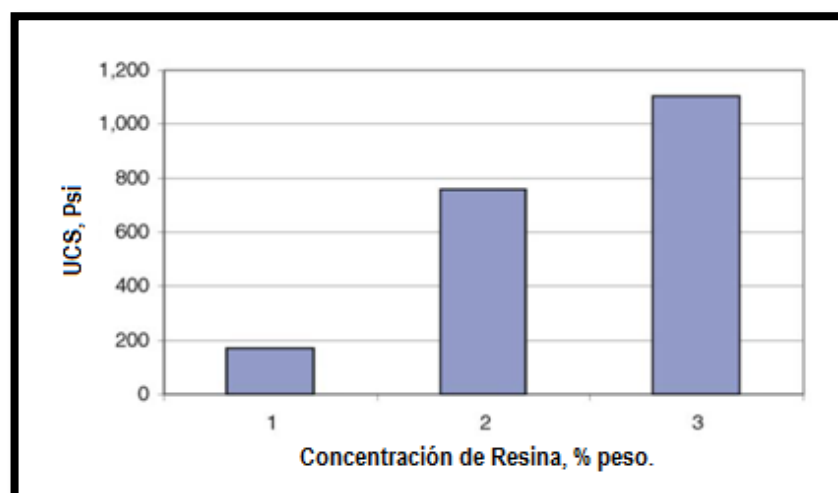
Estos resultados muestran que usar RCP en tratamientos de pozos profundos y calientes con temperaturas alrededor de los 325 °F podría no resultar exitoso para la consolidación del paquete de propante, mientras que para los LRS se desarrollaría bien.

- Efectos de la concentración de la resina, el tiempo de curado y la temperatura.

La fuerza de consolidación de los LRS puede ser mejorada si la cantidad de resina en el propante (figura 84) y el tiempo de curado (figura 84)son incrementados. Los paquetes de Propantes son curados sin la aplicación de las presiones de cierre.

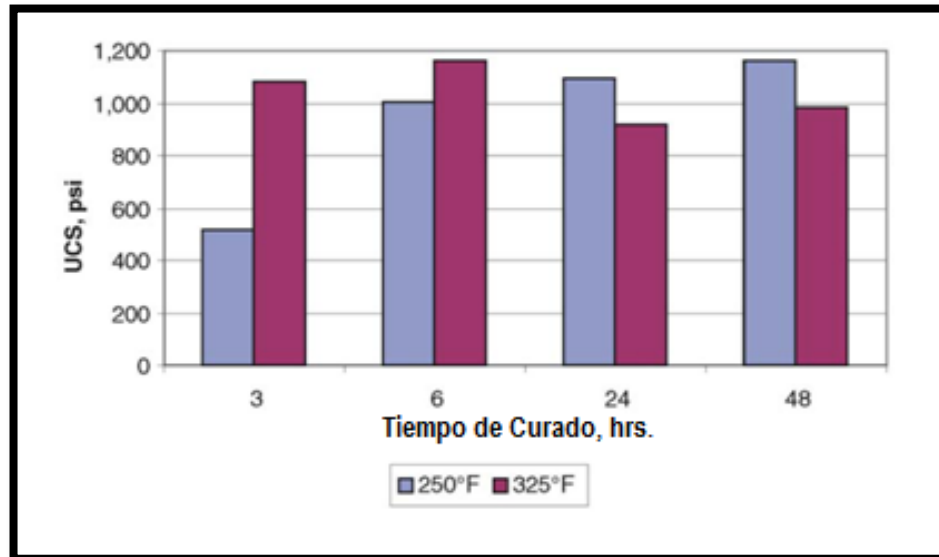
A pesar de no tener la aplicación de las presiones de cierre durante el curado a 325 °F y solo una pequeña fracción de resina (1%) recubre el propante (figura 84)en comparación a eso el RCP (4%), pueden ser obtenidas fuerzas de consolidación significantes para los paquetes de Propantes tratados con sistema LRS. Estos resultados son explicados por las fuerzas capilares y la movilidad de la resina liquida. La resina liquida es retirada de los puntos de contacto grano/grano por las fuerzas capilares proporcionando altas concentraciones de resina localizada y fuerzas de consolidación. En contraste, mucha de la resina recubierta en los RCP ya ha sido curada, con únicamente una muy pequeña cantidad de resina disponible para el curado adicional del contacto grano/grano.

Figura 84. Efecto de la concentración del LRS en la fuerza de consolidación del paquete de propante después del curado a 325°F en fluidos de Fracturamiento reticulados sin la aplicación de tensiones de cierre.



Fuente: Vreeburg, R., J., et al. "Production backproduction during hydraulic fracturing – a new failure mechanism for resin coated proppant."1994.

Figura 85. Efecto del tiempo de curado y la temperatura en la fuerza de consolidación de paquetes de Propantes tratados de LRS después de la agitación en fluidos de Fracturamiento reticulados por 60 minutos y curados sin la aplicación de presiones de cierre.



Fuente: Vreeburg, R., J., et al. "Production backproduction during hydraulic fracturing – a new failure mechanism for resin coated proppant." 1994.

- **Estudios SEM.**

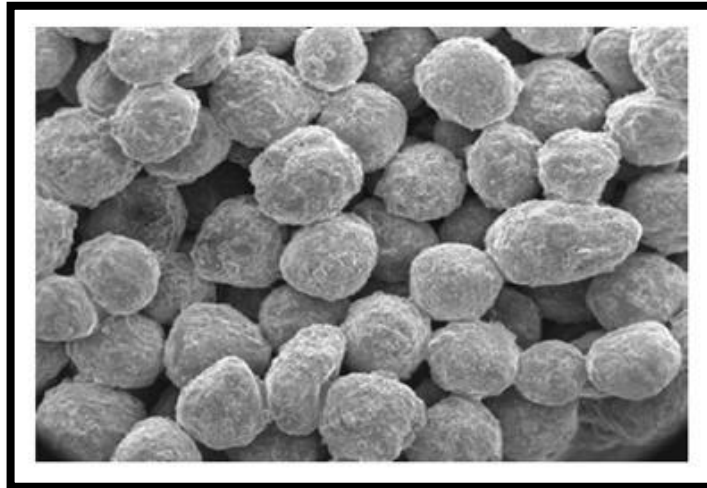
SEM: Scanning Electron Microscope. Microscopio electrónico de escaneo.

Un SEM fue de utilidad en el estudio de consolidación de propante tratado con resina. Permitted la observación de la distribución de la resina en el grano del propante y de los puntos de contacto.

Fueron tomadas fotos micrográficas para un mejor entendimiento de la pérdida progresiva de la fuerza de consolidación con el incremento de la temperatura y la agitación antes del comienzo del cierre con el RCP. Lechadas de RCP y bauxita recubierta con el sistema LRS de malla 20-40 fue agitado por 0, 30 y 60 minutos a 175 °F y después curados a una presión de cierre de 500 psi a 325 °F por 3 horas, después fueron tomadas las micro-fotografías.

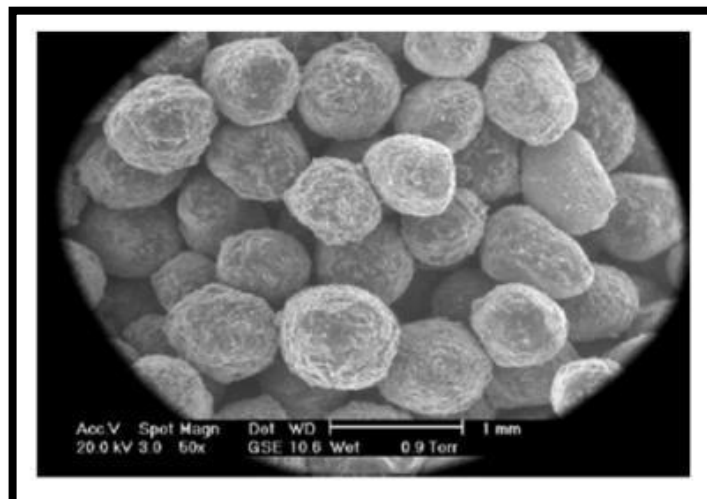
Las figuras 86 a 91 son las micro fotografías para el RCP, las cuales revelan la falta de área y el número de puntos de contacto entre grano/grano.

Figura 86. RCP después de mezclados en fluidos de Fracturamiento no reticulados sin agitación, después curados a 325 °F por 3 horas.



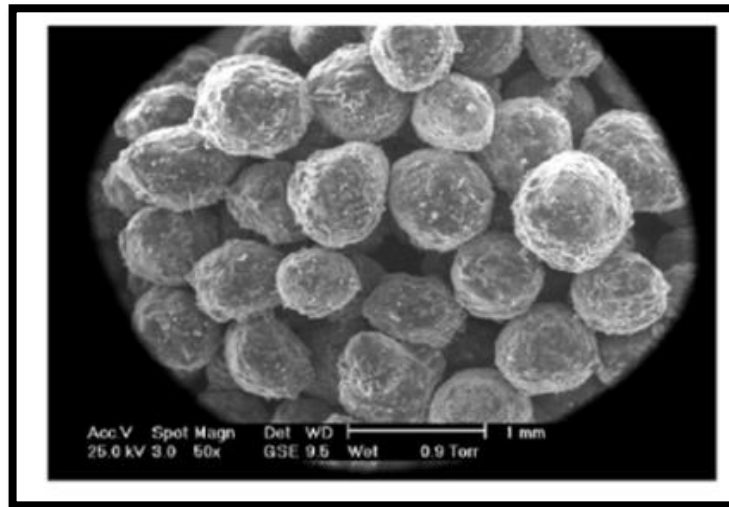
Fuente: Blauer, R. E. & Holcomb, D. L. "The detection, simulation and reservoir performance impact of slowly closing fractures." Artículo SPE 37404. 1997.

Figura 87. RCP después de empezar la agitación por 30 minutos en fluidos de Fracturamiento no reticulados a 175 °F, después curados a 325 °F por 3 horas.



Fuente: Blauer, R. E. & Holcomb, D. L. "The detection, simulation and reservoir performance impact of slowly closing fractures." Artículo SPE 37404. 1997.

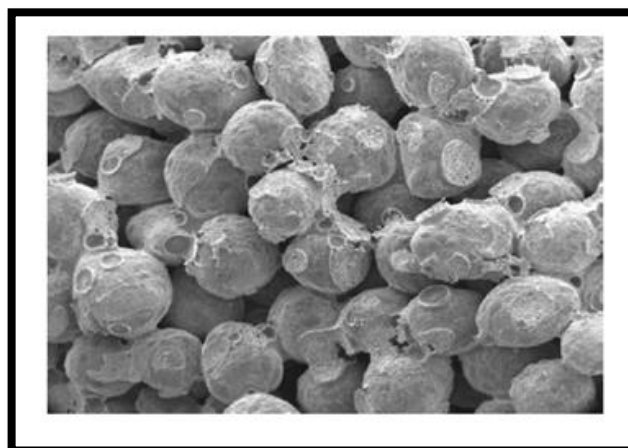
Figura 88. RCP después de empezado la agitación por 60 minutos en fluidos de Fracturamiento no reticulados a 175 °F, después curados a 325 °F por 3 horas.



Fuente: Blauer, R. E. & holcomb, D. L. "The detection, simulation and reservoir performance impact of slowly closing fractures." Artículo SPE 37404. 1997.

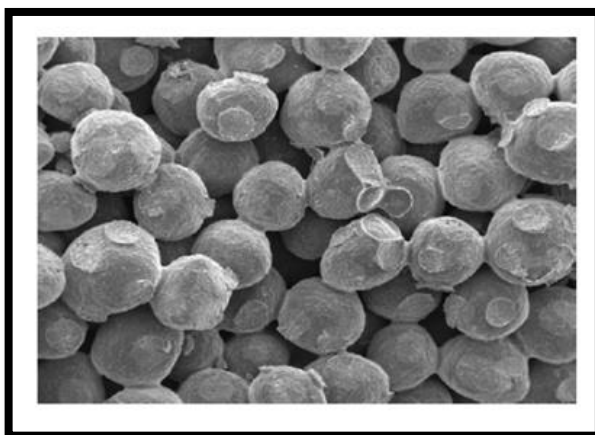
Las figuras 92 a 94 son las micro fotografías tomadas bajo las mismas condiciones para un propante bauxita de malla 20-40 recubierto con el sistema LRS, las cuales muestran que n hay descenso en el número y área de los puntos de contacto.

Figura 89. Propantes tratados de LRS después de mezclados en fluidos de Fracturamiento no reticulados sin agitación, después curados a 325 °F por 3 horas.



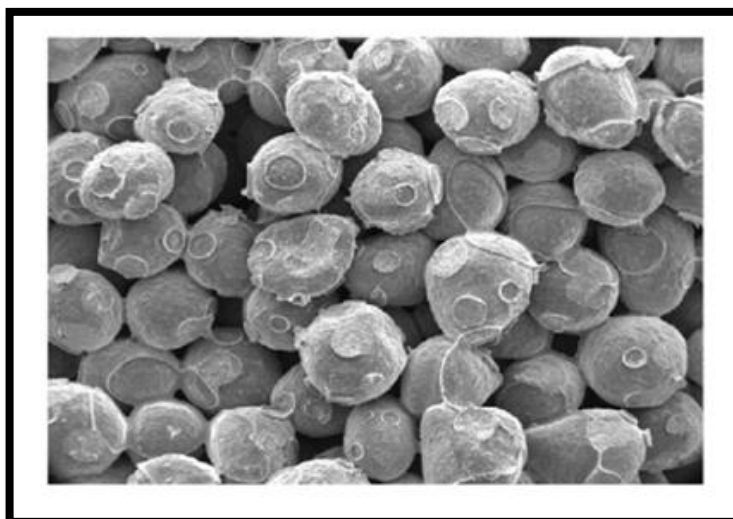
Fuente: Blauer, R. E. & holcomb, D. L. "The detection, simulation and reservoir performance impact of slowly closing fractures."Articulo SPE 37404. 1997.

Figura 90. Propantes tratados de LRS después de empezada la agitación por 30 minutos en fluidos de Fracturamiento no reticulados a 175 °F, después curados a 325 °F por 3 horas.



Fuente: Blauer, R. E. & holcomb, D. L. "The detection, simulation and reservoir performance impact of slowly closing fractures."Articulo SPE 37404. 1997.

Figura 91. Propantes tratados de LRS después de empezar la agitación por 60 minutos en fluidos de Fracturamiento no reticulados a 175 °F, después curados a 325 °F por 3 horas.



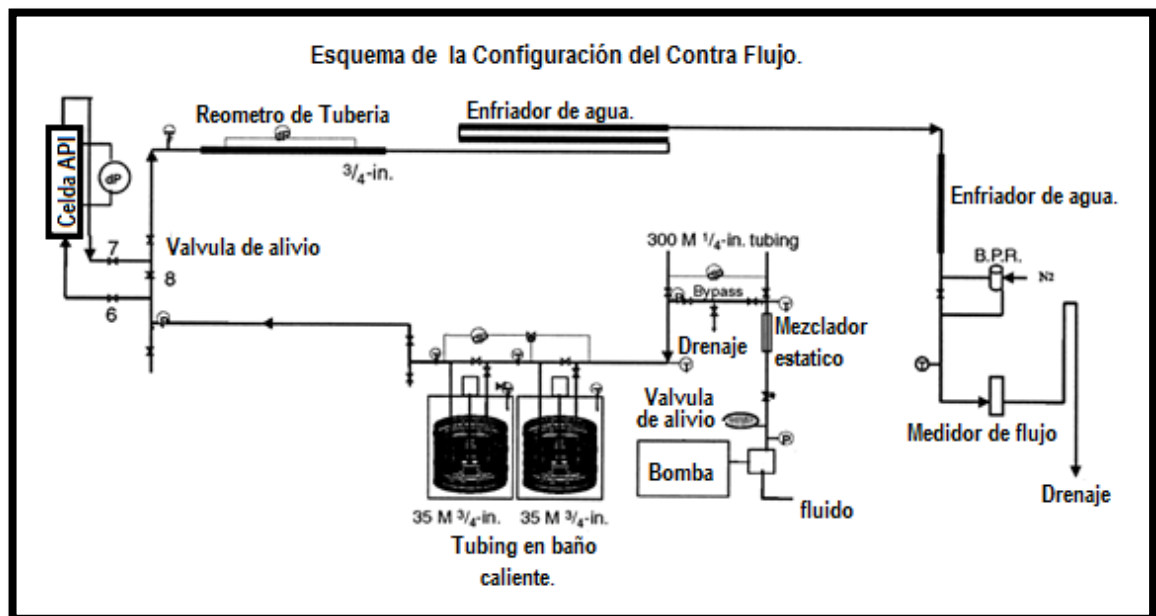
Fuente: Blauer, R. E. & holcomb, D. L. "The detection, simulation and reservoir performance impact of slowly closing fractures."Articulo SPE 37404. 1997.

Estas micro fotografías revelan porque la pérdida en la fuerza de consolidación en la exposición de temperatura antes de la aplicación del cierre fue observada en el RCP pero no en el LRS. En estas condiciones el RCP tuvo una tasa de curado más rápida que el LRS con tiempos extendido de bombeo o retrasos en el inicio de la presión de cierre, resulta en pérdidas considerables de la fuerza de consolidación para los RCP.

- **Prueba simple de tensión.**

La presión fue medida constantemente a lo largo de las 5 (in) de longitud del paquete de propante. La corriente de agua siguió a lo largo del paquete de propante después haber empezado el calentamiento. El flujo se incrementos cuando la presión se estabilizo. La figura 92 muestra la configuración del equipo usado en esta prueba.

Figura 92. Configuración del equipo en pruebas de contra flujo de Propantes y cargas de presión.



Fuente: Cleary, M. P., and Fonseca, A. A. "Proppant convection and encapsulation in hydraulic fracturing: Practical implications of computer and laboratory simulations." Artículo SPE 24825. 1992.

- **Carga de tensión.**

Después del curado a las temperaturas y tensiones deseadas, la presión o la tensión es incrementada a 1000 psi. Cuando el paquete de propante se estabilizo, el filtro es removido y está listo para la prueba. Si no se produce producción de propante a la máxima tasa de bombeo de 3.3 L/min, la presión se incrementa nuevamente en 1000 psi. Este proceso se repite hasta que se produzca la producción del propante.

La presión durante estas pruebas fue de 1000 a 3000 psi. El tiempo de curado a la temperatura deseada fue de 4 a 16 horas. La Tabla 15 muestra las pruebas conducidas a una sola tensión, mientras que la Tabla 16 muestra la prueba conducida con las tensiones cíclicas.

Tabla 8. Prueba realizada a una sola presión de cierre.

Presión de Cierre. Psi	Tiempo de curado Hrs.	Contra flujo Si/ No	Velocidad cm/s	ΔP Psi
1000	4	No	20,8	11
1000	16	No	20,1	12,1
3000	4	No	22	16,6
3000	16	No	22,8	23,5

Fuente: Cleary, M. P., and Fonseca, A. A. "Proppant convection and encapsulation in hydraulic fracturing: Practical implications of computer and laboratory simulations." Artículo SPE 24825. 1992.

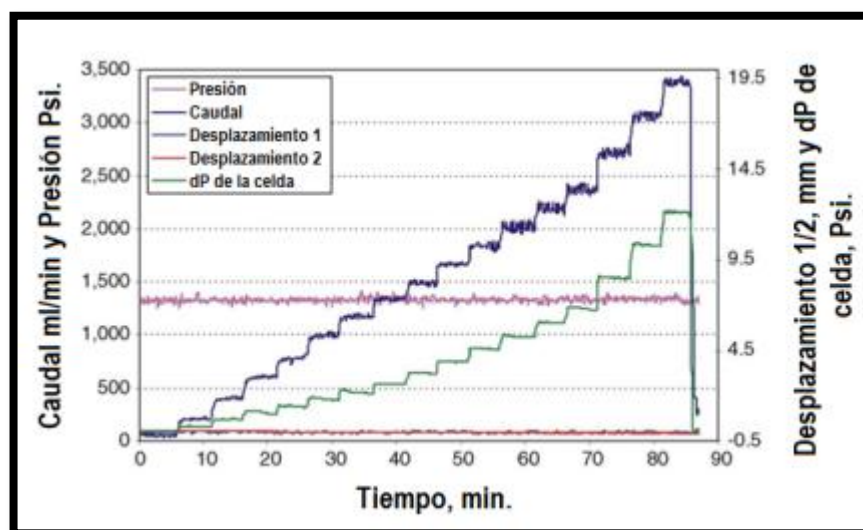
Tabla 9. Prueba conducida con cargas de presión.

Presión de Cierre durante el curado Psi	Presión de Contra Flujo Psi	Tiempo de curado Hrs	Contra flujo si/no	Velocidad cm/s	ΔP Psi
1000	2000	4	Si	3,7	1,5
1000	2000	16	No	18,3	17,3
1000	3000	4	No	19,4	26
1000	4000	16	No	20,8	34,8
1000	5000	16	No	19,2	39,5

Fuente: Cleary, M. P., and Fonseca, A. A. "Proppant convection and encapsulation in hydraulic fracturing: Practical implications of computer and laboratory simulations." Artículo SPE 24825. 1992.

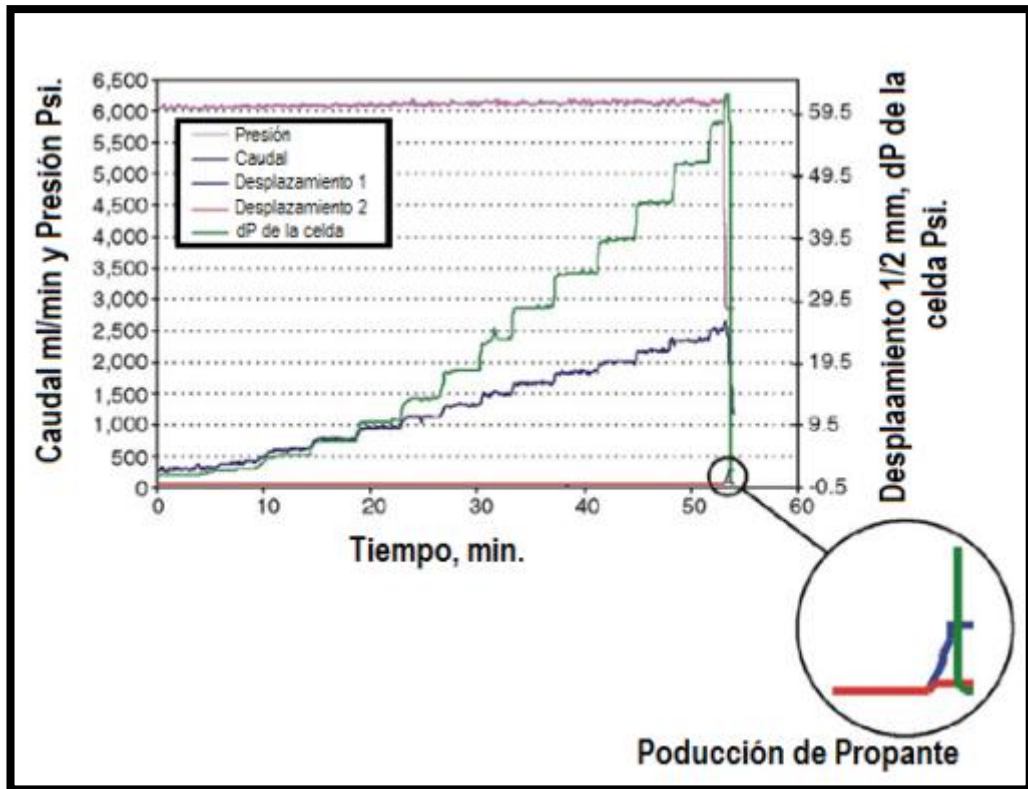
Los resultados de la prueba de presión de cierre de 1000 y 3000 psi, una prueba de una sola tensión muestra que no hay producción de propante a la máxima velocidad registrada de 22 cm/seg. La Figura 93 muestra la no indicación de la producción de Propantes; la tensión permanece estable y sin desplazamiento. En el caso de la producción del propante, por encima del 50% del propante colocado puede producirse a través de perforaciones de 0.3 (in) en segundos. Esto se demuestra en la figura 94.

Figura 93. Prueba de ejemplo de contra flujo de propante con falla en el paquete.



Fuente: Cleary, M. P., and Fonseca, A. A. "Proppant convection and encapsulation in hydraulic fracturing: Practical implications of computer and laboratory simulations." Artículo SPE 24825. 1992.

Figura 94. Ejemplo de prueba de contra flujo de propante con falla en el paquete.



Fuente: Cleary, M. P., and Fonseca, A. A. "Proppant convection and encapsulation in hydraulic fracturing: Practical implications of computer and laboratory simulations." Artículo SPE 24825. 1992.

Cuando se aplicó tensión sobre el propante, la anchura de este se redujo en 0.02 (in) por cada 1000 psi aplicados. El resultado después de 4 horas de curado, mostró un descenso en la tasa de flujo a la cual la producción de propante ocurre comparado con la prueba que se hizo sin carga. La misma prueba se realizó después de 16 horas de curado. Las tasas de flujo de fluido a las cuales ocurre la producción de propante son significativamente más altas comparadas con 4 horas de curado. La tensión de carga de 1000 y 2000 psi resultó sin producción de propante (Tabla 9).

- **Aplicaciones de campo.**

En campos con pozos profundos, calientes y productivos, proveen un reto significativo para el desarrollo de la estimulación de Fracturamiento porque:

1. Proveen excelente estimulación en la producción.
2. Minimiza los tiempos de cierre antes de las operaciones de recobro de los fluidos de Fracturamiento.
3. Permite maximizar las tasas de limpiado.
4. Da poco o nada de flujo de retorno del propante.

Pozos típicos en este campo tienen temperaturas mayores que 325 °F con presiones de cierre de fractura por encima de los 12.000 psi. Es deseado usar fuerza de cierre o flujo de retorno agresivo de propante en estos campos tan pronto como los tratamientos de Fracturamiento hubieran terminado, así que es una practica común de materiales RCP y cierres de pozos por muchas horas después de los tratamientos de Fracturamiento, lo que no era deseado. Tan pronto sean retirados los fluidos, el pozo empieza a producir. Dados estas condiciones los criterios para la selección del sistema de curado para el control de los Propantes serian:

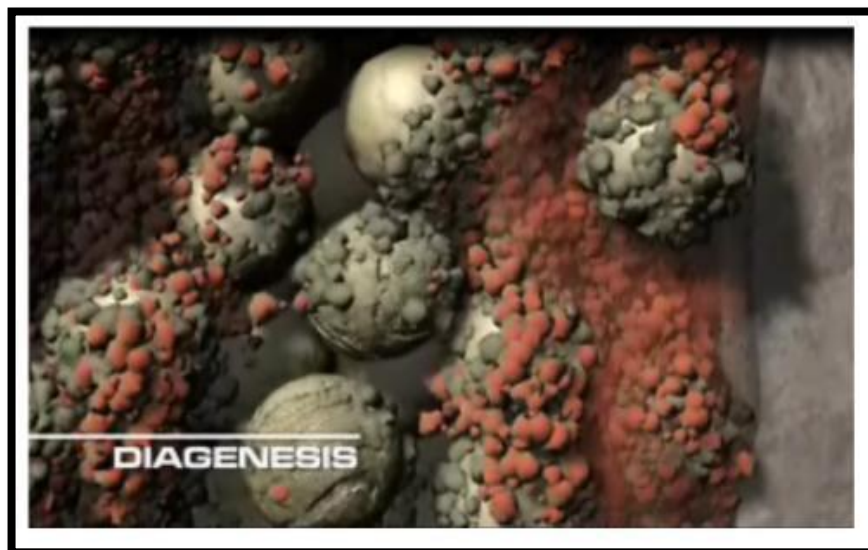
- La resina de tratamiento para el propante debería ser curada lo suficientemente lento a las temperaturas esperadas y mantener en modo de suspensión lo suficiente para ser retirados del pozo con el flujo de retorno en caso de Screenout prematuros.
- Debe proporcionar fuerzas de consolidación suficiente para manejar y/o controlar el flujo de retorno inicial después de 2 horas de cierre.

4.1.8. Conductividad de Efectiva Vs. Conductividad base.

Durante la producción, el propante y la formación, existen en un ambiente rico en minerales, bajo altas presiones y altas temperaturas, lo cual beneficia el inicio del proceso conocido como diagénesis, resultando en la formación en depósitos que pueden llenar los espacios porosos y reducir la conductividad de la fractura. La Diagénesis es conocida como un proceso geológico el cual ocurre dentro de la fractura creada.

En la siguiente figura se mostrara el proceso de la diagénesis en la formación, lo cual afecta la conductividad de la formación.

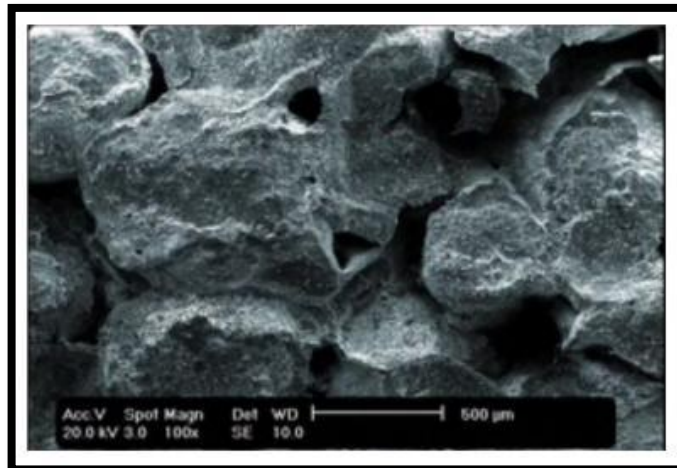
Figura 95. Diagénesis.



Fuente: Halliburton, tecnología de mejoramiento de la conductividad, el secreto para una producción de largo alcance. www.Youtubue.com

En la siguiente figura se muestra una microfotografía de los resultados del proceso antes mencionado.

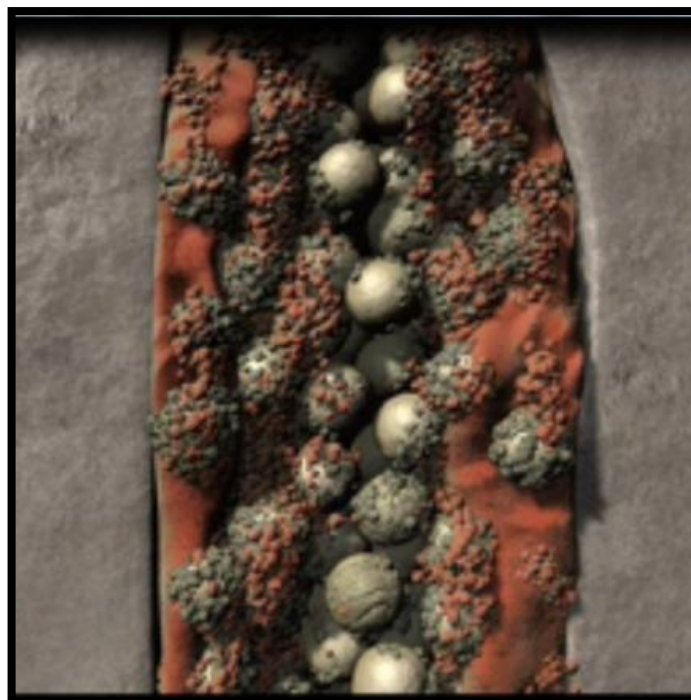
Figura 96. Microfotografía del resultado de la diagénesis.



Fuente: Halliburton, tecnología de mejoramiento de la conductividad, el secreto para una producción de largo alcance. www.Youtubue.com

En la siguiente imagen se muestra el resultado final de la fractura, después de que se han presentado todos los factores que me afectan el buen desarrollo y rendimiento del propante, para permitir un óptimo tratamiento.

Figura 97. Resultado Final de la Fractura



Fuente: Halliburton, tecnología de mejoramiento de la conductividad, el secreto para una producción de largo alcance. www.Youtubue.com

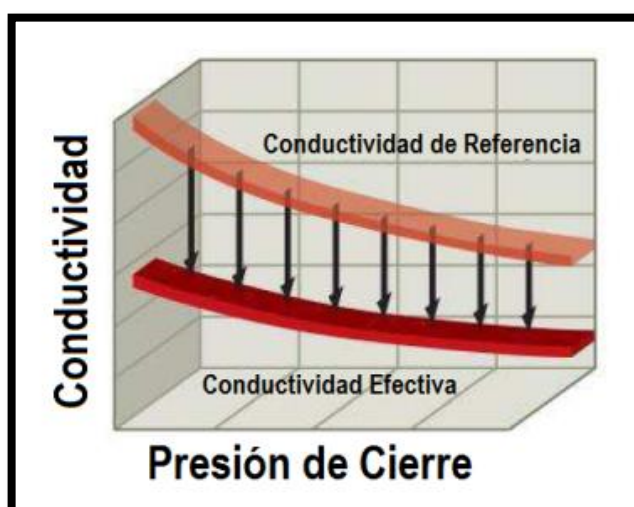
- **Conductividad Efectiva.**

La conductividad de referencia es a menudo usada para predecir cuánto hidrocarburo puede fluir a través del paquete de propante. Comúnmente la conductividad de referencia es corrida a baja tasa de flujo en el laboratorio de únicamente $0,1 \text{ ft}^3/\text{D}$ por perforación, las cuales no simulan la realidad del flujo en el pozo. Las altas presiones, temperaturas y tasas de flujos en el pozo pueden causar los finos del propante y la migración y el descenso de la conductividad de la fractura.

El calor, la humedad y la presión aplicada simulan más cerca las condiciones del pozo que se dan para crear los finos de los Propantes. Cuando la conductividad es medida con los efectos de los finos representaron los resultados del rendimiento del propante obtenidos son más precisos.

A continuación se muestra una figura donde se comparan: la conductividad de referencia y la conductividad base a diferentes presiones de cierre.

Figura 98. Conductividad de Referencia Vs. Conductividad Efectiva



Fuente: Fracline, Hexion. Factores criticos para la selección del material propante.

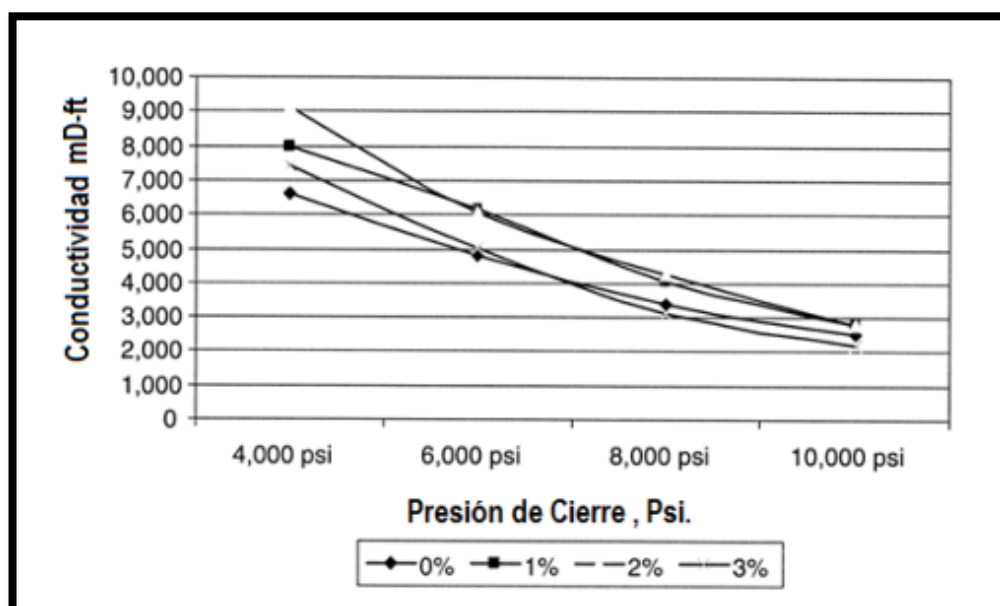
- **Prueba de conductividad de la fractura.**

El agua fue usada como fluido de Fracturamiento para las medidas de conductividad. Las medidas de la conductividad fueron tomadas varias veces sobre un periodo de al menos 48 horas a las tensiones deseadas para obtener un valor estable. Cuando se registro este valor estable, la tensión se incremento al siguiente nivel o se termina la prueba.

- **Resultados de conductividad.**

Indican que a bajas concentraciones de bauxita con LRS, la conductividad fue más alta que la de los Propantes sin tratamiento. A altas concentraciones de resina (3% peso) la conductividad del paquete de propante fue todavía más alta que la de los Propantes sin tratamiento a bajas cargas de tensión (Figura99).

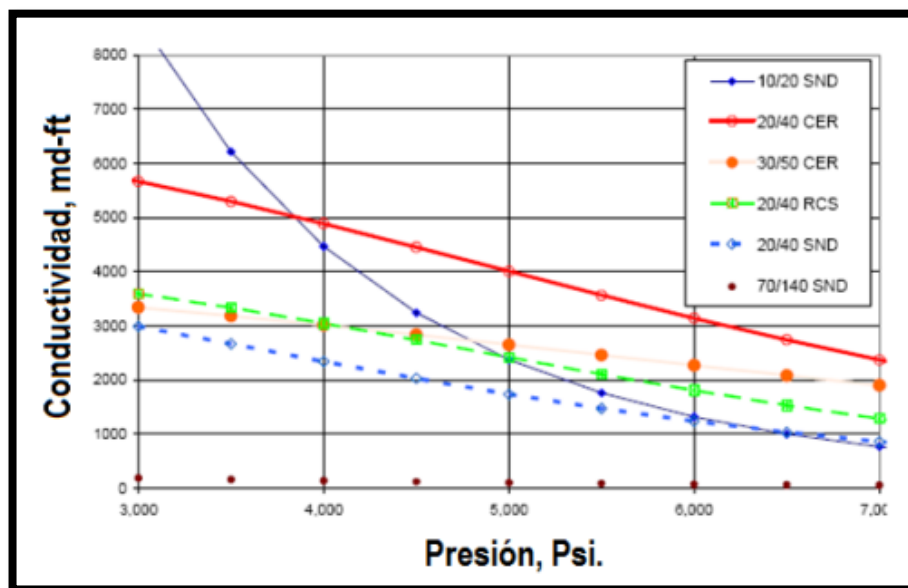
Figura 99. Efectos del LRS en la concentración y presión de cierre en la conductividad del paquete de propante.



Fuente: Almond, S. W., Penny, G. S., and Conway, M. W. "Factors affecting proppant flowback with resin coated proppants." Artículo SPE 30096. 1995.

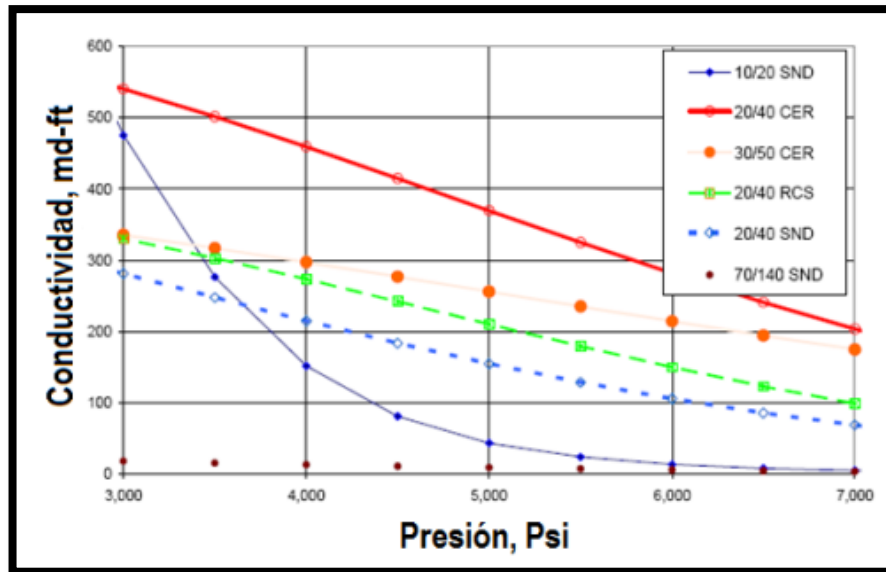
La Figura 100 muestra las conductividades de referencia (laminar) de los Propantes más frecuentes en este estudio. La Figura 101 muestra la conductividad aparente después del ajuste de flujo no Darcy, daño de gel, torta de filtrado y tensiones cíclicas posiblemente reducidas en un 90 o 95%.

Figura 100. Conductividad de Referencia (flujo laminar).



Fuente: T. T. Leshchyshyn, Bj Services Company Canada; M. C. Vincent, Carbo Ceramics Inc.; C. M. Rightmire, Pinnacle Technologies, 2005, Field Results: Effect of Proppant Selection on Well Productivity-Cardium Formation.

Figura 101. Conductividad aparente bajo condiciones realistas puede bajar un 95%

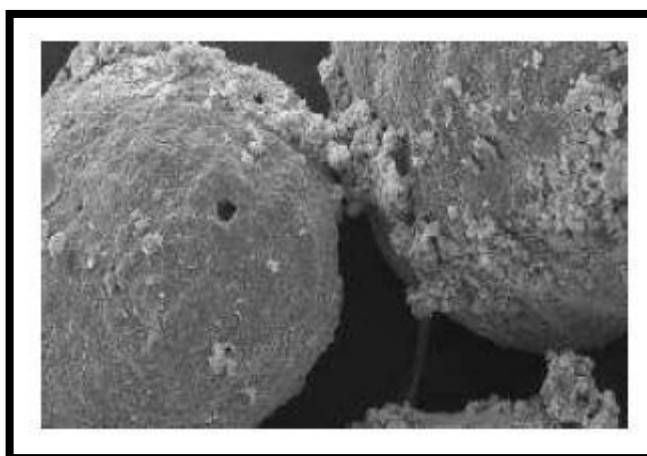


Fuente: T. T. Leshchyshyn, Bj Services Company Canada; M. C. Vincent, Carbo Ceramics Inc.; C. M. Rightmire, Pinnacle Technologies, 2005, Field Results: Effect of Proppant Selection on Well Productivity-Cardium Formation.

4.1.9. El escalonamiento del propano en el pozo.

En la siguiente figura se muestra en una foto microscopica el escalonamiento del propano en pozo.

Figura 102. Escalonamiento del propano.



Fuente: Fracline, Hexion. Factores críticos para la selección del material propante.

Una reacción geomecánica comúnmente conocida como el escalonamiento de los propantes o la Diagenesis pueden ocurrir en el pozo en la fractura en altas presiones y altas temperaturas. Un material cristalino puede formar cerámicos sin recubrimiento y actúan como finos, la conexión de la porosidad y de la permeabilidad del paquete del Propante, también reducen la conductividad. Los efectos del escalonamiento pueden ocurrir lentamente, pero como incrementa la exposición, la producción decrece más rápidamente por los efectos perjudiciales. Un recubrimiento con resina reduce el escalonamiento de los Propantes por que proporciona una capa hidrofóbica que previene el agua de la disolución de los Propantes en la superficie y la formación del escalonamiento.

- **Reordenamiento del paquete de propante.**

El reordenamiento del paquete de propante puede causar una reducción significativa en el ancho de la fractura soportado en cuyo caso también puede permitir la reducción de la capacidad de flujo y la conectividad al wellbore. Como el pozo está en producción, altas velocidades de flujo en microfracturas soportadas puede que los paquetes de Propantes sin recubrimiento o los precurados se reorganicen, causando la reducción de las microfracturas e incluso cerrarlas completamente.

4.2. PROTOCOLO DE PRUEBAS

En la presente sección de este capítulo se mostrará el protocolo de pruebas para la medición de la conductividad del material propante de acuerdo con la norma API RP 61.

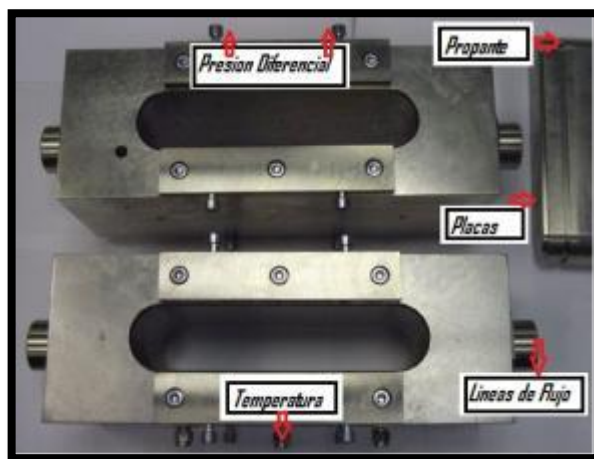
4.2.1. Mediciones de conductividad del propante con base en la norma API RP 61.

Las pruebas de conductividad permiten predecir el comportamiento del propante en la fractura. Estas funcionan recreando el comportamiento del flujo a través de la fractura la cual es sostenida por el material propante, lo que se busca evaluar con estas pruebas es la capacidad de flujo de la fractura después de un trabajo de tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Las normas API desarrolladas por el Instituto Americano del Petróleo, fueron creadas en el año de 1989 con el objeto de establecer procedimientos y condiciones estándar para el desarrollo de estas pruebas de manera que puedan ser realizadas por la industria bajo los mismos criterios y en cualquier parte del mundo. Estas normas ofrecen mediciones de conductividades del propante en el laboratorio las cuales permiten la comparación bajo los mismos parámetros y condiciones permitiendo repetitividad y reproductividad.

En la siguiente figura se muestra la celda de conductividad API mencionada anteriormente para las pruebas de laboratorio.

Figura 103. Fundamentos de las pruebas de conductividad.



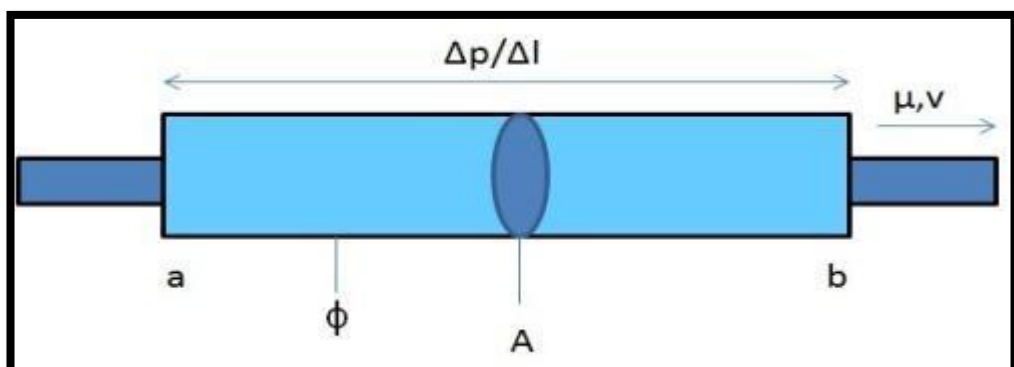
Fuente: <http://www.geologika.ru/eng/pik-api.php>

La prueba de conductividad se realiza por medio de la celda de conductividad API, mostrada en la figura anterior. Esta celda consiste en un compartimento rectangular de acero con una abertura helicoidal que lo atraviesa verticalmente. Posee dos pistones que se colocan a lado y lado de la abertura que sirven como transmisores de presión, y posee tres orificios en la parte superior. El orificio del centro es utilizado para colocar un dispositivo que permite realizar mediciones de temperatura y los dos más externos son utilizados para medir la caída de presión entre esos dos puntos.

La capa del material propante a estudiar es ubicada en medio de los dos pistones en la celda, los cuales simulan las paredes de la fractura y presionan el propante de manera uniforme de manera que logre el mismo efecto de presión al que se somete el propante en condiciones de yacimiento, y se procede a hacer fluir agua a muy bajas velocidades a través del núcleo resultante para simular el flujo de los fluidos en el yacimiento. Solamente se utiliza una fase fluyente a través del medio poroso y de manera que se obtenga flujo Darcy.

Esta celda se fundamenta en la ley de Darcy por la cual se puede calcular la permeabilidad del propante en las fracturas para que con las dimensiones de la celda se pueda así obtener la conductividad, la cual se muestra en la siguiente figura y a continuación se muestra la ecuación de la Ley de Darcy.

Figura 104. Ley de Darcy.



Fuente: Modificado de wikipedia.com

$$V = \frac{-k \Delta p}{\mu \Delta l} \quad \text{Ec. 74.}$$

Donde:

V: velocidad superficial del fluido.

K: permeabilidad del medio poroso.

μ : viscosidad del fluido.

$\Delta p/\Delta l$: caída de presión por unidad de longitud.

Los valores anteriores son conocidos y hallados con la prueba anterior, con los cuales podemos obtener de permeabilidad

La ley de Darcy es la expresión fundamental del movimiento de fluidos en medio poroso. El propano que se utiliza en la prueba debe tener igual concentración, distribución de tamaño y calidad que el propano utilizado en el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

4.2.2. Materiales y equipo a utilizar

Para realizar las pruebas de conductividad del material propano se debe realizar una serie de procedimientos que requieren un gran número de equipos y materiales de alto costo, los cuales se enuncian a continuación:

- Balanza.
- Flujo de prueba.
- Material propano.
- Unidad de prueba.
- Dispositivo de medición de espesores.
- Dispositivo medidor de presiones.
- Sistema conductor de fluido.
- Indicador de presión.
- Regulador de presión.
- Prensa hidráulica.
- Controlador de temperatura.

4.2.2.1. La balanza

Deben ser balanzas que alcancen rangos de medición mayores a 100 gramos y de precisión mínima de 0.1 gramos. En su mayoría las balanzas digitales son las que cumplen con este requerimiento. Es importante la calibración de este equipo para la exactitud de la prueba. Este tipo de balanza se muestra en la siguiente figura.

Figura 105. Balanza Digital.



Fuente: www.probacssa.com

La siguiente tabla comparativa de densidades y viscosidades del agua de prueba es tomada de la Norma API mencionada anteriormente.

Tabla 10. Densidad y viscosidad del agua de prueba.

Temperatura [°C]	Viscosidad [cP]	Densidad [gr/cm ³]
20,0	1,002	0,9982
21,0	0,978	0,9980
22,0	0,955	0,9978
23,0	0,932	0,9975
24,0	0,911	0,9973
25,0	0,890	0,9970
26,0	0,870	0,9968
27,0	0,851	0,9965
38,0	0,678	0,9930
49,0	0,556	0,9885
60,0	0,466	0,9832
71,0	0,399	0,9775
82,0	0,346	0,9705
93,0	0,304	0,9633
104,0	0,270	0,9554
116,0	0,240	0,9464
127,0	0,217	0,9376
138,0	0,198	0,9281
149,0	0,181	0,9182

Fuente: Normas API RT 61.

4.2.2.2. Flujo de prueba

El flujo de prueba es agua des ionizada o agua destilada la cual debe estar libre de gas o de cualquier impureza, para conocer su viscosidad y su densidad se debe verificar la temperatura de la prueba, luego se podrá realizar la lectura de estos dos datos en la tabla 14 que ofrece la Norma API 61.

4.2.2.3. Material propante

La conductividad debe ser medida a un volumen equivalente a 0.25 pulg de espesor de propante en la celda o a una masa equivalente por unidad de área superficial de 2.0 lbm/ft². Para comparaciones de conductividades de materiales Propantes se recomienda realizar la prueba a cada uno de ellos con medidas de volumen equivalente y no con masa equivalente para lograr mejores resultados. Al realizar pruebas comparativas del material se debetener

en cuenta la densidad del propante la cual determina la cantidad de material requerida en la prueba.

4.2.2.4. Unidad de prueba

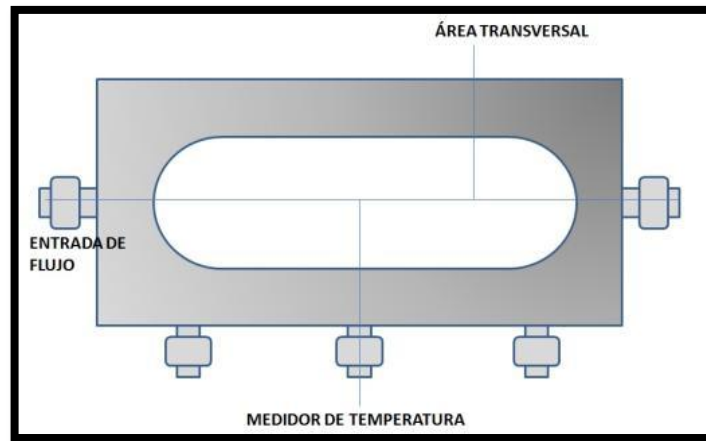
La unidad de prueba o cámara principal, está compuesta de varias partes, las cuales se enuncian a continuación:

- Cámara Principal.
- Pistones.
- Placas metálicas.
- Filtros.

- **Cámara principal**

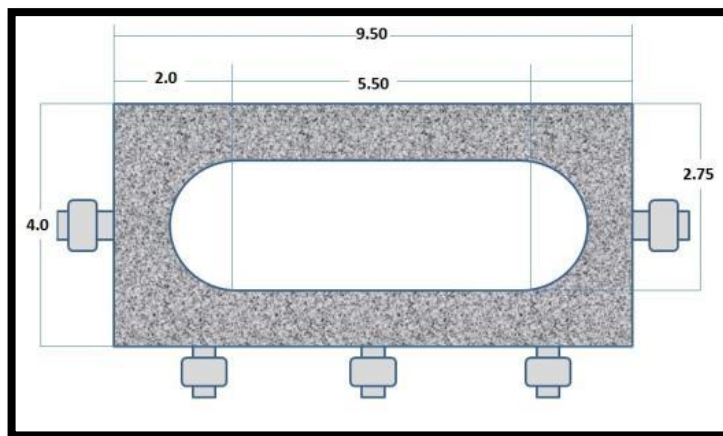
La cámara principal es la parte más importante de la celda de conductividad API, esta tiene un diseño especial que permite un flujo lineal a través del compartimento. La entrada y salida de fluido es realizada por dos orificios ubicados de forma horizontal en las partes laterales de la cámara como lo podemos observar en la figura 106. La celda debe tener un área transversal de 10 in² disponibles para la ubicación del material propante. En las siguientes figuras se pueden ver las dimensiones de la celda, la vista superior, las dimensiones de la cámara principal y vista frontal.

Figura 106. Vista superior de la celda de conductividad API.



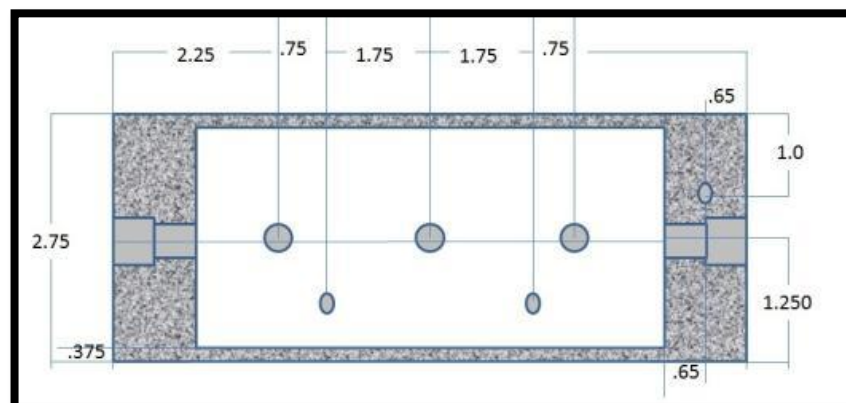
Fuente: Modificado de Norma API RP 61.

Figura 107. Dimensiones de la cámara principal, Vista superior.



Fuente: Modificado de Norma API RP 61.

Figura 108. Dimensiones de la Cámara Principal, Vista Frontal.

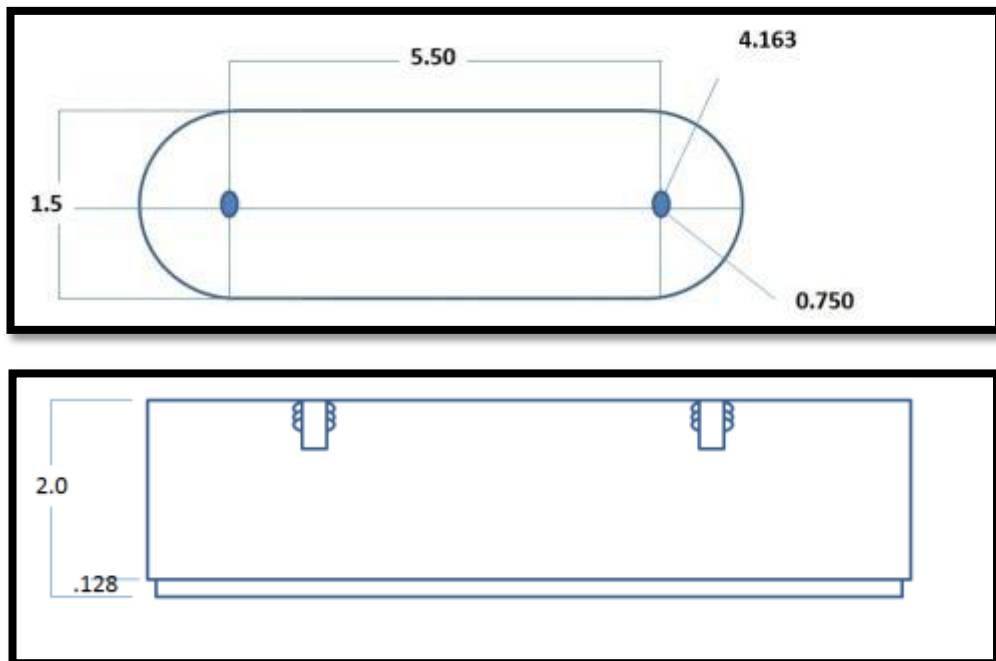


Fuente: Modificado de Norma API RP 61.

- **Pistones**

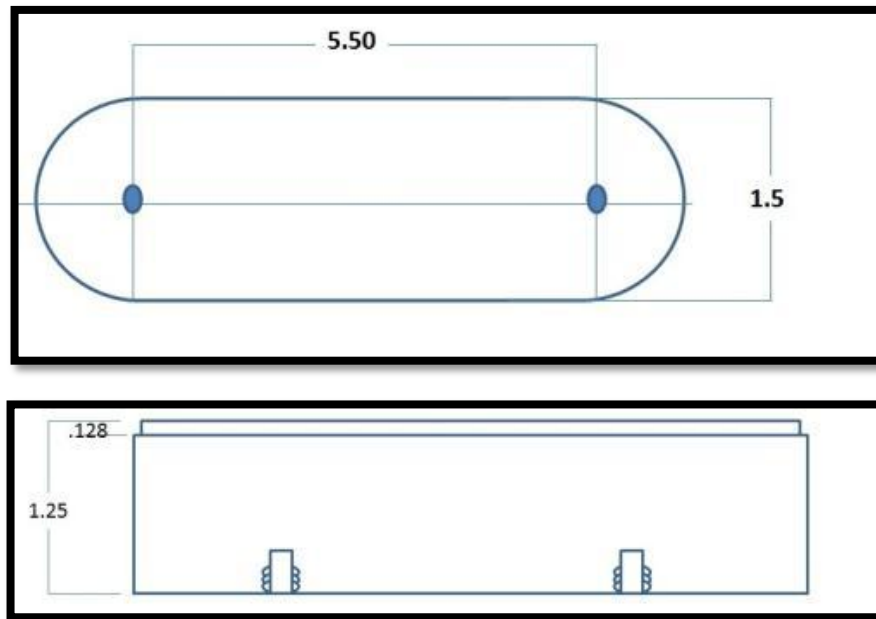
Las celdas deber tener dos pistones y dos placas que son las que separan el propante de la superficie de los pistones de acuerdo como se ve en la figura 109, las dimensiones de los pistones serán ilustradas a continuación en las figuras 110 y 111. La cámara principal, los pistones y placas metálicas deben ser construidos de acero inoxidable 316 u otra aleación de alta resistencia al esfuerzo y a altas temperaturas. Los filtros deben ser ubicados en los tres orificios superiores y en los laterales de manera de que contenga el material propante. Estos filtros deben ser construidos con malla de acero inoxidable de 0.125 pulg. Los tamaños nominales de retención deben ser de 3 a 10 μm para el orificio de salida y 65 μm para todos los demás.

Figura 109. Dimensiones Del Pistón (a).



Fuente: Modificado de la Norma API RP 61.

Figura 110. Dimensiones Del Pistón (b).



Fuente: Modificado de la Norma API RP 61

4.2.2.5. Dispositivo medidor de espesores

La medición de los espesores debe ser realizada a cada una de las partes que conforman la celda. Dichas mediciones deben ser realizadas verticalmente antes de la prueba y una vez la celda se encuentre acoplada, de manera que se pueda obtener el espesor actual de la capa de material propante en la celda. Para este fin se pueden utilizar los siguientes equipos:

- **Indicadores de dial:**

Estos Instrumentos son utilizados para medir distancias pequeñas de manera precisa. Su nombre se debe a que los valores de longitud son mostrados cuantitativamente en su pantalla digital o por medio de sus manecillas cuando son análogos. Son comúnmente utilizados para inspeccionar las dimensiones de cualquier pieza o ensamblaje mecánico luego de su fabricación. En la siguiente figura se ilustra uno de estos medidores.

Figura 111. Indicador dial electrónico.



Fuente: <http://www.directindustry.es>

- **Micrómetro**

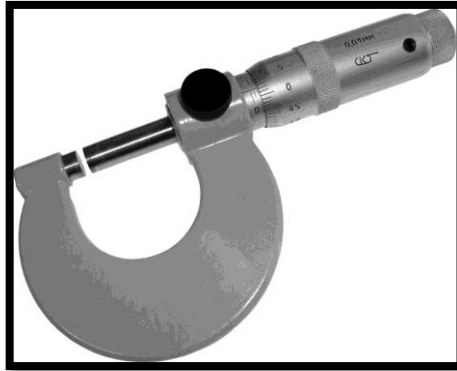
Son dispositivos usados en ingeniería para realizar mediciones precisas, su función se basa en un tornillo micrométrico que sirve para valorar el tamaño de los objetos con gran precisión gracias a que cuenta con un sistema de medición en un rango del orden de centésimas o de milésimas de milímetro, 0,01 mm ó 0,001 mm (micra) respectivamente.

En el mercado están disponibles 3 tipos de micrómetros por los tipos de medidas a realizar, los cuales son:

- Micrómetro interno.
- Micrómetro externo.
- Micrómetro de profundidad.

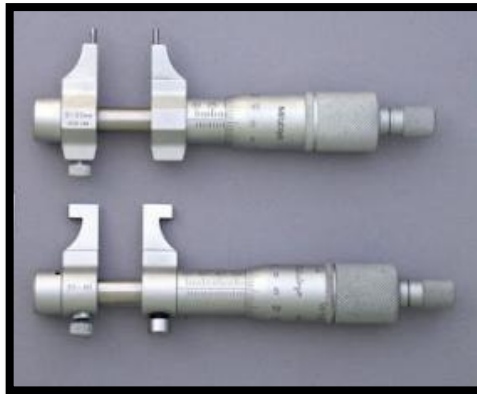
Los cuales se ilustran en las siguientes figuras.

Figura 112. Micrómetro Externo.



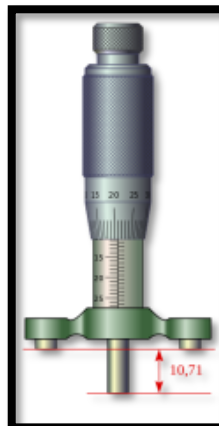
Fuente: www.wikipedia.org

Figura 113. Micrómetro Interno.



Fuente: <http://tiagomotordiesel.blogspot.com>

Figura 114. Micrómetro de profundidad.



Fuente: www.wikipedia.org

4.2.2.6. Dispositivo medidor de presión

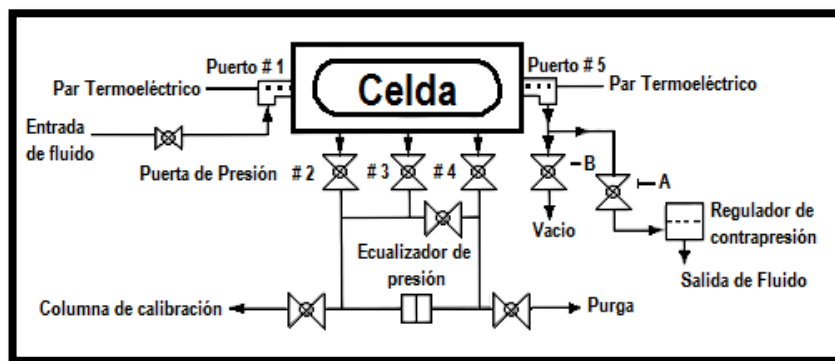
La medición de la presión diferencial a través de la celda de conductividad requiere el uso de dispositivos de medición de alta sensibilidad. Los transductores o sensores de presión diferencial deben tener un rango de sensibilidad de 0,1 psi de presión para poder ser usados en esta prueba. Si se presentan muy bajas presiones diferenciales, es recomendable utilizar dispositivos más sensibles. Estos dispositivos se deben calibrar siempre antes de realizar la prueba.

4.2.2.7. Sistema conductor de fluido

El fluido de prueba a utilizar como lo aclaramos anteriormente es el agua destilada o des ionizada, debe ser conducida a tasas de flujo constantes de 1 a 10 ml/min por lo que deben ser empleadas bombas de flujo constante o bombas cromatográficas. Si observamos variaciones en la presión durante el flujo diferencial por la celda deben ser menores al 2%. Si se observan granes cambio en las mediciones de presión, se debe tener en cuenta que pueden existir problemas de bombeo o presencia de gas acumulado en algún punto del sistema que se debe corregir antes de realizar la prueba. La figura 115 presenta un esquema del sistema de conducción requerido para esta prueba.

En la siguiente figura se muestra el esquema completo del sistema de conducción.

Figura 115. Diagrama esquemático de la celda de conductividad.



Fuente: Modificado de la Norma API RP 61.

4.2.2.8. Indicador de presión

Se requiere de uso de dispositivos de medición de alta sensibilidad como lo son los transductores o sensores de presión para la medición de la presión diferencial a través de la celda de conductividad, estos elementos deben tener un rango de sensibilidad de 0.1 psi de presión para poder ser usados en esta prueba, si se presenta baja presión diferencial se recomienda utilizar dispositivos más sensibles.

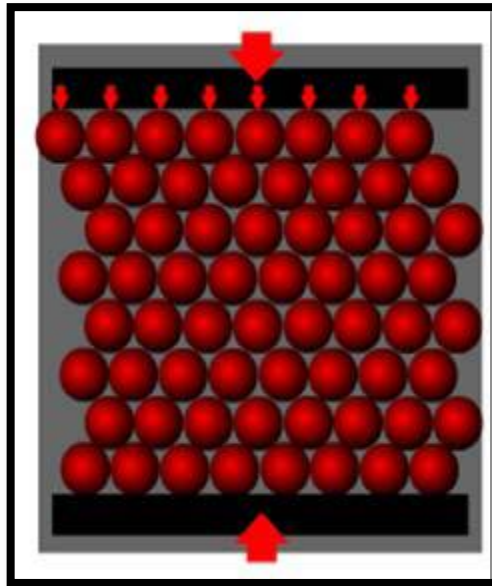
4.2.2.9. Regulador de presión

Es utilizan estos reguladores de presión con el fin de no permitir presiones que superen a 50Psi en la corriente de salida, manejando errores de $\pm 5\%$ mayor que la presión de vapor del fluido utilizado en la prueba, en este caso el agua destilada o des ionizada. Este dispositivo se coloca en la corriente de salida de la celda.

4.2.2.10. Prensa hidráulica.

Este elemento se requiere en la prueba para ejercer presión en el material propante y lograr la compresión de las moléculas en el material, este elemento funciona ejerciendo presión de confinamiento sobre los pistones para que a su vez sea transmitida al material propante en la celda. La unidad de prueba se debe colocar entre las placas circulares de la prensa. Las placas metálicas y los pistones deben ser totalmente lisos y paralelos entre ellos como lo muestra la figura 116 con el fin de garantizar la distribución uniforme de los esfuerzos en la muestra.

Figura 116. Transmisión de esfuerzos de los pistones al material propante.



Fuente: www.carboceramics.com.

La fuente de presión debe tener la capacidad necesaria para sostener dicha presión por periodos extendidos.

La prensa hidráulica debe tener la suficiente capacidad para desarrollar 150.000 lbf de compresión y tasas de esfuerzos de 5.000 lbf/min o 500 psi/min. La prensa hidráulica debe estar acompañada de una bomba hidráulica y un sistema bien dimensionado de presión. La prensa hidráulica más utilizada en industria y recomendada en la norma API RP 61 es la prensa Dake que se muestra en la figura 117.

Figura 117. Prensa Hidráulica.



Fuente: www.maquinaplus.com

4.2.2.11. Contralor de temperatura.

La celda y el material propante deben mantener una temperatura ambiente durante la prueba, por lo general 75°F. La temperatura del fluido de prueba se debe promediar entre las temperaturas de entrada y salida, las cuales se promedian, para dar el reporte de temperatura de la prueba con la que podemos hallar las viscosidades y densidad, con la ayuda de la tabla de viscosidad y densidad proporcionada por las normas API RP 61 citada en la tabla 14 de este capítulo.

4.3. CÁLCULOS

Para calcular la permeabilidad de la capa de material propante bajo condiciones de flujo laminar se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$k = \frac{\mu * Q * L}{A * \Delta P} \quad Ec. 74$$

Donde:

k = Permeabilidad del propante, Darcy.

μ = Viscosidad del liquido de prueba a la temperatura del sistema, cP.

Q = Tasa de flujo, cm^3/s .

L = Longitud entre puertos, cm.

A = Área transversal al flujo de la celda, cm^2 .

ΔP = caída de presión, atm.

Cuando la forma del área transversal al flujo es rectangular como lo es en la fractura, entonces:

$$A = w * w_f \quad \text{Ec. 75}$$

Donde:

A = Área transversal al flujo, cm^2

w = Ancho de la unidad de prueba, cm

w_f = Ancho de la capa de propante, cm

La ecuación 74 puede ser reescrita para calcular la permeabilidad del propante y la conductividad. La permeabilidad del propante se puede calcular:

$$k = \frac{\mu * Q * L}{w * \Delta P * w_f} \quad \text{Ec. 76}$$

La conductividad del propante puede ser calculada de la siguiente manera:

$$C_f = k * w_f = \frac{\mu * Q * L}{w * \Delta P} \quad \text{Ec. 77}$$

Para realizar cálculos usando el equipo y procedimientos con base en esta normase pueden utilizar las siguientes ecuaciones.

4.3.1. Permeabilidad del propante

La permeabilidad del propante puede ser determinada en los cálculos por la siguiente ecuación.

$$k = 3.21 * \frac{\mu * Q}{\Delta P * w_f} \quad Ec.78$$

Donde:

k = Permeabilidad del propante, md.

μ = Viscosidad del fluido de prueba a la temperatura del sistema, cp.

Q = Tasa de flujo, cm³/min.

w_f = Ancho de la capa de propante, pulg.

ΔP = Caída de presión, psi

4.3.2. Conductividad del propante

La conductividad del propante puede ser determinada en los cálculos por la siguiente ecuación.

$$C_f = k * w_f = 26.78 * \frac{\mu * Q}{\Delta P} \quad Ec.79$$

C = Conductividad del propante, md-ft.

μ = Viscosidad del fluido de prueba a la temperatura del sistema, cP.

Q = Tasa de flujo, cm³/min.

ΔP = Caída de presión, psi.

5. SELECCIÓN DEL MATERIAL PROPANTE.

Como se ha mencionado en este trabajo, los Materiales Propantes, son utilizados para mantener la fractura de la formación abierta y generar canales de comunicación Fractura – Wellbore para poder producir los hidrocarburos, y para mantener y/o mejorar la conductividad de la formación productora.

Partiendo de los criterios ya mencionados, se pretende proponer una metodología que caracterice de forma práctica y eficiente una guía para la selección adecuada del Material Propante en los procesos de Fracturamiento Hidráulico en un pozo petrolero. Teniendo presente que para lograr una estimulación exitosa se debe preparar el material y los fluidos que van a penetrar en la formación productora, por lo tanto antes de hacer cualquier tipo de estimulación se debe tener toda la información posible acerca del pozo a tratar, como las características del yacimiento, los tipos de fluidos presentes en este, la profundidad a la que se encuentra la formación de interés y las presiones de cierre a las que se encuentra.

A continuación se presenta un procedimiento para determinar la presión de empotramiento de la roca. Este factor da una indicación directa de la resistencia de la roca al empotramiento por el material propante y el efecto de la roca sobre la deformación de este. Esta presión de empotramiento fue correlacionada con capacidades de fractura experimentales así que los Propantes deberían ser seleccionados para obtener la capacidad de fractura deseada.

Trabajos experimentales han demostrado que cada propante responde de manera diferente a cada corazón o núcleo. Algunos se rompen completamente cuando son sometidos a las cargas de overburden mientras que otros materiales se deforman en pequeños “panqueques”. En algunas situaciones el material propante se empotra o se incrusta en la cara del corazón sin presentar deformación y/o rompimiento.

La capacidad de la fractura fue estudiada por medio de una técnica de la evaluación de los corazones o núcleos. Los resultados fueron correlacionados con la capacidad de la fractura de tal manera que la correlación puede ser usada para la selección del material propante para obtener la máxima capacidad de la fractura. También se realizó un estudio para determinar la declinación de esta capacidad con el paso del tiempo.

A continuación se presentan el procedimiento experimental.

- Capacidad de la Fractura.
- Presión de empotramiento.

5.1. Presión de Empotramiento.

La presión de empotramiento es una medida de la máxima presión requerida para empotrar una esfera de acero a una profundidad dada en la roca. Esto da una indicación directa de la resistencia de la formación al empotramiento por el material propante y el efecto de la roca sobre la deformación de este.

Los corazones para esta prueba fueron extraídos de la zona de interés y se utilizó una esfera de acero de 0,05 in de diámetro. Esta esfera es empotrada a una profundidad de 0,00625 in y la presión requerida es medida. La hendidura es examinada bajo el microscopio y su diámetro es medido en el plano de la superficie de la roca. Experimentalmente se ha demostrado que el diámetro de la hendidura aumenta mientras se disminuye la presión de empotramiento. Se cree que estas diferencias en el diámetro son debido a las propiedades de la roca. Este diámetro es usado para calcular un área de "proyección" la cual es dividida en la carga para obtener la presión de empotramiento.

La experiencia hasta la fecha ha indicado un rango de 8.000 a 450.000 psi de presión de empotramiento. Formaciones han sido clasificadas de modo que presiones menores de 150.000 psi son consideradas para estar en un rango bajo de presión de empotramiento, de 150.000 a 250.000 psi un rango medio y

por encima de los 250.000 psi es considerado un rango alto. En el rango bajo de presiones de empotramiento, el material propante es más probable al empotramiento en la formación, mientras que en rangos altos de empotramiento el material propante será probablemente deformado y sufrirá rompimiento.

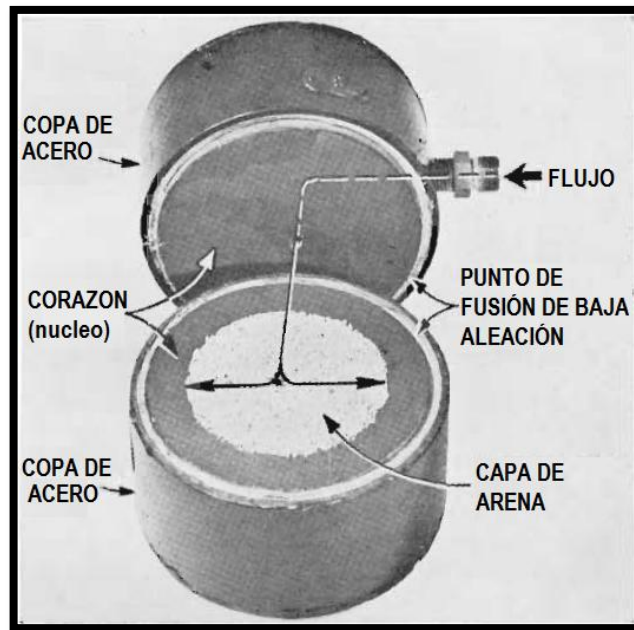
Por ejemplo la Arena se empotrará en la formación solo si la presión de empotramiento esta en el rango bajo. Si la formación tiene una alta presión de empotramiento, la arena o bien soportara el Overburden con poco empotramiento o se aplastara si la capacidad de carga de esta es excedida.

En el caso de a Cascara de Nuez, en el extremo inferior del rango de la presión de empotramiento se espera que se empotre en la formación y se presente una deformación moderada. Mientras que en el extremo superior de este rango, se va a presentar un leve empotramiento pero una deformación severa, el grado dependerá de la profundidad del pozo.

5.2. Capacidad de la Fractura.

La capacidad de la fractura es una medida del caudal de flujo de fluidos a través de una fisura natural o inducida y es expresada en mili Darcy / ft. La capacidad de la fractura de un material propante dado es obtenida poniendo en medio de dos núcleos de la formación, el propante, el cuales sometido a una presión de Overburden similar o a una presión de confinamiento, como se muestra en la siguiente figura.

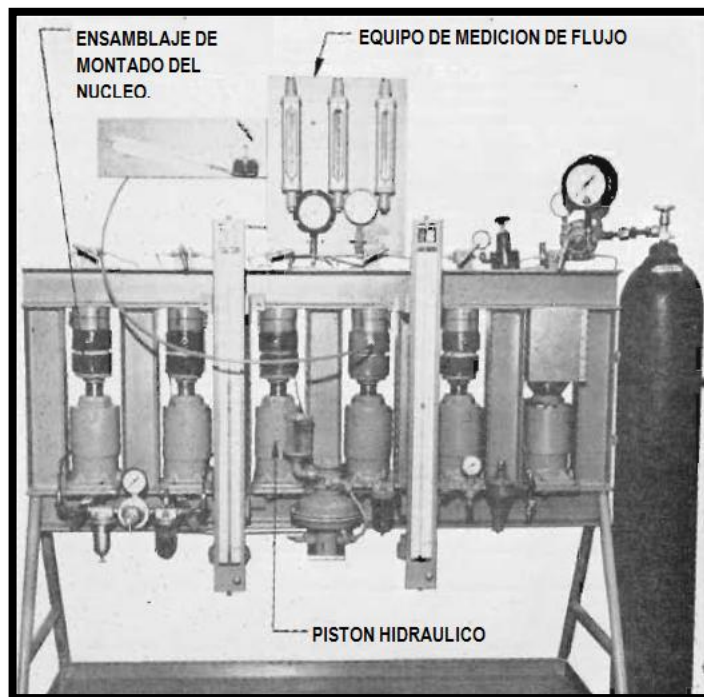
Figura 118. Montaje del propante entre el conjunto de núcleos.



Fuente: Selection of propping agents for hydraulic fracturing. 1963. SPE 63-138.

La presión de overburden es simulada entre las dos capas de núcleos por medio de un pistón hidráulico el cual se muestra en la siguiente figura.

Figura 119. Equipo de prueba de la capacidad de flujo de la fractura.



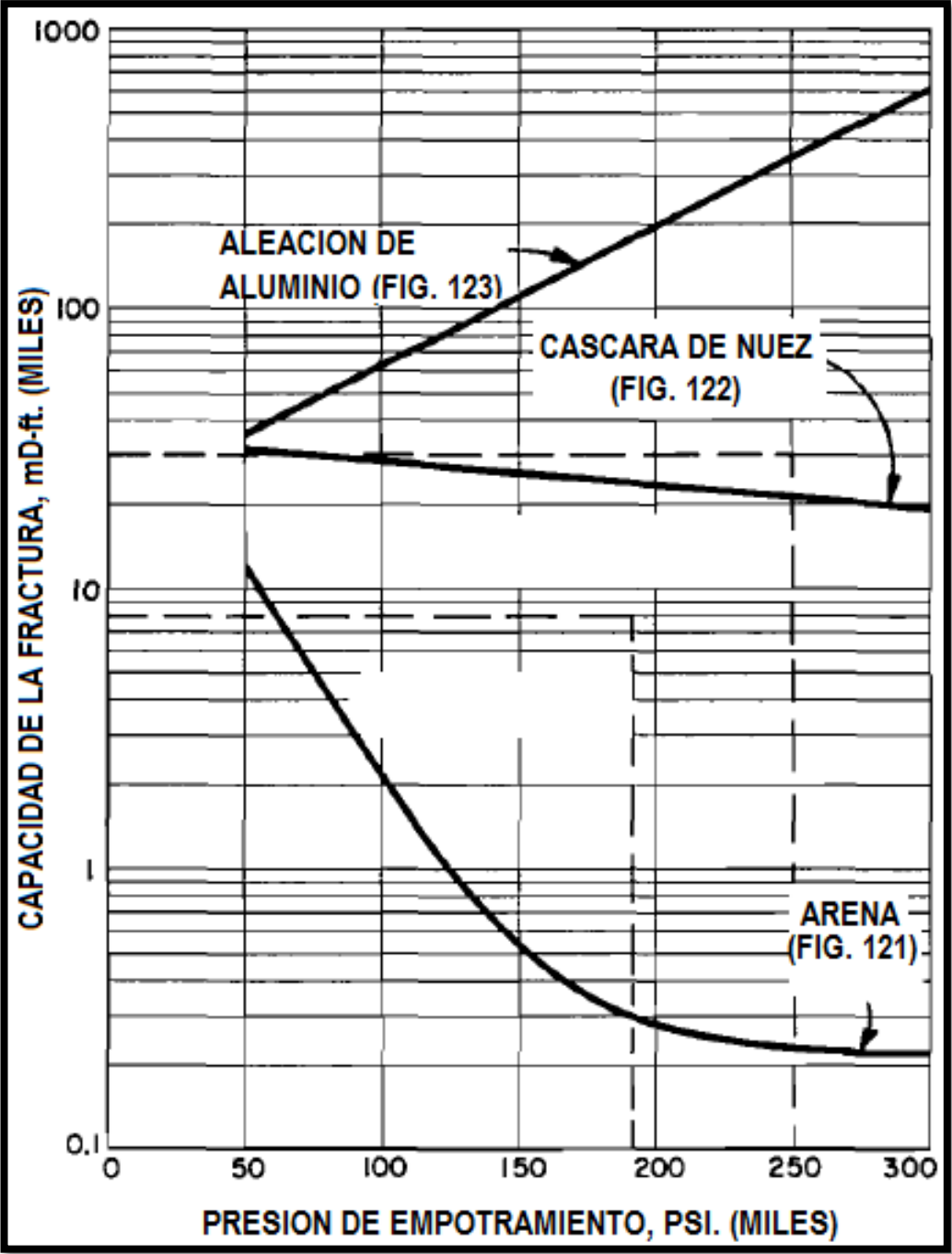
Fuente: Selection of propping agents for hydraulic fracturing. 1963. SPE 63-138.

La capacidad de flujo es obtenida por el flujo de gas nitrógeno a través de la fractura simulada bajo condiciones medidas. Esta capacidad es calculada de ecuaciones basadas en la Ley de Darcy. Esta fractura es dejada bajo carga por un periodo de 30 días, que es el tiempo máximo requerido para la estabilización de la capacidad de la fractura, con caudales de flujo que empiezan a ser grabados a intervalos de 7 días.

5.3. Selección del material propante para maximizar la capacidad de fractura.

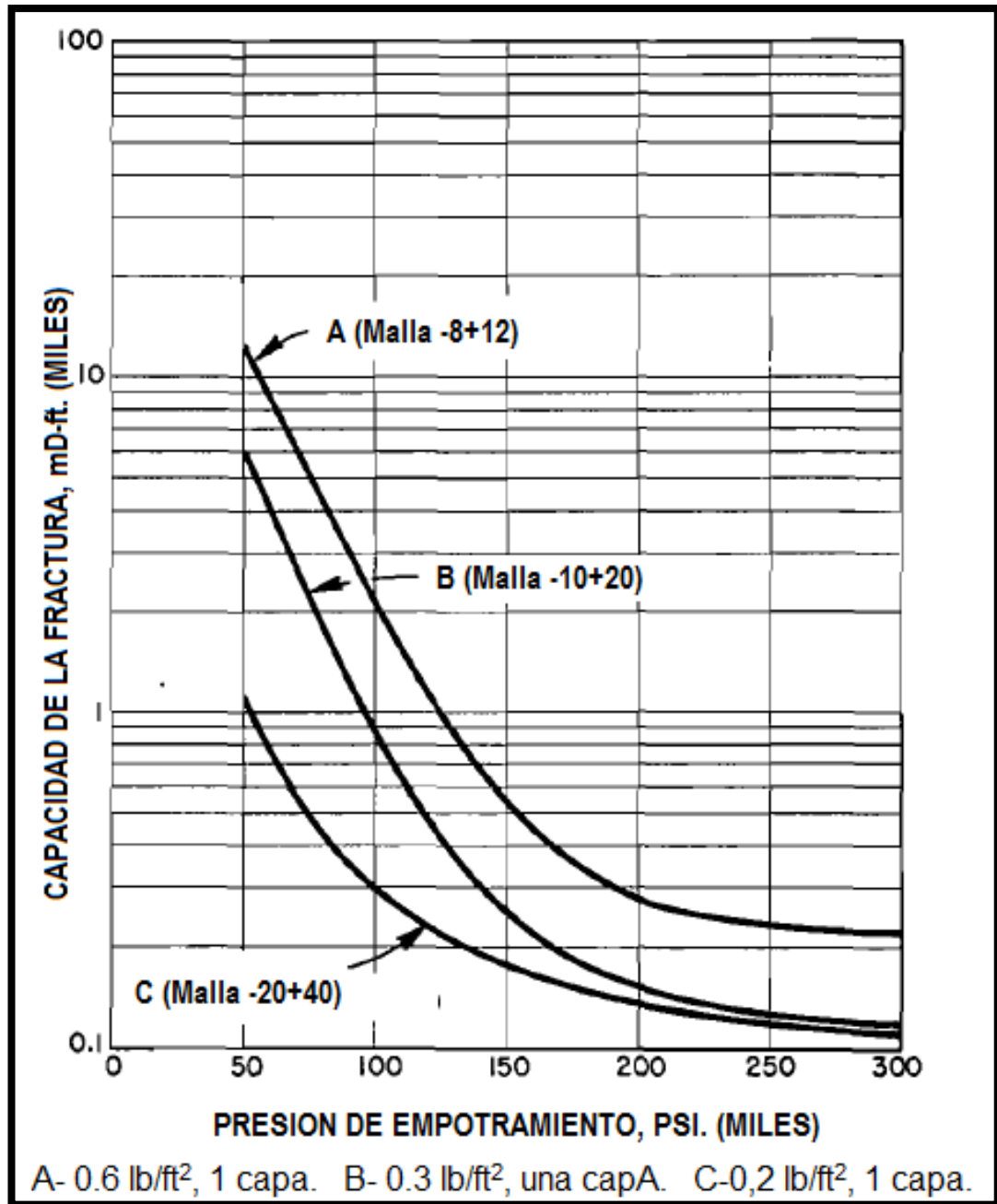
La selección del adecuado material propante puede ser hecho por las cartas presentadas en las figuras 120 a la 123. Estas curvas son graficas promedio de muchos trabajos experimentales.

Figura 120. Carta de selección generalizada de la máxima capacidad de la fractura obtenida en un pozo de 7.000 ft de profundidad.



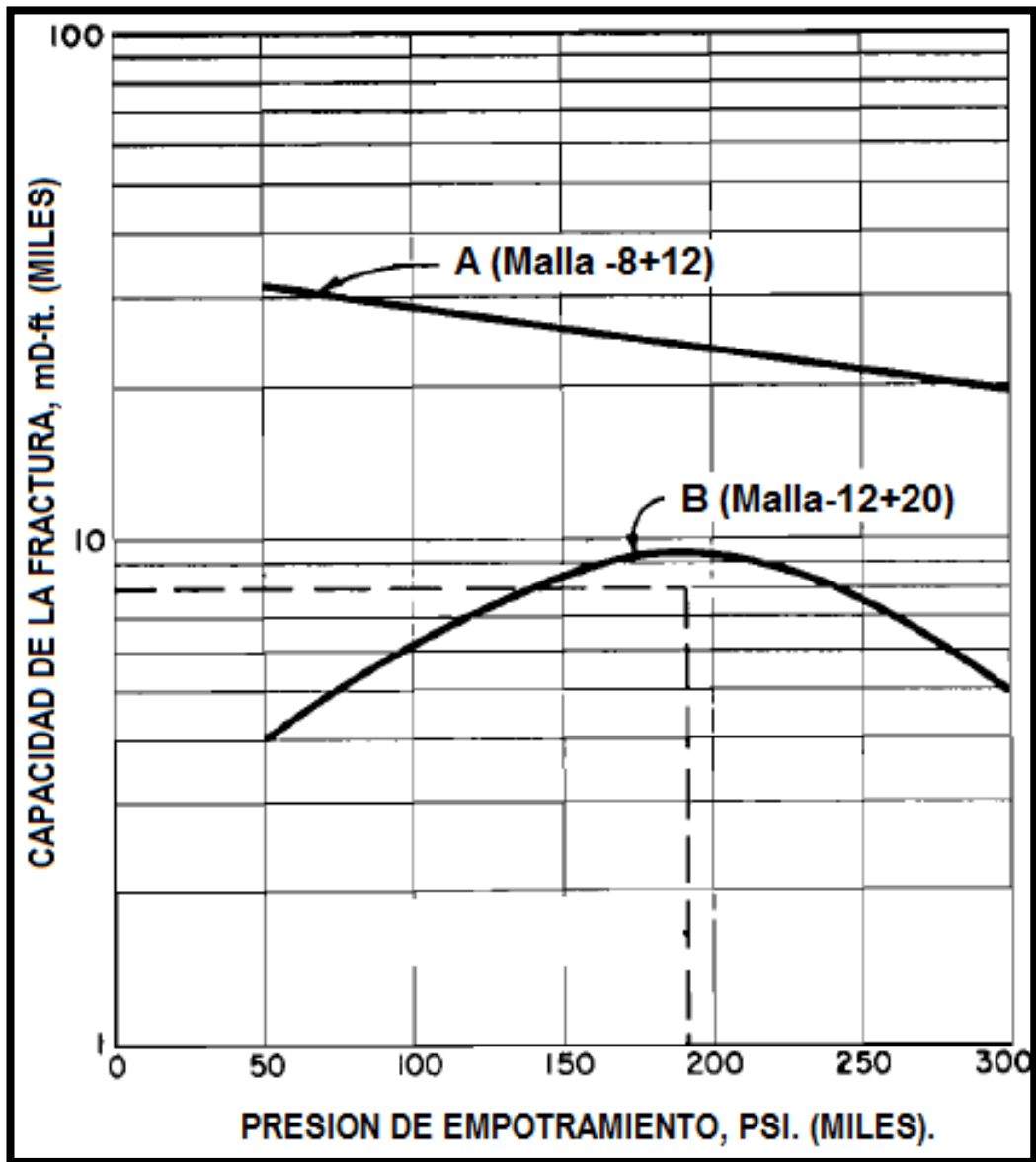
Fuente: Selection of propping agents for hydraulic fracturing. 1963. SPE 63-138.

Figura 121. Curva de selección del material propante para arena en pozos de 7.000 ft de profundidad.



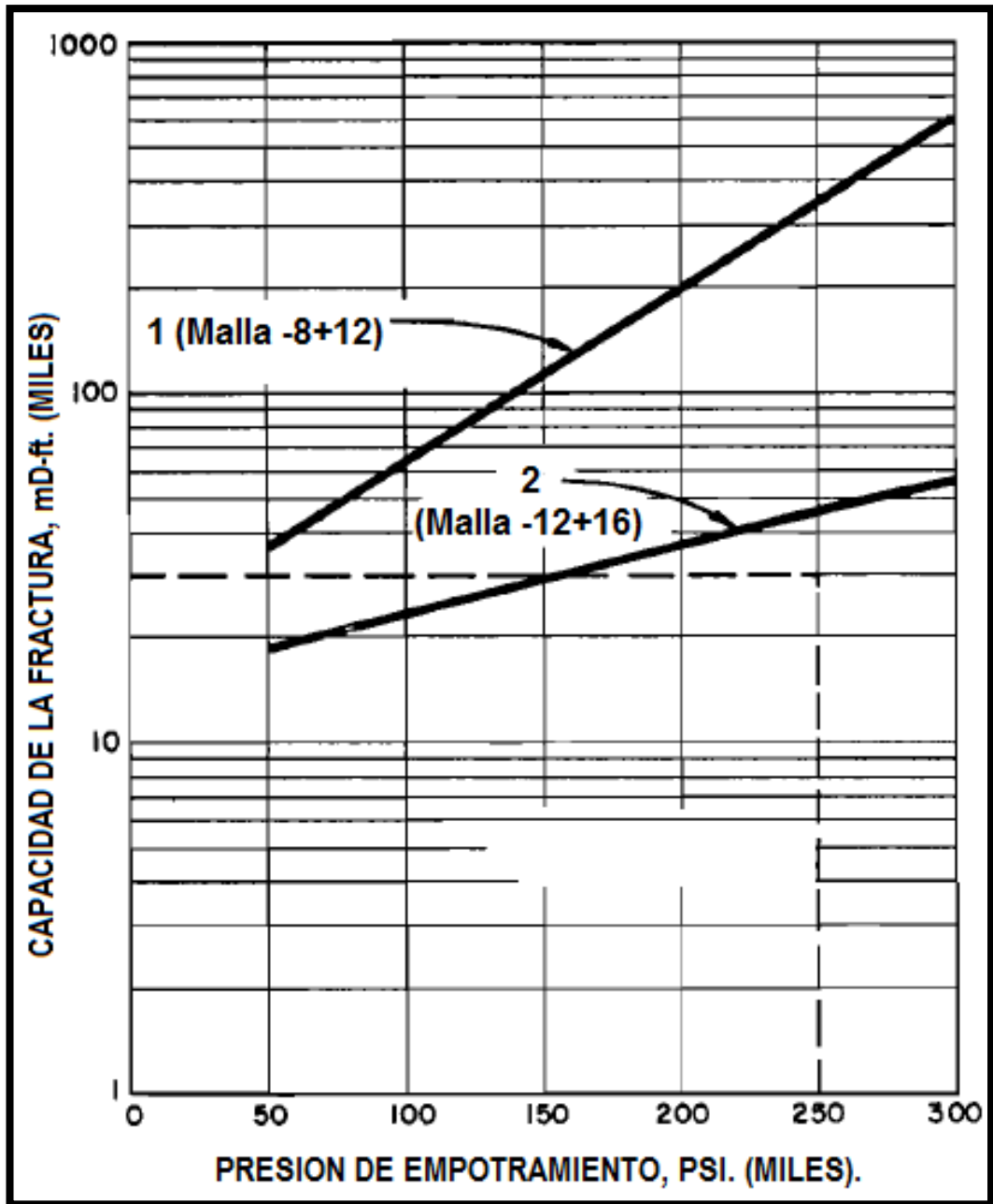
Fuente: Selection of propping agents for hydraulic fracturing. 1963. SPE 63-138.

Figura 122. Curva de selección del material propante para Cascara de nuez redondeada en pozos de 7.000 ft de profundidad.



Fuente: Selection of propping agents for hydraulic fracturing. 1963. SPE 63-138.

Figura 123. Curva de selección del material propante para Aleación de Aluminio en pozos de 7.000 ft de profundidad.



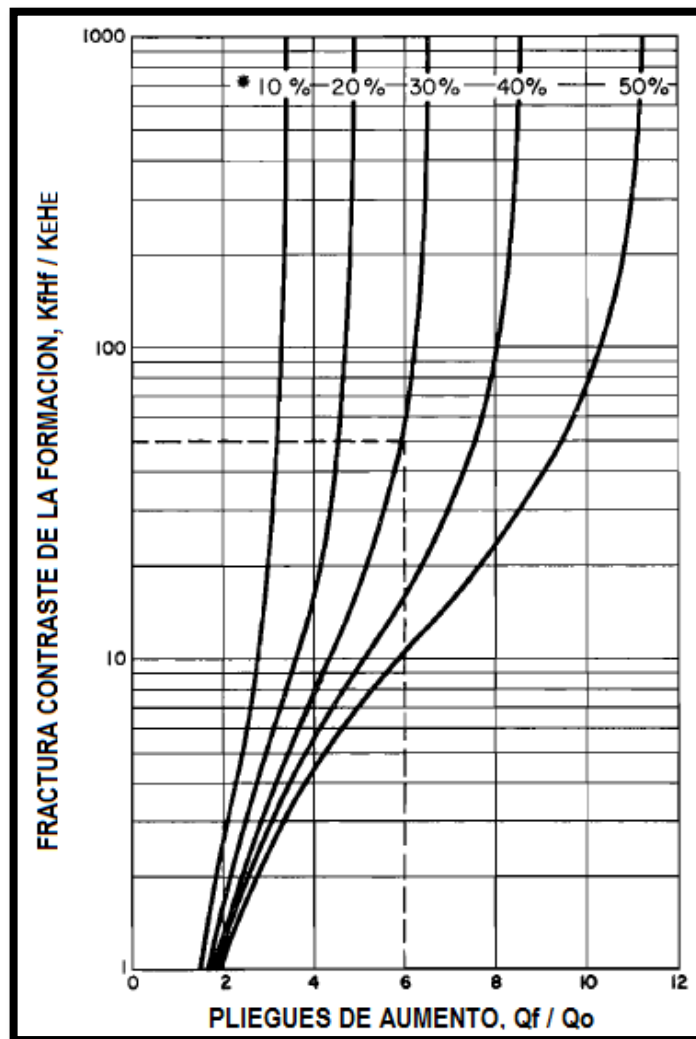
Fuente: Selection of propping agents for hydraulic fracturing. 1963. SPE 63-138.

A continuación se presenta un paso a paso, para la selección del material propante.

- **Primer Paso.**

Para la adecuada selección del material propante en tratamientos de fracturamiento hidráulico, este primer paso es determinar la capacidad de la fractura requerida para lograr alcanzar la producción estimada y/o deseada, la cual depende de la capacidad de flujo de la formación productora y del alcance de la fractura en el yacimiento. Esta relación, capacidad de fractura – formación, proporciona el incremento de la producción con la proporción del alcance de la fractura como un parámetro, como se muestra en la figura 124. Estas graficas fueron hechas con las ecuaciones de Darcy para flujo radial de un fluido homogéneo a través de la formación con variaciones radiales para permeabilidad discontinuas.

Figura 124. Incremento aproximado de la producción de la fractura.



Fuente: Selection of propping agents for hydraulic fracturing. 1963. SPE 63-138.

Donde:

*: Penetración = radio de fractura horizontal o profundidad de penetración de un par de fracturas verticales a 180°, expresados como un porcentaje del radio de drenaje.

Q_F = Producción después del Fracturamiento, BOPD.

Q_o = Producción antes del Fracturamiento, BOPD.

H_E = Espesor Net Pay, ft.

K_E = Permeabilidad Efectiva horizontal, md.

$K_F H_F$ = Capacidad de la Fractura Efectiva, md-ft.

- **Segundo Paso.**

Determinar la presión de empotramiento en la porción de la Zona Pay a ser fracturada. Esto puede ser hecho acorde a los procesos descritos previamente en la sección 3.1. La Tabla 11 lista algunas presiones de empotramiento representativas de varias formaciones productoras.

Tabla 11. Presiones de Empotramiento para varias formaciones.

Nombre de la formación	Tipo de Formación	Estado / País	Profundidad Aproximada, ft	Presión de Empotramiento, Psi
AnnonaChalk	Carbonato	Lousiana	1.522	49.700
Atoka	Arena	Oklahoma	7.485	407.000
Atoka	Arena	Oklahoma	7.539	200.800
Cardium	Arena	Canadá	5.175	111.800
Cardium	Arena	Canadá	5.194	82.000
Grayburg	Cal, Limo	Nuevo México	4.100	333.200
Paluxy	Arena	Mississippi	12.532	62.200
Rodessa	Arena	Mississippi	13.762	328.300
San Andres	Cal, Limo	Texas	5.000	193.000
Spiro	Arena	Oklahoma	12.324	450.000
Tensleep	Arena	Wyoming	6.563	98.600
Tensleep	Arena	Wyoming	6.700	199.900
Walters	Arena	Oklahoma	2.189	17.700

Fuente: Selection of propping agents for hydraulic fracturing. 1963. SPE 63-138.

- **Tercer paso.**

Este paso envuelve la selección del tipo de material propante requerido. Esto puede ser determinado de la Figura 120 la cual es una carta generalizada de la selección del material propante. Estas curvas presentan la máxima capacidad de la fractura obtenida de la arena, cascara de nuez redondeada y propantes de aleaciones de aluminio para pozos de 7.000 ft de profundidad.

- **Cuarto Paso.**

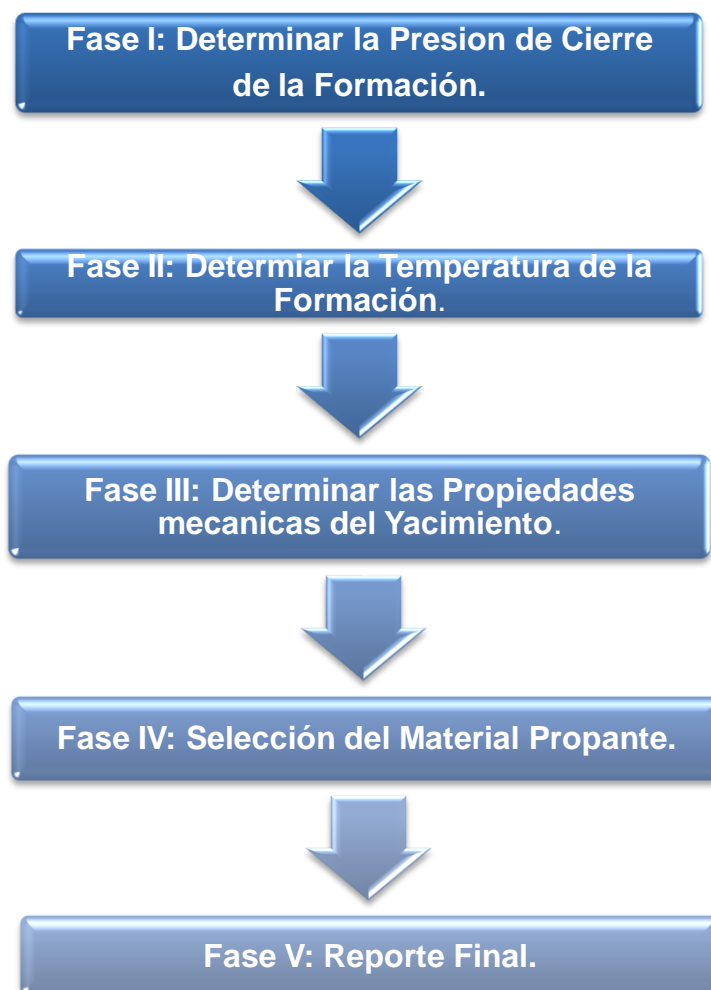
Es la selección del tamaño del material propante y la concentración que producirá la capacidad de la fractura deseada. Esto se realiza usando las graficas de las curvas en las figura 121, 122 y 123 las cuales son graficas de selección de material propante para arena, cascara de nuez redondeada y aleaciones de aluminio.

6. DISEÑO DE LA TECNICA O PLANTEAMIENTO DE LA METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta el paso a paso de la metodología desarrollada para la Selección del Material Propante en procesos de Fracturamiento Hidráulico para un pozo Petrolero según las características y propiedades de la formación de interés. En esta metodología se toma como valor de referencia y quizá la variable más importante en la selección del material de soporte, la presión de cierre de las formaciones a las que se les va a realizar la estimulación, con el fin de hacer una buena elección.

Esta metodología va a contar de 5 de fases, las cuales se presentan en la siguiente figura.

Figura 125 Planteamiento de la Metodología.



Fuente: El Autor.

6.1. Fase I: Determinar la Presión de Cierre de la Formación

Con base en lo mencionado en los capítulos anteriores, se tomaron como referencia las presiones que resiste cada uno de los diferentes materiales de soporte, y a las cuales es efectiva la utilización de estos.

6.2. Fase II: Determinar la Temperatura de la Formación

Esta etapa se incluyo en el presente trabajo, a pesar de no ser un parámetro de control para muchos materiales de soporte, pero hay que tenerla en cuenta ya que para materiales recubiertos con resinas, y para los ULWP, es importante conocerla para hacer los ajustes del curado de la resina y/o los ajustes pertinentes.

6.3. Fase III: Determinar las Propiedades Mecánicas del Yacimiento

De acuerdo a lo mencionado en las secciones anteriores, se debe tener en cuenta el Ph del fluido, la temperatura a la que se encuentra la formación, la presión a la que será sometido el material, al régimen de flujo presente durante el tratamiento, la capacidad de la fractura y los puntos de contacto de la formación, se realizara la selección del material propante más indicado para dicha formación.

6.4. Fase IV: Selección del Material Propante

Con base en las etapas anteriores, se realizara la Selección Definitiva y la que más se ajuste a los datos anteriores, para realizar la estimulación de la formación analizada.

6.5. Fase V: Reporte Final

La elaboración de este reporte final se realizara a partir de los resultados obtenidos en cada una de las etapas de la metodología planteada anteriormente.

CONCLUSIONES

La selección adecuada del material propante en los procesos de fracturamiento hidráulico es de gran importancia para el éxito de la operación, ya que se estaría mejorando la capacidad del canal de flujo, aumentando la producción y evitando al máximo los problemas operacionales. La profundización en todos los aspectos relacionados con dicha selección del material propante que se encuentran en este proyecto es un aporte valioso para las futuras investigaciones en el área de Fracturamiento hidráulico.

La determinación de la presión de empotramiento y la capacidad de la fractura son factores importantes para la selección del material propante, ya que con estos se mide la resistencia de la roca al empotramiento, el efecto de la roca en la deformación del propante, los cuales determinan la posible generación de finos que afecten la capacidad del flujo de fluidos de la fractura, el efecto de la roca en la deformación del propante y una medida aproximada del flujo de fluidos a través de la fractura soportada.

Las presiones de overburden y las profundidades de las formaciones de interés a ser fracturadas hidráulicamente y luego soportadas con los diferentes tipos de material propante, son factores influyentes para la selección del material propante. Por ejemplo la arena produce bajas capacidades de fractura cuando la presión de empotramiento excede los 150.000 psi y la profundidad del pozo es mayor de 7.000 ft. La cascara de nuez es utilizada para pozos de profundidades de 14.000 ft teniendo en cuenta la concentración de material a utilizar.

La temperatura no es un factor influyente en la selección del material propante, ya que esta no lo afecta directamente. Este factor se tiene en cuenta únicamente para los ULWP 1.25, que para temperaturas superiores a los 110 °F hay que hacerles un nuevo recubrimiento de resina.

A pesar de que estos materiales son considerados químicamente inertes, pueden presentar reacciones con la formación o con los fluidos en el yacimiento generando un bajo rendimiento en la operación debido a que pueden disminuir la conductividad de los canales de flujo.

Para considerar exitosa la operación de fracturamiento hidráulico es necesario proveer una adecuada conductividad y garantizar la interconexión del sistema de fractura o fracturas con el wellbore.

Si no hay una buena selección de tamaño y de dureza del propante, una buena caracterización del yacimiento a tratar, se podría ver afectada la habilidad de la fractura soportada, ya que por ejemplo, el empotramiento y el aplastamiento del propante se presentaran a altas tensiones efectivas, se puede presentar la generación de finos, produciendo una disminución en el diámetro efectivo de la fractura, disminuyendo la capacidad de flujo y la conductividad, y presentándose un contra flujo de los granos del propante, de la formación soportada hacia la superficie.

RECOMENDACIONES

Hacer una herramienta software que permita optimizar el proceso de selección del material propante en procesos de fracturamiento hidráulico para pozos petroleros.

Realizar un trabajo de investigación para la selección del material propante en pozos de gas.

BIBLIOGRAFIA

1. A FULLY IMPLICIT THERMAL-HYDRO-MECHANICAL MODEL FOR MODELLING HYDRAULIC FRACTURING IN OIL SANDS. JCPT 96-113.
2. A generalized approach to reservoir material balance calculations, paper SPE 95-01-07.
3. A NOVEL APPROACH FOR ENHANCING PROPPANT CONSOLIDATION: LABORATORY TESTING AND FIELD APPLICATIONS. 2002. SPE 77748.
4. A PRACTICAL HYDRAULIC FRACTURING MODEL SIMULATION NECESSARY FRACTURE GEOMETRY, FLUID FLOW AND LEAKOFF, AND PROPPANT TRANSPORT. 1984. SPE 12880.
5. A STUDY OF PROPPANT-FORMATION REACTIONS. 2009. SPE 121465.
6. A. Pak, D.H. Chan."A fully implicit thermal- hydro - mechanical model for modeling hydraulic fracturing in oil sands", paper SPE 96-113.
7. AN IMPROVED METHOD FOR MEASURING FRACTURING GEL BREAK WITH RESIN COATED PROPPANT. 1993. SPE 25490.
8. Ahmed T., Mckinney, P. ADVANCED RESERVOIR ENGINEERING. 2005.
9. APPLICATION OF CURABLE RESIN COATED PROPPANTS. 1992. SPE 20640.
10. APPLICATION OF SINTERED BAUXITE PROPPANTS TO STIMULATION OF LOW PERMEABILITY SOUTH TEXAS GASES RESERVOIRS. 1979. SPE 7924.
11. AzebDemisiHabte, AUST, Anh V. Dinh, Schlumberger, SPE, and DjebbarTiab, Oklahoma University, SPE, 2010."Pressure analysis of well with and inclined asymmetric hydraulic fracture using type curves", paper SPE 140638.
12. B.W M Danil. 1987. "Realisti Fracture Conductivities of Proppants as a Function of Reservoir Temperature". Paper SPE 16453.
13. B.W M Danil. 1986. "Conductivity Testing of Proppants at High Temperatures and Stress". Paper SPE 15067.

14. Beckwith, Robin, JPT/JPT Online Staff writer. PROPPANTS: WHERE IN THE WORLD. 2011.
15. Britt, L. K. and Hager C.J. BEST PRACTICES FOR HYDRAULIC FRACTURING WELLS IN NATURALLY FISSURED RESERVOIRS, 1995.
16. C. E. Cooke Jr, Exxon production Research Company; J. L. Gidley, Exxon Company. HIGH STRENGTH PROPPANT EXTENDS DEEP WELL FRACTURING CAPABILITIES.
17. C. Espina and D. Baldassa, Pan American Energy, F. Sorenson, E. López, J. Bonapace, and C. Quintavalla, Halliburton Energy Services, 2009."Hydraulic fracturing: modeling and optimization using latest generation logs and conductivity optimization technologies", paper SPE 119460.
18. C.L. Cipolla, N.R. Warpinski, and M.J. Mayerhofer, Pinnacle Technologies. 2008."Hydraulic fracture complexity: diagnosis, remediation and exploitation", paper SPE 115771.
19. Cárdenas Montes, José Carlos. EVALUACION ESTADISTICA DE LOS PARAMETROS OBTENIDOS EN LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO REALIZADOS EN LOS CAMPOS PETROLEROS DE COLOMBIA. Tesis de Grado. UIS. 2008.
20. Chase, B. and Chimlowski , W. Aug, 1997. "Clear Fracturing Fluids for Increased Well Productivity". Schlumberger Technical Article.
21. COMPATIBILITY OF RESIN-COATED PROPPANTS WITH CROSSLINKED FRACTURING FLUIDS. 1992. SPE 20639.
22. Cooke. C.E., Jr. 1973. "Conductivity of Fractures Proppants in Multiple Layers". Journal of petroleum Tech. AIME.
23. Crespo Molina, Freddy Esteban. EVALUACION TECNICA DE LAS METODOLOGIAS UTILIZADAS PARA LA MEDICION DE LA CONDUCTIVIDAD DEL MATERIAL PROPANTE EN LABORATORIO MEDIANTE EL USO DE LA CELDA DE CONDUCTIVIDAD API. Tesis de Grado. UIS. 2008.
24. CRITICAL PROPPANT SELECTION FACTORS. Fracline. Oilfield Technology Newsletter. Hexion. 2010.

25. D.E. Cormack, R, L. Fung, S. Vilayakumar. 1983."Vertical fracture containment during massive hydraulic fracturing", paper SPE 83-34-34.
26. David R. Underdown, SPE, ARCO OIL and Gas Co.; Kamalendu Das, SPE, Baker Sand Control. NEW PROPPANT FOR DEEP HYDRAULIC FRACTURING. 1985. SPE 10889.
27. De Sales Bastos, Paola A.; Moreno Delgado, Edwin Stivens. CONSTRUCCIÓN DE UNA APLICACIÓN COMPUTACIONAL PARA EL PRE DISEÑO DE UN Fracturamiento HIDRAULICO. Tesis de Grado. UIS. 2008.
28. DEVELOPMENT AND USE OF PROPPING AGENT SPACERS TO INCREASE WELL PRODUCTIVITY. 1964. SPE 64-088.
29. Dorado Zubiría, Jairo David; Olivares Mercado, Fabián Alfonso. DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA SIMULACION DE UN DISEÑO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO. Tesis de Grado. UIS. 2006.
30. E.R Freeman, D.A Anschutz, J.J Renkes, d. Milton - Tayler. 2006. "Qualifying Proppant Performance". Paper SPE 103623.
31. EFFECTS OF FRICTIONAL GEOLOGICAL DISCONTINUITIES ON HYDRAULIC FRACTURE PROPAGATION. 2007. SPE 106111.
32. EMBEDMENT OF HIGH STRENGTH PROPPANT INTO LOW PERMEABILITY RESERVOIR ROCK. 1981. SPE/DOE 9867.
33. EROSION BY PROPPANT: A COMPARISON OF THE EROSIVITY OF SAND AND CERAMIC PROPPANTS DURING SLURRY INJECTION AND FLOWBACK OF PROPPANT. 2004. SPE 90604.
34. EVALUATION OF IMPACTS TO UNDERGROUND SOURCES OF DRINKING WATER BY HYDRAULIC FRACTURING OF COALBED METHANE RESERVOIRS. 2004. EPA 816-R-04-003.
35. FACTORS AFFECTING THE STABILITY OF PROPPANT IN PROPPED FRACTURES: RESULTS OF A LABORATORY STUDY. 1992. SPE 24821.
36. FIELD STUDY STEINLE RANCH, AN INTERMEDIATE DEPTH OIL FIELD, SHOWS SIGNIFICANT BENEFIT FROM BAUXITE PROPPANTS. 1982. SPE 10875.

37. FLUID FLOW CONSIDERATIONS IN HYDRAULIC FRACTURING. 1988. SPE 18537.
38. FRACTURE-CONDUCTIVITY LOSS CAUSED BY GEOCHEMICAL INTERACTIONS BETWEEN MAN-MADE PROPPANTS AND FORMATIONS. 2009. ARMA 09-012.
39. FRACTURE GEOMETRIES CONSISTENT WITH TILTMETER DATA AND PRESSURE AND TRACER COMMUNICATION IN THE GLISP I-1 STIMULATION. JCPT90-01-06.
40. GEOMETRY OF HYDRAULIC FRACTURES INDUCED FROM HORIZONTAL WELLBORES. 1994. SPE 25049.
41. G. S. Penny. 1987. "An Evaluation of the Effects of Environmental Conditions and Fracturing Fluids upon the Long - Term Conductivity of Proppants". Paper SPE 16900.
42. H. A. Ernst, J. Villasante, N. Pachao and D. Johnson. 2002."Specimen geometry effects on crack growth in our environment", paper SPE 2060 CORROSION 2002.
43. HYDRAULIC FRACTURE COMPLEXITY: DIAGNOSIS, REMEDIATION, AND EXPLOITATION. 2008. SPE 115771.
44. HYDRAULIC FRACTURE GEOMETRY: FRACTURE CONTAINMENT IN LAYERED FORMATIONS. 1982. SPE 9261.
45. HYDRAULIC FRACTURING: MODELING AND OPTIMIZATION USING LATEST GENERATION LOG AND CONDUCTIVITY OPTIMIZATION TECHNOLOGIES. 2009. SPE 119460.
46. I.D. PALMER and Z.A. MOSCHOVIDIS, Amoco Production Company Research Center."Fracture geometries consistent with tiltmeter data and pressure and tracer communication in the GLISP I-1 stimulation"; paper SPE 90-01-06.
47. IMPROVED WELL STIMULATION WITH RESIN-COATED PROPPANTS. 1983. SPE 11579.
48. INTERPRETATION AND ANALYSIS OF HYDRAULIC FRACTURE PRESSURE. JCPT 94-06-01.
49. J.C. Gottschaling. 2005. "Analysis of Non-API Industrial Sands for Use in Hydraulic Fracturing". Paper SPE 98019.

50. K.L. Valencia, Z. Chen, and S.S. Rahman, U. of New South Wales. 2005."Design and evaluation of hydraulic fractures stimulation of gas and coalbed methane reservoirs under complex geology and stress conditions", paper SPE IPTC 10795.
51. L. Weijers, SPE, and C.J. de Pater, SPE, Delft U. of Technology, and K.A. Owens, SPE, and H.H. Kogball, SPE, Maersk Oil and Gas A/S. "Geometry of hydraulic fractures induced from horizontal wellbores", paper SPE 25049.
52. LARGE SCALE LABORATORY INVESTIGATION OF THE EFFECTS OF PROPPANT AND FRACTURING FLUID PROPERTIES ON TRANSPORT. 2006. SPE 98005.
53. M. I. Carlos Islas Silva. MANUAL DE ESTIMULACION MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS. 1991.
54. Maurice B. Dusseault."Stress state and hydraulic fracturing in the Athabasca oil sands", paper SPE JCPT 77-03-01.
55. Michael C. Vincent, Mark Pearson, John Kullman 1999. "Non-Darcy and Multiphase flow in Propped Wells: Case Studies Illustrate the Dramatic Effect on Well Productivity". Paper SPE 54630.
56. Montgomery, Carl T.; Smith, Michael B. HYDRAULIC FRACTURING HISTORY OF AN ENDURING TECHNOLOGY. 2010
57. Muñoz Rodríguez, Álvaro Fabián; Torres Torres, Edgar. EVALUACION TECNICA DE LAS ESTRATEGIAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL IMPLEMENTADAS EN CAMPOS MADUROS. DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN. Tesis de Grado. UIS. 2007.
58. Mucci, Marcela, Sánchez, Leonardo, Criado, Marcelo y Criado, Bianchi, 2003. "Desarrollo de fluidos visco elásticos para la estimulación de pozos", paper SPE 10-03.
59. Much, M. G. and Penny, G. S. 1987. "Long Term Performance of Proppant under Simulated Conditions" Paper SPE 16415.
60. N.R. MORGENSTERN, J.D. SCOTT. "Interpretation and analysis of hydraulic fracture pressure", paper SPE 94-06-01.

61. NEW GENERATION OF FRAC FLUIDS. PETROLEUM SOCIETY OF CIM PETSOC 73-117.
62. NEW PEEOPPANTS FOR DEEP GAS WELL STIMULATION. 1981. SPE/DOE 9869.
63. NUMERICAL SOLUTION OF SAND TRANSPORT IN HYDRAULIC FRACTURING. 1978. JCPT 56-36.
64. P.D Nguyen, R.G Dusterhoft, B. Clarckson and J. Edwards. 2005. "Mitigating formation Invasion to Maintain Fracture Conductivity". Paper IPTC 10571.
65. Palisch, T., Duenckel, R. 2007. "Determining Realistic Conductivity and Understanding its Impact on Well Performance - Theory and Field Examples". Paper SPE 106301.
66. Penny, G., and Jin, L. 1995. "The Development of Correlations Showing the Impact of Multiphase Flow, Fluid, and Proppant Selection upon Gas Well Productivity". SPE 30494
67. PRESSURE ANALYSIS OF A WELL WITH AN INCLINED ASYMETRIC HYDRAULIC FRACTURE USING TYPE CURVES. 2010. SPE 140638.
68. PROPPANT HYDRAULIC FRACTURING IN LOW PERMEABILITY AND LOW ACID SOLUBLE CARBONATE RESERVOIR: A CASE HISTORY. 2010. SPE 130518.
69. PROPPANT PLACEMENT DURING TIGHT GAS SHALE STIMULATION: LITERATURE REVIEW AND SPECULATION. 2008. ARMA 08-355.
70. PROPPANT SELECTION AND ITS EFFECT ON THE RESULTS OF FRACTURING TREATMENTS PERFORMED IN SHALE FORMATIONS. SPE 135502.
71. R.B. Willis, SPE, and J. Fontaine, SPE, Universal Well Services Inc.; L. Paugh, SPE, Great Lakes Energy Partners LLC; and L. Griffin, SPE, Pinnacle Technologies."Geology and geometry: a review of factors affecting the effectiveness of hydraulic fractures", paper SPE 97993.
72. R. Ceccarelli, E. d`Huteau, F. Cafardi. OPTIMIZACION DEL PROCESO DE FRACTURAS EN UN RESERVORIO NO CONVENCIONAL VOLCANO CLÁSTICO, 2005.
73. Schechter, Robert S. OIL WELL STIMULATION, 1992.

74. SELECTION OF A FRACTURE PROPPANT IN A TIGHT GAS FIELD, BAUXITE VS.SAND, WAMSUTTER AREA, WYOMING. 1982. SPE 10827.
75. SELECTION OF PROPPING AGENTS FOR HYDRAULIC FRACTURING. 1963. SPE 63-138.
76. Serrano Serrano, Daniela. FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DEL USO DE PROPANTES ULTRALIVIANOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO DE POZOS: APLICACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO. Tesis de Grado. UIS. 2011.
77. State of the art integrated studies methodologies and historical review, paper SPE 87032.
78. STRESS STATE AND HYDRAULIC FRACTURING IN THE ATHABASCA SANDS. 1977. JCPT 77-03-01.
79. T. W. Muecke, 1978. "Formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media", Paper SPE 7007.
80. Terracina, John, SPE, Momentive. EFFECTS OF PROPPANTS SELECTION ON SHALE FRACTURE TREATMENTS. TECHNOLOGY UPDATE. Baker Hughes. 2011.
81. THE COMPARATIVE EFFECTIVENESS OF PROPPING AGENTS IN THE RED FORK FORMATION OF THE ANADARKO BASIN. 1981. SPE 10132.
82. THE EFFECTS OF PROPPANT SELECTION UPON WELL PRODUCTIVITY – A REVIEW OF OVER 650 TREATMENTS IN THE CARDIUM FORMATION. 2005. SPE 96962.
83. THE PRODUCTION SUCCESS OF PROPPANT STIMULATION ON HORSESHOE CANYON COAL BED METHANE AND SANDSTONE COMMINGLED WELLS. 2005. PETSOC 2005-177.
84. ULTRALIGHTWEIGHT PROPPANTS: A FIELD STUDY IN THE BIG SANDY FIELD OF EASTERN KENTUCKY. 2005. SPE 98006.
85. Usman Ahmed, Terra Tek Inc, 1984. "A practical hydraulic fracturing model simulating necessary fracture geometry, fluid flow and leak off, and proppant transport", paper SPE / DOE / GRI 12880.

86. VERTICAL FRACTURE CONTAINMENT DURING MASSIVE HYDRAULIC FRACTURING. 1983. Petroleum Society of CIM 83-34-34.
87. VISCOELASTICITY OF CROSSLINKED FRACTURING FLUIDS AND PROPPANT TRANSPORT. 1988. SPE 15937.
88. W.T Stephens, S.K Schubart. 2004. "Investigating How Proppant Packs Change Under Stress". Paper SPE 90562.
89. W.T. Stephens., S.K. Schubart. 2006. "Statical Study of the Crushing Resistance Measurement for Ceramics Proppants". Paper SPE 102645.
90. .W.T Stephens, S.K Schubart. 2007. "Behavior of ProppantUnder Cyclic Stress" Paper SPE 106365.
91. Wu, Ruiting. "Some fundamental mechanisms of hydraulic fracturing". Work Degree. School of Civil and Environmental Engineering. 2006.
92. Weaver, J., Parker, M., and Van Batenburg, D. 2007. "Fractured-Related Diagenesis May Impact Conductivity", Paper SPE 98236
93. www.aipg.org
94. www.carboceramics.com
95. www.chipaxa.com/imagenes
96. www.csgarber.com/hydraulic.htm
97. www.ecopetrol.com.co
98. www.globalspec.com
99. www.halliburton.com
100. www.insize.com.cn/
101. www.norstoneinc.com
102. www.norton-alcoa.om.html.
103. www.schulemberger.com
104. www.stwresources.com
105. www.swagelok.com.html.
106. www.weatherford.com
107. www.wikipedia.com
108. www.wstyler.com/uimages/1646.jpg
109. X. Zhang, SPE, and R.G. Jeffrey, SPE, CSIRO Petroleum, and, M. Thiercelin, SPE, Schlumberger. 2007."Effects of frictional geological discontinuities on hydraulic fracture propagation", paper SPE 106111.