

**CONSIDERACIONES PARA EL USO DE FLUIDOS ENERGIZADOS EN EL
FRATURAMIENTO HIDRÁULICO DE POZOS EN YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES (SHALE PLAYS)**

DARWIN ANDRES VÁSQUEZ SANDOVAL

MIGUEL ÁNGEL MOLINA LÁZARO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2016

**CONSIDERACIONES PARA EL USO DE FLUIDOS ENERGIZADOS EN EL
FRATURAMIENTO HIDRÁULICO DE POZOS EN YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES (SHALE PLAYS)**

DARWIN ANDRES VÁSQUEZ SANDOVAL

MIGUEL ÁNGEL MOLINA LÁZARO

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

Director:

Msc. JOSE CARLOS CARDENAS MONTES

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

2016

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	15
1. SHALE GAS	17
1.1 VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	18
1.2 LLANOS	19
1.3 CATATUMBO-MARACAIBO	20
2. GENERALIDADES PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	22
2.1 DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO	23
2.2 APLICACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	24
2.3 EFECTOS DE LA ESTIMULACIÓN EN UN POZO PETROLERO	26
3. CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN	27
3.1 EFECTOS DE LA TORTUOSIDAD	27
3.2 STEP RATE TEST	29
3.2.1 Step Up Test	29
3.2.2 Step Down Test.....	30
3.3 CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LA ROCA.....	31
3.3.1 Relación de Poisson:.....	32
3.3.2 Módulo de Rigidez.....	33
3.3.3 Módulo de Young	33
3.3.4 Ley de Hooke	34
3.3.5 Esfuerzos in-situ	35
3.3.6 Orientación de la Fractura	36
3.3 MECÁNICA DE FLUIDOS	39

4.1 ATRAPAMIENTO DE LA FASE ACUOSA EN LA FORMACIÓN	41
4.1.1 Mecanismos de Atrapamiento	41
4.1.2 Factores que Influyen en la Severidad del Atrapamiento de Fase Acuosa	42
4.1.3 Correlaciones para la Predicción de la Severidad Potencial del Atrapamiento de la Fase Acuosa.....	45
5. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO	46
5.1 FUNCIONES Y CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO DE FRACTURA.....	48
5.2 CLASIFICACIÓN.....	49
5.2.1 Fluidos Base Agua	50
5.2.2 Fluidos Energizados.....	52
5.2.3 Espumas y Emulsiones	53
5.2.4 Fluidos Base Alcohol.....	54
5.3 ADITIVOS.....	56
6. PROPANTES	65
6.1 PROPIEDADES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DEL PROPANTE.	66
6.2 TIPOS DE AGENTES DE SOSTEN.....	68
6.2.1 Gravedad Específica para Diferentes Tipos de Propante.....	69
6.3 SELECCIÓN DE PROPANTE	70
6.3.1 Análisis Granulométrico.....	70
6.3.2 Prueba de Turbidez	71
6.3.3 Prueba de Solubilidad en Ácido	71
6.3.4 Prueba de Esfericidad y Redondez	71
6.3.5 Densidad de Bulto	72
6.3.6 Crushing.....	72
6.3.7 Velocidad de Sedimentación de Partículas de Propante.....	73
7. FLUIDOS ENERGIZADOS.....	75
7.1 FRACTURAMIENTO CON CO ₂ Y N ₂	77

7.1.1 Propiedades del CO ₂ y N ₂	78
7.1.1.1 Dióxido de Carbono	78
7.1.1.2 Ventajas del Uso de CO ₂	80
7.2 NITROGENO (N ₂)	81
7.2.1 Ventajas del uso de N ₂	83
8. SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA	84
8.1 EVALUACIÓN MINERALÓGICA	85
8.1.1 Análisis de Difracción de Rayos x (XRD).....	85
8.1.2 Microscopía Electrónica de Barrido (SEM).....	86
8.2 PRUEBAS DE INMERSIÓN	88
8.2.1 Prueba de Tiempo de Succión Capilar	89
9. EVALUACIÓN DE FLUIDOS ENERGIZADOS.....	92
9.1 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE FLUIDOS ENERGIZADOS Y NO- ENERGIZADOS	110
9.1.1 ALTURA DE FRACTURA APUNTALADA	110
9.1.2 LONGITUD DE FRACTURA APUNTALADA.....	111
10. AGUA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	114
10.1 TABLA COMPARATIVA DE COSTOS DEBIDO AL USO DE AGUA.	115
11. METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO ENERGIZADO	119
Diagrama para selección de fluidos energizados	121
12. FLOW CHART DE UN FRACTURAMIENTO CON FLUIDOS ENERGIZADO .	123
13. CONCLUSIONES.....	125
14. RECOMENDACIONES	126
BIBLIOGRAFIA	127
ANEXOS	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO A. Imágenes de los equipos de fractura	129

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mercado interregional del gas natural	17
Figura 2. Prospectivas de shales y zonas de exploración en el VMM.....	19
Figura 3. Prospectivas de shales en los Llanos orientales	20
Figura 4. Prospectivas de shales en la cuenca Maracaibo/Catatumbo	21
Figura 5. Efecto de los esfuerzos horizontales en contraste con la tortuosidad	29
Figura 6. Aplicación de una fuerza en dirección x con deformación en dirección y ..	33
Figura 7. Propagación de la fractura perpendicular al menor esfuerzo principal.....	37
Figura 8. Diagrama de los tres tipos de régimen de flujo	39
Figura 9. Mecanismos de atrapamiento de fase acuosa en un reservorio	42
Figura 10. Distribución del fluido de fractura y material propante antes, durante y después del bombeo	47
Figura 11. Composición promedio de fluidos de fracturamiento hidráulico de shales en EE.UU.	49
Figura 12. Principales productos para gelificar los fluidos de fracturamiento base agua	51
Figura 13. Paso a paso para la extracción de la goma Guar.....	57
Figura 14. Apariencia de un gel base, un gel reticulado con borato y un gel reticulado con zirconio.....	59
Figura 15. Residuos de guar después de romper con enzima y con oxidante.	61
Figura 16. Efectos de formaciones duras o suaves sobre el apuntalante	68
Figura 17. Apuntalantes más usados en la industria	69
Figura 18. Diagrama visual de Krumbien/Sloss.....	72
Figura 19. Gargantas de poros afectadas por el Crushing	73
Figura 20. Equipos para el fracturamiento con fluidos energizados	75
Figura 21. SEM de arenisca de Rotlingen, red de granos cubierta con ilita	88
Figura 22. Prueba de compatibilidad.	89
Figura 23. Instrumento de prueba (izquierda) y los resultados de la prueba con bentonita.....	90

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Aplicaciones del fracturamiento hidráulico	25
Tabla 2. Coeficiente de Poisson en diversos tipos de rocas	32
Tabla 3. Valores de número de Reynolds para los regímenes de flujo	39
Tabla 4. Rango de índices de atrapamiento	45
Tabla 5. Tipos de fluidos y condiciones generales bajo las cuales se usan.	54
Tabla 6. Resumen de principales aditivos usados y propiedad que confiere	63
Tabla 7. Gravedad específica de los propantes más usados	69
Tabla 8. Mallas recomendadas para el análisis granulométrico.....	70
Tabla 9. Comparativa de algunas propiedades deseables en un fluido de fractura vs propiedades obtenidas con una espuma.....	78
Tabla 10. Propiedades del CO ₂	79
Tabla 11. Propiedades del N ₂	82
Tabla 12. Fluidos usualmente utilizados dependiendo el tipo de yacimiento	90
Tabla 13. Características de la fracturas en los shales de UTICA.....	104
Tabla 14. Insumos en las fracturas de los shales de UTICA.....	105
Tabla 15. Características de la fracturas en los shales de EAGLE FORD.....	106
Tabla 16. Insumos en las fracturas de los shales de EAGLE FORD	107
Tabla 17. Formaciones estimuladas con fluidos energizados en Canadá y EE.UU.....	109
Tabla 18. Resumen del análisis comparativo.....	113
Tabla 19. Costos debido al uso de agua por barril.....	115
Tabla 20. Costos de tratamiento con diversos tipos de fluidos.	116
Tabla 21: valores de permeabilidad con su respectivo drawdown recomendado. ...	119

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfica 1. Esquema de un STEP UP TEST.	30
Gráfica 2. Esquema de un STEP DOWN TEST	31
Gráfica 3. Esfuerzo cortante versus deformación	34
Gráfica 4. Cambios en régimen de esfuerzos debido a la erosión ó glaciación.....	38
Gráfica 5. Efectos en la curva de permeabilidad relativa en casos de severo atrapamiento de fase acuosa	43
Gráfica 6. Efectos de la saturación de agua en la formación y permeabilidad de la formación en la presión capilar.....	44
Gráfica 7. Esfuerzo de cierre de varios apuntalantes	67
Gráfica 8. Diagrama de fase CO ₂ , recorrido del CO ₂ en un tratamiento de fractura	80
Gráfica 9. Diagrama de fase N ₂	83
Gráfica 10. Procedimiento general para la determinación de la sensibilidad de la roca de formación al fluido de fractura	84
Gráfica 11. Escaneo DRX de varias capas de arcillas en una muestra completa del núcleo.....	86
Gráfica 12. Solubilidad del CO ₂ en la fase líquida.	93
Gráfica 13. Solubilidad del CO ₂ en la fase líquida.	94
Gráfica 14. Solubilidad del CO ₂ Y N ₂ en la fase líquida experimentalmente versus la solubilidad predicha por la PREOS	94
Gráfica 15. Viscosidad como función de la fase interna	95
Gráfica 16. Índice de productividad y drawdown de los componentes energizados	96
Gráfica 17. Drawdown necesario para remover el daño en la zona invadida. Índice de productividad depende de la permeabilidad y del componente energizado	97
Gráfica 18. Índice de productividad vs permeabilidad para cada fluido	97
Gráfica 19. Total de líquido inyectado	98
Gráfica 20. Porcentaje de fluido recuperado	99
Gráfica 21. Cantidad de fluido inyectado que permanece en el pozo.....	100
Gráfica 22. Tasa de producción después del tratamiento	101

Gráfica 23. Producción acumulativa comparativa entre los tres tipos de fluidos	102
Gráfica 24. Carga total de polimero Inyectado.	103
Gráfica 25. Comparación entre los índices de productividad para las diferentes formulaciones.	104
Gráfica 26. Longitud de fractura con slickwater en UTICA	105
Gráfica 27. Longitud de fractura con fluidos energizados en UTICA	106
Gráfica 28. Longitud de fractura con slickwater en EAGLE FORD	107
Gráfica 29. Longitud de fractura con fluidos energizados en EAGLE FORD	108
Gráfica 30. Evolución de trabajos con CO2 en los últimos años en Canadá.	109
Gráfica 31. Altura de fractura apuntalada.	110
Gráfica 32. Longitud de fractura apuntalada.	111
Gráfica 33. Ancho de fractura.	112
Gráfica 34. Consumo de agua en un fracturamiento.	112
Gráfica 35. Requerimientos de presión en superficie.	113
Gráfica 36. Costo de tratamiento de fluidos en un fracturamiento a menor escala	115
Gráfica 37. Costo de tratamiento de fluidos en un fracturamiento masivo	116
Gráfica 38. Costo de tratamiento para cada tipo de fluidos	117

RESUMEN

TÍTULO: “CONSIDERACIONES PARA EL USO DE FLUIDOS ENERGIZADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES”

AUTORES: DARWIN ANDRES VASQUEZ SANDOVAL

MIGUEL ANGEL MOLINA LÁZARO**

PALABRAS CLAVE: Yacimientos No Convencionales, Fracturamiento Hidráulico, Propante, Yacimientos Depletados, Fluidos De Fracturamiento Energizados.

Los Yacimientos No Convencionales han venido tomando mayor fuerza ante el agotamiento de las reservas de hidrocarburos convencionales debido a que el potencial de recursos que ellos contienen es considerable. Para extraer hidrocarburos de estos yacimientos a tasas económicamente rentables es necesario usar técnicas complejas como la perforación de pozos horizontales y el Fracturamiento Hidráulico, siendo esta última imprescindible pues las bajas permeabilidades imposibilitan la extracción convencional del recurso. Su aplicación crea canales de flujo que conectan el pozo con el yacimiento. El Fracturamiento Hidráulico es en general beneficioso pero pueden presentarse algunas consecuencias no deseadas. Es indispensable recolectar la mayor cantidad de información posible de la formación a intervenir, la toma de registros y los modelos geomecánicos son parte fundamental en la construcción del modelo de fractura. De la selección adecuada del fluido de fracturamiento y Propante depende principalmente el éxito del tratamiento. Ante los resultados insatisfactorios en Yacimientos Depletados, algunos sensibles al agua surgen los Fluidos de Fracturamiento Energizados. Basados en experiencias de países como Estados Unidos y Canadá, en este escrito se resaltan algunas consideraciones que ayudan a identificar los escenarios en los cuales la aplicación de fluidos energizados ofrece una mejor alternativa y plantea una metodología que facilita la elección del mismo.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director José Carlos Cárdenas Montes

ABSTRACT

TITLE: "CONSIDERATIONS FOR THE USE OF FLUIDS ENERGIZED FOR FRACTURING WELLS IN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS" *

AUTHORS: DARWIN ANDRES VASQUEZ SANDOVAL

MIGUEL ANGEL MOLINA LAZARO**

KEYWORDS: Unconventional Reservoirs, Hydraulic Fracturing, Proppant, Depleted Reservoirs, Fracturing Fluids Energized

The term Unconventional Reservoir has been taking greater strength to the exhaustion of reserves of conventional hydrocarbons because the potential resources they contain is considerable. To extract oil from these deposits economically profitable rates is necessary to use complex techniques such as horizontal drilling and hydraulic fracturing, the latter being essential for low permeabilities preclude conventional resource extraction. Your application creates flow channels connecting the well to the reservoir.

The Hydraulic Fracturing is beneficial overall but some adverse consequences affecting the final result may occur. It is essential to collect as much information as possible from the formation to intervene, making records and geomechanical models are an essential part in building the fracture model. The proper selection of fluid and proppant fracturing depends mainly on the success of treatment.

Unsatisfactory results in depleted reservoirs, some water sensitive arise Energized fracturing fluids, these use a gaseous phase within the fluid which decreases the amount of water and improves performance. Based on experiences of countries like the United States and Canada, in this paper some considerations that help identify the scenarios in which the application of energized fluids offers a better alternative and proposes a methodology that facilitates the choice are highlighted.

* Degree Work

** Faculty of Chemical Physical- Engineering, Engineering Oils. Director: M.sc Jose Carlos Cárdenas Montes

INTRODUCCIÓN

En búsqueda de autosuficiencia energética y ante la disminución de las reservas convencionales cada vez crece el interés en los yacimientos no convencionales con el fin de suplir la creciente demanda energética, el país no es ajeno a esta situación y necesita avanzar en el conocimiento de técnicas como perforación horizontal y fracturamiento hidráulico para desarrollar de una manera efectiva este tipo de yacimientos.

Las perspectivas de hidrocarburos no convencionales en el país se encuentran en las cuencas del valle medio del Magdalena, Llanos y Catatumbo. Las muy bajas permeabilidades y pobres porosidades imposibilitan la extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación ampliamente usada tanto en yacimientos convencionales como no convencionales, esta consiste en la inyección de un fluido (agua más aditivos) a una tasa y presión superior a la capacidad de admisión matricial de la formación, creando y propagando la fractura a través de la misma. El fin es la crear canales de flujo de alta permeabilidad que comuniquen la formación con el pozo.

Es de vital importancia obtener la mayor cantidad de información posible. La caracterización de la roca permite comprender los parámetros geomecánicos y demás fenómenos que gobiernan las formaciones, junto con los registros de pozos son fundamentales en la construcción del modelo de fractura.

Los fluidos de fractura y el propante son dos de los aspectos más importantes en el diseño de un tratamiento de fracturamiento, puesto que trabajan conjuntamente para lograr los mejores canales de flujo dentro de la fractura. Los fluidos de fracturamiento convencionales incluyen fluidos base agua (incluyendo aquellos con polímeros), fluidos base hidrocarburo, fluidos energizados y espumas. Los fluidos de fracturamiento no convencionales incluyen fluidos sin adición de polimeros tales como fluidos viscoelásticos tensioactivos; fluidos que contienen metanol y fluidos a base

de CO₂ líquido. Los aditivos se usan para dar al fluido de fractura cualidades que benefician la operación.

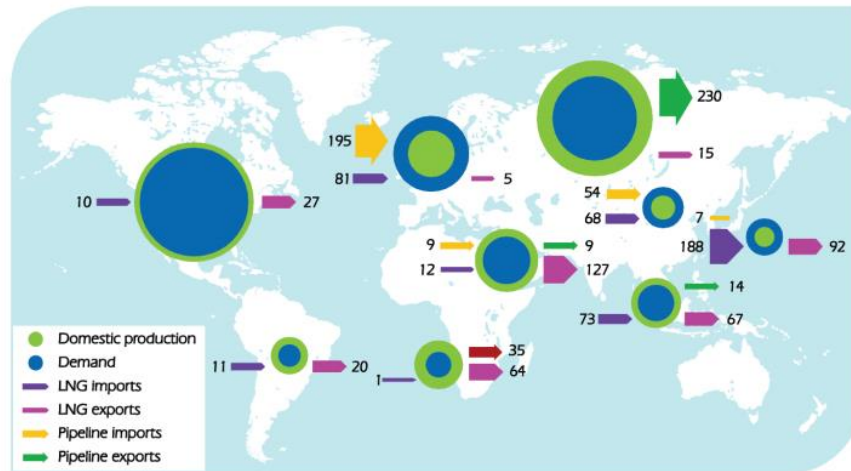
Aunque crear una fractura hidráulica es sobre todo beneficioso, se pueden presentar algunas consecuencias adversas. La mayoría de los tratamientos usan fluidos base agua, el agua puede quedar atrapada en los pequeños espacios porosos debido a las presiones capilares bloqueando el paso del hidrocarburo. Si la formación contiene arcillas, puede ocurrir hinchamiento y daños en la permeabilidad. En situaciones ideales se recupera hasta un 40% del agua bombeada en el tratamiento, este pronóstico no se cumple en formaciones de baja permeabilidad y depletadas o subpresionadas, donde el contenido de agua recuperado es muy bajo.

Los fluidos energizados se presentan como una alternativa a los fluidos tradicionales. Un proceso de fracturación hidráulica se puede energizar mediante la adición de una fase gaseosa compresible, a veces soluble en el fluido de tratamiento. Los fluidos energizados también minimizan o eliminan el uso del agua, proporcionan una mayor energía para mejorar la limpieza y el flujo de retorno del fluido después del tratamiento y disminuyen la carga polimérica lo cual es beneficioso. El CO₂ y el N₂ son actualmente los gases más usados como energizantes por sus características y seguridad al aplicar tanto para el personal como el equipo.

La presión y permeabilidad del yacimiento son las variables que direccionan el uso de fluidos energizados. Mediante la evaluación de parámetros de la fractura como longitud, ancho, longitud apuntalada, altura apuntalada se evalúan técnicamente los fluidos energizados haciendo un paralelo y determinando los rangos óptimos de aplicación. Es importante mencionar que en el presente estudio no se hizo contraste con aplicaciones locales puesto que no se cuenta con un historial en país.

1. SHALE GAS

Figura 1. Mercado interregional del gas natural



Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assesment. Estado Unidos, Advanced Resources International. Inc., Junio, 2013. P. 1-107

El gas natural se forma en el interior de finos granos de color negro, que al acumularse y ser sometidos a un proceso de soterramiento de capas y sometimiento a altas presiones, desencadena en la formación de rocas orgánicas o lutitas. Las Lutitas son un tipo de roca sedimentaria formada por fragmentos solidos transportados por el agua o el viento a una cuenca sedimentaria (Lutita Detrítica) o formada de areniscas provenientes de la compactación de partículas de otras rocas (Lutita clástica). Las altas presiones tienden a expulsar la mayor cantidad de gas y el remanente atrapado en la roca se denomina shale gas, gas de lutita, gas de esquisto o de pizarra. También es considerada como una arcilla enriquecida, el grado de madurez de los carbonos y elementos volátiles, son algunos de los parámetros de clasificación. Apenas a unos pocos cientos de metros el lodo se transforma en pizarra, cuyas bacterias se alimentan de materia orgánica normalmente entre un 5-10 % del volumen de la roca para liberar metano biogénico.

El shale gas también se forman a mayores profundidades donde la exposición a elevadas presiones y temperaturas forman moléculas de hidrocarburo y genera metano termogénico en donde se descompone la materia orgánica en aceite y luego en su constituyente más elemental, el metano. El anterior proceso de formación de

rocas a partir de sedimentos tiende a reducir la porosidad. Aunque los poros de las lutitas son del orden de nanómetros, grandes volúmenes de gas pueden quedar almacenados. Las lutitas son también las rocas madres originarias de los yacimientos convencionales y en general poseen entre sus características comunes el bajo contenido energético respecto al volumen de la roca, la dispersión del yacimiento en áreas extensas y permeabilidades muy bajas. Los hidrocarburos que se encuentran allí pueden ser almacenados de tres maneras.

1. Absorbido por el Kerogeno
2. Atrapado en poros de sedimento de grano fino
3. Confinado en fracturas internas

El potencial de una lutita esta medido en:

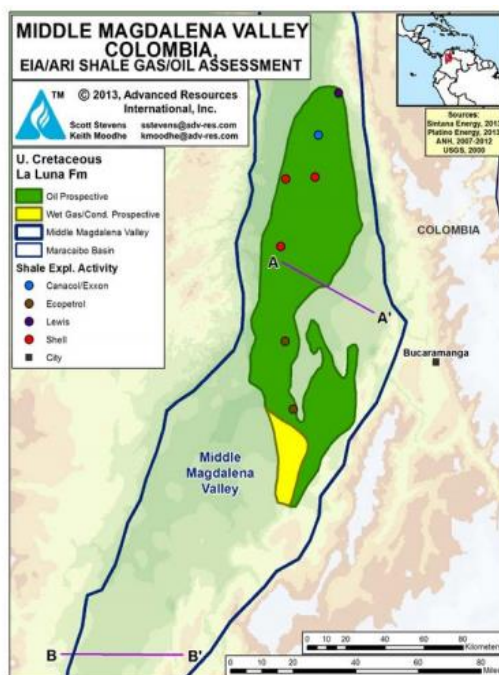
1. Volumen (espesor y extensión de área)
2. Riqueza orgánica
3. Madurez térmica

Colombia cuenta con tres cuencas con prospectivas bastante importantes en cuanto a este recurso que se muestran a continuación:

1.1 VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Es la cuenca productora de gas y aceite más explorado de Colombia, con más de 40 campos descubiertos que producen principalmente de areniscas terciarias. La formación la Luna es la roca origen del valle medio del Magdalena y se dio origen gracias a procesos de sedimentación marina y es en tiempo equivalente al Shale de Niobara en los EE.UU. La formación la Luna comprenden tres miembros la salada, pujumana y Galembo, la mayoría orgánicamente rica con valores de TOC que oscilan entre el 3 y 12%. Los 10,000 pies de espesor del Cretáceo de la formación La Luna van desde los 3,000 pies hasta ligeramente superior a los 15,000 pies de profundidad. El shale de la formación La Luna es orgánicamente rico, en promedio de un 5 % de Kerogeno principalmente tipo II.

Figura 2. *Prospectivas de shales y zonas de exploración en el VMM.*

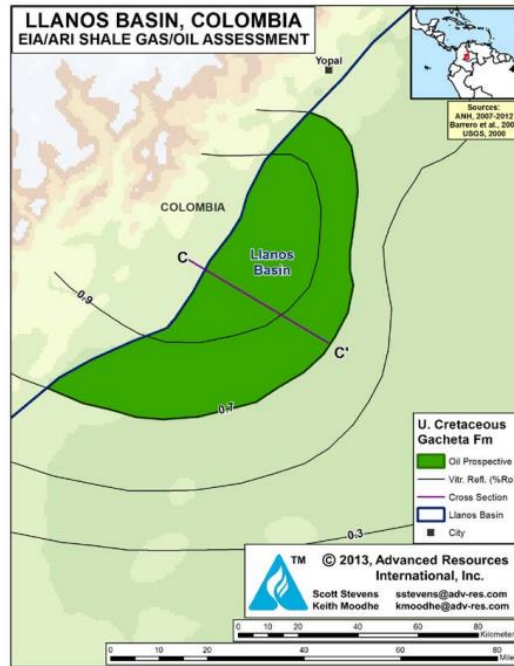


Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assesment. Estado Unidos, Advanced Resources International. Inc., Junio, 2013. P. 1-107

1.2 LLANOS

El shale de la formación de Gacheta es el equivalente de la formación La Luna en el valle medio del Magdalena y el Catatumbo. Muestra una estructura geológica simple, en el interior de la cuenca también cuenta con un cabalgamiento en el margen occidental. El cretácico de la formación Gacheta es equivalente en tiempo a la formación La Luna, con un espesor de 600 pies en promedio, es la principal roca madre de los llanos, alcanza de más de 15,000 pies en el margen occidental de la cuenca, el eje central tiene shales que van desde los 4,000 hasta los 10,000 pies de profundidad, con espesores promedios de 200 pies con TOC de 1% al 3% con Kerogeno tipo II y III. Las estribaciones occidentales de la región es la que presenta el mayor potencial de shales, la cuenca está ligeramente sobrepresionada con un promedio de 0,5 psi/pie de gradiente.

Figura 3. *Prospectivas de shales en los Llanos orientales*

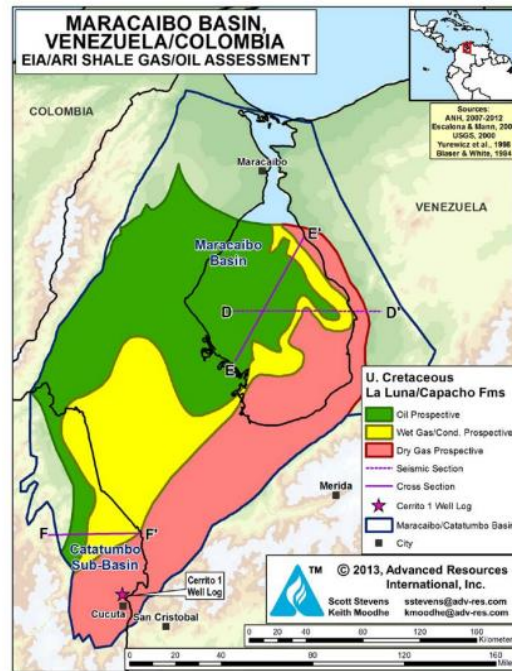


Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assesment. Estado Unidos, Advanced Resources International. Inc., Junio, 2013. P. 1-107

1.3 CATATUMBO-MARACAIBO

La cuenca de Maracaibo- Catatumbo se extiende sobre la margen nororiental de Colombia y la Noroccidental de Venezuela, esta cuenca contiene una rica secuencia orgánica, producto de la deposición marina que son la principal fuente de los prolíficos campos convencionales, estos shale del Cretáceo son el principal objetivo. La profundidad del basamento precámbrico- Jurásico de la cuenca de Maracaibo llega a más de 20,000 pies en el sur del lago Maracaibo. La profundidad de la formación la Luna va desde menos de 5,000 hasta superar los 15,000 pies.

Figura 4. Prospectivas de shales en la cuenca Maracaibo/Catatumbo



Fuente: U.S. Department of Energy. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assesment. Estado Unidos, Advanced Resources International. Inc., Junio, 2013. P. 1-107.

2. GENERALIDADES PARA EL DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Con el fin de determinar el mejor método de estimulación, se deben evaluar todos los aspectos del yacimiento. Esto debería incluir una valoración geofísica usando sísmica 3-D y 4-D para identificar claramente los intervalos de shale, otro paso debe incluir pruebas de pozos para determinar el tamaño del depósito y análisis de núcleos para evaluar cualquier tratamiento que se vaya aplicar, retos potenciales y determinar propiedades del shale tales como:

- Mineralogía, evaluar el contenido de minerales en la roca para ayudar a determinar la sensibilidad de los líquidos y la anisotropía.
- Saturación de agua, para determinar el potencial de la producción de agua y fluidos
- Permeabilidad, tanto vertical como horizontal.
- Porosidad
- Fracturas naturales
- Mecánica de rocas, determinar propiedades elásticas o el potencial de perforación horizontal.

La experimentación exitosa del fracturamiento hidráulico en yacimientos de baja permeabilidad se debió a que se obtuvieron fracturas muy largas con un ancho como prioridad secundaria. Aunque existe una amplia variación en el diseño de un tratamiento, el objetivo común es crear una fractura conductora que exponga al yacimiento tanto como sea posible al pozo. El éxito del yacimiento radica en varios factores.

- En yacimiento de muy baja permeabilidad, la longitud alcanzada por el tratamiento es la característica más importante en la fractura.
- Las fracturas crean superficies rugosas, y alguna conductividad residual puede existir en estas fracturas después del cierre.
- Las fracturas naturales contribuyen a la producción.
- Mecanismos de falla de la roca.
- Baja sensibilidad de la formación al agua.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO

Un fluido es bombeado al interior de una formación permeable, con un diferencial de presión entre la presión de pozo y la presión del yacimiento, el aumento de la tasa de bombeo amplía este diferencial de presión. Esta presión causará tensiones que superaran el esfuerzo necesario para romper la roca para crear la fractura. Es aquí en donde, si las bombas se apagan, la fractura se cerraría de nuevo con el tiempo dependiendo de la magnitud de la fuerza que actúa sobre la roca para cerrar la fractura. Sin embargo, si se bombea algún agente apuntalante o de sostén en la fractura y luego se libera la presión, la fractura permanecerá abierta siempre y cuando que el agente pueda soportar los esfuerzos a los cuales será sometido y que trataran de cerrar la fractura. El material soportante deberá tener una porosidad y permeabilidad significativa para crear los canales de flujo preferencial desde el yacimiento hasta el pozo, de esta forma se dará lugar a un aumento en la producción.

El proceso requiere el bombeo de un fluido altamente viscoso a una alta velocidad y presión por lo tanto el proceso necesita de mucha potencia lo que generalmente implica grandes camiones con enormes motores diésel y bombas.

Con el fin de crear la fractura, una etapa de fluido conocido como el colchón es generalmente bombeado primero. Esto es seguido por varias etapas de agente de sostén cargado de fluido, que lleva el agente sostén a la fractura. Generalmente, el fluido y apuntalante se mezcla en una suspensión sobre la marcha, y se bombea al fondo del pozo utilizando un equipo diseñado específicamente para bombear una mezcla de líquidos y sólidos.

Un término que es bastante importante de entender es saber lo que representa la presión neta, el cual se puede definir como el exceso de presión del fluido de fractura en el interior de la fractura por encima de los requerimientos para mantener la fractura abierta. Es decir es la energía en el fluido de fractura disponible para generar el ancho de la fractura, como aparece en la siguiente formulación.¹

¹ BJ SERVICES COMPANY. Fracturamiento hidráulico. Manual de Información Técnica. 2012. p. 273.

$$W_{max} = \frac{2P_{net}d(1 - \nu^2)}{E}$$

Donde:

E: Modulo de Young

ν : Relación de Poisson

d: altura

Wmáx: Ancho máximo

La presión neta también define la propagación de la fractura al producir la altura como la longitud de la misma. Para la propagación de la fractura es indispensable cumplir la condición de que la presión neta sea mayor que la presión de apertura de la fractura. La determinación del valor de apertura varia con la geometría de la fractura, en ocasiones las fracturas se propagan a través de capas de rocas con diferentes características mecánicas por lo tanto diferentes valores de resistencia a la fractura como lo son los esfuerzos in situ o el módulo de Young hace que a menudo sea más fácil para la fractura propagarse en una capa particular que en otra, siguiendo el camino de menor resistencia, lo importante es que este camino se encuentre dentro de la roca del yacimiento para alcanzar el máximo de longitud diseñado dentro de la zona de interés.

2.2 APLICACIONES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico ha recibido recientemente mucha atención debido al incremento en el uso de esta técnica en combinación con la tecnología de perforación horizontal, como mecanismo para la explotación de los yacimientos no convencionales.

Las implicaciones de cada una de estas técnicas cambian ampliamente en términos de escala, presiones aplicadas, aditivos y propagación de la fractura. Por ejemplo una medición de esfuerzos en una mina necesitaría un pequeño volumen de agua inyectada a alta presión mientras un típico fracturamiento hidráulico requiere millones de litros, lo cual marca la diferencia del impacto ambiental entre uno y otro.

Tabla 1. Aplicaciones del fracturamiento hidráulico

APLICACIONES	VOLUMEN INYECTADO (L)	ADITIVOS	PROPANTE	PRESIÓN (psi)	PROPAGACIÓN
No convencionales O&G	10^6	Si	Si	>15000	Si
Pozos de agua	$<10^3$	No	Algunos	<3000	Si
Espeleología minera	10^4	No	Algunos	<10000	<100m
Test de esfuerzos	$<10^3$	No	No	<15000	Limitada
Convencional O&G	10^6	Si	Si	>15000	Si
geotérmica	10^7	Si	Si	>15000	Si
Captura de carbono	10^6	Si	Si	>10000	Si
Mitigación de esfuerzos de las rocas	$<10^3$	No	No	<15000	Limitada

Fuente: *THIERCELIN, M.C., Reservoir Stimulation. 3 ed. Houston: Wiley. 2000. 71 p.*

2.3 EFECTOS DE LA ESTIMULACIÓN EN UN POZO PETROLERO

La ecuación de Darcy en su forma más simple se puede usar para conocer la respuesta de un pozo productor en condiciones de flujo permanente, asumiendo un yacimiento radial circular, la ecuación de Darcy para condiciones ideales de flujo es²:

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wfideal})}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Esta ecuación está en función de la heterogeneidad de la formación y otros factores; q es el gasto del pozo, h el espesor del intervalo productor, $P_{wf ideal}$ es la presión de fondo fluyente en condiciones de flujo ideal, μ es la viscosidad de los fluidos de yacimiento, r_w es el radio del pozo y r_e es el radio de drenaje. La anterior expresión es válida para condiciones en las cuales no exista una alteración en la zona aledaña del pozo, así como ninguna restricción de flujo. En condiciones reales, es común que exista una caída de presión adicional, la cual se expresa en función del efecto skin definido por Everdigen y Hurst³.

$$\Delta p_s = (\Delta p_{wf})_{ideal} - (\Delta p_{wf})_{real}$$

De donde: $\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S$

$$P_{wfideal} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S + P_{wfreal}$$

Sustituyendo $p_{wf ideal}$ en la ecuación finalmente se obtiene:

$$q = \frac{2\pi kh(p_{ws} - p_{wfreal})}{\mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]}$$

Cada uno de estos términos afecta directamente la producción, pero los únicos parámetros que se pueden modificar son la permeabilidad, k y el efecto skin (S). Por lo tanto los parámetros que pueden limitar la productividad, son una baja permeabilidad o un alto efecto skin.

² ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing inc., 2007. p. 35

³ Ibít., p. 35

3. CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN

3.1 EFECTOS DE LA TORTUOSIDAD

El término (NWBF) es un término comodín diseñado para abarcar un número de efectos que actúan para restringir la trayectoria del flujo del pozo y el principal cuerpo de las fracturas. Para esto hay diferentes técnicas para hacer frente a cada uno de ellos. El NWBF se manifiesta como una caída de presión debido a la fricción⁴. En el fracturamiento se acciona la presión del tratamiento desde la superficie y debido a estas restricciones debe ser un poco más alta para alcanzar la presión de fondo deseada.

La fricción ocasionada por los perforados es fácil de evidenciar, debido a que debe ingresar un fluido viscoso bombeado a alta velocidad por lo tanto hay una caída de presión. Sin embargo hay otros tres factores que hacen esta caída de presión mucho más compleja y difícil de predecir.

1. El tratamiento no será bombeado a través de todos los perforados, incluso en un largo intervalo de perforados de 200 a 400 perforaciones, es probable que solo 10 a 20 de las perforaciones en realidad están tomando el líquido inyectado, debido a que la formación se rompe en el punto más débil, no sobre todo el intervalo de forma simultánea.
2. Los perforados se erosionan debido a que el propano es altamente abrasivo y puede aumentar significativamente el tamaño de la abertura.
3. Algunos perforados pueden ser bloqueados o parcialmente obstruidos por materiales producidos por la formación, desechos de perforados, materiales dañinos introducidos desde el pozo o una combinación de estos.

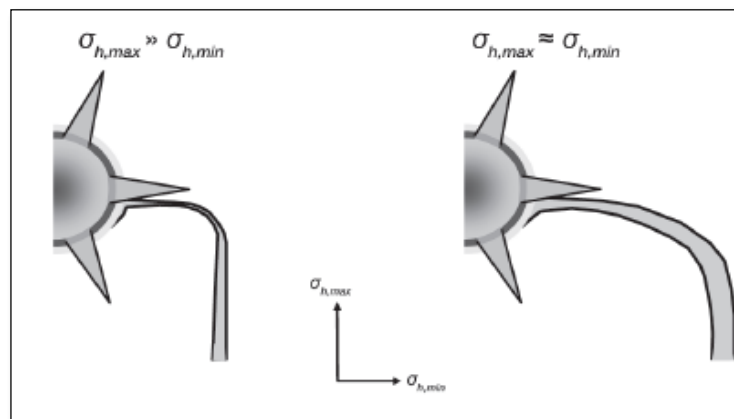
No todos los pozos ni formaciones se ven afectados o son susceptibles a la tortuosidad, sin embargo en algunas formaciones puede ser casi imposible colocar algún apuntalante, a pesar del hecho de que es relativamente fácil de crear y propagar la fractura. Los siguientes son algunos de los factores que afectan la tortuosidad, algunos de los cuales pueden ser controlados y otros no.

⁴ Ibít., p. 43.

- La longitud del intervalo de perforación. Cada perforado es una fuente potencial de inicio de la fractura. Cuanto más perforaciones hay, mayor es la probabilidad de tener múltiples fracturas, mientras que el número reducido de perforados favorece a tener un sistema menos complejo y si bien esto puede ayudar a la ejecución de la fractura, puede llevar al estrangulado de la fractura durante la producción.
- La optima orientación de los disparos, que deben ser orientados en la tensión máxima horizontal que de no ser así, se sumaran a la complejidad del sistema.
- El diámetro del disparo y la profundidad de penetración: indica que la fractura inicia desde la base de los perforados en la interfaz cemento-roca en tales casos de agujeros de diámetro pequeño por lo general no están asociados a cargas de penetración profunda, producen un estrés menor y así hacen un inicio de fractura más fácil y menos complejo.
- La desviación del pozo significa que para pozos no verticales, con un azimut lejos de uno de las principales orientaciones de esfuerzo, la fractura probablemente iniciará en un plano diferente al que está determinado por las tensiones de campo lejano. Pero, en algún punto lejos del pozo (dentro de unos pocos diámetros del pozo) el régimen de esfuerzos vuelva a ser dominante y la fractura cambiará de plano, a menudo muy de repente. Esto aumenta la complejidad de la fractura y las pérdidas de presión.
- Las características mecánicas de las rocas, las formaciones que son duras y frágiles tienen un alto módulo de Young por lo tanto baja resistencia a la fractura, tienden a ser más susceptibles a la tortuosidad, esto debido a que es más fácil para crear y propagar fracturas en materiales duros y frágiles.

- Contraste entre máximo y mínimo esfuerzo horizontal. Si el campo de tensiones va en una dirección significativamente diferente de la orientación de propagación de la fractura inicial, la fractura tendrá que hacer un cambio radical en la dirección en algún momento. Cuando los esfuerzos horizontales son muy similares, el cambio en la dirección será gradual, pero si hay un gran contraste, el cambio de la dirección será mucho más abrupto e introducirá una reducción dramática en la anchura de la fractura dando lugar a un flujo restringido.

Figura 5. Efecto de los esfuerzos horizontales en contraste con la tortuosidad



Fuente: *ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 101*

3.2 STEP RATE TEST

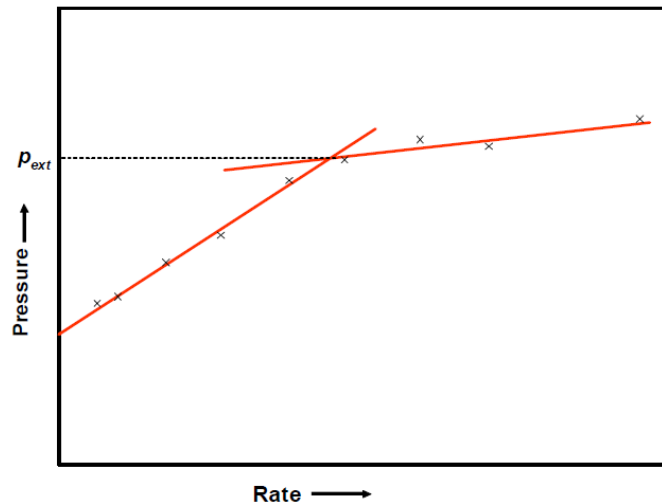
Son unas pruebas que se hacen previo al fracturamiento indispensables para el diseño. Junto con el minfrac son referidas como pruebas de calibración y se usan para ajustar el modelo a las características actuales de la formación. Hay dos tipos de step rate test, uno es el step up test y el step down test.

3.2.1 Step Up Test

Es una prueba usada para determinar la presión de extensión de la fractura. Es decir es la presión a la cual la longitud de la fractura aumenta, al ser una presión mayor que la presión de cierre ejercida sobre el material apuntalante de la fractura, sus valores

usualmente son entre 100 a 300 psi mayor que la presión de cierre, por lo cual es de mucha importancia para el diseño del tratamiento. Normalmente los resultados de la prueba permiten obtener un estimativo de la presión requerida en fondo.

Gráfica 1. Esquema de un STEP UP TEST.



Fuente: BJ SERVICES COMPANY. *Fracturamiento hidráulico. Manual de Información Técnica.* 2012. p. 273.

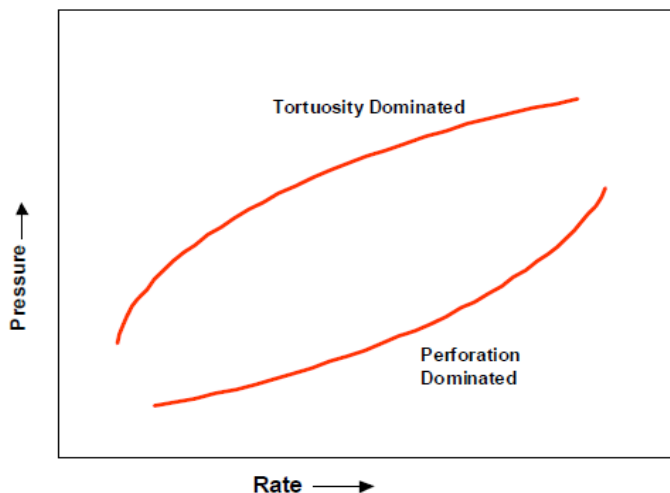
La prueba consiste en bombear fluido a la formación a varias tasas. Las tasas al inicio deben ser lentamente e ir aumentando gradualmente. Es importante conseguir muchas etapas a bajas tasas en cuanto sea posible, luego esperar que la presión estabilice y pasar a la siguiente tasa. El cambio en el gradiente de la gráfica muestra el cambio entre el flujo radial al flujo lineal que se consigue a altas tasas.

3.2.2 Step Down Test

Esta prueba es usada para determinar la naturaleza o el tipo de pérdidas por fricción que pueda existir, ya sea pérdidas asociadas a perforación o tortuosidad en la cara del pozo. El paso a paso de la prueba es inverso al step rete test. En este caso se empiezan a altas tasas y se van disminuyendo de forma paulatina. Cuando se desarrolla el step down test es importante que la fractura se encuentre abierta todo el tiempo, por lo tanto el step down test es llevado a cabo después del step up test.

Las diferentes formas de la curva indican como los efectos de pérdidas de presión en la cara de la formación están dominados. La relación entre las perdidas por perforados y la tasa de inyección están relacionadas de forma cuadrática y para las perdidas asociadas a la tortuosidad están relacionadas de forma radical.

Gráfica 2. Esquema de un STEP DOWN TEST



Fuente: BJ SERVICES COMPANY. *Fracturamiento hidráulico. Manual de Información Técnica*. 2012. p. 274.

3.3 CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LA ROCA

Si una fuerza, F , actúa sobre un cuerpo con sección transversal de área A , en dirección perpendicular a la acción de la fuerza, entonces el esfuerzo inducido en este cuerpo es igual a la fuerza dividida por el área.

Es muy parecida a la fórmula del cálculo de la presión, el esfuerzo y la presión tienen las mismas unidades y son esencialmente lo mismo⁵. Para caracterizar mejor una roca existe una serie de parámetros geomecánicos. De estos parámetros es indispensable contar con dos de las cinco constantes elásticas disponibles. E (módulo de Young), ν (coeficiente de Poisson), K (módulo de compresibilidad), G (módulo de rigidez) y la constante de Lamé.

⁵ *Ibíd.*, p.114

3.3.1 Relación de Poisson: El coeficiente de Poisson corresponde a la razón entre la elongación longitudinal y la deformación transversal en un ensayo de tracción. Alternativamente el coeficiente de Poisson puede calcularse a partir de los módulos de elasticidad longitudinal y transversal. La relación de Poisson está definida por⁶:

$$\nu = -\frac{\epsilon_Y}{\epsilon_X}$$

Es un factor importante en la determinación del gradiente de tensión de la formación, pero es menos importante en la definición de las dimensiones de la fractura, es un valor adimensional y un rango de valores típico para rocas esta entre 0,2 y 0,35.

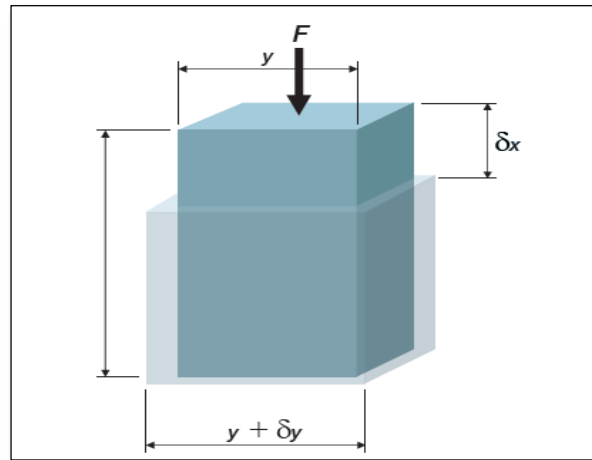
Tabla 2. Coeficiente de Poisson en diversos tipos de rocas

ROCA	COEFICIENTE DE POISSON
Granito	0,20
Basalto	0,23
Cuarcita	0,14
Lutita	0,10
Caliza	0,23
Esquisto	0,12
Arenisca	0,20

Fuente: *THIERCELIN, M.C., Reservoir Stimulation. 3 ed. Houston: Wiley. 2000. 71 p.*

⁶ *Ibíd.*, p. 92

Figura 6. Aplicación de una fuerza en dirección x con deformación en dirección y



Fuente: *ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 117*

3.3.2 Módulo de Rigidez

Representa la medida de resistencia de un cuerpo a cambiar de forma. El módulo de rigidez matemáticamente está dado por⁷:

$$G = \frac{\text{esfuerzo cortante}}{\text{resistencia de corte}} = \frac{\tau}{\gamma}$$

3.3.3 Módulo de Young

El módulo de elasticidad (E), también llamado módulo de Young, es un parámetro característico de cada material que indica la relación existente (en la zona de comportamiento elástico de dicho material) entre los incrementos de tensión aplicados (ds) en el ensayo de tracción y los incrementos de deformación longitudinal unitaria producidos⁸.

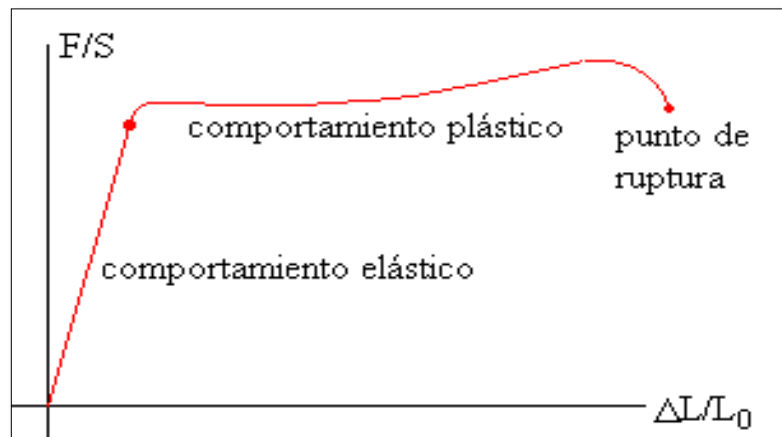
$$E = \frac{\partial \sigma}{\partial \epsilon}$$

⁷ *Ibíd.*, p. 92

⁸ *Ibíd.*, p. 93

Equivale a la tangente en cada punto de la zona elástica en la gráfica tensión-deformación obtenida del ensayo de tracción.

Gráfica 3. Esfuerzo cortante versus deformación



Fuente: BJ SERVICES COMPANY. *Fracturamiento hidráulico. Manual Técnico. 2012. p. 110.*

En muchos casos el módulo de elasticidad es constante durante la zona elástica del material, indicando un comportamiento lineal del mismo. El módulo de elasticidad indica la rigidez de un material: cuanto más rígido es un material mayor es su módulo de elasticidad. Este módulo afecta directamente la propagación de la fractura:

A valores bajos se induce una fractura angosta, corta y de altura limitada y a valores grandes resulta en una fractura angosta, alta y de gran penetración horizontal.

3.3.4 Ley de Hooke

Los esfuerzos bajo la tierra no actúan solo en un plano, hay un complejo régimen de esfuerzos en 3 dimensiones. Para simplificar las cosas los esfuerzos son normalmente resueltos en tres componentes de tensión perpendiculares entre sí. La relación elástica entre las tensiones y deformaciones son mutuamente perpendiculares es gobernada por la ley de Hooke.

$$E_x = \frac{1}{E} [\partial x - \nu(\partial y + \partial z)]$$

3.3.5 Esfuerzos in-situ

Los esfuerzos in-situ son los esfuerzos dentro de la formación que actúan como una carga usualmente compresiva en la formación. Ellas vienen principalmente de sobrecarga, son relativamente fáciles de predecir, sin embargo fenómenos tectónicos, vulcanismo y flujo plástico que se lleven a cabo en formaciones adyacentes pueden afectar significativamente los esfuerzos in-situ lo cual los hacen más difíciles de predecir, además un pozo de petróleo crea una anomalía que también puede afectar los esfuerzos en un área específica. Los esfuerzos debidos a la sobrecarga también llamados esfuerzos verticales, son la suma de todas las presiones inducidas por todas las diferentes formaciones de rocas. Por lo tanto si no ha habido influencia externa, a cualquier profundidad H, el esfuerzo vertical viene dado por:

$$\sigma_v = \sum_0^H \rho_n g h$$

Donde ρ_n es la densidad de las formaciones, g es la aceleración debida a la gravedad y h es la altura vertical de las formaciones de tal manera que $h_1+h_1+\dots+h_n= H$. Es frecuente encontrarlo como gradiente de sobrecarga.

Una vez simplificado el complejo régimen de esfuerzos en las formaciones encontramos el esfuerzo vertical σ_v , y dos esfuerzos horizontales, σ_{hmin} y σ_{hmax} . En una deformación elástica homogénea es decir isotrópica hay dos cosas importantes a tener en cuenta. $\sigma_{hmin} = \sigma_{hmax}$ porque los esfuerzos serán simétricos en el plano horizontal. En segundo lugar, ya que cada unidad individual de roca está presionando contra otra unidad idéntica de roca con la misma fuerza horizontal σ_{hmin} , $\sigma_{hmax}=0$ es decir no habrá ninguna deformación en el plano horizontal. Por lo tanto a partir de la ley de Hooke establecemos que:

$\epsilon_x = \epsilon_h = 0$, $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_h$ and $\sigma_z = \sigma_v$, entonces

$$\sigma_h = \sigma_v \frac{\nu}{1 - \nu}$$

Esta expresión indica que la relación de Poisson puede tener una influencia importante en los esfuerzos horizontales, además dado que los rangos para rocas de relación de Poisson están entre 0,5 y 0,25 a menos que haya alguna influencia externa extrema.

Otro aspecto geomecánico importante es la influencia de la presión de poro y el gradiente de fractura.

$$\partial v = gH - \alpha Pr$$

En donde el gradiente de presión de sobrecarga por lo general varía entre 1,0 y 1,1 psi/pie y α es la constante poro elástica de Biot, que es una medida de la eficacia con la que el fluido trasmite la presión de poro a los granos de la roca y depende de variables tales como la uniformidad, la esfericidad. Por definición es un valor entre 0 y 1, por lo general se supone que varía entre 0,7 y 1,0 para yacimientos de petróleo. Se puede evidenciar en la ecuación que el esfuerzo vertical se reduce por acción de la presión del yacimiento, como si los fluidos de yacimiento parcialmente levantaran la sobrecarga. Este valor es conocido como esfuerzo efectivo, también debe de tenerse en cuenta que con las caídas de presión del yacimiento durante el agotamiento, el esfuerzo efectivo puede aumentar. Los esfuerzos horizontales también se modifican para permitir los efectos de la presión de poro

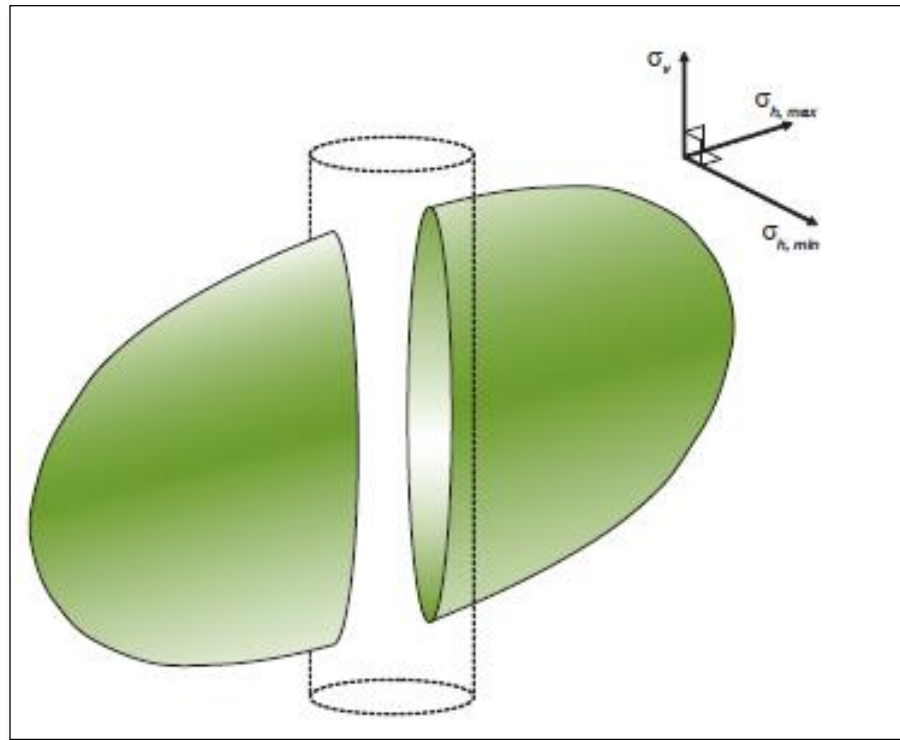
$$\partial h = (\partial v - \alpha Pr) \frac{v}{1 - v} + \alpha Pr$$

En la mayoría de los casos σ_h disminuirá como consecuencia de la declinación de la presión de poro. Pero lo anterior mostrado es en un caso ideal donde la formación sea isotrópica pero en los yacimientos las rocas son mayoritariamente anisotrópicas, se dice que una roca es anisotrópica cuando la respuesta elástica presentada por la roca es dependiente de la configuración de esfuerzos dados. El origen de la anisotropía siempre es heterogeneidades a pequeña escala.

3.3.6 Orientación de la Fractura

Las fracturas siempre se propagan a lo largo del camino de menor resistencia. En un régimen de esfuerzos en tres dimensiones, una fractura se propagara a fin de evitar el mayor esfuerzo y crear el ancho en una dirección que requiere la menor fuerza. Esto significa que una fractura se propagara paralela al mayor esfuerzo principal y perpendicular al plano del menor esfuerzo principal.

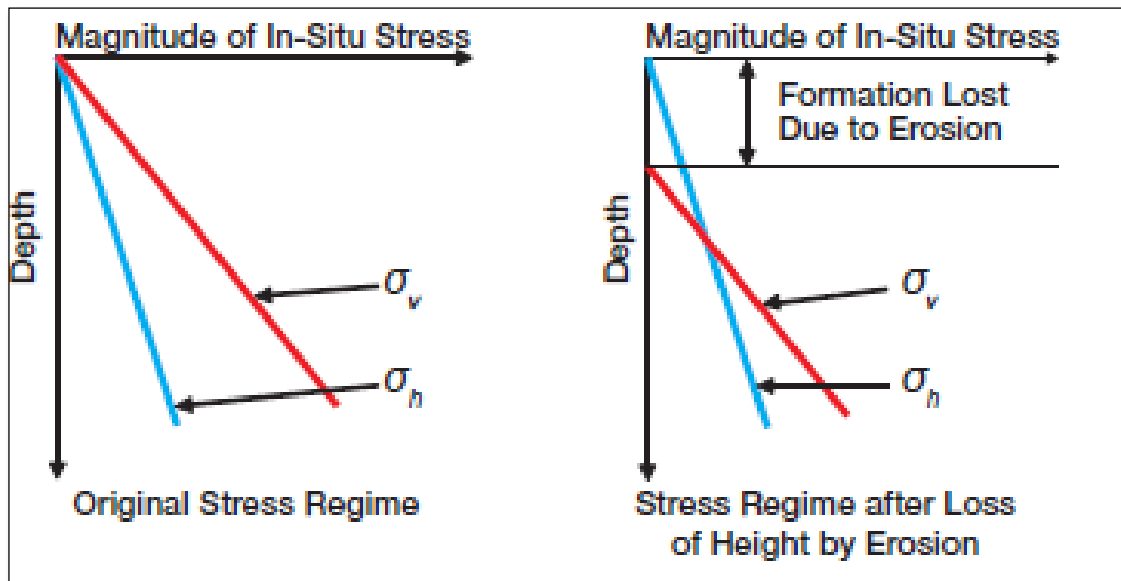
Figura 7. Propagación de la fractura perpendicular al menor esfuerzo principal



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 119

La evidencia sugiere que los esfuerzos horizontales quedan fijos y se mantienen relativamente constante, independiente de lo que más tarde pase con el esfuerzo vertical. Si la formación pierde material debido a la erosión o glaciación, los esfuerzos de sobrecarga disminuyen mientras los horizontales siguen con valores similares, por lo tanto, hay una región cerca de la nueva superficie donde los esfuerzos horizontales son mayores que los verticales, esto implica que la fractura se propagara horizontalmente.

Gráfica 4. Cambios en régimen de esfuerzos debido a la erosión ó glaciación



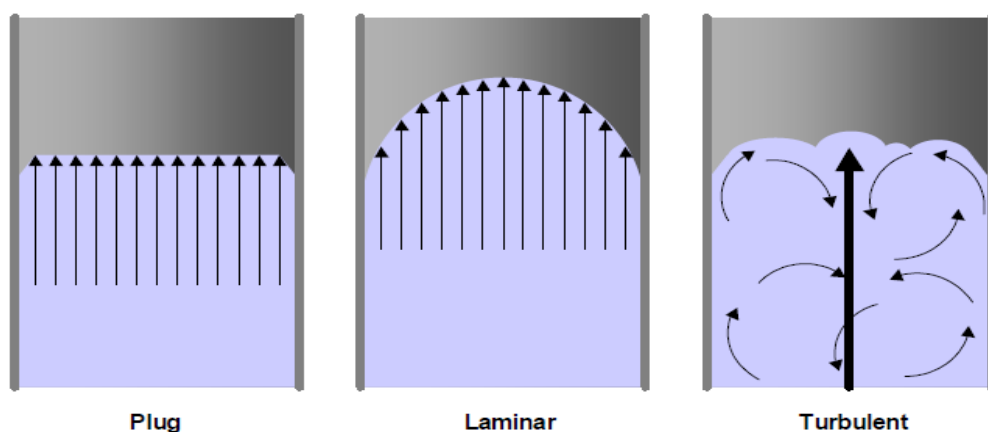
Fuente:WATTS,Robin; LLC, Linde. *Mechanics of Hidraulic Fracturing* En: PAPER SPE 686-G presented at the Annual technical Conference and Exhibition(30 Septiembre-2 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2013. P. 1-16

Otra consecuencia de este fenómeno es que en las formaciones donde el σ_v y la σ_h son aproximadamente igual, puede ser muy difícil de predecir orientación de la fractura.

La acción de fuerzas externas, tales como la tectónica y volcanismo, también puede afectar significativamente la orientación de la fractura. Las tensiones adicionales impuestas por el movimiento de la corteza de la Tierra, por lo general no altera el esfuerzo de sobrecarga, pero puede alterar significativamente los esfuerzos horizontales.

3.3 MECÁNICA DE FLUIDOS

Figura 8. Diagrama de los tres tipos de régimen de flujo



Fuente: BJ SERVICES COMPANY. *Fracturamiento hidráulico. Manual Técnico.* 2012. p. 69.

La imagen muestra tres tipos de flujo que pueden experimentarse, el flujo tapón a bajas velocidades y turbulento a velocidades más altas. El flujo tapón ocurre a bajas tasas y el fluido tiene un perfil de velocidad uniforme. El flujo Laminar incrementa la tasa y se evidencia un cambio en el perfil en donde se nota el impacto de las pérdidas de presión asociadas a la fricción con las paredes de la tubería, con un fluido más rápido en el centro, la velocidad del fluido está en función de la distancia a las paredes de la tubería. El flujo turbulento ocurre a muy altas tasas en donde el perfil de velocidad es inestable, la determinación del régimen de fluido es de gran importancia para poder determinar las pérdidas por fricción. Los regímenes de fluidos pueden ser identificados dependiendo de la magnitud del número de Reynolds.

Tabla 3. Valores de número de Reynolds para los regímenes de flujo

RANGO DE NÚMERO DE REYNOLDS	TIPO DE FLUJO
$N_{re} < 100$	Flujo tapón
$100 < N_{re} < 2000$	Flujo laminar
$N_{re} > 2000$	Flujo Turbulento

El número de Reynolds puede ser calculado de la siguiente manera en el SI.

$$Nre = \frac{\rho dv}{\mu}$$

y para unidades de campo.

$$Nre = 132.624 \frac{\gamma q}{d\mu}$$

La anterior formulación es para fluidos Newtonianos. La mayoría de los fluidos usados en fracturamiento son no Newtonianos para ello la ecuación debe tener una modificación para su aplicación.

$$Nre = 15.49 \frac{\gamma v^{2-n}}{K(96/d)^n}$$

Donde v puede ser calculado de la siguiente manera.

$$v = 17.157 \frac{q}{d^2}$$

Lo ideal para evitar problemas asociados por la abrasión con fluidos de fractura, se necesita que la tasa de flujo este por debajo de los 40 ft/sec. Luego para calcular las perdidas por fricción se puede de la siguiente manera.

$$\Delta_{perf} = \frac{\gamma v^2 f}{d}$$

Donde L es la longitud de la tubería en pies y f es el factor de fricción Fanning. El factor de fricción fanning es determinado usando el número de Reynolds, para flujo tapón y flujo laminar es el siguiente:

$$f = \frac{16}{Nre}$$

Y para el flujo turbulento

$$f = \frac{0.0303}{Nre^{0.1612}}$$

4. FORMACIONES SENSIBLES AL AGUA

4.1 ATRAPAMIENTO DE LA FASE ACUOSA EN LA FORMACIÓN

En los yacimientos de muy bajas permeabilidades los pozos no fluyen después de los primeros cañoneos. Durante los trabajos de fracturamiento hidráulico, importantes cantidades de fluidos son inyectados a la formación los cuales contienen diferentes químicos y agentes gelificantes por su composición, a diferencia de los fluidos energizados en los cuales la proporción de este tipo de componentes disminuyen, lo cual implica un menor porcentaje de la fase acuosa, siendo esta la principal responsable del daño a la permeabilidad en este tipo de yacimientos, en donde la alta presión capilar presente está asociada al tamaño reducido de poro.

4.1.1 Mecanismos de Atrapamiento

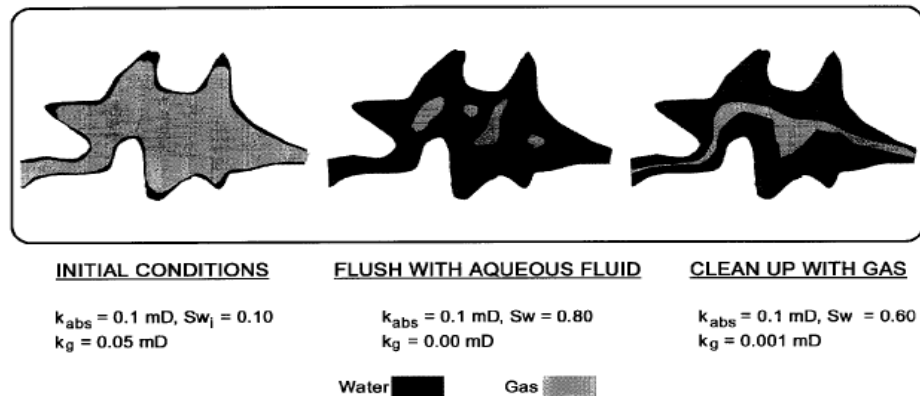
El atrapamiento de una fase acuosa en un yacimiento se presenta al tener una saturación de agua sub-irreducible el cual está asociada a fenómenos de disecación, compactación y efectos diagenéticos en algunos yacimientos⁹.

En la figura 10 se evidencia la condición inicial la disecación debido a la baja saturación de agua pre-existente, la mayoría del área está disponible para el flujo de gas, resultando en una alta permeabilidad relativa al gas. El posterior flushing de esta zona con agua procedente de filtrado de lodo de perforación, fluido de completamiento o fluido para matar establece una alta saturación de agua en la cara del pozo y de la fractura. Subsecuente a la caída de presión del yacimiento hay un revertimiento de la zona afectada a la saturación de agua irreducible, es decir si la saturación de agua irreducible es mucho mayor que la saturación de agua inicial esto genera una restricción en el área transversal disponible para el flujo de fluido como se observa y causa una reducción en la permeabilidad relativa del gas. Este mecanismo está

⁹ Fuente: BENNION, D. Water and Hydrocarbon Phase Tripping in Porous Diagnostic Prevention and Treatment. En: It was presented at the 46 th annual technical meeting(14 Mayo- 17 Mayo: Alberta, Canada)1996. p. 1.

ilustrado esquemáticamente en la figura la cual muestra el cambio en la permeabilidad relativa característica, como función de la organización de la fase acuosa atrapada. A la saturación de agua inicial del 10% como se ve en la figura y una alta permeabilidad relativa del gas es aparente.

Figura 9. Mecanismos de atrapamiento de fase acuosa en un reservorio



Fuente: BENNION, D. Water and Hydrocarbon Phase Tripping in Porous Diagnostic Prevention and Treatment. En: It was presented at the 46 th annual technical meeting(14 Mayo- 17 Mayo: Alberta, Canada)1996. p. 1.

4.1.2 Factores que Influyen en la Severidad del Atrapamiento de Fase Acuosa

La severidad del atrapamiento de la fase acuosa está controlada por cuatro parámetros¹⁰.

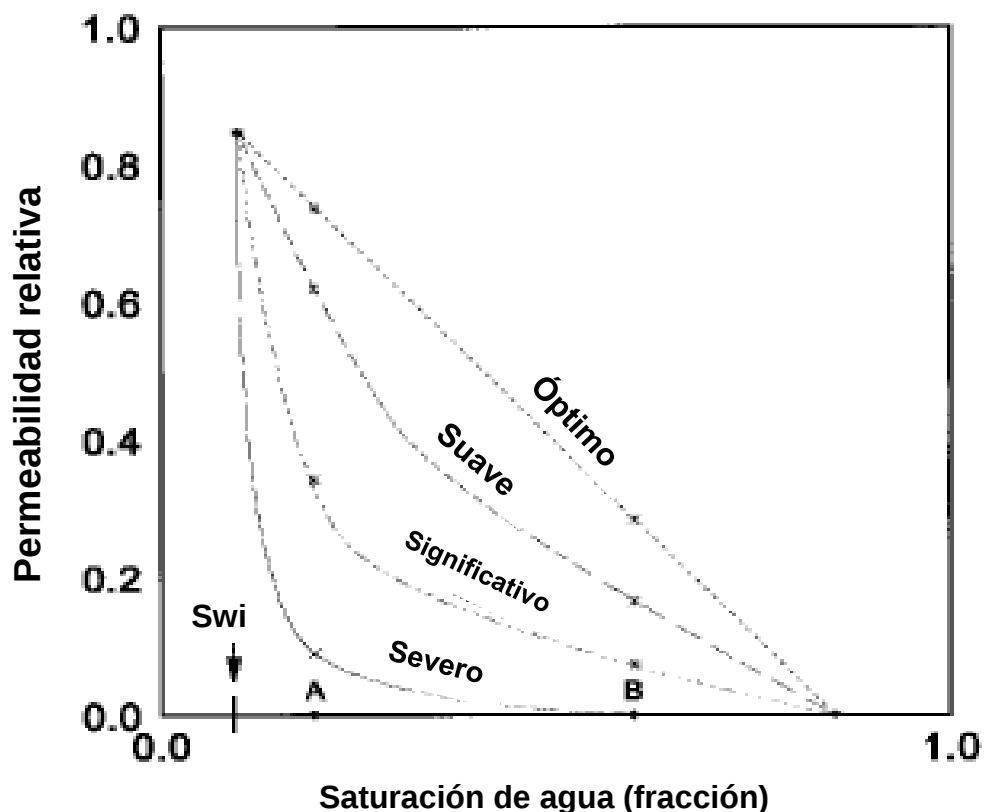
1. La diferencia entre la saturación inicial y la saturación de agua irreducible. La gran diferencia entre estos dos tipos de saturaciones es el potencial daño más grande asociado con el atrapamiento de fluido. La saturación irreducible está generalmente relacionada de una forma estrecha con la geometría capilar del sistema de poros. Las rocas de baja permeabilidad y por lo tanto de pequeños diámetros y gargantas de poros tienden a exhibir saturaciones irreducibles de agua más altas, algo que suele suceder es que las saturaciones de aguas irreducibles normalmente predichas de formas convencionales en laboratorios

¹⁰ Ibíd., p. 2

proporcionan buenas aproximaciones a las existentes en los medios porosos pero no proporcionan necesariamente estimaciones precisas de la verdadera saturación de agua inicial, que puede ser sustancialmente baja.

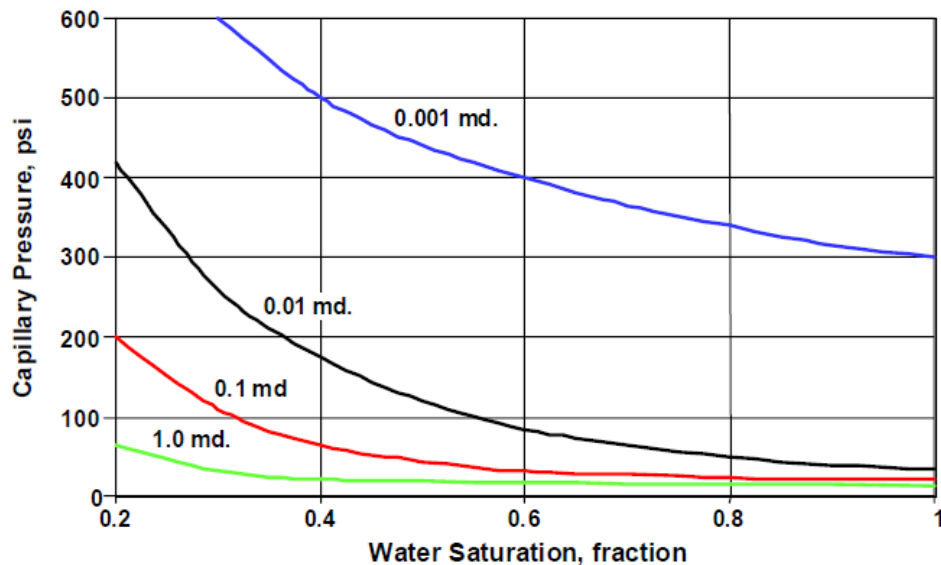
2. La configuración de las curvas de permeabilidad relativa de la fase de aceite y la gaseosa es un factor que controla fuertemente los daños asociados con atrapamiento de fase acuosa, se puede evidenciar en la siguiente imagen que la curva de permeabilidad relativa ideal se ajusta a un modelo entre tanto, cuanto mayor es la severidad del daño, la curva se aleja de un comportamiento lineal. También se puede ver que en un sistema lineal pequeños incrementos de saturación de agua resulta en insignificantes reducciones en la permeabilidad relativa.

Gráfica 5. Efectos en la curva de permeabilidad relativa en casos de severo atrapamiento de fase acuosa



Fuente: BENNION, D. Water and Hydrocarbon Phase Tripping in Porous Diagnostic Prevention and Treatment. En: It was presented at the 46 th annual technical meeting(14 Mayo- 17 Mayo: Alberta, Canada)1996. p. 1.

Gráfica 6. Efectos de la saturación de agua en la formación y permeabilidad de la formación en la presión capilar



Fuente: BJ SERVICES COMPANY. *Fracturamiento hidráulico. Manual Técnico.* 2012. p. 30.

En la curva cóncava se observan importantes reducciones de la permeabilidad relativa. Esto se debe a los efectos de interferencia multi-fase entre las fases inmiscibles dentro de los poros, este tipo de fenómenos tienden a ser más críticos cuando la permeabilidad es extremadamente baja.

3. La profundidad de invasión controla fuertemente la capacidad de la presión del yacimiento a mover y eliminar la fase acuosa arrastrada. En general entre mayor sea el arrastre al interior de la formación de la fase acuosa es más difícil de eliminar el daño.
4. Capacidad de la presión de yacimiento a mover los fluidos atrapados en el yacimiento. En general cuanto mayor sea la presión del yacimiento, mayor es el gradiente capilar resultando en una menor saturación irreducible de agua.
5. La Mojabilidad en yacimientos mojados por agua con bajas saturaciones de agua inicial muestran significativos problemas. En general la mayoría de las formaciones mojadas por agua tienden a mostrar una saturación de agua inicial con valores cercanos al valor de saturación irreducible ó superan este valor si la formación produce agua libre. Esto indica que estos tipos de formaciones no son susceptibles a fenómenos severos de atrapamiento.

4.1.3 Correlaciones para la Predicción de la Severidad Potencial del Atrapamiento de la Fase Acuosa

La formulación básica de estas ecuaciones está basada únicamente en la permeabilidad y valores iniciales de saturación dando una estimación del índice de atrapamiento¹¹.

$$APT_i = 0.25[\log_{10}(K_a)] + 2.2(S_{wi})$$

En donde:

APT_i = Índice de atrapamiento de la fase acuosa

K_a = Permeabilidad promedio al aire no corregida de la formación

S_{wi} = Saturación de agua inicial

Tabla 4. Rango de índices de atrapamiento

RANGO DE APT_i	CARACTERISTICA DEL YACIMIENTO
$APT_i > 1.0$	La formación no tiene tendencia al atrapamiento de la fase acuosa
$0.8 \leq APT_i \leq 1.0$	La formación podría atrapar la fase acuosa
$APT_i < 0.8$	La formación muestra una significativa tendencia a atrapar la fase acuosa

Fuente: GUPTA, D.V. *Unconventional Fracturing Fluids for Tight Gas Reservoirs*. En: *SPE Hydraulic Technology conference* (19-21 de Enero: Texas, Estados Unidos) 2009. P. 1-9

En conclusión cuando el índice APT_i es menor a 0.8 hay inconvenientes con el uso de agua y lo ideal es utilizar la menor cantidad posible como fluido de fractura, cuando el valor del índice se encuentra entre 0.8 y 1 indica que la formación podría presentar problemas de atrapamiento de agua. Para este tipo de escenarios los fluidos energizados se presentan como una solución, cuando el índice es mayor que 1.

¹¹ *Ibíd.*, p. 4

5. FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

En una descripción general, el fracturamiento hidráulico consiste en la creación de una mezcla de componentes químicos que luego es bombeada a la formación productora a presiones y caudales lo suficientemente altos para crear y propagar la fractura a través de la formación y finalmente proveer una conexión permeable entre el formación y el pozo.

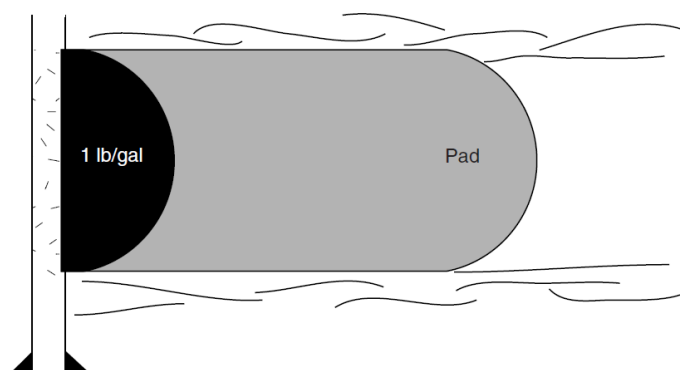
Los fluidos de fracturamiento son el eje central para poder alcanzar los objetivos. La elección correcta del fluido y aditivos es extremadamente importante para asegurar que la formación no sufra daños, el propante o agente sostén se ubique en la formación como se ha diseñado, y que el fluido se rompa y se limpie adecuadamente. Los fluidos de fractura son usados para crear fracturas y transportar el propante a través de la tubería, de las perforaciones y hasta lo más profundo posible dentro de la fractura.

En la operación de bombeo se puede distinguir un orden específico del tipo de fluido empleado en cada etapa. Primeramente, es bombeado un fluido de relleno, este no tiene material propante en suspensión y su finalidad es iniciar y propagar la fractura. Durante la propagación de la fractura, el fluido entra en la formación productora, y se tiene el fenómeno conocido como filtrado o “leakoff”; es decir, entra en el yacimiento, crea la fractura y construye una costra en la pared de la fractura¹².

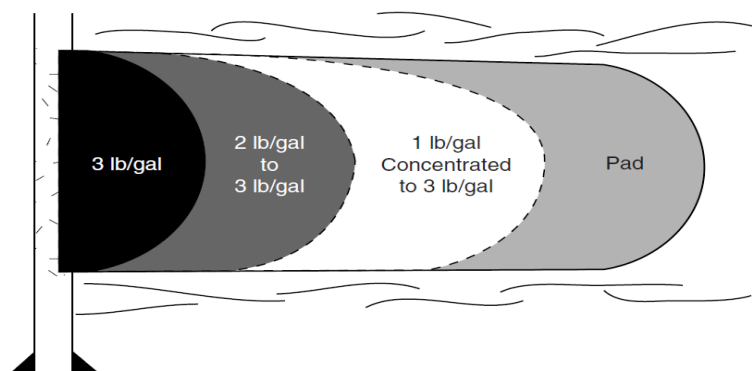
Seguidamente se agrega al fluido de fractura el agente sostén o propante y se incrementa la concentración del mismo hasta terminar el tratamiento. La concentración dependerá de factores como la habilidad de transporte del fluido, capacidad de aceptación del yacimiento y creación de la fractura. Después de bombear el fluido y de haber alcanzado las cantidades y presiones deseadas, si se está utilizando gel, este químicamente se rompe, es decir, baja su viscosidad para lograr que fluya hacia fuera del pozo, dejando así una fractura altamente conductiva para que el aceite y/o gas fluyan fácilmente hacia el pozo.

¹² CARDENAS, Jose Carlos. Desarrollo de un Modelo Analítico para Predecir la Geometría de Fractura y el Flujo de Fluidos en Operaciones de Fracturamiento con Fluidos Viscoelásticos, Trabajo de grado opta al título de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: UIS, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2011

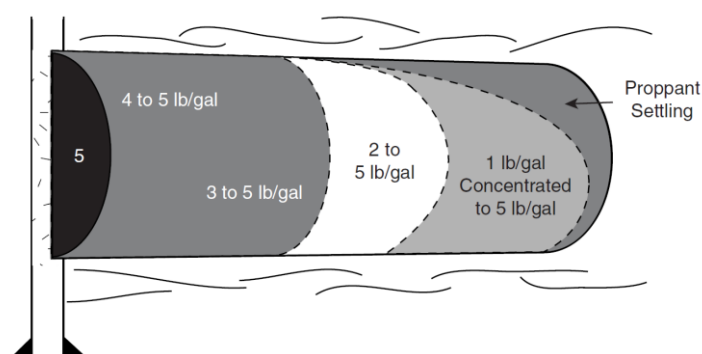
Figura 10. Distribución del fluido de fractura y material propante antes, durante y después del bombeo



a. Colchón o Pad, seguido de una primera etapa de propante



b. Concentraciones a tiempo intermedio de bombeo



c. Concentraciones al final del bombeo

Fuente: *ECONOMIDES, Michael, et al. Unified Fracturing Desing. 1 edición. Texas: Orsa Press., 2002. p. 114-115*

5.1 FUNCIONES Y CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO DE FRACTURA

Los fluidos de fractura deben cumplir por lo menos con dos funciones esenciales: iniciar y extender una fractura hidráulica y transportar el material propante hacia la misma para lograr sostener el canal creado. Para cumplir con dicho propósito el fluido debe tener ciertas características especiales que generalmente se logran incorporando aditivos en su preparación. Además de las características esenciales al momento de diseñar un fluido se buscan otras características como¹³:

1. Compatible con la formación
2. Compatible con los fluidos de la formación
3. Capacidad de suspensión y transporte del agente de sostén (propante)
4. Capaz de desarrollar el ancho de fractura necesario
5. Bajas pérdidas de líquido
6. Buena recuperación de líquidos (flowback)
7. Bajo daño a la conductividad de la fractura
8. baja perdida de presión por fricción
9. Simple y seguro para aplicar en el campo
10. Capaz de mantener su viscosidad durante el tratamiento
11. De no muy altos costos
12. Ambientalmente seguro

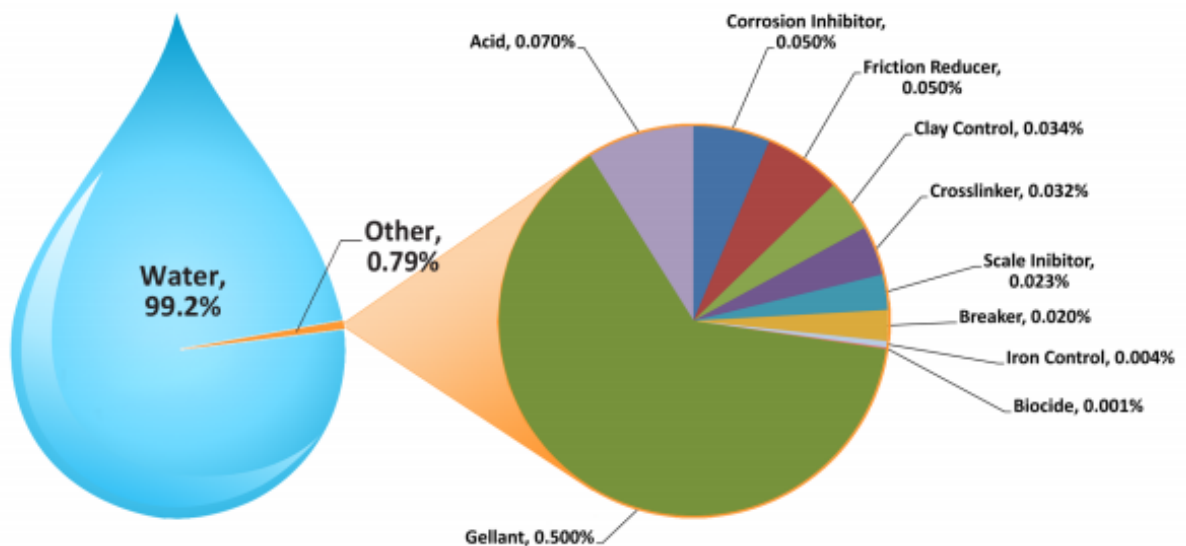
Los fluidos de fracturamiento disponibles rara vez satisfacen todos los requisitos anteriores. De estos, sin embargo, los requisitos más importantes que se deben tener en cuenta al diseñar un fluido de fractura son la capacidad de mantener la suficiente viscosidad a la temperatura del yacimiento y la compatibilidad con la formación con los fluidos del yacimiento¹⁴.

¹³ MCGOWEN, J.M, et al. Fluid Selection for Fracturing High-Permeability Formations. En SPE 26559. Octubre, 1993.

¹⁴ HONGJIE, X; DAVISON, B; HOLDITCH, S. A Comprehensive Approach to Select Fracturing Fluids and Additives for Fracture. En SPE 36603. Octubre, 1996.

El éxito o el fracaso de un tratamiento de fractura dependen en gran medida de los fluidos de fracturamiento y aditivos utilizados en el tratamiento.

Figura 11. Composición promedio de fluidos de fracturamiento hidráulico de shales en EE.UU.



Fuente: ADVANCED MINERAL PROCESSING. Composición de un Fluido de Fractura [en línea]. < <http://www.fracfocus.org> > [citado en 10 Abril de 2016]

5.2 CLASIFICACIÓN

Transportar el propante al interior de la fractura de manera que al terminar la operación las fracturas creadas no se cierran y generar el menor daño posible a la formación, minimizando la concentración de residuos insolubles que afecten la producción del pozo, además de ser un fluido económicamente rentable son algunas de las características requeridas en los fluidos de fractura. En una búsqueda continua por obtener un fluido que cumpla con el mayor número posible de propiedades deseables se han venido desarrollando gran diversidad de sistemas de fluidos.

Como cada formación a intervenir posee características particulares (Presión, temperatura, permeabilidad, gradiente de fractura, orientación de esfuerzos y otras) los fluidos de fractura generalmente se diseñan para cada caso o yacimiento en particular, buscando aquel que ofrezca el mayor grado de compatibilidad.

5.2.1 Fluidos Base Agua

Los fluidos base agua pueden variar desde una simple mezcla de agua con reductor de fricción para minimizar la potencia requerida en el bombeo, hasta un fluido polimérico reticulado complejo con variedad de aditivos.

El agua es comúnmente utilizada como fluido base del fluido fracturante desde 1995. Hoy día el 80% de todas las operaciones de fracturamiento se realizan utilizando fluidos base agua en los fluidos fracturantes¹⁵.

Algunas características de este tipo de fluidos:

- De bajos costos
- Incrementan el rendimiento de la potencia de bombeo, en comparación con los de base aceite, gases y metanol.
- Son incombustibles; por lo tanto no representan peligro de incendio.
- Están disponibles en la mayoría de las áreas.
- Son fácilmente viscosificados y controlados.

Para gelificar los fluidos base agua se tienen como productos principales:

- Goma Guar
- Hidroxiropil Guar
- Carboximetil Hidroxipropil Guar (CMHPG)
- Hidroxietil celulosa (HCE)
- Carboximetil Celulosa (CMC)
- Carboximetil Hidroxipropil Celulosa (CMHPC)
- Poliacrilamida (PAA)
- Xantan (XC)

¹⁵ LIZCANO, Silvia. Estudio de Factibilidad Técnica Económica para la estimulación de pozos con Fracturamiento Hidráulico Utilizando Fluidos Energizados en un Campo Colombiano. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. 2011.

Figura 12. Principales productos para gelificar los fluidos de fracturamiento base agua



Fuente: BJ SERVICES COMPANY. Fracturamiento hidráulico. Manual Técnico. 2012. p. 10.

5.2.1 Fluidos Base Aceite

Este tipo de fluidos surge de la necesidad de un medio transportador para el propante que no genere alteraciones en aquellas formaciones sensibles a las soluciones de base acuosa.¹⁶ En la mayoría de los casos, la fricción del bombeo de un fluido base aceite es más alta que un sistema de fluido base polimérica, esto traduce en una baja de la potencia hidráulica obtenida para fracturar y hace necesario incrementar la energía para obtener un buen desarrollo en la operación. Esto puede ser mitigado con aditivos reductores de fricción, que al ser agregados al fluido base ayudan a contrarrestar las pérdidas generadas a altos caudales de bombeo.

El petróleo es comúnmente usado como base en este tipo de fluidos, debido a que puede ser fácilmente obtenido del pozo a intervenir o de otros yacimientos cercanos.

Algunas características adicionales:

- La principal desventaja es el peligro de incendio
- La preparación y control de calidad es bastante rigurosa comparada con los fluidos base agua.

¹⁶ DE SALES, P y MORENO, E. Construcción de una herramienta computacional para el pre diseño de un fracturamiento hidráulico. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. 2008.

- Normalmente no se obtienen anchos de fractura considerables
- Presenta una excesiva velocidad de decantación del material propante, principalmente a altas temperaturas.
- No contiene polímeros
- Compatible con la formación
- Compatible con N₂ y CO₂

5.2.2 Fluidos Energizados

Un tratamiento exitoso concluye con una buena disposición del propante en la fractura generada y que dicha fractura se encuentre lo más limpia posible.

Lograr que el fluido que se ha encargado de transportar el propante hasta la fractura creada regrese de nuevo es uno de los retos que acompañan a un buen tratamiento, pues esto en cierta parte garantiza una fractura limpia. A este retorno de fluidos se le conoce como *flowback*. Los fluidos de fracturamiento son energizados mediante la adición de una fase gaseosa a su composición.

La energía impartida por los gases permite remover más rápidamente el fluido de estimulación. Los gases que se usan comúnmente son el nitrógeno (N₂) y el dióxido de carbono (CO₂).

Cuando el N₂ es agregado en pequeñas cantidades y sin un surfactante se tiene simplemente un aditivo que es totalmente inerte y relativamente inmisible en el fluido. El uso de CO₂, no obstante, introduce un componente reactivo al fluido fracturante, el CO₂ es totalmente soluble en agua. La solubilidad del CO₂ en fluidos de tratamiento y fluidos de yacimiento puede ser más ventajosa cuando este gas es utilizado en un tratamiento de estimulación. Las ventajas y desventajas para el uso de CO₂ y N₂, podrían ser evaluadas y comparadas en su relación costo efectividad, antes de su uso.¹⁷

Los fluidos son energizados mediante N₂ o CO₂ para reducir al mínimo la cantidad de líquido introducidos en la formación y para mejorar la recuperación de los fluidos. Los fluidos se consideran normalmente energizados si su calidad (porcentaje en

¹⁷ CASTILLO, K. y CASTRO, M. Propuesta de aplicación de fluido fracturante base aceite para pozos petroleros de la zona Chicontepec, Veracruz. Tesis Ingeniería Química. Poza Rica – Tuxpan: Universidad Veracruzana. Facultad de ciencias químicas. 2011.

volumen del medio energizante sobre el volumen total) es inferior a 53%; se consideran como espumas si el porcentaje en volumen es mayor. Es común en la industria usar de 25 a 30 por ciento en volumen de un medio energizante en los fluidos de fracturamiento. También, al añadir el medio energizante se reduce el fluido base (agua o aceite) bombeado en el pozo. Los fluidos energizados son de particular importancia en la fractura de pozos de gas subpresionados. La mayoría de los pozos de gas fracturados en el oeste de Canadá utilizan fluidos energizados.

5.2.3 Espumas y Emulsiones¹⁸

A menudo hay una gran confusión acerca de cuáles fluidos se constituyen como espumas y cuales emulsiones. En general, cualquier líquido que tiene dos fases y aumento de la viscosidad debido a la presencia de la segunda fase puede ser considerado como una espuma o emulsión. Cuando la calidad es superior a 53 (es decir, 53% en volumen de gas es), hay interferencia burbuja-burbuja, y la viscosidad del sistema aumenta de manera exponencial hasta alrededor de 90 en calidad, cuando la nebulización comienza a ocurrir, la viscosidad se reduce drásticamente. Las espumas o emulsiones más comúnmente utilizadas en la industria se limitan a alrededor de 70 a 80 en calidad para reducir al mínimo los efectos de fricción debido a la alta viscosidad. Cuando la fase interna es un no-líquido, se considera espuma; cuando es un líquido, se considera una emulsión. Según esta definición, todos los líquidos de CO₂ con más de 53 de calidad deben ser llamados emulsiones. Sin embargo, cuando cesa el bombeo y el fluido es recuperado, sale en forma de espuma, por lo que es común en la industria llamarlos espumas. Las espumas se estabilizan mediante la adición de un agente espumante químico y un gel base. Por razones económicas, el gel más comúnmente usado es el Guar.

Por otra parte se tienen las espumas con N₂ y CO₂, las espumas binarias se introdujeron a la industria en 1988. Estas contienen tanto N₂ como CO₂ y se dice que tienen ventajas sobre cualquiera de las espumas con N₂ o CO₂. La principal ventaja es el requisito de que el fluido recuperado tenga un bajo contenido de CO₂ de manera que el gas producido se puede poner en la tubería mucho más pronto sin necesidad

¹⁸ ECONOMIDES, Op. Cit. p. 246.

de quema. La alta viscosidad de las espumas ayuda en el control de la pérdida de líquidos. Ellos son compresibles por esto se pueden aplicar en pozos de gas con fracturas naturales y mayor permeabilidad. También son los fluidos seleccionados para muchos pozos de metano de carbón con capas de buena conectividad. Estos tienden a tener una fricción más alta que los fluidos convencionales, especialmente fluidos reticulados retardados.

5.2.4 Fluidos Base Alcohol¹⁹

El alcohol se ha ganado su lugar dentro de los fluidos de fractura por su amplio uso como estabilizador de temperatura. El uso de estos fluidos generalmente crea inconvenientes, especialmente, el peligro inminente sobre el personal que respira los vapores del alcohol y el peligro siempre presente de una combustión.

Como fluidos fracturantes, los fluidos base metanol, particularmente en altas concentraciones, presentan dificultades en el control de la degradación del fluido base. Se requieren muy altas concentraciones de cualquier tipo de rompedor para completar la degradación. El principal beneficio es que posee baja tensión superficial, miscibilidad con agua, remoción de bloqueos por agua y compatibilidad con formaciones que son sensibles al agua.

Tabla 5. Tipos de fluidos y condiciones generales bajo las cuales se usan.

FLUIDO BASE	TIPO FLUIDO	COMPOSICION PRINCIPAL	USADO GENERALMENTE PARA
Base agua	Fluidos lineales	Agua gelificada, HPG, HEC, CMHPG, CMHEC, etc	Fracturas cortas, bajas temperaturas
	Fluidos reticulados	Reticulante+HPG, HEC o CMHEG etc	Fracturas largas, temperaturas altas

¹⁹ CASTILLO y CASTRO. Op. cit., p. 56.

Base aceite	Fluidos lineales	Aceite, aceite gelificado	Formaciones sensibles al agua, fracturas cortas
	Fluidos reticulados	Reticulante+aceite	Formaciones sensibles al agua, fracturas largas
	Poli emulsiones con agua como fase externa	Emulsificante+aceite +agua	Buenos para control de pérdidas de fluidos
Base espuma	Espuma base acido	Acido+espumante+N2	Bajas presiones, formaciones sensibles al agua
	Espuma base agua	Agua+espumante+CO2 o N2	Formaciones de bajas presiones
	Espumas base alcohol	Metanol+espumante+N2	Formaciones con bajas presiones y problemas de bloqueo por agua
Base alcohol	Sistema lineal	Agua gelificada+alcohol	Remoción de bloqueo por agua
	Sistemas reticulados	Sistema reticulado+alcohol	

Fuente: Modificado de HONGJIE, X; DAVISON, B; HOLDITCH, S. A Comprehensive Approach to Select Fracturing Fluids and Additives for Fracture. En SPE 36603. Octubre, 1996.

5.3 ADITIVOS ²⁰

5.3.1 Reductores de Fricción

El rápido reavivamiento del interés en el agua no gelificada como fluido de fractura o también llamada fracturación *slickwater*, particularmente para los reservorios de shale gas, ha requerido el uso de reductores de fricción. Estos no sólo reducen la fricción y el requerimiento de potencia asociado a la operación de bombeo, también protegen a los equipos por el desgaste debido a las altas tasas que se manejan. La elección más común en cuanto a reductores de fricción han sido agentes tensioactivos. Sin embargo, ellos no funcionan como reductores de fricción en el régimen altamente turbulento presente en los trabajos de altas tasas de inyección.

5.3.2 Agentes Gelificantes

Para viscosificar el agua, la industria ha utilizado típicamente polímeros naturales tales como guar, almidones y derivados de celulosa. Estos polímeros naturales se hidratan o se hinchan en agua para proporcionar la viscosidad del gel base. En muchos casos, el gel base proporciona la viscosidad adecuada para el transporte del propante y control de pérdida de fluido aunque muy limitado. Para mejorar el rendimiento y la estabilidad térmica los polímeros se pueden reticular y con esto también reducir costos debido a que se usa una menor carga de los mismos.

El Guar es de fácil obtención, su uso es rentable y se extrae fácilmente, por esto es el polímero natural más comúnmente usado como agente gelificante en los tratamientos de fracturamiento. La goma guar, también llamado guaran, es principalmente el endospermo triturado de semillas de *Cyamopsis tetragonolobus*. Las semillas de guar se descascarillan, se muelen y luego se tamizan para obtener la goma guar. Se produce típicamente como un polvo suelto, de color pálido blanquecino, áspero y de grano fino.

²⁰ ECONOMIDES, Op. cit.,p 40.

Figura 13. Paso a paso para la extracción de la goma Guar



Fuente: Modificado de ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 117

5.4 BIOCIDAS

Los polímeros naturales utilizados como agentes gelificantes son una buena fuente de alimento para las bacterias. Las bacterias degradan los polímeros, y la viscosidad del gel se pueden perder en unas pocas horas. Además, ciertas bacterias pueden convertir en ácidos los fluidos del yacimiento. Un Biocida o bactericida se añade al agua en los tanques para evitar el crecimiento de las bacterias. Algunos biocidas también inactivan las enzimas producidas por las bacterias. Los biocidas son regulados por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) y tiene que ser registrada con las agencias estatales también para su uso en cada estado de los EE.UU. en particular. Los biocidas más comunes son del tipo oxidante o catiónico por naturaleza.

El glutaraldehído es el biocida más común y con mejor relación costo efectividad disponible para los fluidos de fracturamiento. Es un biocida de amplio espectro que funciona en el rango de pH de 7 a 11. Los biocidas se utilizan principalmente para esterilizar el agua de tratamiento antes de añadir el polímero (es decir, para evitar la creación de una colonia de bacterias) y no para eliminar una colonia que ya se ha formado, en ese momento, en la mayoría de los casos, es casi seguro que sea demasiado tarde para salvar el tanque de gel.

5.5 AMORTIGUADORES O AGENTES TAMPÓN

Los tampones se utilizan para diversos fines en los fluidos de fracturamiento. Se utilizan para la dispersión adecuada de las partículas de polímero en agua y también en la hidratación de los polímeros. La reticulación del polímero y su estabilidad dependen del pH. El pH se ajusta con tampones. En la industria, algunos agentes para ajustar el pH son a veces erróneamente llamados tampones. Estos pueden cambiar el pH de la solución, pero no poseen la capacidad amortiguadora de los agentes tampón.

Un ácido o alcalino pueden cambiar el pH, pero si el agua contiene tampones naturales, esta no podrá mantener el pH a un valor constante. Además, el pH cae cuando la solución se calienta si no tiene suficiente capacidad amortiguadora. Las soluciones tampón son soluciones que resisten al cambio de concentración en los iones de hidrógeno y los iones de hidróxido (y por consiguiente pH), tras la adición de pequeñas cantidades de ácido o base, o después de la dilución. Las soluciones tampón se componen de un ácido débil y su base conjugada (por ejemplo, ácido acético / hidróxido de sodio, lo que resulta en ácido acético / acetato de sodio) o una base débil y su ácido conjugado. Basados en las diversas combinaciones posibles, las empresas de servicios utilizan diferentes combinaciones de ácidos, bases y sales para llegar a soluciones tampon a distintas condiciones de pH y con diferentes capacidades de amortiguamiento.

5.6 RETICULANTES

La reticulación es el medio más rentable para aumentar la viscosidad de los fluidos de fracturamiento sin aumentar la cantidad de agente gelificante utilizado. Los compuestos químicos que realizan esta función se conocen como agentes de reticulación o reticulantes. Cada agente de reticulación tiene sus propias fortalezas y debilidades. Cada uno funciona en un intervalo de pH particular, y a un rango de temperatura para reticular un tipo particular de polímero. Como se discutió anteriormente, guar e hidroxipropil guar tienen grupos hidroxilo que se pueden reticular, carboximetilhidroxipropil guar tiene grupos tanto hidroxilo y carboxilo que

pueden ser reticulados, carboximetil guar y tiene grupos carboxilo que se pueden reticular.

La reticulación que se desarrolla comúnmente es reticulación con borato, la cual ocurre a un pH alto, y la reticulación con metal. La reticulación con borato se hace por enlaces de hidrógeno y es tolerante al corte o rompimiento. Los fluidos reticulados con borato se recuperan si sufren corte y un fluido de borato cuidadosamente diseñado expone propiedades de transporte casi perfectas. Debido a que la reticulación es muy dependiente del PH, cuando se utiliza en pozos donde el PH del agua es casi neutro, Los fluidos reticulados con borato se limpian muy bien dando más del 90% de permeabilidad recuperada en el paquete de propante cuando se usa con rompedores de enzimas.

Figura 14. Apariencia de un gel base, un gel reticulado con borato y un gel reticulado con zirconio



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: BJ Publishing Inc., 2007. p. 117

En las primeras fracturas se ensayaron compuestos reticulados de titanio, aluminio, antimonio y cromo. Todos tenían una temperatura de estabilidad límite ($> 250^{\circ} \text{F}$) y una estabilidad al corte. Algunos de los compuestos de antimonio y cromo no fueron considerados ambientalmente amigables. Los titanatos se utilizaron típicamente para pH de 3.5 a 9.5. Pero estos sistemas de metal reticulado no limpian bien en las pruebas de laboratorio y por lo tanto perdieron su utilidad. Usar un pH bajo para la limpieza de estos fluidos parecía una buena idea. El uso de aluminio y titanio para este propósito se veía bien. Sin embargo, los sistemas de aluminio eran poco

resistentes al corte, no demostraron tener buenas características de limpieza y además tenían una estabilidad térmica limitada. Por último el uso de agentes de reticulación de Zirconio, tanto para pH alto y bajo pH llegó a ser el mejor y prevaleció, por esto es el agente de reticulación metálico ampliamente usado en la actualidad.

5.7 ROMPEDORES

Los rompedores son sustancias químicas que, literalmente, "rompen" la viscosidad del fluido de fracturación, reducen el peso molecular del polímero y ayudan en la limpieza del empaque de propante y la torta de filtrado en la cara de la fractura. Los tipos de rompedores más comunes utilizados con fluidos de fracturamiento son oxidantes, enzimas y ácidos. Estos productos se pueden utilizar como sólidos, suspensiones de sólidos en líquidos o soluciones líquidas. Los oxidantes más comunes son persulfatos tales como amonio, sodio o persulfatos de potasio, peróxidos tales como calcio, magnesio o también peróxidos orgánicos o perboratos. Todos estos oxidantes producen típicamente peroxígeno, que es una especie de radical libre muy reactivo que ataca al polímero y lo degrada.

A bajas temperaturas ($<120^{\circ}\text{F}$), la velocidad de reacción de oxidación es generalmente demasiado lenta, y algunos catalizadores o aceleradores tales como aminas o sales de metales de transición se utilizan para aumentar la velocidad de reacción. Hasta la década de 1980, se creía que no era necesario el uso de rompedores para altas temperaturas; Sin embargo, los trabajos de varios autores han demostrado que la limpieza o la conductividad del empaque de propante es mejor cuando se usan rompedores. Debido a que la vida media de los oxidantes es corta y la velocidad de reacción es demasiado rápida a altas temperaturas, el uso de tecnología de encapsulación se hizo común a finales de 1980.

El uso de enzimas a bajas temperaturas y condiciones casi neutras o de bajo pH ha sido frecuente desde los años 1960, Gupta²¹ da a conocer la primera enzima de pH alto para el sistema de borato de guar. La entrada de la biotecnología resultó en el desarrollo de enzimas polímero-específicas, específicamente para guar o derivados

²¹ D.V.S. Gupta. CO₂ Energized Hydrocarbon Fracturing Fluid: History and Field Application in Tight Wells in the Rock Creek Oil, Dunvegan, Glauconite and Belly River Gas Formations, Paper 2005-220, P. 10.

de guar, logrando que se extendieran las temperaturas de aplicación hasta cerca de 350 ° F. Sistemas combinados de enzimas con oxidantes también han sido comunes. Los oxidantes no sólo degradan el polímero sino que también reducen el pH del fluido por lo que las enzimas se vuelven muy activas. Los Ésteres orgánicos, que también reducen el pH del fluido, se han convertido en aditivos comunes para el uso con enzimas.

Las enzimas, en particular las polímero-específicas, han tenido mucho éxito proveyendo una buena limpieza del paquete de propante y la torta de filtrado. Las enzimas son catalizadores por esto pueden continuar el proceso de degradación durante un largo tiempo. Estas no se consumen en el proceso como lo hacen los oxidantes, y puesto que son catalizadores, poca cantidad hace un gran trabajo. Debido a que las enzimas son muy específicas, no interactúan con otros aditivos en el fluido de fracturación o la formación y son muy compatibles con los propantes revestidos con resina. Con el uso de la biotecnología y el creciente interés hacia los rompedores, el rango de aplicación de las enzimas con respecto al pH, temperatura y otras condiciones se está ampliando constantemente.

Figura 15. Residuos de guar después de romper con enzima y con oxidante.



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 261

En la figura anterior muestra la diferencia en los residuos de gel guar roto por una enzima y un oxidante. El gel roto con oxidante muestra más residuos que el roto por

la enzima. Las enzimas rompedoras pueden costar más en relación peso; Sin embargo, ya que son catalizadores, son más rentables en cuanto a concentraciones.

5.8 ESTABILIZADORES DE ARCILLA

Como se mencionó anteriormente, el uso de fluidos base de agua se hizo muy popular con la adición de sales tales como cloruro de potasio o cloruro de amonio para controlar la hinchazón de arcillas y hacer los fluidos base aguas más compatibles con formaciones que contienen arcilla. Sin embargo, varios derivados de guar, particularmente CMHGP y CMG, pierden algo de su eficacia (en particular la capacidad de preparar fluidos de fracturamiento con muy baja carga y formar reticulados con reticulantes de zirconio) con estas sales.

El Cloruro de tetrametil amonio ha demostrado funcionar como agente de protección de arcillas similar al cloruro de potasio. Sin embargo, las aminas de alto peso molecular y los polímeros catiónicos se utilizan para estabilizar las arcillas permanentemente. Los estabilizadores de arcilla permanentes se utilizan normalmente con agentes estabilizadores temporales como cloruro de potasio o sustitutos de KCl.

5.9 LOS SURFACTANTES O TENSOACTIVOS

Los tensioactivos aportan varias funciones cuando se usan en los fluidos de fracturación. Se utilizan para reducir la tensión superficial, lo que hace más fácil la recuperación de fluido después de la operación de fracturación. También pueden reducir la tensión interfacial entre agua y fluidos de formación, evitando así la formación de emulsiones, que ocasiona daños en la permeabilidad. Los tensioactivos se utilizan típicamente para reducir la tensión superficial entre el fluido de tratamiento y el gas, haciendo posible la recuperación de mayor cantidad de fluido de fracturación y la restauración de la permeabilidad relativa al gas.

Los tensioactivos también se pueden utilizar para cambiar el ángulo de contacto del fluido filtrado en el espacio poroso, lo que cambia la Mojabilidad del fluido en la roca de la formación, esto lleva a una recuperación más fácil, especialmente en

yacimientos de tight gas. Algunas clases de tensoactivos, tales como espumantes, se utilizan para generar y estabilizar espumas en los fluidos de fracturación espumados. Ciertos biocidas y agentes de control de la arcilla también pueden ser agentes tensoactivos. Los tensoactivos también pueden ser utilizados para prevenir o romper emulsiones formadas con algún hidrocarburo líquido presentes en la formación.

Tabla 6. Resumen de principales aditivos usados y propiedad que confiere

ADITIVO	PROPIEDAD QUE OTORGA
Cloruro de potasio	Inhibe el hinchamiento de las arcillas y se usa normalmente al 2% por peso de agua.
Biocidas	Disminuyen la tasa de crecimiento bacterial en el gel, previniendo su rompimiento prematuro y el daño por bacterias aeróbicas en la formación.
Aditivos de Control de PH	Se utiliza para ajustar y controlar el PH del fluido base, para lograr la gelificación completa, controlar el tiempo y eficacia del activador (crosslinker).
Gelificante	Aditivos utilizados para dar viscosidad (gelificar) al fluido base. Al hidratarse se forman cadenas lineales que producen el efecto de viscosidad.
Activadores (Crosslinker)	Producen unos enlaces por ion metálico entre las cadenas lineales del gel base, lo cual incrementa su viscosidad en un orden de magnitud de diez veces. Es importante verificar el rango de temperaturas para el cual el sistema de fluidos y su activador son estables.
Surfactantes	Todo fluido base agua bombeado a la formación deberá tener incorporado el surfactante apropiado para evitar emulsiones y/o bloqueos por agua. Los surfactantes reducen la presión capilar permitiendo una mejor recuperación del fluido de tratamiento una vez culminado el trabajo y roto el gel.

Controladores de Pérdida del Filtrado	Para poder generar una geometría de fractura apropiada (ancho y longitud principalmente), se debe evitar que el gel o por lo menos parte de este, se filtre a la formación a través de las paredes de la fractura inducida. Esto se logra mediante un aditivo de control de pérdida de filtrado (sólido en suspensión), el cual a la vez deberá ofrecer propiedades que minimicen el potencial de daño en la fractura y en la matriz de la formación. Este aditivo y su concentración deberán ser cuidadosamente seleccionado basándose en las propiedades de la formación (permeabilidad, tipo de fluido, temperatura) y la interacción con el gel que será activado (pruebas de filtrado dinámicas con muestras representativas de la formación).
Reductores de Fricción	Son de gran importancia para permitir presiones en cabeza por debajo de las condiciones mecánicas limitantes del pozo. De no ofrecer bajas propiedades friccionales, el fluido de fracturamiento requiere de una potencia hidráulica disponible en cabeza fuera de los límites económicos de cualquier operación. Generalmente, los gelificantes para fluidos base agua son excelentes reductores de pérdidas de fricción, por lo tanto no se requieren aditivos adicionales para este fin.

Fuente: IHRDC. *IPIMS E- learning Completion. Manual Técnico. 2010. p. 606.*

6. PROPANTES

El material más importante usado en el fracturamiento hidráulico es el material de soporte ó propante y durante un tratamiento el objetivo es ubicar la mayor cantidad de este material dentro de la fractura. Para optimizar el fracturamiento el propante debe proveer una larga duración, para ello es primordial que consiga una penetración profunda y una alta conductividad, lo ideal es un adecuado balance entre estos dos parámetros para maximizar los beneficios y en reservorios de baja permeabilidad debe crear una muy larga fractura.

Diferentes tipos de propantes se encuentran disponibles y cada uno de ellos tiene un rango de aplicaciones. Los factores que determinan que tan grande es el beneficio obtenido son principalmente dos:

La extensión del área de la fractura en contacto con la formación.

La conductividad de la fractura

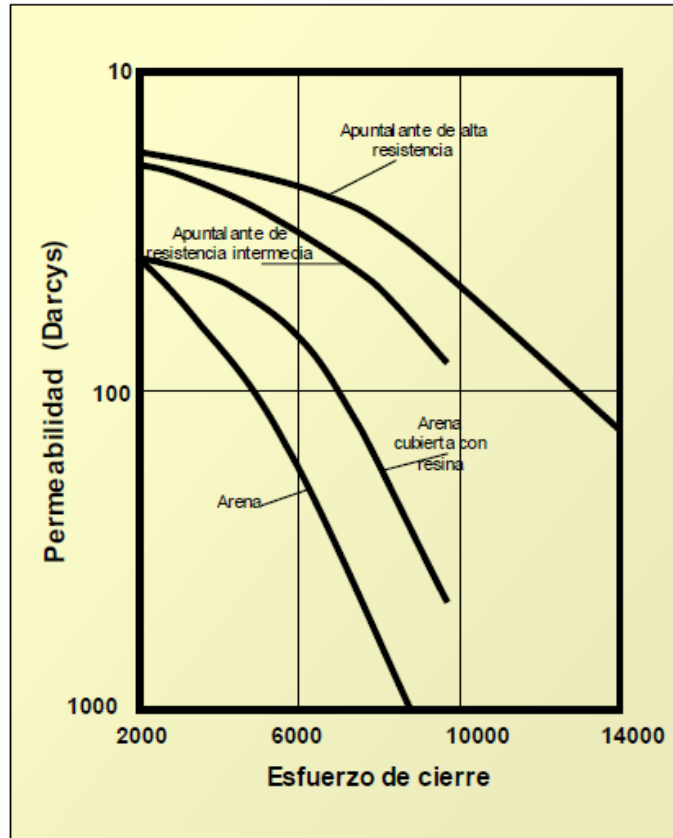
El objetivo del propante es apuntalar la apertura de la fractura después de que ha sido creada, debe ser capaz de mantener las caras de la fractura separadas para que los fluidos de la formación puedan fluir a través de la fractura con una mínima pérdida de energía y también de larga duración. La permeabilidad de propante que permite medir su conductividad es determinada en laboratorio mediante la medición de un flujo que pasa a través de una celda llena con propante a varios diferenciales de presión, hasta conseguir un estado de flujo estable. Los residuos de fluidos y propante aplastado pueden afectar adversamente la permeabilidad del propante empacado en la fractura. El propante aplastado genera un daño mecánico el cual es gobernado por los esfuerzos in situ en la formación. En pozos de gas puede haber un efecto negativo adicional, la reducción de la permeabilidad aparente debido a un flujo no- Darcy.

6.1 PROPIEDADES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DEL PROPANTE.

- . Tamaño uniforme
- . Alto grado de esfericidad
- . Alto esfuerzo compresivo
- . Redondez
- . Densidad
- . Insoluble en fluidos de yacimiento
- . Estabilidad a la presión de yacimiento.

La redondez de las partículas se refiere esencialmente a la falta de angularidad, la cual es determinada visualmente y reportada como el factor de redondez de Krumbein en una escala de 0 a 1. Un valor de 0.1 indica presencia de ángulos agudos y un valor de 0.9 señala una muy suave curvatura del grano. Lo ideal es obtener una esfera que tenga una redondez de 1.0 y una esfericidad de 1.0. Los propantes de origen natural no tienen esta característica, la cual tienen los propantes fabricados. La larga exposición a altas temperaturas ha sido encontrada como otro factor que afecta adversamente el desempeño de la mayoría de los propantes. Es necesario una prueba para el control de calidad para medir la solubilidad del propante a HCL y asegurarse que tenga la menor cantidad de impurezas, especialmente feldespatos que reducen el esfuerzo compresivo del propante. Además en formaciones sensibles al agua genera una degradación adicional.

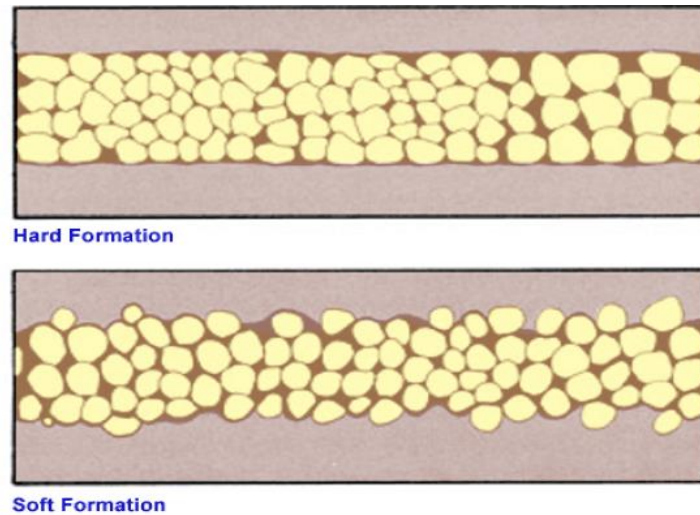
Gráfica 7. Esfuerzo de cierre de varios apuntalantes



Fuente: IHRDC. IPIMS E- learning Completion. Manual Técnico. 2010. p. 606.

Las propiedades de la formación también afectan el desempeño del propante. Cuando se cierra la fractura en una formación dura, no permitirá la penetración de los granos de propante sometiendo el material apuntalante a mayores esfuerzos. En formaciones suaves puede ocurrir un excesivo incrustamiento de propante, cualquiera de los dos efectos no es deseable debido a que puede disminuir la conductividad de la fractura al generar aplastamiento de los granos disminuyendo la permeabilidad efectiva. En formaciones suaves se genera el puenteo de las gargantas de los poros en la fractura por la invasión de material de la formación.

Figura 16. Efectos de formaciones duras o suaves sobre el apuntalante



Fuente: IHRDC. IPIMS E- learning Completion. Manual Técnico. 2010. p. 606

6.2 TIPOS DE AGENTES DE SOSTEN

El agente apuntalante de mayor uso en la industria del petróleo es la arena. Actualmente se encuentran dos grandes categorías de propantes, uno de origen natural y el otro manufacturado. En general los propantes más comunes son:

- . Arena
- . Arenas recubiertas con resinas
- . Cerámicos
- . Bauxitas

Es importante distinguir las características de cada propante. La arena, por su lado, es la más económica y generalmente provee suficiente conductividad de fractura para presiones de cierre menores a 8.000 psi, según sea la malla designada para la fractura hidráulica. Su gravedad específica es cerca de 2,65. Las arenas recubiertas en resina de curado son una solución intermedia entre la arena común y los agentes sostén de alta resistencia. Tienen una conductividad similar a la arena convencional y una mayor resistencia que varía entre 1,000 y 2,000 psi.

La bauxita y los cerámicos son de alta resistencia y se usan en pozos profundos en general, uno de los inconvenientes técnicos además de su elevado costo, es la alta

densidad, que aumenta los requerimientos del fluido para arrastrar un material más pesado (3,6 g/cm³ para la bauxita y de 2,9 g/cm³ para los cerámicos aproximadamente)

6.2.1 Gravedad Específica para Diferentes Tipos de Propante

Figura 17. Apuntalantes más usados en la industria



Fuente: DANESHY, Ali. *Hydraulic Fracturing to Improve Production* En: *SPE Recent Advance in Hydraulic Fracturing. Monograph Series* (3 Noviembre: Texas, Estados Unidos)2010. p. 3

Tabla 7. Gravedad específica de los propantes más usados

PROPANTE	GRAVEDAD ESPECÍFICA
Arena	2.65
Bauxita	3.55
RCS (Resin Coated Sand)	2.55
LWC(Light Weight Ceramic Proppant)	2.71
ISP (Intermediate Strength Proppant)	3.27
Carbolita	2.71

Fuente: Tomado de: DANESHY, Ali. *Hydraulic Fracturing to Improve Production* En: *SPE Recent Advance in Hydraulic Fracturing. Monograph Series* (3 Noviembre: Texas, Estados Unidos)2010. p. 2.

6.3 SELECCIÓN DE PROPANTE

La función del propante es de vital importancia en un tratamiento de estimulación, por ello debe tener una rigurosa caracterización para determinar el adecuado. Para ello debe cumplir unas normas mínimas para su uso. Las principales pruebas para caracterizar fisicoquímicamente un propante son las siguientes:

6.3.1 Análisis Granulométrico

El objetivo de la prueba de tamizado o de análisis granulométrico es determinar la distribución de tamaño de partícula. La combinación recomendada de tamices para los diferentes tamaños se encuentra en la norma API RP 19C ISO 13503-2:2008.

Tabla 8. Mallas recomendadas para el análisis granulométrico

Typical proppant/gravel-pack size designations											
	6/12	8/16	12/18	12/20	16/20	16/30	20/40	30/50	40/60	40/70	70/140
Stack of ASTM sieves ^b											
First primary sieve in bold type	4	6	8	8	12	12	16	20	30	30	50
	6	8	12	12	16	16	20	30	40	40	70
	8	10	14	14	18	18	25	35	45	45	80
Second primary sieve in bold type	10	12	16	16	20	20	30	40	50	50	100
	12	14	18	18	25	25	35	45	60	60	120
	14	16	20	20	30	30	40	50	70	70	140
	16	20	30	30	40	40	50	70	100	100	200
	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan	pan

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Mesuramend of Properties of Proppant used in Hydraulic Fracturing and Gravel Packing Operations*. Texas: API, 2008 (API/RP 19C)

Se realiza tamizado a una muestra de 100 gramos por 10 minutos, luego se pesa el material retenido en cada tamiz y se calcula el porcentaje en peso. Mínimo el 90% del material tamizado debe ser retenido entre los tamices designados. Además en el primer tamiz no se debe retener más del 0.1% en peso de la muestra cómo en el último más del 1% en peso, de lo contrario deberá repetirse el proceso hasta que cumpla con los requisitos.

6.3.2 Prueba de Turbidez

Es una prueba óptica en donde se evalúa la turbidez generada por presencia de finos en el apuntalante cuando se deja en suspensión. Se miden 20 ml muestra seca y se mezclan con 100 ml de agua desmineralizada en un balón aforado y se deja en reposo por 30 minutos. Luego se agita de forma manual a una velocidad normal de agitación y se deja en reposo por 5 minutos. Mediante una pipeta se toma una muestra de 10 ml de suspensión de agua de limo. Se determina turbidez en la suspensión de unidades NTU

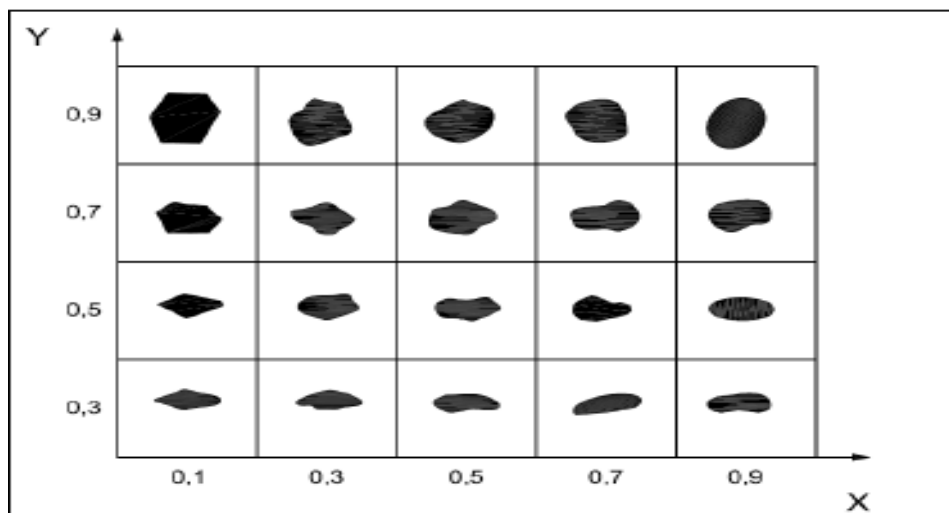
6.3.3 Prueba de Solubilidad en Ácido

Es un indicativo de la cantidad de materiales solubles presentes en el material apuntalante, por ejemplo arcillas, carbonatos u otros materiales. Se pesan 5 gramos del apuntalante y se ponen en contacto con 100 ml de solución ácida durante 30 minutos en un baño de agua a 150°F, luego la mezcla se filtra usando un papel filtro de celulosa para finalmente pesar el material retenido y calcular el porcentaje de arena solubilizado.

6.3.4 Prueba de Esfericidad y Redondez

Tiene como propósito evaluar la forma y geometría de los apuntalantes. Es una medida relativa de la angulosidad. Para determinar la esfericidad y redondez se toman al azar 20 granos y a cada uno se le toman fotografías ampliadas 4 veces y luego se compara con el diagrama visual de Kruimbes/Sloss para estimar la redondez de cada grano.

Figura 18. Diagrama visual de Krumbien/Sloss



Fuente: ADVANCED MINERAL PROCESSING. Arenas en la Fracturación Hidráulica [en línea]. < <http://www.ampmineral.com/cu/fracturacion-hidraulica/ARENAS-FRACTURACION-HIDRAULICA.php> > [citado en 20 Agosto de 2016]

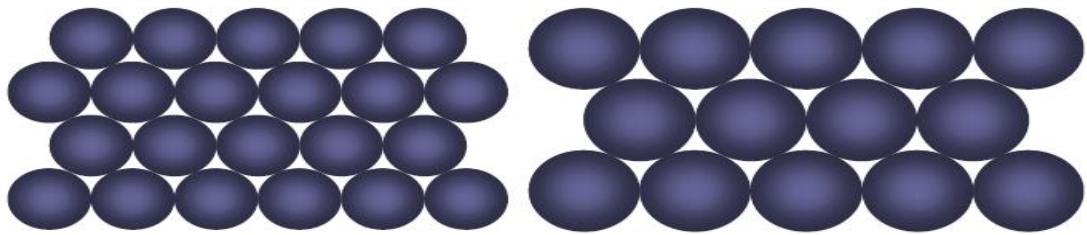
6.3.5 Densidad de Bulto

Se calcula como la relación entre el peso del material apuntalante y el volumen ocupado por dicho material. Se determina el peso ocupado por 100 ml del material a evaluar usando una balanza de 0,01 gramos.

6.3.6 Crushing

Determina la presión a la cual el material muestra excesiva generación de finos, es decir la máxima cantidad de material aplastado de una muestra de apuntalante a una presión determinada. La cantidad de material aplastado a cada nivel de presión debe ser medida.

Figura 19. Gargantas de poros afectadas por el Crushing



Fuente: BJ SERVICES COMPANY. Manual de fracturamiento hidráulico. Información General. 2012.p. 110.

El peso de la muestra de propante requerida para esta prueba, se determina mediante la siguiente ecuación:

$$M_p = 24.7 \times p_{\text{bulk}}$$

Donde: m_p : masa propante

P_{bulk} : densidad de bulto

Una vez se alcanza la carga de presión se mantiene por dos minutos, transcurridos los dos minutos de prueba se disminuye la presión y se retira todo el material sometido a la prueba, se tamiza y se calcula la cantidad de finos generados.

6.3.7 Velocidad de Sedimentación de Partículas de Propante

La ley de Stokes determina la velocidad de decantación de las partículas, es de gran utilidad en el momento de comparar los tipos de propantes. Matemáticamente, la ley de Stokes se expresa de la siguiente manera:

$$V = 1.1 \times 10^{-3} \left(\frac{d_p^2}{\mu} \right) (G_{\text{prop}} - G_{\text{fluido}})$$

Donde:

V velocidad de sedimentación de partículas propante

d diámetro de la partícula propante

μ Viscosidad del fluido

GE gravedad específica del propante y del fluido

De acuerdo a la anterior expresión, se puede observar que la velocidad de sedimentación tiene una relación directa con la gravedad específica y el diámetro de las partículas. Es decir, a mayor tamaño y gravedad específica del material propante, más rápidamente caerá al ser inyectado en la fractura.

7. FLUIDOS ENERGIZADOS

Figura 20. Equipos para el fracturamiento con fluidos energizados



Fuente: TRENT, Jacobs. Shale Revolution Revisit the Energized Fracture En: JPT Technology Writer. Junio 2014. p.1

Un tratamiento de fracturamiento hidráulico se convierte en energizado con la adición de un gas soluble compresible, el gas es el componente en el fluido que energiza creando una zona de gas de alta saturación en la zona invadida, con ello facilita el retorno del flujo de gas. Se estima que un tercio de los tratamientos de fracturamiento hidráulico en los EE.UU. se activan por una fase gaseosa, es un tratamiento que se encuentra en yacimientos sensibles al agua, baja permeabilidad o una baja presión de poro. Los fluidos de fracturamiento base agua se utilizan de forma generalizada debido a sus costos y buenas propiedades de transporte del agente sostén aunque presenten algunas desventajas, debido a que no son adecuados para formaciones sensibles al agua, porque se puede presentar saturación de agua alrededor de la fractura y la expansión de arcillas que dificultan el flujo del hidrocarburo desde la formación hasta el pozo. Otra de las grandes desventajas es el requerimiento de grandes cantidades de agua, teniendo en cuenta además que un importante porcentaje de estos yacimientos de shale se encuentran en los desiertos por tanto el tema del uso del agua se convierte aún más importante y sensible a tratar, no solo se

eliminaría la necesidad de grandes volúmenes de agua, sino que también se eliminaría la gran cantidad de aguas residuales generadas en el proceso.

Los fluidos energizados usados son el N₂ o CO₂, en la mayoría de lugares el N₂ está fácilmente disponible a un costo menor que el CO₂. El N₂ es químicamente inerte y no es miscible con fluidos de la formación, no altera el pH y puede ser usado para energizar la mayoría de los fluidos, como cualquier gas es compresible, la cual es una importante ventaja debido a que no ocurre una interferencia química. Es un gas en condiciones de bombeo y de recuperación, debido a que tiene muy baja densidad en comparación con los fluidos que se bombean con él. Para el nitrógeno se utilizan cuatro tipos de fluidos comerciales principalmente: gas puro, espuma, energizado y de calidad ultra alta (niebla).

Los fluidos en espuma normalmente se componen de un sistema de base acuosa y una fase gaseosa de nitrógeno en el rango del 53% al 95% en volumen. El fluido de fracturación se considera como energizado si el contenido de nitrógeno es inferior al 53%, en estos fluidos las burbujas no son lo suficiente para estar en contacto unas con otras. Generalmente se utiliza en porcentajes entre el 30-35% de gas, es decir en bajas calidades para conservar la reología del fluido base. Por encima de un contenido del 95% de nitrógeno en volumen, se considera que el fluido de fracturación es una niebla. Además, se ha utilizado un quinto tipo, fluido de fracturamiento con nitrógeno líquido criogénico, aunque rara vez se aplica para operaciones comerciales debido a los requisitos de materiales y equipos especiales.

Por otro lado, el CO₂ en Condiciones de operación es en realidad un líquido o un fluido supercrítico. Un fluido supercrítico, está a una temperatura y presión por encima de su punto crítico termodinámico de 88 ° F y 1.070 psi. Un fluido supercrítico tiene la capacidad única de difundirse a través de los poros como un gas pero con la densidad del líquido por otro lado el CO₂ es químicamente reactivo. Es muy soluble tanto en agua y aceite. El líquido o el supercrítico CO₂ tiene una densidad cercana a la del agua y por lo tanto el fluido energizado o espuma no tiene menor densidad que el fluido base, lo que ayuda para la hidrostática. El fluido puede permanecer cerrado por largos periodos de tiempo sin perder el efecto energizante, a medida que se libera más presión el gas se dará a conocer debido a que la solubilidad disminuye con la caída de presión. Al igual que todos los fluidos de fracturamiento, los energizados

dependen de la composición del fluido y la gama de opciones bajo las cuales el fluido es aplicado. Comúnmente, CO₂ o N₂ se añaden a una base de agua tradicional para energizar el fluido.

Fluidos de alta viscosidad son utilizados en el fracturamiento hidráulico para aumentar la presión de fondo, creando grandes fracturas de modo que agente de sostén pueda entrar. La viscosidad también soporta el agente de sostén para que no se deposite demasiado rápido bajo la acción de la gravedad, cuando se desplace principalmente en el interior de la fractura. A alta calidad de la espuma (alta fracción del volumen de gas), las interacciones entre burbujas causan disipación de energía dando como resultado una alta viscosidad efectiva. La fase interna es estable hasta calidades altas, cercanas al 95%, a bajas calidades menores al 55% que es el rango de los fluidos energizados, las interacciones entre las burbujas son muy inferiores de tal que la viscosidad del fluido se asemeja a la del fluidos base.

7.1 FRACTURAMIENTO CON CO₂ Y N₂

En la historia de los fluidos de fracturamiento la tendencia se inclina hacia el uso de fluidos base agua y base hidrocarburos; con el paso de los años se han desarrollado nuevas tecnologías permitiendo su aplicación en los escenarios más difíciles. El uso de aditivos para controlar problemas como alta fricción, pérdidas de fluidos y estabilidad ha mejorado el desempeño de los mismos. Durante los 50's, se usaron gases de hidrocarburos para mejorar la limpieza del pozo después de la inyección de ácidos a la matriz.

El gas licuado del petróleo (GLP) fue uno de los gases usados que después fue eliminado como gas de fractura energizante viable debido a su inflamabilidad. El Nitrógeno (N₂) y dióxido de carbono fueron luego introducidos como energizantes para la estimulación de pozos, siendo actualmente los de mayor acogida debido a que otros fácilmente disponibles como el aire y gases hidrocarburos son potencialmente peligrosos tanto para el personal como el equipo. Anteriormente se mencionaron algunas de las características deseables en los fluidos de fractura, el uso de gases dentro de estos, mejora y activa algunas de estas, como ejemplo, se muestran en la siguiente tabla algunas propiedades de un fluido espumado.

Tabla 9. Comparativa de algunas propiedades deseables en un fluido de fractura vs propiedades obtenidas con una espuma

PROPIEDADES DESEABLES DE UN FLUIDO FRACTURANTE	ESPUMA COMO FLUIDO FRACTURANTE
Baja pérdida de fluido.	SI
Alta viscosidad efectiva.	SI
Bajas pérdidas de presión por fricción.	SI
Estabilidad con la temperatura.	NO
Solvencia cortante. (resistente al corte)	NO
Bajos efectos de daño a la formación.	SI
Baja deposición de residuos.	SI
Buenas características de viscosidad de corte post-tratamiento.	SI
Buen comportamiento post-tratamiento que facilite la limpieza y flujo de regreso.	SI
Que no requiera activación después de un trabajo de estimulación/ Bajo costo en tiempo de operación.	SI

Fuente: Modificada de HERNÁNDEZ, Oscar y VICENCIO, Alan. *Fracturamiento a la formación con CO₂ y N₂. Tesis de grado UNAM. Noviembre de 2010.*

7.1.1 Propiedades del CO₂ y N₂

7.1.1.1 Dióxido de Carbono

El CO₂ puro es incoloro, inodoro, inerte, y un gas no combustible y tóxico cuando su contenido en la atmósfera alcanza un valor de 10%. El peso molecular a condiciones estándar es 44,010 g/mol, que es una y media veces más alta que el aire. El CO₂ es sólido a bajas temperaturas y presiones, pero más dependiente de temperatura como se muestra en la gráfica 9. También puede encontrarse como líquido o en estado sólido. Pero si se incrementa la presión y la temperatura, la fase líquida aparece por

primera vez y coexiste con las fases sólido y vapor en el punto triple. La fase líquida y vapor del CO₂ coexisten desde el triple punto y hacia arriba hasta el punto crítico de la curva.

Tabla 10. *Propiedades del CO₂*

PROPIEDADES		VALOR	UNIDAD
Bajo condiciones estándar a 1,03297 Kg/cm ³ y 0°C	Peso molecular	44,010	g/mol
	Gravedad específica al aire	1,529	-
	Densidad	1,95	Kg/m ³
Críticas	Temperatura	31,05	°C
	Presión	75,357	Kg/cm ²
	Volumen	94	cm ³ /mol
Punto triple	Temperatura	56,6	°C
	Presión	5,20055	Kg/cm ²

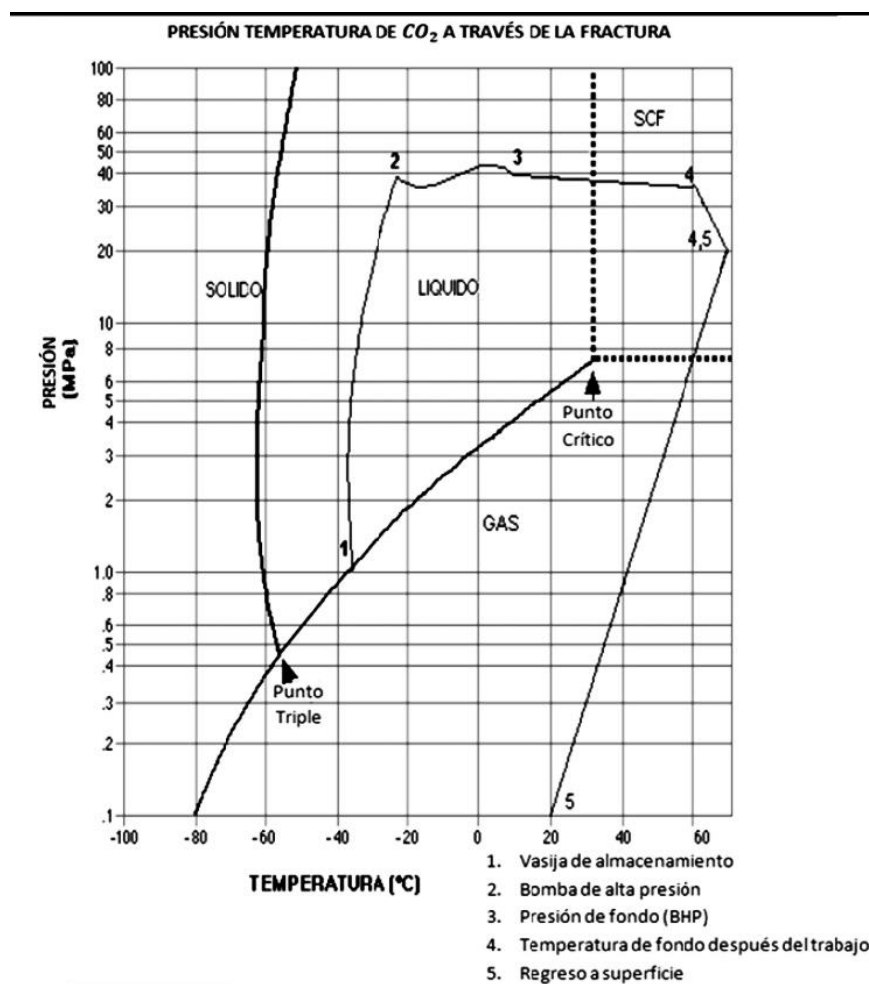
Las principales fuentes de CO₂ son la oxidación de la materia orgánica dispersa (MOD), la maduración de la MOD húmica, la termodescomposición y el termometamorfismo de las rocas carbonatadas y el CO₂ profundo de origen metamórfico. El CO₂ generalmente se puede encontrar en: Yacimientos naturales, unidades químicas e Industrias.

Debajo de la temperatura crítica, el CO₂ puede ser líquido o gas en un gran rango de presiones. Arriba de la temperatura crítica, el CO₂ existirá como un gas sin importar la presión. Sin embargo, a presiones supercríticas altamente incrementales el vapor se convierte y comporta más como un líquido.

Las propiedades físicas del CO₂ líquido lo hacen un fluido de tratamiento único. El CO₂ es relativamente un compuesto inerte que existe en las 3 fases como se muestra en el diagrama de fase.

Cuando el agua está presente, se pueden formar hidratos de CO₂ a determinadas temperaturas y presiones. Los hidratos de CO₂ pueden ocurrir a temperaturas tan altas como 10°C si la presión es mayor a 45,89 Kg/cm² (45 bar). La formación de hidratos puede ser un problema en estranguladores y válvulas donde la presión es reducida de repente y el CO₂ enfría debido a la expansión.

Gráfica 8. Diagrama de fase CO₂, recorrido del CO₂ en un tratamiento de fractura



Fuente: WATTS, Robin; LLC, Linde. Field Application of Unconventional Foam Technology: Extension of Liquid CO₂ technology En: PAPER SPE 84119 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(30 Septiembre-2 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2013. P. 1-16

7.1.1.2 Ventajas del Uso de CO₂²²

La razón principal para incluir CO₂ en un tratamiento de fractura es proporcionar un medio rápido para la limpieza de la fractura empaquetada. El CO₂ hace que el fluido de fractura fluya y se descargue desde la fractura hasta el punto donde la energía

²² MONTGOMERY, C.T y DOLLARHIDE, F.E. Fracturing fluids for low temperature wells. En petroleum society of CIM 80-31-35. Mayo, 1980.

natural del yacimiento pueda realizar esta función. Algunas ventajas adicionales del uso de CO₂ son:

1. Remover los fluidos de fracturamiento de base acuosa lo más rápidamente posible de la cara de formación, reduciendo así la probabilidad de daño de formación por causa del agua.
2. La pérdida de fluidos se mejora debido al sistema de fluido de dos fases formado por la gaseosa CO₂ y agua.
3. La extensión de la fractura es mayor debido al incremento en volumen del fluido de fractura.
4. El CO₂ disminuye el pH del agua mediante la formación de ácido carbónico que reduce la hinchazón de las arcilla y evita la precipitación de hierro, magnesio e hidróxidos de aluminio.
5. El pH más bajo del fluido energizado-CO₂ hará que el fluido reaccione con los minerales de carbonato in situ, lo que conlleva a un aumento en la permeabilidad

El CO₂ es altamente soluble en aceite, por lo tanto reduce la posibilidad de formación de un bloqueo por gas en yacimientos que únicamente contengan hidrocarburos líquidos.

7.2 NITROGENO (N₂)

Más de cien años después del descubrimiento del nitrógeno, un método para licuar el nitrógeno fue desarrollado en 1883 por Wroblewski y Olszewski. Hoy la producción comercial del nitrógeno líquido se obtiene de la destilación fraccionada del aire líquido. El aire es licuado por compresión y progresiva refrigeración a una presión de 46,7651 Kg/cm² (665 psi.), y el nitrógeno líquido se evapora a -195.805 °C (-320.45 °F). Solo recientemente materiales y equipos han sido desarrollados para manejar líquidos muy fríos como el nitrógeno a un nivel comercial.

El campo de la ciencia que trata con la tecnología del manejo de líquidos más fríos que -121.66°C (-187 °F) es llamada criogénica. Todos los líquidos y el equipo para manejar estos líquidos fríos son considerados equipos y líquidos criogénicos.

El nitrógeno se obtiene en cantidades comerciales mediante la destilación fraccionada del aire líquido. Cerca del 1.6×10^{10} kg (18 millones de toneladas) de N_2 se producen anualmente tan sólo en los Estados Unidos.

Se puede encontrar en:

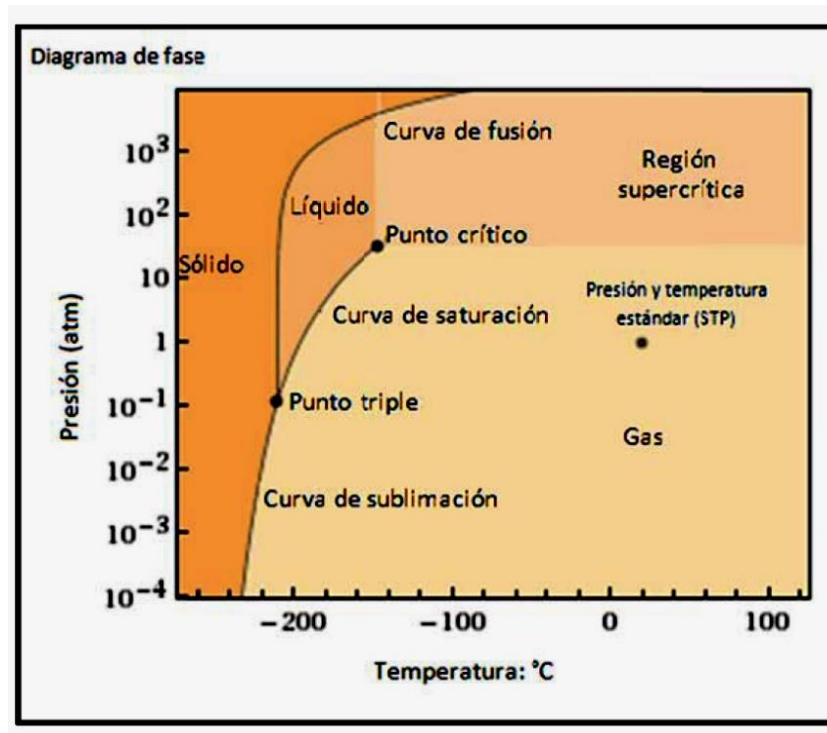
- La corteza terrestre en cantidad limitada (nitratos).
- Bajo la forma orgánica (en las plantas y en organismos vivos o muertos que conforman el humus)
- Bajo la forma mineral (amoníaco) permitiendo contribuir a la fertilidad del suelo.

Debido a que tiene una baja reactividad, se emplean grandes cantidades de N_2 como una cubierta inerte gaseosa para excluir el O_2 durante el procesamiento y empaqueo de alimentos, la producción de sustancias químicas, la fabricación de metales y la producción de aparatos electrónicos.

Tabla 11. *Propiedades del N_2*

PROPIEDAD	VALOR
Peso molecular	28,016
Punto triple	345,9°F a 1,82 psig
Punto normal de ebullición	-320,45 °F
Calor latente o de evaporación	85.67 BTU/lb
Temperatura Crítica	-232.87 °F (126,21 K)
Presión Crítica	492,3 psig, (3,39 MPa)
Densidad del nitrógeno líquido al punto normal de ebullición	50.443 lb/ cu ft
Calor específico de fusión	0,025 KJ/g
Calor específico de vaporización	0,1988 KJ/g

Gráfica 9. Diagrama de fase N₂



Fuente: HERNÁNDEZ, Oscar y VICENCIO, Alan. *Fracturamiento a la formación con CO₂ y N₂*. Tesis de grado UNAM. Noviembre de 2010.

7.2.1 Ventajas del uso de N₂²³

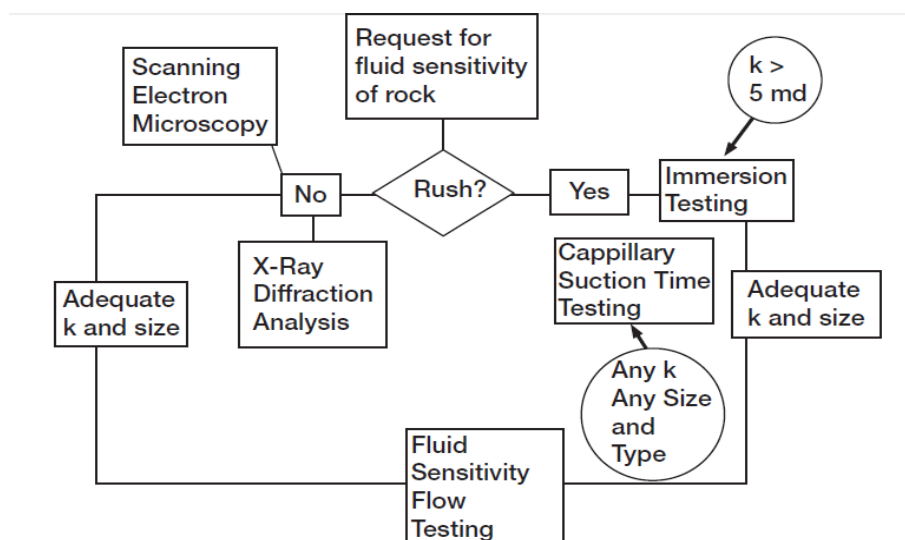
- Al ser un gas inerte el nitrógeno es compatible con los aditivos usados en los fluidos de fractura; este no genera inestabilidad pues el PH del fluido no es alterado.
- El nitrógeno para que exista como un líquido, se debe reducir su temperatura por debajo de -233°F, por esta razón, para operaciones de fracturamiento, el nitrógeno debe ser enviado en fase gaseosa ya que si se envía en fase líquida se congelarían las líneas debido a su temperatura criogénica
- Al igual que el CO₂ ayuda en la disminución de la columna hidrostática del fluido, esto ocasiona mayores presiones de trabajo en cabeza pero ayuda en el flujo de retorno del fluido.
- Debido a la baja solubilidad del nitrógeno en soluciones acuosas, la cantidad del mismo que es transportada a yacimiento es baja.

²³ LIZCANO, Op. cit., p. 39.

8. SELECCIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA

La selección del fluido de fractura basada en datos generados en laboratorio ha sido detallado por Devine. El procedimiento utiliza la evaluación mineralógica usando análisis de difracción de rayos X y microscopía electrónica de barrido de núcleos de la formación para entender las potenciales sensibilidades del material de formación a los fluidos de fracturación. La evaluación mineralógica está diseñada para identificar el sistema de fluido apropiado para ser probado en condiciones de flujo con el núcleo. Estas pruebas requieren un tiempo y después seguirán las pruebas de inmersión y / o pruebas de tiempo de succión capilar. Las pruebas de inmersión de los fragmentos de rocas y pruebas de tiempo de succión capilar se utilizan para seleccionar los fluidos. Si se requiere una evaluación de sensibilidad rápida, las pruebas de inmersión y / o pruebas de tiempo de succión capilar proporcionan valiosos resultados. Las pruebas de flujo a través de los plugs del núcleo son el paso final para determinar si los sistemas causan un mínimo daño a la formación. Los plugs deben tener un tamaño adecuado y la permeabilidad adecuada para obtener pruebas de flujo significativas.

Gráfica 10. Procedimiento general para la determinación de la sensibilidad de la roca de formación al fluido de fractura



Fuente:

ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 260.

8.1 EVALUACIÓN MINERALÓGICA

8.1.1 Análisis de Difracción de Rayos x (XRD)

La evaluación cuantitativa de la mineralogía de la roca del yacimiento se obtiene normalmente a partir del análisis de las muestras o recortes de núcleo (convencionales o laterales de pared). El método más comúnmente aplicado para este propósito es la difracción de rayos X (XRD) basado en la difracción de rayos X por los planos cristalinos de los minerales.

La región de rayos X del espectro electromagnético se extiende desde 0,03 nm a 80 nm. XRD mide la estructura física de un material y es básicamente una "regla", con una dispersión coherente del haz de rayos X se obtiene información acerca del espaciado en la red cristalina del material. Esta dispersión está relacionada con el espaciamiento de la red-d y el ángulo de difracción definido por la ley de Bragg:

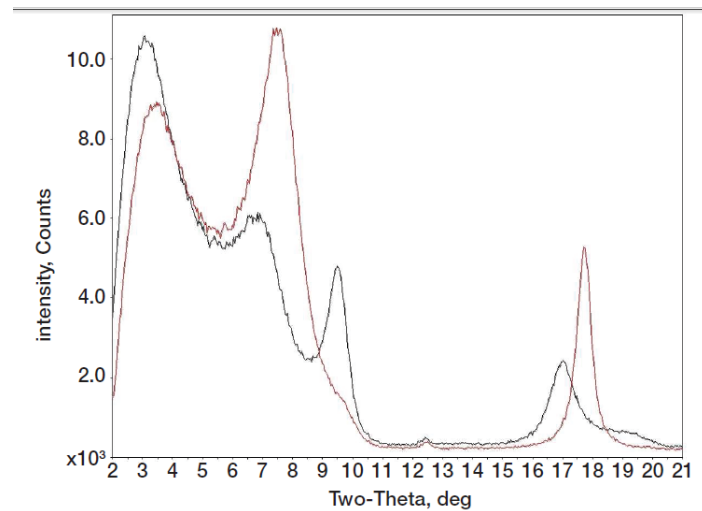
$$n\lambda = \sin\theta \ 2d,$$

Donde n es un número entero, λ es la longitud de onda de la radiación, d es espaciado reticular en angstroms, y θ es el ángulo de difracción.

La capacidad de XRD para identificar y cuantificar los minerales es fuertemente dependiente de la estructura cristalina de un mineral. La disminución en el tamaño cristalino, grado de ordenamiento, y la cristalinidad tienen efectos perjudiciales sobre la intensidad del haz difractado. XRD es una técnica de análisis a granel y por lo tanto no evalúa la morfología mineral y su textura. Esto es posible en microscopía electrónica de barrido (SEM) y otros métodos microscópicos.

Las muestras de roca se pueden analizar de diversas maneras. Al análisis de toda la muestra de una vez en un paso se le llama análisis total de la roca o análisis granel. La segregación por tamaño de partícula es un método común de análisis de minerales que se aplica preferentemente en un rango específico de tamaño de partícula. Otras técnicas como la microscopía de fluorescencia pueden identificar porciones muy pequeñas de una muestra.

Gráfica 11. Escaneo DRX de varias capas de arcillas en una muestra completa del núcleo



Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 269

En la figura, la línea de negro es el análisis de la muestra con aire seco comparada con la línea roja, que es la misma muestra en estado glicolado (sumergido en glicol). El cambio en el patrón aquí demuestra que las arcillas presentes son arcillas hinchables.

8.1.2 Microscopía Electrónica de Barrido (SEM)

Durante las últimas tres décadas, el microscopio convencional electrónico de barrido "de alto vacío" (SEM) se ha convertido en una herramienta de investigación indispensable para muchos esfuerzos petrológicos. Estos dispositivos pueden proporcionar una resolución submicrónica y una profundidad de campo de aproximadamente dos órdenes de magnitud mayor que la de un microscopio óptico en cualquier tamaño dado. Las aplicaciones de SEM en la tecnología convencional de petróleo son numerosas.

La caracterización de las rocas del yacimiento, la comprensión de los procesos que controlan las propiedades petrofísicas de la roca y detalles reveladores y complejidades de diagénesis más allá de los límites alcanzados por los métodos petrográficos tradicionales son elementos a destacar en el uso de este equipo.

El SEM convencional, sin embargo, necesita de vacío del orden de 10^{-7} psi en la cámara de muestra, y puede ser utilizado sólo para examinar muestras sólidas secas y eléctricamente conductoras. Muestras húmedas o aceitosas, o aquellos que sufren una transformación física o química bajo el haz de electrones, no pueden ser examinadas a menos que se sequen o se preparen especialmente. Sin embargo, las muestras secas o aquellas sometidas a un vacío moderado/alto durante el baño pueden perder sus características originales y es probable que incorporen residuos que podrían afectar a la interpretación de las imágenes (por ejemplo, arcillas desmoronadas, sobrestimación de porosidad). Debido a estas limitaciones, las imágenes SEM convencionales, aunque son útiles, no pueden proporcionar información inequívoca acerca de las rocas bajo condiciones húmedas.

El microscopio electrónico de barrido ambiental (ESEM) permite obtener imágenes de los fluidos y virtualmente cualquier muestra en su estado natural húmedo o seco. Además, el microscopio se puede utilizar para observar y registrar en tiempo real, los procesos dinámicos tales como el secado, fusión, hinchazón, reacciones de disolución y precipitación, y reacciones químicas exteriores (superficie) a temperaturas de hasta 1.000°C (Mehta, 1991). Esto se logró mediante la incorporación de un sistema de bombeo diferencial que crea un gradiente de presión de 1×10^{-8} hasta 1 psi desde la fuente de electrones hasta la cámara de muestreo y además un nuevo sistema secundario de detección de electrones. El sistema de detección puede funcionar a presiones de cámara "altas" (hasta 1 psi a 25°C) bajo la mayoría de entornos creados por el gas, incluyendo vapor de agua, oxígeno, metano, argón, dióxido de carbono o vapores de disolventes orgánicos.

Pequeños fragmentos de núcleo seleccionado se limpian, usando vapor de tolueno, se secan a 150°F durante la noche, se fijan a un porta muestras estándar de aluminio en el SEM, y se recubren con oro, utilizando un dispositivo de recubrimiento por pulverización catódica. Las muestras se colocan individualmente en la cámara de la SEM, y se aplica vacío. El objetivo principal de este examen es observar la distribución de los minerales de arcilla y otros cementos autigénicos en el sistema de poros. En segundo lugar, la morfología general del sistema de poros, en particular se examinan los tamaños de los poros y el grado de interconexión de poros abiertos. Si es necesario, la interacción roca / fluido pueden ser observados directamente con el ESEM.

Figura 21. SEM de arenisca de Rotlingen, red de granos cubierta con illita

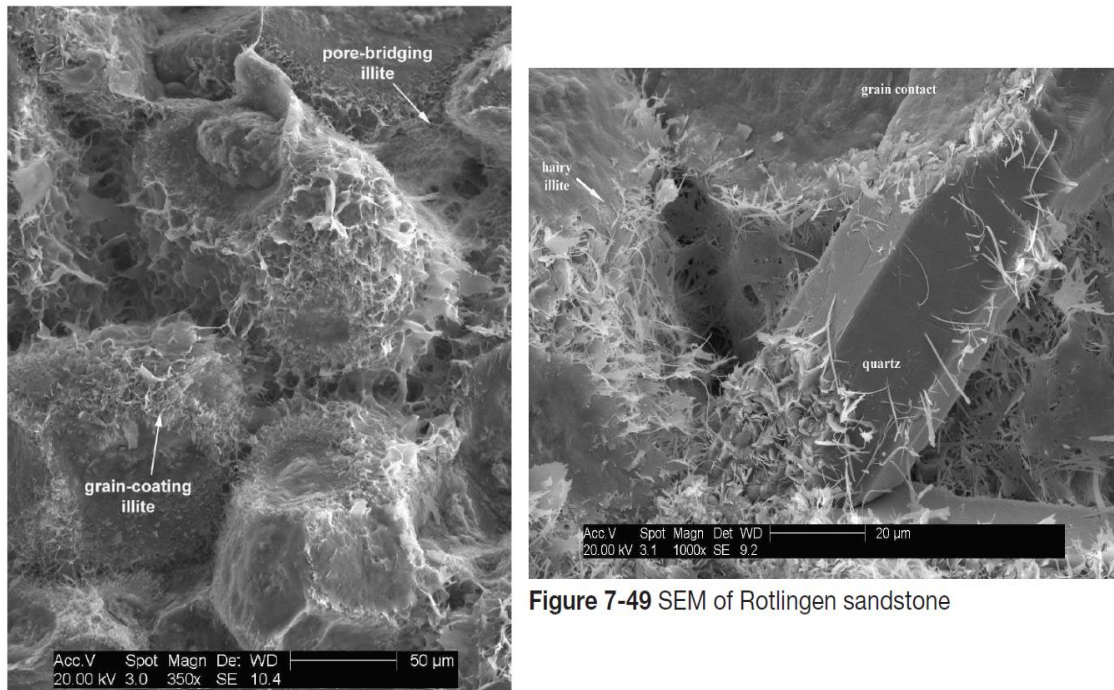


Figure 7-49 SEM of Rotlingen sandstone

Fuente: ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 270.

8.2 PRUEBAS DE INMERSIÓN

Las pruebas de inmersión se utilizan para clasificar aquellos posibles fluidos base para los sistemas de fracturación y para determinar cualitativamente el efecto de diversos fluidos en los fragmentos de roca, en un tiempo mínimo. Típicamente, un plug de núcleo perforado se corta en trozos delgados, aproximadamente 0,5 cm de espesor. Las muestras se limpian mediante vaporización con tolueno y con metanol antes de la prueba. El propósito de la limpieza es despojar a cualquier líquido residual del sistema de poros, lo que podría impedir el contacto de roca con el fluido de ensayo. Los cortes, limpios y secos se sumergen en líquidos de prueba. Si se tiene una muestra pequeña, se pueden hacer cortes más delgados. La prueba está limitada por la permeabilidad de la muestra.

La Figura muestra los resultados de la exposición de la muestra de núcleo a dos fluidos de fracturación. Cuando la muestra de la formación interacciona con un fluido nocivo, esta comienza a desintegrarse, como se observa a la izquierda. El fluido a la derecha es compatible con esta formación.

Figura 22. Prueba de compatibilidad.



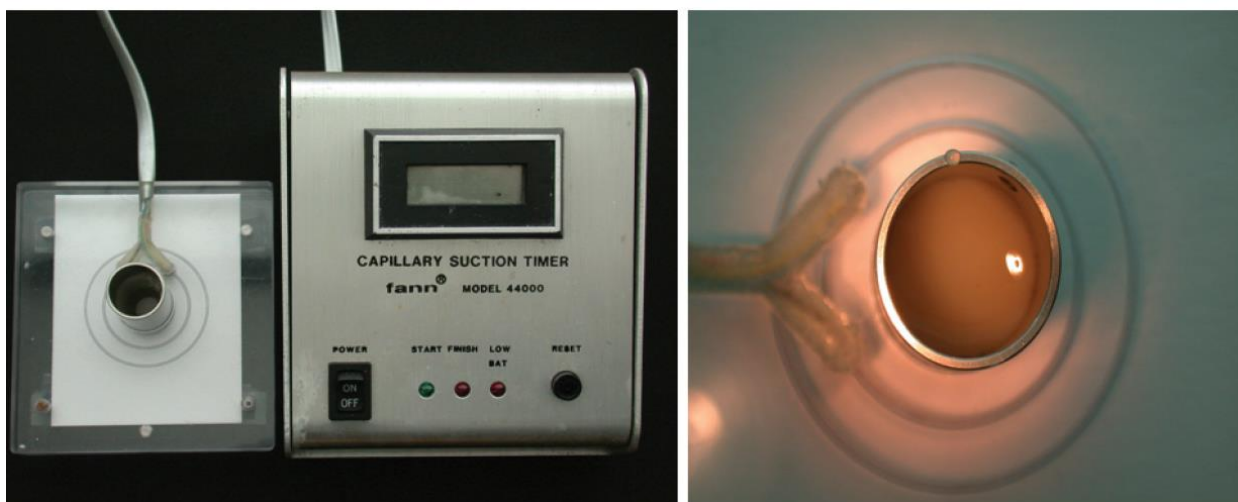
Fuente:

ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 271.

8.2.1 Prueba de Tiempo de Succión Capilar

La prueba de tiempo de succión capilar se utiliza para determinar la sensibilidad de una muestra de roca a los posibles fluidos base para los sistemas de fracturación. La técnica proporciona números para su uso en la comparación de los fluidos. Para los fluidos base de agua son probados la sensibilidad al agua y el control de hinchamiento de arcillas. La prueba da el tiempo de movimiento de un frente de agua entre dos electrodos en un papel poroso. El tiempo de movimiento del frente de agua se relaciona con la capacidad del fluido para flocular o dispersar arcillas en la muestra.

Figura 23. Instrumento de prueba (izquierda) y los resultados de la prueba con bentonita.



Fuente: *ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. p. 269.*

En la figura se observa que al ser la bentonita una arcilla expansiva, no se libera ningún porcentaje de agua.

Para la comparación de diferentes muestras en el mismo fluido, cuanto mayor sea el tiempo de avance del frente de agua, mayor es la sensibilidad al agua de la muestra (a mayor dispersión). Para comparar la misma muestra en diferentes fluidos, entre mayor sea el tiempo de avance del frente de agua, más pobre es el control de hinchamiento de arcillas por el fluido (a mayor dispersión).

Tabla 12. Fluidos usualmente utilizados dependiendo el tipo de yacimiento

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO		
LONGITUD DEL INTERVALO	FLUIDO ADECUADO	FLUIDO NO ADECUADO
< 50 Pies	Gel Lineal, surfactante	Borato reticulado
50 a 100 pies	Gel lineal, surfactante, reticulado	
>100 Pies	Borato reticulado	Gel lineal, surfactante

PERMEABILIDAD DE YACIMIENTO	FLUIDO ADECUADO	FLUIDO NO ADECUADO
Gas<50 md	Gel lineal, surfactante, reticulado	
Gas>50 md	Borato reticulado	Gel lineal, surfactante
Aceite<500md	Gel lineal, surfactante, reticulado	
Aceite>500md	Borato reticulado	Gel lineal, surfactante
Aceite pesado>500md	Gel lineal, surfactante, reticulado	
CALIDAD DEL YACIMIENTO	FLUIDO ADECUADO	FLUIDO NO ADECUADO
ARENA UNIFORME	Gel lineal, surfactante, reticulado	
INTERVALOS LAMINADOS	Borato reticulado	Gel lineal, surfactante
CAPAS INTERCALADAS CON ARCILLAS	Borato reticulado	Gel lineal, surfactante
CONTACTOS CERCANOS DE AGUA O GAS	FLUIDO ADECUADO	FLUIDO NO ADECUADO
<50 Pies	Gel lineal, surfactante	Borato reticulado
>50 pies	Borato reticulado	Gel lineal, surfactante
GRADIENTE DE PRESIÓN DE YACIMIENTO	FLUIDO ADECUADO	FLUIDO NO ADECUADO
<0.4 Pies	Borato reticulado	Gel Lineal, surfactante
>0.4 Pies	Gel lineal, surfactante, reticulado	

Fuente: Tomado de: ADAMS, Joel; ROWE, Clem. *Differentiating Applications of Hydraulic Fracturing*. En: *PAPER presented at the International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*(Mayo: Brisbane, Australia)2013. p. 2.

9. EVALUACIÓN DE FLUIDOS ENERGIZADOS

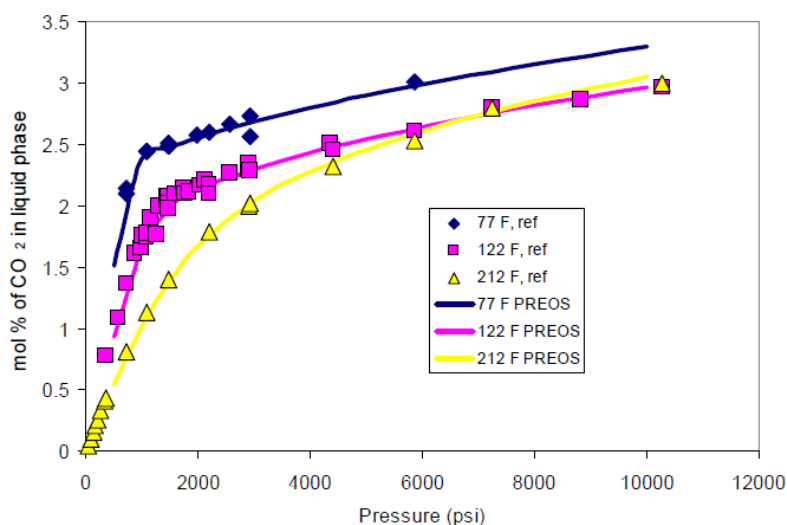
Para poder determinar los resultados del uso de fluidos energizados comparado con otros fluidos de fractura, es necesario observar los efectos que se obtuvieron en su implementación, principalmente en yacimientos poco profundos del sureste de Alberta cerca de las formaciones Medicine Hat y Brooks como parte de un proyecto piloto. En donde predominan las areniscas de grano fino, limolitas en intercalaciones de esquistos arcillosos y lutitas. Son yacimientos caracterizados por ser extremadamente sensibles al agua y en donde los estabilizadores de arcillas son el común denominador para poder explotar este tipo de formaciones.

Se desarrolló un plan piloto para poder comparar los dos principales fluidos energizantes como lo es el CO₂, N₂ y una tercera opción, en la cual la fase acuosa es sustituida por metanol en un porcentaje del 20%. El uso del metanol en esta proporción disminuye la tensión superficial del agua de 72 dinas / cm a alrededor de 40 dinas / cm, el punto de congelación de 0 ° a -40°C, la gravedad específica 1 a 0,95. Al mismo tiempo, la presión de vapor de agua se incrementó de 17,5 a 46.5 mm de Hg a 20 °C y de 150 a 300 mm de Hg a 60 ° C lo que ayuda en la recuperación del fluido. Del mismo modo la viscosidad del fluido sube en un 60% cuando se añade metanol a agua a una concentración de 40 %. Un sistema acuoso que contiene al 40% metanol puede ser gelificado con varios polímeros que incluyen hidroxipropil convencional guar (HPG), carboximetil hidroxipropil guar (CMHPG) y polímeros utilizados para viscosificar metanol puro. Por otro lado y no menos relevante, el metanol es un compuesto líquido incoloro y venenoso que arde con flama no luminosa es por tal motivo que aunque en algunos casos presente mejores comportamientos o resultados que los fluidos energizados, su implementación es demasiado compleja y acarrea en unos impactos ambientales muy superiores a los fluidos usados actualmente además de ser mucho más costoso.

Todos los tratamientos fueron diseñados para utilizar el volumen suficiente para llenar el pozo con altas concentraciones de apuntalante para reducir al mínimo los requerimientos de líquidos. Los simuladores tradicionales de fracturamiento hidráulico no toman en cuenta la composición térmica y el efecto del comportamiento de fase en

el éxito de fracturas energizadas²⁴. El nuevo modelo usado fue propuesto por Frieauf y Sharma. En este modelo el índice de productividad fue calculado teniendo en cuenta la variación de conductividad de la fractura y el daño en la cara de la fractura por la invasión de fluido, además el comportamiento de fase es evaluado usando la ecuación de estado de Peng-Robinson.

Gráfica 12. Solubilidad del CO₂ en la fase líquida.

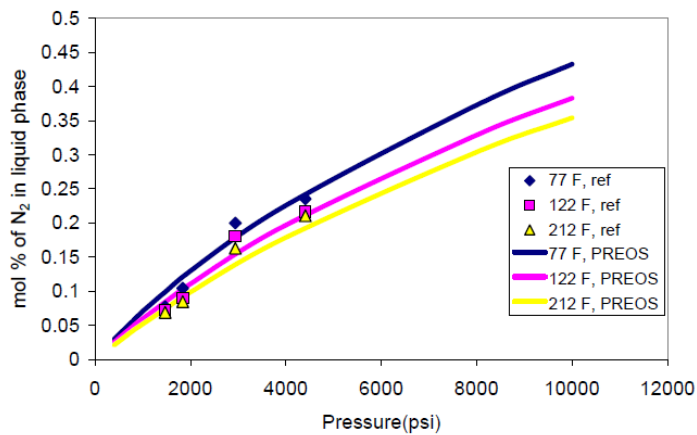


Fuente: KYLE, Frieauf, et al. Fluid Selection for Fracturing Energized Hydraulic Fractures. En: PAPER SPE 124361 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(4-7 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2009. P. 1-17

En este gráfico la solubilidad del CO₂ en la fase líquida a diversas temperaturas del modelo se ajusta a los valores experimentales medidos.

²⁴KYLE, Frieauf, et al. Fluid Selection for Fracturing Energized Hydraulic Fractures. En: SPE 124361 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(4-7 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2009. P. 1-17

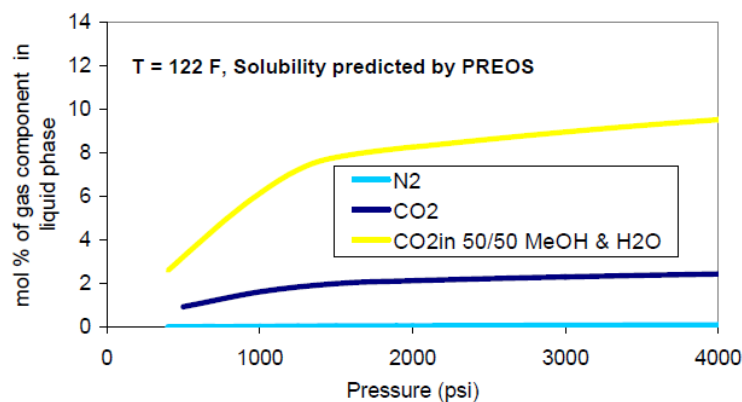
Gráfica 13. Solubilidad del CO₂ en la fase líquida.



Fuente: KYLE, Frieauf, et al. Fluid Selection for Fracturing Energized Hydraulic Fractures. En: PAPER SPE 124361 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(4-7 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2009. P. 1-17

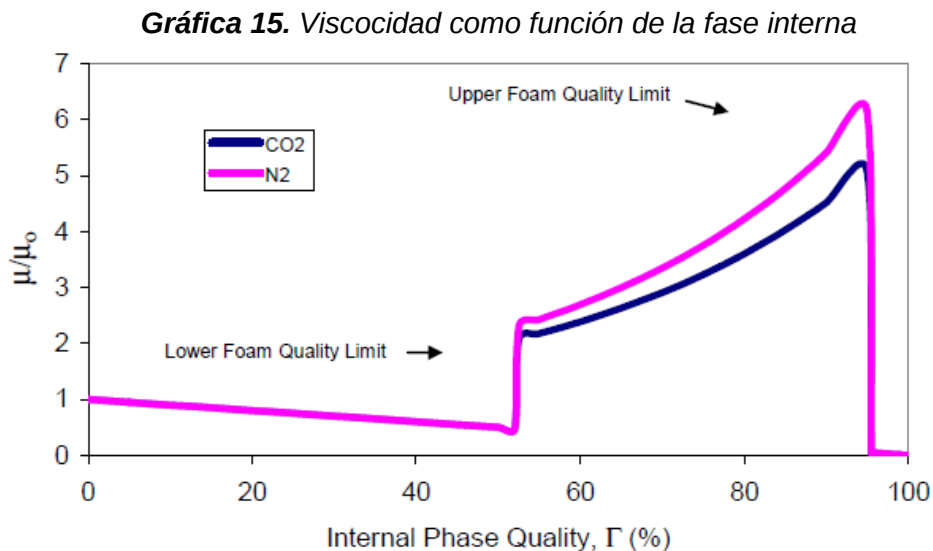
El ajuste del modelo con los valores experimentalmente medidos también ocurre para el N₂. Allí se logra ver que la solubilidad del CO₂ en el agua es mayor que la del N₂. Los valores de solubilidad molar alcanzados por el CO₂ son 3.5% mientras del N₂ no alcanza el 0.5%.

Gráfica 14. Solubilidad del CO₂ Y N₂ en la fase líquida experimentalmente versus la solubilidad predicha por la PREOS



Fuente: KYLE, Frieauf, et al. Fluid Selection for Fracturing Energized Hydraulic Fractures. En: PAPER SPE 124361 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(4-7 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2009. P. 1-17

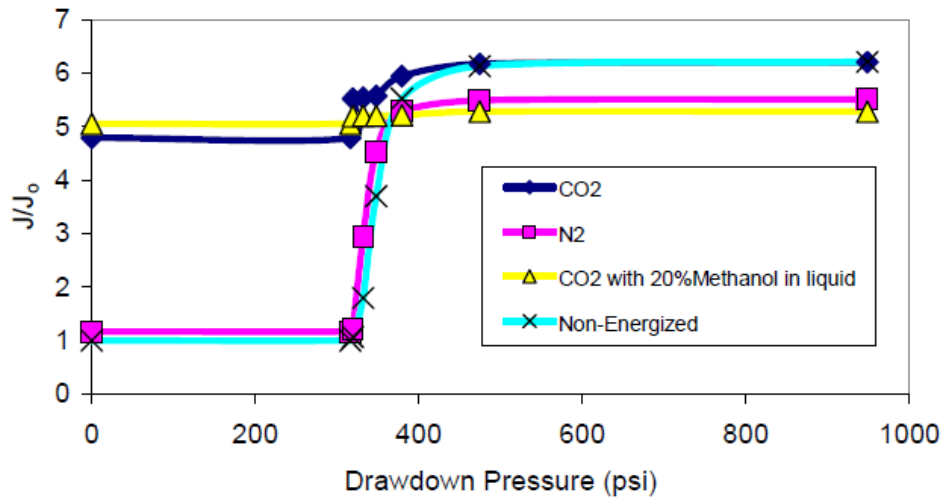
Ahora colocando en un mismo grafico los tres sistemas de fluidos, es claro que la solubilidad del CO₂ en un líquido en donde el 50% de la fase acuosa corresponde a Metanol es mayor. Pero no es usado debido a las consecuencias expuestas anteriormente.



Fuente: KYLE, Friehauf, et al. *Fluid Selection for Fracturing Energized Hydraulic Fractures*. En: PAPER SPE 124361 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(4-7 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2009. P. 1-17

La solubilidad es importante para el proceso de *flowback* posterior a la fractura. Durante el tratamiento la propiedad que cobra mayor importancia es la viscosidad, debido a que esta propiedad reológica gobierna principalmente la capacidad de acarreo del material propante a depositar en el interior de la fractura, el cual es el principal objetivo en un fracturamiento hidráulico. El comportamiento de viscosidad alcanza a ser constante hasta un 50% de calidad, puesto que las interacciones entre las burbujas aún son muy bajas, es por ello que se asemeja a la del fluido base. Para calidades mayores al 50% ya no ocurre lo mismo. Allí las interacciones entre las burbujas son cada vez más importantes y la viscosidad aumenta de forma constante hasta un 95% de calidad. A estos valores de calidad deja de ser un fluido energizado, la espuma se torna inestable y se rompe. Cayendo de forma drástica la viscosidad y perdiendo toda capacidad de acarreo.

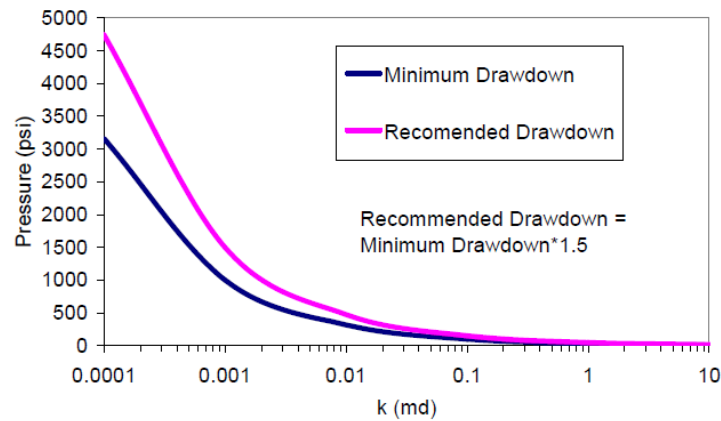
Gráfica 16. Índice de productividad y drawdown de los componentes energizados



Fuente: KYLE, Frieauf, et al. *Fluid Selection for Fracturing Energized Hydraulic Fractures*.
 En: PAPER SPE 124361 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(4-7
 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2009. P. 1-17

El grafico 17 muestra que el índice de productividad depende del drawdown. Se observa que para valores bajos de drawdown el comportamiento respecto al índice de productividad es el mismo comparado con un fluido no energizado. En esta caso para todas las presiones por debajo de 316 psi la presión capilar es representativa para este sistema de 0.01 md. Los valores son cercanos porque en estos rangos de drawdown, aún no se presenta el recobro de líquidos de la formación procedentes de la zona invadida, El mejor comportamiento lo presenta el CO₂ debido a la capacidad que posee para aumentar la saturación residual del gas, por tanto el daño alrededor de la zona invadida es cero. A altos valores de drawdown los valores de índice de productividad de los tres fluidos tienden a asemejarse.

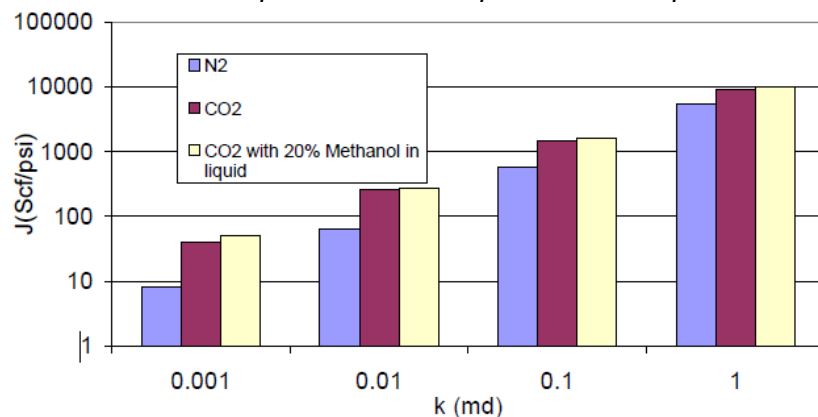
Gráfica 17. Drawdown necesario para remover el daño en la zona invadida. Indice de productividad depende de la permeabilidad y del componente energizado



Fuente: KYLE, Frieauf, et al. Fluid Selection for Fracturing Energized Hydraulic Fractures.
En: PAPER SPE 124361 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(4-7
Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2009. P. 1-17

Haciendo el mismo ejercicio a diferentes permeabilidades fue posible estimar los rangos ideales en los cuales el uso de fluidos energizados es el recomendado. El mínimo drawdown necesario versus la permeabilidad muestra que para el caso de un yacimiento con una permeabilidad, por ejemplo de 0.01 md, el drawdown necesario es de 500 psi, de no ser así se recomienda el uso de fluidos no energizados.

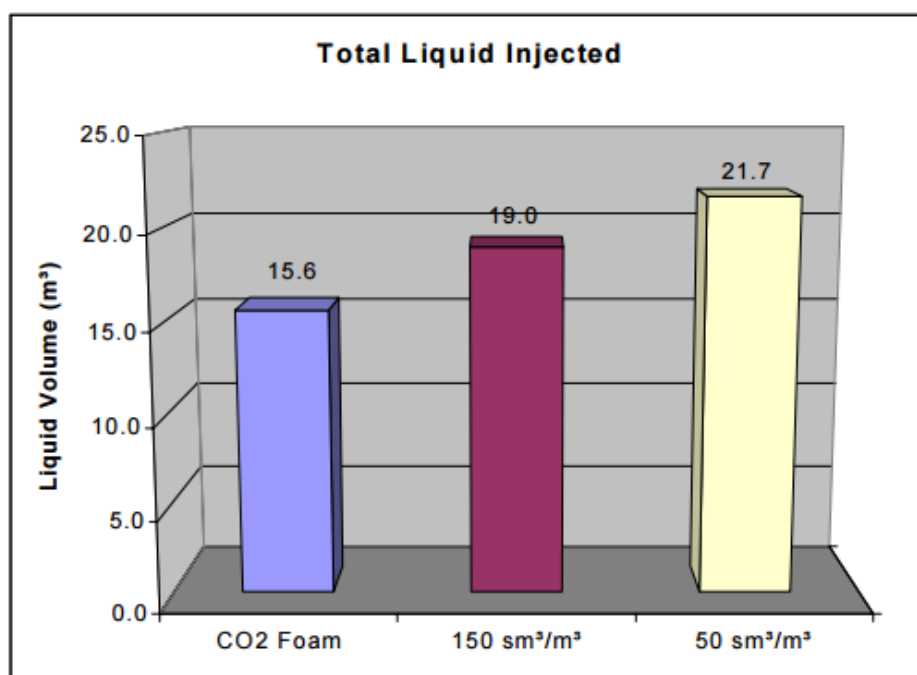
Gráfica 18. Indice de productividad vs permeabilidad para cada fluido



Fuente: KYLE, Frieauf, et al. Fluid Selection for Fracturing Energized Hydraulic Fractures.
En: PAPER SPE 124361 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(4-7
Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2009. P. 1-17

El índice de productividad mejora con la implementación de fluidos energizados, pero es evidente que si el tratamiento es realizado en formaciones más permeables, los efectos de las fuerzas capilares serán menores, obteniendo mejores respuestas por parte de la formación en el recobro de fluidos bombeados y así evitar el eventual daño generado. También se observa beneficio marginal en el sistema con Metanol.

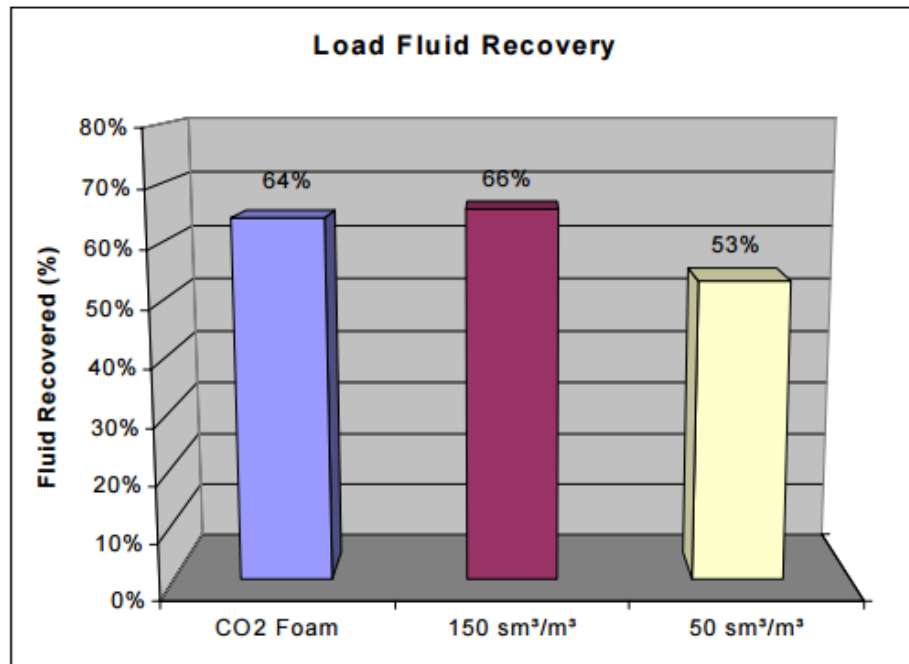
Gráfica 19. Total de líquido inyectado



Fuente: TULISSI, Michael; MAY, Richard. A Comparison of Results of Three Different CO2 Energized Frac Fluids: A Case History. En: PAPER SPE 75681 presented at the Gas Technology Symposium(30 Abril- 2 Mayo: Calgary, Canada)2002. P. 1-6

El volumen de un tratamiento con fluido energizado con CO2 es de un 18% menor que un tratamiento energizado con N2 y del 28% si se compara con el fluido con Metanol, gracias a que el CO2 es más denso y alcanza más rápidamente las presiones de bombeo del tratamiento, al tener una mayor columna hidrostática, esto a su vez repercute en menores requerimiento de potencia de los equipos de superficie, que en dado caso pueden llegar a ser una limitante en la integridad del completamiento del pozo, sí se llegara a sobrepasar.

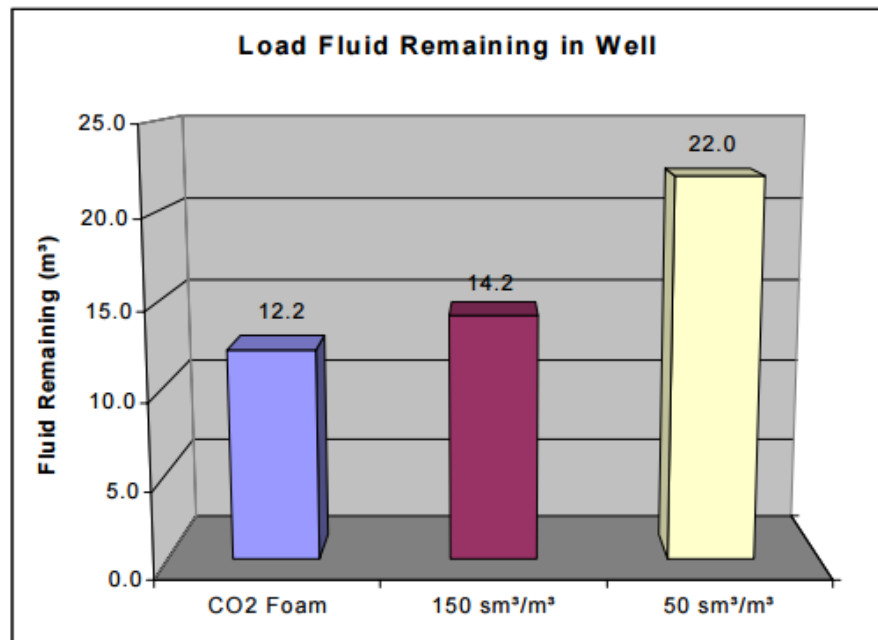
Gráfica 20. Porcentaje de fluido recuperado



Fuente: TULISSI, Michael; MAY, Richard. A Comparison of Results of Three Different CO2 Energized Frac Fluids: A Case History. En: PAPER SPE 75681 presented at the Gas Technology Symposium(30 Abril- 2 Mayo: Calgary, Canada)2002. P. 1-6

El porcentaje de fluido recuperado después del tratamiento es superior en fluidos energizados y presenta un comportamiento similar entre el CO2 y el N2 con una variación absoluta del 2% y del 11% respecto al fluido con Metanol, teniendo en cuenta que al ser sustituida una parte de la fase acuosa de este tercer fluido con metanol y al aumentar su presión de vapor, tiene una tendencia ligeramente mayor a tener un comportamiento como los dos restantes fluidos energizados, aun así es notoria la diferencia, llegando a ser incluso mayor, en un fluido en donde la fase líquida sea únicamente agua.

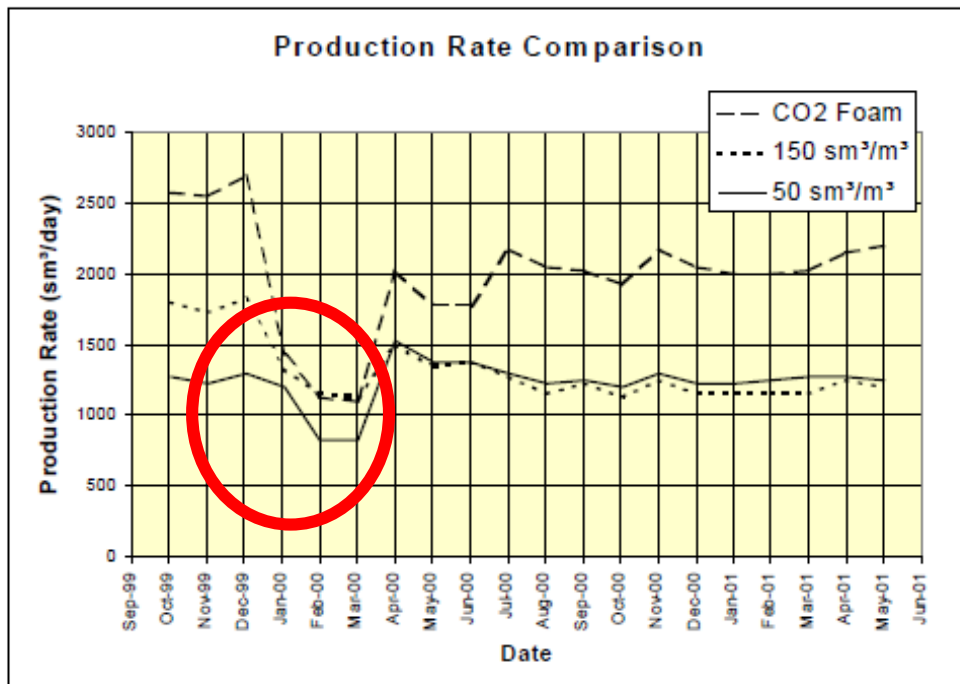
Gráfica 21. Cantidad de fluido inyectado que permanece en el pozo



Fuente: TULISSI, Michael; MAY, Richard. A Comparision of Results of Three Different CO2 Energized Frac Fluids: A Case History. En: PAPER SPE 75681 presented at the Gas Technology Symposim(30 Abril- 2 Mayo: Calgary, Canada)2002. P. 1-6

Si los fluidos energizados presentan mejor recobro que los fluidos convencionales, va ser mayor la cantidad del tratamiento que permanezca en la formación si se usan fluidos tradicionales como se observa en el anterior gráfico.

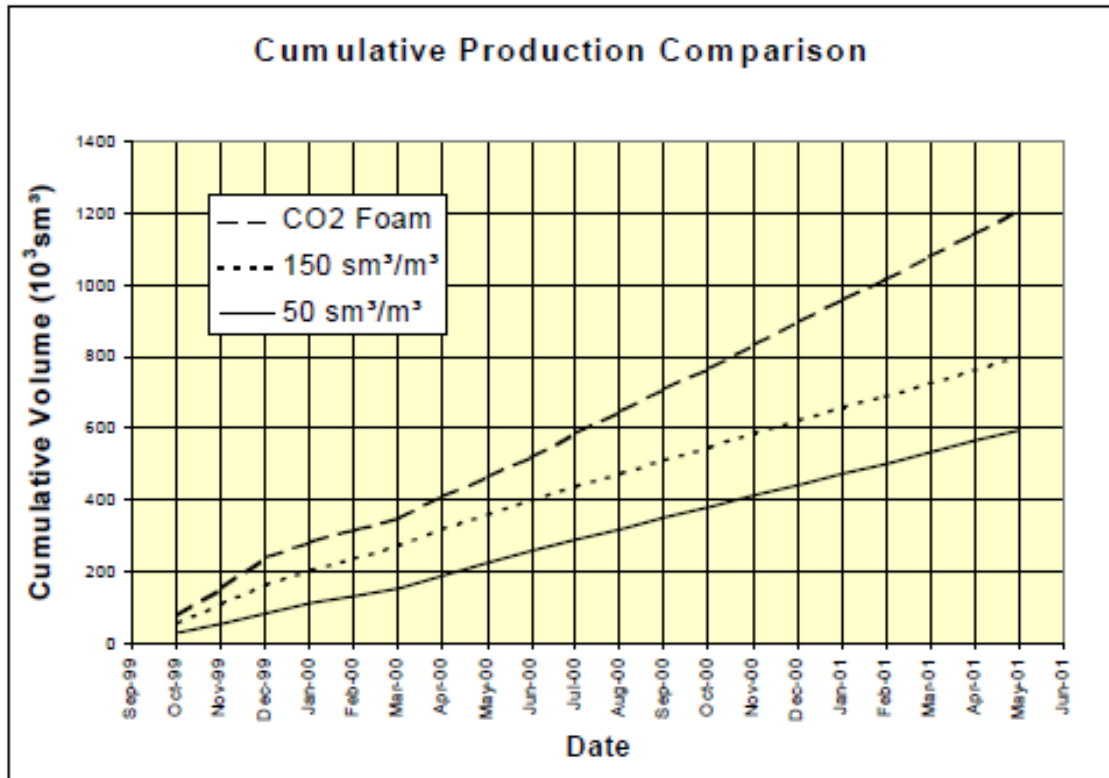
Gráfica 22. Tasa de producción después del tratamiento



Fuente: TULISSI, Michael; MAY, Richard. A Comparision of Results of Three Different CO2 Energized Frac Fluids: A Case History. En: PAPER SPE 75681 presented at the Gas Technology Symposim(30 Abril- 2 Mayo: Calgary, Canada)2002. P. 1-6

En términos de producción a largo plazo, la temprana respuesta de los pozos estimulados con CO2 fue clara, luego declina como era previsible pero los resultados son mejores al tener tasas de producción altas de manera sostenida, superiores a los tratamientos sin fluidos energizados. La evaluación del tratamiento pudo presentar una distorsión debido a que a principios del año 2000 los pozos fueron cerrados por problemas presentados por un compresor de la facilidad. El evento descrito anteriormente está encerrado en el gráfico.

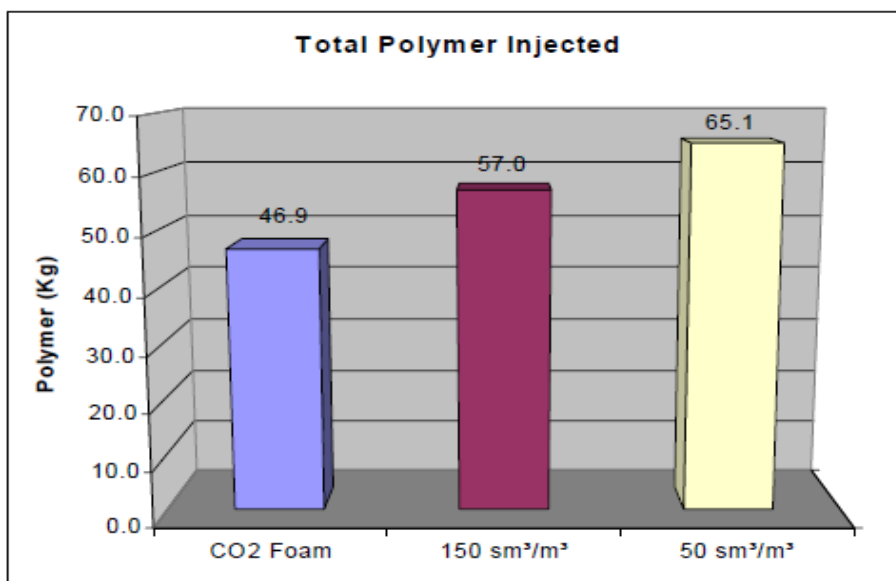
Gráfica 23. Producción acumulativa comparativa entre los tres tipos de fluidos



Fuente: TULISSI, Michael; MAY, Richard. A Comparison of Results of Three Different CO2 Energized Frac Fluids: A Case History. En: PAPER SPE 75681 presented at the Gas Technology Symposim(30 Abril- 2 Mayo: Calgary, Canada)2002. P. 1-6

El beneficio de las mayores tasas de producción se puede ver mejor en la producción acumulativa del proyecto.

Gráfica 24. Carga total de polímero Inyectado.

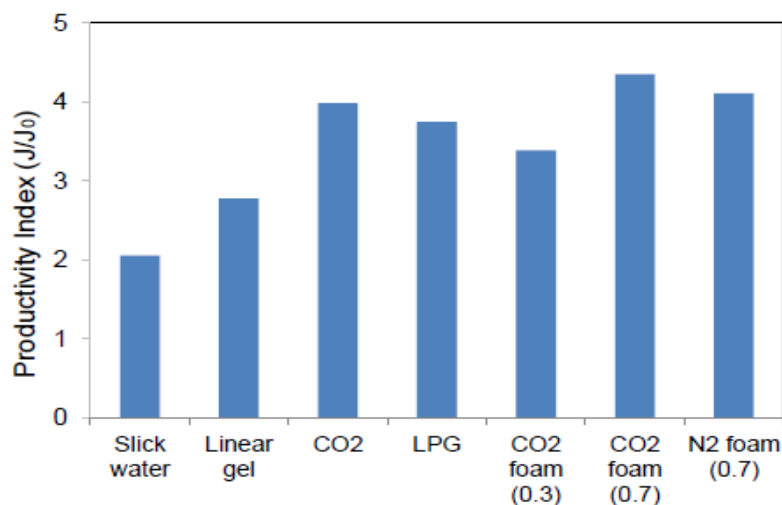


Fuente: TULISSI, Michael; MAY, Richard. A Comparison of Results of Three Different CO2 Energized Frac Fluids: A Case History. En: PAPER SPE 75681 presented at the Gas Technology Symposim(30 Abril- 2 Mayo: Calgary, Canada)2002. P. 1-6

Otro de los índices importantes tenidos en cuenta en el proyecto fue la cantidad total de polímero inyectado en cada de uno de los tratamientos, la cual fue sensiblemente menor en el fluido con CO2, para lo cual se esperaría una menor capacidad de acarreo y por ende una menor conductividad en la fractura apuntalada. Pero como se ha visto en la respuesta de los pozos, esto no afectó la productividad.

En general los fluidos energizados e incluso en espumados en donde la calidad de CO2 es mayor, presentan valores de productividad altos.

Gráfica 25. Comparación entre los índices de productividad para las diferentes formulaciones.



Fuente: TULISSI, Michael; MAY, Richard. A Comparision of Results of Three Different CO2 Energized Frac Fluids: A Case History. En: PAPER SPE 75681 presented at the Gas Technology Symposim(30 Abril- 2 Mayo: Calgary, Canada)2002. P. 1-6

En los shales de Utica y de Eagle Ford se implementó el uso de fluidos energizados y se realizó una comparativa con los pozos en donde no se han usado. La cual se resume en las siguientes tablas.

Tabla 13. Características de la fracturas en los shales de UTICA

PROPIEDAD	SLICKWATER	CO2	N2
Altura promedio apuntalada(pies)	60	189	189
Ancho promedio apuntalado(pulgadas)	0.07	0.06	0.06
Altura promedio de la fractura(pies)	66	443	462
Longitud de la fractura creada (pies)	2196	959	878
Longitud apuntalada de la fractura	1174	791	731

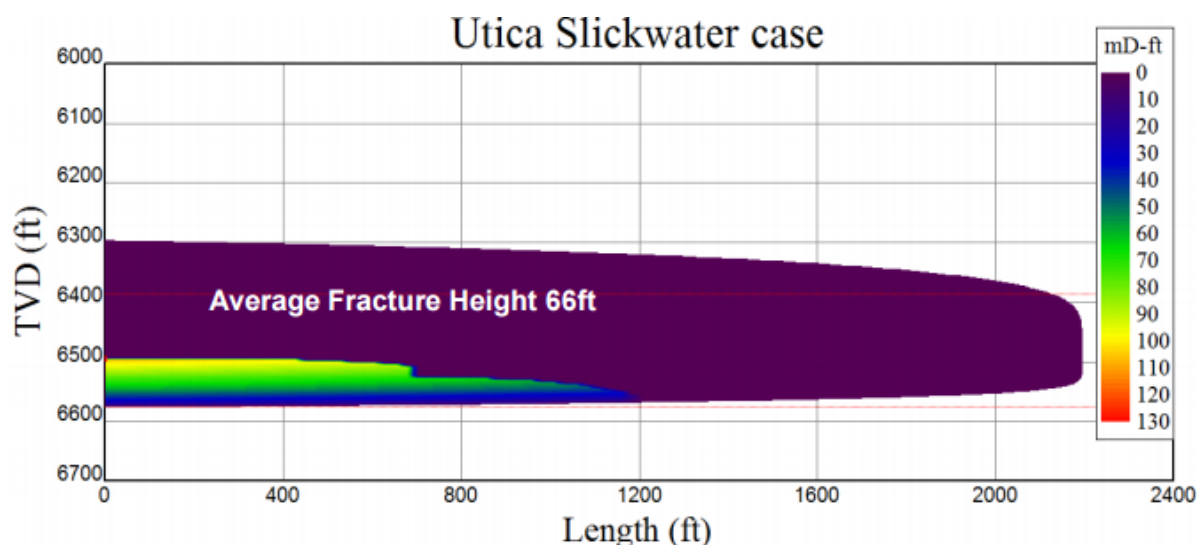
Fuente: ENERGIZED AND FOAM FRACTURING FLUIDS FOR LIQUIDS-RICH ORGANIC SHALE RESERVOIRS (1: 2014 :Houston). Memorias de la convención y exhibición anual de la AAPG. Houston: American Association of Petroleum Geologist , 2014. 17 p.

Tabla 14. Insumos en las fracturas de los shales de UTICA.

CONSUMO	SLICKWATER	CO2	N2
Propante (lbs)	3.0E05	3.0E05	3.0E05
Agua total (Galones)	156,300	47,545	47,545
CO2 ó N2 (toneladas)	NA	340	149
Volumen en superficie CO2 Ó N2 (Galones)	NA	80,300	44,200
Presión en superficie (psi)	3200	3800	4600

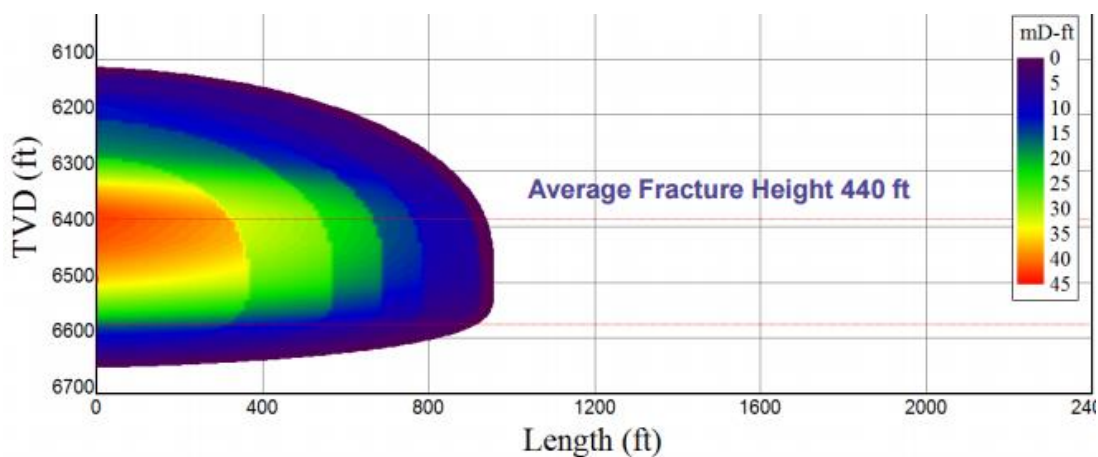
Fuente: *ENERGIZED AND FOAM FRACTURING FLUIDS FOR LIQUIDS-RICH ORGANIC SHALE RESERVOIRS (1: 2014 :Houston).* Memorias de la convención y exhibición anual de la AAPG. Houston: American Association of Petroleum Geologist , 2014. 17 p.

Gráfica 26. Longitud de fractura con slickwater en UTICA



Fuente: *ENERGIZED AND FOAM FRACTURING FLUIDS FOR LIQUIDS-RICH ORGANIC SHALE RESERVOIRS (1: 2014 :Houston).* Memorias de la convención y exhibición anual de la AAPG. Houston: American Association of Petroleum Geologist , 2014. 17 p.

Gráfica 27. Longitud de fractura con fluidos energizados en UTICA



Fuente: *ENERGIZED AND FOAM FRACTURING FLUIDS FOR LIQUIDS-RICH ORGANIC SHALE RESERVOIRS* (1: 2014 :Houston). Memorias de la convención y exhibición anual de la AAPG. Houston: American Association of Petroleum Geologist , 2014. 17 p.

Tabla 15. Características de la fracturas en los shales de EAGLE FORD

CONSUMO	SLICKWATER	CO2	N2
Altura promedio apuntalada (pies)	50	175	170
Ancho promedio apuntalado (pulgadas)	0.07	0.08	0.09
Altura promedio de la fractura (pies)	57	252	222
Longitud de la fractura creada (pies)	2874	1173	1243
Longitud apuntalada de la fractura	1127	1004	986

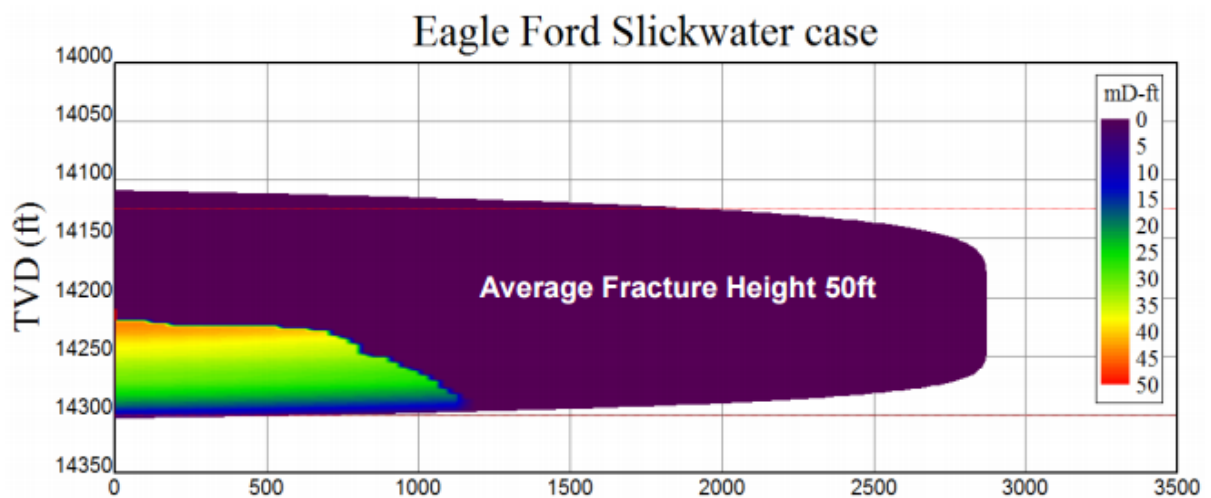
Fuente: *ENERGIZED AND FOAM FRACTURING FLUIDS FOR LIQUIDS-RICH ORGANIC SHALE RESERVOIRS* (1: 2014 :Houston). Memorias de la convención y exhibición anual de la AAPG. Houston: American Association of Petroleum Geologist , 2014. 17 p.

Tabla 16. Insumos en las fracturas de los shales de EAGLE FORD

CONSUMO	SLICKWATER	CO2	N2
Propante(lbs)	3-0E05	3-0E05	3-0E05
Agua total (Galones)	156,300	47,500	47,500
CO2 ó N2(toneladas)	NA	500	260
Volumen en superficie CO2 Ó N2(Galones)	NA	117300	75800
Presión en superficie(psi)	8400	9100	10000

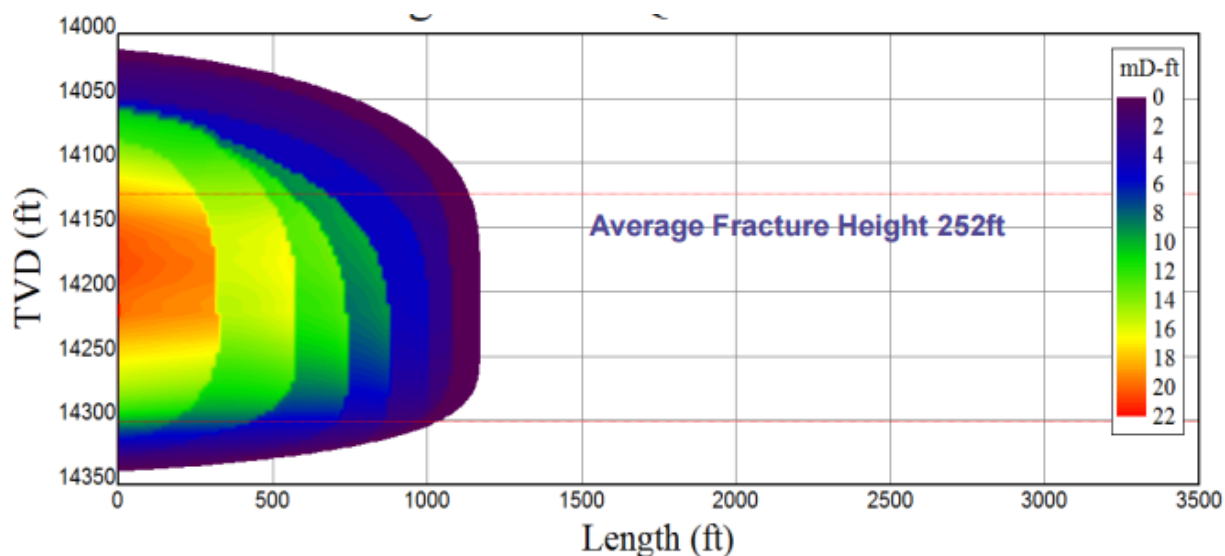
Fuente: *ENERGIZED AND FOAM FRACTURING FLUIDS FOR LIQUIDS-RICH ORGANIC SHALE RESERVOIRS* (1: 2014 :Houston). Memorias de la convención y exhibición anual de la AAPG. Houston: American Association of Petroleum Geologist , 2014. 17 p.

Gráfica 28. Longitud de fractura con slickwater en EAGLE FORD



Fuente: *ENERGIZED AND FOAM FRACTURING FLUIDS FOR LIQUIDS-RICH ORGANIC SHALE RESERVOIRS* (1: 2014 :Houston). Memorias de la convención y exhibición anual de la AAPG. Houston: American Association of Petroleum Geologist , 2014. 17 p.

Gráfica 29. Longitud de fractura con fluidos energizados en EAGLE FORD



Fuente: ENERGIZED AND FOAM FRACTURING FLUIDS FOR LIQUIDS-RICH ORGANIC SHALE RESERVOIRS (1: 2014 :Houston). Memorias de la convención y exhibición anual de la AAPG. Houston: American Association of Petroleum Geologist , 2014. 17 p.

Tanto en Eagle Ford como en Utica, la altura de las fracturas fue hasta 5 veces mayor. La longitud fue mayor en fluidos no energizados en un 17%. La longitud apuntalada, el ancho de fractura fueron similares, entre tanto la diferencia en el requerimiento de agua para cada tratamiento fue hasta 3 veces mayor en los no energizados.

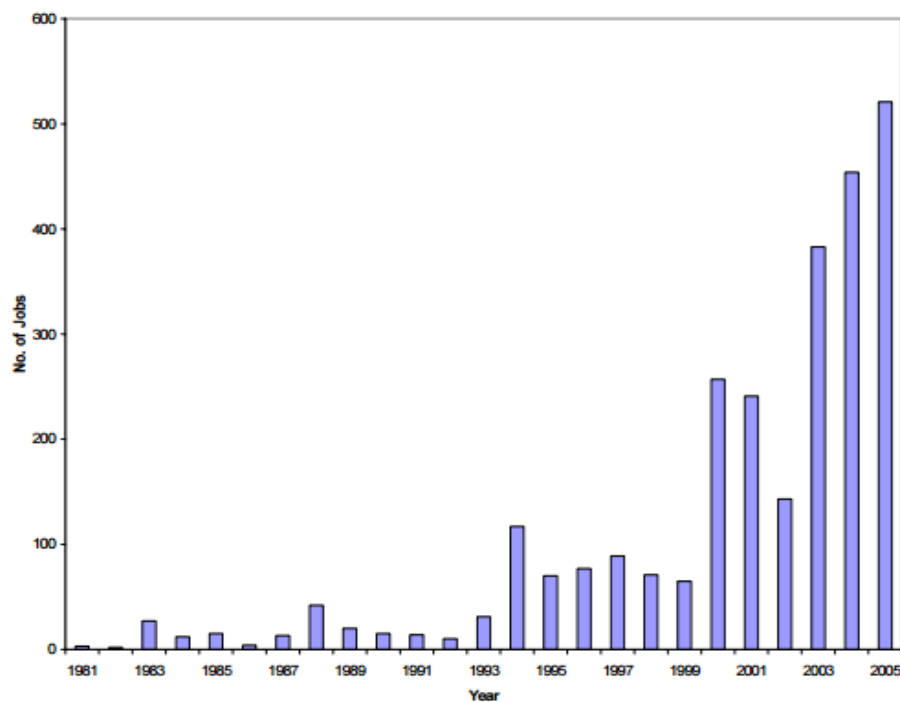
Los componentes energizados en fluidos de fracturamiento han sido usados en más de 60 formaciones en el oeste de Canadá y Estados Unidos, la siguiente tabla resume las formaciones tratadas con este fluido de fracturamiento. Hasta la fecha se han completado más de 3000 tratamientos, actualmente se realizan entre 400 a 500 tratamientos cada año, las formaciones más comúnmente tratadas son Belly River, Viking y Edmond. El rango de profundidades de estos tratamientos varía desde los 300 ft hasta los 12000 ft.

Tabla 17. Formaciones estimuladas con fluidos energizados en Canadá y EE.UU

BAKKEN	CADOMIN	JURASSIC	HALFWAY
FALHER	CADOTTE	LEA PARK	HACKET SAND
NISKU	CARDIUM	MCLAREN	FOREMOST
BARON SAND	COLONY	MEDICINE HAT	GETHING
ORDOVICIAN	DALHOUSIE	NIKANASSIN	FALHER
BEARPAW	DINOSAURPARK	VIKING	OSTRACOD
BELLY RIVER	GLAUCONITE	SPARKY	PADDY
BLUESKY	REX	PEKISKO	SPARKY

Fuente: *ENERGIZED AND FOAM FRACTURING FLUIDS FOR LIQUIDS-RICH ORGANIC SHALE RESERVOIRS (1: 2014 :Houston). Memorias de la convención y exhibición anual de la AAPG. Houston: American Association of Petroleum Geologist , 2014. 17 p.*

Gráfica 30. Evolución de trabajos con CO2 en los últimos años en Canadá.



Fuente: *ENERGIZED AND FOAM FRACTURING FLUIDS FOR LIQUIDS-RICH ORGANIC SHALE RESERVOIRS (1: 2014 :Houston). Memorias de la convención y exhibición anual de la AAPG. Houston: American Association of Petroleum Geologist , 2014. 17 p.*

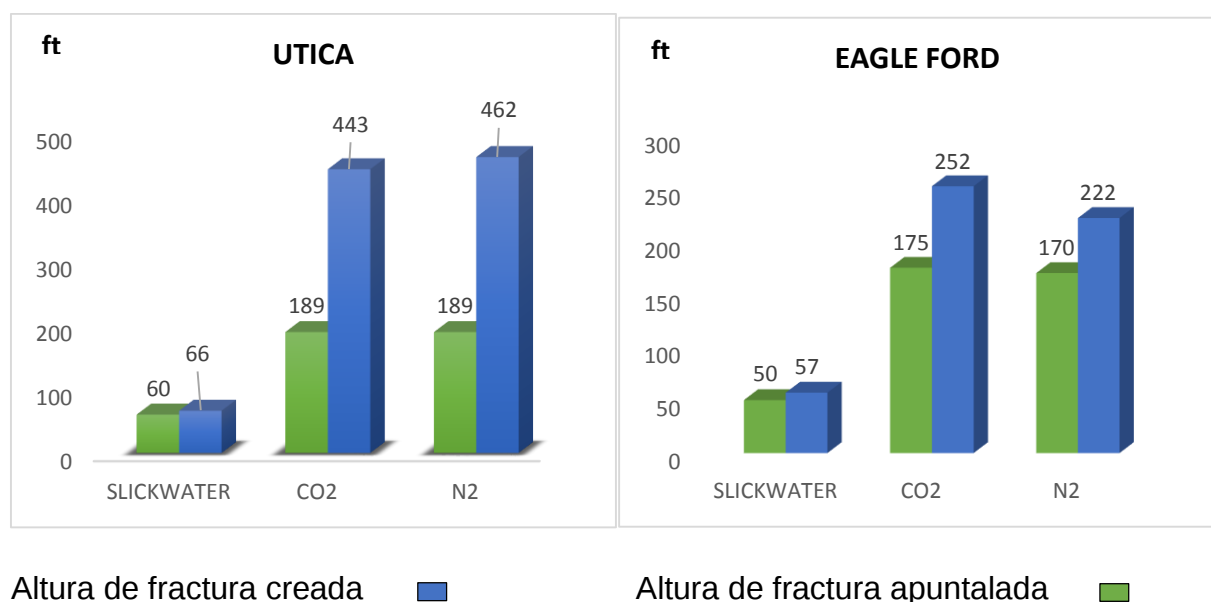
El anterior esquema muestra el considerable aumento de los programas de fracturamiento con fluidos energizados en los últimos años, lo que pone en manifiesto los buenos resultados obtenidos hasta ahora, lo que permite que se confíen en su implementación y se hagan más populares en la industria de los hidrocarburos.

9.1 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE FLUIDOS ENERGIZADOS Y NO-ENERGIZADOS

Para tener una visión más detallada de los beneficios que se pueden obtener implementando fluidos energizados se realizó una comparación entre los resultados que se obtuvieron en los shales de EAGLE FORD y UTICA.

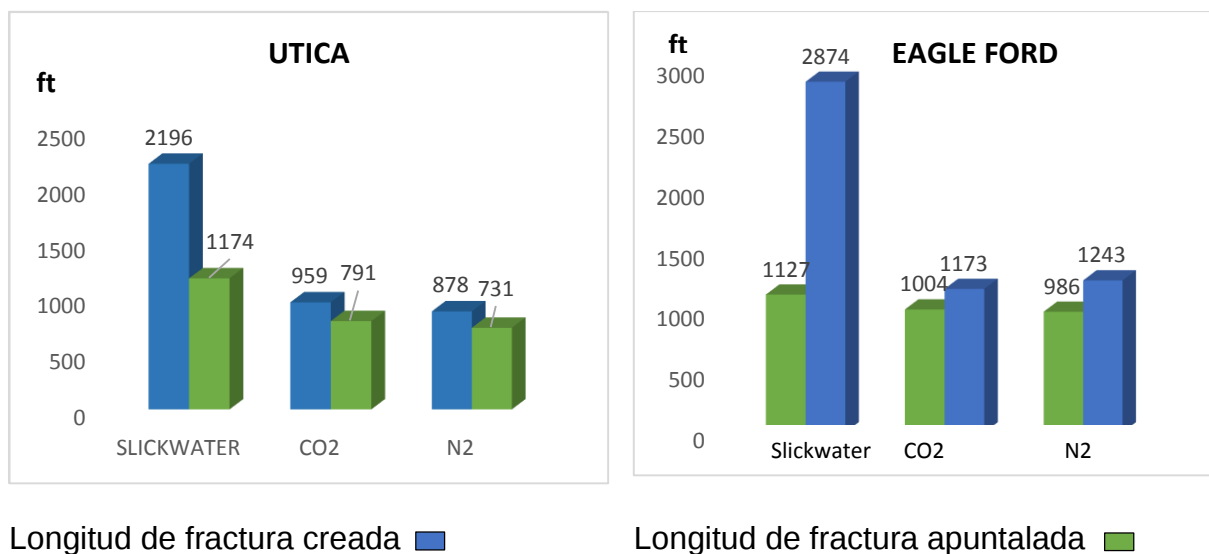
9.1.1 ALTURA DE FRACTURA APUNTALADA: Mayor eficiencia al apuntalar la fractura presento el fluido con *slickwater*, este resultado se ve favorecido al crear fracturas más cortas comparado con los energizados, en donde las fracturas alcanzan a ser un 700% mayor. Es de destacar que aunque los fluidos energizados presenten menor eficiencia de apuntalamiento, las longitudes de fracturas apuntaladas son claramente superiores a los no energizados, siendo esta la característica deseable en el tratamiento.

Gráfica 31. Altura de fractura apuntalada.



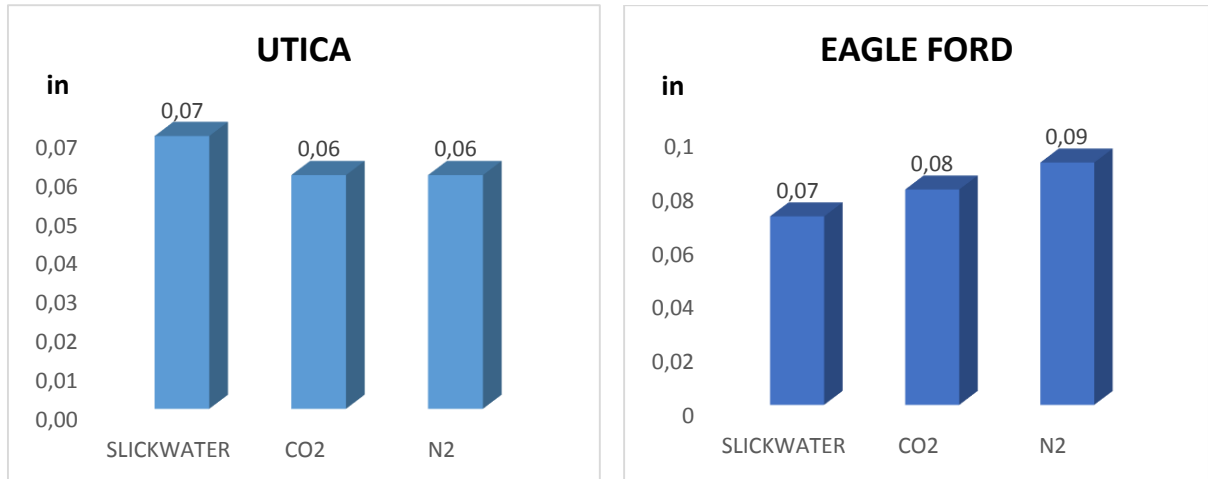
9.1.2 LONGITUD DE FRACTURA APUNTALADA: Para este caso la tendencia en el tamaño de la fractura creada se revierte, siendo considerablemente mayor en los fluidos no energizados. En términos de longitud de fractura apuntalada aún los fluidos no energizados son ligeramente mayores, pero la mayor eficiencia en la fractura apuntalada por fluidos no energizados permite mayor conductividad en el interior de la fractura, es decir mayor cantidad de propano fue transportado al interior de ella.

Gráfica 32. Longitud de fractura apuntalada.



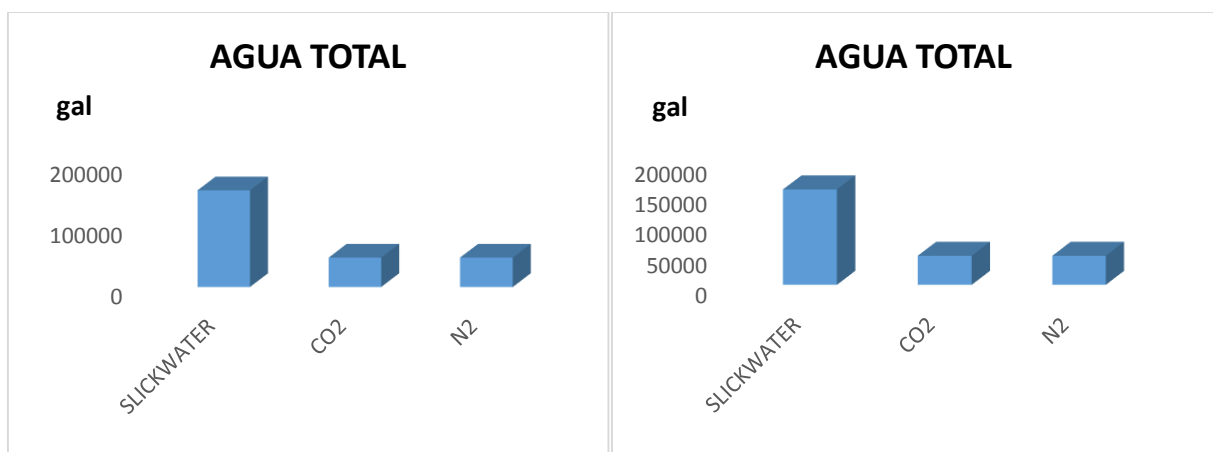
ANCHO DE FRACTURA: En este caso es la única característica de la fractura que no muestra una clara tendencia en los dos casos. En UTICA el mayor ancho de fractura se obtuvo con *slickwater*, caso contrario ocurrió en EAGLE FORD en donde fue la menor. En general los anchos de fractura para los dos casos oscilo entre 0,06 y 0,09 pulgadas.

Gráfica 33. Ancho de fractura.



CONSUMO DE AGUA: Los tratamientos fueron diseñados con los mismos volúmenes y se mantuvieron las mismas tendencias en los dos casos, en donde sobresale un elevado consumo de agua de hasta un 300% superior a un tratamiento con fluidos energizados.

Gráfica 34. Consumo de agua en un fracturamiento.



REQUERIMIENTOS DE PRESIÓN EN SUPERFICIE: Al ser de menor densidad los fluidos energizados comparados con el fluido base acuosa, se requerirá mayores

presiones en superficie para alcanzar la presión de fractura deseada. Esto conllevará a requerir equipos de mayor potencia.

Gráfica 35. Requerimientos de presión en superficie.

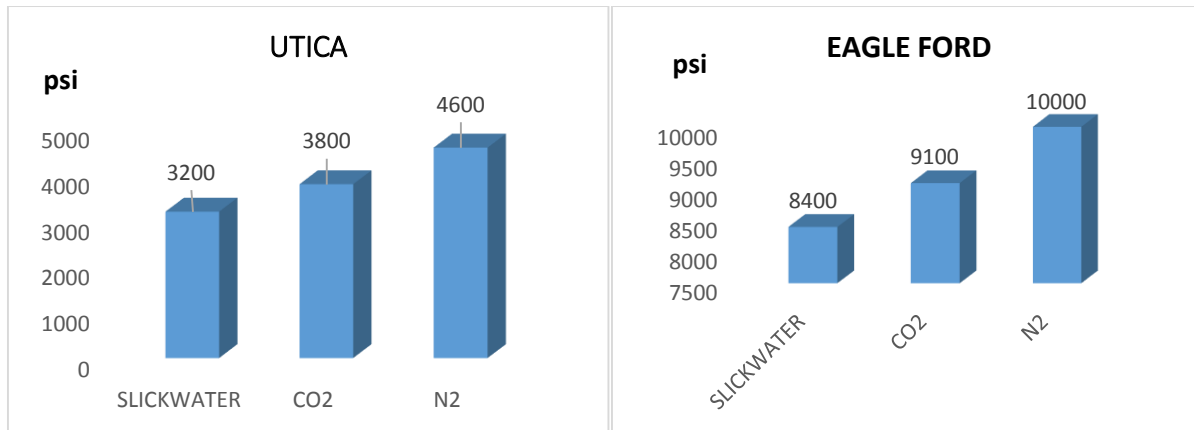


Tabla 18. Resumen del análisis comparativo

	SLICKWATER	CO2	N2
Altura de fractura apuntalada		✓	✓
Longitud de fractura apuntalada	✓		
Ancho de fractura	==	==	==
Consumo de agua		✓	✓
Presiones en superficie	✓	✓	

En general los tratamientos con fluidos energizados presentan mejores resultados en el manejo de menores presiones de superficie y en la longitud de la fractura apuntalada. Para el CO2 evidencio mejor respuesta al obtener mayores alturas de fractura apuntalada, menor consumo de agua y presiones de tratamiento cercanas al Slickwater. Para el N2 al igual que el CO2 buenos resultados en la altura de fractura apuntalada y menor consumo de agua. Aunque se diferenció del CO2 al requerir mayores presiones para la ejecución del tratamiento.

10. AGUA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Importantes volúmenes de agua son requeridos para el fracturamiento hidráulico, que según la EPA (Environmental Protection Agency) se estima en alrededor de 2.5 a 5 millones de galones por pozo en yacimientos de shale gas. Es de considerar que el agua que está de vuelta en superficie producto del flowback, pueden estar del orden de 500,000 hasta 3.5 millones de galones. El costo asociado a la adquisición, transporte, almacenamiento, uso, recobro, y finalmente disposición representa un valor significativo en el costo total del proyecto. Además de las restricciones del uso del agua en algunas regiones en donde no es fácil de obtener.

El volumen final de agua en un tratamiento convencional, depende de la geología de la formación, el diseño, tipo de pozo y de la escala general en el desarrollo del programa. Posterior al tratamiento, todo proyecto de fracturamiento hidráulico incurre en unos importantes gastos para la disposición de agua, en la cual actualmente se disponen de tres maneras, pozos de inyección, tratamiento en facilidades ó reciclo. El usar pozos de inyección es el más común de los métodos de disposición de agua, mientras que el tratamiento en facilidades está restringido por la ubicación geográfica. La tercera opción, el reciclo depende de varios factores:

- Volumen
- Propiedades del fluido recuperado (carga polimérica, sistema gelificado)
- Costos

Otras de las consideraciones si se usan volúmenes de agua muy grandes, tiene que ver con el transporte, por ejemplo en Pennsylvania, aproximadamente 2,000 carro tanques son requeridos por tratamiento y ocurre algo particular, el porcentaje de cargas requeridas para la perforación, pasa ser porcentualmente menor a un fracturamiento hidráulico, debido a que la fractura ocupa entre el 65% y 90% del total de cargas pasando a ser otra actividad crítica a considerar.

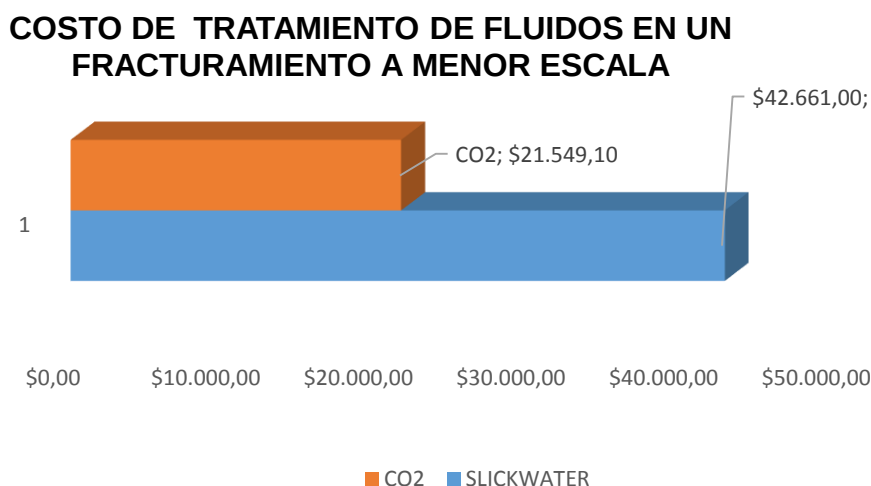
10.1 TABLA COMPARATIVA DE COSTOS DEBIDO AL USO DE AGUA.

Tabla 19. Costos debido al uso de agua por barril.

ANADARKO 1	AGUA	CO2 (40% Calidad)
Volumen	3,700 bbl	1,130
Costos	USD\$11.53/bbl	USD\$19.07/bbl
TOTAL	USD\$42,661	USD\$21,549
Productividad	1	1.3
ANADARKO 2	AGUA	N2 (30% Calidad)
Volumen	3,700	1,130
Costos	USD\$23.20/bbl	USD\$31.97/bbl
TOTAL	USD\$	USD\$
Productividad	1	1.3

Fuente: WATTS,Robin; LLC, Linde. A day a Life of a Barrel of Water: Evaluating Total lifeCycle Cost of Hydraulic Fracturing Fluids En: PAPER SPE 166113 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(30 Septiembre-2 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2013. P. 1-16

Gráfica 36. Costo de tratamiento de fluidos en un fracturamiento a menor escala



El costo del tratamiento de agua en un pozo de ANARDAKO fue de 42 mil dólares, debido a que fue una fractura pequeña inferior a los 4 mil barriles. En este caso pudo representar el 10% del costo de todo el programa de fractura y no ser un impedimento para su ejecución. Caso contrario ocurriría en una fractura masiva donde los volúmenes de agua a tratar alcanzan los 70 mil barriles y el peso en el costo sería

superior al programa de fractura, superando los 800 mil dólares en el escenario optimista o llegar hasta casi los dos millones de dólares en el peor escenario.

Gráfica 37. Costo de tratamiento de fluidos en un fracturamiento masivo

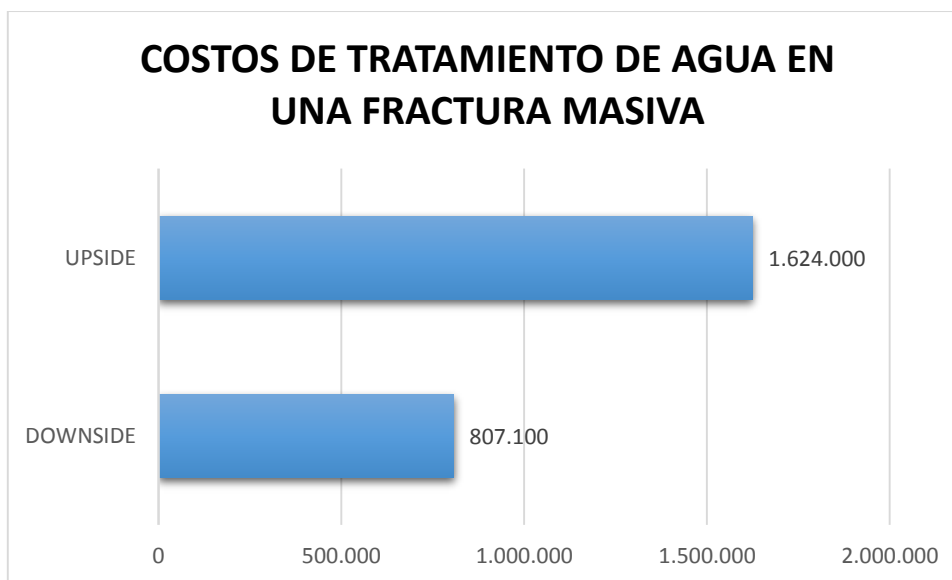


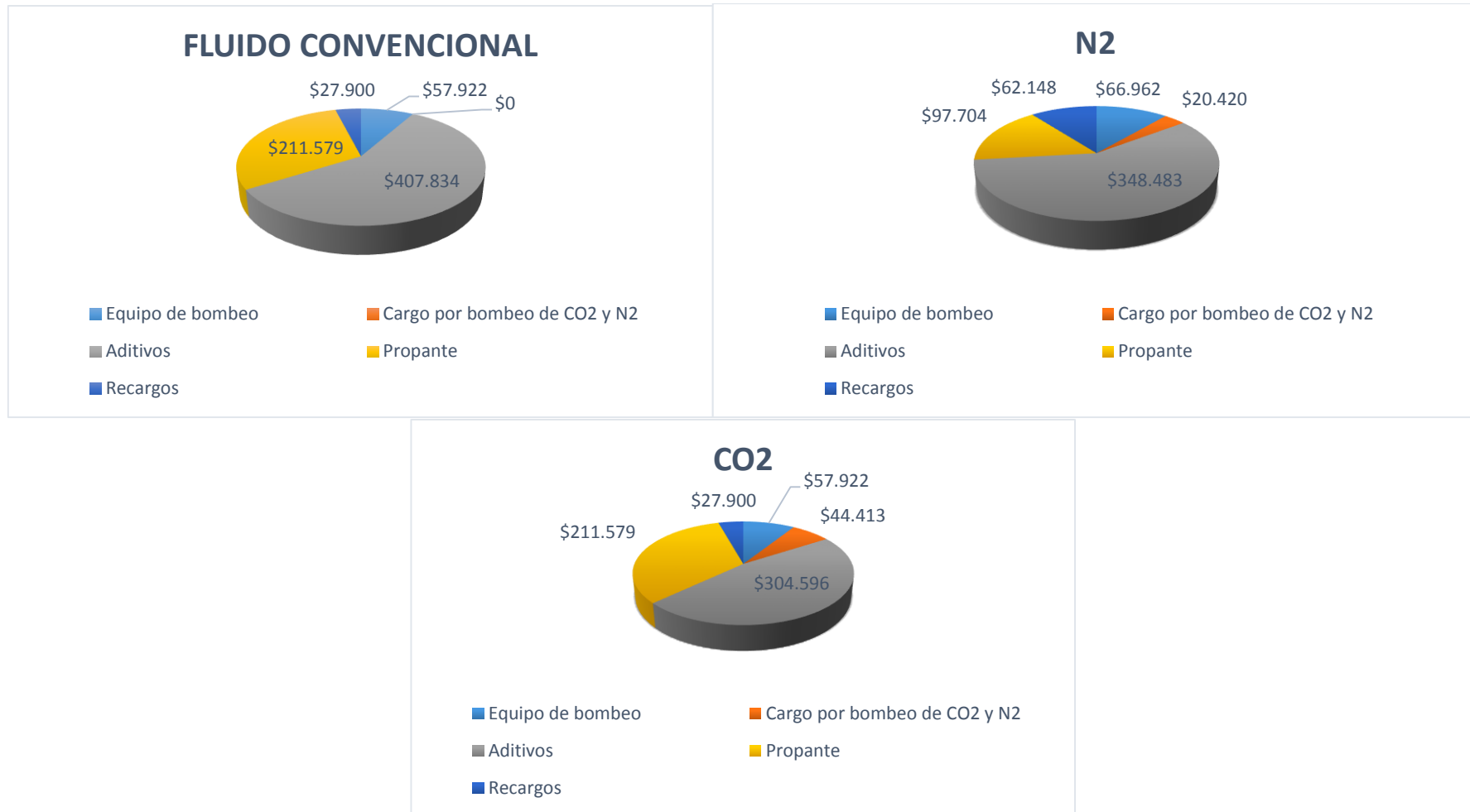
Tabla 20. Costos de tratamiento con diversos tipos de fluidos.

	FLUIDO CONVENCIONAL	CO2 (Calidad 40%)	N2 (calidad 30%)
Equipos de bombeo	\$57,922	\$57,922	\$66,962
Cargo por bombeo de CO2 ó N2	N/A	\$44,413	\$20,420
Aditivos	\$407,834	\$304,596	\$348,483
Propante	\$211,579	\$211,579	\$97,704
Recargos	\$27,900	\$27,900	\$62,148
TOTAL	\$705,235	\$646,410	\$655,567

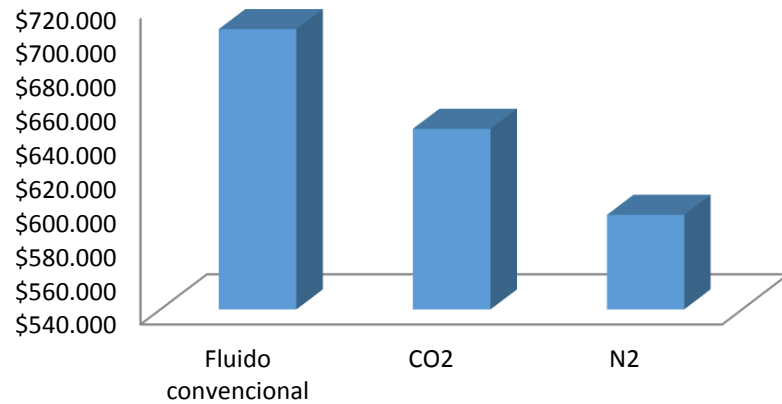
Fuente: WATTS,Robin; LLC, Linde. A day a Life of a Barrel of Water: Evaluating Total lifeCycle Cost of Hydraulic Fracturing Fluids En: PAPER SPE 166113 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(30 Septiembre-2 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2013. P. 1-16

En la tabla anterior se puede comprobar que la diferencia en los costos de los diferentes tratamientos es similar sin considerar el tratamiento del agua de fractura proveniente del flow back. La principal diferencia radica en el costo de los equipos de bombeo adicionales que se requieren para los fluidos energizados.

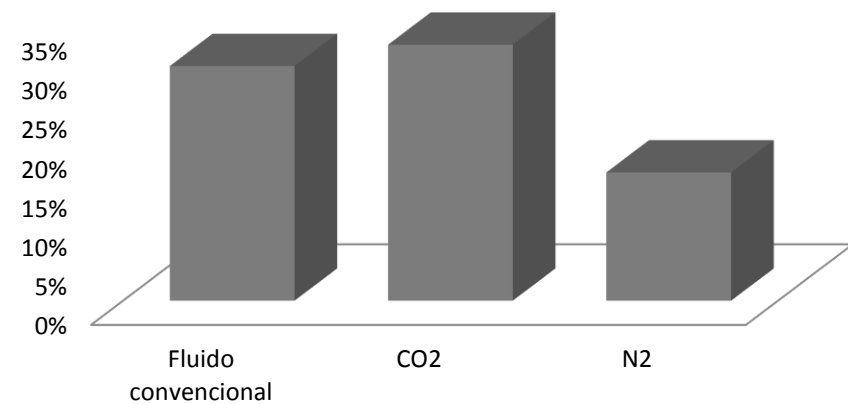
Gráfica 38. Costo de tratamiento para cada tipo de fluidos



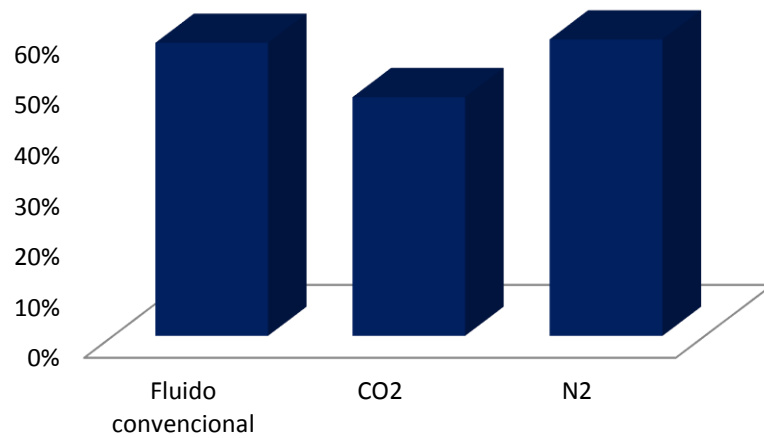
COSTOS DE TRATAMIENTO



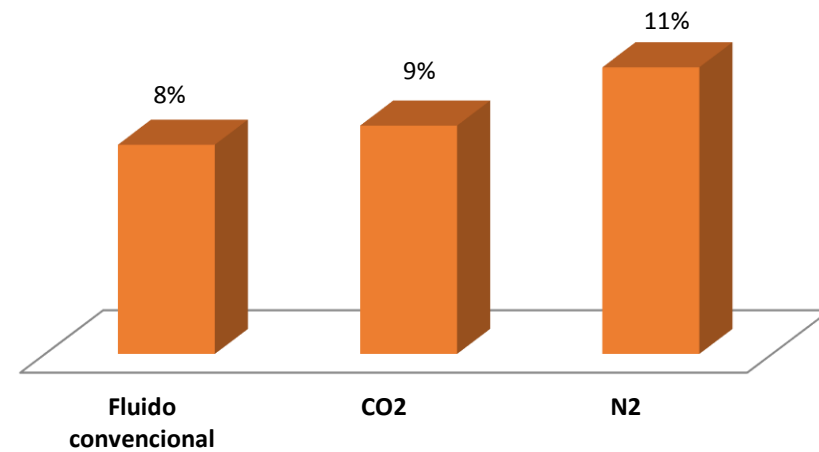
PROPANTE



ADITIVOS



EQUIPOS DE BOMBEO



11. METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO ENERGIZADO

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico con fluidos energizados realizados han permitido identificar algunos de los parámetros más influyentes para elegir el escenario más propicio de implementación y la selección del tipo de fluido.

- **Índice de atrapamiento de la fase acuosa (APT_i):**

Cuando $APT_i > 1.0$ La formación no tiene tendencia al atrapamiento de la fase acuosa para $0.8 \leq APT_i \leq 1.0$ la formación podría atrapar la fase acuosa y en el caso de $APT_i < 0.8$ La formación muestra una significativa tendencia a atrapar la fase acuosa.

- **Gradiente de presión:**

En los yacimientos subpresionados o depletados es donde esta técnica ha mostrado los mejores resultados, se parte de la definición de que una formación se encuentra subpresionada si su gradiente de presión es menor a 0,433 psi/pie, el cual corresponde al gradiente del agua.

- **Drawdown - Permeabilidad:**

El drawdown es la caída de presión entre la formación y el pozo. En el grafico 18 se puede apreciar los rangos ideales en los que se recomienda aplicar los fluidos energizados. Algunos valores apreciables se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 21: valores de permeabilidad con su respectivo drowdown recomendado.

Permeabilidad aproximada [md]	Drawdown recomendado [psi]
0,1	200
0,01	500
0,001	1500

- **BHTP**

La presión de tratamiento en el fondo de pozo, por sus siglas en inglés; si se requieren altas presiones de tratamiento, es recomendable usar bajas calidades (<30%) puesto que el usar calidades más altas (30-50%) disminuirá el gradiente hidrostático del fluido, disminuyendo también la presión entregada en fondo.

- **Capacidad de acarreo de propante (μ/μ_0)**

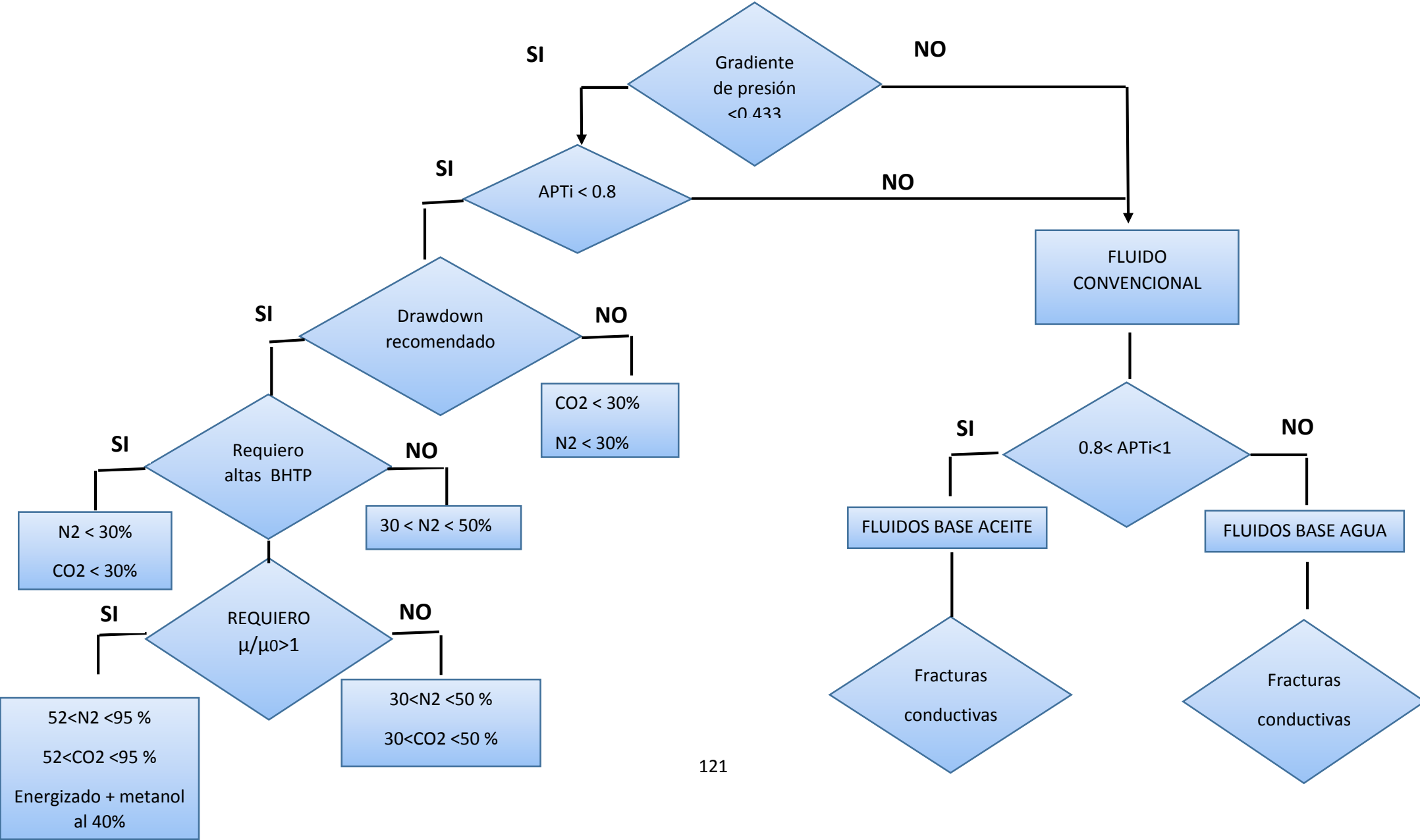
Al usar calidades altas (53-95%) se beneficia la capacidad de acarreo del material propante, aunque hay que tener especial cuidado en los altos incrementos de viscosidad que esto conlleva. Por encima del 95% de calidad el fluido se convierte en niebla, disminuyendo drásticamente su viscosidad (ver gráfica 16). Cuando $\mu/\mu_0 > 1$ la viscosidad del fluido es mayor que la del fluido original.

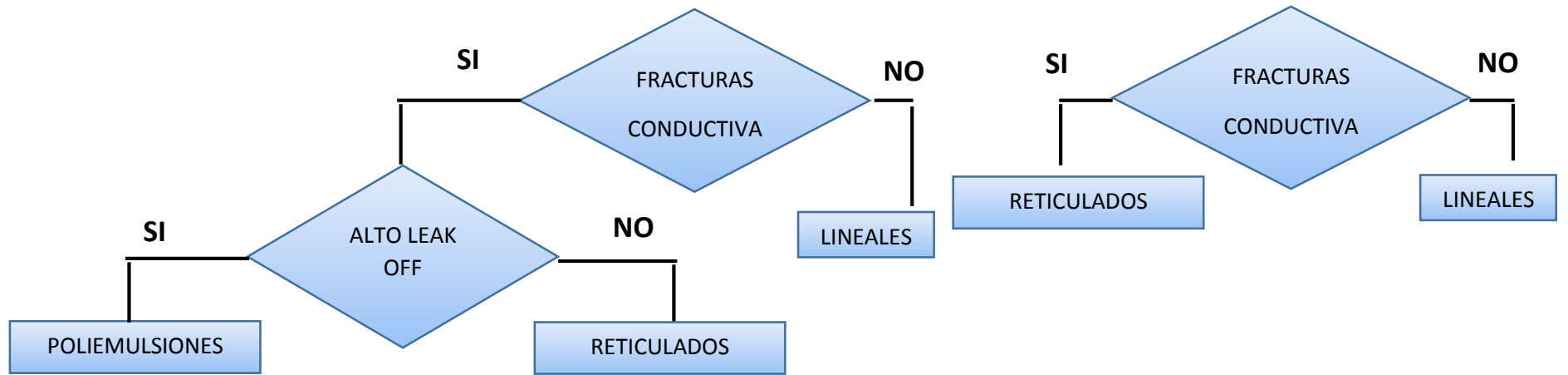
- **Otras consideraciones**

Se recomienda el uso de calidades entre 30-50% cuando la prioridad es crear fracturas largas, para fracturas cortas y anchas calidades entre 50-70% son óptimas para un buen desempeño del fluido.

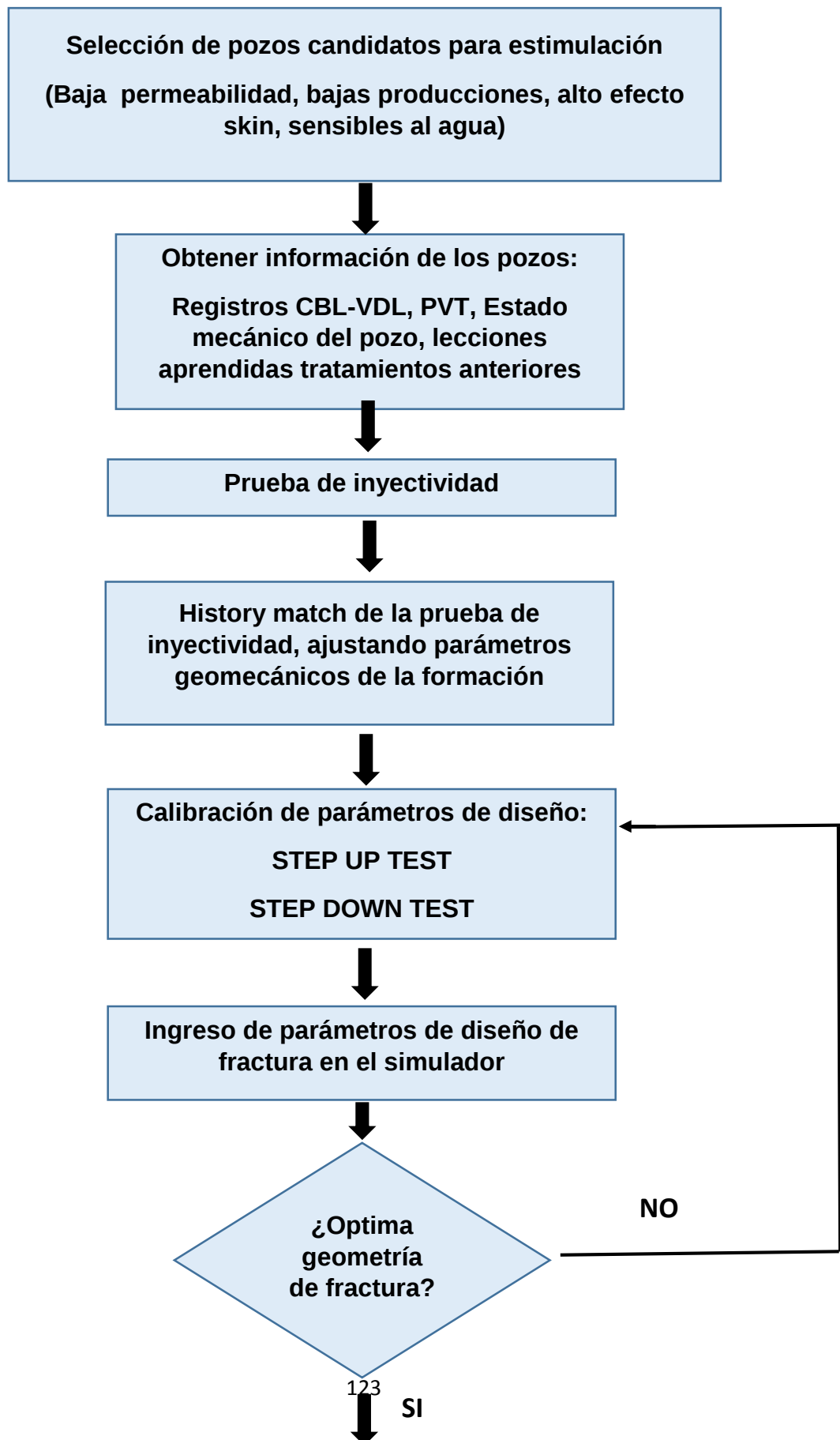
El uso de metanol en el fluido base (20%) disminuye la tensión superficial del agua, aumentando la solubilidad de la fase gaseosa y obteniendo mejoras en el flowback. Usar un porcentaje del 40% metanol en el fluido base aumenta hasta en un 60% la viscosidad, con esto se pueden lograr mejoras en la capacidad de acarreo de propante.

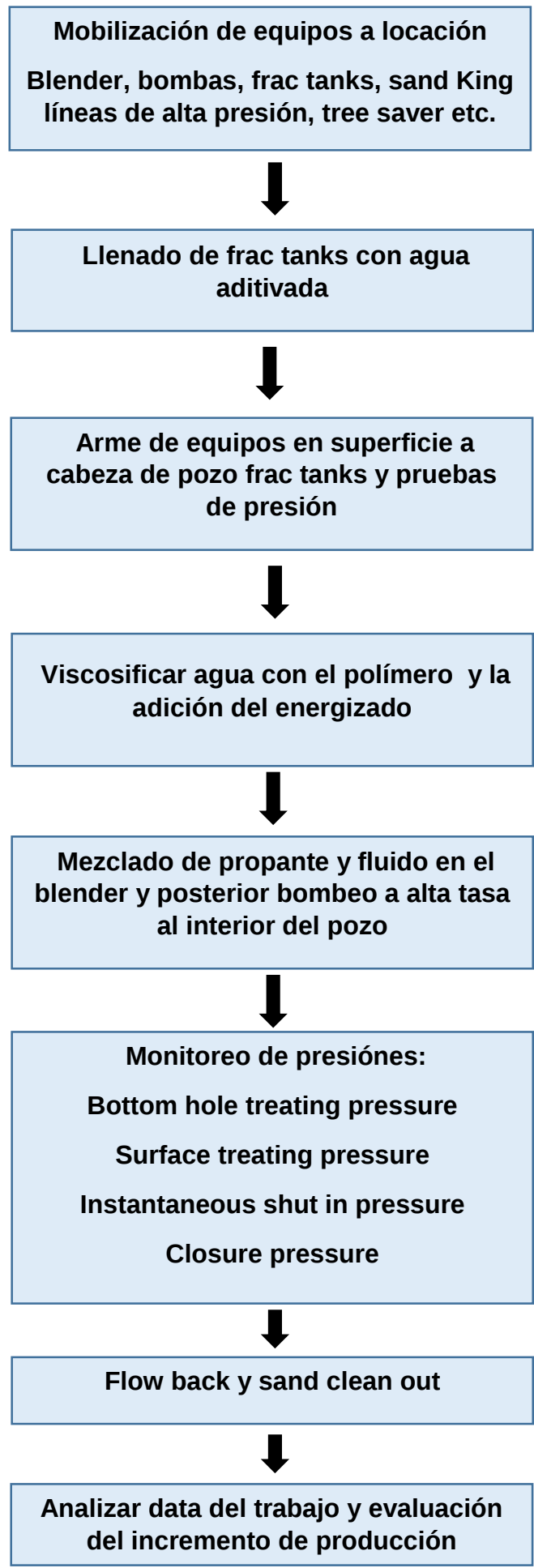
Diagrama para selección de fluidos energizados





12. FLOW CHART DE UN FRACTURAMIENTO CON FLUIDOS ENERGIZADOS





13. CONCLUSIONES

- Se identifican la presión y permeabilidad del yacimiento como propiedades principales en la elección de fluidos energizados como fluido fracturante.
- El conocimiento y evaluación de las variables que afectan directamente los tratamientos de fractura, como la presión de yacimiento, el índice de atrapamiento de la fase acuosa y los requerimientos de presión en fondo permitieron diseñar una metodología que orienta la elección de fluidos energizados.
- Las características de la fractura evaluadas como ancho, longitud, altura, longitud apuntalada y altura apuntalada muestran el mejor desempeño de los fluidos energizados comparados con fluidos tradicionales, en este caso *slickwater*.
- La reducción de los volúmenes de agua al usar fluidos energizados no solo repercute en un menor impacto ambiental, en la parte técnica mejora el rendimiento del fluido fracturante y disminuye los costos asociados al tratamiento de la misma.

14. RECOMENDACIONES

- Se recomienda ahondar en el estudio de modelos de simulación para fluidos energizados, los cuales por incluir gas en su composición tienen un comportamiento diferente a los fluidos tradicionales.
- Se recomienda evaluar técnica y económicamente la aplicación de fluidos energizados para las prospectivas de yacimientos no convencionales en Colombia.
- Se recomienda extender el estudio de aditivos para fluidos energizados con el fin de mejorar sus propiedades y ampliar su rango de aplicación.
- Se recomienda centrar esfuerzos que lleven al desarrollo de esta tecnología en el país debido a los buenos resultados obtenidos en otros países.

15. BIBLIOGRAFIA

AJANI, Ayantayo, et al. Interence Study in Shale Plays. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference (6-8 Febrero: The Woodlands, Estados Unidos). University of Tulsa, 2012. P. 1-15.

BENNION,D. Water and Hydrocarbon Phase Tripping in Porous Diagnostic Prevention and Treatment. En: It was presented at the 46 th annual technical meeting(14 Mayo-17 Mayo: Alberta, Canada)1996. p. 1-8.

BJ SERVICES COMPANY. Fracturamiento hidráulico. Manual Técnico. 2012. p. 69

CARDENAS, Jose Carlos. Desarrollo de un Modelo Analítico para Predecir la Geometría de Fractura y el Flujo de Fluidos en Operaciones de Fracturamiento con Fluidos Viscoelásticos, Trabajo de grado opta al título de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: UIS, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2011

CASERO, Alberto, et al. Open Hole Multi-Stage Completion System in Unconventional Plays: Efficiency, Effectiveness and Economics. En: SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition (28-30, enero: Muscat, Oman). BP America Inc, 2013. P. 1-13.

CASTILLO, K. y CASTRO, M. Propuesta de aplicación de fluido fracturante base aceite para pozos petroleros de la zona Chicontepec, Veracruz. Tesis Ingeniería Química. Poza Rica – Tuxpan: Universidad Veracruzana. Facultad de ciencias químicas. 2011.

DE SALES, P y MORENO, E. Construcción de una herramienta computacional para el pre diseño de un fracturamiento hidráulico. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. 2008.

ECONOMIDES, Michael y MARTIN, Tony. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 1 ed. Houston: Energy Tribune Publishing inc., 2007. p. 210-330.

ENERGIZED AND FOAM FRACTURING FLUIDS FOR LIQUIDS-RICH ORGANIC SHALE RESERVOIRS (1:2014 :Houston). Memorias de la convención y exhibición anual de la AAPG. Houston: American Association of Petroleum Geologist, 2014. 17 p.

FAN, L, et al. Understanding Gas Production Mechanism and Effectiveness of Well Stimulation in the Haynesville Shale Through Reservoir Simulation. En: Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference (19 – 21, octubre: Calgary, Alberta, Canadá). 2010. P. 1-15.

GONZALEZ Andrés. MARTINEZ Mario. Reevaluación de las presiones de formación y fractura a partir de registros en el campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. 2011.

KENNEDY, Robert, et al. Optimized Shale Resource Development: Proper Placement of Wells and Hydraulic Fracture Stages. En: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (11-14, noviembre: Abu Dhabi: Emiratos Arabes Unidos). Baker Hughes, 2012. P. 1-24.

KYLE, Frieauf, et al. Fluid Selection for Fracturing Energized Hydraulic Fractures. En: PAPER SPE 124361 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(4-7 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2009. P. 1-17

LIZCANO, Silvia. Estudio de Factibilidad Técnica Económica para la estimulación de pozos con Fracturamiento Hidráulico Utilizando Fluidos Energizados en un Campo Colombiano. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. 2011.

TULISSI, Michael; MAY, Richard. A Comparision of Results of Three Different CO2 Energized Frac Fluids: A Case History. En: PAPER SPE 75681 presented at the Gas Technology Symposim(30 Abril- 2 Mayo: Calgary, Canada)2002. P. 1-6

WATTS,Robin; LLC, Linde. A day a Life of a Barrel of Water: Evaluating Total lifeCycle Cost of Hydraulic Fracturing Fluids En: PAPER SPE 166113 presented at the Annual technical Conference and Exhibition(30 Septiembre-2 Octubre: New Orleans, Estados Unidos)2013. P. 1-16

ANEXO A

Imágenes de los equipos de fractura

1. Bombas alineadas al manifold trailer



2. Blender y unidad de hidratación



3. Sand king



4. Unidad de hidratación



5. Separador de arena y choke manifold



6. Línea de alta en dirección al árbol de producción



7.Árbol de producción alienado por el brazo adicional y una PRV



8. Bomba fracturadora



9. Blender



10. Tree saver



11. Líneas de baja y de alta conectadas al manifiesto trailer



12. Frac tanks



13. Bombas conectadas al manifold trailer



14. Set de fractura

