

**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**

FREDDY ESTEBAN CRESPO MOLINA



MEWBOURNE SCHOOL
of
Petroleum & Geological Engineering
— *The University of Oklahoma* —

HALLIBURTON

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

2008

**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 para optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Autor:

FREDDY ESTEBAN CRESPO MOLINA

Director:

Ing. CESAR PINEDA

Ingeniero de Petróleos

Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS

Coodirector

Ph.D SUBHASH SHAH

The Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering

UNIVERSITY OF OKLAHOMA

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

2008

DEDICATORIA

Lo una vez fue el sueño de mi vida, hoy se convierte en una realidad...
Dedico este trabajo y la alegría de culminar esta meta:

A Dios quien me ha permitido que todo esto sea posible
y que ha iluminado a mí y a los míos en todo momento.

A mi madre por su gran amor y su ejemplo de lucha y berraquera
para sacar a sus hijos adelante. Por ser mí mejor amiga y darme toda su confianza.
Este triunfo es gracias a ti y para ti Mamá.

A mi padre por ser el gran hombre que con sus enseñanzas y valores
Ha forjado gran parte de lo que hoy en día soy.
Eres un gran ejemplo de superación Papá.

Al amor de mi vida: Mi hermanita Alejandra por ser mi inspiración, mi compañera
y amiga en todo momento, Por tantas risas, historias y peleas...
Te adoro hermanita.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer de manera muy especial a la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniería de Petróleos por la oportunidad de forjarme profesionalmente en esta gran institución, la mejor de Colombia.

A la Universidad Oklahoma, en especial a la Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering y la Study Abroad Office por el gran acogimiento y la oportunidad de vivir un año de intercambio académico que cambio mi vida por completo.

Al Dr. Subhash Shah por la oportunidad de realizar este trabajo y por compartir conmigo sus conocimientos en investigación, paciencia y buen humor.

Al Ingeniero Cesar Pineda por su gran colaboración en este trabajo y su labor ejemplar como ningún otro en la escuela de Ingeniería de petróleo de la UIS.

A Mark Parker, Harry Luo, Greg Tanaka y demás colaboradores del Halliburton Duncan Technology Center por su colaboración, sus ideas y observaciones durante la realización de las pruebas en su laboratorio.

A los Ingenieros Fernando Calvete y Hernando Buendía por las observaciones y recomendaciones para la culminación exitosa de este trabajo

A Fanny por todo su cariño, confianza y compañía. Gracias por ser mi amiga y hacer las veces de mi segunda mamá haciéndome sentir como en casa tantas veces que lo necesité.

A Maritza Rodríguez por todo su amor, por ser esa gran persona que creyó en mí y me ayudo a ser mejor. Gracias por tus enseñanzas, tus consejos y por brindarle tanto a mi vida mientras estuve de intercambio en Oklahoma. Has llenado mi vida de amor y felicidad. Muy pronto estaré de nuevo contigo.

A mis grandes amigos: Hugo Fernando Ortiz “Huguin”, Diana Tamayo “Dianys”, Carlos Andres Melendez “Caliche”, Jesssika Victoria “La Chisti”, Valeria Salazar “Vale”, Julio Mario Arias “Julito”, Edilberto “Tony”, Mi primo Herbert, Jose “Mochoskovit” y Juan Fernando “Parchis” por creer siempre en mi y brindarme su amistad durante tantos años.

A todos mis compañeros de la Universidad especialmente a mis grandes amigos Fabio Correa, Wilson Fernando León y a José Aramendiz por todos estos años compartidos, tantos favores, tantas vivencias y por brindarme su amistad y apoyo incondicional en el camino mutuo a ser Ingenieros de Petróleos.

A todos mis panas de la casa: Wilson “El Flaco”, Humberto “El Flaquito”, Freddy “Freddy 2”, Isaid “Jacobó”, Alberto, Oscar “Osquitar” y Marcelo, por las risas, los chistes y todos esos inolvidables momentos que alegraron mis días durante mi estadía en esta tierras Santandereanas.

A la gente de “COLSA” en Oklahoma quienes me brindaron una cálida mano durante mi año de intercambio, especialmente a tres grandes amigos: Andrés Castaño mi pana del alma, a Bielenis Villanueva “Bi” por ser mi compañera de equipo y a Cesar Vargas por ser un ser humano tan noble.

A mi abuelita Ana y a mi abuelita gloria que ya no está con nosotros. Gracias por tanto cariño y por ponerme siempre en sus oraciones.

A Linda Warner “My Host Mom” gracias por aceptarme como un miembro de tu familia en Oklahoma, apoyarme y estar pendiente de mi en todo momento. I’m so grateful with you mom, I will always be your Little boy Linda, love ya!.

A mi tía Dora, mi tío Min, Ana, Angela y Viviana por tanto cariño y apoyo... Por ser mi familia y acogerme siempre.

A my locas friends: Beth Hines, Kristen Hansen y Amparo Gala por ser tan lindas conmigo, apoyar mis clases de salsa en Oklahoma y brindarme tanto ratos agradables. You guys are so awesome Niveeeeeeeel.

A Marujita y la familia Agudelo en Medellín, y a Marissa y Federico en Bogotá, quienes me han brindado una mano cálida en todo momento y han acogido como en su casa cuando he necesitado viajar.

A Katherin Korner y Ana Bolena Daza dos grandes amigas del alma que aunque están en tierras lejanas las llevo en mi corazón siempre.

A mi toda mi gente y amigos del pueblo más espectacular del mundo “Bugalagrande” por creer en mí y por todas sus palabras animo y apoyo.

A toda la gente chismosa, envidiosa, inhumana, violenta y negativa que por medio de sus actos hacen quedar mal a nuestra raza y nuestro país lo cual me motivo siempre a ser una persona diferente.

A mí, “El Panita” Freddy Esteban Crespo Molina por todo el esfuerzo y dedicación. Por creer en que si se puede y lograr todo lo que hasta el momento he logrado. Hoy puedo decir que me siento muy orgulloso de quien soy y de tener tanto Niveeeeeeeel.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	1
1. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	3
1.1 Generalidades de la técnica	3
1.2 Objetivos del fracturamiento hidráulico	4
1.2.1 Corrección del daño a la formación	4
1.2.2 Incremento de la productividad del pozo	6
1.2.3 Mayor recobro	7
1.2.4 Mejor inyectividad de fluidos a la formación	7
1.2.5 Permitir la producción de yacimientos con muy baja permeabilidad	8
1.2.6 Mejor uso de la energía del yacimiento	8
1.3 Orientación de la fractura	8
1.3.1 Fractura vertical	10
1.3.2 Fractura horizontal	12
1.3.3 Fracturas inclinadas	13
1.4 Consideraciones antes del fracturamiento	15
1.4.1. Pozos marginales	15
1.4.2. Distanciamiento entre pozos	16
1.4.3. Tiempo de rendimiento económico	16
1.4.4. Factores que afectan la productividad del pozo	17
1.5 Equipo Utilizado en el Fracturamiento Hidráulico	18
1.5.1 Tanques de almacenamiento	19
1.5.2 Unidades de hidratación	20
1.5.3 Arenero o Sand King	20
1.5.4 Blender	22
1.5.5 Fracturadores o bombeadores	26
1.5.6 Líneas de alta presión y cabezales de pozo	27

1.6 Hidráulica del Fracturamiento	28
1.6.1 Minifrac	29
1.6.2 Presión de tratamiento	31
1.6.3 Presión de fractura de la formación	32
1.6.4 Perdidas de presión a través de las perforaciones	33
1.6.5 Presión hidrostática	34
1.6.6 Perdidas de presión en la tubería	35
1.6.7 Potencia hidráulica	38
1.7 Limitaciones del fracturamiento hidráulico	38
1.7.1 Bajas respuestas de producción	39
1.7.2 Fallas en el equipo	40
1.7.3 Problemas en el pozo o en la fractura	41
2. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO	42
2.1 Propiedades deseables en un fluido de fractura	42
2.1.1 Compatibilidad con la formación	43
2.1.2 Estabilidad	44
2.1.3 Eficiencia y bajas pérdidas de filtrado	44
2.1.4 Suspensión y transporte del propante	44
2.1.5 Suficiente viscosidad	45
2.1.6 Fácil degradación y retorno	45
2.1.7 Bajas pérdidas por fricción	46
2.1.8 Preparación simple y segura	46
2.2 Tipos de fluidos de fracturamiento	47
2.2.1 Fluidos base agua	47
2.2.2 Fluidos base hidrocarburo	50
2.2.3 Geles de fracturamiento	51
2.3 Aditivos usados en el fracturamiento hidráulico	57
2.3.1 Bactericidas o biocidas	57
2.3.2 Inhibidor o estabilizador de arcilla	58

2.3.3 Controladores de pH	58
2.3.4 Surfactantes	58
2.3.5 Polímeros o gelificantes	59
2.3.6 Agentes reticuladores	60
2.3.7 Rompedores	61
3. MATERIAL PROPANTE O AGENTES DE SOPORTE	62
3.1 Tipos de material propante	63
3.1.1 Arena	63
3.1.2 Cáscaras de nuez	64
3.1.3 Bolas de aluminio	64
3.1.4 Cristales de vidrio	65
3.1.5 Bauxita	66
3.1.6 Arenas recubiertas con resinas	67
3.1.7 Propantes livianos y ultralivianos	68
3.1.8 Propantes de alta resistencia	69
3.2 Selección del material de soporte	69
3.3 Conductividad del material propante	70
3.3.1. Conductividad adimensional	72
4. MEDICIONES DE CONDUCTIVIDAD DEL PROPANTE CON BASE EN LA NORMA API RP 61	73
4.1 Fundamento de la prueba de conductividad	73
4.2 Materiales y equipo a utilizar	76
4.2.1 Unidad de prueba	76
4.2.2 Prensa hidráulica	79
4.2.3 Dispositivo medidor de espesores	81
4.2.4 Sistema conductor de fluido	83
4.2.5 Indicadores de presión	84
4.2.6 Reguladores de presión	84

4.2.7 Balanza	85
4.2.8 Fluido de prueba	86
4.2.9 Material propante	86
4.2.10 Control de temperatura	86
4.3 Acondicionamiento del equipo a utilizar	86
4.3.1 Calibración del equipo	87
4.3.2 Pruebas de filtrado	87
4.3.3 Preparación de la unidad	88
4.4 Parámetros de la prueba	93
4.5 Cálculos	94
4.5.1 Permeabilidad del propante	96
4.5.2 Conductividad del propante	96
4.6 Reporte de datos	97
5. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LAS MEDICIONES DE CONDUCTIVIDAD	98
5.1 Tiempo de prueba	99
5.2 Temperatura	102
5.3 Líquido de prueba	104
5.4 Incrustamiento o embebimiento	105
5.4.1 Configuración del material propante de acuerdo a su concentración	105
5.4.2 Concentración e incrustamiento del propante	109
5.4.3 Incrustamiento en la prueba de conductividad	111
5.5 Ruptura del material propante	112
5.5.1 Factores que afectan la ruptura del propante	113
5.5.2 Efectos de la ruptura sobre la conductividad	120
5.6 Esfuerzos cíclicos	120
5.6.1 Resistencia del propante a esfuerzos cíclicos	121
5.6.2 Mediciones de conductividad bajo esfuerzos cíclicos	124
5.7 Migración de finos	127

5.7.1	Procedencia de las partículas finas	129
5.7.2	Migración y acumulación de partículas finas	130
5.7.3	Identificación y prevención de migración de partículas finas	132
5.7.4	Efectos de la migración de finos en pruebas de conductividad	133
5.8	Efectos de flujo no Darcy	134
5.8.1	Ecuación de flujo no Darcy	134
5.8.2	Factor Beta	135
5.8.3	Flujo no Darcy a través de la fractura	139
5.8.4	Impacto del Flujo no Darcy en la conductividad	140
6.	MODIFICACIONES A REALIZAR A LAS MEDICIONES DE CONDUCTIVIDAD DEL PROPANTE BASADAS EN LA NORMA API RP 61	143
6.1	Modificaciones al tiempo de prueba	143
6.2	Modificaciones a la temperatura de prueba	144
6.3	Modificaciones al fluido de prueba	145
6.4	Representación del incrustamiento	145
6.5	Esfuerzos Cíclicos	146
6.6	Flujo no Darcy	146
6.7	Formación y flujo de partículas finas	147
7.	METODOLOGIA MEJORADA PARA LA MEDICION DE LA CONDUCTIVIDAD DEL MATERIAL PROPANTE	148
7.1	Análisis inicial y control de calidad de la muestra de material Propante	150
7.1.1	Granulometría	151
7.1.2	Solubilidad en ácidos	153
7.1.3	Redondez y esfericidad	154
7.1.4	Análisis mineralógico	156
7.1.5	Resistencia a la ruptura	157
7.2	Prácticas de manejo del material propante	159

7.2.1 Planta de manufactura	161
7.2.2 Inspección del medio de transporte	161
7.2.3 Descarga	161
7.2.4 Tanques de almacenamiento y post fractura	162
7.3 Materiales y equipo a utilizar	162
7.3.1 Unidad de prueba	163
7.3.2 Fluido de prueba y cilindro de saturación de sílice	167
7.3.3 Chaqueta de calentamiento de la celda de prueba	169
7.4 Adecuación y acondicionamiento del equipo	170
7.5 Muestreo y transferencia de la muestra a la celda de conductividad	171
7.6 Prueba de conductividad	172
7.6.1 Ensamblaje del equipo	172
7.6.2 Cantidad de material propante a utilizar	174
7.6.3 Parámetros de la prueba	175
7.7 Cálculos, presentación y tratamiento de datos	176
8. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA MEJORADA PARA LA MEDICION DE LA CONDUCTIVIDAD DE DOS TIPOS DE MATERIAL PROPANTE	178
8.1 Pruebas iniciales y control de calidad del material propante	179
8.1.1 Granulometría	180
8.1.2 Análisis mineralógico	182
8.1.3 Prueba de ruptura	183
8.1.4 Esfericidad y redondez	184
8.1.5 Densidad, gravedad específica y volumen	184
8.1.6 Pruebas químicas	185
8.2 Prueba mejorada de conductividad	186
8.3.1 Condiciones de la prueba	186
8.3.2 Realización de la prueba	187
8.3 Aplicación del tratamiento de datos experimentales	193

CONCLUSIONES	195
RECOMENDACIONES	197
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	198

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general del fracturamiento hidráulico	3
Figura 2. Daño a la formación	5
Figura 3. Esfuerzos ejercidos por el fluido en el proceso de fracturamiento	10
Figura 4. Alineación de esfuerzos en una fractura vertical	11
Figura 5. Esquema de una fractura vertical	12
Figura 6. Alineación de esfuerzos en una fractura horizontal	12
Figura 7. Fractura hidraulica horizontal	13
Figura 8. Esquema de multiples fracturas inclinadas	14
Figura 9. Movilización de equipos para fracturamiento hidráulico	18
Figura 10. Equipo y materiales utilizados en el fracturamiento	20
Figura 11. Unidad de hidratación SBF-214 PCM	21
Figura 12. Arenero o San King	21
Figura 13. Blender	22
Figura 14. Panel de control y operador del Blender	23
Figura 15. Batea de mezcla y manifold de succión	24
Figura 16. Alimentador de arena	25
Figura 17. Fracturador de alta potencia SPF-342	26
Figura 18. Líneas de alta presión	28
Figura 19. Tree-Savers	29
Figura 20. Gráfica de una prueba Minifrac	30
Figura 21. Presiones involucradas en la hidráulica de fracturamiento	32
Figura 22. Crecimiento de la fractura por debajo de la zona de interés	39
Figura 23. Crecimiento de fracturas paralelas en formaciones adyacentes	40
Figura 24. Análisis de las propiedades del fluido en laboratorio	43
Figura 25. Alta capacidad de suspensión aún después de 3 horas en estado estático	45

Figura 26. Fluido de fracturamiento base agua	48
Figura 27. Fluido de fracturamiento base hidrocarburo	50
Figura 28. Gel reticulado	56
Figura 29. Fluido gelificado	59
Figura 30. Arena 20/40	64
Figura 31. Cascaras de nuez	65
Figura 32. Bolas de aluminio	66
Figura 33. Bauxita	66
Figura 34. Arena recubierta con resina CarboProp® en varios tamaños	67
Figura 35. Propante liviano o de baja densidad MonoProp®	68
Figura 36. Dimensiones de la fractura empaquetada	70
Figura 37. Celda de conductividad API	74
Figura 38. Representación grafica de la Ley de Darcy	75
Figura 39. Vista superior de la celda de conductividad API	77
Figura 40. Dimensiones de la cámara principal, vista superior	78
Figura 41. Dimensiones de la cámara principal, vista frontal	78
Figura 42. Dimensiones del pistón superior, vista lateral y superior	79
Figura 43. Dimensiones del pistón inferior, vista superior y lateral	80
Figura 44. Transmisión de esfuerzos de los pistones al material propante	80
Figura 45. Prensa hidráulica	81
Figura 46. Indicador de dial electrónico	82
Figura 47. Micrómetro externo, interno	83
Figura 48. Diagrama esquemático de la celda de conductividad	84
Figura 49. Ensamblaje de la celda de conductividad	89
Figura 50. Dispositivo nivelador del propante en la celda	92
Figura 52. Conductividad vs. tiempo para arena Jordan 20/40	100
Figura 53. Conductividad vs. tiempo para propante ISP 20/40	101
Figura 54. Incrustamiento de una partícula de material propante	105
Figura 55. Arreglos del material propante en la fractura	106

Figura 56. Conductividad de la arena 20/40 a varias Concentraciones	107
Figura 57. Configuraciones multicapa y monocapa	108
Figura 58. Casos de incrustamiento en arreglos monocapa	109
Figura 59. Casos de incrustamiento en arreglos multicapa	110
Figura 60. Evidencias de incrustamiento en arena Ohio	111
Figura 61. Efectos del tamaño del propante sobre su ruptura	114
Figura 62. Efectos del tamaño del propante sobre su ruptura	115
Figura 63. Efectos del tamaño del propante sobre su ruptura	116
Figura 64. Distribución de esfuerzos sobre el material propante	117
Figura 65. Distribución de esfuerzos sobre el material propante	117
Figura 66. Ruptura del propante respecto al ancho de la fractura	118
Figura 67. Distribución de esfuerzos sobre el material propante	119
Figura 68. Compactación en función del tiempo de propantes IDP & LWP	122
Figura 69. Reducción de la porosidad debido a ciclos de esfuerzos	123
Figura 70. Efecto de esfuerzos sobre un propante cerámico	124
Figura 71. Efecto de esfuerzos cíclicos sobre la conductividad	125
Figura 72. Efecto de esfuerzos cíclicos sobre la conductividad	126
Figura 73. Movilización de material fino en el medio poroso	128
Figura 74. Acumulación de partículas finas en bauxita	129
Figura 75. Casos de migración de finos	131
Figura 76. Microfotografías Arena Brady 10/20 a 8,000 Psi	133
Figura 77. Porcentaje de partículas finas generadas en la fractura	134
Figura 78. Factores Beta para materiales cerámicos	137
Figura 79. Caídas de presión en la fractura ecuaciones Darcy y no Darcy	140
Figura 80. Reducción de conductividad debido a efectos no Darcy	141
Figura 81. Diagrama paso a paso de la metodología mejorada realizar para mediciones de conductividad en laboratorio	149
Figura 82. Granulometría de varias muestras de bauxita 20/40	152
Figura 83. Tamiz 40/70 stainless steel USA Series	153
Figura 84. Diagrama de Krumbein	155

Figura 85. Microfotografías de una arena recubierta tomadas a 20x	156
Figura 86. Celda de resistencia API	158
Figura 87. Contaminación del material propante con basuras	160
Figura 88. Montaje para la prueba de conductividad mejorada	164
Figura 89. Partes de la celda mejorada de conductividad	165
Figura 90. Dimensiones de los núcleos de arena Ohio	165
Figura 91. Vista lateral de la celda mejorada de conductividad	166
Figura 92. Vista superior de la celda mejorada de conductividad	166
Figura 93. Vista superior y lateral de un pistón	167
Figura 94. Montaje de tres celdas de conductividad en serie	168
Figura 95. Cilindro de saturación Whitey 316L-HDF4	169
Figura 96. Chaqueta de calentamiento	170
Figura 97. Montaje de múltiple de celdas de conductividad API en serie	173
Figura 98. Montaje de tres celdas de conductividad	174
Figura 100. Propante LWC	178
Figura 101. Ro-Tap o tamiz vibratorio	180
Figura 102. Conductividad API propante ISP	188
Figura 103. Conductividad mejorada propante ISP	189
Figura 104. Conductividad API propante LWC	189
Figura 105. Conductividad mejorada propante LWC	190
Figura 106. Diferencia conductividad API & mejorada propante ISP	191
Figura 107. Diferencia conductividad API & mejorada propante LWC	192
Figura 108. Comparación conductividades propantes LWC & ISP	192
Figura 109. Tratamiento de datos propante LWC	194
Figura 110. Tratamiento de datos propante ISP	194

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Densidad y viscosidad del agua de prueba	78
Tabla 2. Parametros recomendados de la prueba	87
Tabla 3. Parametros recomendados de la prueba	88
Tabla 4. Pérdida de conductividad debido a calentamiento	97
Tabla 5. Tabla de distribución de tamaños de partícula del propante ISP	181
Tabla 6. Tabla de distribución de tamaños de partícula del propante LWC	181
Tabla 7. Análisis mineralógico del propante ISP	182
Tabla 8. Análisis mineralógico del propante LWC	183
Tabla 9. Pruebas de ruptura para los propantes ISP & LWC	183
Tabla 10. Redondez y esfericidad para los propantes ISP & LWC	184
Tabla 11. Propiedades adicionales del propante ISP	185
Tabla 12. Propiedades adicionales del propante LWC	185
Tabla 13. Solubilidad en ácido para los propantes ISP & LWC	186

RESUMEN

TITULO: 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*

AUTOR: FREDDY ESTEBAN CRESPO MOLINA*

PALABRAS CLAVES: Fracturamiento hidráulico, fractura, material propante, pruebas de conductividad, metodología.

El fracturamiento hidráulico es una operación de estimulación de alta importancia en la industria petrolera. Con el fin de realizar operaciones de fracturamiento efectivas se requiere la creación de una fractura empaquetada con propante que sirva como un canal de alto potencial al flujo de los fluidos de yacimiento hacia la cara del pozo.

Determinar la conductividad o capacidad de flujo del material propante y predecir su desempeño directamente en el laboratorio se puede llevar a cabo mediante pruebas de conductividad. Estas pruebas permiten analizar las propiedades del flujo en las fracturas antes y después de realizar una operación de fracturamiento hidráulico, así como verificar la eficiencia de intervenciones al pozo y su impacto en la productividad. De esta forma, la conductividad representa una de las variables de mayor relevancia cuando un pozo va a ser fracturado.

En el presente trabajo se propone evaluar la aplicación de una metodología mejorada no estandarizada que se utiliza actualmente en la industria para la medición de la conductividad del material propante en laboratorio, que incorporan algunos aspectos no representados en la mediciones estándar API y que se deben incorporar de manera que se obtenga una adecuada representación de las condiciones del flujo en las fracturas. Esta metodología incorpora prácticas de manejo, procedimientos, equipo utilizado y tratamiento de datos. La evaluación de la metodología se realiza mediante su aplicación a dos tipos de materiales propantes y su comparación con datos encontrados en la literatura.

* Trabajo de Grado Modalidad Trabajo de Investigación.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniera de Petróleos, Ing. Cesar Pineda.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF THE METHODOLOGYS USED FOR PROPPANT CONDUCTIVITY TESTING IN LABORATORY BY USING THE API CONDUCTIVITY CELL*

AUTOR: FREDDY ESTEBAN CRESPO MOLINA*

KEYWORDS: Hydraulic fracturing, fracture, methodology, proppant, conductivity tests.

Hydraulic fracturing a well is an important stimulation operation in the actual oil industry. To perform efective fracturing operations is required to create an adequate propped fracture. This fracture will provide a highly conductive flowpath for reservoir fluids to move towards the wellbore.

Obtaining propant conductivity or flow capacity of proppants and predicts its performance in real aplicactions is possible by laboratory conductivity tests. Conductivity testing leads to a better understanding of well flow properties before and after a stimulation treatment as well as to verify its efficiency and impact upon productivity. In this way, conductivity represents one the most important variables in hydraulic fracturing.

This project proposes the evaluation of a non standardized improved methodology for proppant conductivity testing in laboratory used nowadays in the petroleum industry. This methodology incorporates some of the aspects affecting conductivity that are not adressed by the API standards in order to represent realistic flow conditions in the actual fractures.

The new methodolgy incorporates handling practices, procedures, equipment and data treatment. This methodology will be evaluated through its aplication to two different types of proppants and comparing the obtained results with data available in the literature.

*
Graduation Project. Modality: Undergraduate Research Project.

**
College of Physical-Chemical Engineering, School of Petroleum Engineering, Eng. Cesar Pineda.

INTRODUCCION

El primer fracturamiento hidráulico fue realizado en 1947 por la compañía Stanolind¹ y desde ese entonces es una de las técnicas de estimulación más utilizadas y con mejores resultados en la industria del petróleo y gas. El empaquetamiento de las fracturas generadas se realiza con material granular denominado propante y permite el flujo hacia la pared del pozo. La magnitud del dicho flujo esta determinada por una propiedad conocida como conductividad del material propante.

El estudio de la conductividad es llevado a cabo a través de mediciones de laboratorio y su uso permite realizar diseños de fracturamiento, producción y de selección del tipo de propante que se utiliza en operaciones de estimulación, las cuales permitan aumentar la productividad en campos petroleros.

Obtener las propiedades del material propante y hacer una predicción de su desempeño en laboratorio por medio de un estudio de conductividad, se debe realizar bajo altos estándares de calidad que garanticen la representatividad de los resultados para alcanzar los objetivos del tratamiento.

Las mediciones de conductividad comúnmente se realizan en la industria con base en la norma API RP 61 y otros procedimientos estándar que no se han actualizado y no representan adecuadamente las condiciones reales que se presentan en el lugar de la fractura.

El objetivo de este trabajo es evaluar la aplicación de una metodología mejorada no estandarizada que se utiliza actualmente en la industria para la medición de la conductividad del material propante en laboratorio de manera que se integre tanto

¹ Clark, J. B. 1949. "A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Oil Wells". AIME.

las mejoras realizadas a materiales, equipo y procedimientos API, como un conjunto de prácticas adicionales y tratamiento de datos.

Este trabajo se está dividido en seis capítulos que contienen la fundamentación teórica del fracturamiento hidráulico, fluidos de fracturamiento, tipos y propiedades del material propante, el concepto de conductividad, pruebas de conductividad API en laboratorio, un análisis de sensibilidad de los factores que afectan las mediciones de conductividad, la forma en que estos factores deben ser incorporados para mejorar el equipo y las condiciones de la prueba, el planteamiento de una metodología mejorada no estandarizada para la medición de conductividad en laboratorio y su respectiva aplicación a dos tipos de propantes utilizados en la industria.

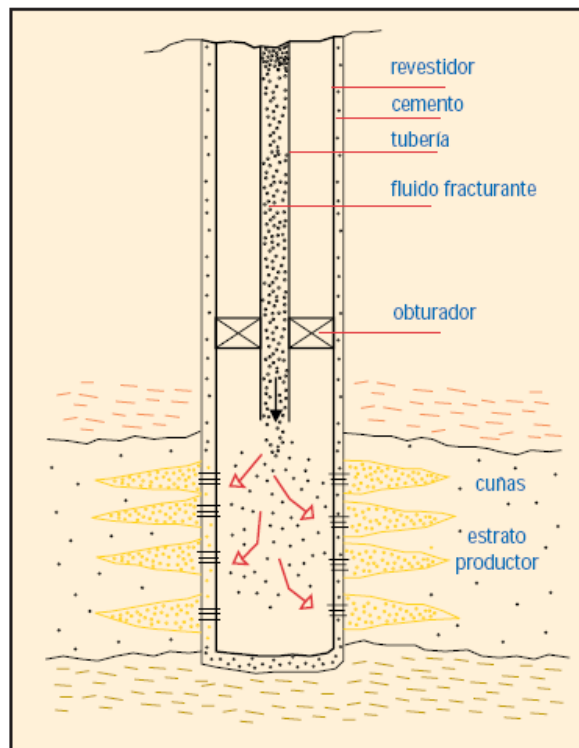
En el capítulo 1 se mencionan todas las generalidades del fracturamiento hidráulico como los sus objetivos, consideraciones, tipos de fracturas generadas, equipo utilizado, hidráulica y limitaciones del fracturamiento. En el capítulo 2 se mencionan los tipos de fluidos de fracturamiento con sus propiedades y aditivos utilizados. En el capítulos 3 se encuentran los tipo de material propante, sus propiedades, selección y el concepto de conductividad. En el capítulo 4 se estudia la medición de conductividad basada en la Norma API RP 61, procedimientos y equipo. En el capítulo 5 se realizo un análisis de sensibilidad de los factores que afectan las mediciones de conductividad del material propante como lo son: el incrustamiento, ruptura, del propante, tiempo de prueba, temperatura, fluido de prueba utilizado, esfuerzos cíclicos, efectos de flujo no Darcy y migración de finos. En el Capitulo 6 se muestra como estos deben ser incorporados para mejorar el equipo y las condiciones de la prueba. En el capítulo 7 se presenta una metodología mejorada no estandarizada para la medición de conductividad en laboratorio utilizada actualmente en la industria y en el capítulo 8 se realizara una aplicación de dicha metodología a dos tipos de material propante y su respectiva validación con datos encontrados en la literatura.

1. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

1.1 GENERALIDADES DE LA TÉCNICA

El fracturamiento hidráulico consiste esencialmente en inyectar a una formación determinada, un fluido fracturante mediante el cual se le aplica presión hidráulica a la formación productora hasta producir su falla o fractura, con el fin de crear canales de flujo aumentando el espacio disponible para los fluidos que vienen del yacimiento. La figura 1 ilustra un esquema simple de un fracturamiento hidráulico.

Figura 1. Esquema general del fracturamiento hidráulico



Fuente: El Pozo ilustrado, PDVSA.²

² "El Pozo Ilustrado". 4ª Edición. 1998. PDVSA.

La operación se inicia con el bombeo 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 o propaguen por sí solas.

Seguidamente se bombea una nueva carga mayor que la anterior de una lechada del fluido de fractura, ahora mezclado con material propante 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.

1.2 OBJETIVOS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO³

El fracturamiento hidráulico tiene diversas aplicaciones en el campo de la estimulación de pozos. Muchas veces el objetivo del fracturamiento es llevar a cabo una o varias de estas aplicaciones a la vez. Entre las principales se encuentran:

- Corrección del daño a la formación
- Incremento de la productividad del pozo
- Mayor recobro
- Mejor inyectividad de fluidos a la formación

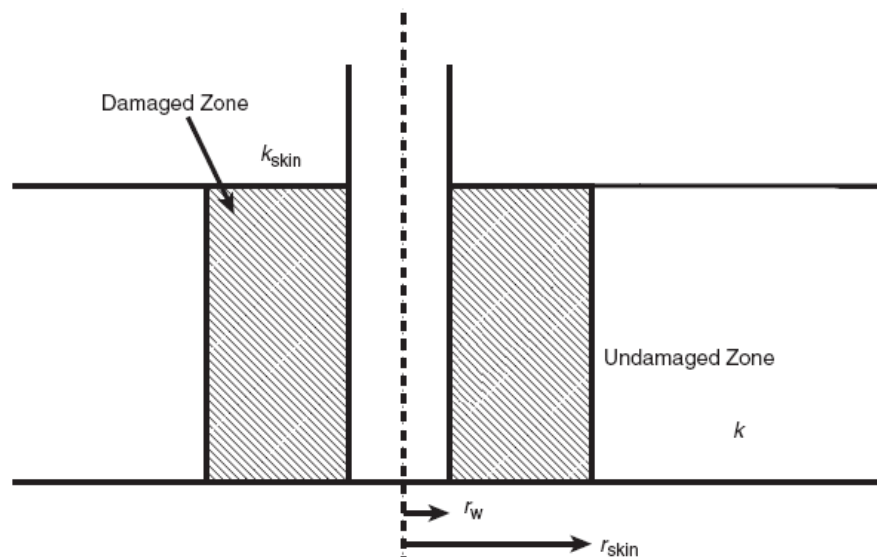
³ Britton, L. K. and Hager C.J. 1995. "Best Practices for Hydraulic Fracturing Well in Naturally Fissured Reservoirs"

- Yacimientos con baja permeabilidad
- Mejor uso de la energía del yacimiento

1.2.1 Corrección del daño a la formación

El daño a la formación se traduce como 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 pueden originar por el hinchamiento de arcillas por la presencia de filtrado con baja salinidad.

Figura 2. Daño a la formación



Fuente: Ahmed, T., McKinney, P. 2005.⁴

Existen otras condiciones que pueden hacer que el pozo presente un daño aparente como dificultades en el flujo dado que el pozo no atraviese

⁴ Ahmed, T. McKinney, P. 2005 "Advance Reservoir Engineering". Gulf Professional Publishing.

completamente el intervalo productor 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 mas allá de zona invadida por el daño permite conectar la pared del pozo con la zona inalterada y de esta forma contrarrestar el efecto negativo del daño sobre la producción de hidrocarburos.

Cuanto más severo sea el daño a la formación, mayor es la restricción al flujo y el tratamiento de fracturamiento a realizarse en el pozo resulta más significativo que para un pozo poco afectado por daño en sus formaciones productoras.

1.2.2 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.

En un yacimiento con fluidos disponibles para ser producidos y suficiente presión de yacimiento para hacerlos fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa la producción y permite obtener un retorno de la inversión en un breve periodo de tiempo. Por otro lado, si el pozo está agotado y la presión es muy baja, un tratamiento de fracturamiento hidráulico solo podría incrementar temporalmente la producción la cual declinaría rápidamente.

Cuando un pozo nuevo es fracturado, generalmente responde con una productividad de varios de cientos de veces superiores con respecto a los resultados de las pruebas iniciales y normales. A medida que las nuevas técnicas de tratamiento producen fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtienen mayores incrementos de producción.

1.2.3 Mayor recobro

El obtener una mayor tasa de recobro de los fluidos encontrados en la formación productora es el objetivo primordial del fracturamiento hidráulico. 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. Además las fracturas permiten llegar más lejos con respecto a la pared del pozo de manera que se pueda producir mayor cantidad de fluidos con respecto a un pozo no intervenido. Se ha estimado que el incremento logrado por medio de esta técnica permite extraer entre 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 Permitir la producción en yacimientos con muy baja permeabilidad

En campos donde la permeabilidad de la formación es muy baja, es decir cuando su valor menor o igual a 0.1 md, se utiliza la técnica de fracturamiento hidráulico masivo cuyo propósito es el exponer una gran área superficial de la formación a fracturamiento para permitir el flujo hacia el pozo. Este tipo de fracturamiento se utiliza a menudo en yacimientos de gas en arenas apretadas e implica el uso de grandes cantidades tanto de fluido de fracturamiento como de material propante.

1.2.6 Mejor uso de la energía del yacimiento

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

1.3 ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA

Inicialmente durante los primeros tratamientos de fracturamiento se creía que la orientación única de las fracturas era horizontal. La primer teoría acerca de la orientación de la fracturas fue planteada por Clark, et al⁵ en 1953, consistía en que en la medida en que el overburden era levantado, la fractura se insertaba en un plano horizontal.

Durante los siguientes años, se realizaron múltiples estudios sobre esta orientación tratando de demostrar lo contrario pero sin ningún éxito aparente. No fue sino hasta el año de 1956 que la industria aceptó la teoría desarrollada inicialmente por Cochram, Heck y Waters y posteriormente publicada por Anderson y Stahl⁶, en la cual se demuestra que prácticamente todas las fracturas eran verticales y que solo un poco de estas eran horizontales.

Experimentalmente se ha comprobado que la forma de la fractura cuando se le permite crecer libremente puede ser vertical, horizontal u oblicua dependiendo del estado de los esfuerzos. Gran cantidad de estudios se han llevado a cabo con el fin de estudiar el comportamiento de las fracturas. Hubbert and Wills⁷ mostraron como en regiones donde se presentan fracturas naturales, el mayor esfuerzo es el vertical debido a la presión efectiva de sobrecarga. Por el contrario, cuando existen fallas geológicas transversales el mayor esfuerzo es el horizontal.

Con base en lo anterior se puede inferir que el plano a lo largo del cual se inicia la fractura esta 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 otro lado, La fractura es vertical cuando crece en el mismo plano del máximo esfuerzo vertical y perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal. Esto se explica dado que una vez que se ha iniciado la fractura, el fluido de fracturamiento

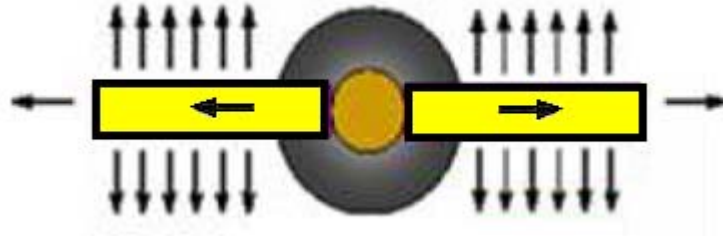
⁵ Clark, R. C. et al. 1953. "Application of Hydraulic Fracturing to the Stimulation of Oil and Gas Production". Drilling and Production Practices API.

⁶ Anderson, T. O. and Stahl, E.J. 1967. "A Study of Induced Fracturing Using an Instrumental Approach". JPT 216-67, AIME.

⁷ Hubert, M. K. and Willis, D. G. 1957. "Mechanics of Hydraulic Fracturing ". JPT 153-66. AIME.

ejerce presión directamente sobre las paredes de la misma permitiendo que la fractura se abra y se propague.

Figura 3. Esfuerzos ejercidos por el fluido en el proceso de fracturamiento.



Fuente: Carreño M., 2006.⁸

Las fracturas se pueden detectar en la pared del pozo ya sea usando empaques impresores u otros medios de observación. Generalmente las fracturas son clasificadas como fracturas horizontales y verticales de manera que se pueda determinar y describir el tipo de fractura de la cual se está hablando. Esta connotación se realiza en base a la orientación de las fracturas con respecto a la superficie de la tierra.

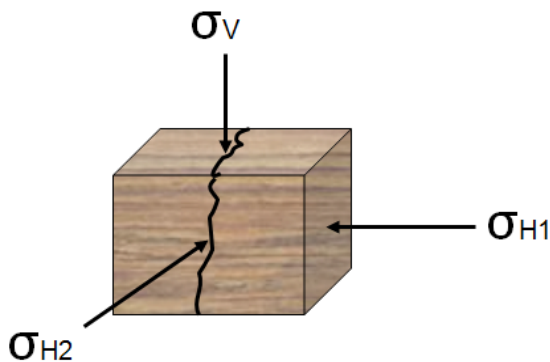
Otra clasificación utilizada para distinguir los tipos de fractura se basa en la orientación de las fracturas respecto a la dirección del pozo. En este caso una fractura axial es aquella que se propaga en la dirección del pozo y una fractura normal es aquella que se propaga perpendicularmente a la dirección del pozo. Adicionalmente una fractura Inclínada sería aquella que no cumple las reglas anteriores. Lo anterior aplica de igual manera a pozos horizontales y desviados.

1.3.1 Fractura vertical

⁸ Carreño, M. 2006. "Análisis y Evaluación de la Optimización de la Producción en el Campo Cantagallo, SRI, ECOPEPETROL S.A. Mediante la Ejecución de un Piloto de Fracturamiento Hidráulico en las Arenas B, C y CG". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander.

Las fracturas verticales son aquellas que están en el mismo plano del pozo o paralelas a su dirección tal como se ilustra en la figura 4. Estas 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.

Figura 4. Alineación de esfuerzos en una fractura vertical

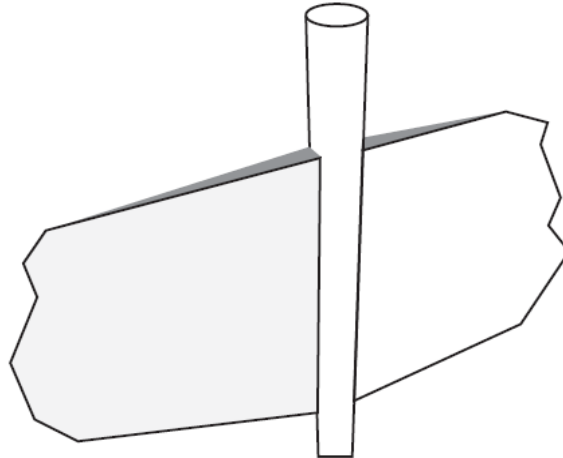


Fuente: Seminario Fracturamiento Hidráulico. Bogotá D.C. 2006.⁹

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 como se observa en la figura 5.

Figura 5. Esquema de una fractura vertical

⁹ Seminario de Fracturamiento Hidráulico. Bogotá D.C. 2005.

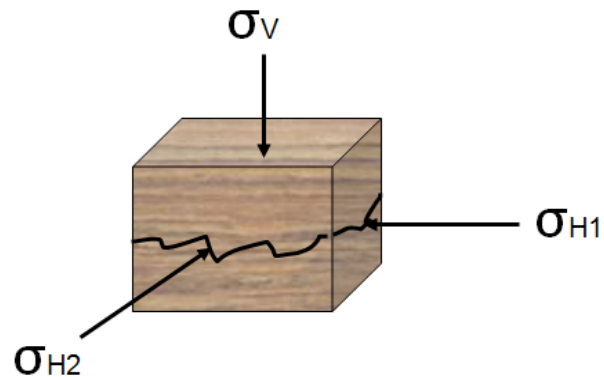


Fuente: Valko, P., Norman L. Well Stimulation.¹⁰

1.3.2 Fractura horizontal

Las fracturas horizontales se generan cuando el menor esfuerzo principal en la formación es vertical o paralelo al eje del pozo, como se ilustra en la figura 6.

Figura 6. Alineación de esfuerzos en una fractura horizontal



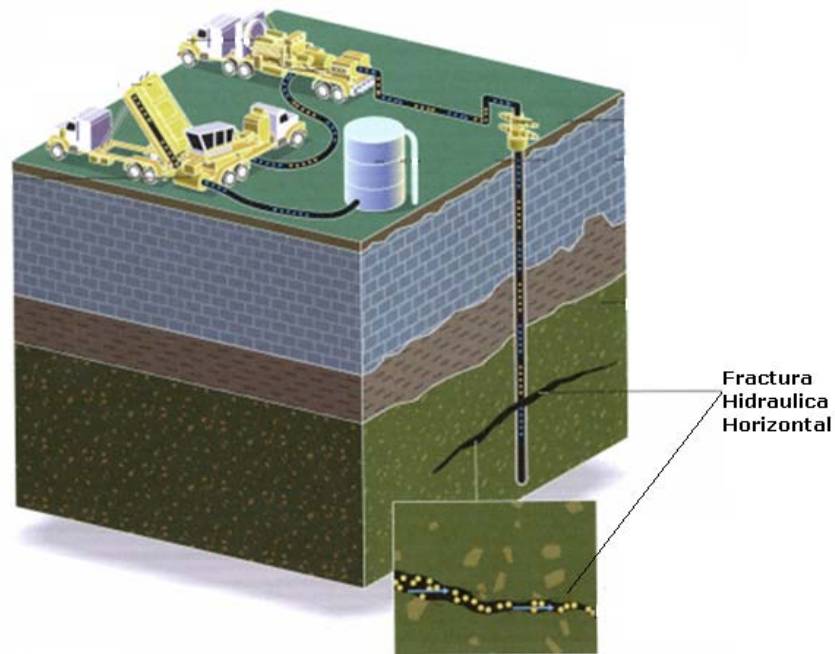
Fuente: Seminario Fracturamiento Hidráulico. Bogotá D.C. 2006.⁹

Cuando el diseño de completamiento es de hueco abierto, la fractura inicial en la pared del pozo es vertical y una vez la fractura se extiende producto de la presión,

¹⁰ Valko, P. and Norman, L., 1996. "Well Stimulation".

lo suficientemente lejos del pozo, el plano de fractura cambia y pasa a ser horizontal. Cuando se tiene un completamiento de pozo revestido y el fracturamiento se lleva a cabo a través de perforaciones la situación cambia ligeramente. En este caso la posibilidad de iniciación de fracturas verticales es menor que en hueco abierto debido a la influencia de las perforaciones. Se pueden causar fracturas horizontales ya sea por reorientación de las fracturas verticales creadas o por la iniciación de varias fracturas horizontales en las perforaciones.⁹

Figura 7. Fractura hidraulica horizontal



Fuente: <http://www.stwresources.com>.¹¹

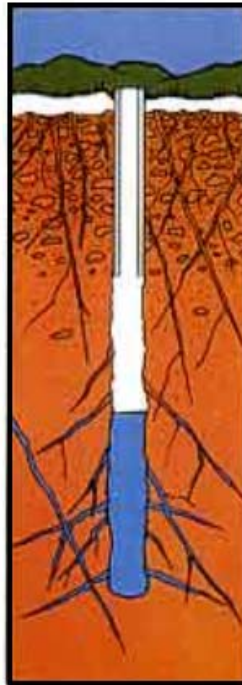
1.3.3 Fracturas inclinadas

Estas fracturas se caracterizan porque su orientación forma un ángulo con la horizontal. Este tipo de fracturas Son creadas cuando ninguno de los tres

¹¹ <http://www.stwresources.com/waste-water.html>

esfuerzos principales es paralelo a la dirección del pozo. Aunque la fractura es perpendicular al menor esfuerzo principal, la fractura se es inclinada con respecto al pozo. Su formación y crecimiento es similar a las fracturas verticales y horizontales.

Figura 8. Esquema de multiples fracturas inclinadas



Fuente: <http://www.csgarber.com>.¹²

Muchas veces durante el fracturamiento pueden generarse múltiples fracturas las cuales son indeseables en el tratamiento. Para eliminar esta posibilidad se deben reducir las posibles fuentes de iniciación. En hueco abierto implicaría reducir la longitud de la región presurizada mientras que en pozos intubados con perforaciones se logra reduciendo la longitud del hueco presurizado o perforado a una longitud menor.

¹² <http://www.csgarber.com/hydraulic.html>

1.4 CONSIDERACIONES ANTES DEL FRACTURAMIENTO

Cuando se va a realizar un fracturamiento hidráulico es necesario determinar el momento preciso para realizar la operación de manera que se obtengan los mejores resultados. Es importante que el fracturamiento no se realice mucho tiempo antes o después de que se alcance el límite de producción económica, sino que se debe realizar justo después de que la producción del pozo decline por debajo de los valores económicamente aceptables.

Si en el momento de la operación el pozo maneja altas tasas de producción el resultado no será económico para la compañía operadora y las fracturas creadas hidráulicamente no ayudaran al operador a recuperar la inversión, de igual manera, si el operador espera más tiempo del necesario para fracturar después de que la producción de un pozo ha declinado, este periodo no productivo resultará en pérdidas de producción del prospecto. En síntesis, fracturar cuando comienza el declive de la producción del pozo tiene mejor impacto en la producción de hidrocarburos cuando se realiza antes de llegar al límite económico. Adicionalmente, en el momento de planear la realización de un fracturamiento hidráulico se deben tener en cuenta los siguientes aspectos.

1.4.1. Pozos marginales

En ciertas ocasiones fracturar un pozo marginal puede resultar ventajoso. Si el pozo esta produciendo cantidades considerables de agua, debe analizarse cuidadosamente los costos del trabajo de fracturamiento por lo que la fractura puede incrementar la producción de hidrocarburos al igual que la producción de agua. Si la producción de agua después de realizado el fracturamiento es mayor que la deseada, el tiempo estimado para la recuperación de la inversión hecha por parte de la compañía operadora se verá fuertemente afectada.

Los pozos marginales en formaciones de baja permeabilidad muestran resultados muy buenos en las tasas de producción cuando son sometidos a trabajos de fracturamiento hidráulico. Sin embargo, hay que tener en cuenta que si estos pozos anteriormente fueron sometidos a trabajos de estimulación como acidificación, fracturamientos leves o cañoneos profundos, se podrán hacer trabajos posteriores de fracturamiento hidráulico para obtener mejores resultados en la producción. También se ha encontrado que en estos yacimientos de baja permeabilidad existen zonas en donde la presión permanece inalterada y aunque los niveles más permeables puedan estar agotados, las fracturas pueden incrementar la presión significativamente abriendo las secciones anteriormente cerradas¹³.

1.4.2. Distanciamiento entre pozos

El espaciamiento entre los pozos influye en la cantidad de hidrocarburo que puede ser producido por un solo pozo. Cuando tenemos arreglos de pozos en los que están muy cerca entre sí, el tratamiento aumenta los costos y disminuye el rendimiento de la recuperación. Las fracturas pueden ser muy productivas en áreas donde los pozos fueron perforados siguiendo arreglos irregulares. En tales yacimientos el área de drenaje no es uniforme y las fracturas pueden ayudar a producir en áreas relativamente poco drenadas.

1.4.3. Tiempo de rendimiento económico

El tiempo de rendimiento económico depende de la producción del pozo al momento de fracturar y del tamaño de la fractura. La experiencia ha mostrado que los trabajos más exitosos generalmente se pagan entre 3 y 6 meses, algunos incluso en pocas semanas. El costo del tratamiento es relativamente pequeño en

¹³ Drilling and Completions II Notes, Dr. Subhash Shah, University of Oklahoma. 2007

relación al de perforar pozos mas profundos, comparados con el ingreso derivado de un incremento de producción.

Un tratamiento de fracturamiento a gran escala incrementa los costos de estimulación y el tiempo de rendimiento económico, pero también puede permitir que se recupere más petróleo y se obtenga una mayor ganancia a mediano plazo.

1.4.4. Factores que afectan la productividad del pozo

El conocimiento de la historia del yacimiento y de los pozos puede permitir que se establezcan las causas de una baja productividad. Los posibles factores que afectan la productividad de un pozo son los siguientes:

- **Reducción de la permeabilidad cerca del pozo**

Esta reducción de la permeabilidad debido al daño puede remediarse con fracturamientos leves que penetren la zona dañada en el borde del pozo en la cual confluye el flujo radial de la formación. Al eliminar esta obstrucción, es de esperar un notable incremento en la producción.

- **Baja Permeabilidad del yacimiento**

Si esta es la causa y existe buena cantidad de reserva recuperable, se puede obtener incrementos en productividad con trabajos de fracturamiento hidráulico masivo y fracturas profundas o de gran penetración.

- **Baja presión del yacimiento**

La baja presión que se presenta en el yacimiento ocurre debido a periodos largos de producción o a una carencia de presión natural. En caso de presentarse el

segundo caso, un trabajo de fracturamiento hidráulico no es recomendable dado que resultaría ser poco favorable económicamente. La mejor forma de establecer los posibles pozos a fracturar para tomar cualquier decisión con respecto al tipo de trabajo a realizarse se debe hacer por medio del análisis de las pruebas de presión, pruebas DST, corazones, entre otras y de esta manera establecer las causas de la baja productividad.

1.5 EQUIPO UTILIZADO EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Cuando se realiza una operación de fracturamiento hidráulico, generalmente se deben movilizar una cantidad de equipos bastante numerosa en comparación a otras operaciones que se realizan en boca de pozo, por la necesidad de generar una alta potencia que sea suficiente para iniciar, extender y empaquetar la fractura.

Figura 9. Movilización de equipos para fracturamiento hidráulico



Fuente: Halliburton, 2007.¹⁴

¹⁴ Halliburton. Fracturing Fluid Systems. 2007. Halliburton Technical Article.

La cantidad de equipos y demás requerimientos depende de las propiedades y profundidad de la formación a tratar, de las propiedades del pozo y los fluidos utilizados.

En las operaciones de fracturamiento hidráulico encontramos una amplia gama de equipos de superficie y personal capacitado para lograr realizar un trabajo exitoso de acuerdo al diseño propuesto. Entre los más importantes están:

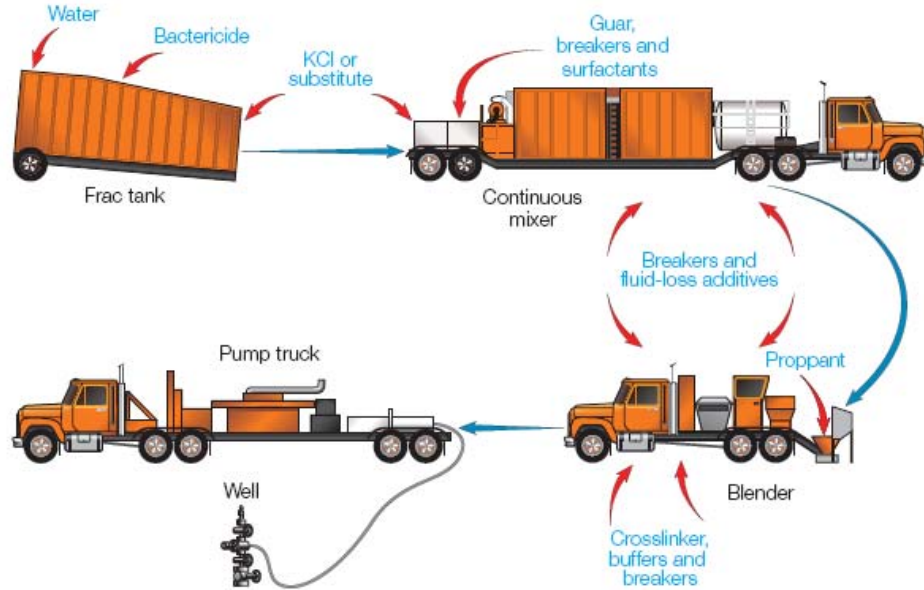
- Tanques de almacenamiento.
- Unidades de hidratación.
- Manifolds.
- Blender.
- Fracturadores o bombeadores.
- Líneas de alta presión y cabezales de pozo.

1.5.1 Tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento son grandes compartimentos que se utilizan en la operación para almacenar fluidos como agua o aceite, que serán utilizados como base en la preparación del fluido de fracturamiento.

Para trabajos que demandan grandes cantidades de volumen, generalmente se usan piscinas naturales como una vía económica para almacenar el fluido. Los tanques de almacenamiento poseen una capacidad promedio de 500 bbl.

Figura 10. Equipo y materiales utilizados en el fracturamiento



Fuente: Chase, B., Chmilowski, W. 1997.¹⁵

1.5.2 Unidades de hidratación

Esta clase de equipos son utilizados para el transporte de diversos aditivos como los rompedores, geles, reductores de filtrado, ácidos, surfactantes, controladores de pH, reductores de fricción, entre otros. Los diferentes aditivos utilizados en los fluidos de fracturamiento serán estudiados mas adelante en este trabajo (Ver Sección 2.3). Estos aditivos son adicionados al fluido base de fracturamiento por medio de la unidad de hidratación, operación que se realizar antes de ser preparado el fluido ya sea base agua o aceite.

1.5.3 Arenero o Sand King

El arenero es otro tipo de unidad de transporte que se utiliza para transportar el material propante que se van a utilizar en la operación. Debe ser construido de

¹⁵ Chase, B. and Chmilowski, W. Aug, 1997. "Clear Fracturing Fluids for Increased Well Productivity". Schlumberger Technical Article

manera que no permita que el material se contamine con fuertes externas y su transporte se debe realizar bajo estricta supervisión.

Figura 11. Unidad de hidratación SBF-214 PCM



Fuente: Schlumberger, 2007.¹⁶

Figura 12. Arenero o Sand King



Fuente: Schlumberger, 2007.¹⁶

¹⁶ Schlumberger. 2007. "Mixing and Blending Equipment". Brochure.

1.5.4 Blender

El blender es la parte más importante de la operación de fracturamiento hidráulico. Esta unidad tiene como funciones mezclar el gel base y el material de soporte, agregar aditivos a los fluidos, bombear la lechada de alimentación a los fracturadores y monitorear todas estas funciones. El operador de este equipo tiene la responsabilidad de llevar el control de aditivos, caudal, alimentación de las bombas de alta presión, dosificación de la arena y control de nivel de tanques.

Figura 13. Blender



Fuente: Schlumberger, 2007.¹⁶

Todas estas acciones son coordinadas desde el panel de control central, al cual llegan los valores de los caudales provenientes de las bombas de succión, la proporción de arena que viene del arenero, caudales de aditivos líquidos y sólidos, etc., de manera que el operador del blender pueda controlar todos los procesos y materiales involucrados en la operación.

Dos partes fundamentales del blender son: Los manifolds de succión que se encuentran en un costado de la unidad y la batea de mezcla ubicada en la parte trasera del equipo. Ver figura 15.

Figura 14. Panel de control y operador del blender



Fuente: Fracturing Technologies, 2007.¹⁷

- **Manifolds de succión**

Los manifolds de succión son dispositivos que se conectan a los tanques de almacenamiento y permiten bombear los fluidos almacenados hacia el sistema de fracturamiento.

Los tanques de fractura están provistos de manifolds con tres o cuatro salidas. En algunos casos estos pueden poseer válvulas laterales para la unión entre varios tanques de forma tal que se puedan comunicarlos entre si. En algunas operaciones que requieren el uso de múltiples tanques debido a los altos volúmenes y caudales de fluidos, se usa un manifold común de succión que conecta cada tanque y tiene salida para 10 o 12 mangueras.

¹⁷ Weatherford. 2007. "Fracturing Technologies". Technical Publication.

En el caso que se deseen bombear fluidos desde piscinas naturales, se recurre a una combinación de manifolds de succión y un conector de mayor diámetro. En estos casos las medidas dependerán de los requerimientos de volumen y caudal de fluidos.

Figura 15. Batea de mezcla y manifold de succión



Fuente: Schlumberger, 2007.

Los manifolds están acompañados de bombas de succión cuyo propósito es aportar energía a los fluidos para que estos se muevan desde el manifold de succión hacia la batea de mezcla, además de proporcionar aditivos al sistema y proporcionar adecuadamente caudales exactos de bombeo.

- **Batea de mezcla**

Esta batea es utilizada para mezclar diferentes aditivos tales como gelificantes, surfactantes, reductores de filtrado, entre otros. También se utiliza para realizar

gelificación al fluido antes del bombeo cada vez que se requiera, agregar arenas y materiales de sostén, y servir como recipiente de almacenamiento del fluido antes de ser bombeado hacia las bombas de alta presión.

Las bateas de mezcla vienen construidas en múltiples formas y dimensiones dependiendo de las necesidades de la operación, para mantener en suspensión la arena con el fin de cumplir con las especificaciones del diseño, dado que cualquier variación de la cantidad y concentración de arena en el fluido respecto al diseño original puede provocar problemas operativos en las líneas de flujo o disminución de la capacidad de flujo que se desea obtenga en las fracturas.

Figura 16. Alimentador de arena



Fuente: Schlumberger, 2007.

Todos los aditivos que se le agregan a las bateas de mezcla deben estar debidamente dosificados y con sus respectivos dispositivos de control de flujo. En figura 16 se observa un alimentador de arena utilizado para llevar el material propante a la batea de mezcla en las cantidades y concentraciones adecuadas.

La batea de mezcla esta acompañada de una bomba de descarga generalmente centrífuga la cual permite que se aporten fluidos hacia el manifold de descarga, la succión de los fracturadores o en su defecto, hasta las succiones de las bombas de alta presión.

1.5.5 Fracturadores o bombeadores

Son bombas de alta presión que le dan al fluido la potencia necesaria para vencer las condiciones de fractura de la formación a tratar. Estas bombas reúnen todas las líneas provenientes del manifold de descarga del Blender con el fin de bombear el fluido de fracturamiento hacia el pozo.

Figura 17. Fracturador de alta potencia SPF-342



Fuente: Schlumberger, 2007.¹⁶

Para la elección del equipo y régimen de bombeo se analizan fundamentalmente la presión de trabajo, caudal y tipo de fluido a utilizar. Además, la estimación de la eficiencia se debe realizar teniendo en cuenta las pérdidas de potencia por causa del esfuerzo de corte del fluido con y sin material propante.

De acuerdo a las propiedades de la formación a tratar y a los ensayos de laboratorio con los distintos fluidos, se diseña un programa de fractura en donde se especifican viscosidades de fluido, perdidas de carga, concentraciones de arena, tiempo de bombeo y caudal de trabajo.

1.5.6 Líneas de alta presión y cabezales de pozo

Las líneas de alta presión van desde los fracturadores hasta la boca del pozo y cumplen un papel fundamental por ser la única sección en superficie que conduce los fluidos a altas presiones y en la mayoría de los casos en condiciones abrasivas. Ver figura 18.

Para acoplar estas líneas se deben seguir estrictas normas de seguridad, debido a que durante la operación toda el área alrededor es considerada zona restringida y cualquier dificultad que se presente es de alta complicación y pone en riesgo de fracaso la operación.

La cabeza del pozo representa el anexo entre las líneas de superficie y las de fondo de pozo. Existen una gran gama de posibilidades de acuerdo a las condiciones de fractura y de boca de pozo. Dentro de estas posibilidades encontramos la utilización de válvulas de tapón, las cuales son el medio más económico y utilizado que se conecta al tubing, casing o preventoras. Las limitaciones de este tipo de válvulas se dan en relación al caudal de bombeo debido a que la exigencia de la válvula será mucho mayor cuanto más alto sea el caudal y la presión. Cuando esto ocurre, se utilizan unos accesorios conocidos como arañas de fractura o cabezas de fractura, diseñadas para recibir varias líneas de bombeo aumentando la capacidad de recepción del fluido.

Figura 18. Líneas de alta presión



Fuente: El Autor.

Cuando se fractura a muy alta presión, poniendo en peligro el cabezal de producción y arriesgando un desgaste prematuro o una falla en la cabeza del pozo, se recurre a la utilización de elementos conocidos como Tree-Savers que están diseñados para aislar la acción de la presión sobre la cabeza del pozo. Ver figura 19.

1.6 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. El éxito de esta operación depende en gran parte de un buen diseño hidráulico.¹⁸

Los factores a considerar son:

- El equipo utilizado.
- El tipo y cantidad de material soporte usado.
- Las propiedades del fluido fracturante.
- El tipo de fluido desplazante.
- El régimen de flujo del fluido de fracturamiento.

¹⁸ Hernández Trejos Edelberto. 1993. "Fracturamiento Hidráulico Ácido", Universidad Industrial de Santander UIS.

- El gradiente de fractura de la formación.
- El tamaño de las perforaciones.

Figura 19. Tree-Savers



Fuente: El Autor.

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.

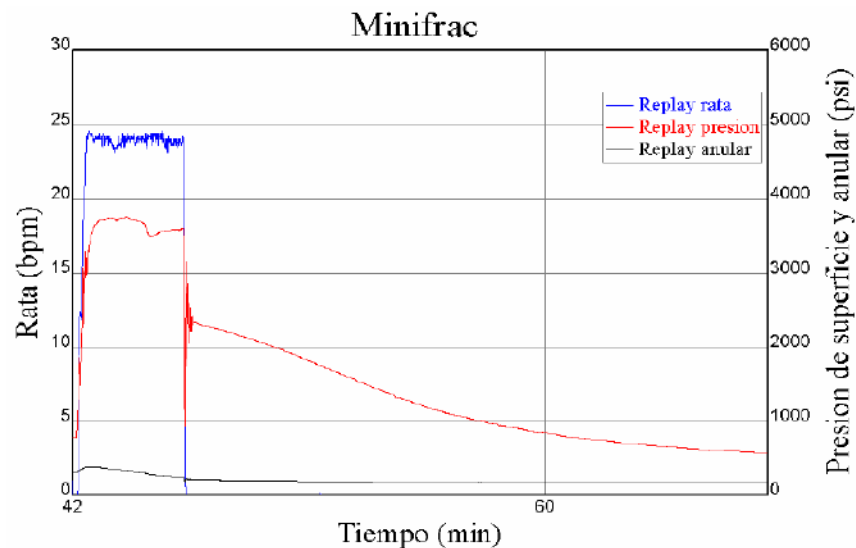
1.6.1 Minifrac

El Minifrac es una operación previa al tratamiento de fractura que consiste en realizar una prueba de inyectividad 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.

La presión de fractura esta determinada por el valor máximo de presión alcanzado en la prueba. El minifrac permite la generación de un gráfico como el que se ilustra en la figura 20 el cual permite realizar un análisis de la declinación de la

presión una vez que ha cesado el bombeo. Este gráfico representa una prueba Minifrac en donde se indica la tasa de flujo de color azul, la presión en superficie de color rojo y la presión en el anular de color negro.

Figura 20. Gráfica de una prueba Minifrac



Fuente: Contreras, O., Rodríguez, W. 2008.¹⁹

Dicho gráfico permite establecer la presión de cierre de la fractura. 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.

¹⁹ 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". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander

- **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 instantánea 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 ultima presión medida justo después de el bombeo se finaliza es la presión instantánea de cierre.

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.

1.6.2 Presión de tratamiento

Como se observa en la figura 21, 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:

$$P_s = P_f + P_{ft} + P_{perf} - P_h$$

Donde:

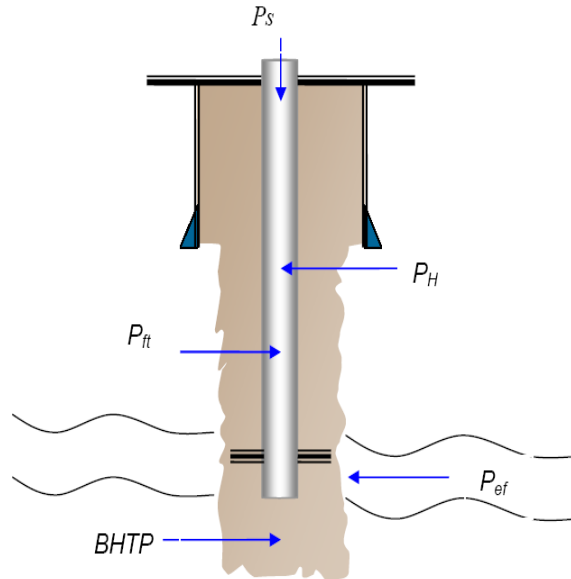
P_f = Presión necesaria para fracturar la formación y extender la fractura, Psi.

P_{ft} = Pérdidas por fricción en las tuberías, Psi.

P_{perf} = Pérdidas por fricción en las perforaciones, Psi.

P_h = Presión hidrostática, Psi.

Figura 21. Presiones involucradas en la hidráulica de fracturamiento



Fuente: Dorado J., Olivares F., 2006.²⁰

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.

1.6.3 Presión de fractura de la formación

También conocida como presión de tratamiento en el fondo o *BHTP* por sus siglas en inglés, 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:

²⁰ 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.

$$BHTP = G_f * D$$

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.

1.6.4 Pérdidas de presión a través de las perforaciones

Estas pérdidas de presión básicamente se deben 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:

$$P_{perf} = \left(\frac{\rho_m}{8090} \right) \left(\frac{Q}{A_r} \right)^2$$

$$A_t = \frac{\pi * d_{perf} * N_{perf}}{4}$$

Donde:

P_{perf} = Pérdidas 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} = Número de perforaciones, adimensional.

1.6.5 Presión Hidrostática

La presión hidrostática es aquella ejercida por la columna de fluido en el pozo.

Esta determinada solamente por la densidad del fluido y la profundidad como se muestra a continuación:

$$P_h = 0.052 * \rho_m * D$$

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.

1.6.6 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.

En este trabajo se muestra el método de Babcock²¹ debido a la fácil manipulación de sus correlaciones y por ser uno de los más utilizados en la industria. Este método utiliza el criterio de la velocidad crítica para determinar el régimen de flujo.

Dependiendo del medio por el cual se bombea el fluido de fracturamiento, ya sea por el anular, el casing o el tubing, el cálculo de las pérdidas por fricción total en las tuberías según Babcock se estiman mediante el uso de las siguientes ecuaciones:

- **Circulación a través del tubing o casing**

$$V_{prom} = \frac{24.5 * Q}{d_{int}^2}$$

$$V_{crit} = 1.969 \left[\frac{5 * (3470 - 1370 * n) * k'}{\rho_m} \right]^{\frac{1}{2-n}} * \left[\frac{3 * n + 1}{1.27 * d_{int} * n} \right]^{\frac{n}{2-n}}$$

²¹ Prokop and Kehle, "Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures". Drilling and Production Practices, API 1965

Flujo laminar:

$$P_{ft} = \left(\frac{k' * L}{300 * d_{int}} \right) * \left[\left(\frac{0.4 * V_{prom}}{d_{int}} * \frac{3 * n + 1}{n} \right) \right]^n$$

Flujo turbulento:

$$P_{ftA} = \left[\left(\frac{(\log n + 2.5) * \rho_m * V_{prom} * L}{4645029 * d_{int}} \right) * \left(\frac{19.36 * k' * \left(\frac{0.4 * V_{prom}}{d_{int}} * \frac{3 * n + 1}{n} \right)^n}{\rho_m * V_{prom}^2} \right)^{\frac{1.4 - \log n}{7}} \right]$$

• Circulación a través del espacio anular

$$V_{prom} = \frac{24.5 * Q}{d_{intC}^2 - d_{extT}^2}$$

$$V_{crit} = 1.969 \left[\frac{4.08 * (3470 - 1370 * n) * k'}{\rho_m} \right]^{\frac{1}{2-n}} * \left[\frac{2 * n + 1}{0.64 * (d_{intC} - d_{extT}) * n} \right]^{\frac{n}{2-n}}$$

Flujo laminar:

$$P_{ftA} = \left(\frac{k' * L}{300 * (d_{intC} - d_{extT})} \right) * \left[\left(\frac{0.8 * V_{prom}}{d_{intC} - d_{extT}} * \frac{2 * n + 1}{n} \right) \right]^n$$

Flujo turbulento:

$$P_{fiA} = \left[\left(\frac{(\log n + 2.5) * \rho_m * V_{prom}^2 * L}{3792669 * (d_{intC} - d_{extT})} \right) * \left(\frac{15.81 * k' * \left(\frac{0.8 * V_{prom} * 2 * n + 1}{d_{intC} - d_{extT} * n} \right)^n}{\rho_m * V_{prom}^2} \right)^{\frac{1.4 - \log n}{7}} \right]$$

Donde:

P_{fi} = Perdidas de presión por fricción en el tubing o en el casing, Psi.

P_{fiA} = Perdidas de presión por fricción en el anular, Psi.

V_{prom} = Velocidad promedio, ft/min.

$V_{critica}$ = Velocidad crítica, ft/min.

L = Longitud de la tubería, ft.

Q = Caudal total, gal/min.

d_{int} = Diámetro interno del casing o tubing, pulg.

d_{intC} = Diámetro interno del casing, pulg

d_{extT} = Diámetro externo del tubing, pulg.

n = Índice de comportamiento del fluido, adimensional.

k' = Índice de consistencia del fluido, (lb_f.segⁿ/100 ft²).

ρ_m = Densidad de la mezcla, lb/ft³.

Las condiciones que aplican para el cálculo de las perdidas de presión son las siguientes:

- Si la velocidad crítica $V_{critica}$ es mayor a la velocidad promedio V_{prom} corresponde a régimen laminar.
- Si la velocidad crítica $V_{critica}$ es menor a la velocidad promedio V_{prom} corresponde a régimen turbulento.

1.6.7 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:

$$HHP = 0.000583 * P_s * Q$$

Donde:

HHP = Potencia hidráulica, hp.

P_s = Presión de tratamiento, Psi.

Q = Tasa de inyección, gal/min.

1.7 Limitaciones del fracturamiento hidráulico

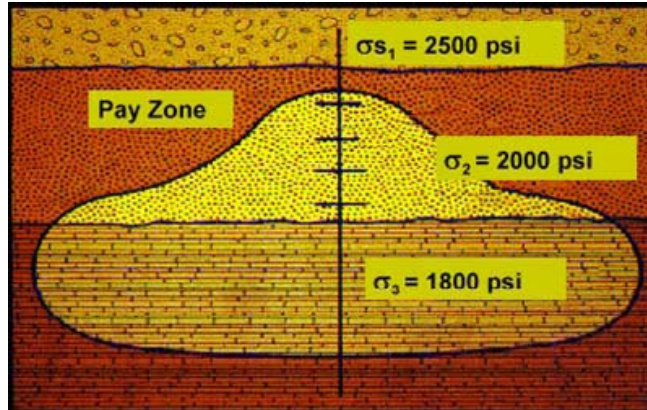
Existen diversas razones por las cuales el fracturamiento hidráulico deja de ser viable en su aplicación a un Campo. Entre estas se destacan:

1.7.1 Bajas respuestas de producción

Luego de realizar una operación de fracturamiento, se pueden presentar bajos resultados de producción por diversos factores, como son:

- La fractura se encuentra en la zona productora contactando solo una parte de esta. La mayor parte de la fractura contacta las formaciones adyacentes a la arena de interés. Esto se traduce en baja eficiencia del tratamiento y bajos caudales de producción. Este fenómeno se puede visualizar en la figura 19.
- Formación de múltiples fracturas paralelas que se encuentran separadas en diferentes zonas adyacentes, generando baja producción, y pérdida de fluidos y material propante. Este caso esta ilustrado en la figura 20.

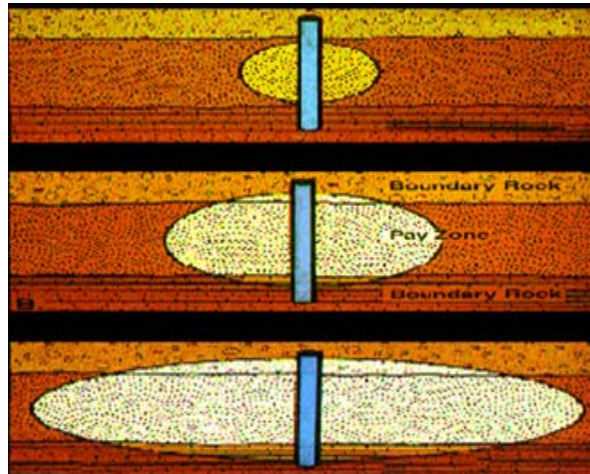
Figura 22. Crecimiento de la fractura por debajo de la zona de interés



Fuente: Seminario Fracturamiento Hidráulico. Bogotá D.C. 2005.⁹

- Inadecuada conductividad de fractura debido a la pobre suspensión del propante, baja limpieza del gel o incrustamiento debido a un mal diseño del fluido de fracturamiento. En estos casos se debe realizar otro fracturamiento remedial.

Figura 23. Crecimiento de fracturas paralelas en formaciones adyacentes



Fuente: Seminario Fracturamiento Hidráulico. Bogotá D.C. 2005.⁹

- Fracturas contactadas por zonas de agua. Este factor se puede controlar por medio de la instalación de tubulares sólidos expandibles, cementación remedial en la zona más profunda o instalación de empaques.

1.7.2 Fallas en el equipo

Esto puede ocurrir si se presenta alguna de las situaciones citadas a continuación:

- Inadecuado tamaño de la fractura empaquetada.
- Tamaño adecuado de la fractura, pero pobre conductividad debido a la baja cantidad de agente de soporte colocado.

1.7.3 Problemas en el pozo o en la fractura

Este problema es consecuencia directa de múltiples causas como pueden ser:

- Problemas en las perforaciones como baja densidad de cañoneo dependiendo de las condiciones de la zona de interés o al taponamiento de las perforaciones.
- Inadecuado ancho de fractura debido a tortuosidad en el pozo, exceso de múltiples fracturas a mitad del trabajo, pobre capacidad de transporte de material propante o cantidad de fluido lineal inadecuado.

2. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

El fluido de fracturamiento tiene como función principal transmitir la presión hidráulica desde las bombas hacia la formación con el fin de crear la fractura, extenderla hasta cierta longitud deseada, transportar y depositar el material propante dentro del orificio generado.

Luego de los primeros trabajos de fracturamiento la industria comenzó a evaluar diferentes tipos de fluidos y aditivos químicos, en la búsqueda de tratamientos más efectivos. Actualmente los fluidos de fracturamiento han realizado un mejor aprovechamiento de la potencia hidráulica logrando realizar operaciones exitosas en yacimientos considerados infracturables en el pasado.

En una operación de fracturamiento hidráulico la selección de un adecuado fluido de transporte es el factor más importante a considerar para el éxito de la operación. Su adecuada selección depende de un gran número de consideraciones previas al tratamiento las cuales surgen del análisis de las condiciones particulares del pozo y la formación, equipos disponibles, costos, entre otros.

2.1 PROPIEDADES DESEABLES EN UN FLUIDO DE FRACTURA

Un fluido de fracturamiento efectivo y adecuado para un tratamiento de fractura debe poseer las siguientes características:²²

- Compatibilidad con la formación.
- Capacidad para iniciar y propagar la fractura.

²² Bonilla, Fernando. 2006. "Fluidos de Completamiento y Fluidos de Fracturamiento". Tesis de Grado. Universidad Surcolombiana USCO.

- Ser fácil de manejar en superficie.
- Transportar el material propante a la fractura.
- Minimizar la fricción tubular
- Prevenir la decantación de material de soporte hacia el fondo de la fractura.
- Minimizar pérdidas de fluido.
- Facilitar su recuperación y limpieza.

Figura 24. Análisis de las propiedades del fluido en laboratorio



Fuente: <http://www.weatherford.com.htm>.

Es muy difícil que un fluido de fractura reúna todas estas características pero actualmente se busca que el fluido cumpla de la mejor manera posible con las características necesarias y a su vez cause el menor daño posible a las formaciones donde son utilizados. Todas las propiedades de los fluidos de fracturamiento son analizadas en laboratorios especializados como ilustra la figura 24.

2.1.1 Compatibilidad con la formación

Esta es la característica más crítica y necesaria en la operación de fracturamiento hidráulico. Dentro de los problemas frecuentes que se presentan por la carencia de incompatibilidad están: Hinchamiento de 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 el lugar de la estimulación, precipitaciones orgánicas e inorgánicas, nubosidades debido a la presencia de parafinas que al solidificarse se depositan taponando el flujo, entre otras.

2.1.2 Estabilidad

La estabilidad es otro aspecto crítico debido a que un fluido que rápidamente pierde su viscosidad por degradación térmica, no es aplicable en pozos con elevada temperatura. Es deseable que el fluido mantenga sus propiedades viscosas a través de todo el tratamiento a la temperatura y condiciones de fondo del pozo.

2.1.3 Eficiencia y bajas pérdidas de filtrado

El fluido de fractura 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 fluido. 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 no es capaz de crear el volumen de fractura deseado, de transportar en forma óptima el propano ni de lograr la penetración deseada.

2.1.4 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 profundidad de la fractura.

2.1.5 Suficiente viscosidad

Este factor es muy importante ya que la viscosidad debe proveer buena capacidad al fluido para desarrollar la geometría de la fractura adecuada y suficiente para movilizar adecuadamente el propante y permitir una penetración profunda junto con la densidad. Sin embargo, los efectos de la viscosidad pueden generar algunas consecuencias indeseables como el arrastre de arenas indeseables que pueden taponar el flujo en las fracturas.

Figura 25. Alta capacidad de suspensión aun después de 3 horas en estado estático



Fuente: Schlumberger, 2007.

2.1.6 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.

2.1.7 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 debido a que ocasiona un aumento en la potencia de bombeo y no puede ser bombeado tan fácilmente. Por esta razón es deseable que el fluido genere pocas pérdidas por fricción. 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.

2.1.8 Preparación simple y segura

Esta característica esta 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 mas simple posible siempre y cuando las condiciones del tratamiento lo permitan.

2.2 TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO^{14,23}

Existen básicamente tres tipos de fluidos de fracturamiento utilizados en la industria, los cuales se clasifican de acuerdo al fluido base que los compone. Estos son:

- Fluidos base agua
- Fluidos base hidrocarburo
- Geles de fracturamiento

2.2.1 Fluidos base agua

Este tipo de fluidos es el más comúnmente utilizado para crear fracturas debido a que posee excelentes propiedades para el transporte del material de soporte y control del filtrado, y alta afinidad a las condiciones de yacimiento, lo cual los hace muy adaptables a casi todo tipo de formación, además de su fácil preparación y manipulación en el campo.

Dada la alta disponibilidad del agua en casi cualquier locación, estos fluidos son altamente económicos y no presentan ningún problema respecto a riesgos de incendio. Otras de sus propiedades importantes es la alta densidad que permite reducir la potencia de bombeo respecto a los fluidos base hidrocarburos.

Con el fin de mejorar las propiedades del agua como fluido fracturante, múltiples productos gelificantes son utilizados para incrementar su viscosidad. Inicialmente se utilizaron productos naturales de origen vegetal como lo son la goma Guar y las celulosas simples¹³. Hoy en día se utilizan productos más sofisticados que se

²³ Castañeda, D. 2008. "Determinación y Análisis de un Fluido de Fractura Óptimo". Tesis de Grado. Universidad Industrial Santander

adaptan mejor a los requerimientos de presión y temperatura de pozo, y que producen menor cantidad de residuos en la formación.

Figura 26. Fluido de fracturamiento base agua



Fuente: <http://www.weatherford.com.htm>.²⁴

Si las propiedades del agua utilizada en estos fluidos no son identificadas correctamente antes de su preparación, se pueden presentar ciertos problemas operacionales que posiblemente generen un impacto negativo en tratamiento, como lo son:

- El fluido no alcanza las propiedades deseadas al mezclarse con el polímero.
- Apariencia muy reticulada o heterogénea.
- Inestabilidad y poca consistencia.
- Altas cantidades de residuos.

El fracturamiento se realiza en dos etapas en las que se utilizan dos tipos diferentes de fluidos: un fluido lineal y un fluido activado.

²⁴ <http://www.weatherford.com.htm>

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, la cual se extiende o propaga por si sola. Este gel lineal esta compuesto por:

- Fluido base
- Bactericidas y control de arcillas
- Agente gelificante
- Control del pH

b). **Fluido Activado**

Este fluido 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 ha 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 típica es la siguiente:

- Gel lineal
- Control de pH
- Material propante
- Agente activador
- 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.

2.2.2 Fluidos base hidrocarburo

Este tipo de fluidos surge de la necesidad de no provocar alteración significativa sobre las formaciones altamente sensibles a soluciones acuosas cuando el fluido de fracturamiento entra en contacto con ellas.

En las operaciones de fracturamiento hidráulico los fluidos base aceite utilizan comúnmente petróleo debido a su alta disponibilidad ya que puede ser obtenido del pozo que se va a intervenir o de otros cercanos.

Figura 27. Fluido de fracturamiento base hidrocarburo



Fuente: <http://www.halliburton.com>.²⁵

²⁵ <http://www.halliburton.com.htm>

Existen varios inconvenientes al realizar tratamientos con este tipo de fluido. Uno de ellos es la baja potencia hidráulica obtenida para fracturar, dado que se produce un excesivo consumo de la potencia disponible lo que obliga a utilizar bombas de mayor capacidad y generar mayores costos de equipo y consumo de energía. Además, no se obtienen anchos de fractura considerables y se presenta una excesiva velocidad de decantación de los materiales de soporte, especialmente a altas temperaturas lo que trae como consecuencia el incremento en las posibilidades de arenamiento. Lo anterior conlleva a sistemas de fracturas únicamente en las zonas menos profundas y gradientes de fractura bajos. Otro aspecto negativo es su alto costo respecto al fluido base agua y su inflamabilidad.

Se han desarrollado productos reductores de fricción que al ser adicionados en el fluido, ayudan a contrarrestar la fricción generada a altos caudales lo que permite disminuir las presiones de bombeo y consumos de energía.

Cuando se utiliza el crudo de una formación es necesario agregarle aditivos para mejorar su eficiencia. La alta pérdida de filtrado que presentan no permite generar fracturas de gran extensión, por lo que hay que utilizar aditivos de control de filtrado a una concentración adecuada como medio de control.

2.2.3 Geles de fracturamiento

Con los continuos avances en los fluidos de fracturamiento, se introdujeron los fluidos de fractura gelificados para mejorar o semejar las características de los fluidos base agua y/o fluidos base hidrocarburo. Un gel de fracturamiento es un sistema donde están presentes dos o más componentes: un coloide hinchado y disperso, y una fase líquida que puede llegar a ser aproximadamente el 95% de la solución.

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.

Entre este tipo de fluidos podemos encontrar los geles base hidrocarburos, ácidos gelificados, fluidos emulsionados, fluidos espumados, geles reticulados y geles de reticulación retardada.

- **Geles base hidrocarburo**

Esta clase de geles son de alta viscosidad y tienen 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. Poseen las siguientes ventajas:

- Excelente capacidad de transporte del material de soporte.
- 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 aún 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.

- **Ácidos gelificados**

Los ácidos gelificados más comunes consisten en la hidratación de derivados celulósicos directamente en una solución ácida o en agua. Este tipo de fluidos deben ser considerados para la estimulación de pozos que requieren fracturas de gran longitud. Además, pueden obtenerse penetraciones profundas de ácido reactivo y buena estabilización de arcillas.

El mecanismo retardante de estos ácidos se basa en la baja velocidad de renovación del ácido que contacta la superficie reactiva de la formación. De esta forma el ácido reacciona completamente una vez que se ha roto el gel y se ha reducido su viscosidad. Estos sistemas ofrecen las siguientes ventajas:

- Buen retardo del ácido antes de la ruptura del gel.
- Alta viscosidad y adecuada estabilidad.
- Buen transportador del material de soporte.
- Estabilización de las arcillas.
- Baja cantidad de residuos sólidos.
- Buen control de filtrado.
- Propiedades no emulsificantes.
- Disminuye la corrosión.
- Baja pérdida de carga.
- Alta penetración del tratamiento.

En toda operación de fracturamiento cuando el material de soporte es depositado en la fractura, la función del fluido de fracturamiento termina, por lo que es necesario traer este fluido a superficie antes de poner a producción el pozo. Para realizar esta operación se requiere que el fluido tenga la menor viscosidad posible, con el fin de que pueda ser desalojado o expulsado fuera de la fractura a través de la distribución del material de soporte.

- **Fluidos emulsionados**

Esta clase de fluido 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 perdidas por fricción y bajas perdidas de fluido. En la emulsión 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 disuelven ciertos compuestos indeseables de tipo asfáltico, mejorando la productividad.

- **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.

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 de 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.

- **Geles reticulados**

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.

Figura 28. Gel reticulado



Fuente: <http://www.schlumberger.com>.²⁶

- **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.

²⁶ <http://www.schlumberger.com.htm>

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 del material propante. En ambos casos existirán problemas como la pérdida de viscosidad o la excesiva sedimentación del material de soporte 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.

2.3 ADITIVOS UTILIZADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Muchos productos adicionales han sido descubiertos y utilizados para optimizar las características del fluido de fracturamiento. Es recomendable verificar siempre la compatibilidad de cada aditivo con la formación y sus fluidos, con el fin de evitar daños irreversibles que luego generen mayores costos de reparación.

Entre los aditivos más comunes están: bactericidas, estabilizadores de arcilla, soluciones buffer, surfactantes, polímeros, reticuladores y rompedores. En un solo fluido generalmente utilizan varias clases de aditivos, sin embargo, se recomienda mantener el fluido de fractura lo más simple y sencillo posible.

2.3.1 Bactericidas o biocidas

Son agregados al fluido de fracturamiento para detener el crecimiento de bacterias en la formación. De igual forma previenen la degradación de los

polímeros utilizados como gelificantes cuando el fluido de fractura es almacenado en los tanques antes de la operación, debido a que son consumidos por las bacterias. El defecto de un ataque bacteriano no solo disminuye la viscosidad de los fluidos, reduciendo el peso molecular del polímero base, sino que además pueden permitir la formación de sulfuro de hidrogeno H_2S , un gas extremadamente peligroso.

Son utilizados generalmente para controlar las bacterias. Los bactericidas no son necesarios en fluidos base aceite ni en ácidos gelificados dado que el contenido bacterial se encuentra únicamente en el agua que ha sido contaminada desde la fuente o en los tanques de almacenamiento.

2.3.2 Inhibidor o estabilizador de arcillas

Los inhibidores de arcillas previenen la dispersión o hinchamiento de las partículas de arcilla sensibles al agua que se encuentran en algunas formaciones. Estos aditivos generan compatibilidad permanente o temporal con el agua. Soluciones de bajas concentraciones de ácido clorhídrico son suficientes para minimizar el daño provocado por el fluido de fractura en la formación.

2.3.3 Controladores de pH

Son soluciones que permanecen estables a cualquier cambio de temperatura, adición de ácidos o bases. Estas soluciones controlan el pH durante las reacciones de hidratación del polímero y reticulación que ocurren en el fluido de fracturamiento. Los controladores de pH son componentes importantes debido a que algunos fluidos son muy sensibles al pH, especialmente los fluidos base agua.

2.3.4 Surfactantes

Los surfactantes son compuestos que reducen la tensión interfacial o la fuerza existente en la interfase entre dos fluidos inmiscibles como lo son el fluido de fractura y el crudo de la formación. Cuando se agregan a un fluido acuoso las moléculas de surfactante se combinan para formar estructuras más grandes conocidas como micelas. Este tipo de compuestos son utilizados en la mayoría de los tratamientos de fractura de manera que se prevenga la formación de emulsiones y se obtenga un mayor recobro.

2.3.5 Polímeros o gelificantes

Muchos polímeros solubles en agua pueden ser usados para mantener una viscosidad que sea capaz de transportar el material propante a diferentes temperaturas. Uno de los primeros polímeros utilizados fue la goma Guar la cual proviene de una semilla de donde es extraído y pulverizado. Cuando el polvo es agregado al agua las partículas se hidratan e inflan.

Figura 29. Fluido gelificado



Fuente: Schlumberger, 2007.

En el yacimiento la acción de la temperatura y agentes químicos hacen que la goma guar sea el producto que mayor cantidad de residuos forma cuando el fluido se degrada. Estos resultados son obtenidos por medio de pruebas de laboratorio en donde se estudia la química y la reología de los fluidos de fracturamiento al adicionar alguno de los aditivos que se mencionan en el presente capítulo.

Existen múltiples opciones de sustancias gelificantes las cuales se utilizan de acuerdo a las condiciones del tratamiento y generan mejores condiciones del tratamiento. Entre los productos más usados como gelificantes en fluidos base agua están:

- Goma Guar.
- Hidroxietil Celulosa HCE.
- Hidroxipropil Guar HPG.
- Carboximetil Hidroxipropil Guar CMHPG.
- Carboximetil Celulosa CMC.
- Carboximetil Hidroxipropil Celulosa CMHPC.
- Poliacrilamida PAA.
- Xantan XC.

Comercialmente se encuentran modificaciones de estos productos con los que se logra una mejor capacidad de transporte, especialmente a altas temperaturas.

2.3.6 Agentes reticuladores

Los agentes reticuladores son utilizados en gran cantidad de trabajos de fracturamiento dado que proveen buena capacidad de transporte del material propante, buena reología y bajas pérdidas por filtrado, por medio del aumento de la viscosidad. Su viscosidad disminuye cuando el fluido se descompone al finalizar la operación por alteración del pH o por acción de la temperatura, de

manera que se obtiene una mayor limpieza de la fractura. Este tipo de aditivos son altamente efectivos en yacimientos de alta y baja permeabilidad.

2.3.7 Rompedores

Son importantes debido a que permiten la degradación del gel dentro de la fractura en la etapa final del fracturamiento hidráulico. El rompedor se encarga de modificar los parámetros del surfactante, las micelas colapsan, la viscosidad disminuye y mejora el flujo de retorno del fluido de fractura. El rompedor actúa sobre la molécula dividiéndola, rompiendo los enlaces del polímero base del fluido de fractura, disminuyendo su peso molecular y por lo tanto disminuyendo la viscosidad de la solución, ya que las cadenas son más pequeñas.

El éxito del fracturamiento hidráulico depende del control que se tenga sobre la degradación de la viscosidad del fluido de fractura. Si la degradación ocurre muy pronto, no hay aumento de la permeabilidad de la formación y el propano queda depositado en la entrada de la fractura produciéndose arenamiento.

3. MATERIAL PROPANTE O AGENTES DE SOPORTE

Estudios posteriores a los primeros trabajos comerciales de fracturamiento revelaron que el efecto del incremento de la producción decrecía rápidamente con la producción, lo que indujo a pensar que con el tiempo la fractura volvía a cerrarse quedando el pozo en condiciones casi originales. Para evitar este cierre se introdujo la técnica de inyectar el fluido fracturante cargado con material granular de manera que actúe como agente de sostén de las paredes de la fractura.

Estos agentes granulares son llamados propantes y varían en composición desde simple cuarzo hasta materiales cerámicos de alta resistencia, clasificados por su forma, tamaño, resistencia, entre otras características. Estos agentes se sostén 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.

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

- Ayuda a mantener abierta la fractura
- Crea canales de alta permeabilidad dentro de la formación
- Poseen una buena resistencia a la compresión

Con el fin de obtener materiales de soporte de alta calidad, se han diseñado y evaluado una gran variedad de materiales entre los que se destacan esferas plásticas, esferas de vidrio y aluminio, cáscaras de nuez, arenas recubiertas de resina, bauxita y fundiciones de zirconio.

La efectividad del fracturamiento depende de la capacidad de flujo creada por el material de soporte en la fractura y de la resistencia que tiene el material para mantenerla abierta. Esto ha sido verificado en numerosos tratamientos donde la producción ha presentado un significativo aumento y se ha mantenido estable por largos periodos de tiempo.

3.1 TIPOS DE MATERIAL PROPANTE

La arena es conocida como el material de soporte más convencional y de mayor uso. Con el desarrollo de las nuevas tecnologías, los materiales de soporte son más resistentes y capaces de soportar las altas presiones de confinamiento en el fondo del pozo.

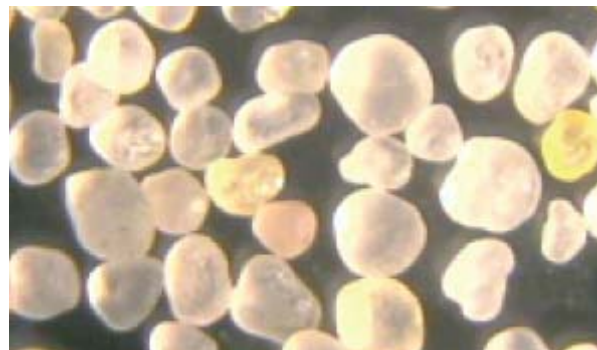
Dentro de los propantes más comunes encontramos: Arena, bolas de aluminio, cristales de vidrio de alta resistencia, cáscaras de nuez, cristales sintéticos, bauxita, propantes de resistencia intermedia y de alta resistencia.

3.1.1 Arena

La arena fue el primer material propante utilizado. Es un material frágil, que posee mayor capacidad de flujo cuando se disminuye su diámetro. Es ampliamente utilizado y exitoso en todo tipo de yacimientos. Entre sus principales ventajas están su bajo costo comparado con los otros tipos de material propante y amplia disponibilidad.

Cuando la arena es sometida a esfuerzos de confinamiento, 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 finas no deseables pueden bombearse hacia la fractura generando disminución en la conductividad. La composición y propiedades de la arena generalmente son las mismas sin importar su procedencia, aunque pueden variar muy levemente según el fabricante o la fuente de extracción sin tener una diferencia considerable.

Figura 30. Arena 20/40



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

3.1.2 Cáscaras de nuez

Este tipo de propantes permite obtener una distribución de una sola capa de material propante dentro de la fractura, proporcionando una mejor capacidad de flujo y reduciendo el problema de yacimientos con baja resistencia al incrustamiento. A pesar de esto las cáscaras de nuez son poco utilizadas en operaciones de fracturamiento hidráulico debido al desarrollo de nuevos productos que permiten tener mejores condiciones de flujo en la fractura y mantenerlas por un mayor tiempo.

3.1.3 Bolas de aluminio

Son propantes adecuados para cualquier profundidad mayor a 6000 ft y sus ventajas son similares a las cáscaras de nuez. Su mayor limitación consiste en el alto grado de corrosión al entrar en contacto con agua salada a alta temperatura. 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 lo son los propantes cerámicos.

Figura 31. Cáscaras de nuez



Fuente: <http://www.chipaxa.com>.²⁷

3.1.4 Cristales de vidrio

Presentan mayor resistencia a la ruptura que la arena. Se utilizan como material de sostén para formaciones duras y sujetas a una mayor presión de confinamiento. Sus limitaciones 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. Cuando los cristales de vidrio se rompen, se convierten en material pulverizado y no en partículas pequeñas como

²⁷ <http://www.chipaxa.com/imagenes/abom-1.jpg>

la arena, generando cierre de la fractura y pérdida significativa de la conductividad.

Figura 32. Bolas de aluminio



Fuente: <http://www.asia.ru/Catalog/>²⁸

3.1.5 Bauxita

Figura 33. Bauxita



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

²⁸ Fuente: <http://www.asia.ru/Catalog/>

La bauxita es conocida como un propante 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. Es conocida por sus buenos resultados en formaciones duras con permeabilidad media y en zonas profundas de baja permeabilidad. El principal limitante de este tipo de propantes es su alto costo en comparación con los demás por cual se debe realizar un riguroso análisis económico cuando se deseen utilizar.

3.1.6 Arenas recubiertas con resinas

Figura 34. Arena recubierta con resina CarboProp® en varios tamaños



Fuente: <http://www.carboceramics.com>.²⁹

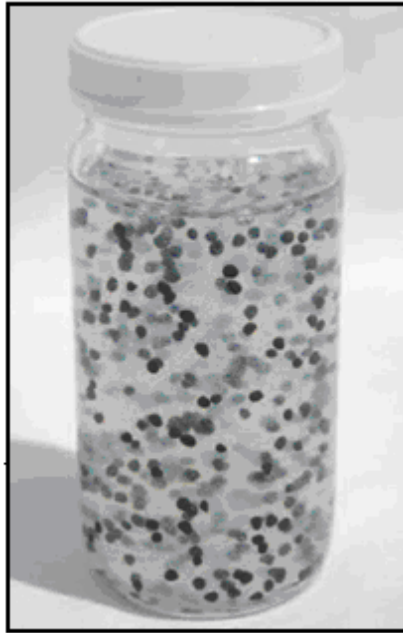
Estos materiales son conocidos como propantes de resistencia intermedia, es decir, que sus propiedades de resistencia y capacidad de flujo son excepcionales para pozos que ubicados a profundidades intermedias con un rango de presión de confinamiento entre 3000 y 8000 Psi. Las arenas recubiertas de resinas son arenas más resistentes y de mejores propiedades. Además, pretenden ser una clase de material de soporte con características intermedias entre la arena común y los agentes de sostén de alta resistencia.

Las arenas recubiertas una vez ubicadas en la fractura se adhieren entre sí, constituyendo un medio poroso fijo y compacto. Estos materiales son

²⁹ <http://www.carboceramics.com/English/theory/techpres.html>.

particularmente útiles en el fracturamiento de pozos de gas o en aquellos donde se produce un excesivo retorno de propante luego del fracturamiento. Son utilizados en profundidades altas o intermedias.

Figura 35. Propante liviano o de baja densidad MonoProp®



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

3.1.7 Propantes livianos y ultralivianos

Son propantes de alta resistencia y baja densidad como se puede observar en la figura 33. Debido a su baja densidad, son fáciles de colocar en la fractura con fluidos de baja viscosidad y permiten lograr una distribución uniforme de las partículas. Estos propantes son también resistentes a interacciones químicas con los fluidos de yacimiento permitiendo buenos valores de conductividad por un tiempo prolongado.

3.1.8 Propantes de alta resistencia

Estos materiales son generalmente usados en pozos profundos. Presentan el inconveniente de su elevado costo comparado con los otros materiales y su alta densidad. Estos propantes están constituidos por cerámicos de alta resistencia o bauxita sinterizada. Pueden ocasionar problemas en cuanto al incremento de las posibilidades de decantación en la fractura y en equipos de superficie.

Los propantes cerámicos de este tipo desarrollados últimamente son un poco más económicos que la bauxita y de una calidad similar a esta. Con esto se ha logrado reducir la gran incidencia del costo del material de soporte sobre el valor total de la operación.

3.2 SELECCIÓN DEL MATERIAL DE SOPORTE

El material propante debe mantener abierta la fractura y proveer un adecuado canal de flujo a los fluidos que se produce. La primera función está ligada a la resistencia del material de soporte y a su relación la formación cuando entra en contacto con esta. La segunda función está relacionada al tamaño del propante, densidad superficial, forma de transporte y resistencia a esfuerzos.

En la selección del material de soporte se deben tener en cuenta todos los aspectos anteriores además de la presión de confinamiento a la que estará sometido dentro de la fractura. Todos los aspectos anteriores se deben estudiar detenidamente para escoger un propante idóneo que permita el éxito de la operación.

Análisis granulométrico, concentración, ancho del empaquetado, resistencias a esfuerzos, resistencia química, composición y otras propiedades que influyen en el desempeño del propante, se pueden estudiar mediante pruebas de laboratorio

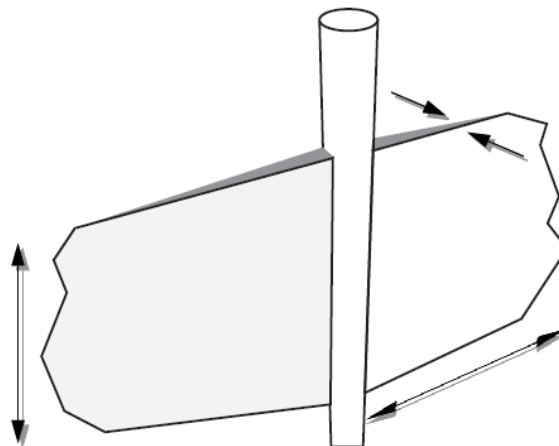
que serán descritas en el capítulo 4. Una ampliación de todas las propiedades del material propante así como los criterios que se tienen en cuenta para la selección de dicho material se desarrolla en los capítulos 5, 6 y 7 del presente trabajo.

3.3 CONDUCTIVIDAD DEL MATERIAL PROPANTE

La conductividad o capacidad de flujo de la fractura, se puede definir como la habilidad de la fractura de permitir el paso de los fluidos provenientes de la formación, desde la cara de la fractura hasta el pozo, principal característica a desarrollar a través de la operación del fracturamiento hidráulico.

La conductividad de la fractura depende de dos factores, el ancho de la misma y la permeabilidad que el propante le imprime a la fractura. El ancho de la fractura depende del tamaño del propante, la presión de confinamiento, la dureza de la formación y la resistencia a la ruptura. La permeabilidad de la fractura se ve afectada por la porosidad de la fractura, que a su vez depende de la concentración, angulosidad y distribución del propante dentro de la fractura.

Figura 36. Dimensiones de la fractura empaquetada



Fuente: Valko, P., Norman, L., Daneshy, 1986.¹⁰

La conductividad del material propante o conductividad de la fractura puede ser calculada como el producto de la permeabilidad y el espesor de la fractura representada por la siguiente ecuación:

$$C_f = k_{frac} * w_{frac}$$

Donde:

k_{frac} = Permeabilidad de la fractura, md.

w_{frac} = Espesor de la fractura, ft.

Del valor de conductividad depende en buena parte el índice de productividad obtenido. Si se quiere aumentar la conductividad de fractura se pueden realizar cualquiera de los siguientes procedimientos:

- Aumentar la concentración del material propante para producir una fractura más ancha.
- Utilizando un material de soporte de mayor tamaño para incrementar la permeabilidad.
- Empleando un material propante de resistencia más alta para reducir el incrustamiento.

Dado que no es posible conocer la geometría de la fractura exactamente, la conductividad no se puede medir con gran exactitud por ningún método directo.

Análisis de presiones build-up o métodos microsísmicos³⁰ pueden utilizarse para obtener las dimensiones de la fractura de manera indirecta.

3.3.1. Conductividad adimensional de la fractura

La conductividad adimensional de la fractura³¹ se conoce como la relación existente entre la capacidad de flujo de la fractura o conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación, propiedad definida por Economides y colaboradores.³² La conductividad adimensional se puede calcular usando la expresión:

$$C_{fD} = \frac{w * k_{frac}}{\pi * k * X_{frac}} = \frac{C_{frac}}{\pi * k * X_{frac}}$$

k_{frac} = Permeabilidad de la fractura, md.

w_{frac} = Espesor de la fractura, ft.

k = Permeabilidad de la formación, md.

X_{frac} = Media longitud de la fractura, ft.

Se debe notar que la obtención de valores altos de conductividad no siempre significa altas capacidades de flujo en la fractura, sino que también puede significar que las dimensiones de la fractura, específicamente el espesor es muy grande al tiempo que la fractura presenta una baja permeabilidad. Por esta razón se deben considerar tanto las dimensiones y geometría de la fractura, como su permeabilidad por separado.

³⁰ Weaver, J., Parker, M., and Van Batenburg, D.. 2007. "Fracture-Related Diagenesis May Impact Conductivity", Paper SPE 98236.

³¹ J.C. Gottschling. 2005. "Analysis of Non-API Industrial Sands for Use in Hydraulic Fracturing". Paper SPE 98019.

³² W.T Stephens, S.K Schubart. 2007. "Behavior of Proppant Under Cyclic Stress" Paper SPE 106365.

4. MEDICIONES DE CONDUCTIVIDAD DEL PROPANTE CON BASE EN LA NORMA API RP 61

Las pruebas de conductividad recrean el flujo a través de la fractura la cual esta siendo sostenida por el material propanante ubicado en su interior. Estas pruebas realizadas en laboratorio permiten evaluar la capacidad de flujo de la fractura después de un trabajo de fracturamiento hidráulico.

La medición de conductividad del propanante en laboratorio esta fundamentada en la norma API RP 61³³ desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo API. Esta norma estándar fue publicada en el año 1989 y su propósito es establecer procedimientos y condiciones estándar para el desarrollo de estas pruebas de manera que puedan ser realizadas por la industria bajo los mismos criterios.

Los resultados de la pruebas de conductividad basados en esta norma pueden ser comparados bajo los mismo parámetros y condiciones permitiendo repetibilidad y reproducibilidad.

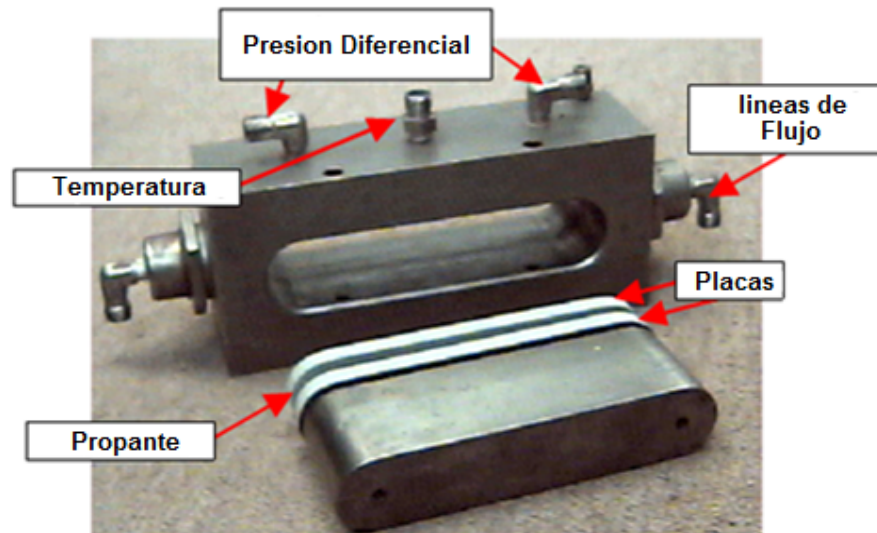
4.1 FUNDAMENTO DE LA PRUEBA DE CONDUCTIVIDAD

La prueba de conductividad se realiza por medio de la celda de conductividad API. 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

³³ API RP 61, "Recommended Practices for Evaluating Short Term Proppant Pack Conductivity", First Edition, October 1989.

más externos son utilizados para medir la caída de presión entre esos dos puntos. La celda de conductividad API se muestra en la figura 35.

Figura 37. Celda de conductividad API



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

Una 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 de yacimiento. Solamente se utiliza una fase fluuyente a través del medio poroso y de manera que se obtenga flujo darcy.

La celda de conductividad API se fundamenta en la ley de Darcy³⁴ por medio de la cual se puede calcular la permeabilidad del material propante en la fractura y junto con las dimensiones de la celda, obtener los valores de conductividad. De esta

³⁴ Darcy, H. 1856. "Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon" Dalmont Paris

manera se tienen todos valores que satisfacen la ley de darcy que se muestra a continuación:

$$v = -k/\mu \Delta p/\Delta L$$

Donde:

μ = Viscosidad del fluido

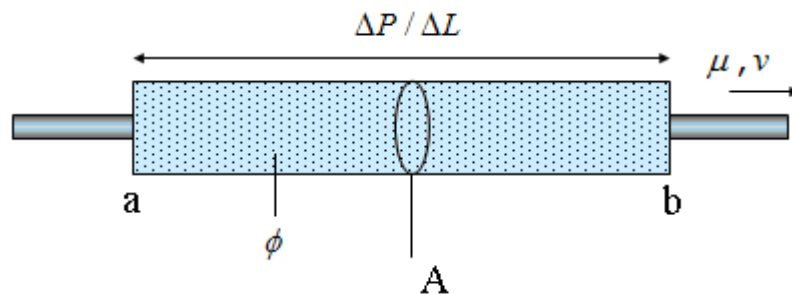
v = Velocidad superficial del fluido

k = Permeabilidad del medio poroso

$\Delta P / \Delta L$ = Caída de presión por unidad de longitud

Dado que todos los valores anteriores son conocidos y se obtienen durante la prueba, se pueden calcular los valores de permeabilidad k para el propante. La ley de darcy aplicada a la celda de conductividad es ilustrada en la figura 36.

Figura 38. Representación grafica de la ley de Darcy



Fuente: <http://www.wikipedia.com>.³⁵

La ley de darcy es la expresión fundamental del movimiento de fluidos en medio poroso. El propante que se utiliza en la prueba debe tener igual concentración,

³⁵ <http://www.wikipedia.com.html>.

distribución de tamaño y calidad que el propante utilizado en el fracturamiento hidráulico.

4.2 MATERIALES Y EQUIPO A UTILIZAR

Las pruebas de conductividad requieren el uso de gran número de equipos y materiales, todos de gran importancia y alto costo los cuales se enumeran a continuación:

- Unidad de prueba
- Prensa hidráulica
- Dispositivo de medición de espesores
- Sistema conductor del fluido
- Indicador de presión
- Regulador de presión
- Balanza
- Fluido de prueba
- Material propante
- Contralor de temperatura
- Dispositivo medidor de presiones

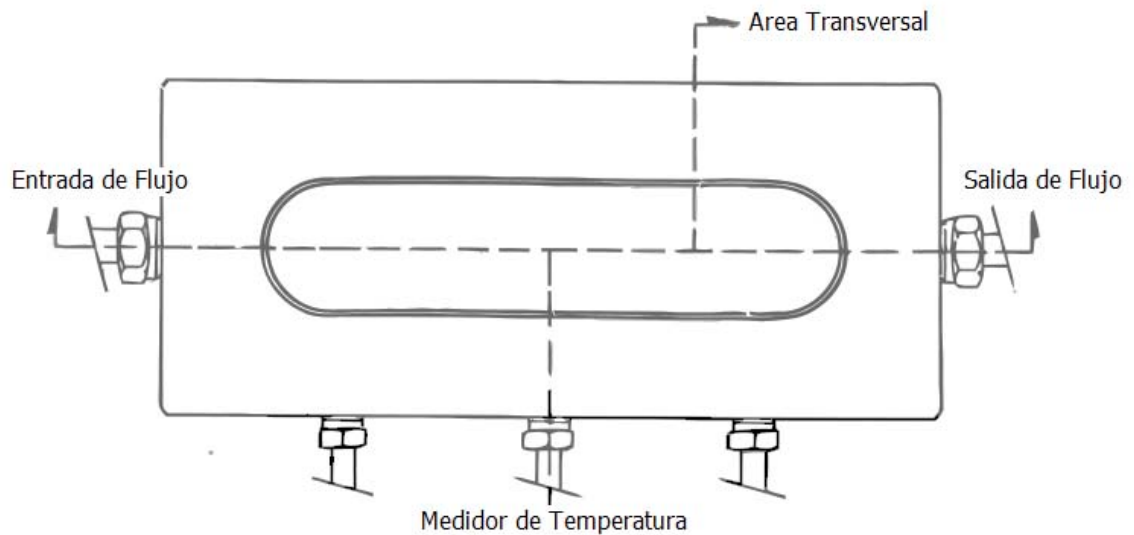
4.2.1 Unidad de prueba

La unidad de prueba o cámara principal, esta compuesta de varias partes:

- Cámara principal
- Pistones
- Placas metálicas
- Filtros

La cámara principal es el corazón de la celda de conductividad API debe tener un diseño tal que permita un flujo lineal a través del compartimiento metálico y dos orificios horizontales en sus extremos que permitan la entrada y salida del flujo a la celda. Las figura 37 muestra las especificaciones de la celda de conductividad.

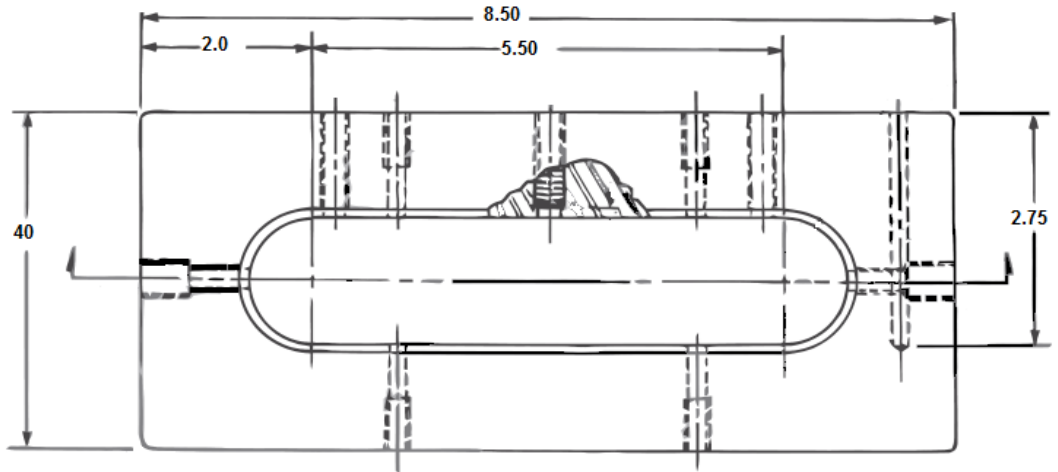
Figura 39. Vista superior de la celda de conductividad API



Fuente: API RP 61.³¹

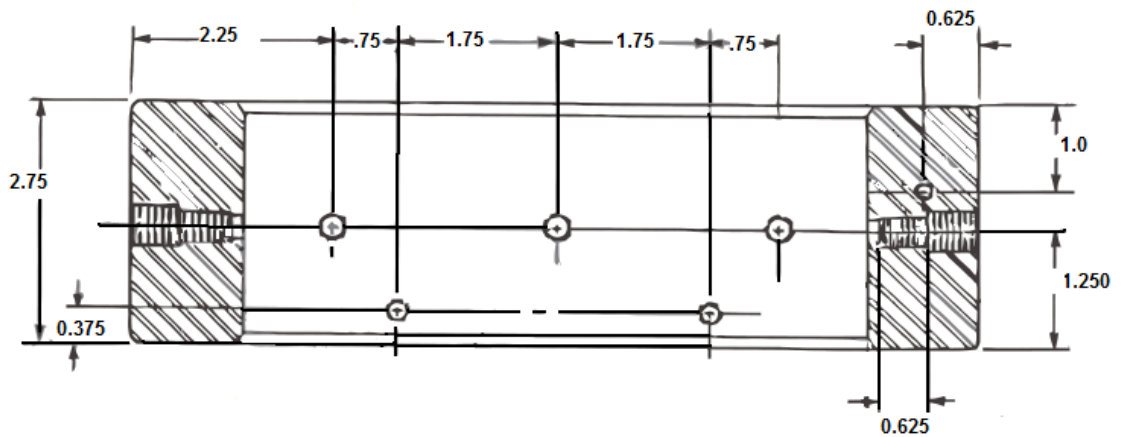
La celda debe tener un área transversal de 10 pulg² disponible para la ubicación del material propante. Las dimensiones internas y externas de la celda se ilustran en las figuras 38 y 39.

Figura 40. Dimensiones de la cámara principal, vista superior



Fuente: API RP 61.³¹

Figura 41. Dimensiones de la cámara principal, vista frontal

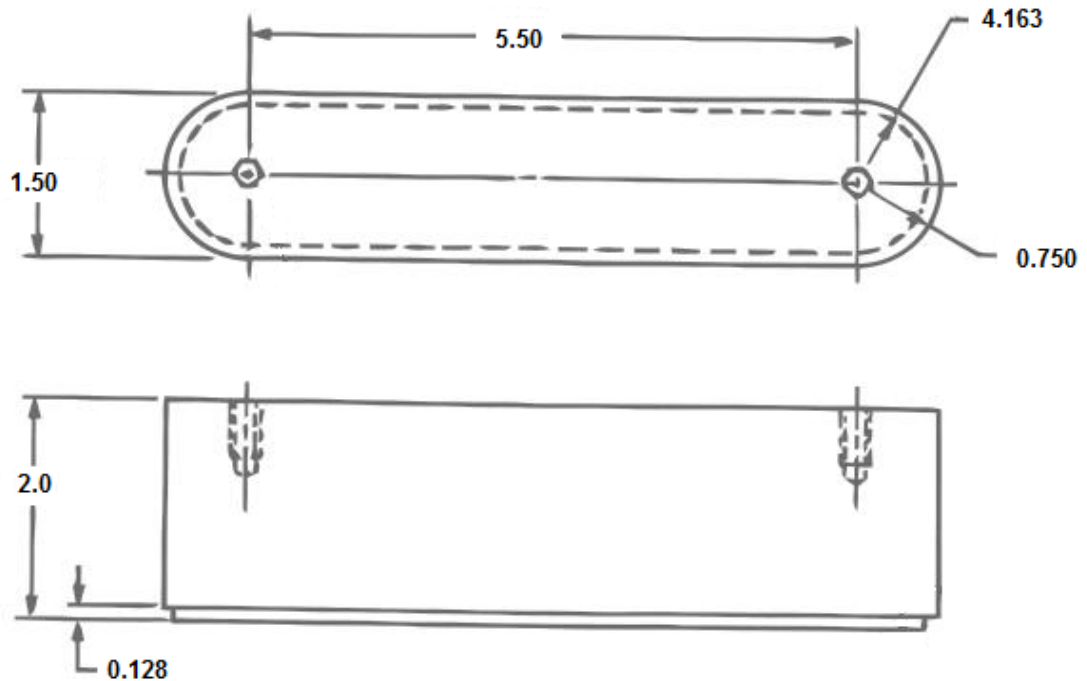


Fuente: API RP 61.³¹

La celda debe tener además dos pistones similares al de la figura 40, y dos placas metálicas que separen el propante de la superficie de los pistones. Las dimensiones de los dos pistones, uno superior y uno inferior se ilustran en las figuras 40, 41, 42 y 43. 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.

Figura 42. Dimensiones del pistón



Fuente: API RP 61.³¹

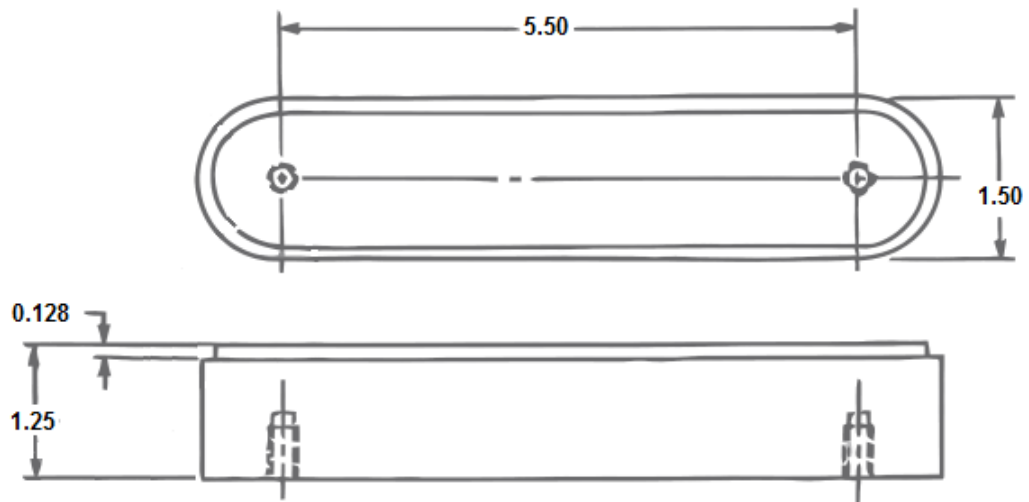
Los filtros deben ser ubicados en los tres orificios superiores y en los laterales de manera de que contenga el material propante. Estos filtros deben ser construidos con malla de acero inoxidable de 0.125 pulg. Los tamaños nominales de retención deben ser de 3 a 10 μm para el orificio de salida y 65 μm para todos los demás.

4.2.2 Prensa hidráulica

Este dispositivo es utilizado para ejercer presión de confinamiento sobre los pistones para que a su vez sea transmitida al material propante en la celda. Para este fin la unidad de prueba se coloca entre las placas circulares de la prensa.

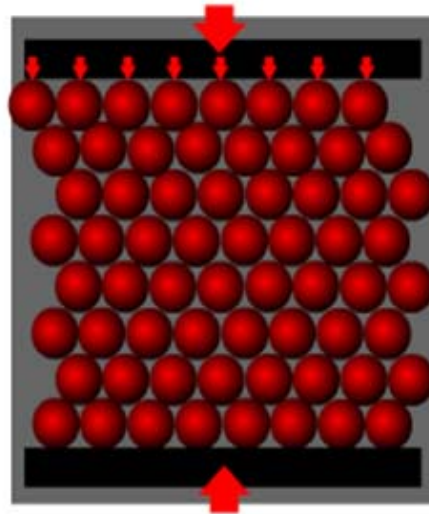
Para garantizar la distribución uniforme de los esfuerzos, las superficies de los pistones y las placas metálicas ubicadas entre el pistón y el material propante deben ser totalmente lisas y paralelas entre sí como se ilustra en la figura 44.

Figura 43. Dimensiones del pistón inferior



Fuente: API RP 61.³¹

Figura 44. Transmisión de esfuerzos de los pistones al material propante



Fuente: <http://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 150000 lbf de compresión y tasas de esfuerzos de 5000 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 45.

Figura 45. Prensa hidráulica



Fuente: Dakecorp, 2008.³⁶

³⁶ Dake Corp. 2008. Hand-Operated Hydraulic Presses.

4.2.3 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.

Figura 46. Indicador de dial electrónico



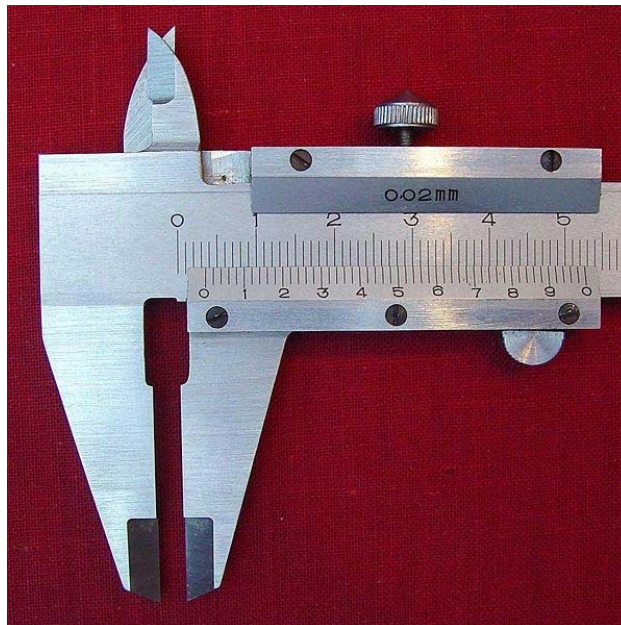
Fuente: <http://www.insize.com.cn/>.³⁷

³⁷ <http://www.insize.com.cn/>.

- **Micrómetros**

Estos dispositivos son ampliamente usados en ingeniería para mediciones precisas. Algunas veces tienen la forma de compás deslizante. Existen tres tipos: Internos, externos y de profundidad los cuales se muestran en la figura 47. Este tipo de dispositivos de medición son los más utilizados en las pruebas de conductividad.

Figura 47. Micrómetro externo e interno

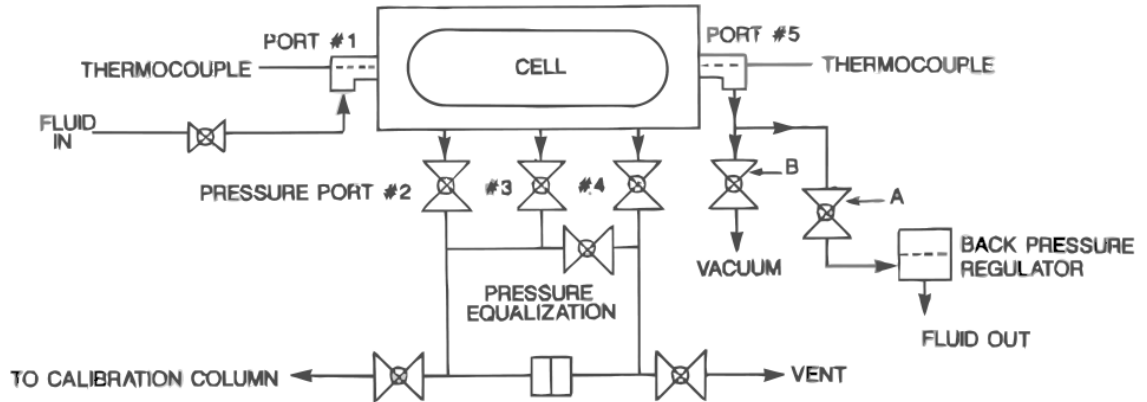


Fuente: <http://www.wikipedia.com.html>.

4.2.4 Sistema conductor de fluido

El agua desionizada o destilada que se va a utilizar como fluido de prueba debe ser conducida a tasas de flujo constantes de 1 a 10 ml/min por lo cual deben ser empleadas bombas de flujo constante también conocidas como bombas cromatográficas y conductos de acero bien dimensionados. El esquema completo del sistema de conducción se muestra en la figura 48.

Figura 48. Diagrama esquemático de la celda de conductividad



Fuente: API RP 61.

Si resultan fluctuaciones en la presión durante el flujo diferencial a través de la celda y en las mediciones de las tasas de flujo, estas fluctuaciones deben ser mantenidas menores al 2%. Si se observan cambios grandes en las mediciones de presión, pueden estar presentándose problemas de bombeo o presencia de gas acumulado en algún punto del sistema lo cual debe ser corregido inmediatamente antes de proceder a la realización de la prueba.

4.2.5 Indicadores 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.

4.2.6 Reguladores de presión

Este regulador de presión se coloca en la corriente de salida de la celda y su función consiste en mantener y no permitir presiones mayores a 50 Psi en la corriente de salida con un error de +/- 5% mayor que la presión de vapor del fluido utilizado en la prueba.

4.2.7 Balanza

La balanza que se vaya a utilizar para medir la masa y el peso del material propante a utilizar debe ser capaz de albergar como mínimo 100 g con una precisión de 0.1 g o mayor.

Tabla 1. Densidad y viscosidad del agua de prueba

Temperatura °C	Viscosidad cP	Densidad g/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: API RP 61.

4.2.8 Fluido de prueba

Como se mencionó anteriormente el fluido a utilizar en la prueba es agua desionizada o destilada la cual debe estar fresca y sin gas. Su viscosidad y densidad deben ser conocidas a la temperatura actual de la prueba. La tabla 1 puede ser utilizada para obtener dichos valores.

4.2.9 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. Sin embargo, para comparar diferentes pruebas de conductividad se debe realizar preferiblemente mediciones de volumen equivalente en lugar de masa equivalente. La densidad del propante que se va a estudiar, determinará la cantidad de material requerida para realizar pruebas comparativas. Estos cálculos serán ilustrados mas adelante en el numeral 4.3.3.

4.2.10 Control de temperatura

El material propante así como la celda de conductividad API se deben mantener siempre a temperatura ambiente durante la prueba, el valor recomendado de temperatura es de 75 °F. La temperatura del fluido de prueba en los orificios de entrada y salida a la cámara principal de la celda de conductividad debe ser medida y el promedio de las dos se debe reportar como la temperatura del fluido de prueba y se utilizara para obtener la viscosidad y densidad del fluido con la tabla 1.

4.3 ACONDICIONAMIENTO DEL EQUIPO A UTILIZAR

4.3.1 Calibración del equipo

Los Indicadores de Presión de la corriente de flujo de prueba deben ser calibrados inicialmente y revisados en cada prueba que se realice. Otros componentes de la celda y accesorios deben ser calibrados inicialmente antes de la primera prueba y al menos una vez por año. El dispositivo de medición de presión debe ser también calibrado acorde a las recomendaciones del fabricante.

Las bombas de flujo constante deben ser probadas a diversas tasas de flujo. De igual manera los manómetros deben ser probados.

Antes de comenzar la prueba de conductividad se debe proceder a medir la altura total de la celda sin material propante en su interior, con una exactitud de 0.001 pulgadas con los pistones y placas para cada uno de los esfuerzos de cierre que se van a utilizar durante la prueba, con el fin de calcular el espesor de la fractura cuando el propante es ubicado en la celda.

4.3.2 Pruebas de filtrado

La prensa y todo el sistema hidráulico deben ser probados inicial y periódicamente para asegurarse de que no hallan fugas. La prueba consiste en colocar en el interior de la celda una placa de material de alta resistencia el cual puede ser acero, y accionar la prensa a su máxima capacidad. Se procede a identificar si hay fluctuaciones en la presión ejercida sobre la placa y revisar si hay presencia de fugas en las líneas, bombas o acoples de la prensa hidráulica. Si se observan cambios en la presión o filtraciones en la unidad se deben reparar inmediatamente y repetir la prueba.

De igual manera se debe revisar cualquier filtración entre las placas, puertos, líneas, filtros y pistones de la unidad antes de realizar la prueba de conductividad. Si se encuentra cualquier filtración, se debe desarmar el equipo y corregir el problema antes de llevar a cabo la prueba.

4.3.3 Preparación de la unidad

El siguiente procedimiento deber ser usado para preparar y armar la unidad de prueba para medir la conductividad de material propante:

Se deben ubicar los filtros de acero inoxidable en cada uno los puertos de entrada y salida de fluido en la celda, así como también en los tres orificios superiores para medir temperatura y presión diferencial como se indica en la figura 49, los cuales deben ser ubicados desde la parte interior de la celda de manera que el filtro quede en contacto directo con el material propante en la unidad.

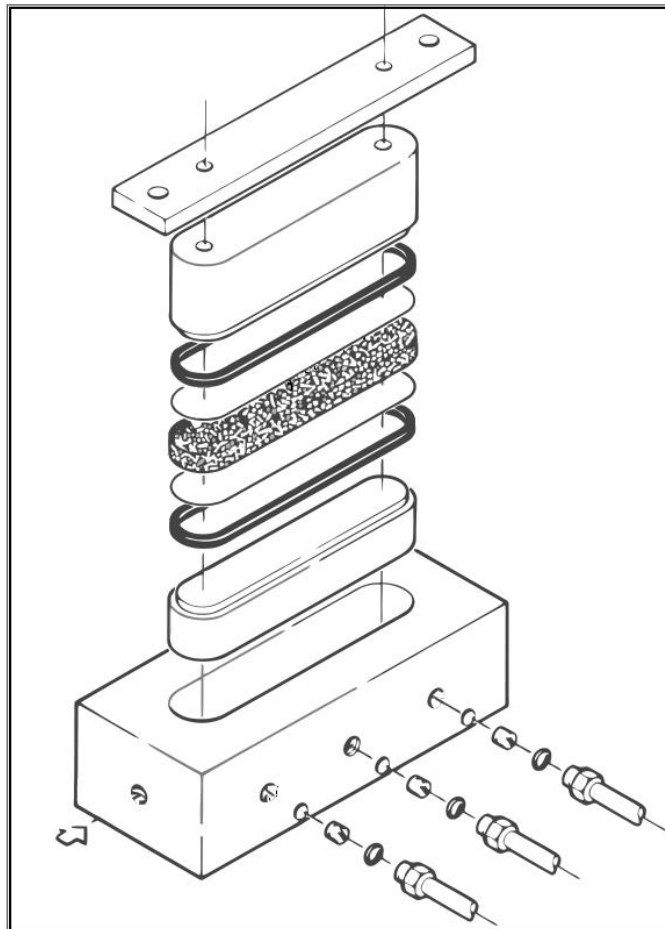
Los filtros deben ser reemplazados periódicamente a medida que se usen para prevenir que se taponen con material propante o finos. El taponamiento es evidenciado por el aumento de presión diferencial del flujo a través de la celda o por datos incoherentes en estas mediciones. Cuando se puede preveer alto grado de ruptura del material de sostén durante la prueba, es necesario reemplazar el filtro del puerto de salida por granos de propante con el fin de evitar su taponamiento. Si este es el caso, el propante fino resultado de la ruptura será transportado fuera de la celda con el fluido de prueba.

Diferentes instrumentos como los reguladores de presión no deben ser ubicados directamente en la línea de descarga dado que el movimiento de materiales finos puede causarle daños.

A continuación, se procede a ubicar el pistón inferior en la celda, seguido de una placa metálica cuadrada para lo cual se debe usar lubricación. Esta placa debe ser plana y estar bien nivelada con el fin de que el propante quede distribuido de manera uniforme y tenga un área transversal uniforme.

La distancia desde la placa hasta la parte superior de la celda debe ser medida con un micrómetro de profundidad y se debe realizar como mínimo en tres lugares diferentes con un margen máximo de diferencia de 0.01 pulgadas entre las mediciones. El ensamblaje completo de la unidad se muestra en la figura 50.

Figura 49. Ensamblaje de la celda de conductividad



Fuente: API RP 61.

A continuación se llena la celda con la cantidad deseada de material propante. El cálculo de la cantidad propante a utilizar se realiza utilizando uno de los dos procedimientos mostrados a continuación:

- **Procedimiento A: masa por unidad de área**

La cantidad de material propante a utilizar es calculada de la siguiente manera:

$$W_p = 31.50 * C$$

Donde:

W_p = Peso del propante, g

C = Carga del propante, lbm/ft²

Si C esta en kg/m² y W_p en g, el factor de conversión es 6.452

Para una mejor reproducibilidad, el espesor mínimo y máximo de fractura en la celda sin carga debe ser:

- Espesor mínimo de fractura = 0.10 pulg.
- Espesor máximo de fractura = 0.50 pulg.

Si se usan espesores por fuera de este rango recomendado los sellos y la celda de conductividad pueden sufrir daños. El espesor de propante sin carga a utilizar en la prueba se puede calcular aproximadamente por medio de la expresión:

$$W_f = 0.1922 * C / \rho$$

Donde:

W_f = Espesor del propante en la celda

C = Carga del propante, lbm/ft²

ρ = Densidad del propante, g/cm³

Si C esta en kg/m², ρ en g/cm³ y W_f en cm el factor de conversión es de 0.100

- **Procedimiento B: espesor del material propante de 0.25 pulgadas**

Para obtener datos de conductividad para un espesor inicial de propante de 0.25 pulg se debe cargar la celda con 41.0 cm³ de material propante. El peso aproximado de material propante requerido puede ser calculado como sigue:

$$W_p = 41.0 * \rho$$

Donde:

W_p = Peso del propante, g

ρ = Densidad del propante, gr/cm³

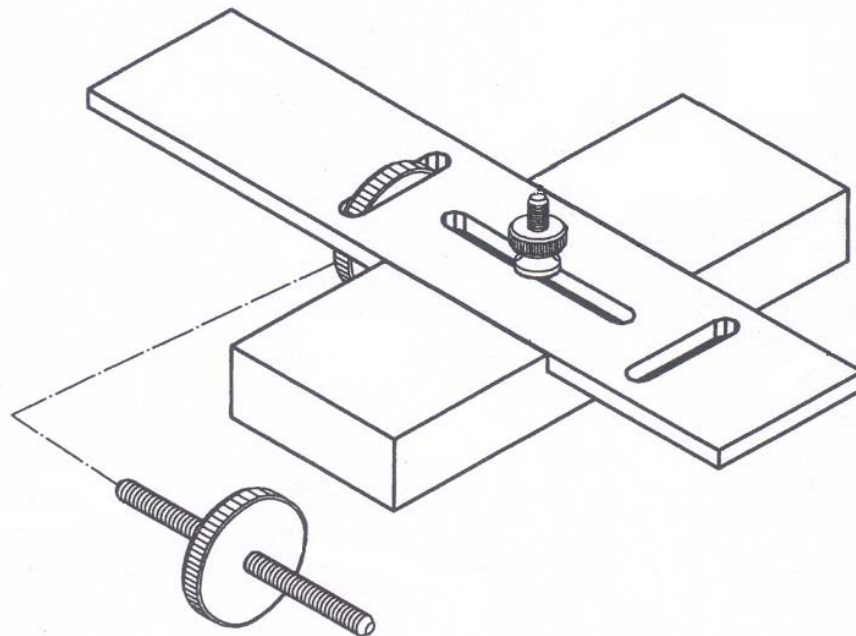
A continuación se procede a nivelar el material propante colocado en la celda con un dispositivo nivelador que es una pequeña herramienta que barre la capa más externa del propante en la celda y lo extiende homogéneamente por toda el área disponible. Esta herramienta y sus dimensiones se muestran en la figura 51, no

debe ser nivelado utilizando golpes o vibración dado que los materiales finos se concentrarán en el fondo de la celda.

Colocar una placa metálica sobre el material propante nivelado de manera cuidadosa para que la distribución del propante no se distorsione. De inmediato se coloca el pistón superior sobre la placa metálica con su respectivo anillo cuadrado presionando el pistón hasta que haga contacto con la placa. La parte superior de la celda debe ser engrasada para facilitar este paso.

Ahora se procede a colocar la celda de conductividad entre las placas o extremos de la prensa hidráulica. Se aplica presión hidráulica sobre la celda elevando la placa inferior hasta alcanzar una presión de 1000 Psi. La tasa máxima de esfuerzo que se debe utilizar es de 500 Psi/min.

Figura 50. Dispositivo nivelador del propante en la celda



Fuente: Cortesía Duncan Technology Center, Halliburton.

Ahora se remueve el gas residual de la celda cerrando las válvulas de entrada y de salida por medio de succión, usando una aspiradora en la línea de salida de la celda hasta que todo el gas haya sido removido de la unidad y las líneas del transductor. Lentamente se abre la línea de entrada y se deja pasar el fluido de prueba a la celda hasta que las líneas de flujo y de los transductores de presión estén llenas.

Se debe revisar si existen filtraciones en todos los acoples de la celda y las líneas de flujo si existe alguna se debe reparar inmediatamente sin alterar las condiciones del propante. También se deben revisar posibles filtraciones alrededor de los pistones, si existen, se debe desarmar y repetir el procedimiento. Se procede a revisar la uniformidad de la capa de propante utilizando uno de los siguientes dos métodos:

- **Método 1:**

Mida el espesor de la capa de propante en cada extremo de la celda. Si hay una diferencia del 5% o mayor en las mediciones, la celda de debe desarmar y la prueba se debe repetir.

- **Método 2:**

Se debe hacer pasar fluido por la celda a una velocidad lenta y compare la caída de presión entre los puertos izquierdo y central, y entre los puertos central y derecho. La diferencia entre estas caídas de presión debe ser no mayor a 5%. Si este es el caso, la celda de debe desarmar y la prueba se debe repetir.

4.4 PARÁMETROS DE LA PRUEBA

En las tablas 2 y 3 se muestran los esfuerzos, tasas de flujo y tiempo a diferentes esfuerzos para alcanzar flujo en estado semi-estable para arenas y propante de alta resistencia respectivamente. Una tasa máxima de 500 psi/min debe ser aplicada para incrementar la presión de cierre.

Tabla 2. Parámetros recomendados de la prueba

Closure Stress,* psi (kPa)	Flow Rates, cm ³ /minute	Time at Stress for Various Sand Sizes, hr				
		12/20	20/40	30/50	40/70	70/140
1,000 (6,900)	2.5, 5.0, 10.0	1.0	0.25	0.25	0.25	0.25
2,000 (13,800)	2.5, 5.0, 10.0	1.5	0.25	0.25	0.25	0.25
4,000 (27,600)	2.5, 5.0, 10.0	1.5	1.00	0.25	0.25	0.25
6,000 (41,400)	1.25, 2.5, 5.0	1.5	1.00	0.25	0.25	0.25
8,000 (55,200)	1.0, 2.0, 4.0	1.5	1.00	0.75	0.75	0.75
10,000 (69,000)	1.0, 2.0, 4.0	1.5	1.00	1.00	1.00	1.00

**Note:* Use a maximum loading rate of 500 psi/minute (3500 kPa/minute) to achieve closure stress level. The closure stress is equal to the stress applied to the conductivity test unit minus the pore pressure of the test fluid pressure.

Fuente: API RP 61

Tabla 3. Parámetros recomendados de la prueba

Closure Stress,* psi (kPa)	Flow Rates, cm ³ /minute	Time at Stress, hr
1,000 (6,900)	2.5, 5.0, 10.0	0.25
2,000 (13,800)	2.5, 5.0, 10.0	0.25
4,000 (27,600)	2.5, 5.0, 10.0	0.25
6,000 (41,400)	2.5, 5.0, 10.0	0.25
8,000 (55,200)	2.5, 5.0, 10.0	0.25
10,000 (69,000)	2.5, 5.0, 10.0	0.25
12,000 (82,700)	2.5, 5.0, 10.0	0.25
14,000 (96,500)	2.5, 5.0, 10.0	0.25

**Note:* Use a maximum loading rate of 500 psi/minute (3500 kPa/minute) to achieve closure stress level. The closure stress is equal to the stress applied to the conductivity test unit minus the pore pressure of the test fluid pressure.

Fuente: API RP 61

4.5 CÁLCULOS

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

$$k = \frac{\mu * Q * L}{A * \Delta P}$$

Donde:

k = Permeabilidad del propante, darcy

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

Q = Tasa de flujo, cm³/s

L = Longitud entre puertos, cm

A = Área transversal al flujo de la celda, cm²

ΔP = caída de presión, atm

Si ΔP esta en kPa y k en μm^2 , el factor de conversión es 9.74×10^{-3} .

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

$$A = w * w_f$$

Donde:

A = Área transversal al flujo, cm²

w = Ancho de la unidad de prueba, cm

w_f = Ancho de la capa de propante, cm

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

$$k = \frac{\mu * Q * L}{w * \Delta P * w_f}$$

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

$$C_f = k * w_f = \frac{\mu * Q * L}{w * \Delta P}$$

Para convertir $k * w_f$ de darcy-cm a md-ft se debe multiplicar por 32.8

Para realizar cálculos usando el equipo y procedimientos con base en esta norma se pueden utilizar las siguientes ecuaciones:

4.5.1 Permeabilidad del propante

$$k = 3.21 * \frac{\mu * Q}{\Delta P * w_f}$$

Donde:

k = Permeabilidad del propante, md.

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

Q = Tasa de flujo, cm³/min.

ΔP = Caída de presión, psi

w_f = Ancho de la capa de propante, pulg.

Si w_f está en cm, y ΔP en kPa, el factor de conversión es 5.411×10^{-4} .

4.5.2 Conductividad del propante

$$C_f = k * w_f = 26.78 * \frac{\mu * Q}{\Delta P}$$

C_f = 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

4.6 REPORTE DE DATOS

Cualquier formato se puede utilizar para realizar el reporte de datos. El formato que se utilice debe contener todas las variables que se relacionan en la prueba de conductividad API y puede contener alguna otra información adicional.

5. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LAS MEDICIONES DE CONDUCTIVIDAD

En las pruebas de conductividad se realizan mediciones directas de la capacidad de flujo del material propante en la fractura. Luego de realizar un trabajo de fracturamiento en un pozo, la conductividad de la fractura resultante puede ser alterada negativamente con el paso del tiempo debido a diversos factores que se presentan a nivel del yacimiento. Cuando esto sucede, la productividad del pozo y el valor del proyecto sufren un impacto negativo. Estos factores son:

- Tiempo
- Temperatura
- Líquido de prueba
- Incrustamiento
- Esfuerzos cíclicos
- Ruptura del propante
- Flujo de finos
- Flujo no Darcy

Estos factores no son representados adecuadamente en las pruebas de conductividad fundamentadas en la Norma API RP 61 y se deben incorporar ya sea cambiando las condiciones, procedimiento o equipo utilizado para realizar pruebas de conductividad, o ajustando los valores de la prueba de acuerdo a la magnitud del evento que esta tomando lugar en la fractura.

Estos factores han sido y pueden ser identificados al realizar pruebas de conductividad, para lo cual se plantea continuación un análisis de sensibilidad.

5.1 TIEMPO DE PRUEBA

Tal como se especifica en la normal API RP 61, las pruebas de conductividad se deben realizar entre 15 y 60 minutos acorde al tamaño, tipo de propante utilizado y esfuerzo aplicado como se muestra en las tablas 4 y 5 del capítulo anterior.

Como se puede observar en la tabla 4, para propantes de gran tamaño de malla y esfuerzos aplicados, el tiempo de prueba recomendado es de 60 minutos. Dicho tiempo disminuye disminuyen en magnitud, según disminuyen las propiedades del propante.

Por otro lado, como se muestra en la tabla 5, para propantes de alta resistencia el tiempo de prueba recomendado es de 15 minutos. Este tiempo de prueba ha sido recomendado dado que resulta ser un límite práctico para pruebas de rutina y se basa en la suposición de que transcurridos 15 minutos luego de que la fractura se cierra sobre el propante, la conductividad disminuye significativamente y luego alcanza un valor constante.

Tal como se especifica en la norma API RP 61, la duración de la prueba es un valor recomendado pero no asegura que sea representativo de las condiciones de yacimiento. Por esta razón, los resultados obtenidos con esta prueba pueden no ser del todo confiables.

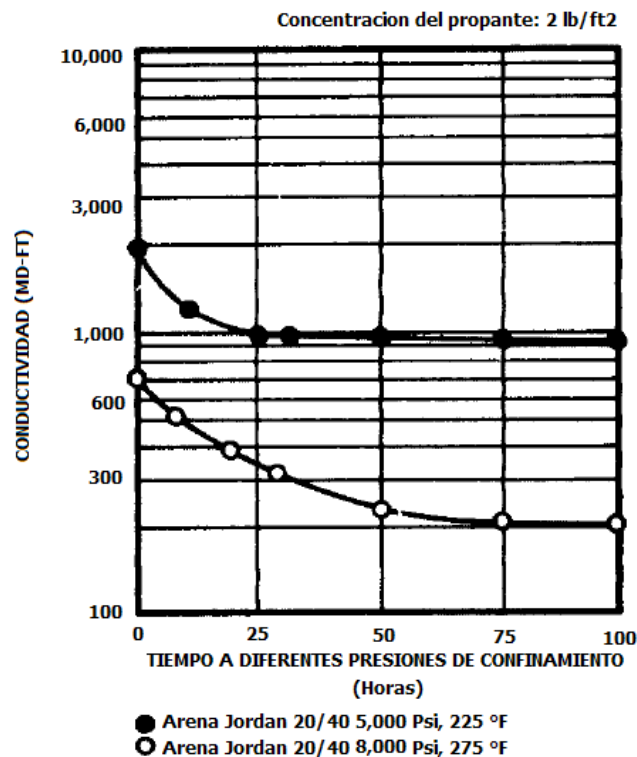
Varios autores han demostrado que en algunos casos la conductividad del propante sigue disminuyendo más allá de 50, 60 y hasta 70 horas según las condiciones de la prueba.

M. G Much y G. S. Penny³⁸ estudiaron la conductividad sobre el tiempo de dos tipos de propantes ampliamente utilizados en la industria: Arena Jordan 20/40 y propante cerámico de resistencia intermedia ISP 20/40.

Para la Arena Jordan se realizaron mediciones de conductividad, a dos presiones constantes de confinamiento de 5000 Psi y 8000 Psi. Estas mediciones se llevaron a cabo entre 0 y 100 minutos.

Como se observa en la grafica 52, la conductividad de la arena Jordan sometida a 5000 Psi, presentó un decrecimiento significativo en la conductividad sobre las 25 primeras horas de la prueba y luego permanece constante hasta las 100 horas.

Figura 52. Conductividad vs. tiempo para arena Jordan 20/40



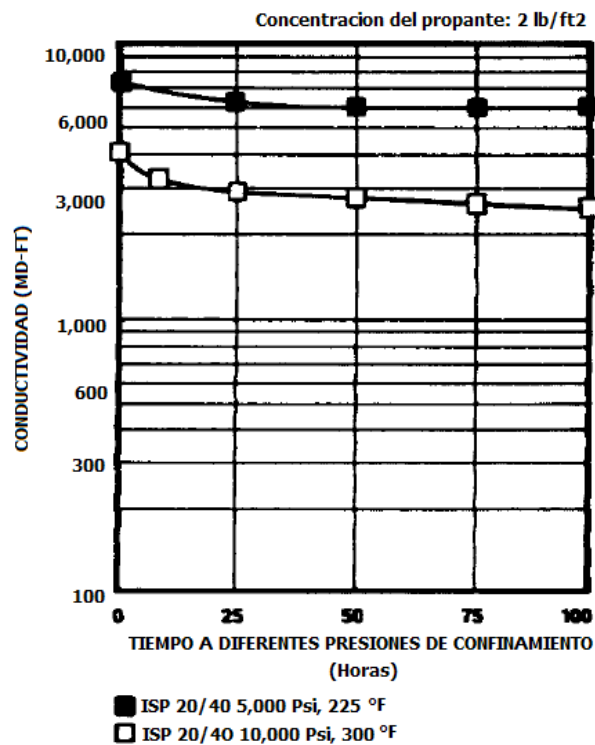
Fuente: Paper SPE 16415.³⁶

³⁸ Much, M. G. and Penny, G. S. 1987. "Long-Term Performance of Proppant under Simulated Conditions" Paper SPE 16415.

Al someter el propante a 8000 Psi, se observa que la conductividad presenta una reducción significativa transcurridas 50 horas de prueba y aun después de 75 horas de prueba los valores de conductividad sigue disminuyendo aún hasta el final de la prueba.

Similarmente se estudio la conductividad del propante cerámico de resistencia intermedia ISP 20/40 a esfuerzos de 5000 y 10000 Psi. Como se observa en la figura 53, cuando el esfuerzo de cierre es de 5000 Psi la conductividad disminuye significativamente hasta las 25 horas de la prueba. Luego de las 25 horas la conductividad sigue disminuyendo levemente hasta alcanzar un valor constante sobre las 70 horas de prueba.

Figura 53. Conductividad vs. tiempo para propante ISP 20/40



Fuente: Paper SPE 16415.³⁶

Adicionalmente para esfuerzos de 10000 Psi se observó que la conductividad del propante presenta un decrecimiento significativo hasta las 75 horas de la prueba. De igual manera la conductividad muestra un pequeño decremento adicional hasta el final de la prueba.

Los anteriores estudios muestran como la conductividad del propante disminuye con el tiempo por encima de las 25, 50, 75 y hasta 100 horas dependiendo de las propiedades de la prueba y características del material propante.

5.2 TEMPERATURA

De acuerdo a la norma API RP 61 la prueba de conductividad se realiza a temperatura ambiente. Esta temperatura ha sido recomendada, dado que resulta práctico realizar la prueba sin tener que elevar la temperatura del material propante y de la celda de conductividad. Generalmente, las fracturas creadas por medio del fracturamiento hidráulico presentan temperaturas intermedias o elevadas las cuales no son representadas adecuadamente en la prueba API de conductividad.

Diversos estudios han demostrado el efecto negativo de la temperatura sobre la conductividad del material propante el cual resulta ser de gran importancia. Los primeros indicios de este fenómeno resultaron luego de encontrar que los valores de conductividad obtenidos en laboratorio con base en la norma API RP 61 resultaron ser entre 1 y 10 veces mayores que los resultados obtenidos al evaluar el fracturamiento por medido de otros métodos como lo es el análisis de pruebas de presión.

Con el fin de verificar si la temperatura era una variable importante en esta diferencia de resultados, M.W MacDaniel³⁹ realizó mediciones de conductividad a varios propantes de tamaño 20/40 los cuales fueron sometidos a una presión de confinamiento constante de 8,000 Psi, seguido de calentamiento de la celda a una temperatura de 275 °F, la cual se mantuvo por un periodo de 2 a 3 horas. Estos resultados se muestran en la tabla 6.

Tabla 4. Pérdida de conductividad debido a calentamiento

Perdida de conductividad por calentamiento a 8,000 Psi

Propante	Conductividad @ 75°F (D-ft)	Conductividad @ 275°F (D-ft)
Ottawa Sand	0.84	0.3
Ottawa Sand	2.08	0.72
RC Sand	2.59	0.97
ISP Proppant	5.07	3.54
HSB	4.95	3.73
ISC	4.99	3.53

Fuente: Modificado Paper SPE 15067.⁴⁰

En estas pruebas se observó una diferencia significativa entre los valores de conductividad a temperatura ambiente y a temperaturas de 275 °F. Como se puede observar, en todos los casos la presencia de la temperatura tiene un impacto negativo sobre la conductividad. En algunos casos cuando los propantes utilizados son débiles tales como las arenas recubiertas y arena Ottawa, la conductividad se pierde hasta en un 70% con respecto al valor inicial y para propantes mayor resistencia se pierde alrededor de una 30% cuando se realiza la prueba a altas temperaturas.

³⁹ B.W McDaniel. 1987. "Realistic Fracture Conductivities of Proppants as a Function of Reservoir Temperature". Paper SPE 16453.

⁴⁰ B.W McDaniel. 1986. "Conductivity Testing of Proppants at High Temperature and Stress". Paper SPE 15067.

A pesar de que en algunos casos la reducción en la conductividad no es muy significativa, esta diferencia sigue siendo importante y debe tenerse en cuenta para obtener valores de conductividad adecuados.³⁸

De estos resultados se puede deducir que cuando el estrés es bajo, o el material es de alta resistencia y no hay ruptura, el propante no sufre muchos cambios debido a la temperaturas, pero si el estrés es alto o el propante es débil y hay ruptura, como ocurre a altas profundidades, la temperatura entra a jugar un papel importante en la degradación de las propiedades del propante.

También se puede observar que el impacto negativo por parte de la temperatura no se presenta en propantes cerámicos dado que estos son manufacturados a temperaturas muy altas de hasta 2700 °F.

5.3 LÍQUIDO DE PRUEBA

El líquido el cual se fluye a través de la celda de conductividad es agua desionizada o destilada según se especifica en la norma API RP 61. Las propiedades de este tipo de fluido son totalmente diferentes a las propiedades de los fluidos de yacimiento por lo cual no permite una representación real en la prueba del flujo que se presenta en condiciones de yacimiento.

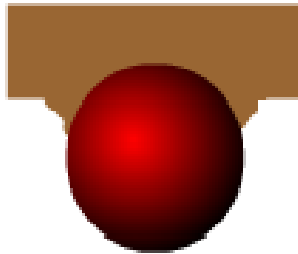
En las pruebas de conductividad resulta muy complicado utilizar fluidos de yacimiento debido a diversos factores como lo son: Taponamiento debido a depositaciones químicas dada la incompatibilidad del fluido con el propante y el material de la celda y problemas de corrosión. Debido a esto y con el fin de realizar la prueba de la manera más simple y técnicamente factible, API recomienda utilizar agua desionizada como fluido de prueba.

De cualquier forma, el uso del agua desionizada en las pruebas de conductividad genera problemas de corrosión en las partes internas de celda, deterioro del material propante y generación de depositaciones que incrementan los costos de la prueba y la incertidumbre de los resultados, condiciones negativas para el estudio de la capacidad de flujo del material propante en la fractura.

5.4 INCRUSTAMIENTO O EMBEBIMIENTO

El Incrustamiento o embebimiento es un factor de gran importancia que toma lugar en las fracturas empaquetadas con material propante. El incrustamiento ocurre cuando las partículas del propante se incrustan en las paredes de la fractura cuando esta se cierra una vez el fracturamiento es llevado a cabo. La figura 54 muestra un grano de material de sostén se incrustado en la pared de la fractura.

Figura 54. Incrustamiento de una partícula de material propante



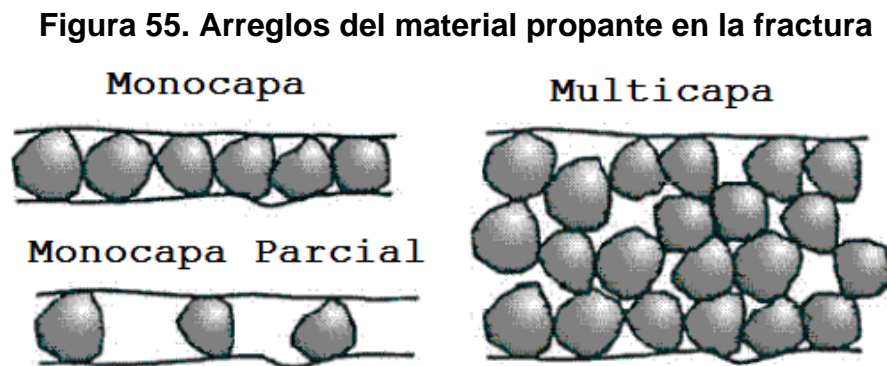
Fuente: El Autor.

Cuando ocurre incrustamiento, el espesor de la fractura se reduce, reduciendo a su vez la porción de área disponible para el flujo, lo cual equivale a una disminución de la conductividad del material propante y a su vez, de la productividad del pozo.

5.4.1 Configuración del material propante de acuerdo a su concentración

Cuando el propante es ubicado en la fractura, este puede formar una o varias capas según la concentración con la que se prepare el fluido de fracturamiento y de la presión de confinamiento. En la fractura puede haber tres tipos posibles de arreglos respecto al número de capas que forme el propante. Estos arreglos se esquematizan en la figura 55.

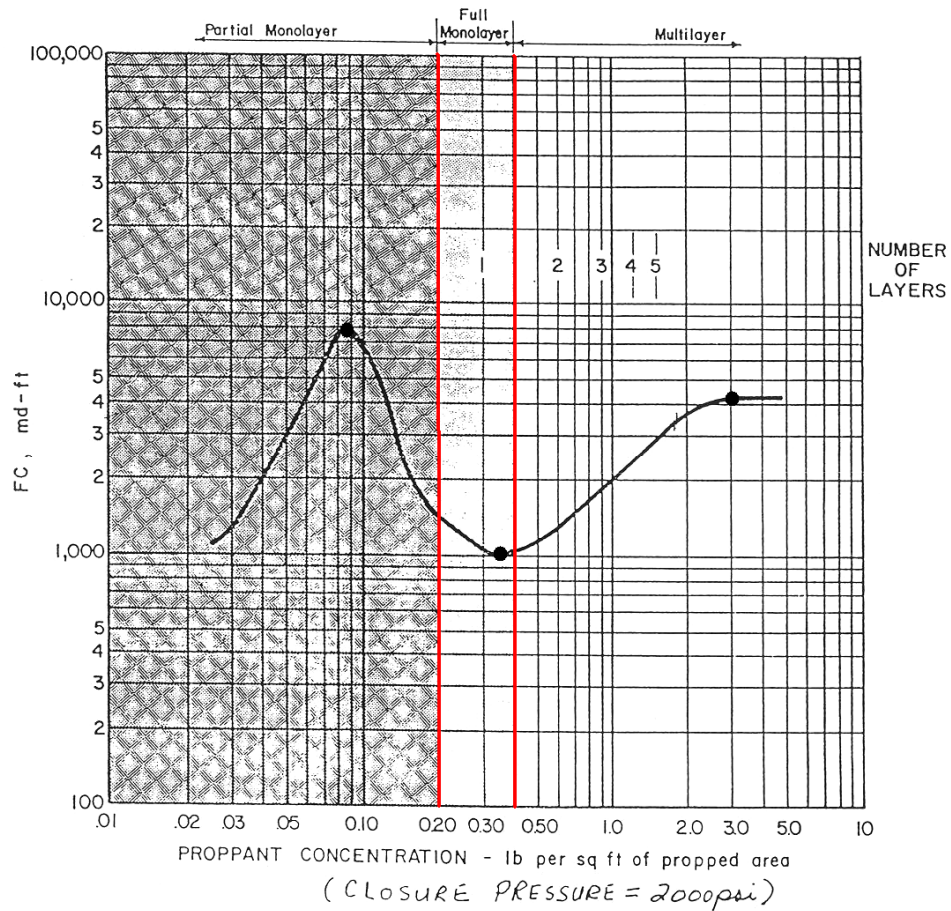
- Monocapa
- Monocapa Parcial
- Multicapa



Fuente: El Autor.

Con el fin de determinar el tipo de arreglo del material de soporte en la fractura, se utilizan gráficos de conductividad en función de la concentración del propante a cierta presión de confinamiento. Estos gráficos están disponibles para casi todo tipo de material. Estos gráficos muestran el tipo de configuración del propante a diferentes concentraciones. Un ejemplo es mostrado en la figura 56.

Figura 56. Conductividad de la arena 20/40 a varias concentraciones



Fuente: Norton-Alcoa Proppants.⁴¹

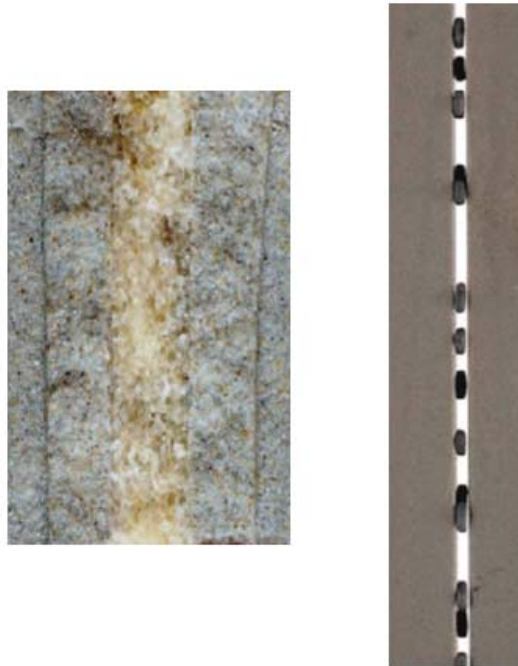
Si se analiza la figura 56 para arena 20/40, se puede observar que existen dos puntos de máxima conductividad que corresponden a concentraciones de 0.85 lb/ft² y 3 lb/ft², las cuales son conocidas como concentraciones óptimas. En el primer caso se presenta un arreglo de monocapa parcial, mientras que el segundo corresponde a un arreglo multicapa. En el primer caso, la alta conductividad es dada por los espacios disponibles para el flujo entre los granos de propante dispersos formando una monocapa parcial. En el segundo caso, dado el empaquetamiento de varias capas de propante, se cuenta con espacio suficiente

⁴¹ <http://www.norton-alcoa.com.html>.

para el flujo dado por la permeabilidad y la porosidad del empaquetado. Ambos casos se ilustran en la figura 57.

Si bien una concentración de 0.85 lb/ft² puede resultar más beneficiosa económicamente dado que se utiliza menos cantidad de propante, no siempre es práctico realizar este tipo de arreglo en fracturas verticales o en formaciones blandas, por lo cual se debe optar por un empaquetamiento tipo multicapa.

Figura 57. Configuraciones multicapa y monocapa



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

También se puede observar que al incrementar la concentración del propante de 0.3 a 3.0 lb/ft², la conductividad aumenta sustancialmente debido a la formación continua de múltiples capas de material, pero por encima de 2.5 a 3 no se consiguen incrementos sustanciales. El incremento de la concentración por encima de este valor resulta de desperdicio de recursos dado que no se

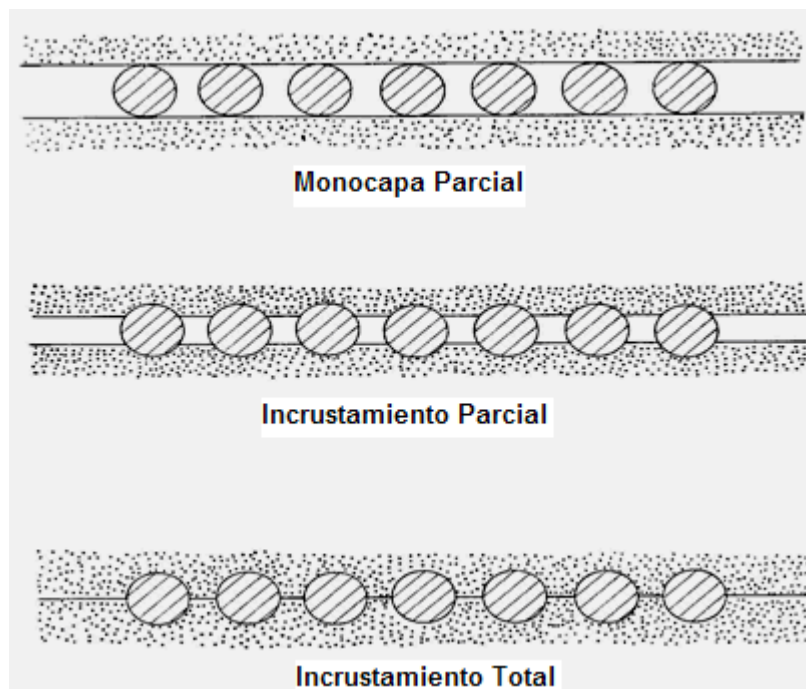
incrementa la conductividad en la fractura. Este es uno de los factores a tener en el diseño óptimo del fracturamiento.

Como puede verse, la capacidad de flujo de una fractura empaquetada no muestra un comportamiento lineal con las variaciones de concentración del propante. Esto demuestra que en todos los casos existe una o más concentraciones óptimas con la que se logra la máxima capacidad de flujo.

5.4.2 Concentración e incrustamiento del propante

El Incrustamiento de material propante en las paredes de la fractura se presenta generalmente en formaciones blandas. Este fenómeno puede ocurrir en cualquier tipo de configuración del propante ya sea monocapa o multicapas, y se presenta de manera parcial o total, dependiendo de las características de la formación y los esfuerzos de cierre de la fractura.

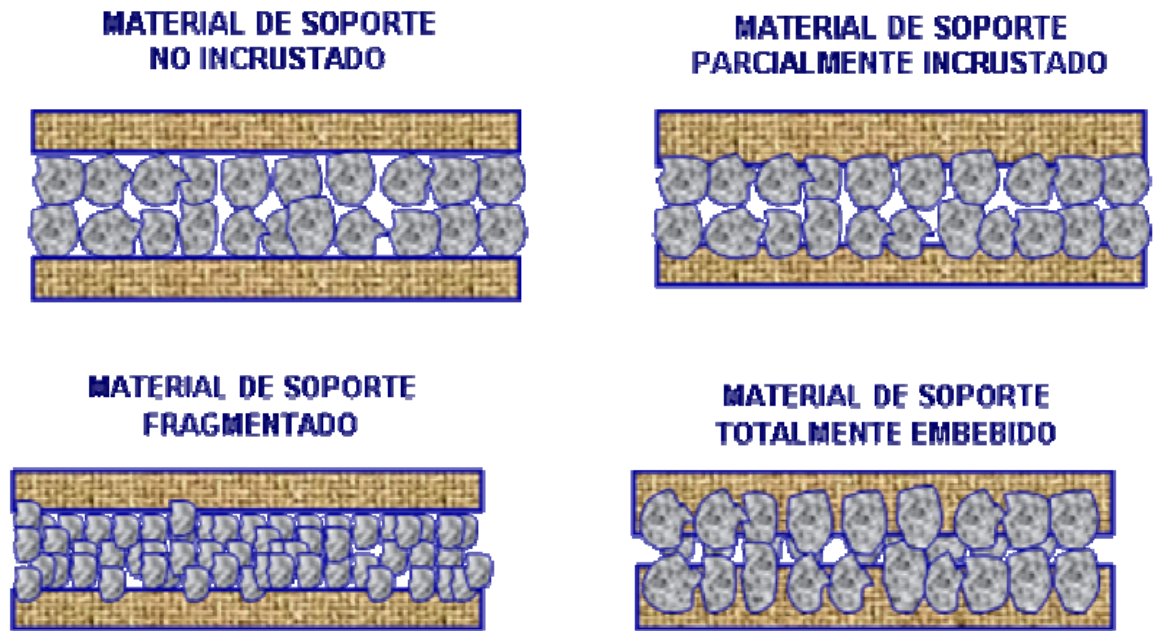
Figura 58. Casos de incrustamiento en arreglos monocapa



Fuente: Drilling and Completions II Notes, Dr. Subhash Shah.

La figura 58 ilustra un arreglo de monocapa parcial en el cual se presentan tres casos: no incrustamiento, incrustamiento parcial e incrustamiento total. Cuando se fracturan formaciones blandas o poco consolidadas, el incrustamiento es más propenso a suceder y puede afectar más significativamente la conductividad de la fractura. En algunos casos el incrustamiento puede ser tan severo, que la fractura se cierra por completo sobre el propano, generando incrustamiento total. En estos casos, el pozo se debe fracturar de nuevo y se deben cambiar las características del material propano. Por esta razón, se debe considerar el uso de varias capas para contrarrestar el efecto del incrustamiento. Cuando la formación es dura y bien consolidada el incrustamiento se presenta de manera mínima o no se presenta.

Figura 59. Casos de incrustamiento en arreglos multicapa



Fuente: Castañeda, D. 2008.²³

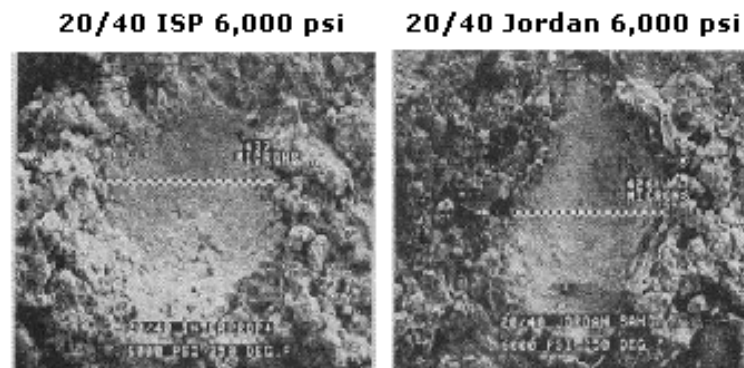
El incrustamiento del propante en la fractura esta también determinado por la magnitud de la presión de confinamiento. El incrustamiento será más severo a altas presiones de cierre que para bajas presiones en una misma formación.

En arreglos multicapa también se presenta incrustamiento afectando la conductividad. En la figura 59 se muestra una fractura con múltiples capas de material propante. El uso de múltiples capas evita el incrustamiento total convirtiéndolo en incrustamiento parcial de modo que no se pierda la operación.

5.4.3 Incrustamiento en la prueba de conductividad

Como se muestra en la figura 60 diversas pruebas de conductividad fueron realizadas por Carboceramics²⁷ ubicando dos capas de arena Ohio a lado y lado de la capa de material propante de modo que se simularan las paredes y así poder de estudiar el fenómeno de incrustamiento.

Figura 60. Evidencias de incrustamiento en arena Ohio



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

Como se puede observar en la grafica, se utilizaron dos tipos de propantes: ISP y arena Jordan, y se realizaron pruebas de conductividad a 6,000 Psi en ambos casos. Como lo ilustran las microfotografías, Se observó que el incrustamiento

estuvo presente de manera significativamente en ambos casos, siendo mayor su efecto en propantes de más duros o de mayor resistencia como el propante ISP.

Cuando se utiliza la celda de conductividad API para medir conductividad del material propante según las especificaciones de la norma API RP 61, el material propante se coloca en la celda de conductividad y es separado de los pistones por una lamina metálica delgada. Estas placas hacen las veces de las caras de la fractura al estar en contacto directo con el propante y transmiten el esfuerzo de cierre al propante ejercido por los pistones. Por esta razón, el efecto de incrustamiento no es representado en la prueba de conductividad basada en dicha norma y sus efectos no son tenidos en cuenta.

5.5 RUPTURA DEL MATERIAL PROPANTE

La ruptura del material propante puede suceder en varios lugares y durante ciertas operaciones durante el fracturamiento, dado a que este es transferido al menos unas tres veces antes de ser utilizado en la operación. La ruptura del propante ocurre cada vez que es manipulado desde el lugar de fabricación, y durante el transporte y manejo en boca de pozo.

Muchos esfuerzos se hacen con el fin de que este manejo cause el mínimo daño posible al propante. Sin embargo, gran parte del material de sostén sufre ruptura cuando es ubicado en la fractura y sometido a cambios de presión al final de la operación de estimulación. Si el propante no tiene una distribución adecuada en tamaño y forma, es más propenso a que sufra ruptura.

La ruptura del propante es básicamente el rompimiento o fracturamiento de las partículas en pedazos más pequeños debido a los esfuerzos a los que es sometido. Dichas partículas se deben clasificar según su tamaño y forma lo cual recibe el nombre de granulometría.

5.5.1 Factores que afectan la ruptura del propante

Todos los propantes sufren ruptura en cierta magnitud cuando son sometidos a esfuerzos. La manera en que esto ocurre esta determinada principalmente por calidad del propante que resulta ser un factor importante en el tratamiento así como en otros factores como lo son:

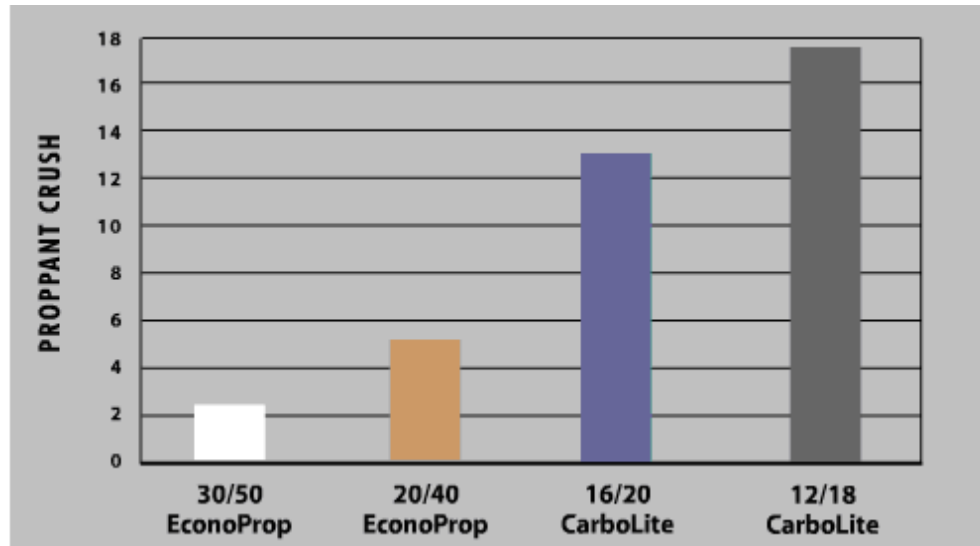
- Tamaño del propante.
- Ancho de la fractura.
- Saturación del material propante.

- **Tamaño del propante:**

Generalmente este aspecto es de poco entendimiento en la industria. Existe la creencia de que la ruptura del propante no depende en el tamaño de las partículas pero si en su resistencia a esfuerzos. Un estudio realizado por Carboceramics revelo que el partimiento del propante es directamente proporcional al tamaño de la partícula. En este estudio se realizaron pruebas de resistencia a cuatro muestras de material propante cerámico. Se probaron dos muestras de EconoProp de tamaño de malla 30/50 y 20/40, y dos muestras de Carbolite de tamaños de malla 16/20 y 12/18. En todas las pruebas el propante se sometió a esfuerzos de 7500 Psi.

Como se observa en la figura 61, las muestras de EconoProp son aquellas que presentan menor partimiento en sus partículas con valores entre el 2 y 6% a pesar que tienen menor resistencia a los esfuerzos. Por su parte las muestras de Carbolite de alta resistencia a esfuerzos son aquellas que sufren un mayor porcentaje partimiento entre el 12 y 18%.

Figura 61. Efectos del tamaño del propante sobre su ruptura



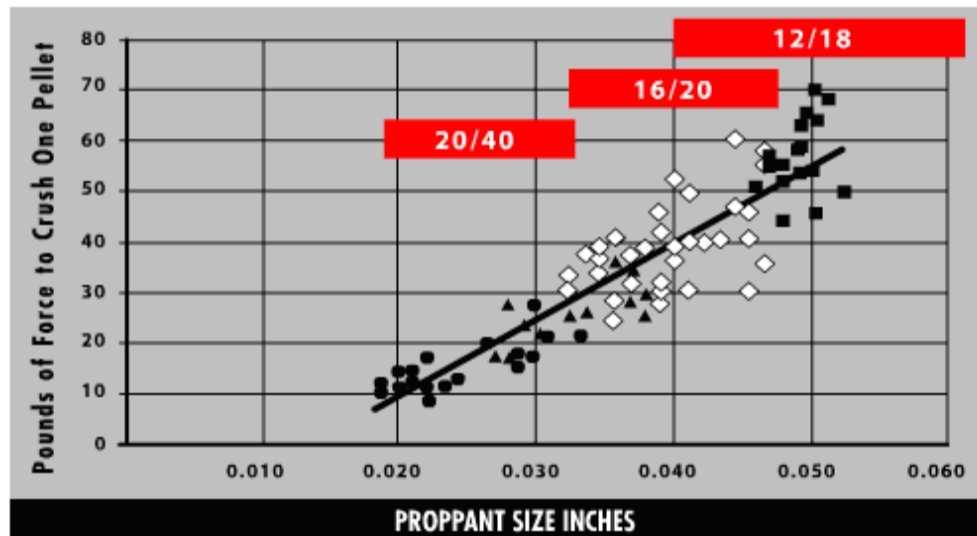
Fuente: <http://www.carboceramics.com>

Lo anterior demuestra la relación directa entre el tamaño de la malla y la tendencia a partirse de las partículas del material propante contrario a lo que se cree lo cual no quiere decir que el propante sea más débil cuando su tamaño se incrementa. Para clarificar este aspecto se han realizado estudios con el fin de explicar porque la resistencia del propante a fracturarse es menor para tamaños de partícula grandes. La figura 62 ilustra el partimiento de granos simples de diferentes tamaños del mismo material propante. En este caso utilizaron partículas de Carbolite de tamaños 20/40 16/20 y 12/18.

En estas pruebas las partículas de propante fueron sometidas a presión hasta lograr que se fracturaran. Los resultados mostraron una tendencia contraria a las pruebas mencionadas anteriormente. Se observó que los granos de material propante presentan una mayor resistencia a partirse cuando se incrementa su tamaño en diámetro lo cual nos permite concluir que las partículas de mayor tamaño son mas resistentes a la fractura de manera individual pero al estar conglomeradas en la fractura o en la celda de conductividad, muestran que esa

resistencia disminuye y es mas propenso a partirse. Estudios similares fueron realizados por Carboceramics como se ilustra en la figura 63 para diferentes tipos de material propante los cuales arrojaron los mismos resultados independientemente del tipo de material propante que se pruebe.

Figura 62. Efectos del tamaño del propante sobre su ruptura



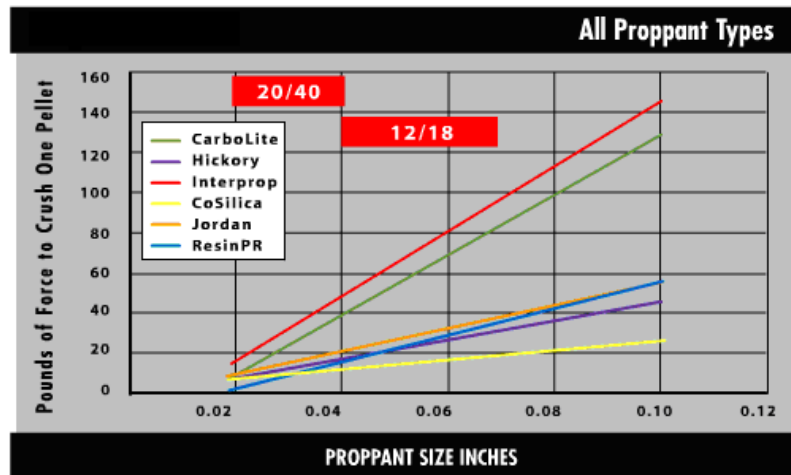
Fuente: <http://www.carboceramics.com>

En estas pruebas a medida que el tamaño de partícula aumenta, el propante es más resistente a ser fracturado. De acuerdo a los resultados observados el fracturamiento del propante es independiente de su resistencia a los esfuerzos y existe otro factor predominante en este fenómeno.

Una mejor explicación a este aspecto es formulada considerando el arreglo de múltiples capas de material propante de dos tamaños diferentes a cierta concentración ubicados en una celda de presión entre dos placas como se observa en la figura 64. Al someter el propante a esfuerzos por medio de los pistones se ha encontrado que el esfuerzo se distribuye sobre un mayor número de puntos de contacto para el propante de diámetro menor debido al mayor número

de capas de partículas ubicadas en el mismo espacio con respecto al propante de mayor tamaño.

Figura 63. Efectos del Tamaño del Propante sobre su Ruptura



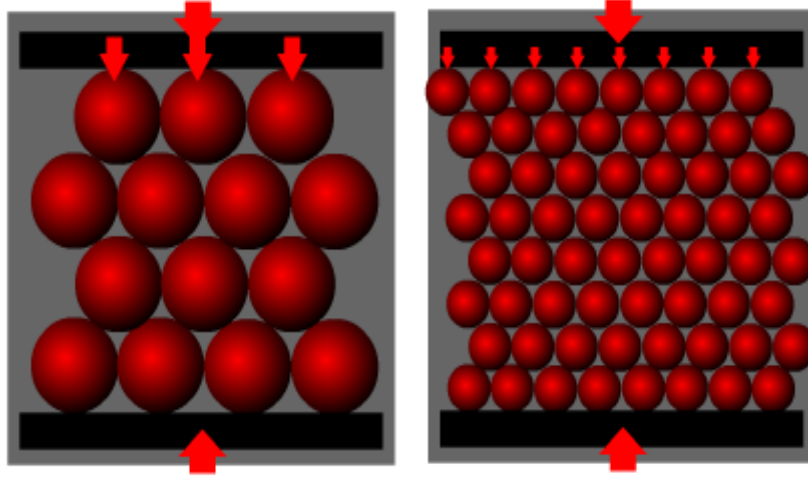
Fuente: <http://www.carboceramics.com>

Cuando el tamaño del material propante incrementa, menor cantidad de partículas y por lo tanto de capas se podrán ubicar en la fractura lo cual resulta en menor cantidad de puntos de contacto entre ellas. Esta pobre distribución de esfuerzos conlleva a que se presente un mayor partimiento de las partículas de material propante.

- **Ancho de la Fractura**

La geometría de la fractura es también un factor importante sobre la tendencia del propante a fracturarse. Principalmente la forma de la fractura afecta la manera en que el esfuerzo es distribuido sobre las partículas. Cuando se aplican esfuerzos de manera uniforme sobre el propante en la fractura, las partículas que se encuentran en el interior poseen seis puntos de carga interactuando con las partículas adyacentes en la celda de esfuerzos como se ilustra en la figura 65.

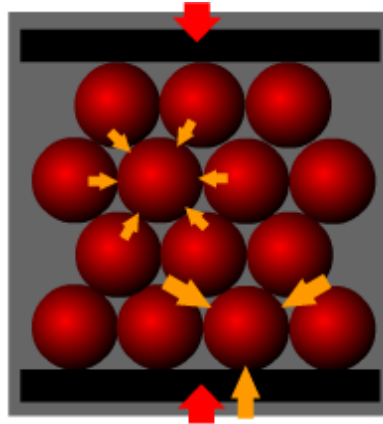
Figura 64. Distribución de esfuerzos sobre el material propante



Fuente: El Autor.

Las partículas exteriores que están ubicadas contra las paredes de la fractura tienen menos puntos de contacto y por lo tanto no poseen una distribución de esfuerzos uniforme lo que causa un efecto de presión diferencial causando un mayor efecto en estas partículas.

Figura 65. Distribución de esfuerzos sobre el material propante



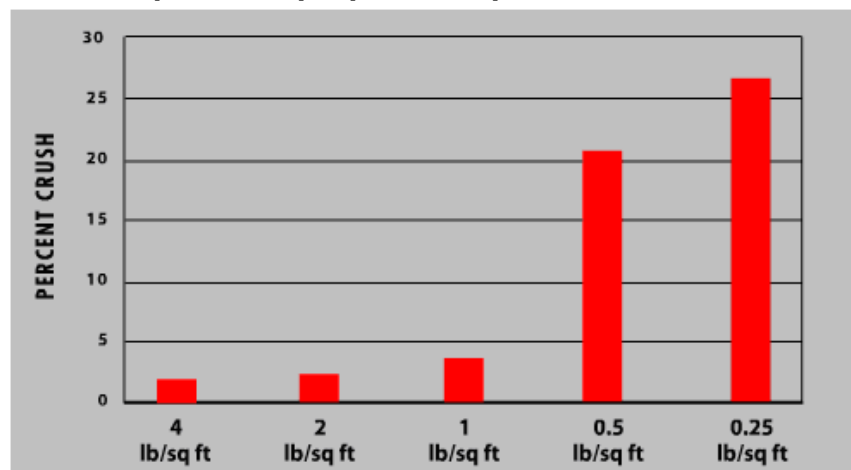
Fuente: El Autor.

Es por esto que las fracturas de geometría aguda y estrecha poseen un mayor porcentaje de fractura del material que albergan. Por ejemplo, en un sistema de

múltiples capas de material se sostén si se realizan pruebas de fractura de propante se puede observar que cuando el espesor de la fractura disminuye el porcentaje de partimiento de las partículas es mayor que para fractura con espesores grandes como se observa en la figura 66.

También se observó que cuando el numero de capas de propante fue disminuida la ruptura de las partículas se incremento dramáticamente hasta valores diez veces mayores que los valores para múltiples capas. Este mismo comportamiento se observo además para diversos tipos de materiales de sostén como arenas recubiertas y propantes cerámicos sometidos a bajos esfuerzos.

Figura 66. Ruptura del propante respecto al ancho de la fractura



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

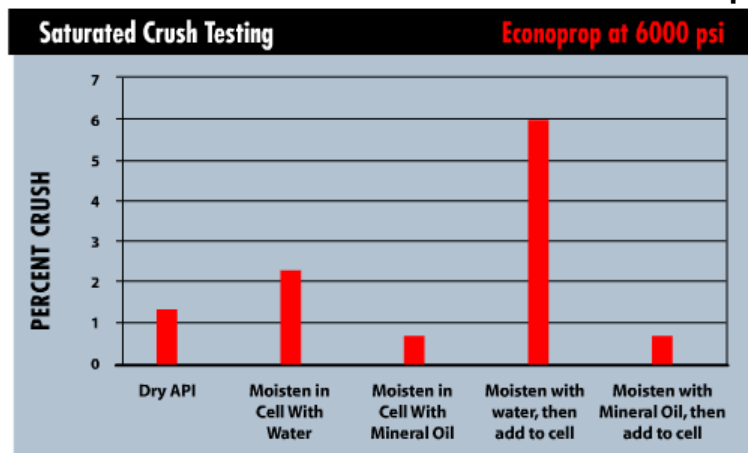
Este efecto observado es debido a la reducción del espesor de la fractura lo cual influye en un aumento del porcentaje de partículas ubicadas contra la pared de la fractura razón por la cual el esfuerzo de cierre esta mal distribuido entre los granos de propante ocasionando ruptura y causando daños en el sistema y en el prospecto.

- **Saturación del material propante**

El tipo de fluido saturando el material de sostén puede alterar dramáticamente su tendencia a la ruptura. De acuerdo a la norma estándar API RP 56 las pruebas de ruptura deben hacerse con propante seco lo cual es diferente a las condiciones que no representan una fractura real. Cuando una celda de ruptura es cargada con material propante saturado co aceite o lubricantes hidrocarburos, el material propante presenta una mejor distribución en la celda y la ruptura disminuye en un porcentaje significativo.

La figura 67 ilustra el comportamiento de la ruptura de Econoprop a 6000 psi de esfuerzo de cierre. Se observa como al utilizar aceite mineral la ruptura disminuye hasta en un 50%. Cuando el propante es saturado con agua se observa que la tendencia a la ruptura es totalmente contraria su valor incrementa de manera significativa.

Figura 67. Distribución de esfuerzos sobre el material propante



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

Vale la pena aclarar que el fluido que satura el material propante no posee ningún efecto en la ruptura del mismo pero si influye en la distribución de las partículas y por lo tanto en la distribución de los esfuerzos.

Con el fin de obtener resultados más reales el material propante se puede saturar con fluidos de fracturamiento antes de ser ubicados en la celda de ruptura API.

Otros factores como lo son la masa del propante y la tasa de esfuerzo aplicada al propante no afectan el grado de ruptura en las mediciones de conductividad.

5.5.2 Efectos de la ruptura sobre la conductividad

La ruptura del propante tiene un efecto negativo sobre las mediciones de conductividad dado que se generan partículas pequeñas que taponan el flujo a través del propante y reduce la conductividad. Dado que cada tipo de propante posee una forma particular de ruptura, es necesario estudiar cada uno de ellos y la cantidad de estas partículas que son producidas. Este fenómeno esta ligado a la formación de finos y sus efectos los cuales serán estudiados más adelante en este capítulo.

El estudio de la ruptura del material propante está más enfocado hacia el control de calidad del material propante luego de su fabricación y es además, un criterio importante de selección junto con las pruebas de conductividad a la hora de ser utilizado en aplicaciones de fracturamiento hidráulico.

5.6 ESFUERZOS CÍCLICOS

Cuando se miden conductividades del material propante, la presión que se ejerce sobre la celda comienza desde un valor inicial cero y se eleva hasta la presión de confinamiento deseada. Una vez se llega a esta presión, se finalizan las

mediciones de conductividad, se libera dicha presión y se finaliza la prueba. Este incremento y liberación de la presión desde y hasta su valor inicial equivale a un ciclo de presión. Por lo tanto, cuando se realizan mediciones de conductividad basados en la norma API RP 61, el material propante a ser estudiado es sometido a medio ciclo de esfuerzos, es decir, a una secuencia creciente de esfuerzos desde un valor inicial a un valor objetivo final.

Existen diversos estudios^{42, 43} que demuestran que el material propante ubicado en la fractura experimenta múltiples ciclos de esfuerzo. La primera parte de un ciclo sucede cuando presión de confinamiento actuando sobre el propante se libera, producto del cierre del pozo y la presión de poro en el empaquetado de propante aumenta para ayudar a soportar el esfuerzo ejercido por la formación. La segunda parte del ciclo cuando el pozo es puesto nuevamente en producción y la presión de poro del propante es reducida de nuevo, la presión de confinamiento es incrementada de nuevo.

Estos ciclos ocurren muchas veces durante la vida del pozo y usualmente puede suceder en sus tiempos tempranos de producción. Un ejemplo de esto son los yacimientos de gas en arenas apretadas en las cuales a medida que el tratamiento de fractura es circulado en reversa para remover el fluido de fracturamiento y luego el cierre, antes de poner el pozo en producción económica, se cumple un ciclo de esfuerzos.

5.6.1 Resistencia del propante a esfuerzos cíclicos

Los esfuerzos cíclicos se pueden simular y representar en la prueba de conductividad mediante la aplicación de ciclos de esfuerzo continuo teniendo en

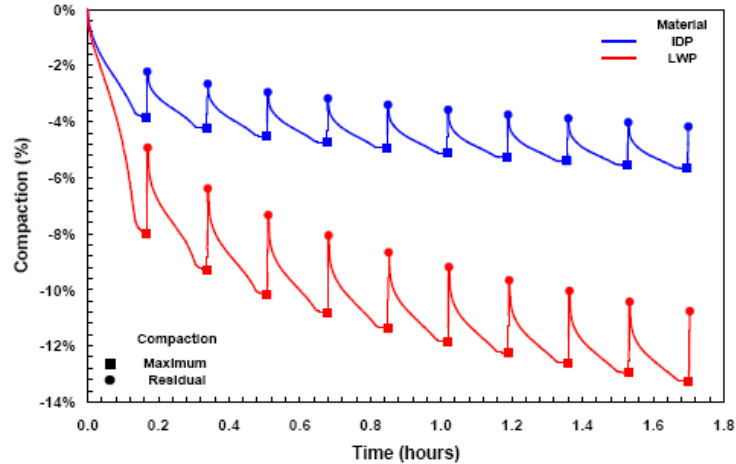
⁴² W.T. Stephens., S.K. Schubart. 2004. "Investigating How Proppant Packs Change Under Stress". Paper SPE 90562.

⁴³ W.T. Stephens., S.K. Schubart. 2006. "Statistical Study of the Crushing Resistance Measurement for Ceramic Proppants". Paper SPE 102645.

cuenta que un ciclo corresponde a una repetición en la prueba de conductividad basada en la norma API RP 61 y un ciclo de la prueba de resistencia basada en la norma API RP 58 y 60 las cuales se estudiarán en el capítulo 5.

Schubart y Stephens³⁰ han realizado estudios que muestran como se comportan los diferentes propantes cuando son sometidos a esfuerzos cíclicos. Dichos autores estudiaron la compactación y la porosidad del propante sometido a esfuerzos cíclicos por medio de análisis óptico de microfotografías.

Figura 68. Compactación en función del tiempo de propantes IDP & LWP

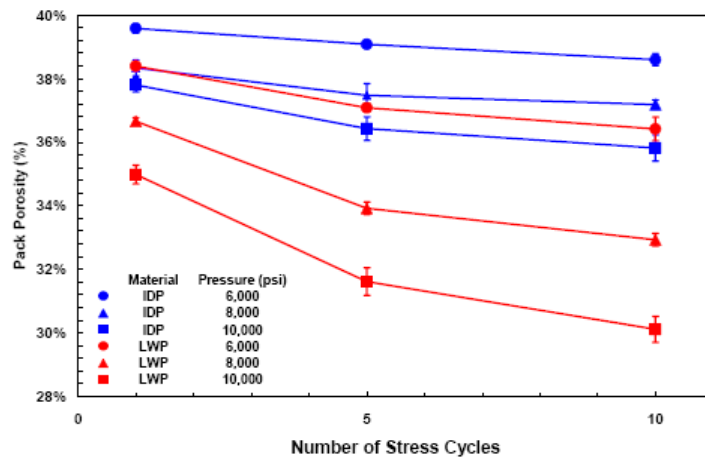


Fuente: Paper SPE 106365.³⁰

La figura 68 ilustra el comportamiento de la compactación de dos propantes IDP y propante liviano LWP sometidos a esfuerzos cíclicos de 8,000 Psi. El primer ciclo como se puede observar, desplaza fácilmente el propante que se encuentra suelto en la celda y afecta su estructura y empaquetamiento permitiendo una mayor compactación que en los ciclos sucesivos, los cuales a su vez alteran el ordenamiento de las partículas, pero en menor proporción siendo representativos los primeros cinco ciclos de esfuerzos.

Un efecto similar se observa en la porosidad el empaquetado de propante. Como se ilustra en la 69 a medida que el número de ciclos se incrementa, la reducción de la porosidad del propante se reduce. También se puede observar que el efecto sobre la porosidad se hace más evidente durante los primeros ciclos de esfuerzos.

Figura 69. Reducción de la porosidad debido a ciclos de esfuerzos



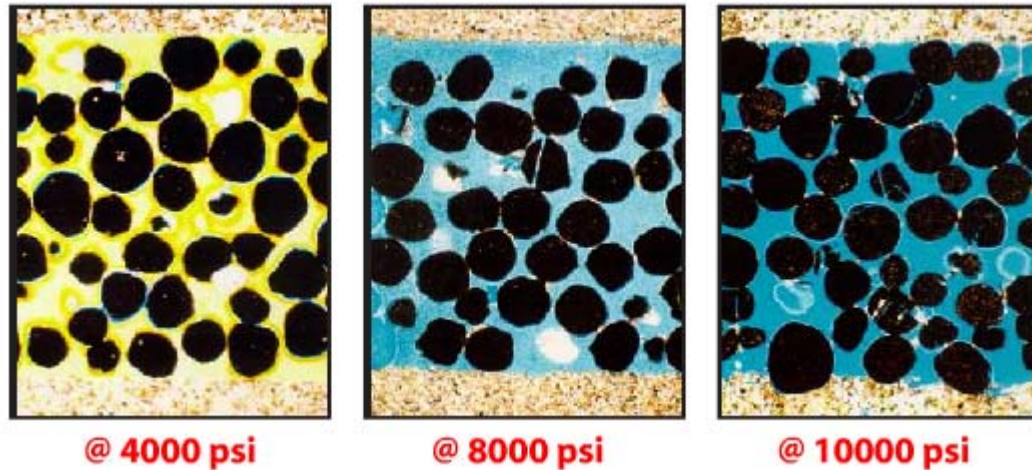
Fuente: Paper SPE 106365.³⁰

Se ha mostrado que no todos los propantes son afectados de la misma forma dada la manera en que se fracturan. Cuando el efecto de esfuerzos cíclicos es más significativo se espera que la conductividad se vea reducida significativamente. Un mismo tipo de propante se ve afecta con mayor magnitud cuando la presión máxima de cada ciclo es mayor. En la figura 70 se observa un ejemplo de propante cerámico sometido al primer ciclo de esfuerzos para 3 diferentes esfuerzos máximos de 4000, 8000 Psi y 10000 Psi.

Cuando el esfuerzos aplicado es mayor como ocurre para esfuerzos de 10000 Psi, una mayor fracción de las partículas de propante sufren ruptura, el empaquetado se compacta, la porosidad se reduce y se presenta incrustamiento en la arena adyacente, efectos que reducen la conductividad del propante. Si el

propante estudiado es una arena de menor resistencia los efectos son más severos y de mayor impacto en la conductividad.

Figura 70. Efecto de esfuerzos sobre un propante cerámico



Fuente: Stim-Lab Consortia.⁴⁴

5.6.2 Mediciones de conductividad bajo esfuerzos cíclicos

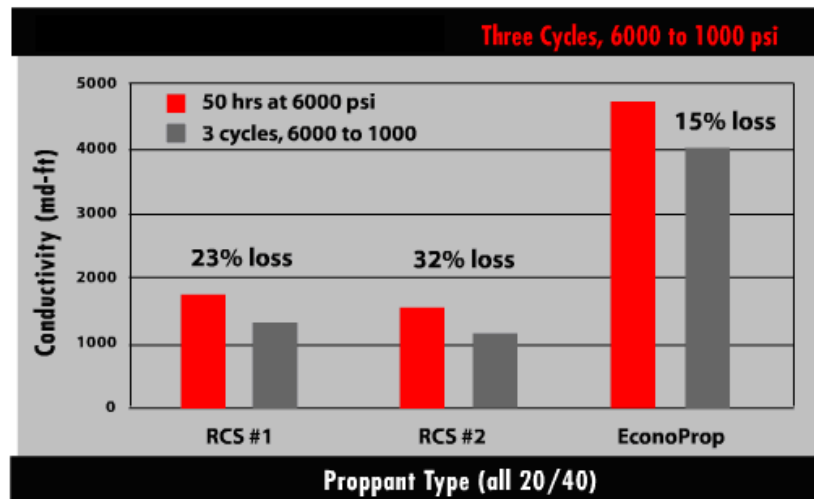
Un caso en el que se pueden observar los efectos de los esfuerzos cíclicos en las pruebas de conductividad se ilustra en la figura 71. En este caso se han estudiado tres propantes diferentes de tamaño 20/40 desarrollado por Carboceramics: dos muestras de propantes recubiertos con resinas y una de propante cerámico liviano EconoProp son sometidos a pruebas de conductividad bajo tres ciclos continuos de esfuerzo entre 6000 y 10000 psi. Dichos resultados son comparados con una prueba corriente de conductividad API realizada a una presión de cierre de 6000 Psi.

En todos los casos estudiados se observó significativa disminución en la conductividad. Para las dos arenas recubiertas, la disminución en la conductividad

⁴⁴ Stim-Lab Consortia Notes, 2007.

medida fue de 23 y 32% respecto a los valores de conductividad sin aplicar ciclos de esfuerzos. De igual manera se observó una disminución de la conductividad de 12% en el propanante cerámico EconoProp. En este caso, a pesar de que la disminución en los valores de conductividad es menor, se debe tener en cuenta que este tipo de propanante presenta mayor calidad y resistencia a esfuerzos.

Figura 71. Efecto de esfuerzos cíclicos sobre la conductividad



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

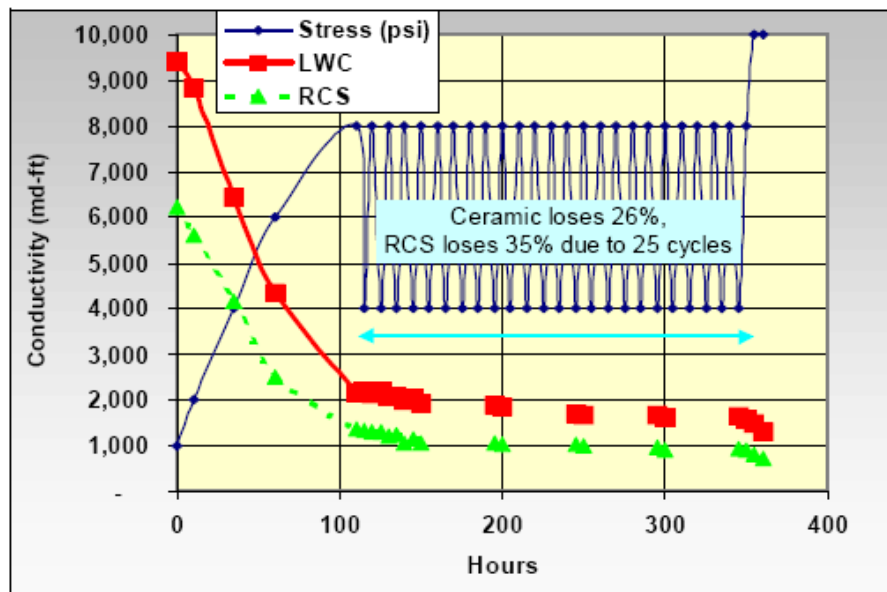
Otras pruebas de conductividad realizadas por Stim-Lab Consortia para estudiar este efecto, muestran el impacto negativo de los esfuerzos cíclicos sobre la conductividad, independiente del tipo de material que se utilice. En este caso se utilizaron dos tipos diferentes de propanantes, un propanante cerámico liviano y una arena recubierta, los cuales fueron sometidos a 25 ciclos de esfuerzos entre 4000 y 8000 psi.

Como se ilustra en la figura 72, en ambos casos se observa que la conductividad del propanante presentó una disminución consecutiva luego de cada ciclo de esfuerzo y este valor siguió decreciendo aún luego del ciclo número 25. También se observa como los cambios de presión más importantes se presentan durante

los primeros cinco ciclos de esfuerzos a pesar que la conductividad siga decreciendo con el aumento de ciclos.

Por esta razón, los pequeños cambios de conductividad que ocurren a partir del ciclo número cinco pueden ser despreciados, de manera que solo los cinco primeros sean suficientes para una caracterización confiable del comportamiento de la conductividad del propante bajo esfuerzos cíclicos.

Figura 72. Efectos de esfuerzos cíclicos sobre la conductividad



Fuente: Paper SPE 106301.⁴⁵

Los esfuerzos cíclicos ejercidos sobre el propante en la fractura generan mejor distribución de los esfuerzos y gradientes de densidad dentro del empaquetado lo que permite una redistribución de masa por causa de la deformación plástica, moción, y reorganizamiento de las partículas por lo cual la conductividad disminuye.^{41,46}

⁴⁵ Palisch, T., Duenckel, R. 2007. "Determining Realistic Conductivity and Understanding Its Impact on Well Performance - Theory and Field Examples". Paper SPE 106301.

⁴⁶ E.R Freeman, D.A Anschutz, J.J Renkes, D. Milton-Taylor. 2006. "Qualifying Proppant Performance". Paper SPE 103623.

Las pruebas de conductividad que incorporan efectos de esfuerzos cíclicos resultan ser muy costosas y toman mucho tiempo lo cual limita su realización y el avance en el estudio de este fenómeno. Además se deben realizar a un solo valor máximo de esfuerzo en los ciclos y no incrementando dicho valor cada vez consecutivamente debido a que el efecto del ciclo anterior puede alterar la interpretación de los resultados.

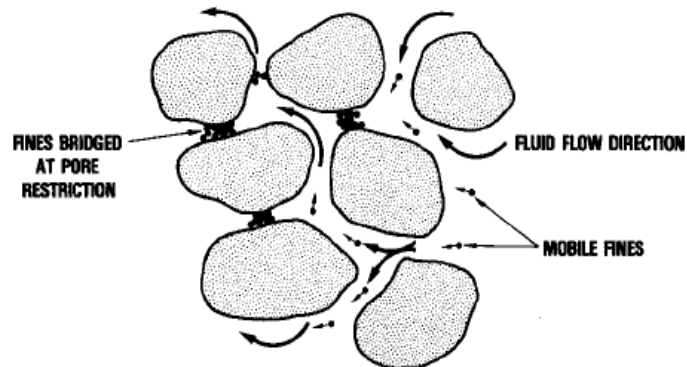
Las pruebas de conductividad basadas en la norma API RP 61 no representan el fenómeno de esfuerzos cíclicos que ocurre en condiciones de yacimiento. Por esta razón se debe modificar la prueba de conductividad para que su efecto sea tenido en cuenta y se logren resultados más representativos.

5.7 MIGRACIÓN DE FINOS

Las partículas finas muy pequeñas que existen en las rocas son comúnmente denominadas finos y son pequeñas partículas rocosas de materiales sueltos que están presentes en los espacios porosos de todas las formaciones de areniscas. El movimiento de estas partículas finas dentro de la capa de material propante en la fractura puede tener un gran impacto en la conductividad y por lo tanto, en la productividad del pozo lo cual ocurre cuando los finos se acumulan en las gargantas de los poros generando restricción al flujo y posiblemente taponamiento como se ilustra en la figura 73.

Existen diferentes criterios que permiten diferenciar cuando las partículas son consideradas finas. Esto depende del criterio del ingeniero o las practicas de la compañía. Una forma de reportar partículas finas ocurre cuando:

Figura 73. Movilización de material fino en el medio poroso



Fuente: Paper SPE 7007.⁴⁷

- Para Material Propante 10/20 las partículas menores a tamaño de malla 20 son reportados como finos.
- Para Material Propante 30/50 las partículas menores a tamaño de malla 50 son reportados como finos.

Las partículas finas como se puede observar anteriormente no poseen siempre el mismo tamaño, en cambio, algunas partículas pueden ser consideradas finos para cierto tamaño de propante pero no para otro de tamaño mayor.

Generalmente en la industria las partículas finas se consideran aquellas que pueden pasar a través de una malla tamaño 400 lo que equivale a un tamaño de grano de 37 micrones o granos de tamaño de 1 micrón. Cuando ocurre ruptura del material propante solamente una porción del 0.21% de las partículas son lo suficientemente pequeñas para ser consideradas finos.

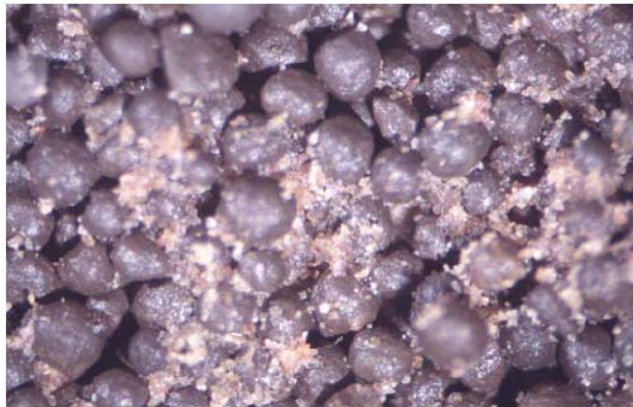
⁴⁷ T. W. Muecke, 1978. "Formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media", Paper SPE 7007.

5.7.1 Procedencia de las partículas finas

Primordialmente existen dos fuentes de las cuales provienen las partículas finas en un pozo hidráulicamente fracturado. La primera fuente es el material propante, en el cual se pueden generar finos durante los procesos de manufactura, transporte, manejo, esfuerzos cíclicos, embebimiento y ruptura debido a esfuerzos.

La cantidad de finos generada en un fracturamiento hidráulico proveniente de la ruptura del propano depende de diversos factores como lo son la profundidad, propiedades del yacimiento y del material propano utilizado. En la figura 74 se pueden observar partículas finas ubicadas en el medio poroso de un empaquetamiento de material propano como resultado de esfuerzos cíclicos y ruptura de los granos.

Figura 74. Acumulación de partículas finas en bauxita



Fuente: Paper IPTC 10571.⁴⁸

⁴⁸ P.D Nguyen, R.G Dusterhoft, B. Clarkson and J. Edwards. 2005. "Mitigating Formation Invasion to Maintain Fracture Conductivity". Paper IPTC 10571.

Otra forma de introducir partículas finas a la fractura ocurre mediante los diferentes fluidos utilizados en las operaciones de perforación, completamiento y estimulación llevadas a cabo en el pozo.

Una manera adicional en que el material fino se deposita en la fractura resulta durante los procesos geológicos como resultado de los esfuerzos dinámicos que causan deformaciones de las rocas. Una vez el pozo es perforado y puesto en producción, estas partículas viajan desde la roca junto con los fluidos de la formación hacia la fractura.

5.7.2 Migración y acumulación de partículas finas

Como se ilustra en la figura 75, dado que no todos los granos de propante tienen el mismo tamaño, algunas partículas serán capaces de viajar a través de la fractura y ser producidas a superficie mientras que el resto se acumularán en algunos puntos de contacto entre las partículas de propante hasta taponarlos dependiendo de su tamaño y forma.

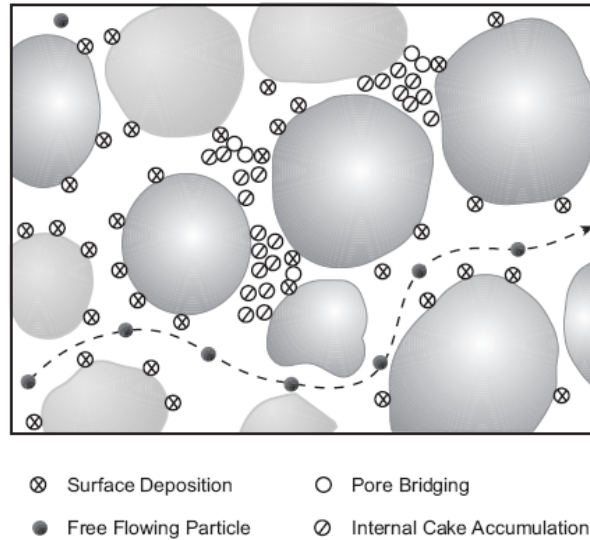
Generalmente se observan tres casos respecto al tamaño de las partículas finas y su migración hacia y a través de la fractura²⁸:

- **Tamaño muy grande para penetrar en la fractura:**

Ocurre cuando el material proveniente de la formación es de tamaño muy grande o en altas concentraciones para entrar en la fractura. Estas partículas se quedan en las paredes de la fractura generando daño por la formación de una capa de permeabilidad más baja que la del propante en la fractura. En este caso la capa de baja permeabilidad formada reduce el espesor conductivo de la fractura y estos finos pueden migrar posteriormente cuando la fractura se somete a esfuerzos cíclicos. En este grupo también se incluyen partículas grandes

generadas por ruptura del propante las cuales son de tamaño muy grande como para fluir pero quedan localizadas dentro del empaquetado.

Figura 75. Casos de migración de finos



Fuente: Paper IPTC 10571.⁴⁶

- **Tamaño suficientemente pequeño para entrar en la fractura pero suficientemente grande para acumularse y taponar el medio poroso**

En este grupo se encuentran las partículas de tamaño crítico de mayor importancia en el análisis de flujo de finos puesto que son aquellas que bajan la permeabilidad de la fractura. Estos finos provenientes de la formación o generados durante la operación de fracturamiento, migran por la fractura y se acumulan en las gargantas de los poros debido a la contracción del diámetro de los canales de flujo. Cuando hay acumulamiento y posterior taponamiento, se impide el paso a los fluidos del yacimiento y al mismo tiempo a las demás partículas finas que vienen detrás lo cual resulta en un mayor daño y aumento de la presión a través de la fractura teniendo como consecuencia disminución de permeabilidad y productividad del pozo.

- **Tamaño pequeño suficiente para libre movimiento a través de la fractura**

El libre movimiento de estas partículas pequeñas generalmente no posee ningún impacto en la fractura pero pueden resultar en daño significativo a los equipos de superficie durante la producción. Sin embargo, estas partículas a pesar de ser suficientemente pequeñas para atravesar la fractura sin problemas pueden acumularse debido posterior taponamiento de partículas más grandes disminuyendo significativamente la permeabilidad.

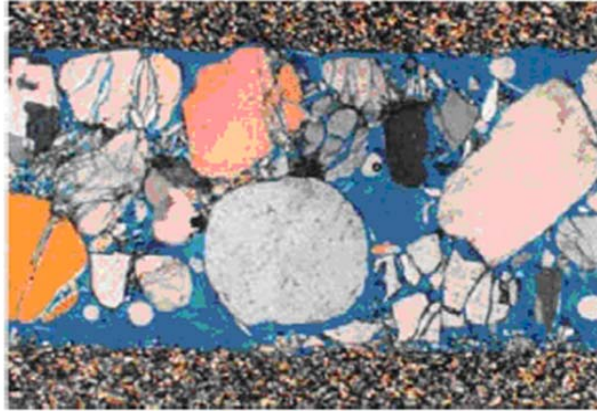
5.7.3 Identificación y prevención de migración de partículas finas

La formación y migración de finos a través del material propante como resultado de una prueba de conductividad puede ser determinada mediante el uso de microfotografías y otros procedimientos de laboratorio que permiten observar de manera detallada los granos del material, la forma en que sufren ruptura y el tamaño de las partículas resultantes. Una microfotografía tomada a una arena Brady se ilustra en la figura 76 en la cual se puede apreciar la forma en que se rompe este tipo de propante.

Cada tipo de material propante sufre ruptura de un modo diferente a los demás. Los propantes formados de arenas se rompen o quiebran en pequeños fragmentos de manera similar al vidrio, mientras que los propantes cerámicos se fracturan o se agrietan en pedazos de tamaño grande a intermedio las cuales permanecen inmóviles junto con el resto del grano, de la misma manera en que se fractura un ladrillo.

Debido a esto es importante tener en cuenta la cantidad de material fino que se espera se produzca en la fractura, a la hora de escoger el material propante que se va a utilizar, permitiendo evitar máximo el taponamiento del medio poroso por partículas finas.

Figura 76. Microfotografías Arena Brady 10/20 a 8,000 Psi



Fuente: Stim-Lab Consortia.⁴⁰

Con el fin de evitar la formación de finos, se debe escoger un material propante con buena esfericidad y redondez, de tamaño uniforme y forma de manera que los posibles finos formados puedan viajar a través de las gargantas de los poros.

El uso de resinas para cubrir las arenas permite mejorar su resistencia y prevenir la formación de partículas de menor tamaño debido a la ruptura. El taponamiento de las gargantas de los poros debido a material fino se puede también contrarrestar con la inyección de fluidos en contraflujo a bajas tasas de manera que estos finos se desagrupen y puedan moverse a través del medio poroso.

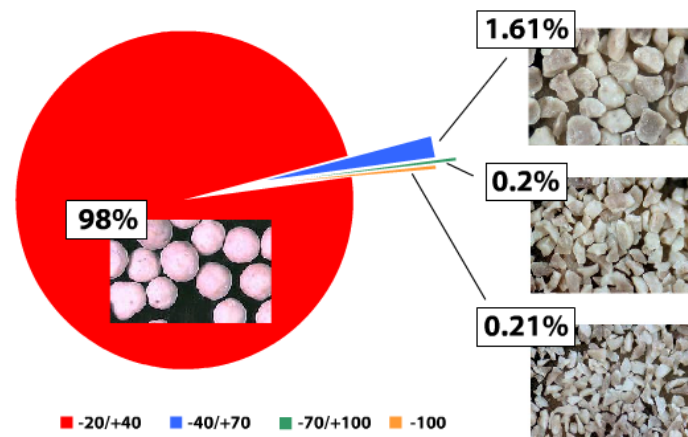
5.7.4 Efectos de la migración de finos en pruebas de conductividad

La presencia de material fino en las pruebas de conductividad tiene un impacto negativo sobre la capacidad de flujo de la fractura. Este efecto está también relacionado con el incrustamiento, ruptura y presencia de esfuerzos cíclicos, los cuales se presentan bajo las mismas condiciones de esfuerzo y presión.

Generalmente la mayor cantidad del propante permanece en la fractura y un porcentaje muy bajo de las partículas generadas pueden fluir a través del medio

poroso. Como se observa en la figura 77 solamente el 0.21% de las partículas de material propante son lo suficientemente pequeñas como para moverse y generar taponamiento de las gargantas de los poros. El efecto de la migración de finos generalmente puede disminuir hasta en un 4% la conductividad valor que puede ser mayor hasta en un 10% dependiendo del tipo de propante y si hay presencia de otros efectos.

Figura 77. Porcentaje de partículas finas generadas en la fractura



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

5.8 EFECTOS DE FLUJO NO DARCY

5.8.1 Ecuación de Flujo no Darcy

La ecuación que modela el flujo a través de un medio poroso en régimen laminar es conocida como la ecuación de Darcy. Esta ecuación fue desarrollada por Henry Darcy⁴⁹ quien desarrolló esta correlación observando como el agua drenada a través de columnas de arena. El procedimiento consistía en dejar caer agua desde la parte superior de corazones arena y midiendo el tiempo que

⁴⁹ Darcy, H. 1856. "Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon" Dalmont Paris.

tomaba el fluido para llegar hasta el fondo del dispositivo. La ecuación que se desarrolló fue la siguiente:

$$\Delta p / \Delta L = \mu v / k$$

Donde:

μ = Viscosidad del fluido

v = Velocidad superficial del fluido

k = Permeabilidad del medio poroso

$\Delta p / \Delta L$ = Caída de presión por unidad de longitud del medio poroso

Esta expresión indica que el gradiente o caída de presión $\Delta p / \Delta L$ es proporcional a la velocidad del flujo si la resistencia μ / k permanece constante. Esta ecuación es aplicable solo a bajas velocidades. Cuando la velocidad del flujo se incrementa y el flujo debe de ser laminar, la caída de presión incrementa de manera mayor al incremento proporcional en velocidad.

Otros estudios sugirieron que la ley de Darcy era aplicable a diversos fluidos permitiendo determinar la caída de presión a través del medio poroso cambiando la viscosidad y permeabilidad de cualquier fluido siempre y cuando las tasas de flujo sean pequeñas.

Forcheimer⁵⁰ en 1901 reconoció que la caída de presión no estaba relacionada con la velocidad de flujo en la ley de Darcy a altas velocidades. El relacionó la caída de presión con el cuadrado de la velocidad así:

$$\Delta p / \Delta L = \mu v / k + \beta \rho v^2$$

⁵⁰ Cooke. C.E., Jr. 1973. "Conductivity of Fracture Proppants in Multiple Layers". Journal of Petroleum Tech. AIME.

Donde:

β = Coeficiente de resistencia inercial

ρ = Densidad del fluido

La densidad del fluido y el factor β el cual es característico del medio poroso fueron agregados a la ecuación de la ley de Darcy para relacionar la caída de presión con el cuadrado de la velocidad de modo de convertir la ecuación en una expresión aplicable a tasas de flujo reales. En muchas aplicaciones se ha demostrado que flujo no Darcy ocurre en los pozos debido a las altas permeabilidades y tasas de producción. En estos casos, la ecuación de forcheimer debe aplicarse en lugar de la ley de Darcy.

5.8.2 Factor Beta

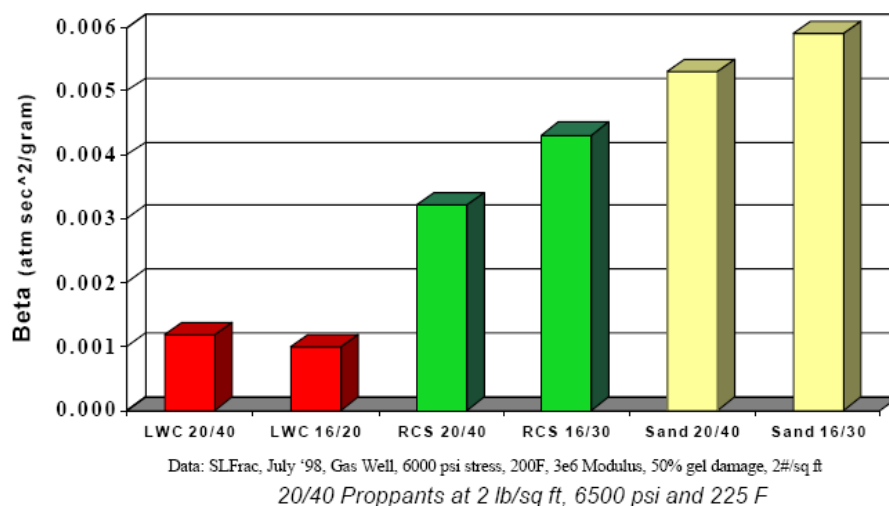
El factor beta o coeficiente de flujo inercial es un valor característico del medio poroso y su valor puede ser medido en materiales propantes. Diversos autores han publicado correlaciones para calcular el factor beta con la porosidad y la permeabilidad. Estos factores pueden ser calculados experimentalmente para cada tipo y tamaño de material propante.

Esto se hace por medio de celdas de conductividad del mismo modo que se utilizan para medir conductividades. Los factores beta con obtenidos solucionando la ecuación de forcheimer de acuerdo con la caída de presión medidas en la prueba, sin embargo, tasas de flujo altas son utilizadas para desarrollar la caída de presión adecuada que se ajuste a la ecuación de forcheimer.

La figura 78 muestra algunos factores beta para algunos propantes comerciales. Como se puede observar, el factor beta es diferente para todas las clases y tamaños de propante por lo cual siempre debe ser medido.

El factor beta es básicamente una medida de la tortuosidad de los canales de flujo del material poroso. El exceso de gradientes de presión a altas velocidades puede ser causado por turbulencia o resistencia inercial o por una combinación de los dos, dependiendo de la configuración poroso del medio a estudiar. Diversos factores que influyen en beta se han identificado y se mencionan a continuación.

Figura 78. Factores Beta para materiales cerámicos



Fuente: Paper SPE 54630.⁵¹

- **Porosidad**

La porosidad y su relación con el factor beta está relacionada con la caída de presión en la fractura que está claramente relacionada con los cambios en la velocidad del fluido a través del propante de acuerdo a su porosidad. Para el caso

⁵¹ 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.

de fracturas dañadas que contienen fragmentos heterogéneos y angulares de material propante la caída de presión resulta ser mayor y la velocidad menor lo que conlleva a valores altos de beta. Para el caso teórico de fracturas ideales con material propante uniforme y redondeado, el empaquetamiento de propante con altas porosidades generalmente posee bajos valores de beta.

- **Permeabilidad inicial**

Los propantes de altas permeabilidades generalmente poseen altos valores de beta debido a que los canales de flujo son menos tortuosos y permite que el propante fluya más fácilmente a través del medio poroso. Este es el mismo efecto que se tiene cuando los canales de flujo son homogéneos.

- **Expansión y contracción de los canales de flujo**

El fluido es forzado a viajar a través del medio poroso entre los espacios ubicados en medio de los granos y sus gargantas, lo que tiene un efecto de compresión y descompresión sobre el fluido. El fluido acelera cuando es comprimido en las gargantas porosas y desacelera cuando es descomprimido en los cuerpos porosos más grandes. Para un propante con la misma conductividad, el menor diámetro del propante generará valores más bajos de beta.

- **Curvatura de las líneas de flujo**

Las líneas de flujo suaves y derechas resultaran en valores bajos de beta de acuerdo con lo explicado anteriormente. Por el contrario, cuando los canales de flujo son angulares y heterogéneos debido a heterogeneidad del propante, la caída de presión será mayor y asimismo los valores de beta serán más altos.

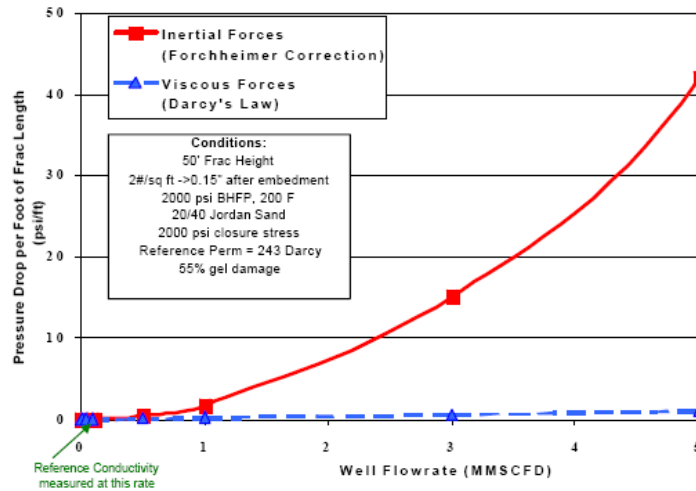
- **Heterogeneidades y superficies rugosas**

Estos efectos son negativos y resultan en valores bajos de beta. Dichos efectos conocidos como inerciales resultan en una mayor dificultad para el paso del flujo a través del medio poroso y mayor caída de presión. Si se tiene dos propantes diferentes cuya permeabilidad es la misma se pueden cometer errores de selección si el único criterio tenido en cuenta es el valor de permeabilidad. Esto puede conllevar a una decisión inadecuada puesto que puede haber diferencias de tamaño, forma y ruptura, a pesar de que se consideren equivalente. De igual manera estos propantes pueden tener conductividad equivalente a ciertas condiciones pero se pueden presentar diferencias significativas cuando en la fractura los propantes son sometidos a altas tasas de flujo, presión y temperatura como ocurre en gran número de fracturas.

5.8.3 Flujo no Darcy a través de la fractura

La ley de Darcy establece que la caída de presión en la fractura es función de la fricción lo cual significa que a bajas velocidades la resistencia al flujo es controlado por las fuerzas de arrastre ejercido entre los granos de propante y el fluido. Por otro lado, la ecuación de Forcheimer reconoce que a altas velocidades la energía consumida en la aceleración de las moléculas del fluido es importante. En cada poro formado entre los granos de material propante, el fluido cambia su dirección acelerando a través de las gargantas de poro. Este flujo no es resultado del flujo turbulento sino de efectos inerciales causados por aceleraciones y desaceleraciones convectivas en el flujo laminar.

Figura 79. Caídas de presión en la fractura ecuaciones Darcy y no Darcy



Fuente: Paper 54630.⁴⁹

En la figura 79 se muestra la diferencia entre la caída de presión estimada para flujo Darcy y no Darcy. Para condiciones de flujo no Darcy las caídas de presión son mayores y deben ser incorporadas en las mediciones de conductividad. Además se muestra que la permeabilidad del propano bajo condiciones de flujo laminar es insignificante cuando el flujo No Darcy es analizado.

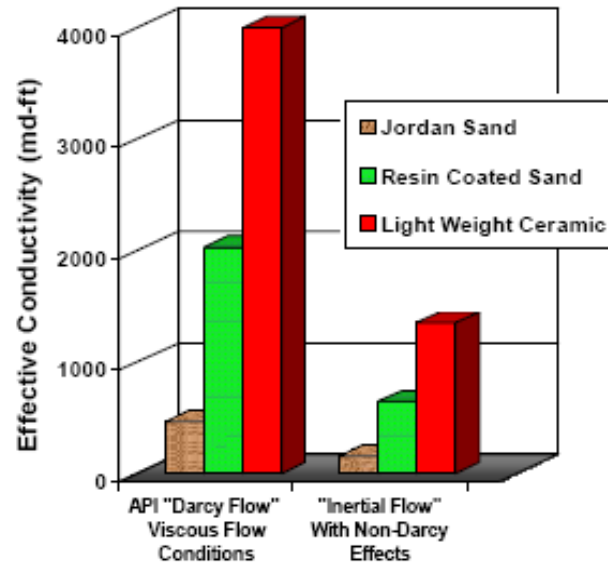
Muchos ingenieros no tiene en cuenta los efectos del flujo no Darcy cuando diseñan tratamientos de fractura dado que asumen que solo aplica a altas tasas de flujo. Estos efectos son significativos aun en pozos considerados que actúan bajo tasas bajas de acuerdo a los estándares actuales de la industria.

5.8.4 Impacto del flujo no Darcy en la conductividad

Cuando se calculan valores de conductividad sin tener en cuenta el flujo no Darcy que se presenta en la fractura, los resultados encontrados en las pruebas son demasiado optimistas en comparación con los valores reales para todos los tipos de propanos. Como se puede observar en la figura 80 diversas pruebas de

conductividad se realizaron para propantes de tamaño 20/40 sometidos a presiones de confinamiento de 6500 Psi y 225 °F.

Figura 80. Reducción de conductividad debido a efectos no Darcy



Fuente: SPE Paper 30494.⁵²

Los cálculos de conductividad se realizaron bajo dos condiciones: Flujo lineal según con base en los parámetros API y condiciones de flujo No Darcy. Los resultados obtenidos muestran una enorme diferencia en los valores de conductividad bajo ambas condiciones tal como se ilustra en la figura 80.

Para el primer caso bajo condiciones de flujo lineal, los valores de conductividad obtenidos se muestran en la primera serie de comunas mostradas en la figura 80. Para el segundo caso se calcularon las conductividad con base en la ecuación de flujo no Darcy y se observó una reducción de los valores de conductividad, la cual

⁵² 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 Paper 30494.

fue de aproximadamente 75% en todos los casos con respecto a los valores de referencia iniciales.

6. MODIFICACIONES A REALIZAR A LAS MEDICIONES DE CONDUCTIVIDAD DEL PROPANTE BASADAS EN LA NORMA API RP 61

Dadas las condiciones mencionadas en el capítulo anterior, se puede establecer que la metodología basada en la norma API RP 61, no es una metodología que permite obtener valores realmente representativos de la conductividad del propante y se deben hacer modificaciones con el fin de que sus valores sean apropiados cuando se quiere verificar la eficiencia de intervenciones al pozo y su impacto en la conductividad, evaluar operaciones de fracturamiento hidráulico, diseñar procesos de producción y/o realizar selección de material propante basados en valores de conductividad.

Estas modificaciones se realizan con base en el análisis de sensibilidad realizado anteriormente y luego de evaluar la forma en que cada fenómeno afecta las mediciones de conductividad. Con estos cambios se busca la mejor manera de corregir dichos efectos en forma práctica de modo que se pueda realizar en laboratorio. A partir de las modificaciones necesarias se debe plantear una metodología mejorada que tenga en cuenta los fenómenos que se mencionaron en el capítulo anterior.

6.1 MODIFICACIONES AL TIEMPO DE PRUEBA

Cuando se realizan pruebas de conductividad de 15 minutos de duración como se recomienda en la norma API RP 61, los valores de conductividad obtenidos son valores mayores que los observados en pruebas largas de 50 a 100 minutos, debido a que luego de 15 minutos la conductividad del propante aún sigue disminuyendo debido a los efectos de carga del pozo.

Estos valores de conductividad sobreestimados, resultan en inconsistencias a la hora de diseñar trabajos de fracturamiento y modelos de producción, y se hace

necesario incrementar el tiempo de la prueba de conductividad hasta un límite práctico de manera que se caracterice un tiempo más real de afectación del propante.

Se ha fijado que las mediciones de conductividad se deben realizar en un tiempo ideal y suficiente de 50 horas que permita la obtención de valores de conductividad adecuados y su efecto en la degradación del propante. Este valor de tiempo se puede incrementar un poco acorde al tipo de propante y las condiciones esperadas en el yacimiento. Este tiempo es necesario para que la conductividad se estabilice en la prueba.

6.2 MODIFICACIONES A LA TEMPERATURA DE PRUEBA

La temperatura intensifica la corrosión al interior del material propante y hace que su ruptura sea más pronunciada debido a su debilitamiento. La presencia de altas temperaturas es perjudicial y disminuye capacidad de flujo en las fracturas. Su efecto esta además relacionado con el tiempo durante el cual la temperatura actúa sobre el material propante dado que solo hasta 2 o 3 horas de calentamiento la temperatura comienza a hacer su efecto sobre el propante.

Dados los efectos negativos de la temperatura en la conductividad y teniendo en cuenta que la prueba se realiza a temperatura ambiente, se plantea que la temperatura idónea para la realización de las mediciones de conductividad sea de 150 °F para arenas y de 250°F para arenas recubiertas y otros propantes de mayor resistencia. Se debe tener en cuenta que si la temperatura del yacimiento es mayor a estos valores, se deben esperar daños mayores al propante que afectan directamente la conductividad. En este caso se puede incrementar la temperatura de prueba siempre y cuando el equipo disponible lo permita con el fin de lograr una mejor caracterización de la conductividad.

6.3 MODIFICACIONES AL FLUIDO DE PRUEBA

Dado que el uso de agua como fluido de prueba no se asemeja a los fluidos de yacimiento como se especifico anteriormente, se ha determinado el uso de agua presaturada con sílica y desoxigenada consistente en una solución de agua destilada de cloruro de potasio KCl al 2%, de modo que se logre una mejor aproximación a los fluidos de yacimiento y se minimice la corrosión, y el ataque químico al propante. Es importante mantener la solución saturada con sílica durante toda la prueba fluyendo a través del empaquetado de propante

El fluido de prueba debe tener además reducido el contenido de oxigeno semejante a los fluidos de yacimiento con el fin de prevenir reacciones de reducción que generen deterioro al equipo utilizado.

6.4 REPRESENTACIÓN DEL INCRUSTAMIENTO

En la celda de conductividad API se utilizan placas metálicas que separan el propante de los pistones. Dichas placas, que confinan el material propante no poseen las propiedades de las paredes de la fractura y no permiten que se simule el efecto de incrustamiento y los valores de conductividad obtenidos con la celda de conductividad API son mayores en magnitud, puesto que el efecto negativo del embebimiento no es tenido en cuenta.

Por esta razón es necesario utilizar núcleos de arenisca de permeabilidad media de manera que se simulen dichos efectos. Los núcleos que se deben utilizar deben ser formados de arenisca Ohio debido a su disponibilidad y a sus características de permeabilidad. La arena Ohio es un material de tamaño de grano fino que se encuentra en la formación Scioto en el sur de Ohio en los Estados Unidos.

Se recomienda que dichos núcleos tengan 0.35 pulg de espesor mínimo y se deben ubicar arriba y abajo del empaquetado de propante, haciendo contacto directo con los pistones de la celda.

6.5 ESFUERZOS CÍCLICOS

Se requieren al menos cinco ciclos de esfuerzos en las pruebas de conductividad con el fin de caracterizar el comportamiento de propantes bajo este efecto. Dado que las pruebas de esfuerzos cíclicos son costosas de desarrollar⁴⁰, es necesario establecer si se presentan esfuerzos cíclicos en la formación productora como producto de las operaciones realizadas a cabo en el fracturamiento y la intensidad de las mismas, para determinar si se deben tener en cuenta en la prueba.

Si se determina que las operaciones a realizar involucran ciclos de esfuerzos representativos y se prevé que el pozo va a ser intervenido durante su vida productiva, estos se deben incorporar en las pruebas de conductividad. Se recomienda utilizar 5 ciclos de esfuerzos de manera que se logren resultados adecuados. Si no es necesario simular esfuerzos cíclicos en las pruebas de conductividad, se ahorra tiempo de trabajo e incremento en los costos.

6.6 FLUJO NO DARCY

Los efectos de flujo no Darcy no son tenidos en cuenta en la prueba API de conductividad dado que resulta poco práctico usar mayores velocidades de flujo en la prueba y el incremento de la velocidad no permite que se establezca un régimen laminar a través del medio poroso. Estos efectos ocasionan que los valores de conductividad obtenidos en las pruebas resulten ser sobreestimados ya que no involucran los efectos inerciales del flujo aún en pozos con tasas de flujo relativamente bajas.

Dado que los efectos inerciales del flujo no Darcy en las fracturas no están representados en los valores de conductividad de referencia, se sugiere que se ajusten dichos valores por medio de una reducción del 40% para ajustar empíricamente los resultados sin realizar modificaciones a la velocidad de la prueba. Esta modificación nos permite incorporar el efecto del flujo no Darcy en los valores obtenidos.

6.7 FORMACIÓN Y FLUJO DE PARTÍCULAS FINAS

Es necesario realizar otras modificaciones que tengan en cuenta los efectos de la ruptura del material propante como el taponamiento de la matriz porosa y formación de finos. A pesar de que no es posible cuantificar el realizar estas modificaciones, los valores obtenidos deben ser ajustados para incorporar su efecto en los valores de conductividad obtenidos. Se recomienda una reducción del 4% del valor de conductividad obtenido cuando se estudian propantes cerámicos y de alta resistencia y un 10% cuando se usan propantes fabricados de arenas.

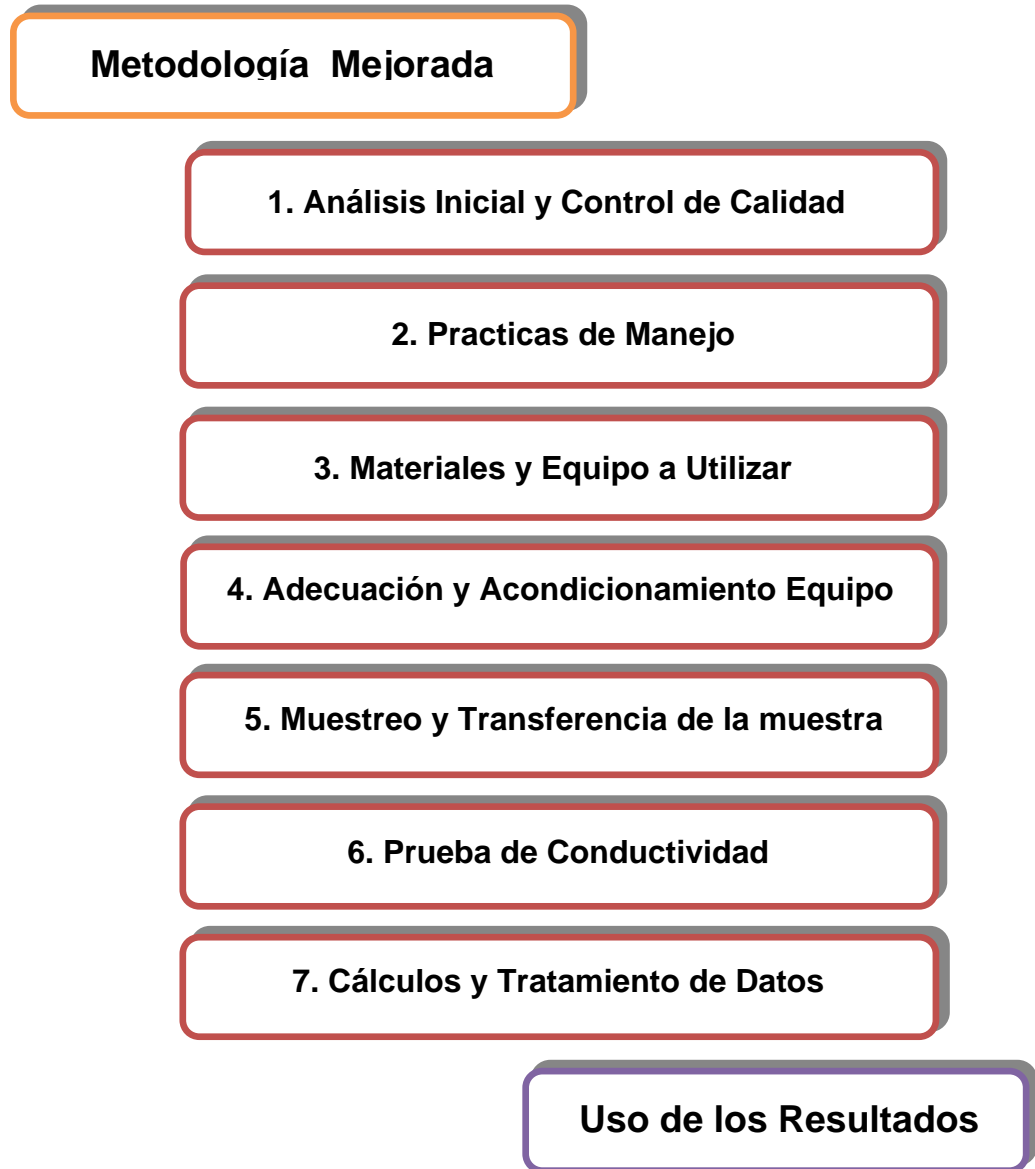
7. METODOLOGIA MEJORADA PARA LA MEDICION DE LA CONDUCTIVIDAD DEL MATERIAL PROPANTE

Antes de realizar una prueba de conductividad a un material propante, es muy importante desarrollar un plan de ejecución paso a paso en el cual se tengan las consideraciones y aspectos propios necesarios de cada uno de ellos. En este capítulo se propone una metodología mejorada no estandarizada en la cual se tienen en cuenta: las modificaciones realizadas al fluido utilizado, temperatura y tiempo de prueba, representación de ciclos de esfuerzo, incrustamiento, flujo no Darcy y otros ajustes que se deben realizar a los resultados para incluir los efectos de ruptura del propante y taponamiento del medio poroso por el movimiento de finos.

Adicionalmente esta metodología incorpora algunas otras consideraciones técnicas que se deben tener en cuenta para realizar mediciones representativas de conductividad como lo son las practicas de manejo y el control de calidad de las propiedades del propante que permite evaluar la muestra de una manera integral.

Esta metodología mejorada consiste en la aplicación de una serie de pasos operacionales para ser realizados antes, durante y después de realizar las mediciones de conductividad en el laboratorio. La metodología mejorada consta de 9 pasos sucesivos los cuales depende cada uno de parámetros específicos. La secuencia de estos pasos es mencionada a continuación:

Figura 81. Diagrama paso a paso de la metodología mejorada realizar para mediciones de conductividad en laboratorio



Fuente: El Autor.

1. Análisis inicial y control de calidad de la muestra de material propante.
2. Aplicación de las prácticas de manejo del material propante.

3. Materiales y equipo a utilizar.
4. Adecuación y acondicionamiento del equipo.
5. Muestreo y transferencia de la muestra a la cámara principal.
6. Prueba de conductividad.
7. Cálculos, presentación y tratamiento de datos.
8. Uso de los resultados.

Se considera que para propósitos prácticos y analíticos, la aplicación de estos pasos es la más conveniente si desea realizar una selección de material propante, diseños de producción y estimulación basados en valores de conductividad.

7.1 ANÁLISIS INICIAL Y CONTROL DE CALIDAD DE LA MUESTRA DE MATERIAL PROPANTE

La selección inadecuada del material propante puede conducir al fracaso de la operación de fracturamiento y en muchos casos los resultados pueden no satisfacer las expectativas esperadas. Un material de soporte no debe ser seleccionado sin tener realizar ciertos controles previos a la prueba de conductividad como lo son el análisis de su composición y propiedades físicas, que se obtienen en laboratorio con base en las normas estándar API RP 56⁵³ y API RP 60.⁵⁴

⁵³ API RP 56: 1995, "Recommended Practices for testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations". First Edition. 1989.

⁵⁴ API RP 60: 1995, "Recommended Practices for testing High Strength Proppants in Hydraulic Fracturing Operations". First Edition. 1989.

Los ensayos de laboratorio que normalmente se realizan para determinar la calidad del material propante son los siguientes:

- Granulometría
- Análisis mineralógico.
- Solubilidad en ácidos.
- Redondez.
- Esfericidad.
- Densidad, gravedad específica y volumen
- Resistencia a la ruptura.

Algunas de estas pruebas como lo son la resistencia a la ruptura y el análisis de tamizado son comúnmente realizadas después de la fabricación del propante pero si se desea un conocimiento integral del material se recomienda llevar a cabo todas las pruebas mencionadas anteriormente. Dichas pruebas previas también permiten tener una mejor idea del comportamiento del propante en la prueba de conductividad y establecer algunas variables que se deben modificar en la prueba de conductividad API.

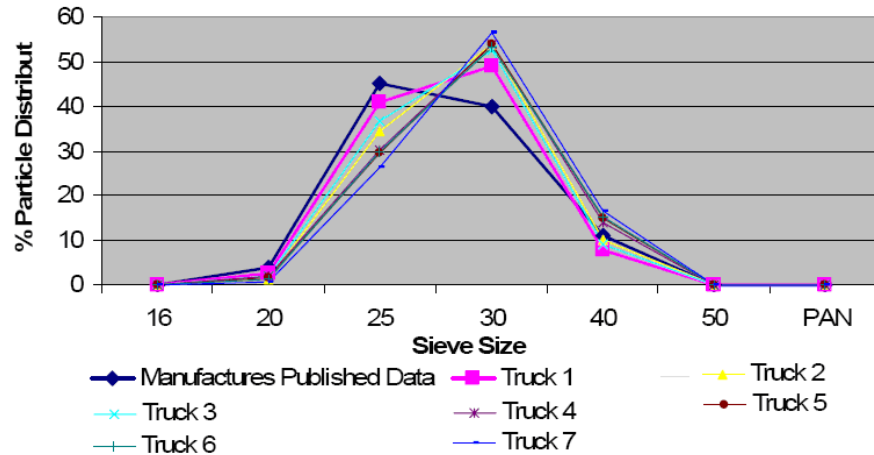
Las pruebas iniciales deben realizarse a una muestra representativa del material propante proveniente del mismo contenedor, en la misma localidad y se deben realizar antes o simultáneamente con la prueba de conductividad con el fin de tener homogeneidad e involucrar los efectos de transporte y transferencia. Prácticas adecuadas para el transporte y la transferencia del propante se mencionarán mas adelante en este capítulo. (Ver Sección 7.4)

7.1.1 Granulometría

La granulometría consiste en determinar la distribución de tamaño de las partículas del material propante, es decir, determinar el porcentaje de partículas con un

mismo tamaño dentro de la muestra. Este análisis se efectúa con el fin de verificar si el tamaño del propante y su distribución es la adecuada para el tratamiento.

Figura 82. Granulometría de varias muestras de bauxita 20/40



Fuente: Paper SPE 103623.⁴⁴

Una vez se realiza dicho análisis, se procede a asignar un valor granulométrico al propante que se está estudiando. Este valor se compone de dos números separados por una barra inclinada donde cada número corresponde a un tamaño de malla el cual se define como el número de agujeros ubicados en una porción de malla de 1 pulg². El tamaño de malla es asignado según normas API para cualquier tipo de tamiz utilizado en la industria. De esta manera, el número más pequeño se usa para describir el tamaño de los granos más grandes y viceversa.

El valor granulométrico de un propante nos indica que el 90% de los granos de la muestra deben tener un tamaño tal que permita su paso por un tamiz del tamaño mayor (Primer número) y se contenga en un tamiz del tamaño mayor (Segundo número). Por ejemplo, si se tiene un propante de tamaño 20/40, el 90% del total de partículas que tiene la muestra deben pasar por un tamiz de tamaño 20 y deben contenerse en el tamiz de tamaño 40. No más del 1% de la muestra puede ser de tamaño mayor que el tamaño de tamiz siguiente.

Las granulometrías más comunes utilizadas en operaciones de fracturamiento hidráulico son: 8/16, 8/12, 10/20, 12/20, 20/40 y 40/70. Para el control de la granulometría existen varios tipos de tamices estandarizados. El más utilizado en la industria y recomendado en la norma estándar API PR 56 es el USA Series que se muestra en la figura 83.

Figura 83. Tamiz 20/40 stainless steel USA series



Fuente: <http://www.globalspec.com>.⁵⁵

La granulometría se realiza por medio de microfotografías de una sección de propante ubicado en una celda metálica o por medio de identificadores electrónicos en laboratorio. De este análisis dependen en gran medida la permeabilidad, la capacidad de flujo a través del propante, y el diseño del ancho de fractura.

⁵⁵ <http://www.globalspec.com.html>

7.1.2 Solubilidad en ácidos

La solubilidad en ácidos es particularmente útil para determinar la proporción de materiales indeseables en una muestra de propante como lo son feldespatos, óxidos de hierro, arcillas, entre otros, que se encuentran en las arenas y que son atacados por los ácidos.

Normalmente estas pruebas se realizan con ácido clorhídrico y mezclas de ácido clorhídrico HCL con ácido fluorhídrico HF a una temperatura de 150 °F por un tiempo de 30 minutos para cualquier tipo de propantes. El método utilizado para tal fin consiste en utilizar una solución 12/3 de HCL y HF que equivale a 12 unidades de volumen de HCL y 3 unidades de volumen de HF. Cuando se desean usar otros ácidos tales como ácidos orgánicos se deben emplear en la prueba las concentraciones a utilizar en la operación y se deja al criterio del ingeniero y la empresa que realiza el estudio.

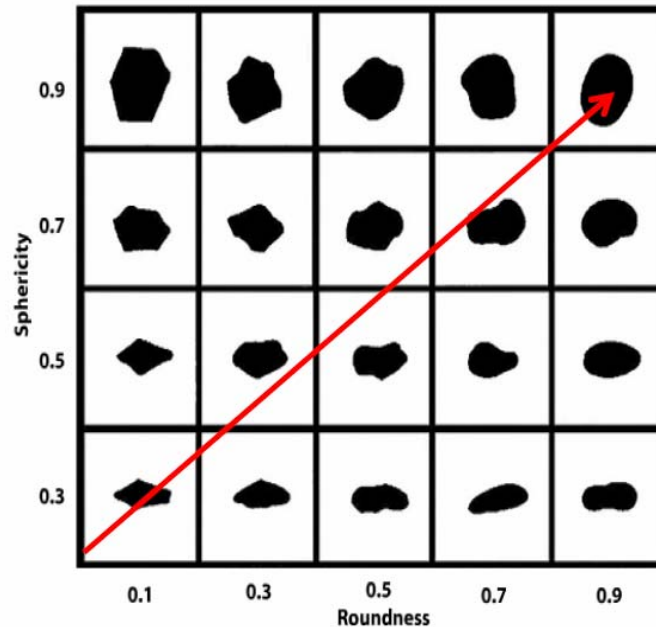
Adicionalmente los valores de solubilidad son importantes para conocer el grado de alteración que puede provocar el ácido sobre la arena ubicada en la fractura, dado que en algunos casos se realizan estimulaciones ácidas a pozos previamente fracturados, así como sistemas ácidos de geles de fracturamiento. De igual manera esta prueba permite establecer el grado de compatibilidad entre los fluidos de yacimiento con el material propante que se desea utilizar en el tratamiento con el fin de evitar depositaciones químicas y degradación de las partículas del propante.

7.1.3 Redondez y esfericidad

Se han desarrollado numerosos métodos para determinar la forma y la identidad geométrica de los granos de propante. Algunos son tediosos y complicados, mientras que otros consisten esencialmente en la comparación visual con tablas

patrones. El método mas utilizado en la industria de este tipo se ilustra en la figura 84 y se conoce como diagrama de Krumbein.

Figura 84. Diagrama de Krumbein



Fuente: API RP 56.

En una partícula de material propante la esfericidad define el grado de similitud entre de la forma de la partícula examinada y la de una esfera perfecta. La redondez en cambio, es una medida de la rugosidad de la partícula o la curvatura superficial respecto a una superficie lisa.

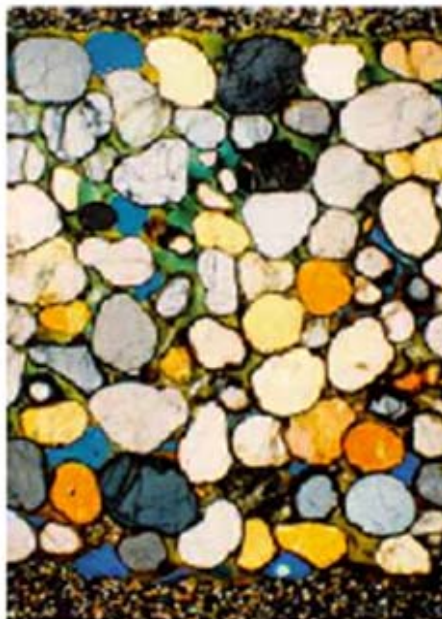
El análisis de redondez y esfericidad se debe hacer visualmente utilizando un binocular de 15x a 60x de zoom, y posteriormente comparando la muestra problema con las formas indicadas en el gráfico patrón del diagrama de Krumbein. Las normas API aceptan una redondez y esfericidad de partícula mínima aceptable de 0.6 en la escala patrón.

Estos parámetros de gran importancia debido a que la capacidad de flujo de la fractura depende de gran medida de la forma de los materiales de soporte. Adicionalmente permiten prever la magnitud de fenómenos relacionados con las homogeneidades del propano como lo son formación de finos, compactación, ruptura y variaciones del factor beta.

7.1.4 Análisis mineralógico

Esta prueba se realiza para identificar componentes contaminantes en arenas y también se aplica en otros propanos como bauxita, materiales cerámicos y arenas recubiertas de resina cuando se desea verificar que su composición luego de su fabricación es la deseada.

Figura 85. Microfotografías de una arena recubierta tomadas a 20x



Fuente: Stim-Lab Consortia.

A pesar de que la norma API RP 56 establece que con el análisis de solubilidad en ácidos puede tenerse una idea de las proporciones de agentes contaminantes

de la arenas, existen otras técnicas más exactas que permiten evaluar la cantidad de dichos contaminantes como lo son las microfotográficas. En figura 85 en la cual se observan diferentes minerales y algunos contaminantes contenidos en una arena de fracturamiento.

Algunos contaminantes comunes en las arenas son el ópalo, feldespatos, líticos, carbonatos, arcillas y limos, los cuales no siempre son identificados en las pruebas químicas de solubilidad.

Cuando se desea obtener la composición de propantes diferentes a las arenas, se realiza una clasificación de sus componentes según el porcentaje en peso de cada uno respecto a la muestra. La cantidad de cada componente ayuda a determinar las propiedades de resistencia a esfuerzos y temperatura de cada material. Los componentes principales que componen dichos materiales son: óxido de aluminio o alúmina Al_2O_3 , dióxido de silicio o sílice SiO_2 , dióxido de titanio TiO_2 , óxido de hierro Fe_2O_3 y otros componentes.

7.1.5 Resistencia a la ruptura

Cuando un material propante es sometido a altos esfuerzos de compresión se produce la ruptura de sus granos (Ver Sección 5.5) generando partículas de menor tamaño y forma indefinida. Este efecto es indeseable, pero es una característica particular de la mayoría de los materiales y minerales utilizados para fabricar propantes debido a su fragilidad.

El grado de ruptura del material depende del esfuerzo aplicado, la geometría de las partículas, la concentración superficial, la granulometría y de la dureza de las superficies de apoyo. Para evaluar la ruptura del material propante y la consecuente generación de finos, se hace necesario realizar pruebas de

resistencia a esfuerzos en laboratorio, tal como se especifica en las normas estándar API RP 56 y 60.

Por medio de estas pruebas también se puede determinar la resistencia de diversos tipos de propante a la presión de cierre de la fractura con el fin de evaluar su comportamiento antes de ser usado en operaciones.

Figura 86. Celda de resistencia API



Fuente: Stim-Lab Consortia.

Básicamente las pruebas de resistencia consisten en ubicar una capa de material propante de una concentración y tamaño predeterminado en una celda de acero como la mostrada en la figura 86. Seguidamente se aplican esfuerzos de confinamiento al propante y dichos valores se elevan constantemente hasta un máximo deseado. Una vez se alcance dicho valor, se libera la presión y se finaliza la prueba.

Luego de la prueba se realiza un análisis granulométrico al propante y se reportan el análisis de tamizado y las partículas finas.²⁹ En la actualidad, pruebas de resistencia del propante son realizadas continuamente en la industria y sus resultados se encuentran ampliamente documentados en la literatura.

7.2 PRÁCTICAS DE MANEJO DEL MATERIAL PROPANTE

Las prácticas para el manejo del material propante no han sido aun implementadas como un aspecto fundamental en la manufactura, transporte o pruebas de laboratorio y tampoco han sido publicadas en las normas estándar disponibles. Estas prácticas han sido utilizadas independientemente bajo el criterio de algunas compañías y laboratorios especializados, pero muchos casos no se utilizan o se aplican de manera inadecuada.

El objetivo de las prácticas de manejo es prevenir que el propante se vea afectado por diferentes causas que pueden ocurrir en cualquier momento del ciclo de producción y uso del material propante, como lo son:

- Anomalías de explotación mineral
- Defectos de manufactura
- Daños durante el transporte
- Contaminación externa

Las anomalías de la explotación mineral del material propante se relacionan con las variaciones de tamaño y diferencias de mineralógicas debido a la extracción rocosa en diferentes puntos. Partículas de diferente tamaño se pueden encontrar generando conflictos entre la granulometría diseñada, y la que se obtiene y provee al comprador. Otros defectos son las diferencias en el contenido composicional que puede generar deficiencias en el material generado.

Así como todos los productos de manufactura vienen con defectos, el material propante es uno de ellos. Las anomalías de manufactura pueden darse durante algunos procesos que involucren calentamiento y enfriamiento, por irregularidades en el uso de materiales y muchas veces por inexperiencia y errores del personal.

El transporte del propante desde el lugar de abastecimiento genera problemas en la integridad de las partículas. La transferencia múltiple del propante en operaciones de campo, altas presiones en las líneas neumáticas de descarga del propante, carencia de experiencia de los operarios y control de los requerimientos de transporte son factores que de igual manera influyen en sus constitución física.

Por ultimo, la contaminación del material propante por fuentes externas como lo son restos de otro tipo de propante y contaminación con basuras son observados comúnmente en cualquier punto de la cadena de abastecimiento que va desde la extracción mineral y los procesos de manufactura, hasta el transporte y descarga en el lugar de la operación.

Figura 87. Contaminación del material propante con basuras



Fuente: SPE Paper 103623.⁴⁴

Todos estos factores mencionados resultan en un decremento de la capacidad de flujo en las fracturas y el aumento de costos en las operaciones dado el posible deterioro del material. Por esta razón, se deben implementar ciertas prácticas de manejo estándares que se deben tener en cuenta siempre que se quiera realizar procesos de fracturamiento hidráulico y/o mediciones de conductividad que involucren el uso de propantes. Se recomienda estricta supervisión por parte de la empresa manufactura y el cliente para lograr mejores resultados.

7.2.1 Planta de manufactura

Todos los materiales propantes ya sean extraídos de la tierra o manufacturados industrialmente deben cumplir con ciertas especificaciones respecto a las practicas de su producción, que determinan el desempeño del producto. El material propante debe tener un certificado de inspección realizado durante su manufactura el cual debe acompañar el producto desde el mismo momento en que abandona el punto de fabricación. Técnicas de muestreo adecuadas también se deben emplear para análisis del material en laboratorio.

7.2.2 Inspección del medio de transporte

Antes de mover el material propante en el medio de transporte se debe revisar que el lugar de carga no tenga zonas húmedas ni contaminadas. Las líneas de carga y descarga deben ser accionadas previamente para verificar que sus conductos estén limpios. Durante la carga y descarga se debe utilizar también una malla exterior para proteger el contenido de objetos extraños y contaminantes.

7.2.3 Descarga

La descarga del propante desde los camiones de transporte se realiza con dispositivos neumáticos. Dado que las presiones agresivas de descarga pueden

alterar las propiedades físicas del material, se debe utilizar una presión mínima suficiente para asegurar el flujo de propante en la descarga sin alterar sus propiedades. La presión máxima de descarga depende de la cantidad de propante y el equipo disponible, por ejemplo, para descargar arenas recubiertas de resinas no se debe utilizar una presión mayor a 5 o 7 Psi. Arenas regulares se deben descargar con presiones no mayores de 10 o 12 Psi. Bauxita y materiales cerámicos no se deben manejar a presiones mayores de 10 o 12 Psi. Durante la mayoría de operaciones de descarga de propante se libera polvo por lo cual los operarios deben usar mascararas protectoras y gafas todo el tiempo.

7.2.4 Tanques de almacenamiento y post fractura

Los tanques de almacenamiento deben ser inspeccionados con anterioridad a la descarga para evitar contaminación con residuos de otros trabajos anteriores. Las líneas y todos los dispositivos deben también ser revisados y libres de cualquier contaminante visible. Si es necesario realizar trabajos de limpieza dentro los contenedores se debe obtener un permiso de trabajo en espacios confinados para los empleados a cargo de este procedimiento. De ser necesario aspiradoras especiales deben ser empleadas para realizar la limpieza.

Luego de que el bombea del propante es bombeado en el pozo, se deben revisar los tanques de almacenamiento con mucho cuidado para asegurarse que todo el material fue efectivamente bombeado en la fractura. Los operarios encargados deben tener adecuada protección cuando realicen esta labor.

7.3 MATERIALES Y EQUIPO A UTILIZAR

Las pruebas de conductividad requieren una amplia cantidad de equipos y materiales cuya mayoría ya fueron mencionados en este trabajo para realizar pruebas de conductividad API (Ver Sección 4.2). Para la metodología que se

plantea en este capítulo, se utilizará en general la mayoría del equipo ya mencionado a diferencia de algunos elementos adicionales y otros que se han modificado, con el de representar los fenómenos que afectan las mediciones de conductividad de manera adecuada (Ver capítulo 5). En general los materiales y equipo que se utilizan en una prueba de conductividad son:

- Unidad de prueba Mejorada
- Saturador del fluido en Sílice
- Prensa hidráulica
- Dispositivo de medición de espesores
- Sistema conductor del fluido
- Indicador de presión
- Regulador de presión
- Balanza
- Fluido de prueba
- Material propante
- Contralor de temperatura
- Dispositivo medidor de presiones

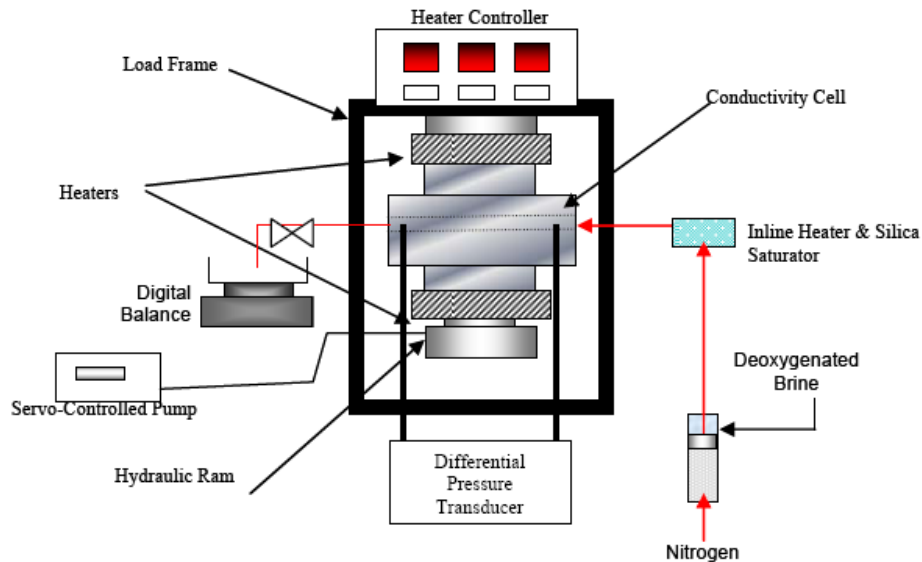
Los nuevos cambios en el equipo a utilizar se realizan principalmente a la unidad de prueba. Se propone incorporar un recinto saturador de sílice en la línea de entrada del fluido, una chaqueta de calentamiento a la cámara principal y dos núcleos de arena Ohio. El esquema del montaje mejorado que se recomienda utilizar para pruebas de conductividad de acuerdo a esta metodología se ilustra en la figura 88.

7.3.1 Unidad de prueba

La unidad de prueba mejorada funciona bajo el mismo fundamento de la ley de Darcy. Esta unidad posee casi las mismas características de la unidad utilizada en

mediciones API, con la diferencia que en incorpora el uso dos núcleos de arena Ohio, los cuales se ubican entre el pistón y el empaquetado de propante de manera que actúen como las paredes de la fractura y se pueda obtener el efecto de incrustamiento.

Figura 88. Montaje para la prueba de conductividad mejorada



Fuente: Cortesía Duncan Technology Center, Halliburton.

La unidad de prueba esta conformada por una cámara principal con una abertura transversal de dimensiones iguales a los núcleos y los pistones, es decir con un área longitudinal de 10 pulg², dos pistones que se colocan arriba y debajo de una cámara principal con sus respectivas placas metálicas de aislamiento y sus respectivos filtros en cada uno de los orificios de entrada y salida de flujo, en las líneas del transductor de presión y de medición de temperatura. La cámara principal, los pistones con sus placas metálicas, y los orificios de las líneas de entrada y salida se pueden observar en la figura 89.

Los núcleos de arena Ohio deben tener dimensiones de 7 pulg de longitud, 1.5 pulg de ancho, 0.35 pulg de espesor y sus bordes deben estar redondeados de

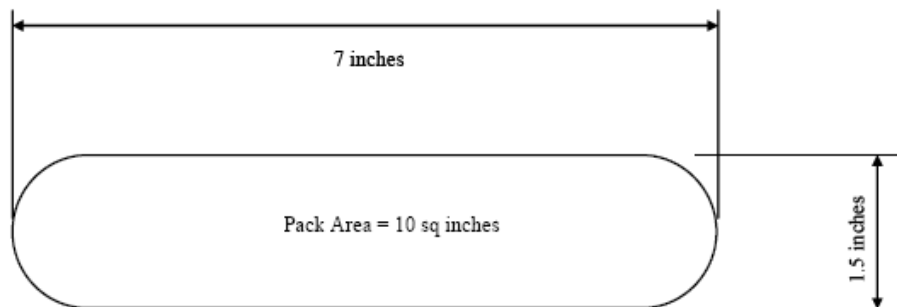
modo que entren en la cámara principal de la unidad de prueba. De igual manera los pistones y las placas que las separan de los núcleos deben poseer estas mismas dimensiones. El esquema de los núcleos con sus dimensiones se muestra en la figura 90,

Figura 89. Partes de la celda mejorada de conductividad



Fuente: Cortesía Duncan Technology Center, Halliburton.

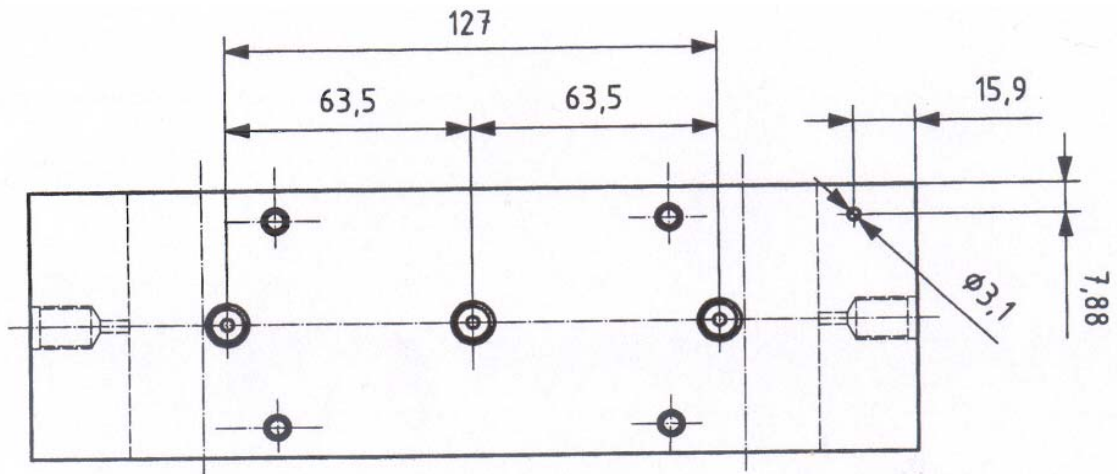
Figura 90. Dimensiones de los núcleos de arena Ohio



Fuente: Cortesía Duncan Technology Center, Halliburton.

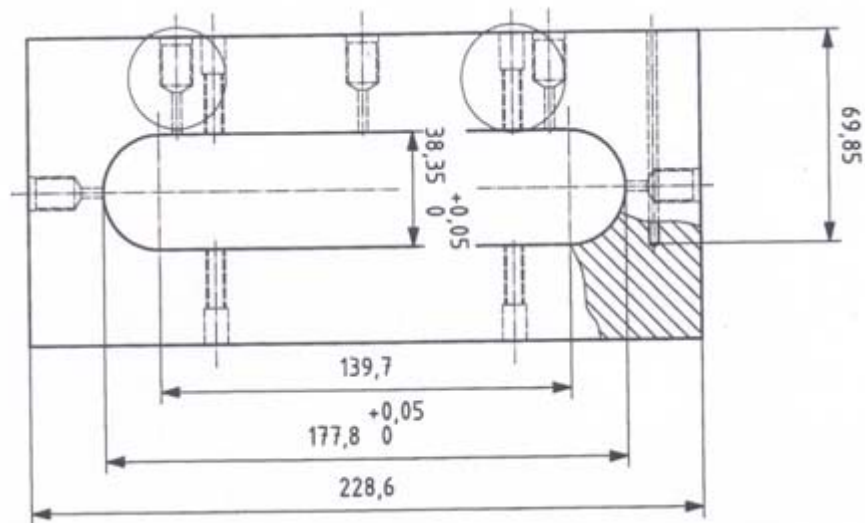
El esquema de los componentes de la celda de conductividad con sus dimensiones se ilustran en las figuras 91, 92 y 93, su construcción se debe realizar utilizando acero inoxidable 316 grado A4 de alta resistencia.

Figura 91. Vista lateral de la celda mejorada de conductividad



Fuente: Cortesía Duncan Technology Center, Halliburton.

Figura 92. Vista superior de la celda mejorada de conductividad

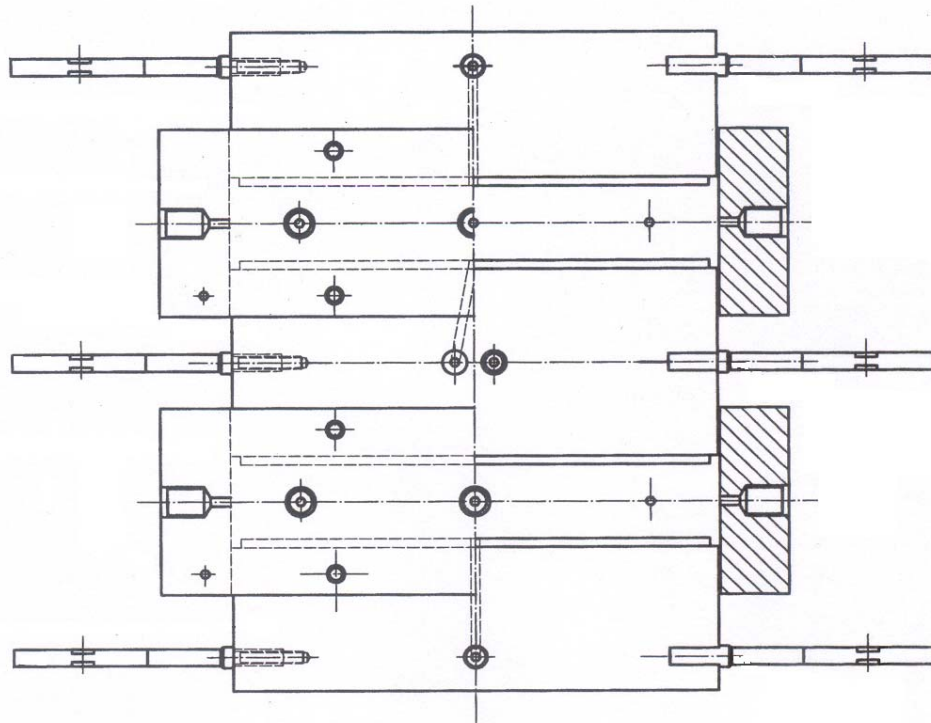


Fuente: Cortesía Duncan Technology Center, Halliburton.

Adicionalmente se recomienda el ensamblaje múltiple de celdas colocando una encima de la otra con el fin de realizar pruebas múltiples al mismo tiempo y de esta manera optimizar el proceso al emplear menos tiempo, espacio y menor

sellados y presurizados con un gas inerte para prevenir contaminación con oxígeno del entorno.

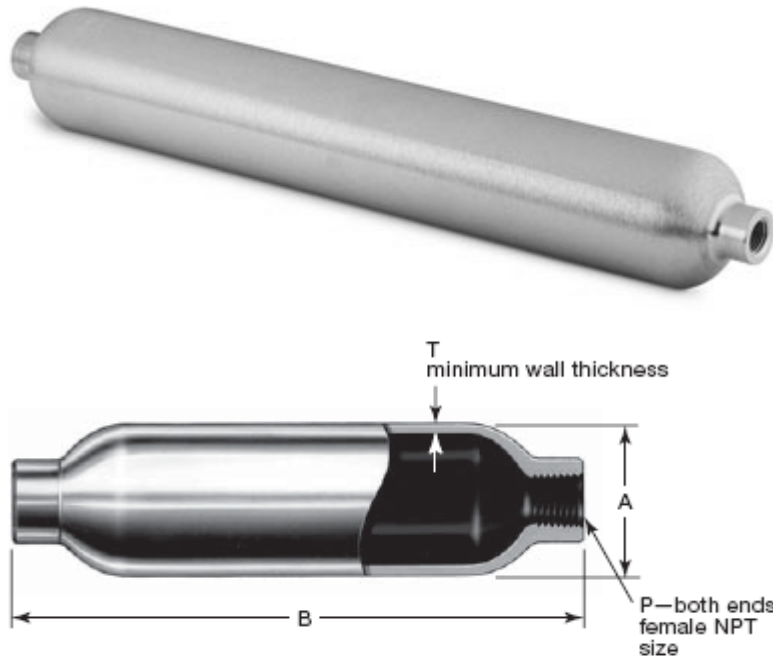
Figura 94. Montaje de tres celdas de conductividad en serie



Fuente: Cortesía Duncan Technology Center, Halliburton.

Para saturar el fluido con sílice se conecta un cilindro de alta presión lleno de sílice de tamaño de malla 100 en la línea de entrada del fluido de prueba. El cilindro debe tener un volumen mínimo de 300 ml y una capacidad de flujo de 10ml/min y debe trabajar a una presión por debajo de 103 kPa. La saturación con sílice por medio de su disolución en el fluido de prueba es principalmente una función de temperatura y pH, además de la fuerza iónica y presión que también influyen pero son variables de importancia secundaria. Se recomienda el uso de cilindro de prueba marca Whitey 316-HDF4 que se ilustra en la figura 95.

Figura 95. Cilindro de saturación Whitey 316L-HDF4



Fuente: <http://www.swagelok.com>.⁵⁶

La temperatura para la saturación con sílice debe estar 20 °F por encima de la temperatura de prueba para arenas y 35 °F por encima de la utilizada para propantes cerámicos y arenas recubiertas con resinas con el fin de asegurar la saturación. El calentamiento se efectúa por medio de una chaqueta de calentamiento envolviendo el cilindro.

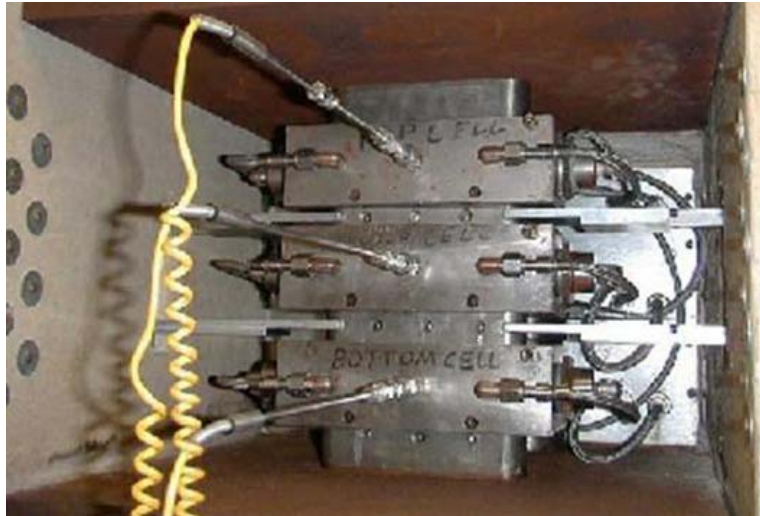
7.3.3 Chaqueta de calentamiento de la celda de prueba

La prueba de conductividad se debe realizar a una temperatura de 250 °F para mediciones realizadas a propantes cerámicos y arenas recubiertas con resinas, y 150 °F en arenas con el fin de recrear condiciones reales de temperatura. Con el fin de incrementar la temperatura hasta el valor deseado, se propone modificar la celda de prueba lo cual se puede llevar a cabo introducir la unidad en una celda

⁵⁶ <http://www.swagelok.com.html>.

calentamiento con el fin de que el propante y fluidos contenidos en la celda se calienten.

Figura 96. Chaqueta de calentamiento



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

La chaqueta de calentamiento se utiliza para elevar la temperatura de la prueba colocando la celda o conjunto de celdas en un recinto térmico similar a un horno el cual se ajusta para llevar el equipo hasta la temperatura deseada como se ilustra en la figura 96. Este es el método más común para calentar la unidad de prueba.

La celda de calentamiento debe tener un estricto mecanismo de control de la temperatura y todas las piezas y acoples de la celda deben ser de alta resistencia al calor.

7.4 ADECUACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DEL EQUIPO

De igual manera que en las mediciones API los indicadores de presión y las bombas de flujo constante deben ser calibradas inicialmente y chequeadas antes de cada prueba.

Las dimensiones de los núcleos se deben medir como mínimo en tres puntos diferentes y su espesor debe ser homogéneo en cualquiera de estos puntos. Si alguna de estas dimensiones varía más de 0,004 pulg los núcleos se deben descartar y usar otros nuevos.

Para medir el espesor de la celda se debe medir en tres puntos diferentes entre los puertos medición de presión y el de medición de temperatura. La medida utilizada como espesor será el promedio de estas tres mediciones.

La separación entre los pistones se debe medir con un micrómetro antes y después de realizar el ensamblaje de las celdas teniendo en cuenta que se deben realizar 3 mediciones como mínimo. Luego de realizar todas las mediciones se aplica una presión baja al montaje por medio de la prensa hidráulica y se procede a calentar el ensamblaje a la temperatura de prueba.

La prensa hidráulica se debe calibrar de igual manera cada año o cuando se presenten inconsistencias en las pruebas. Se deben realizar también pruebas de filtrado a la prensa hidráulica y a todo el sistema de conducción del fluido para verificar que no hayan fugas.

7.5 MUESTREO Y TRANSFERENCIA DE LA MUESTRA A LA CELDA DE CONDUCTIVIDAD

La transferencia del material propante a la celda de conductividad es un paso crítico para obtener una muestra representativa del propante a utilizar en la prueba. Las muestras de propante deben ser múltiples según la cantidad de propante a utilizar y debe ser seleccionado de una corriente de propante en movimiento para evitar los efectos de segregación de las partículas de mayor tamaño. Por ejemplo, durante la descarga de un camión con 50,000 lb de material propante, se deben sustraer como mínimo 3 muestras de la corriente de propante

durante la descarga y no antes o después de la operación cuando el material se encuentra en reposo.

Muestras más representativas pueden obtenerse por medio del uso de dispositivos automáticos de muestreo comúnmente utilizados en plantas y laboratorios especializados pero no siempre están disponibles debido su alto costo. Una vez la muestra representativa ha sido recolectada se transporta al laboratorio para ser estudiada y realizar las pruebas iniciales de calidad y conductividad, pruebas cuyo resultado puede verse afectado si se altera la granulometría debido a practicas inadecuadas de muestreo.

Técnicas adecuadas de muestreo junto adecuada calibración del equipo siguiendo los procedimientos recomendados de calibración permite obtener resultados confiables de alta calidad y repetibilidad.⁴⁴

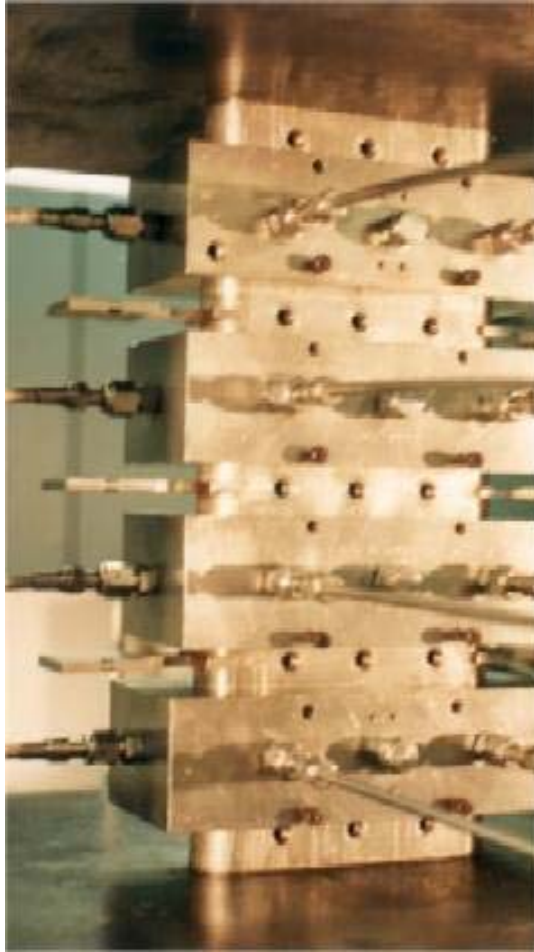
7.6 PRUEBA DE CONDUCTIVIDAD

7.6.1 Ensamblaje del equipo

Para ensamblar la celda o conjunto de celdas se deben acomodar en orden comenzando con el pistón inferior y siguiendo en orden con la placa metálica, núcleo, capa de material propante, núcleo superior, placa metálica, pistón superior, si se van a utilizar varias celdas el ensamblaje es similar pero se debe incorporar un pistón doble adicional.

Las figuras 97 y 98 muestran el ensamblaje de tres celdas. Los filtros ubicados en los orificios de medición de presión, temperatura y en los orificios de entrada y salida de flujo se deben ubicar antes de colocar la capa de material propante.

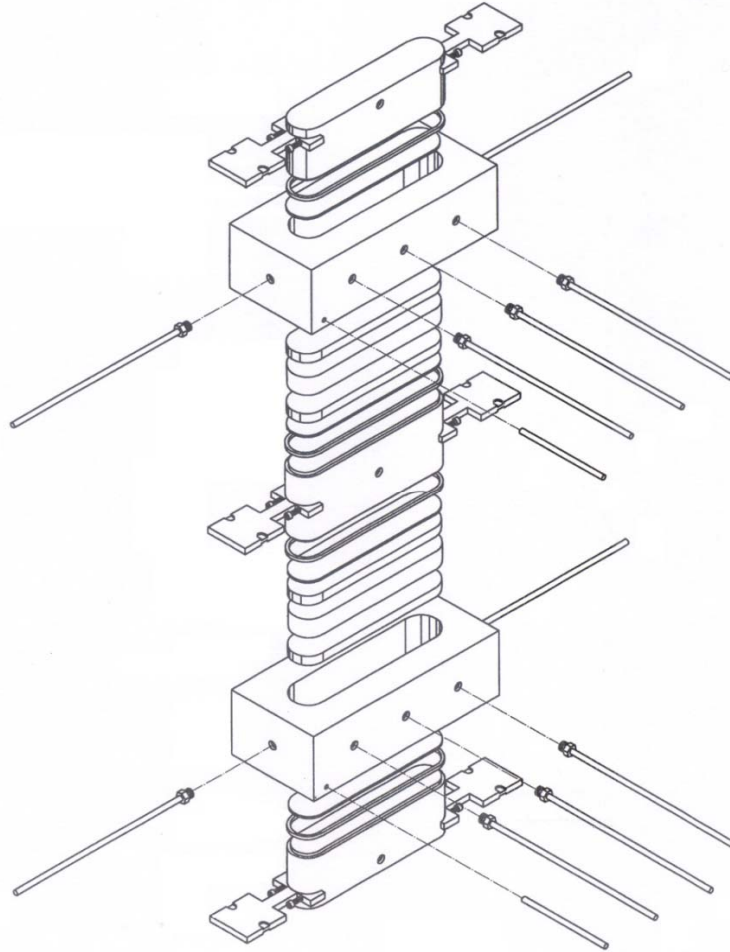
Figura 97. Montaje de múltiple de celdas de conductividad API en serie



Fuente: Stim-Lab Consortia.

Para colocar los núcleos de arena se les debe aplicar cinta térmica alrededor o silicona adhesiva para que se adhieran a las paredes de la celda. Durante todos los pasos se debe verificar que todas las partes de la celda estén niveladas en sus cuatro esquinas y en la mitad.

Figura 98. Montaje de tres celdas de conductividad



Fuente: Cortesía Duncan Technology Center, Halliburton.

7.6.2 Cantidad de material propante a utilizar

Se debe cargar la celda con 41.0 cm³ de material propante que equivale a una capa de espesor 0.25 pulg. El peso aproximado de material propante requerido puede ser calculado como sigue:

$$W_p = 41.0 * \rho$$

Donde:

W_p = Peso del propante, gr.

ρ = Densidad del propante, gr/cm³.

La cantidad de propante puede variar un poco de acuerdo a las dimensiones de la celda obtenidas en su diseño y fabricación.

La capa de material propante se debe nivelar manualmente con un dispositivo que realiza un barrido sobre barriendo la superficie del propante hasta se encuentre totalmente a la misma altura. Nunca se debe golpear o realizar movimientos bruscos para este fin. Este dispositivo se muestra en la figura 99. La capa de material propante debe quedar ubicada exactamente a la misma altura de los orificios laterales así como los orificios de entrada y salida de flujo.

7.6.3 Parámetros de la prueba

Se debe aplicar un estrés inicial de 1000 Psi por un mínimo de 12 h y de 24 h como máximo. Luego de que se alcance dicho estrés, se debe someter la celda a la temperatura de prueba deseada. Se debe retirar todo el aire de la celda por medio de una aspiradora antes de hacer pasar el fluido a través del sistema de conducción y la celda por 50 minutos. Después de este punto de comienzan a realizar mediciones de conductividad según el estrés máximo deseado y se comienza a medir el tiempo. Desde este punto el estrés se debe incrementar en 2000 Psi cada vez y sostenido por 50 h cada uno.

Para Arenas las mediciones de conductividad se deben realizar a 2000, 4000 y 6000 Psi. Para propantes recubiertos con resinas y materiales cerámicos también

se deben medir a valores de 8000 y 10000 adicionalmente. Valores adicionales de estrés más altos de pueden utilizar opcionalmente si se desea.

Para garantizar mediciones adecuadas de deben realizar al menos 5 mediciones de conductividad y sacar su valor promedio para ser reportado. De igual manera cada tasa de esfuerzos se debe medir el espesor de la capa de material propante de manera que se tenga en cuenta la variación de tamaño por compresión de los núcleos y expansión térmica de la celda.

De ser considerado el uso de varios ciclos de esfuerzos, la prueba se realiza llevando la presión sobre material propante al máximo valor deseado durante 50 h y consecuentemente repetir dicho procedimiento hasta completar 5 ciclos.

7.7 CÁLCULOS, PRESENTACIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS

Para calcular la permeabilidad y conductividad de la capa de material propante bajo condiciones de flujo en la celda se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$k = 321,4 * \frac{\mu * Q * L}{\Delta P * W_f}$$

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

$$C_f = k * w_f = 26.78 * \frac{\mu * Q}{\Delta P}$$

C_f = Conductividad, md.ft.

k = Permeabilidad del propante, md.

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 .

Se debe tener en cuenta que las ecuaciones utilizan las dimensiones de la celda en sus cálculos las cuales según esta metodología son:

w = 1.5 pulg. (Ajustada a las condiciones actuales.)

L = 7 pulg.

El formato utilizado para el reporte de datos se puede diseñar libremente siempre y cuando se especifiquen todas las variables que se manejan en las pruebas. Se sugiere incluir información del material propante utilizado así como de la compañía o laboratorio que esta a cargo de realizar las pruebas.

El tratamiento de datos se debe realizar con el fin de incorporar los efectos de la formación de finos y los efectos de flujo no Darcy. Si el material a utilizar es un material cerámico o de alta resistencia, la conductividad debe ser un 4% menor respecto al valor obtenido en la prueba. Si el propante utilizado es una arena o una arena recubierta su valor de disminuye en un 10%. Los efectos de flujo no Darcy se incorporan por medio de una reducción de los valores de conductividad obtenidos en un 40% para todos los casos.

8. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA MEJORADA PARA LA MEDICION DE LA CONDUCTIVIDAD DE DOS TIPOS DE MATERIAL PROPANTE

Luego de plantear la metodología mejorada para la medición de la conductividad del material propante en laboratorio, es necesario validar su aplicación comparando resultados obtenidos en laboratorio mediante la presente metodología y resultados encontrados en la literatura que fueron obtenidos por medio de la metodología API.

Para este fin se utilizaron dos tipos de propante comercial: un propante cerámico liviano LWC y un propante de resistencia intermedia ISP. Las muestras de material propante utilizadas han sido seleccionadas de proveedores con altos estándares de calidad. Los valores de conductividad API de ambos tipos de propante han sido estudiados y se encuentran respectivamente publicados.^{37,57}

Figura 100. Propante LWC



⁵⁷ 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.

Fuente: Cortesía Duncan Technology Center, Halliburton.

Los propantes ISP son elaborados de bauxita y son catalogados como propantes de alto desempeño en pozos de profundidades intermedias. Su composición es conformada principalmente por un 15-50% en peso de sílice SiO_2 y un 45-80% en peso de alúmina Al_2O_3 . Los LWC son conocidos como propantes de baja densidad y son de igual manera resistentes a temperaturas y condiciones de presión intermedias, además que poseen mejor suspensión en el fluido de fractura permitiendo el uso de fluidos menos viscosos.

8.1 PRUEBAS INICIALES Y CONTROL DE CALIDAD DEL MATERIAL PROPANTE

Todas las pruebas iniciales así como las pruebas de conductividad se llevaron a cabo en el Duncan Technology Center de Halliburton en Duncan Oklahoma con la colaboración de M.S Harry Luo y B.S Greg Tanaka. Las pruebas realizadas hacen parte del acuerdo de investigación e intercambio de tecnología entre dicho laboratorio y el Well Completions Technology Center de la Universidad de Oklahoma en Norman, Oklahoma dirigido por el Dr. Subhash Shah.

Como parte del control inicial y con el fin de determinar las propiedades iniciales del material propante se realizaron las siguientes pruebas:

- Granulometría
- Análisis mineralógico
- Prueba de ruptura
- Esfericidad y redondez
- Densidad, gravedad específica y volumen
- Pruebas químicas

8.1.1 Granulometría

Con el fin de determinar si las muestras utilizadas cumplen con los parámetros de tamaño 20/40 según especificaciones del fabricante, se realizó la prueba de granulometría. Ambas muestras fueron introducidas en un dispositivo conocido como Ro-Tap o tamiz vibratorio. Este aparato se ilustra en la figura 101 y es un tamiz electrónico que permite que las partículas se separen físicamente por medio de vibración en diferentes rangos de tamaño su tamaño.

Figura 101. Ro-Tap o Tamiz Vibratorio



Fuente: <http://www.wstyler.on.ca>.⁵⁸

⁵⁸ <http://www.wstyler.com/uimages/1646.jpg>

Por medio del Ro-Tap se puede medir el porcentaje de la muestra que se encuentra en cada rango de tamaños. Las tablas 7 y 8 muestran el resultado de la prueba Granulométrica para ambos propantes.

Para el propante ISP un 65% de sus partículas se encuentra en el rango de malla de 20 y 30, y un 32% de las partículas entre los tamaños de malla 30 y 40. De igual manera para el propante LWC se observó que un 93% de la muestra se ubica en el rango de tamaños de malla de 20 a 40 pero su distribución es más homogénea debido a que el 90% de las partículas se ubican en el rango de tamaños entre 20 y 30.

Tabla 5. Tabla de distribución de tamaños de partícula del propante ISP

Tamaño de Malla U.S	Tamaño (Micrones)	Porcentaje Retenido %
Malla +16	1180	0
Malla -16+18	-1180+1000	-
Malla -18+20	-1000+850	3
Malla -20+30	-850+600	65
Malla -30+40	-600+425	32
Malla -40	-425	0

Tamaño Medio de las Partículas (Micrones): 658

Fuente: El Autor

Tabla 6. Tabla de distribución de tamaños de partícula del propante LWC

Tamaño de Malla U.S	Tamaño (Micrones)	Porcentaje Retenido %
Malla +12	+1700	0
Malla -12+16	-1700+1180	0
Malla -16+20	-1180+850	7
Malla -20+30	-850+600	90
Malla -30+40	-600+425	3
Malla -40	-425	0

Tamaño Medio de las Partículas (Micrones): 730

Fuente: El Autor

Ambos propantes cumplen con la granulometría especificada para tamaños de propantes 20/40. Los tamaños 20 y 40 son tamaños de partícula grande que conforman un intervalo pequeño o apretado (600 a 800 micrones) que permite tener una mejor distribución de esfuerzos en la fractura y permite ser usado en pozos más profundos. Dada la mejor distribución de tamaños del propante LWC se espera que su capacidad de flujo sea un poco mejor y no presente un alto índice de fractura. La generación de finos debe ser un poco menor debido a una distribución de esfuerzos adecuada aunque su valor depende también de otros factores como el esfuerzo de cierre, composición y forma.

8.1.2 Análisis mineralógico

El análisis mineralógico de ambos propantes permitió obtener su composición en porcentaje en peso de cada componente, el cual se obtiene por medio de la fracción en volumen y la densidad predeterminada de cada uno. El análisis mineralógico se muestra en las tablas 9 y 10.

Tabla 7. Análisis mineralógico del propante ISP

Compuesto Químico	Porcentaje en Peso %
Al ₂ O ₃	72
SiO ₂	13
TiO ₂	4
Fe ₂ O ₃	10
Otros	1

Fuente: El Autor

Tabla 8. Análisis mineralógico del propante LWC

Compuesto Químico	Porcentaje en Peso %
Al ₂ O ₃	51
SiO ₂	45
TiO ₂	2
Fe ₂ O ₃	1
Otros	1

Fuente: El Autor

Como se observa en la tabla 9 el propante ISP está compuesto en su mayoría por Al₂O₃ y posee un bajo porcentaje de SiO₂ y Fe₂O₃. Este material tiene una composición típica de un propante de resistencia intermedia con un 73% de Al₂O₃ y un 13% SiO₂. Su alto contenido de alúmina hace que el propante presente un color oscuro y una resistencia relativamente alta. Por otro lado, el propante de baja densidad LWC posee una cantidad de alúmina relativamente baja que le permite ser un propante liviano y tener un color más claro.

8.1.3 Prueba de ruptura

La prueba de ruptura se llevó a cabo según los parámetros especificados en las normas API RP 56 y 60. El propante ISP fue sometido a esfuerzos mayores dada su mayor composición y resistencia. Por otro lado el propante LWC se sometió a esfuerzos de 7500 y 10000 Psi.

Tabla 9. Pruebas de ruptura para los propantes ISP & LWC

ISP	Porcentaje de Finos Generados @ 10,000 Psi	2.2 %
	Porcentaje de Finos Generados @ 12,000 Psi	5.1 %
LWC	Porcentaje de Finos Generados @ 7,500 Psi	5.2 %
	Porcentaje de Finos Generados @ 10,000 Psi	8.3 %

Fuente: El Autor

El material propante LWC presentó una mayor generación de partículas finas de 5.2% a 7500 Psi y de 8.3% a 10,000 Psi, que corresponde a aproximadamente a una cantidad de finos 45% mayor que la cantidad de partículas generadas por el propante ISP. La cantidad de partículas finas generadas por el propante LWC es mayor debido a su menor resistencia a esfuerzos dada su composición y a su baja densidad. Los valores anteriores sirven de referencia a la hora de realizar el tratamiento de datos a los resultados de la prueba con el fin de incorporar el efecto de la ruptura y generación de finos.

8.1.4 Esfericidad y redondez

La esfericidad y redondez de ambas muestras se llevo a cabo mediante el método grafico de Krumbein y el uso de microfotografías. En ambos casos como se muestra en la tabla 12 el factor de Krumbein encontrado fue 0.9 y permite establecer que la esfericidad y redondez de ambas muestra de propante es óptima para efectos de ser utilizados en operaciones de fracturamiento. Por esta razón se espera que una presencia adicional de partículas finas generadas por irregularidades en su forma sea mínima.

Tabla 10. Redondez y esfericidad para los propantes ISP & LWC

ISP	Redondez	0.9
	Esfericidad	0.9
LWC	Redondez	0.9
	Esfericidad	0.9

Fuente: El Autor.

8.1.5 Densidad, gravedad específica y volumen

Otras propiedades como densidad, gravedad específica aparente y volumen absoluto también fueron medidas. En el caso de la densidad se observa la

reducción significativa del propante LWC debido a que es un material mas liviano que el propante ISP. De igual manera sucede con la gravedad específica de ambos propantes. Las propiedades anteriores para ambas muestra de propante s ilustran en las tablas 13 y 14.

Tabla 11. Propiedades adicionales del propante ISP

Densidad [lb/ft ³]	117
Densidad [g/cc]	1.88
Gravedad Especifica Aparente	3.27
Volumen Absoluto [gal/lb]	0.037

Fuente: El Autor.

Tabla 12. Propiedades adicionales del propante LWC

Densidad [lb/ft ³]	97
Densidad [g/cc]	1.57
Gravedad Especifica Aparente	2.71
Volumen Absoluto [gal/lb]	0.044

Fuente: El Autor.

8.1.6 Pruebas químicas

La forma en que el propante reacciona a compuestos se llevó a cabo con una solución de 12/3 en volumen de HCL/HF. Esta prueba permite identificar la forma en que el material propante reacciona a la presencia de compuestos ácidos. Se pudo observar que en la prueba la cantidad de propante disuelta en el acido fue de 4.5% en peso para el propante ISP y 1.7% en peso para el propante LWC de acuerdo a la tabla 15:

Tabla 13. Solubilidad en ácido para los propantes ISP & LWC

		% Peso Perdido
ISP	Solubilidad en Acido HCl/HF:12/3	4.5
LWC	Solubilidad en Acido HCl/HF:12/3	1.7

Fuente: El Autor

Por esta razón el propante ISP es mas sensible a reacciones acidas que el material LWC y se debe tener en cuenta estos datos cuando se vaya a realizar estimulaciones acidas, limpieza o mantenimiento de pozo con ácidos y la selección de un sistema de fracturamiento con fluidos ácidos.

8.2 PRUEBA MEJORADA DE CONDUCTIVIDAD

Luego de realizar el análisis de las propiedades iniciales del material propante se procedió a la realización de la prueba de conductividad. Se debe tener en cuenta que durante el muestreo, selección de las muestras, y su transferencia a las unidades de prueba y a la celda de conductividad se han seguido las practicas de manejo que se ilustraron en el capitulo anterior.

8.2.1 Condiciones de la prueba

Las pruebas de conductividad se realizaron con el fin de validar la metodología planteada e ilustrar como se determina cual es el mejor propante para ser utilizado en yacimientos de operaciones de fracturamiento hidráulico con base en valores de conductividad en pozos de condiciones intermedias. Para este tipo de pozos los valores de esfuerzos son de 4000 a 6000 Psi y son aquellos valores que se tendrán en cuenta principalmente al evaluar los resultados. Las condiciones bajo las cuales se realizaron las pruebas de conductividad son:

- Temperatura: 250 °F
- Concentración del propante: 2 lb/ft²
- Tiempo de prueba: 50 h / nivel de esfuerzos
- Núcleos de Arena Ohio
- Tamaño del propante: 20/40
- Niveles de esfuerzos: 2000, 4000, 6000, 8000, 10000 Psi
- Fluido de Prueba: Solución de 2% KCl deionizada y saturada con sílice
- Tasa de flujo: 2 ml/min

La concentración del propante a utilizar es de 2 lb/ft² dado que es la concentración típica de propante que se utiliza en tratamiento de fracturamiento. La tasa de flujo de 2 ml/min se utiliza con el fin de que se alcance condiciones de flujo en estado laminar de manera que se pueda realizar el tratamiento de datos para incluir los efectos de flujo no Darcy. Las demás condiciones obedecen a las pautas recomendadas por la presente metodología para los tipos de propantes que se van estudiar.

8.2.2 Realización de la prueba

Se preparó y ensambló el montaje de tres celdas de conductividad en serie con el fin de obtener varias mediciones al mismo tiempo y promediar los valores de conductividad obtenidos. Las pruebas se realizaron en las tres celdas para ambos materiales propantes.

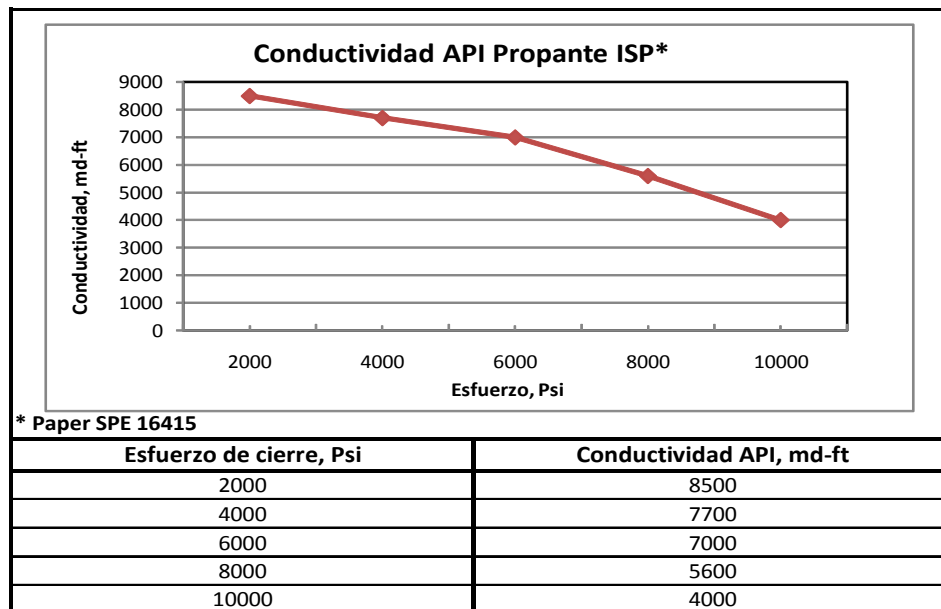
Se comenzó por aplicar una presión de 1000 Psi a la unidad de prueba con el fin de compactar inicialmente el empaquetado de propante. Se procedió a elevar la temperatura por medio de la chaqueta de calentamiento a la temperatura de prueba deseada de 250 °F y por medio de una aspiradora de flujo se le saca todo el aire a la unidad por 50 minutos y se comienza a fluir la solución de prueba a través de la celda. Se procedió a aplicar una presión de 2000 Psi al montaje por

50 minutos y se realizaron las primeras mediciones de ancho del empaquetado de propante y cálculo de conductividad.

Las mediciones sucesivas de conductividad se realizaron de la misma forma incrementando cada vez la presión de cierre en 2000 Psi y sosteniendo dicho valor por 50 horas para cada nivel de esfuerzos. Valores de conductividad fueron obtenidos para ambos propantes a 4000, 6000, 8000 y 10000.

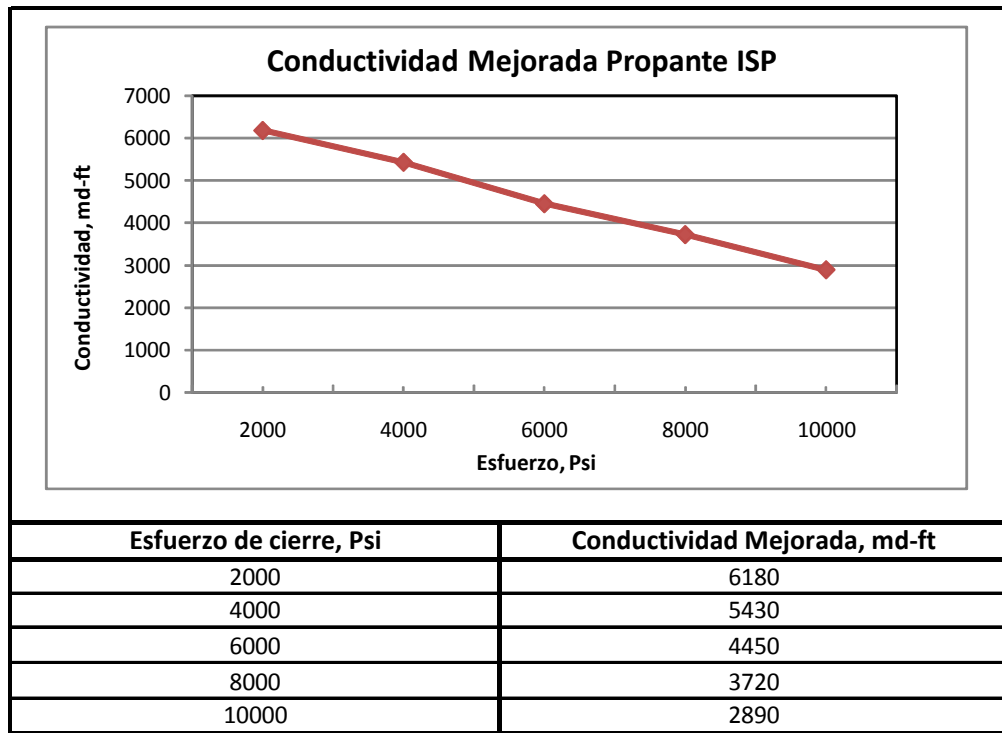
Las figuras 103 y 105 muestran los resultados de conductividad del material propante con respecto al esfuerzo de cierre que se obtuvieron mediante la presente metodología para ambos propantes ISP y LWC. Las figuras 102 y 104 muestran de igual manera los mismos valores de conductividad obtenidos mediante condiciones de prueba API y que no incluyen los efectos de temperatura, incrustamiento, y fluido y tiempo de prueba. Los valores de conductividad mejorada aun incluyen la formación de finos y flujo no Darcy.

Figura 102. Conductividad API propante ISP



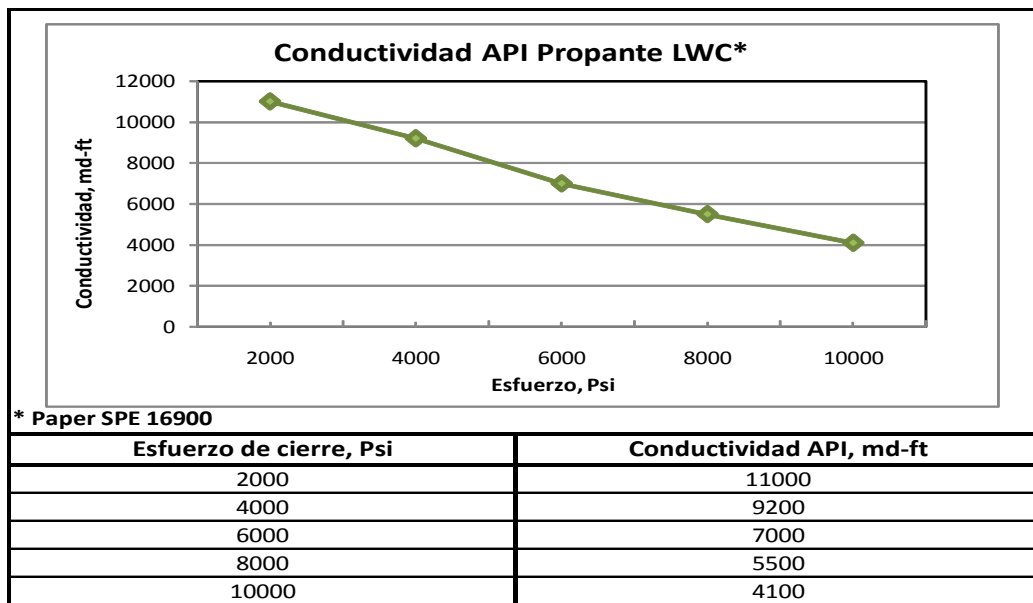
Fuente: El Autor.

Figura 103. Conductividad mejorada propante ISP



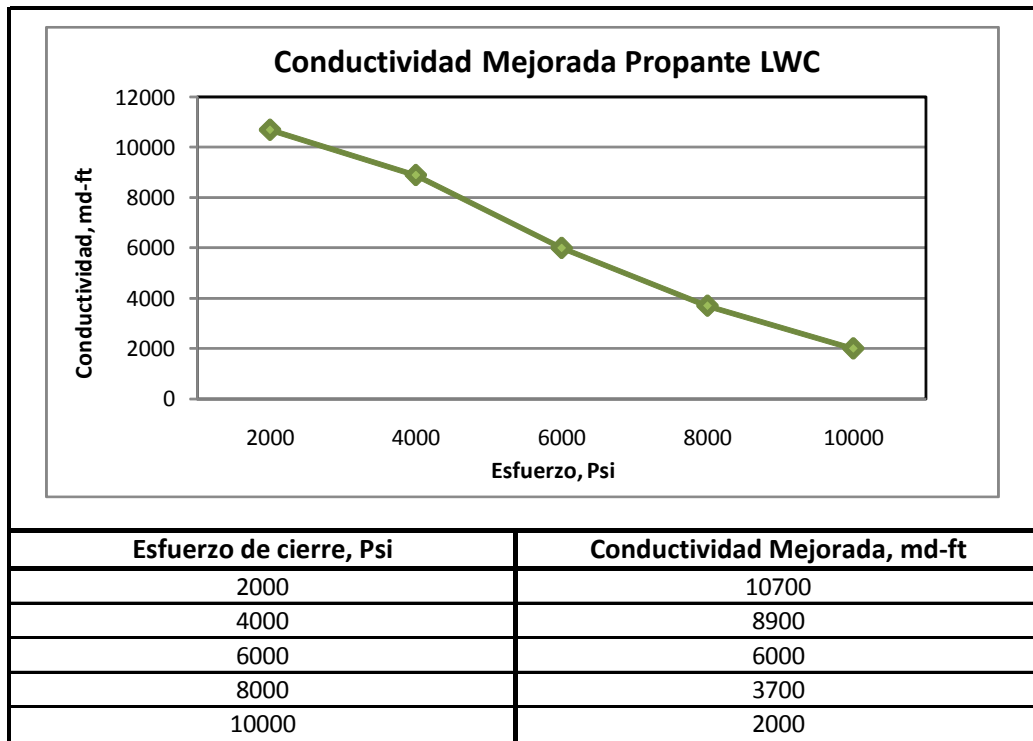
Fuente: El Autor.

Figura 104. Conductividad API propante LWC



Fuente: El Autor.

Figura 105. Conductividad mejorada propante LWC



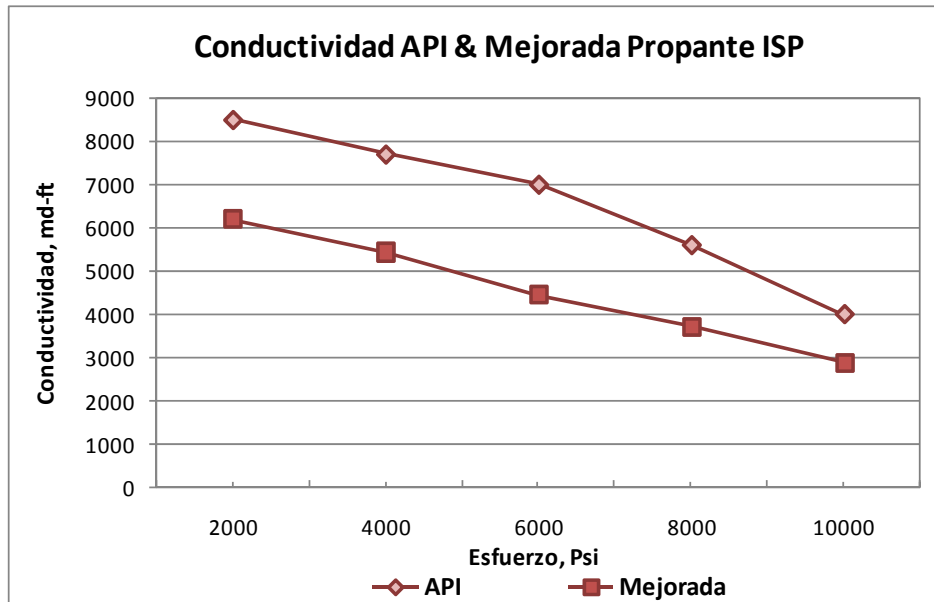
Fuente: El Autor.

Se puede observar una gran diferencia entre los valores de conductividad obtenidos mediante ambas metodologías. Como se observa en la figura 106 para el material propantes ISP los valores de conductividad mejorada son hasta un 20% menores que los valores obtenidos mediante los procedimientos API que permite observar la sobreestimación en los valores de conductividad mediante la metodología estándar vigente y que se aun se utilizan sin modificaciones por parte de diversos laboratorios especializados.

De igual manera en la figura 107 se observa la tendencia de que los valores obtenidos mediante mejorada son menores para todos los niveles de esfuerzos pero con un mayor pronunciamiento en los niveles más altos en donde se tiene una diferencia de 30% a 8000 Psi y llegando hasta un máximo de 50% a 10000

Psi. No se puede por lo tanto especificar la magnitud exacta con que la metodología mejorada altera los valores de conductividad de cada tipo de material propante pero solo se puede afirmar que los valores son muy grandes cuando se comparan con valores aproximados a la realidad.

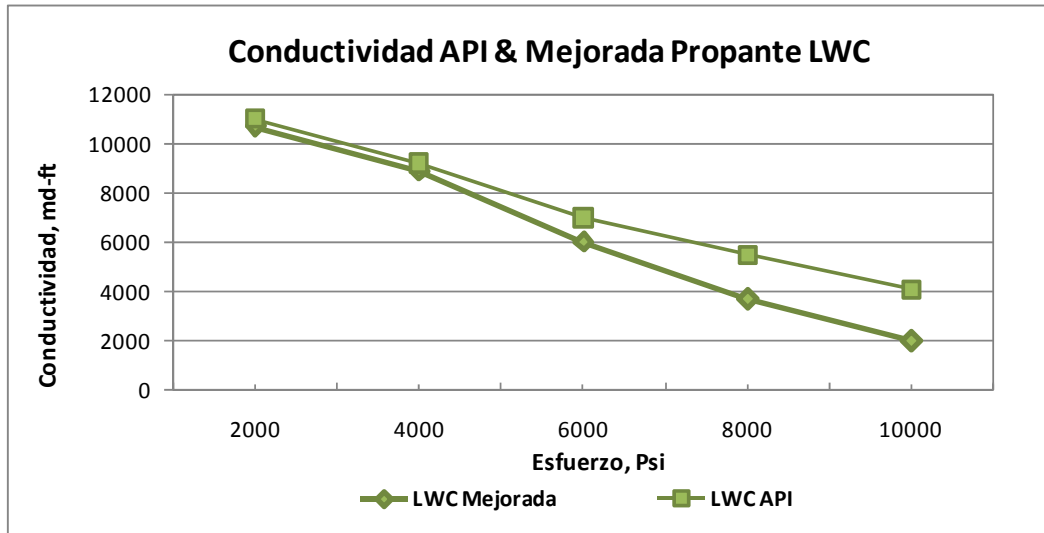
Figura 106. Diferencia conductividad API & mejorada para el propante ISP



Fuente: El Autor.

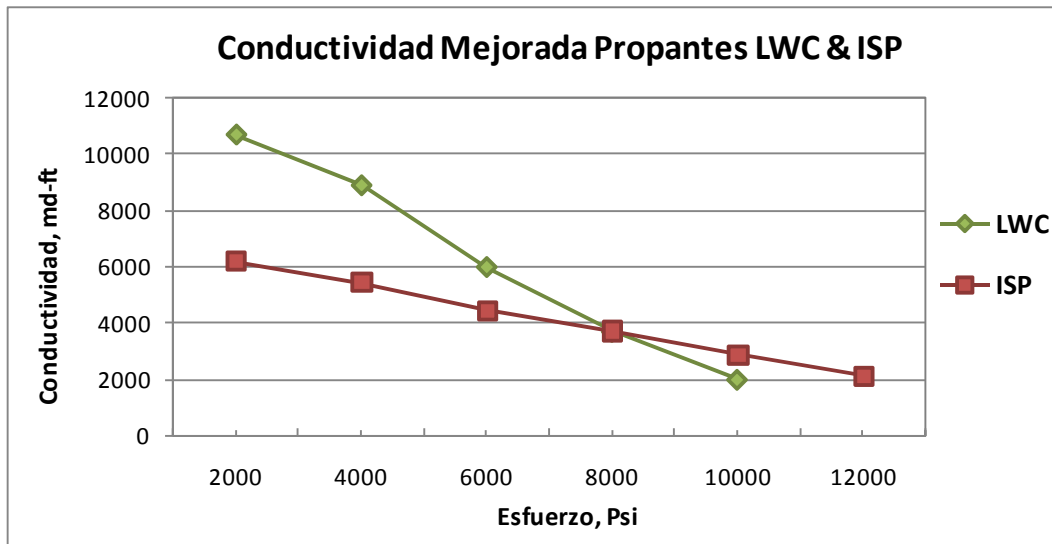
Cuando se comparan las conductividades de los propantes ISP & LWC como se ilustra en la figura 108, se puede observar que el mejor material propante a ser utilizado a condiciones de esfuerzos bajos o pozos someros es el LWC que cumple conserva sus propiedades de flujo a esfuerzos entre 2000 y 6000 Psi.

Figura 107. Diferencia conductividad API & mejorada para el propante LWC



Fuente: El Autor.

Figura 108. Comparación conductividades propantes LWC & ISP



Fuente: El Autor.

A pesar de que no existe una gran diferencia entre las conductividades de ambos propantes en valores intermedios de 6000 Psi y 8000 Psi según los resultados obtenidos, el propante LWC conserva mejores características para ser seleccionado. En estos niveles de conductividad donde la diferencia entre ambos

tipos de material propante es baja se deben mirar otros criterios de selección de material propante como es el costo el cual toma mayor importancia cuando los criterios técnicos no arrojan resultados significativos. Un análisis económico siempre debe acompañar la selección del material propante aunque se encuentra por fuera del objetivo del presente trabajo.

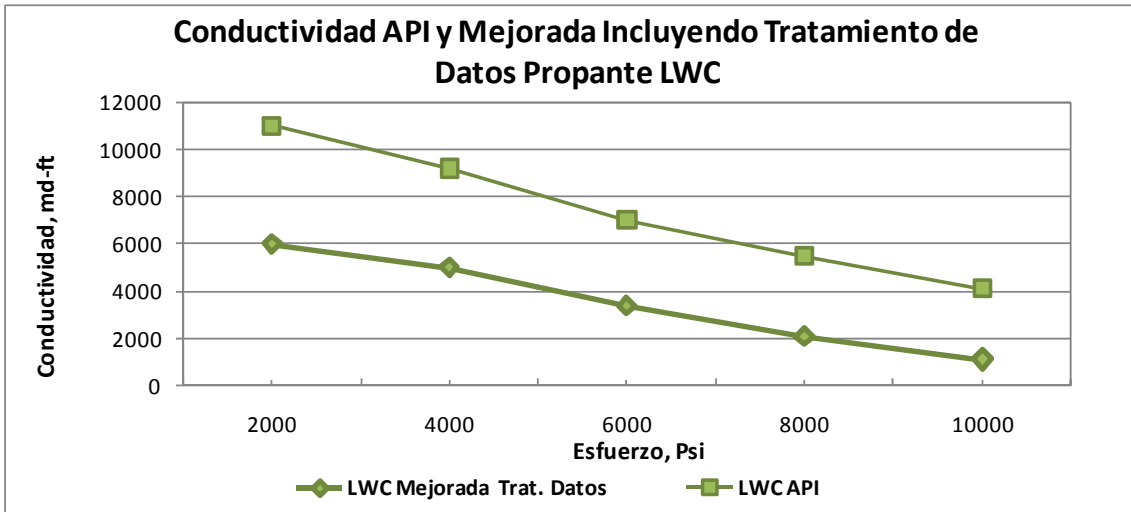
Para esfuerzos a condiciones de esfuerzos mayores, es decir de 10000 Psi y valores mayores el uso de material propante ISP se recomienda por encima del material LWC dado se mejor comportamiento. El material ISP es un propante de resistencia intermedia y su uso bajo estas condiciones se debe comparar con otros propantes cerámicos de alta resistencia con el fin de obtener una mejor selección.

8.3 Aplicación del tratamiento de datos experimentales

Como especifica en el capítulo anterior se requiere incluir el efecto de ruptura y migración de finos mediante una reducción de los valores de conductividad en un 4% para la ruptura y migración de finos y un 40 % adicional para efectos de flujo no Darcy. El resultado final de conductividades incluyendo todos los efectos mencionados y estudiados en este trabajo se ilustran en las figuras 109 y 110.

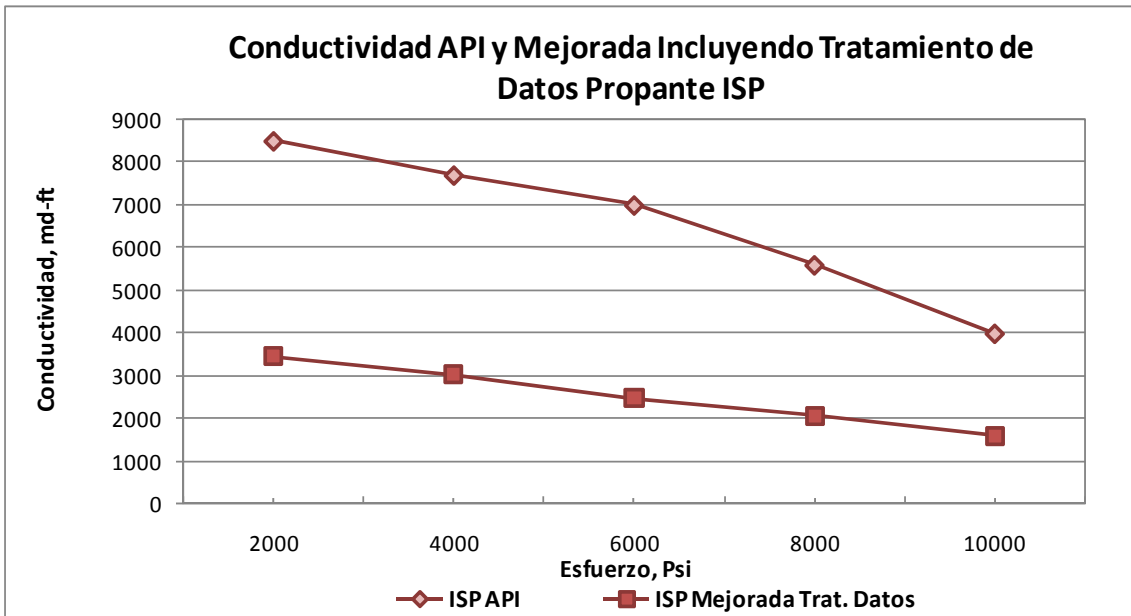
La incorporación de ambos efectos genera un aumento significativo en la diferencia entre los valores de conductividad entre ambas metodologías y permite ver una vez mas la forma inconveniente en que se sobreestima el valor de conductividad API. Estas diferencias en pueden ser extremas como en el propante ISP en donde se alcanza una reducción máxima de un 60% con respecto a los valores API.

Figura 109. Tratamiento de datos propante LWC



Fuente: El Autor.

Figura 110. Tratamiento de datos propante ISP



Fuente: El Autor.

CONCLUSIONES

La medición de conductividad del material propante en laboratorio es de gran importancia para el desarrollo adecuado de operaciones de fracturamiento hidráulico. La profundización en todos los aspectos relacionados con mediciones de conductividad del material propante en laboratorio que se encuentran en este proyecto es un aporte valioso para la academia en el área de fracturamiento hidráulico y para futuras investigaciones.

Las mediciones de conductividad con base en la norma API RP 61 no representan adecuadamente los efectos de incrustamiento, ruptura del propante, tiempo de prueba, temperatura, fluido de prueba utilizado, esfuerzos cíclicos, efectos de flujo no Darcy y migración de finos. Es necesario el uso de una nueva metodología estándar que permita simular adecuadamente estos parámetros en el laboratorio.

Los efectos de incrustamiento, ruptura del propante, tiempo de prueba, temperatura, fluido de prueba utilizado, esfuerzos cíclicos, efectos de flujo no Darcy y migración de finos tiene un efecto negativo en las mediciones de conductividad reduciendo su valor significativamente.

La metodología mejorada no estandarizada que se plantea en este trabajo incorpora cambios que permiten que todos los efectos mencionados que afectan las mediciones de conductividad del material propante sean simulados correctamente y se obtengan valores más reales.

Los valores de conductividad de propante en la fractura aproximados a la realidad son significativamente más pequeños hasta en un 80% en comparación con los valores obtenidos con la metodología API. Los valores de conductividad API sobreestiman la capacidad de flujo de la fractura.

RECOMENDACIONES

Seria de gran utilidad para la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander la construcción de un montaje de celdas de conductividad mejoradas que permitan el desarrollo tecnológico de la Universidad y la aplicación en laboratorio del conocimiento adquirido en las aulas.

A pesar que los valores de conductividad son fundamentales a la hora de seleccionar materiales propantes a ser utilizados en operaciones de fracturamiento, su selección debe incorporar un análisis económico de inversiones lo cual va más allá del objetivo del presente trabajo

Los valores de conductividad obtenidos con la metodología planteada en este capítulo aun no permiten obtener valores absolutos de conductividad dado que existen limitaciones tecnológicas que impiden incorporar aún algunos fenómenos de los cuales se han encontrado indicios recientes en las fracturas como lo son el efecto de residuos de fluidos de fracturamiento, daño de gel y diagénesis.

Se presume que el efecto de residuos de fluidos de fracturamiento, daño de gel y diagénesis impactan negativamente la conductividad y se proponen como punto de partida para futuras investigaciones.

La sistematización del equipo utilizado para mediciones de conductividad así como y la creación de herramienta de software que permita importar los valores esfuerzos, tiempo, temperatura y caudales medidos en la prueba se recomienda de manera que permita calcular y generar las gráficas de resultados para evitar la manipulación de datos y cálculos que generan fuentes de error.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Clark, J. B. 1949. "A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Oil Wells" Trans., AIME 186.
2. "El Pozo Ilustrado". 4ª Edición. 1998. PDVSA.
3. Britt, L.K. and Hager C.J. 1995. "Best Practices for Hydraulic Fracturing Wells in Naturally Fissured Reservoirs".
4. Ahmed, T., McKinney, P. 2005. "Advanced Reservoir Engineering". Gulf Professional Publishing.
5. Clark, R. C. et al. 1953 "Application of Hydraulic Fracturing to the Stimulation of Oil and Gas Production" Drilling & Production Practices API.
6. Anderson, T. O. and Stahl, E. J.: "A Study of Induced Fracturing Using an Instrumental Approach" JPT (Feb. 1967) 261-67; Trans., AIME, 240.
7. Hubert, M. K. and Willis, D. G. 1957. "Mechanics of Hydraulic Fracturing" Trans., AIME 210, 153-66.
8. Carreño, M. 2006. "Análisis y Evaluación de la Optimización de la Producción en el Campo Cantagallo, SRI, ECOPETROL S.A. Mediante la Ejecución de un Piloto de Fracturamiento Hidráulico en las Arenas B, C y CG". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander.
9. Seminario de Fracturamiento Hidráulico. Bogota D.C. 2005.

10. Valko, P. and Norman, L., 1996. "Well Stimulation".
11. <http://www.stwresources.com/waste-water.htm>
12. <http://www.csgarber.com/hydraulic.html>
13. Drilling and Completions II Notes, Dr. Subhash Shah, University of Oklahoma. 2007.
14. Halliburton. Fracturing Fluid Systems. 2007. Halliburton Technical Article.
15. Chase, B. and Chmilowski, W. Aug, 1997. "Clear Fracturing Fluids for Increased Well Productivity". Schlumberger Technical Article.
16. Schlumberger. 2007. "Mixing and Blending Equipment". Brochure.
17. Weatherford. 2007. "Fracturing Technologies". Technical Publication.
18. Hernández Trejos Edelberto. 1993. "Fracturamiento Hidráulico Ácido", Universidad Industrial de Santander UIS.
19. 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". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander.
20. 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.

21. Babcock, Prokop and Kehle, "Distribution of Propping Agents in Vertical Fractures". Drilling and Production Practices, API 1965.
22. Bonilla, Fernando. 2006. "Fluidos de Completamiento y Fluidos de Fracturamiento". Tesis de Grado. Universidad Surcolombiana USCO.
23. Castañeda, D. 2008. "Determinación y Análisis de un Fluido de Fractura Óptimo". Tesis de Grado. Universidad Industrial Santander UIS.
24. <http://www.weatherford.com.htm>
25. <http://www.halliburton.com.htm>
26. <http://www.schlumberger.com.htm>
27. <http://www.chipaxa.com/imagenes>.
28. <http://www.asia.ru/Catalog/>
29. <http://www.carboceramics.com/English/theory/techpres.html>.
30. Weaver, J., Parker, M., and Van Batenburg, D. 2007. "Fracture-Related Diagenesis May Impact Conductivity", Paper SPE 98236.
31. J.C. Gottschling. 2005. "Analysis of Non-API Industrial Sands for Use in Hydraulic Fracturing". Paper SPE 98019.
32. W.T Stephens, S.K Schubart. 2007. "Behavior of Proppant Under Cyclic Stress" Paper SPE 106365.

33. API RP 61, "Recommended Practices for Evaluating Short Term Proppant Pack Conductivity", First Edition, October 1989.
34. Darcy, H. 1856. "Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon" Dalmont Paris.
35. <http://www.wikipedia.com.html>.
36. Dake Corp. 2008. "Hand-Operated Hydraulic Presses".
37. <http://www.insize.com.cn/>
38. Much, M. G. and Penny, G. S. 1987. "Long-Term Performance of Proppant under Simulated Conditions" Paper SPE 16415.
39. B.W McDaniel. 1987. "Realistic Fracture Conductivities of Proppants as a Function of Reservoir Temperature". Paper SPE 16453.
40. B.W McDaniel. 1986. "Conductivity Testing of Proppants at High Temperature and Stress". Paper SPE 15067.
41. <http://www.norton-alcoa.com.html>.
42. W.T. Stephens., S.K. Schubart. 2004. "Investigating How Proppant Packs Change Under Stress". Paper SPE 90562.
43. W.T. Stephens., S.K. Schubart. 2006. "Statistical Study of the Crushing Resistance Measurement for Ceramic Proppants". Paper SPE 102645.

44. Stim-Lab Consortia Notes, 2007.
45. Palisch, T., Duenckel, R. 2007. "Determining Realistic Conductivity and Understanding Its Impact on Well Performance – Theory and Field Examples". Paper SPE 106301.
46. E.R Freeman, D.A Anschutz, J.J Renkes, D. Milton-Tayler. 2006. "Qualifying Proppant Performance". Paper SPE 103623.
47. T. W. Muecke, 1978. "Formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media", Paper SPE 7007.
48. P.D Nguyen, R.G Dusterhoft, B. Clarkson and J. Edwards. 2005. "Mitigating Formation Invasion to Maintain Fracture Conductivity". Paper IPTC 10571.
49. Darcy, H. 1856. "Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon" Dalmont Paris.
50. Cooke. C.E., Jr. 1973. "Conductivity of Fracture Proppants in Multiple Layers". Journal of Petroleum Tech. AIME.
51. 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.
52. Penny, G., and Jin, L. 1995. "The Development of Correlations Showing the Impact of Multiphase Flow, Fluid, and Propant Selection Upon Gas Well Productivity". SPE 30494.

53. API RP 56: 1995, "Recommended Practices for testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations". First Edition. 1989.
54. API RP 60: 1995, "Recommended Practices for testing High Strength Proppants in Hydraulic Fracturing Operations". First Edition. 1989.
55. <http://www.globalspec.com.html>.
56. <http://www.swagelok.com.html>
57. 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.
58. <http://www.wstyler.com/uimages/1646.jpg>