

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL  
ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE LA CALIDAD DE LOS FLUIDOS Y  
QUÍMICOS UTILIZADOS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO  
HIDRÁULICO Y ESTIMULACIONES QUÍMICAS.**

**DIEGO ANDRÉS URIBE SERRANO  
RAFAEL LEONARDO RODRÍGUEZ GALVIS**

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

**2014**

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL  
ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE LA CALIDAD DE LOS FLUIDOS Y  
QUÍMICOS UTILIZADOS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO  
HIDRÁULICO Y ESTIMULACIONES QUÍMICAS.**

**DIEGO ANDRÉS URIBE SERRANO**

**RAFAEL LEONARDO RODRÍGUEZ GALVIS**

**Trabajo de grado para optar al título de ingeniero de petróleos**

**Director**

**Oscar Fernando López Silva**

**Ingeniero de petróleos**

**Co-director**

**Fabio Augusto Villamil Novoa**

**Químico**

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

**2014**

## DEDICATORIA

*A mi madre que lo ha dado todo  
Para verme salir adelante  
Y quien a pesar de los malos momentos  
Siempre estará ahí.*

*A mi padre gran apoyo en mi vida  
Que quiere siempre lo mejor de mí  
Y quien siempre tiene un consejo acertado  
Y una sonrisa de corazón.*

*A mi familia, que siempre me aguanta  
Que siempre me arropa  
Que siempre me acompaña  
Y que son lo único que es para siempre.*

**DIEGO.**

## DEDICATORIA

*A mi mamá, porque por ella soy quien soy,  
por haberme dado el mejor regalo del mundo,  
incluso sin saberlo: el ejemplo.  
Este logro no es mío, es tuyo.*

*A mi papá, por estar ahí siempre,  
muy a su manera,  
por quererme como me quiere,  
por corregirme como lo hace.*

*A la vida, que me ha dado tanto,  
la oportunidad de venir a Bucaramanga,  
la oportunidad de estudiar en la UIS,  
lo que constituye, probablemente, más de lo que merezco.*

**¡A ustedes!**

**Rafael**

## AGRADECIMIENTOS

*A mis padres, mi familia y Dios por siempre apoyarme y estar ahí cuando más los necesite.*

*A mi compañero Rafael, por seguir ahí y nunca renunciar al proyecto que nos planteamos.*

*A Gian, Pipe y Sergio que están conmigo desde que tengo memoria y que sé que contare con ellos siempre, porque siempre tendré un primate cerca.*

*A la profesora Paola, quien siempre estuvo dispuesta para prestarnos ayuda incondicional y nos aportó desinteresadamente.*

*A mi Jessica y Juliana, que lograron hacer de este último periodo un momento más agradable en mi vida, recuerden: “les trois mousquetaires”.*

*Al futbol, por darme tantas alegrías y tristezas, por enseñarme tanto y finalmente permitir expresarme.*

*A la música y los números, porque finalmente en la conjunción de estos mundos esta mi vida.*

*A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por permitirme formar como persona y profesional durante esta etapa.*

*A todo aquel que lea esto, pues sabrá que es fruto de nuestro esfuerzo.*

**Diego.**

## AGRADECIMIENTOS

¡A Dios!

*A mi familia, a todos y cada uno de ustedes, por quererme y apoyarme tanto.*

*A William George Morgan, inventor del Voleibol, por regalarme una pasión que llevo en la sangre y que me regaló tantos momentos felices durante mi paso por la Universidad.*

*A Nicolás, Yesica, Natalia, Gerardo, Diego, Giane, Yanina, Jose, Karen, Nicolás, Juan Sebastián, Yecid, Naydú, Meli, Ángela, Nilson, y a los que se me escapan, por ser mi familia de volley.*

*A mi prima Natalia, Jeeeeeeej.*

*A la música, un arte que va más allá de nuestra imaginación, que tantas veces me reconfortó.*

*Al Lety's team, son años que no se olvidan.*

*A mi última familia adoptiva en Bucaramanga, la casa de doña Janeth.*

*A Diego, mi compañero de proyecto, por tener fe y dedicación.*

*A todos, gracias desde el alma,*

**Rafael.**

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	211
1.JUSTIFICACIÓN .....	233
2.OBJETIVOS .....	255
3.FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIONES QUIMICAS.....	266
3.1.FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. ....	266
3.1.1.Historia y evolución.....	266
3.1.2.Aspectos operativos. ....	29
3.1.2.1.Procedimiento básico. ....	300
3.1.2.2.Objetivos de la operación de fracturamiento hidráulico. ....	333
3.1.2.3.Programación de la operación fracturamiento hidráulico. ....	355
3.1.3.Materiales de soporte (propantes). ....	355
3.1.3.1.Tipos de propantes.....	366
3.1.3.2.Análisis.....	377
3.1.4.Fluidos de fracturamiento y aditivos. ....	59
3.1.4.1.Fluidos de fracturamiento.....	59
3.1.4.2.Rompedores de gel.....	64
3.1.4.3.Aditivos químicos. ....	666
3.2.ESTIMULACIONES QUIMICAS.....	75
3.2.1.Generalidades. ....	75
3.2.1.1.El daño .....	75

3.2.2.Estimulación matricial. ....	78
3.2.2.1.Estimulación no ácida. ....	79
3.2.2.2.Estimulación ácida.....	82
3.2.3.Acidificación matricial.....	866
4.ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE LA CALIDAD (QA/QC). ....	889
4.1.Aseguramiento de la calidad (Quality Assurance).....	889
4.1.1.Requerimientos para el aseguramiento de la calidad. ....	900
4.1.2.Técnicas y herramientas para el aseguramiento de la calidad. ....	900
4.1.3.Resultados del aseguramiento de la calidad. ....	900
4.2.Control de la calidad (Quality Control).....	91
4.2.1.Requerimientos del control de calidad.....	922
4.2.2.Técnicas y herramientas para el control de calidad. ....	933
4.2.3.Resultados del control de calidad. ....	955
5.METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE LA CALIDAD DE LOS FLUIDOS UTILIZADOS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIONES QUÍMICAS. ....	977
5.1.Estado de equipos – verificar y validar.....	9999
5.2.Inventario de aditivos y materiales – asegurar cantidades y condicio.....	1033

5.3.Calidad del agua. ....	1055
5.3.1.Fuentes de agua para inyección.....	1055
5.3.2.Parámetros comunes de la calidad del agua.....	1066
5.3.2.1.Composición iónica. ....	1066
5.3.2.2.Contaminantes químicos. ....	1077
5.3.2.3.Sólidos suspendidos. ....	1088
5.3.2.4.Potencial de escamas y precipitados. ....	1100
5.3.2.5.Contenido de aceite/grasas/hidrocarburos. ....	1111
5.3.2.6.Contenido de gas no condensable.....	1122
5.3.2.7.Contenido de bacterias. ....	1133
5.4.Supervisión de preparación y mezcla de todos los fluidos y sistemas químicos – cantidades adecuadas.....	1177
5.5.Revalidación de los fluidos mezclados, con análisis fisicoquímico, antes de la operación.....	1200
5.6.Pruebas de compatibilidad roca-fluido y fluido-fluido. ....	1233
5.6.1.Compatibilidad Roca-Fluido.....	1233
5.6.2.Compatibilidad Fluido-Fluido. ....	1244
5.7.Supervisión de bombeo de tratamientos – volúmenes bombeados, tasa máxima de bombeo, P máxima, tiempo de cierre de pozo. ....	1266
5.7.1.Caudal de bombeo.....	1266
5.8.Muestreo y evaluación de los flowback – cuantificación de depósitos inorgánicos removidos a la formación. ....	1300
6.CONCLUSIONES.....	1355
7.RECOMENDACIONES.....	1377

BIBLIOGRAFÍA.....	1388
-------------------	------

## LISTA DE FIGURAS.

	<b>Pág.</b>
Figura 1: Campo de gas Hugoton en el condado Grant, Kansas 1947.....	27
Figura 2: Halliburton comenzaba los dos primeros tratamientos comerciales de fracturamiento en el condado Stephens, Oklahoma y en el condado Archy, Texas (USA), 1949.....	29
Figura 3: Representación esquemática de una operación de fracturamiento hidráulico.....	32
Figura 4: Cuadro de Krumbien-Sloss para la estimación de la esfericidad y redondez.....	41
Figura 5: Esquema funcional de un separador mecánico de muestras.....	42
Figura 6: Esquema de la celda de ruptura del material.....	52
Figura 7: Composición típica de un fluido fracturante para el fracturamiento hidráulico de un pozo de shale gas.....	62
Figura 8: Tren de fluidos de inyección para acidificación. ....	87
Figura 9: Requerimientos, técnicas, herramientas y resultados del aseguramiento de la calidad.....	89

Figura 10: Requerimientos, técnicas, herramientas y resultados del control de la calidad.....	92
Figura 11: Ilustración de la prueba de contenido de nata de aceite en el agua..	112
Figura 12: Ilustración del efecto Weissenberg.....	121
Figura 13: Ejemplo de un gel complejo reticulado deshidratado.....	122
Figura 14: Efecto del Caudal en el volumen.....	127
Figura 15: Efecto del bombeo en las presiones.....	128

## LISTA DE TABLAS.

	<b>Pág.</b>
Tabla 1: Valores de referencia para la presión de sobrecarga que soportan algunos materiales propantes.....	37
Tabla 2: Tamaños del matiz.....	39
Tabla 3: Rango de valores del nivel de esfuerzo de ruptura.....	55
Tabla 4: Funciones de productos aditivos del fluido de fracturamiento hidráulico y otros usos industriales.....	66
Tabla 5: Productos químicos utilizados comúnmente en fracturamiento hidráulico, su número CAS, propósito químico y función.....	68
Tabla 6: Clasificación de los surfactantes.....	80
Tabla 7: Tabla recomendada para la verificación y validación del estado de los equipos.....	102
Tabla 8: Tabla recomendada para inventario de aditivos y materiales.....	104
Tabla 9: Análisis fisicoquímicos del agua de inyección. ....	115
Tabla 10: Descripción de varios protocolos de prueba para la evaluación de la calidad del agua.....	115

Tabla 11: Consideraciones para el caudal.....129

Tabla 12: Tabla recomendada para medir propiedades del flowback.....131

## LISTA DE ANEXOS.

	<b>Pág.</b>
Anexo A.....	141

## RESUMEN

**TÍTULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE LA CALIDAD DE LOS FLUIDOS Y QUÍMICOS UTILIZADOS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIONES QUÍMICAS.<sup>1</sup>**

**AUTORES:** Diego Andrés Uribe Serrano

Rafael Leonardo Rodríguez Galvis<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVE:** Aseguramiento y control de la calidad, estimulaciones químicas, fracturamiento hidráulico, fluidos.

El objetivo de este proyecto es generar una metodología que permita mejorar la calidad de los fluidos de estimulación química y fracturamiento hidráulico que hasta la fecha se inyectan a los pozos con el fin de aumentar la eficiencia de los procesos y asegurar un mejor desempeño de los sistemas involucrados.

Es posible encontrar en la primera parte de este trabajo una idea de que son las operaciones de estimulación química y fracturamiento hidráulico basándose principalmente en los fluidos y las propiedades que estos necesitan para ser aptos y generar un efecto positivo en el tratamiento del pozo. A continuación se genera una breve descripción del procedimiento de control y aseguramiento de la calidad desde la perspectiva de la gestión de proyectos.

Finalmente, se plasma la metodología para el aseguramiento y control de la calidad en fluidos de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas en una serie de pasos que permitirán analizar cada uno de los aspectos que puedan generar un detrimento. Además se sugieren las pruebas que se requieren para analizar propiedades que pueden ser críticas para el desarrollo de las operaciones y mejorar el control sobre los diversos fluidos. También se sugieren formatos para realizar la evaluación de ciertos aspectos que se hacen fundamentales a la hora de evaluar el estado de los fluidos y su entorno.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Oscar Fernando López Silva. Co-director: Qco. Fabio Augusto Villamil Novoa

## ABSTRACT

**TITLE: METHODOLOGY DEVELOPMENT TO PERFORM QUALITY ASSURANCE AND CONTROL FOR CHEMICAL FLUIDS USED IN HYDRAULIC FRACKING AND CHEMICAL STIMULATION OPERATIONS.<sup>3</sup>**

**AUTHORS:** Diego Andrés Uribe Serrano

Rafael Leonardo Rodríguez Galvis<sup>4</sup>

**KEY WORDS:** Quality control and assurance, Chemical stimulations, Hydraulic fracking, fluids.

This project objective is to generate a methodology which allows the improvement of the fluids quality in chemical stimulation and hydraulic fracking that to date are injected to the well having as a target the increase of the efficiency of the processes and ensuring a better performance of the involved systems.

It's possible to find in the first phase of this work an idea of what hydraulic fracking and chemical stimulation operations are mainly basing on the fluids and the properties those fluids need to be fit and generate a positive effect over well treatment. Then, a brief description of quality control and assurance procedure is generated from the project management point of view.

Finally, the quality control and assurance for hydraulic fracking and chemical stimulation fluids methodology is embodied in a series of steps that allows the analysis of each one of the aspects which can generate a detriment. Then the required tests to analyze the properties that appear as critical for the development of the operations and improving the control on the diverse fluids are suggested. There are also suggested some formats to perform the evaluation of several aspects that become fundamental when the state of the fluids and its environment are checked.

---

<sup>3</sup> Bachelors Project.

<sup>4</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Oscar Fernando López Silva. Co-director: Qco. Fabio Augusto Villamil Novoa

## INTRODUCCIÓN

La necesidad imperante de aumentar los recursos disponibles para la generación de energía alrededor del mundo ha obligado a generar soluciones ingeniosas para la industria del petróleo y el gas. Las operaciones de fracturamiento hidráulico y estimulación química surgen como una solución al daño generado en el pozo con el fin de incrementar la productividad del mismo. Estas operaciones poseen diversas variables que pueden afectar la eficiencia del tratamiento y de esta manera el resultado de la aplicación sobre el pozo no será el esperado.

Una de las variables que afectan directamente la eficiencia de la operación es la calidad de los fluidos que en ella se empleen, por tanto se hace importante el aseguramiento y control de la misma. El aseguramiento y control de la calidad es una estrategia de gestión de proyectos que permite garantizar que el producto tendrá la mejor condición desde el momento en el que empieza su producción hasta el punto final de la cadena de producción. El aseguramiento se refiere a todas aquellas actividades que permiten revisar la calidad del proceso mediante el cual se realiza el producto, mientras que el control de la calidad se refiere a aquellas actividades que permiten generar una idea sobre el estado final del producto, en este caso los fluidos de fracturamiento hidráulico y estimulación química.

En este trabajo se plantea una metodología que permitirá realizar el aseguramiento y control de la calidad de los fluidos de estimulación química y fracturamiento hidráulico teniendo en cuenta la mayor cantidad de aspectos que afecte tanto el mezclado como el diseño y el estado final de los fluidos empleados. En esta metodología se sugieren una serie de pasos y formatos que permitirán realizar una evaluación completa y útil de los aspectos requeridos

arrojando una idea real del estado de los fluidos de estimulación química y fracturamiento hidráulico.

## 1. JUSTIFICACIÓN

De acuerdo con la teoría del “peakoil” o Pico de Hubbert, la producción mundial de crudo llegará a un punto en el tiempo en donde tendrá su máximo valor, luego de que esto suceda, la producción comenzará a descender, a una tasa proporcional a la que tuvo en su etapa de crecimiento.

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la producción de petróleo crudo llegó a su pico máximo en el año 2006, y según la ASPO (Association for the Study of Peak Oil and gas) este cénit ocurrió en el año 2010 para el crudo, mientras el pico para el gas ocurriría algunos años más tarde.

Esto nos indica, de cualquier manera, que la producción de petróleo crudo a nivel mundial ha comenzado a declinar, lo cual no es favorable para la humanidad, ya que nos hemos convertido en agentes altamente exigentes en materia de demanda energética. Es por esto que los esfuerzos de la industria petrolera centran cada vez más su atención en la generación de nuevas técnicas que permitan recuperar la mayor cantidad posible de crudo de los yacimientos, comenzando desde los métodos de recobro primarios hasta los terciarios, de ser éstos necesarios.

Los procesos de estimulación y fracturamiento de un pozo de petróleo o gas fueron creados como herramientas para incrementar la producción de fluidos de interés y permitir un beneficio económico a las compañías. Estas herramientas se destacan como tecnologías que se toman como opciones claras para aumentar la producción de un pozo o campo determinado.

El fracturamiento hidráulico y las estimulaciones químicas forman parte de los procesos llevados a cabo en el recobro primario, los cuales permiten, junto con el flujo natural y el levantamiento artificial, recuperar entre un 12% y un 15% del aceite original en sitio. Estos procesos han sido polémicos durante los últimos

años debido a la forma en la que emplean los fluidos y la falta de control de la calidad de los mismos lo cual puede resultar en la modificación de las propiedades de la roca intervenida y de formaciones rocosas aledañas, lo que conocemos como daño a la formación, pudiendo causar así pérdidas significativas para las compañías, debido al gran impacto ambiental que se podría generar. Es por esto que en las operaciones de estimulación, tanto en fracturamiento hidráulico como en estimulaciones químicas, se debe realizar una evaluación y un análisis a los fluidos, como por ejemplo la verificación de las propiedades fisicoquímicas del agua base para la preparación de tratamientos, la fuente del recurso hídrico, parámetros de control, formulaciones y mezcla de químicos para tratamientos, y como tal, la evaluación de cada uno de los fluidos empleados en tratamientos de ácidos orgánicos e inorgánicos y en fracturamiento .

A través de este proyecto se plantea desarrollar una metodología para poder asegurar que la calidad de los fluidos usados en operaciones de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas sea la adecuada, con el fin de no tener problemas posteriores de tipo ambiental y operacional, lo cual, a fin de cuentas, resulta en una ganancia para las compañías operadoras, y un mejor resultado para todos.

## **2. OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL.**

Desarrollar una metodología que permita asegurar la calidad de los fluidos suministrados por las compañías de servicio al momento de realizar operaciones de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS.**

- 1.** Evaluar de manera teórica los fluidos utilizados en las diferentes operaciones de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas.
- 2.** Determinar las características del agua utilizada para la preparación de estos fluidos.
- 3.** Analizar los parámetros que afectan la calidad de los productos utilizados por terceras compañías.

### 3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIONES QUIMICAS

#### 3.1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

**3.1.1. Historia y evolución.** El fracturamiento hidráulico ha tenido una significativa contribución a la industria del petróleo y gas como un método primario para incrementar la producción de los pozos. Desde que el fracturamiento fue introducido por Stanolind (Amoco, Standard Oil and Gas Corporation, Indiana) en el año 1947, más de un millón de tratamientos de fractura han sido realizados hasta el momento y cerca del 40% de todos los pozos perforados son estimulados usando tratamientos de fracturas hidráulicas. Los tratamientos de estimulación por fractura no solamente incrementan los caudales de producción sino que también han sido reconocidos por agregar 9 mil millones de barriles adicionales de petróleo y más de 700 Tera pies cúbicos de gas a las reservas de los Estados Unidos de América<sup>5</sup>, las cuales no habría sido rentable desarrollar de otra manera.

La idea de fracturar hidráulicamente una formación para incrementar la producción de petróleo y gas fue inicialmente concebida por Floyd Farris de Stanolind (Amoco), después de un largo estudio de las presiones registradas durante operaciones de cementación y de bombeo de aceite y agua hacia las formaciones. El primer tratamiento experimental de fracturamiento hidráulico fue ejecutado por Stanolind en el campo de gas Hugoton, en el condado Grant, Kansas (USA) en 1947 como se muestra en la figura 1. En total, 1000 galones de gasolina gelificada (napalm, naphthenic-acid and-palm-oil-) fueron inyectados, seguidos por un rompedor de gel, para estimular una caliza productora de gas a 2400 ft de profundidad. Sin embargo la entregabilidad del pozo no cambió apreciablemente. El proceso de fracturamiento hidráulico fue introducido por primera vez en la industria por medio de un paper escrito por J. B. Clark

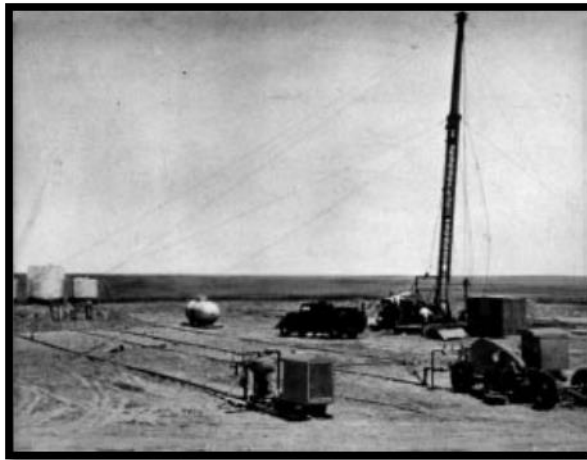
---

<sup>5</sup> JPT, Hydraulic Fracturing, History of an Enduring Technology (2010).

(Stanolind)<sup>6</sup> un año más tarde y patentado y licenciado en 1949. Esta patente resultó en un ingreso por regalías para Amoco en los siguientes 17 años y en esencia, propició la construcción del complejo Amoco Production Research (APR) en Tulsa, Oklahoma.

---

**Figura 1.** Campo de gas Hugoton en el condado Grant, Kansas (USA), 1947.



**Fuente:** *BP Frac Manual, 1997.*

El fracturamiento se puede remontar a los años 1980's, donde la nitroglicerina (NG) líquida (y luego, solidificada) era usada para estimular pozos poco profundos y con rocas de alta dureza en los estados de Pennsylvania, New York, Kentucky y West Virginia (USA). A pesar de que la nitroglicerina era extremadamente peligrosa y comúnmente ilegal, fue espectacularmente exitosa en el "ataque". El objetivo de este "ataque" era romper la formación de interés para incrementar tanto el flujo inicial como el factor de recobro final de hidrocarburos.

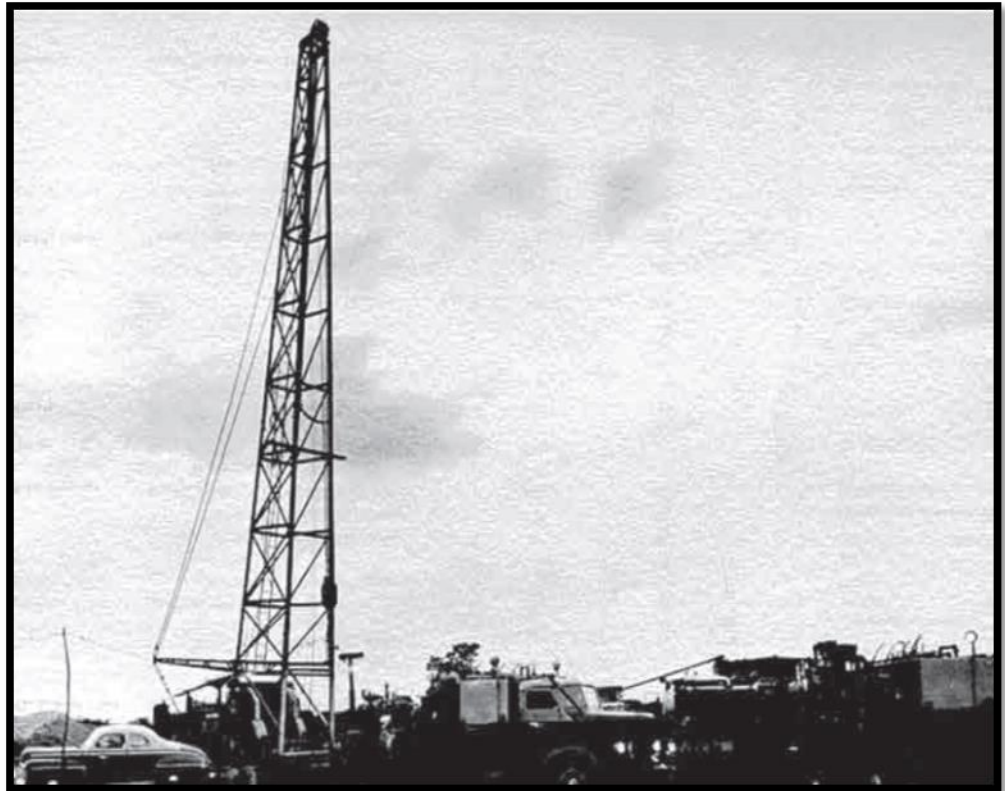
---

<sup>6</sup> Clark J. B. "A Hydraulic Process for increasing the Productivity of Wells", Transactions of the AIME: 1-8. (1949).

La compañía Halliburton Oil Well Cementing Company (HOWCO) efectuó los dos primeros tratamientos comerciales de fracturamiento hidráulico - uno, con un costo de USD 900 en el condado de Stephens, Oklahoma (USA) y el otro con un costo de USD 1000 en el condado de Archer, Texas (USA) – en Marzo de 1949 utilizando petróleo crudo o una mezcla de crudo y gasolina, y de 100 a 150 lbm de arena (Figura 2.). En tan sólo el primer año, 332 pozos fueron tratados, con un incremento promedio de la producción del 75%. Las aplicaciones del proceso de fracturamiento crecieron rápidamente y lograron incrementar el suministro de crudo en los Estados Unidos mucho más allá de lo que se había previsto. Durante los años 1950's el número de tratamientos alcanzó los 3000. En 2008, más de 50000 etapas de fracturamiento fueron completadas a un costo de entre USD 10000 y USD 6 millones. En la actualidad es común tener desde 8 hasta 40 etapas de fracturamiento en un solo pozo.

Hay quienes estiman que el fracturamiento hidráulico ha incrementado las reservas recuperables de los Estados Unidos al menos en un 30% para aceite y en un 90% para gas.

**Figura 2.** Halliburton comenzaba los dos primeros tratamientos comerciales de fracturamiento en el condado Stephens, Oklahoma y en el condado Archy, Texas (USA), 1949.



**Fuente:** JPT, *Hydraulic Fracturing, History of an Enduring Technology*, 2010.

**3.1.2. Aspectos operativos.** La técnica del fracturamiento hidráulico se basa en que todas las formaciones geológicas presentan un límite de presión al cual se rompen conocido también como punto de fractura. La técnica emplea un fluido fracturante que se bombea al intervalo de la formación que se necesita fracturar para separar los poros y los microcanales que se encuentran en la roca, mientras un material de sostenimiento mantiene abiertos las nuevas zonas de alta

conductividad de fluidos aun después de que se haya liberado la presión de inyección.

El fluido fracturante es de vital importancia para el desarrollo de la operación debido a que proporciona el medio para transmitir la presión a el intervalo que se desea fracturar como para transportar el material de sostenimiento también llamado agente apuntalante que se encarga de mantener las fracturas generadas abiertas lo que genera un incremento en la productividad del pozo y por lo tanto beneficios evidentes económicamente hablando.

Para el diseño de una operación de fracturamiento hidráulico es siempre necesario tener en cuenta aspectos importantes

**3.1.2.1. Procedimiento básico.** El proceso del fracturamiento hidráulico implica el bombeo de una mezcla de agua, con pequeñas cantidades de aditivos, a alta presión hacia la formación de interés. En algunos casos gases como el Nitrógeno o el Dióxido de Carbono son agregados a la mezcla. Generalmente el material propante es arena, pero también se puede usar otros materiales inertes.

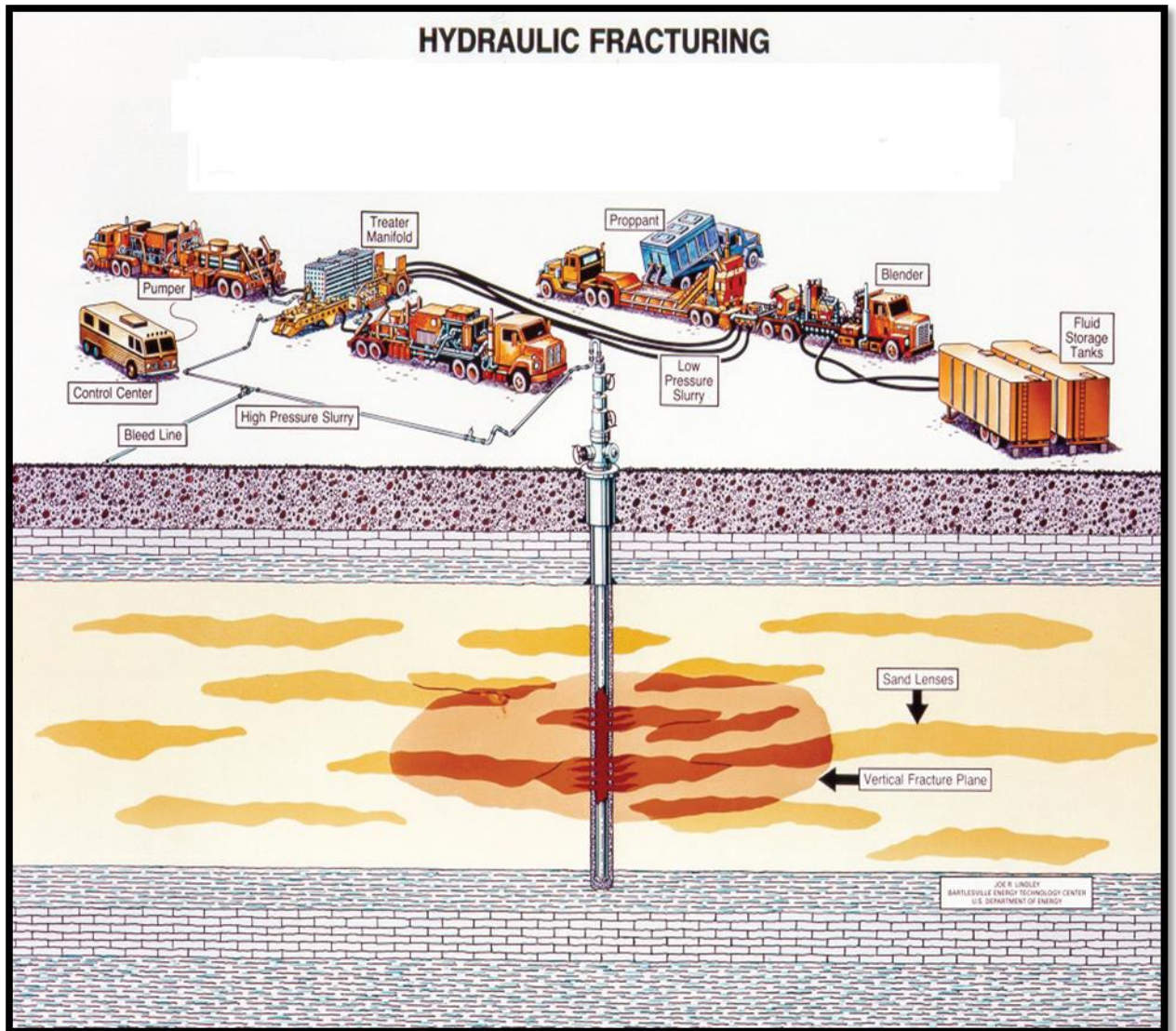
Durante el proceso, unas grietas estrechas (fracturas) se expanden desde las perforaciones, que le sirven como canales de flujo a los gases naturales ó los hidrocarburos que se encuentran atrapados en la formación para moverse hacia el pozo. La fractura principal puede tener varias pequeñas “ramificaciones” que se conectan a ella, la función del material propante es tomar el lugar de las fracturas creadas y prevenir que se cierren, es decir, sostener la fractura.

El fracturamiento inicia con el transporte del fluido bombeado dentro del casing de producción hacia las perforaciones y la formación de interés a presión y caudal suficiente para provocar una fractura, por ejemplo, agrietar la roca. Esto se conoce

como romper (ó “breakingdown”) la formación y es seguido por un “taponamiento” que ensancha y extiende la fractura ya definida en la formación de interés a varios cientos de pies del pozo. La expansión de estas fracturas depende de las propiedades del yacimiento y de la roca, los límites por encima y por debajo de la zona de interés, la tasa de bombeo, el volumen total del fluido bombeado y la viscosidad del fluido.

A finales de los años 90's una tecnología conocida como “*Slickwater fracturing*” refinó al fracturamiento hidráulico como un proceso de recobro primario de estimulación a las formaciones de esquisto. Estas fracturas “Slickwater” también pueden ser económicamente más viables, ya que probablemente requieran menos aditivos (lo cual implica menor costo en una estimulación por fracturamiento hidráulico).

**Figura 3.** Representación esquemática de una operación de fracturamiento hidráulico.



**Fuente:** *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing, API.*

**3.1.2.2. Objetivos de la operación de fracturamiento hidráulico.** Las operaciones de fracturamiento hidráulico en pozos de hidrocarburos tienen objetivos económicos muy claros, pero los objetivos operacionales pueden ser muy variados, entre ellos:

1. Aumento de la producción: Posterior a la realización de la operación en las zonas aledañas al pozo se crean “canales” con alta capacidad de flujo, es decir que se crearan zonas en las que los fluidos de interés se muevan con mayor facilidad hacia la cara del pozo. Por otro lado el efecto del efecto skin sobre la zona fracturada es menor con respecto a la productividad del pozo, mientras que un efecto skin en la cara del pozo puede generar un efecto considerable en la productividad del mismo.

En función de la producción de hidrocarburos la inversión en operaciones de fracturamiento hidráulico genera que la producción se incremente de manera significativa y el tiempo de payback es corto debido al gran caudal incremental generado en el pozo. Incluso se puede asegurar que en pozos antiguos que poseían sistemas de levantamiento artificial el efecto de la operación puede llegar a aumentar la producción de manera significativa a pesar del desgaste de la presión a través del tiempo, todo en función de la longitud de las fracturas y la efectividad de las mismas.

2. Corrección del daño a la formación: El daño a la formación se define como la reducción o incremento de la permeabilidad en las cercanías al pozo, se puede interpretar de dos maneras: un daño positivo es decir que hay depósitos o incrustaciones que generan una barrera para el flujo que se dirige desde el yacimiento hacia el pozo o un daño negativo que significa que se tienen zonas que facilitan la movilidad de los fluidos. El daño afecta de manera determinante la productividad de un pozo.

Es por esto que la operación de fracturamiento hidráulico puede tener como objetivo la corrección del daño a la formación es decir reducir la magnitud de la afectación que sufre el pozo a partir de la creación de canales de flujo. Esta reducción puede estar alrededor de -3 a -5 hablando en términos de factor skin.

3. Desarrollo de yacimientos con baja permeabilidad: Es evidente que una zona productora que presenta zonas de permeabilidades muy bajas tendrá problemas evidentes en lo que concierne a la capacidad de producir barriles o pies cúbicos de fluido de interés de manera que para corregir este defecto de la formación misma se inyectan grandes cantidades tanto de fluido fracturante como de agente apuntalante de manera que se genere el efecto deseado en la mayor parte de la formación posible.
4. Inyección de fluidos a la formación: A partir de la generación de fracturas en el medio poroso se pueden generar zonas de flujo inversas, es decir, estas zonas no serán usadas para extraer fluidos pero si para inyectarlos de manera que los nuevos canales permitan una menor pérdida de presión y por ende transmisión de la misma de parte los fluidos inyectados a los fluido de interés para mejorar su movilidad y así incrementar la producción de una zona determinada.
5. Recuperación secundaria: Es evidente que debido a las ventajas en cuanto al aumento de la permeabilidad las operaciones de fracturamiento hidráulico han intervenido de manera determinante en la vida productiva del pozo, esta vez actuando como un método de recobro, es decir, con la simple intención de incrementar la producción y ayudar al pozo a fluir durante el mayor tiempo posible.

### **3.1.2.3. Programación de la operación fracturamiento hidráulico.**

Tomar la determinación de realizar un fracturamiento hidráulico en un pozo productor debe ser bien programada y diseñada siempre teniendo en cuenta que el realizar una operación de esta magnitud no tiene vuelta atrás, es decir, una vez generadas las fracturas en la roca no se pueden cerrar de manera sencilla estas zonas de alta conductividad.

El fracturamiento hidráulico se debe llevar a cabo en un punto medio de la vida productiva del pozo con el fin de que la operación de resultados económicamente satisfactorios. El hecho de fracturar mientras el pozo otorga suficiente producción resulta ilógico y económicamente es una decisión errónea, pero realizar la operación en un tiempo muy tardío de la vida productiva del pozo puede generar un efecto tan diminuto en la tasa de producción que la operación no se pague a si misma nunca.

**3.1.3. Materiales de soporte (propantes).** Dado que la efectividad del tratamiento de fractura depende de gran manera de la capacidad de flujo que tenga el fluido para fluir a través del propante en la fractura y de la resistencia que tiene el mismo para mantenerla abierta, se ha hecho necesario definir de manera muy cuidadosa el tipo de propante a utilizar.

Para efectos de este trabajo se denominará en adelante a los materiales de soporte como propantes. Como propantes han sido probados y evaluados numerosos tipos de agentes, incluso gránulos de plástico, pedazos de acero, perdigones de aluminio, vidrio de alta resistencia, cáscaras de nueces redondas, arenas revestidas con resina, bauxita sintetizada y Circonio fusionado.

Las condiciones que deben cumplir los agentes cuando se está llevando a cabo la selección de los propantes son las siguientes:

- Mantener la fractura abierta.
- Crear canales de permeabilidad moderada a alta dentro de la formación.
- Aumentar la permeabilidad cuando la presión de sobrecarga quiebra el propante, creando partículas de menor diámetro.
- Poseer una buena resistencia a la compresión.

**3.1.3.1. Tipos de propantes.** En la industria del petróleo es grande el número de materiales que se pueden utilizar como agente propante, como los citamos anteriormente, los siguientes son algunos de ellos:

- Arena.
- Cáscara de nuez.
- Pedazos o bolas de acero (ó Aluminio).
- Esferas de vidrio de alta resistencia.
- Arenas revestidas con resinas.
- Bauxita y Bauxita sintetizada.
- Cerámicos y cerámicos revestidos con resina.

La arena y los materiales de base arena se convirtieron en el tipo más popular de propante debido a su, generalmente, buena disponibilidad y a su bajo costo. Sin embargo, un estudio en las tasas de producción publicado por la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SPE)<sup>7</sup> muestra que la resistencia adicional y la forma y

---

<sup>7</sup> SPE 77675: Proving It - A Review of 80 Published Field Studies Demonstrating the Importance of Increased Fracture Conductivity.

tamaño uniforme de los propantes cerámicos generan un desempeño superior a los de otros tipos de propantes.

La cáscara de nuez y los pedazos de metales como acero o Aluminio se utilizaron durante algunos años pero se descartaron progresivamente debido a su costo elevado y bajo rendimiento (tendían a incrustarse en formaciones blandas). Las esferas de vidrio de alta resistencia se desarrollaron para mayores profundidades pero también fueron descartadas, esta vez debido a que estallaban a ciertas presiones de confinamiento, generando una excesiva cantidad de partículas finas no siempre de forma esférica, lo que suponía un obstáculo para el flujo.

En la siguiente tabla podemos encontrar valores de referencia de la presión de sobrecarga (resistencia a la compresión) que pueden aguantar algunos tipos de materiales propantes.

**Tabla 1.** Valores de referencia para la presión de sobrecarga que soportan algunos materiales propantes.

Material propante	Presión de confinamiento (psi)
<b>Arena</b>	Hasta 5000
<b>Arena recubierta con resina</b>	Hasta 8000
<b>Bauxita</b>	Hasta 17000
<b>Cerámicos</b>	Hasta 19000.

**3.1.3.2. Análisis.** La selección inadecuada del material propante en una operación de fracturamiento puede conducir tanto al fracaso de la operación, a

que los resultados del procedimiento no satisfagan las expectativas, o a una pérdida económica significativa de manera directa.

La permeabilidad de la fractura resultante está determinada por varias propiedades del propante, tales como la redondez del grano, la pureza del material y la resistencia al aplastamiento.

Para seleccionar de manera adecuada un agente propante se deben conocer algunas de sus características, propiedades físicas y composición, de acuerdo con los controles de laboratorio especificados en la norma API RP 19C, ISO 13503-2: 2006 (Idéntica), los cuales son:

- 
- Análisis de tamizado.
  - Esfericidad y redondez del propante.
  - Solubilidad en ácido.
  - Prueba de turbidez.
  - Prueba de resistencia a la ruptura.
  - Pérdida de ignición de materiales revestidos con resina.

✓ **Análisis de tamizado.**

El propósito principal de la descripción del procedimiento a realizar es asegurar una metodología consistente para el análisis de tamizado y así proveer una evaluación igualmente consistente del mismo. El procedimiento y equipos que se mencionarán son los más utilizados en la industria, pero no constituyen una camisa de fuerza, ya que métodos alternativos pueden ser empleados, pero todos correlacionados con estos métodos estándar.

Se debe contar con dos sets de tamices, y deben cumplir con los requerimientos de la serie de Normas ASTM, 200 mm. (8 pulg.) de diámetro, o equivalente. Un set se usa como set de trabajo y el otro es un set maestro para ser utilizado

solamente para la estandarización. Remitirse a **ASTM E11**.

El agitador de prueba de tamices, debe proveer una acción simultánea rotativa y de golpeteo, que acepte los tamices especificados en la tabla 1. El agitador será calibrado según las siguientes especificaciones: 290 rev/min, 156 golpeteos/min, altura: 33.4 mm. (1.3 pulg.) y una precisión de tiempo de +- 5seg.

También se debe contar con una balanza (mínimo de 100g (1.22 lb) de capacidad, con una precisión de 0.1 g. o mejor) y brochas o cepillos de nylon o un material equivalente.

**Tabla 2.** Tamaños del tamiz <sup>a</sup>.

<b>Tamaño de la abertura del tamiz, <math>\mu\text{m}</math>.</b>											
	3350/ 1700	2360/ 1180	1700/ 1000	1700/ 850	1180/ 850	1180/ 600	850/ 425	600/ 300	425/ 250	425/ 212	212/ 106
<b>Nomenclaturas típicas de tamaños de partículas de propantes y gravel-pack.</b>											
	6/12	8/16	12/18	12/20	16/20	16/30	20/40	30/50	40/60	40/70	70/140
<b>Tamices ASTM <sup>b</sup>.</b>											
Primer tamiz primario en negrita	4	6	8	8	12	12	16	20	30	30	50
	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>70</b>
	8	10	14	14	18	18	25	35	45	45	80
Segundo tamiz primario en negrita	10	12	16	16	<b>20</b>	20	30	40	50	50	100
	<b>12</b>	14	<b>18</b>	18	25	25	35	45	<b>60</b>	60	120
	14	<b>16</b>	20	<b>20</b>	30	<b>30</b>	<b>40</b>	<b>50</b>	70	<b>70</b>	<b>140</b>
	16	20	30	30	40	40	50	70	100	100	200
	pan	pan	Pan	pan	Pan	pan	pan	pan	Pan	pan	pan

<sup>a</sup> Series de tamices como se definen en ASTM E11.

<sup>b</sup> Tamices apilados en orden de arriba a abajo.

**Fuente:** *Modificado de API RP 19C First edition, May 2008.*

El procedimiento requiere apilar al menos 7 tamices revisados recientemente contra el set maestro además de un platillo y su tapa, en una pila de tamaños de tamiz descendiente de arriba a abajo. La tabla 1 establece siete tamaños de tamices para usar en la prueba del ejemplo designado de tamaño del propante. Usando una muestra dividida de entre 80 y 120 g, separe una muestra exacta de 0.1 g.

Pese cada tamiz y registre la masa. Deje caer la muestra dividida en la parte superior del tamiz y posicione la pila de tamices, el platillo y su tapa en el agitador de prueba de tamices, y deje agitar por 10 minutos.

Luego de retirar los tamices del agitador, pese y registre la masa retenida en cada uno de los tamices y en el platillo.

Calcule el porcentaje másico de la muestra total de propante retenida en cada tamiz y en el platillo, la masa acumulada debe estar dentro del 0.5% de la masa total usada en la prueba, de lo contrario el análisis de tamizado deberá ser repetido utilizando una nueva muestra.

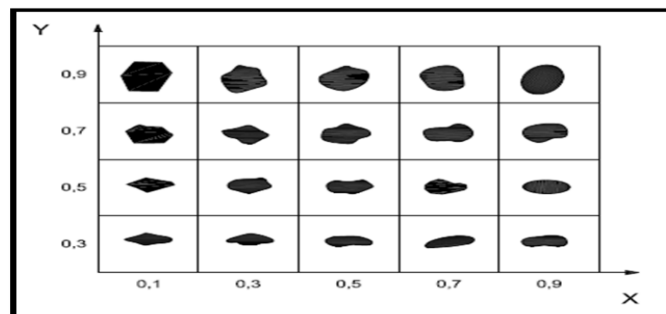
El proceso de calibración de los tamices es necesario debido a que éstos no son perfectos y están sujetos a desgaste. Esta calibración está basada principalmente

en la determinación de diferencias en las aberturas del tamiz, y debe realizarse de acuerdo a las especificaciones para tamices dadas en la última versión de la norma ASTM E11.

✓ **Esfericidad y redondez del propante.**

La esfericidad y redondez de los materiales propantes son propiedades físicas que se le pueden medir a las partículas que lo conforman y que, principalmente, tienen aplicación en la caracterización de nuevos depósitos de propantes y en nuevas fuentes de propantes hechos por el hombre. Se entiende por esfericidad la medida de qué tan cerca está la partícula del propante de la figura de una esfera, y por redondez, la medida relativa de la forma de las esquinas o de la curvatura de la partícula. El método más utilizado a nivel mundial para determinar esfericidad y redondez es el uso del cuadro de Krumbien-Sloss (Figura 4).

**Figura 4.** Cuadro de Krumbien-Sloss para la estimación visual de esfericidad y redondez.



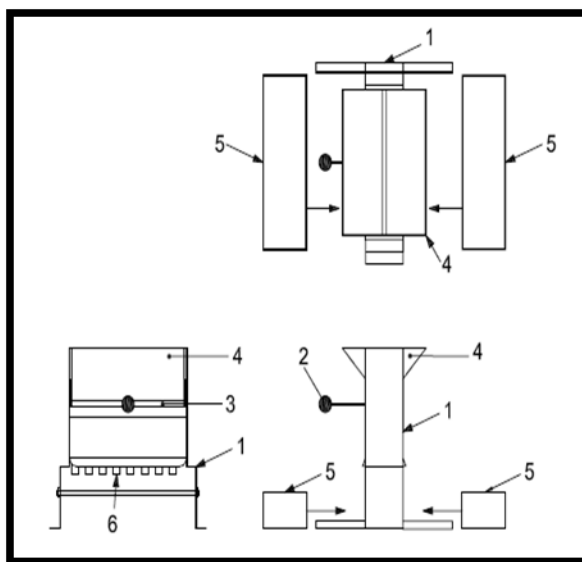
X - Redondez.

Y - Esfericidad.

**Fuente:** API RP 19C, ISO 13503-2, *Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-packing Operations* (2008).

Para realizar el procedimiento y reportar la esfericidad y la redondez de las partículas de un material propante se necesita de tecnología digital o fotográfica, ambas están disponibles y son aceptadas. Se debe contar con un microscopio con nivel de acercamiento de 10x a 40x, con una balanza analítica, con precisión de 0.001 g, y con un separador mecánico de muestras.

**Figura 5.** Esquema funcional de un separador mecánico de muestras.



1. Cuerpo principal 29.2 x 27.9 x 16.5  
(11.5 x 11.0 x 6.5).

2. Manija.

3. Placa interna.

4. Tolva.

5. Platillo.

6. Aspas del separador. 1.5 (0.5)

Medidas en cm. (pulg.)

**Fuente:** API RP 19C, ISO 13503-2,  
*Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-packing Operations*

### Procedimiento.

- Usando el separador de muestras y la muestra separada, reduzca la muestra aún más hasta llegar al rango de 5g a 15g. Si se dispone de un separador pequeño, la muestra se puede llevar a reducir hasta 1g ó 2g.
- Ubique la muestra reducida sobre un fondo apropiado (si la muestra es clara, el fondo debe ser de tono oscuro, para poder visualizar mejor las partículas de

la muestra, y viceversa), organícela de forma que quede una capa de una partícula de espesor y luego mírela bajo microscopio, a bajo nivel de aumento (entre 10x y 40x).

- Seleccione aleatoriamente por lo menos 20 partículas individuales para la evaluación de esfericidad.
- Determine la esfericidad de cada partícula seleccionada comparándola con el cuadro de Krumbien-Sloss previamente dado, Registre el número de esfericidad asignado a cada partícula.
- Calcule el promedio aritmético de los números de esfericidad obtenidos y repórtelo como la esfericidad promedio de las partículas, aproximándolo a la décima (0.1) más cercana.
- Usando las mismas partículas individuales separadas anteriormente, determine y registre la redondez de cada una.
- Calcule el promedio aritmético de los números de redondez obtenidos y repórtelo como la redondez promedio de las partículas, aproximándolo a la décima (0.1) más cercana.

✓ **Solubilidad en ácido.**

La realización de la prueba de solubilidad en ácido tiene como objetivo determinar el nivel de aplicabilidad de un material propante en medios donde éste pueda entrar en contacto con ácidos.

El método generalmente preferido para la determinación de solubilidad en ácidos es el uso de una solución ácida 12:3 HCl:HF (por ejemplo, 12% en masa de HCl y 3% en masa de HF). Sin embargo, el procedimiento que se describirá a continuación no excluye el uso de otros ácidos, tales como ácido Clorhídrico y ácidos orgánicos, dependiendo de la aplicación que se le vaya a dar al propante. La solubilidad de un material en 12:3 HCl:HF indica la cantidad de materiales

solubles (por ejemplo, carbonatos, feldespatos, óxidos de hierro, arcillas, etc.) presentes en el propante.

### **Equipo y materiales.**

- Ácido clorhídrico, HCl, concentrado al 37%, concentración conocida de grado de reacción.
- Bifluoruro de amonio,  $\text{NH}_4\text{F}_2$ , grado de reacción.
- Balanza, 0.001g de precisión.
- Baño de agua a 66 °C (150°F).
- Horno, 105 °C (221°F).
- Vaso de precipitado, 150 a 200 ml de capacidad, en polietileno o polipropileno de alta densidad.
- Cilindro graduado ó frasco aforado, 1000 ml, polietileno o polipropileno de alta densidad.
- Máquina de filtrado analítico, resistente al ácido (en porcelana, polietileno o polisulfona de alta densidad), que use una técnica de filtrado al vacío con un crisol filtrante de estilo Gooch<sup>1</sup> ó Buchner<sup>2</sup>.
- Papel filtro, basados en celulosa, resistentes al ácido, suficiente para prevenir la pérdida de la muestra.

Diámetro de 21mm (0.83 pulg.) para el crisol Gooch, y 19.1 mm (0.83 pulg.) para el crisol Buchner.

- Cronómetro, precisión de .5s.
- Desecador.

## Procedimiento

Muestras representativas del material deben ser tomadas del separador de muestras, sin tamizar. Las muestras no deben haber sido sometidas a la prueba de resistencia a la ruptura ni al tamiz, se recomienda realizar el análisis a una muestra inalterada de propante.

Para **TODOS** los procedimientos de esta prueba se tendrán que usar los debidos Elementos de Protección Personal, ya que se estará manejando ácido. Para mayor información se debe consultar los lineamientos de seguridad de los materiales o remitirse al fabricante químico.

### Preparación de la solución 12:3 HCl:HF.

- Prepare una solución ácida 12:3 HCl:HF (GE: 1.08 a 15.6°C (60°F)) como sigue:
- A 500 ml de agua destilada contenida en el recipiente graduado de 1000 ml, agregue 46.23 g de  $\text{NH}_4\text{F}_2$  y disuelva. La masa actual de  $\text{NH}_4\text{F}_2$  de menos de 100% de pureza a ser agregada es igual a 46.23 g dividido entre la pureza de  $\text{NH}_4\text{F}_2$  expresada como una fracción másica.
- Agregue 361 ml de HCl diluido al 37% (GE: 1.19 a 15.6°C (60°F)). Ajuste el volumen para concentraciones diferentes de ácido.
- Diluya con agua destilada hasta llegar a 1000ml.
- Agite para asegurar una mezcla completa.

### Prueba de solubilidad.

- Pese 5g de propante al mg más cercano en un platillo de muestra. El propante debe ser secado a 105°C (221°F) a masa constante y enfriado en un desecador. Registre la masa,  $m_s$ .

- Agregue la muestra de propante a un vaso de precipitado de polietileno de 150ml, que contenga 100 ml de la solución ácida preparada anteriormente. Cubra el vaso con una placa de polietileno transparente. El ácido y las muestras deberán estar a temperatura ambiente (22°C +- 3°C (72°F +- 5°F)).
- Ubique en vaso de precipitado en el baño de agua por 30 minutos. No agite.
- Seque el embudo y el papel filtro en el horno a 105°C (221°F) por un mínimo de 1 hora o hasta que la masa sea constante; pese y registre la masa,  $m_F$ . El filtro de en medio no debe ser pesado caliente, sino que debe pasar primero por el desecador para enfriarse.
- Transfiera la muestra y la mezcla de ácido del vaso de precipitado a la máquina de filtrado. Filtre la muestra a través del crisol filtrante previamente pesado (embudo), asegurándose de transferir todas las partículas del vaso al filtro. Técnicas de filtrado al vacío tendrán que ser usadas para remover el ácido dentro de 1 minuto.
- Lave la muestra en la máquina de filtrado 3 veces con 20 ml de agua destilada.
- Seque el filtro y la muestra retenida a 105°C (221°F) por al menos 1 hora o hasta que se observe masa constante. Seque el filtro y la muestra en el desecador antes de pesar. Pese el filtro y la muestra y registre la masa,  $m_{Fs}$ .
- Calcule S, la solubilidad en ácido, expresada en porcentaje, del propante usando la siguiente ecuación, y registre el resultado.

$$S = \frac{(m_s + m_F - m_{Fs})}{m_s} \times 100$$

Donde:

$m_s$  es la masa de la muestra, g.

$m_F$  es la masa del filtro, g.

$m_{Fs}$  es la masa seca del filtro que contiene propante, g.

## ✓ Prueba de turbidez.

El propósito de realizarle la prueba de turbidez a un propante es determinar la cantidad de partículas suspendidas o de otros materiales particulados presente.

En general, las pruebas de turbidez miden una propiedad óptica de una suspensión que resulta de la dispersión y absorción de luz por parte del material particulado suspendido en el fluido humectante. A mayor número de turbidez, mayor número de partículas suspendidas están presentes. En la mayoría de turbidímetros comerciales, el haz de luz incidente es ortogonal al patrón de detección del detector, este constituye el método preferido para la medición. Los resultados se expresan en FTU (Formazin Turbidity Unit) y/o NTU (Nefelometric Turbidity Unit).

### **Materiales y equipo.**

- Estándares de calibración Formazin. (Explicado al final del procedimiento de la prueba).
- Set de espectros Spectronic<sup>1</sup>, a una longitud de onda de 450 nm, ó turbidímetro, como el Hach 2100<sup>1</sup> ó equivalente.

---

<sup>1</sup> Ejemplos de Marcas disponibles comercialmente.

- Wrist action® Shaker<sup>1</sup>.
- Jeringa.

### **Procedimiento.**

- Usando el separador de muestras reduzca el tamaño de la muestra a 50g +- 20g. Mida 20ml +- de muestra de propante seco y agréguelos, más 100ml +-

5ml de agua desmineralizada, a un Erlenmeyer de 250ml de boca ancha y tapa roscada. Dejar reposar por 30min +- 1min.

- Ajuste la frecuencia del Wrist action® Shaker hasta el rango máximo de 10. Deje el agitador funcionando por 30s +- 5s. Retire el recipiente y deje reposar por 5min +- 1 min.
- Usando una jeringa, extraiga 25ml de agua y la suspensión de limo de cerca del centro del agua. Se debe tener cuidado de no extraer todas las partículas de propante, ya que esto distorsionaría los resultados.
- Ubique la muestra de partícula suspendida

✓ **Prueba de resistencia a la ruptura.**

Las pruebas de resistencia a la ruptura se llevan a cabo en muestras de propante para determinar la cantidad de propante que se tritura o se ve afectado negativamente a un esfuerzo dado aplicado.

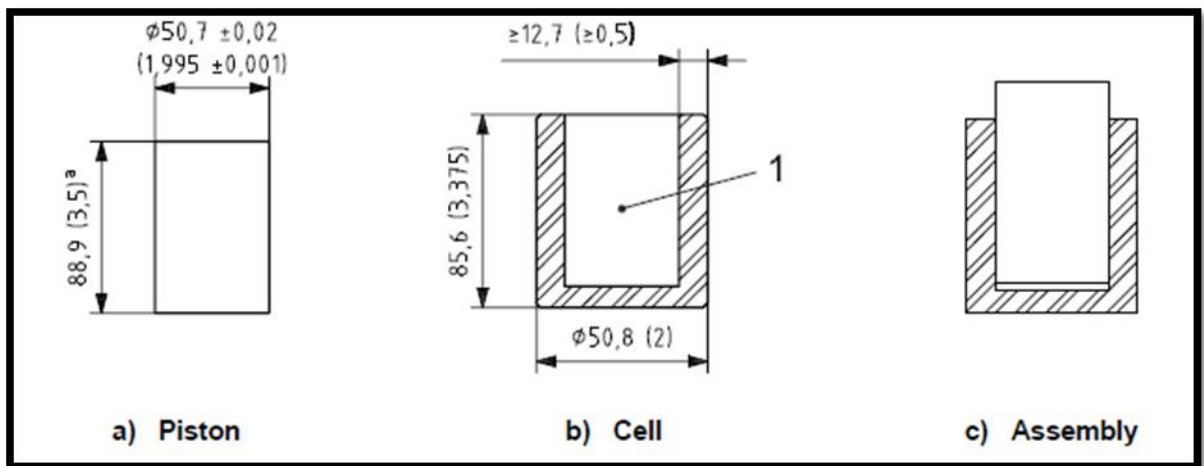
La prueba se realiza para comparar la resistencia de diferentes propantes y se lleva a cabo en muestras que han sido previamente tamizadas, de tal manera que todas las partículas a probar se encuentran dentro del rango especificado de tamaño. La evaluación de los resultados de la prueba debería resultar en proveer indicaciones del nivel de esfuerzo en el cual la falla del propante es excesiva y el esfuerzo máximo al cual el material propante puede ser sometido.

**Materiales y equipo.**

- Marco hidráulico de carga, con la capacidad para aplicar la carga requerida para lograr unos niveles de presión de hasta 103 MPa (15000 psi). Marcos hidráulicos automatizados son altamente recomendables a fin de que el esfuerzo aplicado nunca exceda el valor objetivo en más de 5%.

- Celda para la prueba. Como se especifica en la figura 6.
- Tamices de prueba, platillo y tapa.
- Balanza, precisión de 0,1g.
- Agitador de prueba de tamices.
- Cronómetro.
- Separador de muestras, metálico.
- Vaso de precipitado ó bandejilla de pesaje, plástico, recipientes de vidrio ó papel tienden a generar cargas estáticas eléctricas y deben evitarse.

**Figura 6.** Esquema de la celda de ruptura del material.



1. Placa inferior. 9,52 mm. (0,375 pulg.)

<sup>a</sup> Acero de aleación 4340 con una dureza Rockwell mayor a 43.

### Preparación de la muestra.

- Usando el separador de muestras, reducir la muestra a un peso de 80g a 120g.

- Con ayuda de la **Tabla 1**, seleccionar el tamaño apropiado del primer y del último tamiz para que el propante sea probado.
- Prepare la columna de tamices solamente con el primer y el segundo tamiz primario y posicónela en el agitador.
- Deje caer la muestra seleccionada en la parte superior del primer tamiz y cubra con la tapa.
- Asegure adecuadamente la pila de tamices en el agitador y deje actuarlo por 10 minutos.
- Remueva la pila del agitador y descarte todo el material retenido en el tamiz superior y en el platillo inferior. La prueba de resistencia a la ruptura utiliza solamente el material retenido en el segundo tamiz.

**Procedimiento.**

- Determine la masa exacta de propante a ser usada en la prueba, realizando lo siguiente:
  - o Determine la densidad aparente de una muestra de propante floja, usando el procedimiento para tal fin.
  - o La masa de propante usada en una prueba tiene que llenar el volumen a un nivel tal que se genere una carga de  $1,95 \text{ g/cm}^2$  ( $4,00 \text{ Lb/ft}^2$ ) de propante 20/40 en el área del pistón. Como la densidad aparente del empaque no consolidado de la arena 20/40 es, aproximadamente,  $1,60 \text{ g/cm}^3$  ( $100 \text{ Lb/ft}^3$ ), el volumen de arena 20/40 requerido por unidad de área del pistón de la celda de prueba es  $1,95/1,60 = 1,22 \text{ cm}^3$  de propante por centímetro cuadrado. En una celda de prueba con un diámetro interno de 50,8 mm. (2,00 pulg.), el volumen necesario es  $24,7 \text{ cm}^3$ .

Otros propantes con densidades aparentes diferentes requieren masas diferentes. La masa,  $m_p$ , expresada en gramos, de material propante necesario para cada prueba (redondeada al 0,1 g más cercano) se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$M_p = 24,7 * \rho_{bulk}.$$

Donde  $\rho_{bulk}$  es la densidad aparente del empaque no consolidado expresada en g/cm<sup>3</sup>.

- Usando el separador de muestras, reduzca la muestra tamizada a la masa calculada  $m_p$ , con no más de 5 g.
- Pese la masa de la muestra,  $m_s$ .
- Cargue la celda para obtener un paquete flojo constante a través de la celda con una superficie plana. Para lograr esto vierta muestra pesada de propante en la celda de prueba, moviendo constantemente la fuente de la corriente de propante, para que la superficie del propante esté nivelada durante la prueba. Una vez la celda esté cargada se debe tener cuidado para evitar la agitación (sacudidas, temblores, zarandeos), ya que la variación en los resultados de aplastamiento ha sido asociada en gran medida con el método de cargado de la celda. Si alguna de las muestras pesadas y tamizadas se derrama por fuera de la celda de ensayo, se debe empezar de nuevo desde reducir la muestra tamizada.
- Introduzca cuidadosamente el pistón en la celda de prueba que contiene la muestra pesada de propante, sin aplicar ninguna fuerza adicional.
- Sosteniendo la celda, rote el pistón 180° en sentido de las manecillas del reloj una vez, sin aplicar presión adicional, para asegurar una superficie plana en el propante.
- Levante con cuidado la celda de prueba y colóquela directamente en la prensa, centrándola en el marco del ariete.  
Para mantener la densidad aparente del empaque no consolidado no mueva ni toque la celda, ya que esto tiende a fijar el paquete de propante y cambia el empaquetamiento durante la aplicación del esfuerzo.
- Valores del nivel de esfuerzo de ruptura son dados en la tabla 3.

**Tabla 3.** Rango de valores del nivel de esfuerzo de ruptura.

Naturaleza del propante	Nivel de esfuerzo de ruptura	
	MPa (psi)	
	Mínimo	Máximo
Hecho por el hombre	34,5 (5000)	103,4 (15000)
Propantes a base de arena	13,8 (2000)	34,5 (5000)

**Fuente:** Modificado de API RP 19C First edition, May 2008.

- Otros niveles de esfuerzo pueden ser usados mediante acuerdo entre el usuario y el proveedor, para ser más específico en la definición del comportamiento de la resistencia a la ruptura del propante. Determine la fuerza requerida en la celda para alcanzar el esfuerzo prescrito mediante la siguiente fórmula:

$$F_{tc} = \frac{\pi * \sigma * d_{celda}^2}{4}$$

Donde:

$F_{tc}$  es la fuerza requerida en la celda de prueba, expresada en Newtons (Lbf).

$\sigma$  es el esfuerzo de la muestra de propante, expresado en MPa (psi).

$d_{celda}$  es el diámetro interno de la celda, expresado en mm (pulg).

- Aplique el esfuerzo apropiado al pistón de la celda de prueba a una tasa constante de 13,8 MPa/min (2000 psi/min) hasta alcanzar la presión final. Si el esfuerzo predeterminado se excede por más de +- 2,5% detenga la prueba y comience de nuevo con otra muestra. Se recomiendan marcos automatizados de carga
- Mantenga el nivel de esfuerzo por 2 minutos.
- Libere el esfuerzo y remueva la celda de prueba de la prensa.
- Transfiera cuidadosamente el contenido de la celda al mismo tamiz usado

para pesar la muestra anteriormente. Raspe el fondo de la celda para asegurar la remoción completa.

- Posicione el tamiz en el agitador y deje tamizar por 10 minutos.
- Pese con cuidado el material colapsado en el platillo y regístrelo como  $m'_{pan}$ , aproximándolo al 0,1 g más cercano.
- Usando la siguiente ecuación, calcule y reporte la cantidad de material colapsado como porcentaje,  $m'_{pan}$ , de la masa de la muestra de propante colocado en la celda. Cada muestra de propante probada debe ser corrida 3 veces al mismo esfuerzo y los resultados deben ser promediados.

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

Donde

$m_{pan}$  es la masa de finos generada en la prueba, expresada en gramos.

$m_s$  es la masa de propante usada como muestra proporcional, expresada en gramos.

### ✓ **Pérdida de ignición de materiales revestidos con resina.**

La prueba de pérdida de ignición (LOI, por sus siglas en inglés) es usada para determinar la cantidad de material inflamable de muestras de materiales resinados.

### **Equipo y materiales.**

Son necesarios los siguientes elementos para el correcto desarrollo de la prueba:

- Horno de mufla, convencional o microondas, que pueda alcanzar al menos 927°C (1700 °F).
- Crisoles para la ceniza, cerámicos o de fibra de cuarzo, con tapas.
- Pinzas para los crisoles, de aproximadamente 305 mm (12 pulg), para el manejo de los crisoles y las tapas.
- Guantes y careta, industriales, aislantes
- Desecador, con agente de secado estándar, sulfato anhidro de calcio ó silica gel.
- Balanza analítica, con precisión de 0,001 g.
- Separador de muestras

**Procedimiento para la determinación de la pérdida de ignición de propante de grano entero.**

- Prepare una serie de crisoles con tapas, en un horno precalentado a 927°C (1700 °F) durante 15 minutos. Posiciónelos en el desecador que contiene los desecantes estándar y deje enfriar a temperatura ambiente. El precalentamiento del horno a 927 °C es estrictamente necesario.
- Pese en la balanza analítica, un crisol acondicionado con tapa, registrando 4 cifras decimales, regístrelo como  $m_{c+l}$ , expresado en gramos.
- Ubique aproximadamente de 6 a 8 g de propante resinado en el crisol. Use el separador de muestras para obtener una muestra representativa de 6 a 10 g.
- Pese la muestra con el crisol y tapa en la balanza analítica, con 4 cifras decimales. Registre la masa como  $m_{c,s}$ .
- Coloque el crisol tapado con la muestra en el horno de mufla a 927 °C (1700 °F) usando una espátula ó las pinzas largas.
- Deje que el horno vuelva a calentar a 927 °C (1700 °F). Esto puede tomar tiempo, dependiendo de la condición previa del horno.
- Deje las muestras en el horno por 2 horas (15 minutos si es microondas) luego de que la temperatura haya retornado a 927 °C (1700 °F).

- Transfiera los crisoles tapados y la muestra al desecador y deje enfriar hasta temperatura ambiente. Inspeccione el contenido del crisol quemado. Si queda algún residuo negro u oscuro, pudo deberse a un quemado incompleto. Coloque el crisol de nuevo en el horno por otros 30 minutos, o hasta que los residuos negros hayan sido quemados hasta quedar reducidos a cenizas grises o blancuzcas.
- Pese de nuevo el crisol y tapa que contiene la muestra de propante, usando la balanza analítica, con 4 cifras decimales. Registre la masa, expresada en gramos, como  $m_{c+l+s(ht)}$ .
- Calcule la pérdida de masa,  $\Delta m_{LOI}$ , en la ignición, expresada como porcentaje, para cada muestra, como se explica en la ecuación:

$$\Delta m_{LOI} = \Delta m_s * 100 / m_s.$$

Donde:

$\Delta m_s$  Es la masa perdida, equivalente a  $m_{c+l+s} - m_{c+l+s(ht)}$ , expresada en gramos.

$m_s$  Es la masa original de la muestra, igual a  $m_{c+l+s} - m_{c+l}$ , expresada en gramos.

### Ejemplo:

Cálculo del LOI:

8,8242 g                    masa original,  $m_{c+l+s}$ , muestra, crisol y tapa

-0,8039 g                    menos recipiente (tara),  $m_{c+l}$ .

---

8,0203 g                    masa de la muestra,  $m_s$

8,8242 g                     $m_{c+l+s}$ .

-8,5742 g                    menos la masa de la muestra tratada con calor, más el crisol y tapa,  $m_{c+l+s(ht)}$ .

---

0,2500 g                    masa perdida,  $\Delta m_s$ .

$$\Delta m_{LOI} = \frac{\Delta m_s * 100\%}{m_s} = \frac{0,2500 * 100\%}{8,0203} = 3,12\%$$

- Realice la prueba tres veces para cada propante. Si los valores difieren entre sí por más de 0,2%, repita el análisis. Promedie los resultados y regístrelos como  $\Delta m_{LOI}$ , pérdida de masa en la ignición (mass loss on ignition, por sus siglas en inglés).

Los crisoles cerámicos, luego de que el propante es cuidadosamente removido, se deben guardar en desecadores. Estos pueden ser usados muchas veces.

### **3.1.4. Fluidos de fracturamiento y aditivos.**

**3.1.4.1. Fluidos de fracturamiento.** Los primeros tratamientos para fracturas se realizaron con crudos gelificados. Luego se usó kerosene gelificado. En el año 1952, una gran porción de tratamientos de fractura se realizó con aceites crudos y refinados. Dichos fluidos eran económicos en la época, permitiendo volúmenes mayores a menor costo. Sus bajas viscosidades exhibían menor fricción que el gel original, que era más viscoso, así, las tasas de inyección podían ser obtenidas a menores presiones de tratamiento. Sin embargo, para transportar la arena se necesitaban mayores caudales para compensar la baja viscosidad del fluido.

Con la llegada del agua como fluido de fracturamiento, en 1953, se comenzaron a desarrollar agentes gelificantes. La primera patente (Patente US 3058909) de goma guar reticulada con boratos fue emitida a Loyd Kern el 16 de Octubre de 1962. Una de las leyendas en fracturamiento hidráulico, Tom Perkins, concedió la primera patente (Patente US 3163219) de un rompedor de gel Borato, el 29 de Diciembre de 1964. Después se agregaron surfactantes para minimizar emulsiones con el fluido de formación y se agregó Cloruro de Potasio para minimizar el efecto sobre arcillas y otros constituyentes sensibles al agua de formación. Luego se desarrollaron otros agentes estabilizadores de arcilla que mejoraron el Cloruro de Potasio, permitiendo el uso de agua en un mayor número de formaciones.

En los años 70's una gran innovación en fluidos de fracturamiento fue el uso de agentes reticulantes con base metálica para incrementar la viscosidad de fluidos base agua gelificados, aplicados a pozos que posean alta temperatura. Se hace curioso e interesante notar que la química utilizada en el desarrollo de estos fluidos fue tomada de la industria de los explosivos plásticos. Actualmente las mejoras en reticulantes y agentes gelificantes han resultado en sistemas que permiten al fluido alcanzar el fondo del hoyo en pozos de alta temperatura, antes de la reticulación (reacción del reticulante, creación de fluido de alta viscosidad, acoplamiento de moléculas)<sup>8</sup>, minimizando así los efectos del alto nivel de cizallamiento en el tubing. Agentes de gelificación ultra limpios basados en química de asociación de surfactantes y sistemas de rompimiento encapsulado que se activan cuando se cierra la fractura han sido desarrollados para minimizar daños en la conductividad de la fractura.

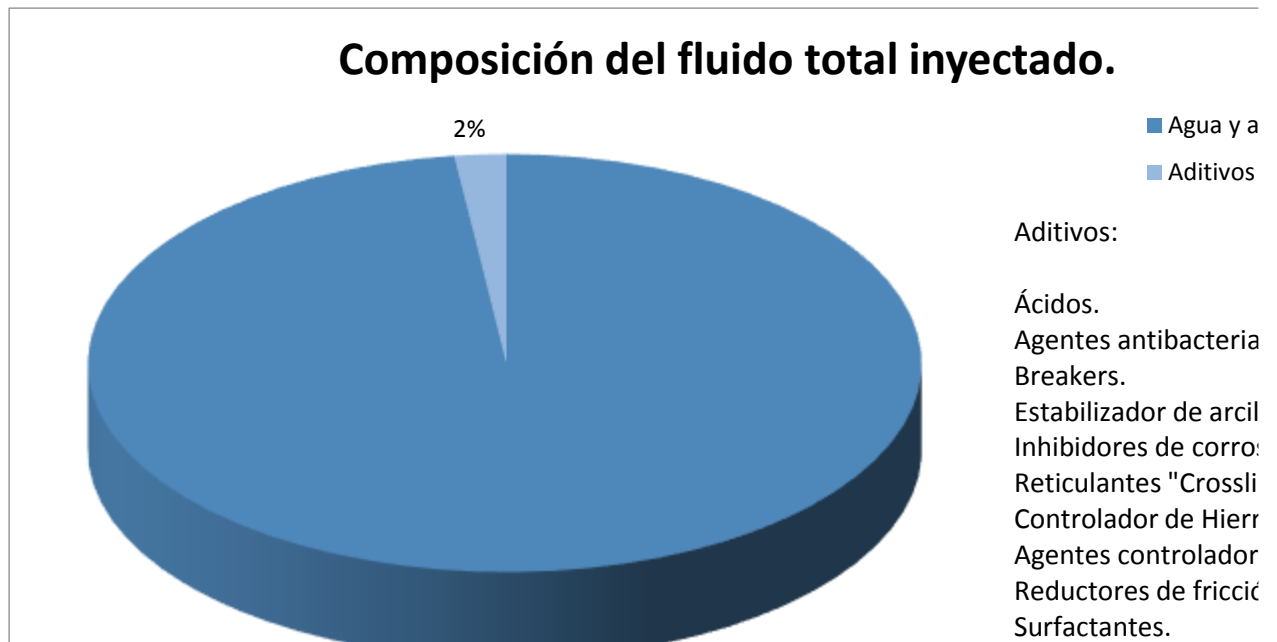
---

<sup>8</sup> Schlumberger Oilfield glossary.

El agua es el componente primario de la mayoría de los tratamientos de fracturamiento hidráulico, representa la gran mayoría del fluido inyectado en una operación de fractura. El propante es el constituyente que le sigue, este es un material granular, generalmente arena, el cual es mezclado con los fluidos de fractura para mantener abiertas las grietas y así permitir el flujo de hidrocarburos y agua hacia el pozo. Los materiales propantes son seleccionados basándose en la resistencia necesaria para mantener la fractura abierta después de que el trabajo es completado, para que sea capaz de mantener la conductividad deseada en la fractura inducida.

Además del agua y del propante existen otros aditivos esenciales para una estimulación por fracturamiento exitosa. Dichos aditivos químicos representan generalmente alrededor del 2% en volumen del fluido total bombeado (Figura 7).

**Figura 7.** Composición típica de un fluido fracturante para el fracturamiento hidráulico de un pozo de shale gas.



**Fuente:** Tomado y modificado de: *Chesapeake Energy Corporation. 2012.*

Dentro del aproximadamente 2% de contenido final del fluido fracturante que corresponde a los aditivos químicos que se le agregan al agua y al propano (y como se exhiben en la anterior gráfica), cada uno cumple una función específica, según la necesidad que se tenga en cada locación donde el proyecto de fracturamiento vaya a ser aplicado, desde limitar el crecimiento de bacterias, hasta prevenir la corrosión del casing del pozo, estos aditivos son estrictamente necesarios para garantizar un trabajo eficiente y efectivo.

Las compañías de servicios ofrecen fluidos de fracturamiento los cuales pueden ser categorizados como fluidos base agua ó fluidos base hidrocarburo,

dependiendo de la naturaleza de la fase continua. Los fluidos de fracturamiento se pueden agrupar dentro de los siguientes tipos:

- **Fluidos base agua.**

- Slick Water:

Pequeñas cantidades de polímero en agua para reducción de presión por fricción en flujo turbulento.

- Soluciones poliméricas no reticuladas:

Guar, HPG, CMHPG, CMHEC, HEC, Xanthan, Poliacrilamida, Sistemas de gelificación secundaria.

- Emulsiones poliméricas:

Aproximadamente 33% de solución polimérica acuosa como la fase externa, con 67% de hidrocarburo en la fase externa.

- Espumas acuosas:

N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, o 45%-CO<sub>2</sub>. / 25%- N<sub>2</sub> en agua, solución polimérica, o geles con 65 - 85% de gas en la fase interna.

- **Fluidos base hidrocarburo.**

- Slick hidrocarburo:

Diesel, Kerosene o crudo con pequeñas cantidades de polímero sintético para reducir las pérdidas de presión por fricción en flujo turbulento.

- Hidrocarburos reticulados (Crosslinked HC's):

Diesel, kerosene o crudo reticulados con éster de fosfato ácido y aluminio, ó ácido graso y cáustico.

- Mezclado a baches.
- Mezclado continuo.
- Energizado con más de 50% N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>.
- Espumas base hidrocarburo.  
N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> en diesel, kerosene o crudo con 65% – 85% de gas en la fase interna.
- Metanol gelificado [con o sin CO<sub>2</sub> de más del 75% en volumen (una sola fase w/CO<sub>2</sub>)]:  
Metanol en soluciones poliméricas base agua de más de 25 vol% con GUAR, 60 vol% con HPG y 100 vol% con dimetil-lacrilamida ó hidroxipropilcelulosa (también pueden ser reticuladas).

- **Geles de fracturamiento.**

- Soluciones poliméricas reticuladas (geles):  
Polímeros reticulados con Titanio, Zirconio, Boro, Aluminio o Antimonio, pueden ser:
  - Mezclado a baches.
  - Mezclado continuo.
  - Energizado con más de 50% N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>.

**3.1.4.2. Rompedores de gel.** El objetivo del fracturamiento hidráulico es crear una fractura conductiva en la roca, la cual requiere un espacio de propante permeable y una cara de fractura permeable. Para lograr esto, el fluido de fractura debe ser removido de la formación. Es esencial prevenir que el polímero invada la matriz de la roca y las fracturas naturales. Un buen fluido de control puede lograr esto. Sin embargo, el filtrado debe ser removido. Producir el pozo ayudará a remover la carga de agua, pero en algunos casos se pueden formar emulsiones, escamas ó taponamientos.

Los rompedores de gel oxidan la columna vertebral de oxígeno permitiendo que el polímero sea expulsado de la fractura. Amonio o persulfato de Sodio son comúnmente usados a altas temperaturas (>150 °F) ó a bajas temperaturas en presencia de un activador. Rompedores de enzimas como la hemicelulosa son usados a temperaturas de menos de 120 °F y pH < 8.5.

Cuando un gel acuoso es contactado bajo las condiciones apropiadas, los rompedores químicos pueden devolver el gel a una solución acuosa de baja viscosidad.

Puede haber dos posibles razones para la utilización de un rompedor luego de un tratamiento de superación de la conformidad:

- Para remover el gel del wellbore, perforaciones o fracturas.
- Para deshacer un tratamiento de gel en la región cercana al pozo si se determinó después de su posicionamiento que el gel emplazado no fue beneficioso.

Tipos de rompedores de gel:

- Solución ácida fuerte.
- Peróxido de Hidrógeno.
- Blanqueador (que contenga Hipoclorito de Sodio).
- Gel retardante.
- Rompedor químico soluble en agua.

**3.1.4.3. Aditivos químicos.** Como se ha explicado anteriormente, los químicos desempeñan muchas funciones en la operación de fracturamiento hidráulico. Aunque hay docenas de cientos de químicos que pueden ser utilizados como aditivos, existe un número limitado de ellos que se usan rutinariamente en campo.

Estos aditivos químicos pueden clasificarse de acuerdo a la función que desempeñan, la siguiente es una tabla informativa sobre los tipos de aditivos de los fluidos de fracturamiento hidráulico según sus propósitos.

**Tabla 4.** Funciones de productos aditivos del fluido de fracturamiento y otros usos industriales.

Producto	Función en el fracturamiento	Otros usos industriales
<b>Ácidos</b>	Ayuda a disolver los minerales y a crear grietas en la roca.	Químicos para piscinas y detergentes, limpiadores.
<b>Agente antibacterial</b>	Elimina la bacteria del agua que es producida por productos corrosivos.	Desinfectantes. Esterilizantes para equipos médicos y dentales.
<b>Agente gelificante</b>	Espesa el agua para suspender la arena.	Cosméticos, helados, cremas dentales, salsas y aderezos para ensaladas.
<b>Controlador de Hierro</b>	Previene la precipitación del metal en la tubería.	Aditivos para comidas y bebidas.

<b>Controlador de pH</b>	Ayuda a mantener la efectividad de otros componentes, como los Crosslinkers.	Detergentes de lavandería y lavaplatos, jabones y suavizantes de ropa.
<b>Crosslinker</b>	Mantiene la viscosidad del fluido cuando aumenta la temperatura.	Detergentes de lavandería, jabones de tocador y cosméticos.
<b>Estabilizador de arcillas</b>	Previene a las arcillas del hinchamiento.	Sustitutos para sal de mesa baja en sodio. Medicinas.
<b>Inhibidor de corrosión</b>	Previene la corrosión de la tubería.	Farmacéuticos, fibras acrílicas y plásticos.
<b>Inhibidor de escamas</b>	Previene la depositación de escamas tanto en fondo de pozo como en equipo de superficie.	Productos de limpieza para el hogar, anticongelantes y pinturas.
<b>Reductor de fricción</b>	“Desliza” el agua para minimizar la fricción.	Maquillaje, productos para las uñas y la piel.
<b>Rompedor (Breaker)</b>	Permite la ruptura retardada del gel.	Tintes para cabello.
<b>Surfactantes</b>	Incrementa la viscosidad del fluido de fractura.	Limpiadores de vidrios, antitranspirantes y tintes para el cabello.

**Fuente:** Traducido de: *Hydraulic Fracturing Fact Sheet*. Chesapeake Energy Corporation. 2012

La tabla anterior permite identificar los propósitos químicos de los aditivos químicos usados en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Sin embargo existen docenas de cientos de agentes químicos que pueden ser usados con un

mismo propósito, y aunque todos pueden usarse como aditivos, solo un número limitado de ellos es usado rutinariamente en fracturamiento. La siguiente tabla lista los aditivos químicos mayormente usados, está ordenada alfabéticamente por la función del producto para facilitar la comparación en los registros de fracturamiento.

**Tabla 5.** Productos químicos utilizados comúnmente en fracturamiento hidráulico, su número CAS, propósito químico y función.

<b>Nombre químico</b>	<b>Número CAS</b>	<b>Propósito en el fracturamiento</b>	<b>Función del producto</b>
<b>Hydrochloric Acid</b>	007647-01-0	Ayuda a disolver los minerales y a iniciar las fracturas en la roca.	Ácido
<b>Glutaraldehyde</b>	000111-30-8	Elimina las bacterias en el agua que producen subproductos corrosivos	Biocida
<b>Quaternary Ammonium Chloride</b>	012125-02-9	Elimina las bacterias en el agua que producen subproductos corrosivos	Biocida
<b>Quaternary Ammonium Chloride</b>	061789-71-1	Elimina las bacterias en el agua que producen subproductos corrosivos	Biocida
<b>Tetrakis Hydroxymethyl-Phosphonium Sulfate</b>	055566-30-8	Elimina las bacterias en el agua que producen subproductos corrosivos	Biocida
<b>Citric Acid</b>	000077-92-9	Previene la precipitación de óxidos metálicos	Controlador de Hierro
<b>Acetic Acid</b>	000064-	Previene la precipitación de	Controlador

	19-7	óxidos metálicos	de Hierro
<b>Thioglycolic Acid</b>	000068-11-1	Previene la precipitación de óxidos metálicos	Controlador de Hierro
<b>Sodium Erythorbate</b>	006381-77-7	Previene la precipitación de óxidos metálicos	Controlador de Hierro
<b>Sodium Hydroxide</b>	001310-73-2	Ajusta el pH del fluido para mantener la efectividad de los demás componentes, como los reticulantes	Controlador de pH
<b>Potassium Hydroxide</b>	001310-58-3	Ajusta el pH del fluido para mantener la efectividad de los demás componentes, como los reticulantes	Controlador de pH
<b>Acetic Acid</b>	000064-19-7	Ajusta el pH del fluido para mantener la efectividad de los demás componentes, como los reticulantes	Controlador de pH
<b>Sodium Carbonate</b>	000497-19-8	Ajusta el pH del fluido para mantener la efectividad de los demás componentes, como los reticulantes	Controlador de pH
<b>Potassium Carbonate</b>	000584-08-7	Ajusta el pH del fluido para mantener la efectividad de los demás componentes, como los reticulantes	Controlador de pH
<b>Choline Chloride</b>	000067-48-1	Previene a las arcillas de la hinchazón o movimiento	Estabilizador de arcillas
<b>Tetramethyl ammonium</b>	000075-57-0	Previene a las arcillas de la hinchazón o movimiento	Estabilizador de arcillas

<b>chloride</b>			
<b>Sodium Chloride</b>	007647-14-5	Previene a las arcillas de la hinchazón o movimiento	Estabilizador de arcillas
<b>Guar Gum</b>	009000-30-0	Espesa el agua con el fin de suspender la arena	Gelificante
<b>Petroleum Distillate</b>	064741-85-1	Fluido portador para goma guar en geles líquidos	Gelificante
<b>Hydrotreated Light Petroleum Distillate</b>	064742-47-8	Fluido portador para goma guar en geles líquidos	Gelificante
<b>Methanol</b>	000067-56-1	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	Gelificante
<b>Polysaccharide Blend</b>	068130-15-4	Espesa el agua con el fin de suspender la arena	Gelificante
<b>Ethylene Glycol</b>	000107-21-1	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	Gelificante
<b>Isopropanol</b>	000067-63-0	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	Inhibidor de corrosión
<b>Methanol</b>	000067-56-1	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	Inhibidor de corrosión
<b>Formic Acid</b>	000064-18-6	Previene la corrosión de la tubería	Inhibidor de corrosión
<b>Acetaldehyde</b>	000075-07-0	Previene la corrosión de la tubería	Inhibidor de corrosión
<b>Copolymer of</b>	025987-	Previene los depósitos de	Inhibidor de

<b>Acrylamide and Sodium Acrylate</b>	30-8	escamas en la tubería	escamas
<b>Sodium Polycarboxylate</b>	N/A	Previene los depósitos de escamas en la tubería	Inhibidor de escamas
<b>Phosphonic Acid Salt</b>	N/A	Previene los depósitos de escamas en la tubería	Inhibidor de escamas
<b>Lauryl Sulfate</b>	000151-21-3	Previene la formación de emulsiones en el fluido de fractura	No emulsionante
<b>Isopropanol</b>	000067-63-0	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	No emulsionante
<b>Ethylene Glycol</b>	000107-21-1	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	No emulsionante
<b>Polyacrylamide</b>	009003-05-8	“Desliza” el agua para minimizar la fricción	Reductor de fricción
<b>Petroleum Distillate</b>	064741-85-1	Fluido portador para el reductor de fricción de poliacrilamida	Reductor de fricción
<b>Hydrotreated Light Petroleum Distillate</b>	064742-47-8	Fluido portador para el reductor de fricción de poliacrilamida	Reductor de fricción
<b>Methanol</b>	000067-56-1	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	Reductor de fricción
<b>Ethylene Glycol</b>	000107-21-1	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	Reductor de fricción

<b>Petroleum Distillate</b>	064741-85-1	Fluido portador para el reticulante de borato o zirconato	Reticulante
<b>Hydrotreated Light Petroleum Distillate</b>	064742-47-8	Fluido portador para el reticulante de borato o zirconato	Reticulante
<b>Potassium Metaborate</b>	013709-94-9	Mantiene la viscosidad del fluido cuando aumenta la temperatura	Reticulante
<b>Triethanolamine Zirconate</b>	101033-44-7	Mantiene la viscosidad del fluido cuando aumenta la temperatura	Reticulante
<b>Sodium Tetraborate</b>	001303-96-4	Mantiene la viscosidad del fluido cuando aumenta la temperatura	Reticulante
<b>Boric Acid</b>	001333-73-9	Mantiene la viscosidad del fluido cuando aumenta la temperatura	Reticulante
<b>Zirconium Complex</b>	113184-20-6	Mantiene la viscosidad del fluido cuando aumenta la temperatura	Reticulante
<b>Borate Salts</b>	N/A	Mantiene la viscosidad del fluido cuando aumenta la temperatura	Reticulante
<b>Ethylene Glycol</b>	000107-21-1	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	Reticulante
<b>Methanol</b>	000067-56-1	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	Reticulante
<b>Ammonium Persulfate</b>	007727-54-0	Permite un rompimiento retardado debajo del gel	Rompedor
<b>Sodium Chloride</b>	007647-14-5	Estabilizador de productos	Rompedor
<b>Magnesium Peroxide</b>	014452-57-4	Permite un rompimiento retardado debajo del gel	Rompedor

<b>Magnesium Oxide</b>	001309-48-4	Permite un rompimiento retardado debajo del gel	Rompedor
<b>Calcium Chloride</b>	010043-52-4	Estabilizador de productos	Rompedor
<b>Lauryl Sulfate</b>	000151-21-3	Incrementa la viscosidad del fluido de fractura	Surfactante
<b>Ethanol</b>	000064-17-5	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	Surfactante
<b>Naphthalene</b>	000091-20-3	Fluido portador para los ingredientes surfactantes activos	Surfactante
<b>Methanol</b>	000067-56-1	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	Surfactante
<b>Isopropyl Alcohol</b>	000067-63-0	Estabilizador de producto y/o agente de acondicionamiento para invierno	Surfactante
<b>2-Butoxyethanol</b>	000111-76-2	Estabilizador de producto	Surfactante

**Fuente:** Traducido de: *What chemicals are used? Fracfocus, GWPC & IOGCC, 2014.*

Uno de los problemas asociados con la identificación de aditivos químicos se debe a que algunos de ellos tienen múltiples nombres. Por ejemplo, el Etilén glicol (anticongelante) también es conocido como Etilén alcohol; Glicol; Glicol alcohol; Lutrol 9; Macrogol 400 BPC; Monoetilen glicol; Ramp; Tescol; 1,2-Dihidroxietano; 2-Hidroxietanol; HOCH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>OH; Dihidroxyetano; Etanediol; Etilén glicol; Glygen; Atilenglicol; Etano-1,2-diol; Fridex; M.e.g.; 1,2-Etandiol; Ucar 17; Dowtherm SR 1; Norkool; Zerex; Alifatic diol; Ilexan E; Etano-1,2-diol 1,2-Etanedio.

Esta multiplicidad de nombres puede hacer que la búsqueda de estos químicos sea difícil y frustrante. Sin embargo, si se busca un químico por el número CAS (Chemical Abstracts Service) se encontrará el químico correcto aún si el nombre en el registro de fractura no coincide. Por ejemplo, si en el registro de fractura está listado el químico Cloruro de Hidrógeno y se buscó por el nombre usando un sitio de búsqueda de químicos, puede que no se obtenga resultado. Pero si se busca por el número CAS 007647-01-0 esto mostrará Ácido Clorhídrico, el cual es otro nombre del Cloruro de Hidrógeno. Así, usando el número CAS, se puede evitar el problema de tener múltiples nombres para el mismo compuesto químico.

## 3.2. ESTIMULACIONES QUIMICAS.

**3.2.1. Generalidades.** Las estimulaciones químicas son operaciones a través de las cuales se busca reducir el daño asociado a las actividades de perforación, completamiento y producción de fluidos en un pozo determinado a través de la inyección de fluidos a bajos caudales y presiones para evitar llegar a fracturar la roca sobre la cual se realiza el trabajo. El trabajo de estimulación se refiere básicamente a la restitución o creación de canales de flujo en la roca para facilitar la comunicación entre el pozo y el yacimiento, facilitando así el flujo de fluidos de interés.

**3.2.1.1. El daño.** El daño puede ser definido como una alteración en los poros de la roca que causa una alteración en el flujo lineal de los fluidos del yacimiento teniendo como consecuencia una caída de presión adicional y por ende tasas de producción no óptimas. El daño se compone de las siguientes variables:

$$s_t = s_{c+\theta} + s_p + s_d + \sum \text{pseudo daño}$$

Donde  $s_t$  se refiere al daño total,  $s_{c+\theta}$  el daño por el completamiento parcial y la desviación,  $s_p$  el daño asociado a los disparos o cañoneos y finalmente,  $s_d$  o el daño relacionado con el flujo de los fluidos del yacimiento.

- **Tipos de daños**

La eficiencia final que se logra al aplicar un tratamiento por estimulación química a un pozo depende directamente del conocimiento que se posea sobre el daño que causa la reducción en las características esperadas de el pozo, es por esto que a continuación se mencionaran diversos tipos de daños clasificados por la causa que los genera.

a. Por invasión de fluidos.

Este tipo de daño, como su nombre lo indica, se genera a partir de la interacción de fluidos extraños con la zona productora del yacimiento. Generalmente se genera durante la etapa de perforación donde el lodo invade la formación. La gravedad de este tipo de daño se ve afectada por el volumen de fluido perdido, las interacciones entre el fluido y la roca, la mineralogía de la roca, tipo de lodo, tiempo de exposición y presión diferencial. La invasión de fluidos puede generar consecuencia que producen daños específicos como:

- Daño por arcillas: Estos componentes arcillosos se caracterizan principalmente por su capacidad de hincharse o migrar de esta manera al encontrarse en presencia de material acuoso, por esta razón las arcillas son un potencial factor de daño.
- Bloqueo por agua: la intrusión de agua en la formación genera que se aumente la saturación de este fluido en la zona más próxima al pozo y en consecuencia se reduzca la permeabilidad relativa de la fase aceite dificultando o impidiendo su flujo.
- Bloqueo por aceite: Cualquier fluido preparado en base aceite que invada la formación reducirá la permeabilidad relativa del gas, disminuyendo la tasa de producción de el mismo.
- Bloqueo por emulsiones: los fluidos de invasión se entremezclan con los aceites de la formación formando emulsiones que en el caso de los filtrados ácidos o de alto pH pueden llegar a tener altas viscosidades.
- Cambios en la mojabilidad: las cargas catiónicas o no iónicas en los fluidos de invasión pueden causar un cambio en la preferencia de los fluidos a mojar la roca, de manera que un yacimiento que era mojado por agua (la condición ideal para la producción de aceite) pasa a ser mojado por petróleo creando dificultades para el flujo del fluido de interés.

b. Por invasión de sólidos.

Este daño se asocia con el taponamiento del espacio poroso a causa de materiales sólidos que se introducen en el medio. Estos residuos sólidos son generalmente fragmentos de los materiales de perforación, completamiento, reparación y estimulación. Los residuos sólidos pueden causar reducción del diámetro de flujo o simplemente un taponamiento total causando un daño considerable al pozo.

c. Daño asociado a la producción.

Los cambios de temperatura y presión que sufren los fluidos de interés durante el proceso de producción de hidrocarburos pueden generar la separación, precipitación y posterior depositación de componentes orgánicos e inorgánicos presentes en la composición del fluido causando que se disminuyan los diámetros de los canales de flujo en la cercanía al pozo. También se puede referir a el daño producido por el desprendimiento de material poco consolidado o pobremente cementado de la roca causado por la velocidad de flujo del fluido en el yacimiento, generando una acumulación en la cercanía al pozo y así creando tapones que impiden el flujo. Y finalmente la producción excesiva y acelerada de agua y gas en un pozo puede generar canalizaciones o conificaciones que impidan el normal avance del aceite hacia la cara del pozo.

- **Evaluación del daño**

En cualquier selección del tipo de tratamiento es evidente que primero se debe conocer el tipo de daño que se ha de combatir. Es por eso que antes de poder

tomar una decisión acertada se deben realizar ciertas estimaciones para poder caracterizar el daño. Entre ellas se encuentran:

- Revisión de las condiciones previas a la actualidad del pozo: se basa en revisar las condiciones en las que se contactó la zona productora, es decir la perforación, los fluidos de perforación y completamiento, sus pérdidas y básicamente toda operación de completamiento y limpieza que fuese realizada sobre este pozo en particular. Este análisis también debe incluir los datos de producción y formación, además de comparaciones con los pozos vecinos.
- Pruebas de laboratorio: se obtendrán datos suficientes para caracterizar la mineralogía de la zona y a partir de eso reproducir las condiciones del daño para posteriormente seleccionar el tratamiento y la remoción del mismo.
- Cuantificación del daño: se utilizan las pruebas de presiones, datos de producción y análisis nodal para proseguir a calcular el valor exacto del daño y posterior al tratamiento compara los valores obtenidos. De esta manera se conocerá cuan efectivo fue el tratamiento realizado.

**3.2.2. Estimulación matricial.** Son caracterizados por inyección de fluidos a presiones por debajo de la presión de fractura de la roca, lo que permitirá que el fluido penetre la matriz y retire el daño presente en la formación. El éxito de la estimulación matricial depende de diversos factores que afectan la elección del fluido de tratamiento, entre ellos: el tipo, severidad y localización del daño, la compatibilidad del tratamiento con el sistema roca-fluido de la formación.

Dependiendo de la compatibilidad y el tipo de daño que se presente se puede dividir la estimulación matricial en dos tipos:

- Estimulación matricial no ácida.
- Estimulación matricial ácida.

Tanto la estimulación acida como la no acida incluyen estimulaciones de limpieza y matriciales. Las estimulaciones de limpieza son aquellas que permiten restituir la

permeabilidad original de la formación al remover el daño. Por otro lado, una estimulación matricial es aquella que permite incremental la permeabilidad natural de la formación al disolver parte del material que conforma la matriz de la roca incrementando el tamaño de los poros intercomunicados de la roca.

**3.2.2.1. Estimulación no ácida.** Es aquella estimulación en la cual los fluidos de tratamiento no causan una reacción con la roca, su uso básicamente se centra en la remoción del daño ocasionado por bloqueos de fluidos como agua, aceite o emulsión, pérdidas de fluido de control o depósitos orgánicos. Los fluidos a utilizar son: soluciones acuosas o aceitosas, alcoholes o solventes mutuos, que son potenciados por surfactantes o aditivos afines.

- Fenómenos de superficie.

Los fenómenos de superficie representan las fuerzas de oposición de los fluidos en las rocas, estas interacciones son trascendentales para las estimulaciones no acidas debido a que estas se concentran en variar estas propiedades. Entre estas se encuentran: la tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad.

- a. Tensión superficial: se define como el trabajo por unidad de área necesario para romper la energía libre de superficie, es decir, el desbalance que se crea entre las fuerzas de cohesión y de van Der Waals en la interacción molecular.
- b. Mojabilidad: es la preferencia de la roca para ser mojada por un fluido, el fenómeno de mojabilidad es importante en el momento de la producción e aceite, pues si la roca se encuentra mojada por agua será más fácil la producción de aceite.
- c. Capilaridad: la presión capilar es la fuerza que se requiere para mantener una columna de fluido en un espacio que posea el tamaño de un capilar.

- Surfactantes

Los surfactantes son los compuestos químicos utilizados para modificar los fenómenos de superficie anteriormente nombrados, son compuestos formados principalmente por dos grupos: uno hidrofílico (afín al agua) y otro lipofílico (afín a el aceite). Cuando se hace evidente que el surfactante ha seleccionado una interface, propiedades como la tensión superficial, la mojabilidad y la capilaridad se ven afectadas en cierto grado.

**Clasificación de los surfactantes.**

**Tabla 6.** Clasificación de los surfactantes.

CLASIFICACIÓN	CARGA EN AGUA	GRUPO QUÍMICO	APLICACIONES
<b>Aniónico</b>	Negativa	Sulfatos	No emulsificantes
		Fosfatos	Retardadores
		Sulfonatos	No emulsificantes
		Fosfonatos	Limpiadores
<b>Catiónico</b>	Positiva	Compuestos de aminas	No emulsificantes Inhibidores de corrosión Bactericidas
<b>No iónico</b>	Sin carga	Polímeros	No emulsificantes Inhibidores de corrosión Espumantes
<b>Anfotérico</b>	La carga depende de la P del sistema	Sulfatos de amina Fosfatos de amina	Viscosificantes Inhibidores de corrosión

**Fuente:** Terminación y mantenimiento de pozos. Página 66.

### **Usos de los surfactantes.**

- Ayudan con la disminución de fuerzas que no permitan que los hidrocarburos fluyan con la energía que se encuentra disponible en yacimiento.
- Alteran la mojabilidad de yacimiento para facilitar la fluidez de los hidrocarburos en pozo.
- Rompimiento de emulsiones que afecten la pureza de los fluidos producidos, actúan rompiendo la tensión interfacial.

### **Requerimientos de un surfactante.**

- Ser capaces de reducir la tensión interfacial o superficial.
- Poder romper la película de las emulsiones o evitar que se produzcan nuevas.
- Cambiar la mojabilidad de la zona, favoreciendo que el yacimiento sea mojado por agua.
- Evitar a todo costo inflamar las arcillas de las zonas adyacentes.
- En todo momento deben ser compatibles tanto con los fluidos de yacimiento como con los fluidos de tratamiento.
- Es de vital importancia que a temperatura de yacimiento los surfactantes sean solubles al fluido de tratamiento.

### **Fluidos de tratamiento.**

Para el caso de las estimulaciones químicas las sustancias más comunes para realizar los tratamientos poseen las siguientes naturalezas: oleosos, acuosos, alcoholes, solventes mutuos y soluciones micelares. Para aquellos tratamientos que poseen naturaleza oleosa se usa como base Diesel, xileno, keroseno o aromáticos pesados con aproximadamente 2 a 3% en volumen de surfactante. Aquellos que están preparados a base de agua limpia deben usar aproximadamente un 2% de KCl o agua salada, con la misma proporción de surfactante que los preparados en base aceite. Los alcoholes, solventes mutuos, y

soluciones micelares son muy efectivos a la hora de la remoción de bloqueos ya sean de aceite, de agua, de emulsiones o depósitos orgánicos, por lo general se usan al 10% en volumen en fluidos acuosos o aceitosos.

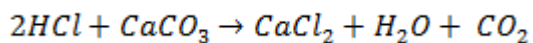
**3.2.2.2. Estimulación ácida.** La estimulación ácida es aquel tipo de tratamiento en el cual se utilizan sistemas ácidos para causar una reacción con los componentes del yacimiento. Esta reacción tiene el fin de disolver todos aquellos componentes que causen obstrucciones al flujo, por ejemplo acumulaciones de orgánicos, arenas que taponen, arcillas inflamadas. La eficiencia de estos tratamientos depende directamente de la correcta selección del sistema de ácido.

#### **Tipos de ácidos.**

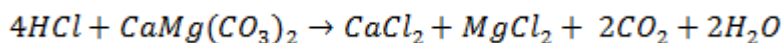
Entre los ácidos más comunes usados para proceder a estimular un pozo se encuentran los siguientes:

- Ácido clorhídrico (HCl): Es el más utilizado en la estimulación de pozos, se disocia en agua rápidamente y puede llegar hasta una concentración de 43% en peso bajo condiciones estándar. En el mercado se consigue hasta una concentración de 32% en peso bajo el nombre de ácido muriático.

La reacción del ácido clorhídrico con la caliza es la siguiente:



La reacción con respecto a la dolomita es aproximadamente la que se muestra a continuación:



- Ácido fluorhídrico: este ácido permite la disolución de materiales como las arcillas, feldspatos, cuarzos, entre otros. Se puede encontrar comercialmente en

concentración que están entre el 40 y el 70% en peso o se puede utilizar también como material puro en forma de anhídrita.

- **Ácidos orgánicos:** además de los ácidos anteriormente mencionados se pueden emplear sustancias menos fuertes para obtener el mismo resultado. Entre estos ácidos encontramos:

- **Ácido fórmico:** se usa principalmente para estimular en rocas calcáreas para pozos de alta temperatura.

- **Ácido acético:** tiene lenta reacción con los metales y los carbonatos, de ahí su uso para retirar incrustaciones calcáreas y estimular tanto dolomitas como calizas a alta temperatura.

### **Aditivos.**

Con el fin de incrementar la efectividad del tratamiento realizado en los pozos y a su vez reducir ciertos daños que pueden ser causados por las propiedades de los mismos ácidos es necesario seleccionar ciertos aditivos y la concentración de los mismos, entre ellos encontramos:

- **Surfactantes:** Se han definido anteriormente.
- **Inhibidores de corrosión:** son compuestos que están diseñados para atenuar el daño causado por los ácidos sobre el metal. Estos compuestos se absorben a las paredes de metálicas creando una película que no detiene completamente el fenómeno de la corrosión pero si lo disminuye de manera significativa.

Estos productos se encargan de llevar la corrosión a límites tolerables que son recomendados por API y la Asociación nacional de ingenieros de corrosión (NACE). Esos límites se expresan en pérdida de material por unidad de área expuesta al ácido y oscilan entre 0,02 y 0,05 lb/ft<sup>2</sup>, lo cual corresponde a un pérdida de material imperceptible que no representa pitting.

- **Agentes no emulsificantes:** la inyección de ácido en el yacimiento, ya sea limpio o contaminado puede generar emulsiones tipo aceite en agua o agua en aceite. Estas emulsiones crean obstrucciones al flujo natural del yacimiento y por ende deben ser prevenidas. De ahí surge la importancia de los agentes no emulsificantes.
- **Agentes controladores de hierro:** las tuberías y la formación misma presentan compuestos ferrosos que pueden ser arrastradas por efecto del ácido inyectado, al retirarse el tratamiento estas partículas se precipitan y pueden taponar los poros de la roca generando reducción en la permeabilidad.
- **Reductores de fricción:** debido al pequeño diámetro de las tuberías por las que se inyecta el ácido en ocasiones es necesario suministrarle a la mezcla ciertas sustancias que reduzcan las pérdidas de presión por fricción, estos aditivos pueden reducir estas pérdidas entre un 65 al 85%.
- **Solventes mutuos:** Son productos que poseen buena solubilidad tanto en agua como en aceite, su principal función es reducir la tensión interfacial y solubilizar el aceite en agua, además de su eficiencia para separar el aceite que se encuentra en la superficie de los poros. Entre los solventes más usados se encuentran el Etilen Glicol MonobutilEter (EGMBE), el ButoxilTriglicol (BTG), DietilenglicolMonobutilEter (DEGMBE) y el Glicol Eter Modificado (MGE). Son muy comunes en la acidificación de areniscas y se conoce que mejora la efectividad de los surfactantes.
- **Agentes espumantes:** se utilizan con el objetivo de mejorar la penetración del tratamiento en la formación a partir de la creación de sistemas espumados estables con ácido y nitrógeno.

- **Agentes emulsificantes:** En algunos casos, como las rocas calcáreas de alta permeabilidad, es necesario crear un sistema de emulsiones estables en fase oleosa, que permitan una mayor penetración en la formación y por ende mayor efectividad en el tratamiento.
- **Agentes retardadores de reacción:** son agentes que a partir de la creación de una película oleosa en la roca generan una película que evita la interacción entre el ácido inyectado y la formación mejorando de esa manera la penetración del tratamiento.

### **Selección de los fluidos de estimulación.**

La selección de los fluidos que van a ser trasladados a la formación productora es determinante para la eficiencia del tratamiento a realizarse. Esta selección depende de los siguientes factores:

- Evaluación del daño: es necesario conocer el tipo, la magnitud y evaluar el daño que se va a tratar.
- Sensibilidad de la formación: además de tratarla y retirar el daño, el fluido de tratamiento debe ser compatible con la formación rocosa y los fluidos que en ella se encuentran.
- Mineralogía de la formación: el conocimiento sobre el material cementante, el contenido de arcillas, el tipo de arena y otras características mineralógicas de la roca pueden definir de manera determinante que tipo de ácido es posible usar.
- Petrofísica: la porosidad y la permeabilidad de la roca dañada determinan la extensión del daño y a su vez la penetración que será posible alcanzar con los fluidos de tratamiento.

- Temperatura y presión de la formación: la temperatura puede afectar notoriamente a los inhibidores de corrosión y la velocidad de reacción de los ácidos. A temperaturas mayores a 150°F se prefieren ácidos orgánicos o mezclas de ácidos orgánicos e inorgánicos. Mientras que la presión afecta de manera determinante la penetración del tratamiento y los productos resultantes de las reacciones.
- Fluidos de la formación: en general cuando se posee una formación con gas es recomendable evitar los fluidos base aceite y proceder a inyectar los tratamientos en base agua con alcoholes. En general para el caso de los yacimientos de aceite se recomienda que el fluido de inyección sea compatible con los que se encuentran en la formación.
- Condiciones de el pozo e intervalo de explotación: las selección de los fluidos de estimulación se deben ajustar a las condiciones del estado mecánico del pozo, la profundidad de las perforaciones, las características metalúrgicas, y la entrada de los fluidos al pozo.

**3.2.3. Acidificación matricial.** El objetivo de este tipo en específico de estimulaciones es muy parecido al de los otros, reducir el daño que se generó en la formación principalmente por partículas sólidas o la actividad de las arcillas ya sea hinchamiento, dispersión, floculación o migración y al final del tratamiento aumentar la permeabilidad para facilitar la producción de hidrocarburos.

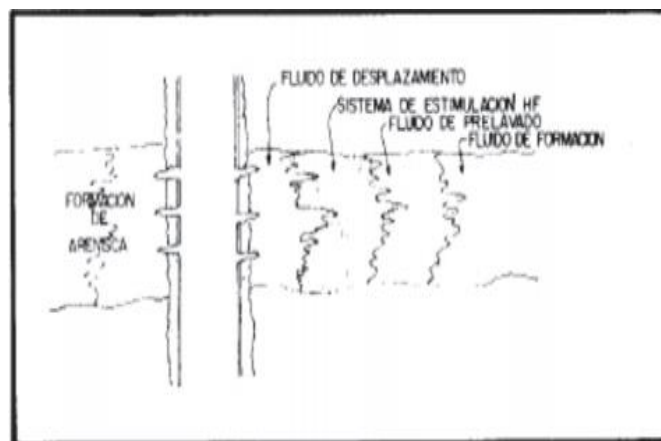
La respuesta de los pozos dañados ante la acidificación puede ser sorprendente, pero también puede ser usada en casos en los que los pozos no presenten daño alguno y la intención sea mejorar la permeabilidad. Este procedimiento puede incrementar hasta 1,3 veces la producción. Pero debido a la cantidad de

componentes que se deben agregar a una mezcla de ácido, los costos pueden generar que no sea viable el proyecto y solo sea aplicable a pozos con grandes caudales de producción.

Generalmente estas estimulaciones se realizan con mezclas de HCl + HF donde el ácido fluorhídrico es el que reacciona con los materiales silícicos. Para formaciones de alta temperatura se usan mezclas HF+ ácidos orgánicos y se pueden usar técnicas para generar ácido fluorhídrico como el emplear ácido fluoborico.

Dadas las propiedades del ácido fluorhídrico se logran penetraciones aproximadas de entre 1 y 3 pies desde la pared del pozo. Pero el ácido no solo reacciona con la formación, sino con los carbonatos y también con la salmuera de la formación. Por este motivo se debe diseñar un tren de fluidos que facilite la inyección del tratamiento y aumente la eficiencia del mismo. Se usa cuando menos tres tipos de fluido: fluido de prelavado, fluido de estimulación y fluido de desplazamiento.

**Figura 8.** Tren de fluidos de inyección para acidificación.



**Fuente:** Ácidos de reacción lenta y mayor penetración para la estimulación matricial reactiva en areniscas. Tesis.

- Fluido de prelavado: el objetivo de la inyección de estos fluidos es desplazar el agua que se encuentra en la formación para evitar que el ácido reaccione con ella. De la misma manera este fluido debe disolver los carbonatos para evitar que entre en contacto con el tratamiento. Los fluidos usados para realizar el prelavado generalmente se componen de HCl y ácidos orgánicos, el volumen que se inyectara de estos será definido por la cantidad de material calcáreo o el volumen de agua connata.
- Fluido de estimulación: generalmente mezclas de HCl - HF en concentraciones entre 3 y 12%, donde se habrán depositado todos los aditivos requeridos para aumentar la eficiencia del tratamiento. El hecho de poseer HCl en la mezcla evitara algunas precipitaciones y mantendrá el pH bajo. Por estadística, se dice que la cantidad de fluido de tratamiento varía entre 125 y 200 gal/pie.
- Fluido de desplazamiento: tienen como objetivo asegurar que el tratamiento ingrese y reacción en la zona de interés, además de alejarlo de las tuberías y remover los productos de reacción. Los fluidos más comunes son: el cloruro de amonio, ácido clorhídrico y fluidos oleosos, pero se les pueden agregar solventes mutuos para mejorar su eficiencia. Para pozos de gas se recomienda el uso de Nitrógeno

Para diseñar un tratamiento de este tipo se siguen los siguientes pasos básicos:

1. Selección de los fluidos de tratamiento.
2. Determinación de la presión y los gastos máximos de inyección.
3. Determinación de volúmenes de cada fluido.
4. Estimación del resultado de la estimulación.
5. Elaboración del programa de la estimulación.

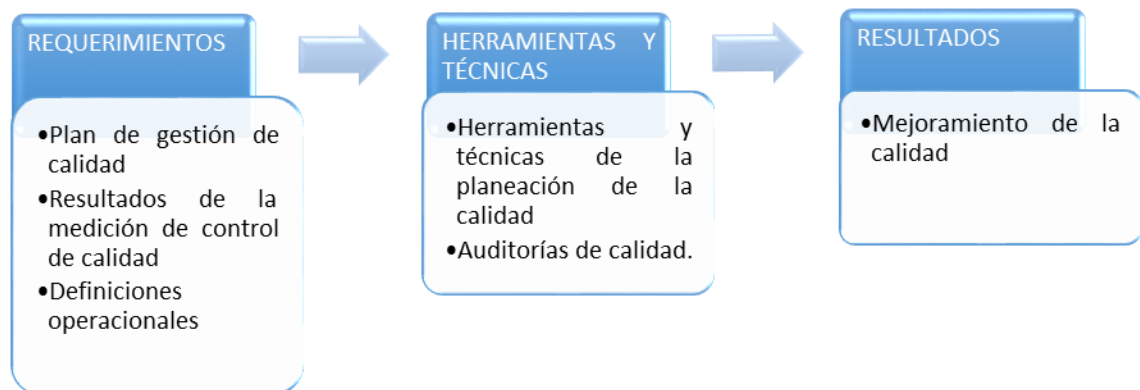
## 4. ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE LA CALIDAD (QA/QC).

### 4.1. ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD (QUALITY ASSURANCE).

El aseguramiento de la calidad involucra todas las actividades planeadas y sistemáticas dentro del sistema de calidad que brinden garantías que el proyecto satisfará los estándares de calidad más relevantes. Debe ser desarrollada durante el proyecto. Antes del desarrollo de las series ISO 9000, las actividades descritas en la etapa de planeación de la calidad eran incluidas como parte del aseguramiento de la calidad.

El aseguramiento puede ser garantizado al equipo directivo y a las directivas de la organización ejecutora (aseguramiento interno de la calidad), o puede ser garantizado a los clientes u otras organizaciones no involucradas directamente con el desarrollo del proyecto (aseguramiento de la calidad externo).

**Figura 9.** Requerimientos, técnicas, herramientas y resultados del aseguramiento de la calidad.



**Fuente:** PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. “A guide to Project Management, Body of Knowledge”. Newton Square, Pennsylvania, USA. (2000) 101.

#### **4.1.1. Requerimientos para el aseguramiento de la calidad.**

- **Plan de gestión de calidad**<sup>9</sup>.
- **Resultados de la medición de control de calidad:** las mediciones de control de calidad son archivos del muestreo y la medición realizada durante este proceso en un formato para medición y análisis.
- **Definiciones operacionales**<sup>1</sup>.

#### **4.1.2. Técnicas y herramientas para el aseguramiento de la calidad.**

- **Herramientas y técnicas de planeación de la calidad**<sup>1</sup>.
- **Auditorías de calidad:** una auditoría es una revisión estructurada de otras actividades de gestión de la calidad. El objetivo de estas auditorías es identificar las lecciones aprendidas que pueden mejorar el rendimiento de este proyecto o de otros proyectos involucrados de la organización. Pueden ser programadas o sorpresa, y deben ser llevadas a cabo por auditores debidamente entrenados, ya sean internos o externos (agencias de registro de sistemas de calidad).

#### **4.1.3. Resultados del aseguramiento de la calidad.**

- **Mejoramiento de la calidad:** incluye tomar acciones para incrementar la efectividad y eficiencia del proyecto con el objetivo de obtener beneficios adicionales para las partes interesadas en el proyecto. En la mayoría de los casos, implementar mejoras en la calidad requerirá de preparación, peticiones de cambio o incluso acciones correctivas. Estos cambios o acciones correctivas serán manejados de acuerdo a los procedimientos de cambio integrados.

---

<sup>9</sup> PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. "A guide to Project Management, Body of Knowledge". Newton Square, Pennsylvania, USA. (2000) 99-101.

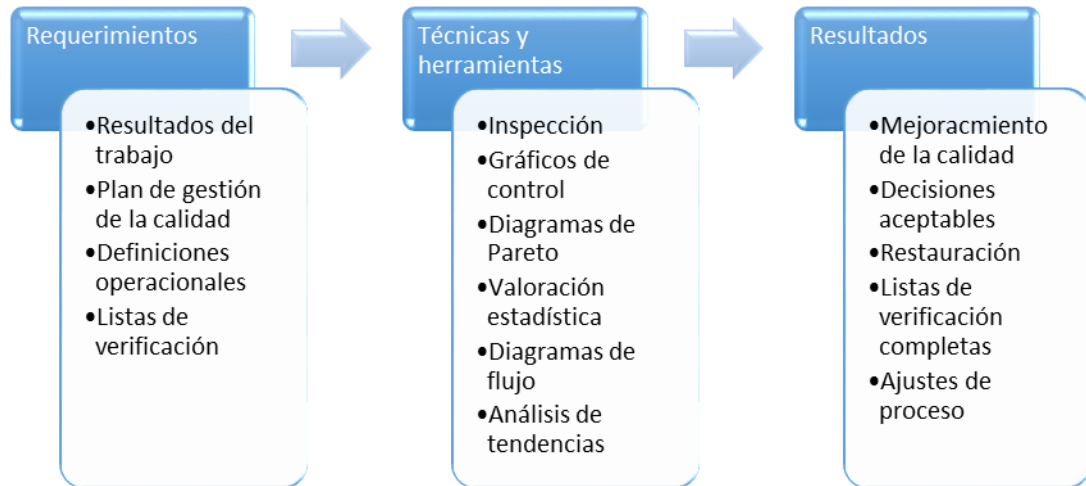
## 4.2. CONTROL DE LA CALIDAD (QUALITY CONTROL).

El control de la calidad involucra el monitoreo de resultados específicos del proyecto para determinar si cumplen con estándares de calidad relevantes, e identificar la manera de eliminar causas de resultados no satisfactorios. Esto se puede realizar a lo largo de todo el proyecto. Los resultados del proyecto incluyen los resultados de *producto*, como entregables, y los resultados de la gestión de proyectos, como el costo y el rendimiento de la programación. El control de la calidad se lleva a cabo a menudo por una Unidad Organizacional titulada como Departamento de Control de la Calidad o similar, pero no es algo obligatorio.

El equipo de gestión de proyectos debe tener conocimiento de trabajo acerca del control estadístico de la calidad, especialmente de valoración y probabilidad, para ayudarlo a evaluar los resultados del control de calidad. Entre otros aspectos, el equipo debe encontrar útil conocer las diferencias entre:

- La **prevención** (Mantener errores al margen del proceso) y la **inspección** (Mantener errores al margen del cliente).
- **Valoración por atributos** (el resultado se ajusta, o no se ajusta) y **valoración por variables** (el resultado es evaluado en una escala continua que mide el grado de conformidad).
- **Causas especiales** (eventos no usuales) y **causas aleatorias** (variación normal de los procesos).
- **Tolerancias** (el resultado es aceptable si entra en el rango específico de tolerancia) y **límites de control** (el proceso está en control si el resultado entra dentro de los límites de control).

**Figura 10.** Requerimientos, técnicas, herramientas y resultados del control de calidad.



**Fuente:** PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. “A guide to Project Management, Body of Knowledge”. Newton Square, Pennsylvania, USA. (2000) 101.

#### 4.2.1. Requerimientos del control de calidad.

- **Resultados del trabajo.** Incluyen resultados de los procesos y resultados de los productos. Información acerca de los resultados planeados o esperados debe estar disponible junto con la información de los resultados reales.
- **Plan de gestión de calidad**<sup>10</sup>.
- **Definiciones operacionales**<sup>2</sup>.
- **Listas de verificación**<sup>2</sup>.

<sup>10</sup> PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. “A guide to Project Management, Body of Knowledge”. Newton Square, Pennsylvania, USA. (2000) 99-101.

#### 4.2.2. Técnicas y herramientas para el control de calidad.

- **Inspección.** Incluye actividades como la medición, el examen y las pruebas realizadas para determinar si los resultados se ajustan a los requerimientos. Las inspecciones pueden ser conducidas a cualquier nivel (por ejemplo, los resultados de una actividad particular o el producto final de un proyecto pueden ser inspeccionados). Las inspecciones son llamadas de diferentes maneras: revisiones, revisiones de producto, auditorías ó tutoriales; en algunas áreas de aplicación, estos términos tienen sentidos muy estrictos y específicos.
- **Gráficos de control.** Son muestras gráficas de los resultados, y con el tiempo, de un proceso. Éstos son usados para determinar si el proceso está “bajo control” (por ejemplo, ¿Son diferencias en los resultados creadas por variaciones aleatorias, o son eventos inusuales cuyas causas deben ser identificadas y corregidas?). Cuando un proceso está en control, el mismo no debe ser ajustado. El proceso debe ser *cambiado* para generar mejoras, pero no debe ser ajustado cuando está en control.

Los gráficos de control pueden ser usados para monitorear cualquier tipo de variable de salida. Aunque se usa más frecuentemente para realizar un seguimiento a las actividades repetitivas, como lotes manufacturados, estos gráficos también pueden ser usados para monitorear el costo y programar varianzas, volumen y frecuencia de los cambios de alcance, errores en la documentación del proyecto, u otros resultados administrativos para ayudar a determinar si el *proceso de gestión de proyecto* está bajo control.

- **Diagramas de Pareto.** Un diagrama de Pareto es un histograma, ordenado por frecuencia de acontecimiento, que muestra cuántos resultados fueron generados por clase o categoría de una causa dada (ver figura 2.3.2-1). El

orden de rango es usado para guiar la acción correctiva – el equipo del proyecto debe tomar acción para solucionar primero los problemas que están causando el mayor número de defectos. Los diagramas de Pareto están conceptualmente relacionados con la Ley de Pareto, la cual sostiene que un número relativamente pequeño de causas producirán típicamente una gran mayoría de problemas o defectos. Esto se refiere comúnmente al principio 80/20, donde el 80% de los problemas se deben al 20% de las causas.

- **Valoración estadística.** La valoración estadística involucra la elección de una parte de la población de interés para la inspección (por ejemplo, seleccionar diez dibujos de ingeniería al azar de una lista de setenta y cinco). Una valoración apropiada puede a menudo reducir el costo del control de calidad. Existe un substancial marco teórico acerca de valoración estadística; en algunas áreas de aplicación, es necesario para el equipo de gestión de proyectos hacerse familiar con una variedad de técnicas de valoración y muestreo.
  
- **Diagramas de flujo**<sup>11</sup>. Los diagramas de flujo son usados en control de calidad para ayudar a analizar cómo ocurren los problemas.
  
- **Análisis de tendencias.** Este análisis involucra técnicas matemáticas para prever salidas futuras basadas en resultados históricos. El análisis de tendencias se usa a menudo para monitorear:
  - Desempeño técnico – Cuántos errores o defectos han sido identificados, cuántos quedan sin corregir.
  
  - Costo y programación del desempeño – Cuántas actividades por período fueron completadas sin varianzas significantes.

---

<sup>11</sup> PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. “A guide to Project Management, Body of Knowledge”. Newton Square, Pennsylvania, USA. (2000) 98-101.

#### 4.2.3. Resultados del control de calidad.

- **Mejoramiento de la calidad.** El mejoramiento de la calidad se describió en la pasada sección, Aseguramiento de la calidad (2.2.3).
- **Decisiones de aceptación.** Los ítems inspeccionados serán aceptados ó rechazados. Los ítems rechazados pueden requerir restauración (descrita en la siguiente sección).
- **Restauración.** La restauración es la acción tomada para hacer que un ítem defectuoso o no conforme con regulaciones cumpla con requerimientos o especificaciones. La restauración, especialmente la no anticipada, es una causa frecuente del sobrecosto en los proyectos, en muchas de las áreas de aplicación. El equipo del proyecto debe hacer todo esfuerzo razonable para minimizar las restauraciones.
- **Listas de validación completas.** Son herramientas estructuradas, usualmente de un ítem específico, usadas para verificar que una serie de pasos requeridos han sido llevados a cabo. Las listas de validación (Checklists) pueden ser muy simples o muy complejas. Están normalmente redactadas como imperativas (“¡Haga esto!”) o interrogatorias (“¿Ha hecho esto?”). Muchas organizaciones han estandarizado checklists disponibles para asegurar la consistencia en tareas frecuentemente realizadas. En algunos casos de aplicación las listas de verificación también están disponibles por parte de organizaciones profesionales o proveedores comerciales. Cuando las checklists son usadas, las checklists completas deben hacer parte de los registros del proyecto.
- **Ajustes de proceso.** Éstos involucran acciones correctivas o preventivas inmediatas, como resultado de mediciones de control de calidad. En algunos

casos, el ajuste de proceso puede necesitar ser manejado de acuerdo a procedimientos para el control integrado de cambios.

## **5. METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE LA CALIDAD DE LOS FLUIDOS UTILIZADOS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y ESTIMULACIONES QUÍMICAS.**

El diseño de una metodología de aseguramiento y control de calidad para los fluidos de fracturamiento hidráulico y estimulaciones se realiza basándose en que las empresas de servicios que suministraban los fluidos era la misma que garantizaba su calidad produciéndose porcentajes de éxito muy inferiores a los esperados. Es por esto que se propone una metodología en forma de proceso que permita obtener la mayor cantidad de información necesaria que garantice que los fluidos y todas aquellas etapas que estén involucradas con ellos se encuentren en la mejor condición.

Esta metodología involucra los aspectos relacionados con el estado de la maquinaria, los fluidos como tal y algunos aspectos que se deben tener en cuenta antes de la preparación, durante su inyección y el estado posterior a la inyección.

Para el desarrollo y mejor entendimiento de la metodología se proponen once pasos a través de los cuales se asegurara y controlara la calidad de los fluidos de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas.

1. Estado de equipos – verificar y validar.
2. Inventario de aditivos y materiales – asegurar cantidades y condiciones.
3. Calidad del agua.
4. Supervisión de preparación y mezcla de todos los fluidos y sistemas químicos – cantidades adecuadas.
5. Revalidación de los fluidos mezclados, con análisis fisicoquímico, antes de la operación.
6. Pruebas de compatibilidad roca-fluido y fluido-fluido.
7. Supervisión de bombeo de tratamientos – volúmenes bombeados, tasa máxima de bombeo, P máxima, tiempo de cierre de pozo.

8. Muestreo y evaluación de los flowback – cuantificación de depósitos inorgánicos removidos a la formación.

En estas etapas se busca identificar la condición en la que se encuentran los aditivos y sus propiedades además de también caracterizar la mezcla que será inyectada en pozo. Es de esta manera que los fluidos ingresarán a la zona de interés en su mejor condición y se obtendrán resultados mucho más cercanos a los esperados por las compañías.

Se generaran además los formatos que sean requeridos para la realización de cada paso y se propondrán las estrategias para que cada una de las etapas sea llevada a cabo de manera exitosa, responsable y eficiente garantizando así el éxito de esta metodología. Cada uno de los pasos será explicado de manera detallada para que sea clara la importancia que tiene el mismo en el desarrollo de las operaciones de fracturamiento hidráulico o estimulaciones químicas, además de los resultados positivos que se obtendrán a partir de la aplicación de los mismos.

## **5.1. ESTADO DE EQUIPOS – VERIFICAR Y VALIDAR.**

El estado de los equipos que intervienen en el desarrollo de operaciones de estimulaciones químicas y fracturamiento hidráulico puede ser un factor determinante en el resultado que se obtenga y afectar de manera directa el descenso en la calidad de los fluidos.

Por este motivo el primer paso de la metodología se encargara de verificar y validar el estado de los equipos involucrado en el manejo de los fluidos a inyectar en la zona de interés, equipos que manejen los fluidos base, equipos que manejen los aditivos y todos aquellos involucrados en el desarrollo de las operaciones de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas.

Este paso consiste en realizar una revisión tanto física como operacional de estos equipos verificando que se encuentren en óptimas condiciones permitiendo así la integridad de los aditivos, los fluidos base y las mezclas. Se verifican factores importantes como la corrosión presente en el equipo, fugas, agujeros, fallas mecánicas, fallas operacionales, entre otros factores. Todo esto se llevara a cabo a través de una lista de verificación por equipo que usa un sistema de calificación numérica con rangos de 1 a 3. En este rango 1 representa el valor más bajo y el daño más considerable e irreparable, 2 representa daño que puede ser reparado o tratado con facilidad y 3 representa que el equipo se encuentra en perfecto estado y no se requieren acciones sobre este equipo. Al final se realizara una sumatoria de los valores obtenidos en cada uno de los aspectos y se dividirá por el número de aspectos obteniendo así una calificación final sobre el estado del equipo.

Existen equipos que son básicos para la realización de las mezclas y por ende esos equipos requieren prioridad. Algunos de ellos son:

- Tanques de almacenamiento:

- Transporte y almacenamiento de aditivos y agentes de soporte: se utiliza para transportar los aditivos y agentes de soporte para las operaciones directamente al mezclador.
- Mezclador: este dispositivo toma el fluido base y lo mezcla con los aditivos y agentes de soporte de manera que se unan para abastecer las bombas.
- Conexiones de superficie y boca de pozo: estas líneas de flujo deben soportar altas presiones y altas condiciones abrasivas para garantizar la llegada del fluido a pozo.
- Bombas: le proporcionan la presión al fluido de tratamiento con el fin de que este alcance la formación con la carga necesaria para realizar el tratamiento.
- Instrumental de medición y control: estos dispositivos permiten conocer las diversas variables importantes del tratamiento, entre estas variables las dos más importantes son la presión y el caudal.

Entre los factores más importantes a tener en cuenta para la verificación se encuentran los siguientes:

- Corrosión: la presencia de corrosión en los equipos puede generar diversas consecuencias adversas para la calidad del fluido de tratamiento debido principalmente a la posibilidad de traspaso de material corroído a la mezcla o incluso posibles zonas vulnerables en las que se puedan producir pérdidas de material que desbalancee las mezclas realizadas.
- Fugas: la posible presencia de agujeros en las carcasas, las líneas que alimentan o extraen el material de los equipos, entre otros tipos de fugas, puede generar que se reduzca considerablemente la cantidad de material presente en el equipo y por ende se reduzca la calidad, la cantidad y la efectividad del fluido de tratamiento que se utilizara sobre el yacimiento.
- Acumulaciones de líquido: las acumulaciones de líquido ya sea de agua de lluvia, agua, componentes de mezclas anteriores, mezclas anteriores, pueden generar contaminación del nuevo fluido que se está generando, es por esto que se debe garantizar que no exista presencia considerable de otros fluidos y

que de haberlos, estos no entren en contacto con la mezcla o los materiales del nuevo tratamiento.

- Encendido: que el equipo encienda y se mantenga funcionando durante la operación garantizara que siempre se cuente con fluido de tratamiento para el desarrollo de la operación.
- Ubicación: la óptima ubicación de los equipos garantiza que los fluidos lleguen lo más pronto posible a su destino y así se eviten al máximo perdidas y contaminación.
- Tiempo de uso: todo equipo tiene un ciclo máximo de uso y este afecta la eficiencia del aparato, de esta manera un equipo no ha de ser usado en exceso pues puede causar daños y alterar la calidad de los fluidos de tratamiento.
- Estado general: el estado eléctrico y en general otros aspectos determinantes en el funcionamiento del equipo pueden ser influyentes en la calidad de los fluidos que en estos procesos se utilicen.

La evaluación se llevará a cabo en una tabla como la presentada a continuación y en ella se calificarán los principales aspectos de cada equipo, arrojando una evaluación en la que se definirá el estado general y se concluirá sobre posibles acciones a tomar con respecto a cada equipo.

**Tabla 7.** Tabla recomendada para la verificación y validación del estado de los equipos.

<b>VERIFICACIÓN Y VALIDACIÓN DEL ESTADO DE LOS EQUIPOS</b>		
<b>EQUIPO</b>		
<b>Código del equipo</b>		
<b>Función</b>		
<b>FACTOR A EVALUAR</b>	<b>EVALUACION</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
¿Presenta evidencia visible de corrosión?		
¿Existen fugas de fluidos?		
¿El equipo presenta acumulaciones de líquido?		
¿El equipo enciende normalmente?		
¿Se mantiene operando por suficiente tiempo?		
¿Las conexiones eléctricas se encuentran en buen estado?		
¿Presenta ruidos poco comunes?		
¿Se encuentra en rangos comunes de vibración?		
¿La ubicación es adecuada?		
¿El área cercana se encuentra en buen estado?		
¿El equipo está dentro de su tiempo de vida útil?		
<b>RESULTADO DE LA EVALUACION</b>	0	
<b>Conclusiones</b>		

## **5.2. INVENTARIO DE ADITIVOS Y MATERIALES – ASEGURAR CANTIDADES Y CONDICIONES.**

Las operaciones de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas requieren ciertas cantidades de aditivos y otros materiales que conformaran la mezcla final que será inyectada al yacimiento para realizar el tratamiento. Estas cantidades han de ser previstas y cubiertas para evitar futuras faltas de material, para saber qué tipo de material y cuanto del mismo se posee.

Es por esto que para garantizar la calidad de los fluidos que se requiere poseer en la locación en la que se realizaran las operaciones las cantidades suficientes de los materiales de interés y además de eso garantizar que estas sustancias se encuentran en la ubicación debida para proteger a la sustancia. Existen riesgos que pueden afectar las sustancias en función de la locación entre estos podemos encontrar: la humedad, la lluvia, los seres vivos, rupturas en los empaques, combinación con otros materiales y daño total de la sustancia.

Pero no es solo el estado de la ubicación en la que se mantienen las sustancias lo que es importante, también la cantidad como tal, debido a que se debe prever que las locaciones se encuentran lejos de los centros de distribución de estas sustancias, lo que implicaría un problema grave en caso de agotarse alguna de ellas y no se encuentre más en la locación. Esto podría generar una alteración en la calidad del fluido puesto que reemplazarlo por otra sustancia ocasionaría cambios indeseados en el diseño de la mezcla original y por ende un cambio en los resultados deseados e ir a buscarlo a otras locaciones incrementaría el costo de la mezcla y el de la operación.

En este paso de la metodología el control es muy sencillo y se realizara a través de un check list de las sustancias que se utilizaran en el tratamiento y a su vez realizar un inventario de la cantidad de producto y su condición. El objetivo final de este paso es informar si se encuentra en la locación la cantidad suficiente de

material en la mejor de las condiciones para garantizar un fluido de tratamiento de alta calidad.

**Tabla 8.** Tabla recomendada para inventario de aditivos y materiales.

INVENTARIO DE LOS ADITIVOS Y MATERIALES						
LOCACION						
OPERACIÓN						
FECHA DE REVISION						
ADITIVO O SUSTANCIA	NÚMERO CAS	FECHA DE INGRESO	CANTIDAD	UNIDADES	ESTADO DE LOCALIZACIÓN	OBSERVACIONES
Conclusiones						

### **5.3. CALIDAD DEL AGUA.**

Como se describió anteriormente en el capítulo 1 del libro, el agua forma alrededor del 98% del volumen total del fluido inyectado al campo (de acuerdo con últimos datos obtenidos por la compañía petrolera Chesapeake Energy en el año 2013). Siendo consecuente con esta gran cantidad de agua cabría señalar que también se debe tener en cuenta la calidad de ésta al momento de asegurar la calidad del fluido total de fractura. Para lograr este cometido se deberán analizar varios parámetros que podrán ser catalogados como contaminación para el caso de inyección en el fracturamiento hidráulico.

Uno de los principales inconvenientes del proceso de fracturamiento hidráulico es la obtención de la robusta cantidad de agua necesaria, la cual se puede realizar mediante diferentes fuentes.

**5.3.1. Fuentes de agua para inyección.** El agua inyectada en las formaciones porosas puede ser obtenida de diferentes ubicaciones. La fuente de agua, su temperatura y la distribución de la presión durante operaciones de operación e inyección, los problemas de compatibilidad entre las mezclas de agua, y posibles variaciones estacionales en la calidad del agua son todos inconvenientes que pueden afectar la calidad íntegra del agua inyectada, desde una perspectiva de inyectividad teniendo en cuenta el daño y la alteración.

Las fuentes más comunes para la obtención/disposición del agua necesaria son:

- Agua producida de formación.
- Fuentes de agua en superficie (lagos, ríos, océano, etc.)

- Cuerpos de agua superficiales (comúnmente agua potable).
- Formaciones húmedas profundas que puedan actuar como fuentes de agua (comúnmente llamadas acuíferos activos).

La típica agua inyectada puede contener agua de dos o varias de estas fuentes hídricas, mezcladas en una variedad de posibles relaciones a lo largo de la vida del proyecto de inyección.

**5.3.2. Parámetros comunes de la calidad del agua.** Los parámetros de calidad del agua se pueden subdividir en varias categorías para propósitos de evaluación:

- Composición iónica.
- Contaminantes químicos.
- Sólidos suspendidos.
- Escamas y potencial de precipitados.
- Contenido de aceite/grasas/hidrocarburos.
- Contenido de gas no condensable.
- Contenido de bacterias.

Cada uno de estos parámetros será presentado a continuación.

**5.3.2.1. Composición iónica.** La mayoría de las formaciones de los campos petroleros contienen una variedad de materiales finos que pueden ser susceptibles bien sea al movimiento (migración) o a la alteración estructural (hinchamiento o dispersión) debido al contacto con fluidos de inyección no estables.

Una familia de estos materiales, que pueden ser especialmente reactivos debido a su afinidad catiónica, se conoce comúnmente como “arcillas” y consisten de un amplio rango de compuestos a base de aluminio-silicato. Las arcillas comunes en

campos petroleros incluyen la esmectita, capas mezcladas de arcilla, la illita, la clorita y la kaolinita.

Muchas de las arcillas en formaciones petroleras son estabilizadas por la atracción de cationes cargados positivamente, como  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{H}^+$ ,  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ , etc., los cuales se disuelven en la salmuera que está contactando la superficie de la arcilla.

Los problemas de hinchamiento de arcillas pueden ser reducidos o mitigados mediante:

- Incremento de la concentración total de cationes mono y/o divalentes en la inyección de agua mediante agregaciones químicas o mezclado con fuentes de agua salina de recuperación más apropiadas.
- Estabilización adicional de los agentes químicos como aminas de alta valencia, polímeros catiónicos, etc., para estabilizar las arcillas en forma temporal o permanente en el área cerca al pozo.
- El uso de altas concentraciones cáusticas (KOH) para pre-tratar la inyección y estabilizar las arcillas.
- Agentes alteradores de la mojabilidad para generar una condición fuerte de roca mojada por aceite en la región cercana al pozo, para incrementar la permeabilidad relativa de la fase agua y aislar arcillas reactivas del contacto directo con el agua.

**5.3.2.2. Contaminantes químicos.** El agua de inyección puede contener una gran variedad de contaminantes químicos que pueden impactar adversamente el desempeño de la operación y la inyectividad. En general, la mayoría de estos químicos son variados tipos de desemulsificantes, surfactantes, inhibidores de corrosión, inhibidores de escamas, etc., los cuales han sido utilizados para facilitar

la separación del aceite del agua y para el proceso de tratamiento. Muchos de estos aditivos químicos tienen una naturaleza polar, lo cual puede crear una afinidad por una transición de mojabilidad en la región cercana a la inyección, de roca mojada por agua, a roca mojada por aceite.

**5.3.2.3. Sólidos suspendidos.** Un problema mayor concerniente a la calidad del agua para la inyección en el fracturamiento hidráulico es la presencia de partículas de sólidos suspendidas en el fluido inyectado. Dichos sólidos se pueden generar en el agua de inyección a través de una serie de potenciales fuentes, incluyendo arcillas y finos producidos de formación, arenas, limos, etc., de fuentes superficiales o aguas someras, varios precipitados y escamas, sólidos orgánicos y fangos, un amplio rango de productos corrosivos de tuberías de producción/inyección, de tanques y equipo de tratamiento, así como también de bacterias vivas/muertas o lodos bacterianos y subproductos.

La conectividad en el sistema poroso es controlada por el tamaño específico de las partículas invasoras, la velocidad del flujo del fluido en el que están contenidas, la distribución del tamaño poral y, hasta cierto punto, la mojabilidad de los finos y de la formación. Una regla del dedo gordo comúnmente usada por muchos años es que si las partículas suspendidas en el fluido de inyección son mayores que el 33% (1/3) del diámetro de garganta poral medio, éstas se 'atascarán' y crearán puentes estables que pueden reducir la permeabilidad. Aunque esto es generalmente verdad para situaciones en flujo turbulento, donde la velocidad intersticial es lo suficientemente alta para mantener las partículas en una suspensión uniforme, bajo caudales de inyección menores (en regímenes de flujo laminar), partículas más pequeñas se han demostrado que se depositan y que tienen la habilidad para formar puentes estables, lo cual puede reducir la inyectividad.

Criterios de selección para la filtración óptima sugerirían que una filtración por debajo del 7% del tamaño medio en la distribución de la garganta poral sería óptima.

Algunos materiales sólidos suspendidos puede que no sean removidos por técnicas de filtración convencional. Sólidos orgánicos suspendidos, como los asfaltenos, son ejemplos de estos materiales. Los asfaltenos son altamente polares en la naturaleza y, en suspensión acuosa, tienden a tener afinidad interparticular (por ejemplo, las micelas individuales de asfaltenos pueden atraerse unas con otras y así formar aglomerados de partículas de asfaltenos mucho más grandes). Estos aglomerados tienden a ser plásticos en naturaleza, basados en la experiencia considerable en campo, y no exhiben una estructura rígida cristalina como la mayoría de otras partículas que se pueden acumular. Debido a lo anterior, los medios comunes de filtración son a menudo inefectivos removiendo estos aglomerados de asfaltenos como, bajo presión de filtración, las partículas individuales se disocian y pueden ser desplazadas individualmente a través del medio de filtración, seguido por la aglomeración subsecuente. La aglomeración también es dependiente del tiempo, y tiempos largos de residencia estática en los tanques de disposición o en las líneas de flujo/distribución pueden permitir aglomeración adicional luego de la filtración, resultando en la formación de aglomerados cada vez más grandes como función del tiempo.

Una variedad de técnicas pueden ser usadas para combatir este problema, incluyendo la **separación más efectiva de agua-aceite** (para reducir el contenido de asfaltenos dispersos en el agua de inyección), **dispersantes químicos** para mantener los asfaltenos polares que se floculen juntos, **precipitación electrostática** y **remoción de las partículas** o cerámicos y otros medios de

filtración diseñados para adsorber preferencialmente partículas mojadas por aceite, de esta naturaleza.

**5.3.2.4. Potencial de escamas y precipitados.** Las escamas y precipitados se pueden formar en el agua de inyección por muchas causas. El mezclado de fluidos incompatibles (por ejemplo, agua de producción y agua de la fuente) puede resultar en la formación de precipitados insolubles. También, los cambios en temperatura y presión del fluido producido, cuando este llega a superficie y pasa a través del proceso de tratamiento y luego es reinyectada, puede iniciar cambios en el pH, lo cual puede empezar la formación de escamas en los equipos de producción y superficie/tratamiento, así como en los pozos de inyección.

La formación de escamas y precipitados es un tema bastante extenso que ha sido discutido ampliamente en la literatura y también está por fuera del alcance del presente trabajo. Comúnmente las escamas que pueden ser problemáticas en operaciones de inyección incluyen varias formas de escamas solubles en ácido (calcita y varias escamas basadas en Hierro las cuales son a menudo derivadas de procesos de corrosión), también como escamas insolubles en ácido (las más comunes son la anhidrita y gypsum).

Existe una gran variedad de protocolos de prueba para la evaluación de la compatibilidad del agua y el potencial de formación de escamas, así como también para la evaluación de la efectividad de varios tipos de inhibidores de escamas comerciales. Trabajos recientes de Thomson<sup>12</sup> resultaron en el desarrollo de un nuevo modelo que, en la mayoría de los casos, puede predecir acertadamente la

---

<sup>12</sup> Tomson, M., et al, "ScaleSoftPitzer Version 1.0", Rice University Brine Chemistry Consortium, 1999.

formación de escamas y precipitados, también como el efecto de inhibidores de escamas disponibles comúnmente, en varias situaciones del yacimiento.

**5.3.2.5. Contenido de aceite/grasas/hidrocarburos.** A menudo una porción, o toda el agua que se inyecta en el yacimiento han sido tomadas de pozos productores de crudo y agua. Aunque se han realizado intentos por remover la gran mayoría de aceite de la corriente de agua, en muchas situaciones queda algo de aceite residual en el agua que se va a utilizar para el fracturamiento, lo cual puede ser problemático desde el punto de vista de la inyección. En otros casos pueden ocurrir molestias en las plantas y en el tratamiento, y resultar en la inyección inadvertida de un ‘tapón’ de crudo casi puro periódicamente en un pozo seleccionado para fracturamiento.

La cantidad de aceite que puede ser tolerada de manera segura en pozos inyectoros varía, dependiendo de las propiedades del aceite y de la salmuera (de inyección), del IFT del sistema y de la distribución específica del tamaño poral y de la mojabilidad de la formación de interés. Basados en la experiencia general, contenidos de aceite y grasas por debajo de 5 mg/L pueden ser tolerados por la mayoría de pozos de inyección con permeabilidades in-situ mayores a 20 – 30 mD (a permeabilidades más bajas, la sensibilidad del contenido de aceite puede incrementar). Una evaluación común y simple, pero generalmente precisa, del máximo contenido de aceite/grasas para agua de inyección puede ser llevada a cabo mediante el uso de una prueba simple representada en la **figura 11**. Para este experimento, un recipiente de vidrio de 4 litros es llenado con agua de inyección directamente de cabeza de pozo, luego es sellado y dejado en reposo a temperatura ambiente (20-25 °C) por un mínimo de 24 horas. Luego de este tiempo, si un RIM visible flota en la cima del contenedor, esto es generalmente un indicativo de que el contenido de aceite/grasas es demasiado alto y de que se requiere separación adicional y tratamiento, o que dispersantes químicos pueden

ser útiles para permitir que la saturación de aceite permanezca dispersa como una fase emulsionada no-nucleada de aceite en agua estable a largo término.

**Figura 11.** Ilustración de la prueba de contenido de nata de aceite en el agua.



**Fuente:** Modificado de D. B. Bennion, F.B. Thomas, D. Imer, T. Ma, B. Schulmeister, *Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells*.

**5.3.2.6. Contenido de gas no condensable.** A pesar de que la solubilidad del agua es generalmente baja, algunos gases, notablemente CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S y, en una medida más limitada, aire / oxígeno tienen solubilidad finita en soluciones acuosas.

Esta solubilidad disminuye cuando la temperatura aumenta. La solubilización de los gases, particularmente aire, en el agua de inyección en un sistema abierto de circulación y tratamiento puede resultar en la evolución de este gas a medida que aumenta la temperatura sobre la inyección del agua. Esto puede resultar en la liberación de gas libre, insoluble en la matriz que rodea el pozo inyector, y en la formación de una saturación de gas crítica atrapada que puede también reducir

significativamente la inyectividad. Problemas similares pueden también crearse debido a la mala localización de las líneas de las bombas de succión, lo que puede resultar en cavitación o succión directa de aire arrastrado junto con el fluido inyectado.

**5.3.2.7. Contenido de bacterias.** Un amplio rango de bacterias aeróbicas y anaeróbicas a menudo tienden a estar presentes en muchas fuentes de agua en superficie y también someras. La introducción bacteriana en un pozo inyector puede ocurrir durante operaciones de completamiento / estimulación / workover, así como también durante operaciones de inyección de largo término. Bacterias anaeróbicas, sobre todo bacterias reductoras de sulfato (SRB, por sus siglas en inglés), tienden generalmente a ser las más problemáticas en situaciones de campo pero, en algunas operaciones de inyección, si el suficiente oxígeno disuelto está presente en los fluidos de inyección, las bacterias aeróbicas pueden también ser un problema.

Las bacterias son problemáticas por varias razones, referentes a la reducción de la inyectividad, como por ejemplo:

- El taponamiento del sistema poroso debido a las bacterias (vivas y muertas) como partículas sólidas.
- El taponamiento del sistema poroso por secreción de polímeros polisacáridos de colonias activas de bacterias crecientes en la formación.
- El taponamiento de la formación por productos corrosivos generados por el crecimiento de las bacterias en la tubería de producción, el casing, equipos de superficie, etc. (como también por los costos asociados y las fallas en los equipos asociadas a cuestiones de corrosión).

- La generación de gas tóxico H<sub>2</sub>S por acción metabólica de las SRB in-situ en sulfatos elementales, en aguas de inyección / formación (mayores de 10 ppm de sulfato).

Los problemas relacionados con crecimiento bacteriano es mejor abordarlos de manera proactiva, porque, una vez introducido, el problema puede ser difícil y costoso de combatir. Una variedad de biocidas y métodos de tratamiento han sido desarrollados para combatir problemas bacteriales. Los equipos para la prueba Hidrogenase<sup>13</sup> son una técnica útil para el monitoreo en tiempo real al momento de la evaluación de contenido bacteriano en los fluidos de inyección y en monitoreo de condiciones de fondo de pozo (en el swabeo o surgencia de los fluidos en pozos inyectoros) para permitir una determinación rápida de si los problemas de bacterias están presentes en los fluidos de inyección o en los pozos, para dejar un mayor tiempo de diagnóstico y para la solución del problema.

Habiendo analizado todos los parámetros anteriores que afectan la calidad del agua que posteriormente será inyectada a la formación, procedemos ahora a sugerir una tabla de análisis para la correcta evaluación de los requisitos mínimos que debe cumplir la(s) fuente(s) que puedan alimentar el agua para el fracturamiento, así como también características en el almacenamiento previo al bombeo.

Se deberá tomar mínimo 3 (tres) muestras de agua en el sitio destinado al almacenamiento previo al bombeo (comúnmente piscinas, tanques de almacenamiento, fuentes hídricas fluviales cercanas, etc.) cada una de lugares distintos, procurando abarcar la mayor extensión posible, para su posterior análisis, el cual incluye pruebas de calidad que arrojen los siguientes resultados, contenidos en la tabla 9:

---

<sup>13</sup> Horcek, G.L., "Field Experience with a SRB Rapid Detection Test Kit", SPERE, p. 275, December, 1992.

**Tabla 9.** Análisis fisicoquímicos del agua de inyección.

<b>ANÁLISIS FISICOQUÍMICOS DEL AGUA PARA INYECCIÓN EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO</b>								
<b>ORIGEN DE LA FUENTE DE AGUA:</b>								
<b>N°</b>	<b>Fecha</b>	<b>pH / T(°C)</b>	<b>Cond. (mS/cm)</b>	<b>Turbidez (NTU)</b>	<b>Hierro total (ppm)</b>	<b>Alcalinidad (ppm)</b>	<b>Dureza total (ppm)</b>	<b>Cloruros (ppm)</b>
	DD-MM-AA	T <sub>amb.</sub> 40 °C.	≤ 2 mS/cm	≤ 5 NTU	≤ 1ppm	≤ 300 ppm	≤ 2000 ppm	≤ 250 ppm
<b>1</b>								
<b>2</b>								
<b>3</b>								

Algunas pruebas adicionales se requieren si se desea tener un control total sobre el agua que se mezclará para luego ser bombeada a presión al yacimiento, de acuerdo a su propósito, estas pruebas son consignadas en la tabla 10.

**Tabla 10.** Descripción de varios protocolos de prueba para la evaluación de la calidad del agua.

<b>PROPÓSITO DE LA PRUEBA PARA CALIDAD</b>	<b>PRUEBA RECOMENDADA - PROPÓSITO ESPECÍFICO</b>
<b>Calidad básica en el yacimiento</b>	Permeabilidad, porosidad, mineralogía vía análisis rutinario de corazones, análisis de presión transiente, análisis de cortes de perforación y análisis petrográfico (sección delgada, microscopía SEM, difracción de rayos-X, análisis de imagen)
<b>Composición del agua</b>	Análisis vía técnicas analíticas estándar ICP
<b>Sólidos suspendidos totales</b>	Vía análisis de filtroprensación
<b>Distribución de tamaño de los sólidos suspendidos</b>	Vía análisis con láser microtrac
<b>Composición de los sólidos suspendidos</b>	Vía difracción de rayos-X o análisis elemental

<b>Contenido de aceite y grasas</b>	Vía extracción ASTM
<b>Análisis de escamas</b>	Vía métodos turbimétricos o numéricos (Tomson)
<b>Bacterias reductoras de sulfatos / Otras bacterias</b>	Análisis HYDA, análisis "full culture"
<b>Contenido de Oxígeno disuelto</b>	Vía medidor de Oxígeno disuelto
<b>Contenido de gas disuelto</b>	Prueba de solubilidad en altas temperaturas para liberar gas disuelto
<b>Pruebas de migración de finos</b>	SCAL* conducido en corazón estado representativo preservado/restaurado para determinar la velocidad de inyección crítica intersticial a la cual el daño por migración de finos puede ocurrir
<b>Pruebas de filtración crítica</b>	SCAL realizado para determinar el tamaño máximo de filtración permitida para retener partículas lo suficientemente grandes para causar taponamientos y reducciones de permeabilidad en la matriz
<b>Pruebas de Salinidad crítica</b>	SCAL realizado para determinar la composición iónica y catiónica mínima y el pH requerido para reducir o eliminar las reducciones de permeabilidad causadas por el fluido inyectado - interacciones de arcilla - que incluye la prueba simple de impacto de la salinidad (transición abrupta de la formación al fluido inyectado). Si los resultados de esta prueba no son favorables, se hace necesario realizar pruebas más sofisticadas de reducción de salinidad gradual por etapas y otras pruebas para investigar el efecto de la presencia de varios estabilizadores catiónicos en la permeabilidad del sistema
<b>Pruebas de crecimiento bacterial</b>	Prueba SCAL para investigar el efecto tapón de las bacterias introducidas en el medio poroso.
<b>*SCAL (Special Core Analysis)</b>	

**Fuente:** Traducido de D. B. Bennion, F.B. Thomas, D. Imer, T. Ma, B.

Schulmeister, "Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells".

#### **5.4. SUPERVISIÓN DE PREPARACIÓN Y MEZCLA DE TODOS LOS FLUIDOS Y SISTEMAS QUÍMICOS – CANTIDADES ADECUADAS.**

Las cantidades adecuadas en las mezclas son un factor determinante en la calidad de los fluidos de las operaciones de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas, es por eso que estas deben ser supervisadas para asegurar la calidad. Por otro lado se debe saber que debido a las múltiples opciones de aditivos y sustancias que constituyen las mezclas de fluidos para estas operaciones, además de las múltiples variables de yacimiento y las diferentes profundidades que los fluidos deben alcanzar cada mezcla poseerá una composición particular y con ella una proporción particular.

Existen ciertas recomendaciones generales que se encuentran en la literatura para el diseño de estos fluidos, teniendo en cuenta el fluido base. Las suposiciones más comunes son:

- Para fluidos de estimulación:
  - Fluidos base aceite: se utilizan diésel, keroseno, xileno o aromáticos pesados con 2 o 3% de surfactante soluble o dispersable en aceite.
  - Fluidos base agua: se usa agua limpia con un 2% de KCl o agua salada limpia, con 2 o 3% de surfactante soluble o dispersable en agua.
  - Para el caso de los solventes mutuos, alcoholes, o soluciones miscerales se utilizan al 10% en fluidos base agua o aceite.
- Para fluidos de fracturamiento hidráulico.
  - Base agua
    - Agua contaminada: pequeñas cantidades de polímeros para reducir la presión por fricción turbulenta.
    - Soluciones poliméricas no reticuladas: Guar, HPG, CMHPG, CMHEC, HEC, xanthan, poliacrilamida, sistema secundario de geles.
    - Soluciones poliméricas reticuladas (geles): polímeros reticulados con titanio, zirconio, boro, aluminio o antimonio.

1. Mezcla a baches (una emulsión si un aditivo hidrocarburo contra pérdida de fluidos es usado).
  2. Mezcla continua(emulsión entre ½ %vol y 5%vol si se usa un aditivo para perdidas de fluidos)
  3. Energizar con un 50% de N<sub>2</sub> o CO<sub>2</sub>.
    - Emulsión polimérica: aproximadamente 33% de solución polimérica con mientras la fase externa contiene 67% de fase interna con hidrocarburos.
    - Espumas acuosas: N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, o 45%-CO<sub>2</sub>/25%-N<sub>2</sub> en agua, soluciones poliméricas o geles con fase interna gaseosa entre 65 y 85%.
    - Base hidrocarburos:
      - Hidrocarburos contaminados: Diesel, keroseno o crudos con pequeñas cantidades de polímeros sintéticos para reducir las presiones de fricción turbulenta.
      - Espumas de hidrocarburos: N<sub>2</sub> o CO<sub>2</sub> en Diesel, keroseno o crudo con fase interna gaseosa entre 65 y 85%.
      - Metanol gelificado (con o sin CO<sub>2</sub> hasta un 75%vol (fase sencilla w/ CO<sub>2</sub>)): metanol en soluciones poliméricas de base agua hasta un 25% con Guar, 60% vol con HPG y 100% vol con dimetilacrilamina o hidroxipropilcelulosa (puede ser también reticulado).
      - Hidrocarburos reticulados: Diesel, keroseno o crudo reticulados con ácido, Ester y aluminio o ácidos grasos y caustica.
1. Mezcla a baches.
  2. Mezcla continua.
  3. Energizar con un 50% de N<sub>2</sub> o CO<sub>2</sub>.

Es evidente que no se tienen en cuenta muchos de los factores importantes para el diseño de un tratamiento y por ende estas medidas no son definitivas y son sometidas a variaciones en función de las necesidades reales de la operación.

Es por esto que para esta metodología es imposible asignar cierta proporción en las mezclas o ciertas cantidades adecuadas para cada operación, por lo tanto es

evidente que la proporción se encuentra en manos del equipo de diseño, que deberá adquirir responsabilidad ante el equipo de calidad que se encargue de ejecutar la metodología proporcionándole un informe claro y específico donde se proporcione información suficiente para garantizar que los fluidos lleguen a la formación de la mejor manera.

## 5.5. REVALIDACIÓN DE LOS FLUIDOS MEZCLADOS, CON ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO, ANTES DE LA OPERACIÓN.

La viscosidad del fluido para el diseño del tratamiento es determinada de pruebas de laboratorio y reportada en la literatura de la compañía de servicios. El experimento ideal para la descripción del flujo de fluidos en una fractura disponer el fluido entre dos placas que se mueven de manera paralela y relativa con respecto a la otra. El esfuerzo de corte en el fluido sería igual a la fuerza de arrastre en las placas, dividida entre el área de las placas, y tiene unidades de esfuerzo o presión (típicamente psi). La velocidad de corte (o gradiente de velocidad) es la velocidad relativa de las dos placas dividida entre la separación entre las dos placas. La velocidad de corte tiene unidades de 1/tiempo (típicamente,  $\text{seg}^{-1}$ ).

Una prueba tan ideal no es tan aplicable para operaciones del día a día en campo, así que se usa un viscosímetro rotativo “cup and bob” conocido como viscosímetro “Couette”. La práctica recomendada API Standard RP39<sup>14</sup> describe por completo los procedimientos de prueba actuales usados en la industria. Actualmente existen viscosímetros comerciales que limitan su aplicación a la temperatura de ebullición del agua, aunque también, algunas pocas referencias comerciales (Fann 50, Chandler 5550 y OFI 130-77) están equipadas con copas presurizadas que pueden ser ubicadas dentro de un baño de aceite para poder soportar mediciones a mayor temperatura. Estos reómetros son instrumentos bastante confiables, pero también se debe tener en cuenta que sufren de un fenómeno que se explica por medio del efecto Weissenberg, cuando se trata de medir fluidos reticulados viscoelásticos. Esto ocurre cuando una parte rotante, como el rotor, es ubicada dentro de una solución de polímero. En vez de ser expulsada hacia afuera, la cadena de polímero se enreda en la varilla que sostiene el recipiente, causando que la solución polimérica sea vaciada. Cuando la temperatura incrementa y el gel

---

<sup>14</sup> American Petroleum Institute, “Recommended Practices on Measuring the Viscous Properties of a Cross-linked Water-based Fracturing Fluid”, Exploration and Production Department, Third edition, May 1998.

se adelgaza, el problema se traslada hacia ciertos reómetros modernos que tratan de controlar el efecto. El efecto global de este fenómeno puede resultar en algunos datos erróneos y se debe tener mucho cuidado cuando se presenten datos que no coincidan muy bien. El problema en la prueba radica en que, como se ilustra en la figura 3.6-2, muchos fluidos de fractura (particularmente geles reticulados) no son verdaderamente fluidos. Tratar de caracterizar estos materiales puede ser una tarea realmente difícil, pero, afortunadamente, aún para estos fluidos, temperaturas por encima de 120°F hacen el comportamiento más predecible.

**Figura 12.** Ilustración del efecto Weissenberg.



**Fuente:** Montgomery, Carl. "Fracturing Fluids", NSI Technologies, Tulsa, Oklahoma, USA, 2013.

**Figura 13.** Ejemplo de un Gel complejo reticulado deshidratado.



**Fuente:** *Montgomery, Carl. "Fracturing Fluids", NSI Technologies, Tulsa, Oklahoma, USA, 2013.*

## **5.6. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ROCA-FLUIDO Y FLUIDO-FLUIDO.**

**5.6.1. Compatibilidad Roca-Fluido.** Una consideración primordial en la selección de sistemas de fluidos de fractura y de estimulación química es su compatibilidad con la formación, con los fluidos de formación y con los aditivos químicos especificados para el sistema de fluidos en particular. Un fluido fracturante puede dañar el yacimiento en varios grados. Idealmente, pruebas de flujo en núcleos se deben llevar a cabo para evaluar la sensibilidad de una roca particular al sistema de fluidos.

### **Control de arcillas.**

Si un yacimiento tiene arcillas que se hinchan o migratorias, el ingeniero de diseño debe utilizar aditivos controladores de arcillas adecuados cuando se usan fluidos base agua o, a final de cuentas, debe usar un sistema de fluido base aceite. Algunas sales, como el KCl o el cloruro de Amonio, son efectivas hasta cierto punto en la estabilización de arcillas hinchadas, como la Illita y la Montmorillonita, reemplazando cationes intercambiables en las arcillas, lo cual puede causar la expansión de las plaquetas de arcilla apilada cuando están expuestas al agua fresca. Poliaminas modificadas pueden reducir el hinchamiento de arcillas y la migración, mediante la adsorción de las partículas de arcilla y su “bloqueo” en el lugar. No se recomienda el uso de estabilizadores de arcillas poliméricos catiónicos, pues tienen el potencial de taponar las gargantas de poro y así pueden cambiar la mojabilidad de la formación.

Aditivos para el control de arcillas, excepto el 1% de KCl, no son generalmente recomendados para formaciones de estrechas de gas por la razón anterior. 1% de KCl es adecuado para el control de arcillas en fluidos con un pH de hasta 10. Para

formaciones de permeabilidad más alta (donde se requieren fracturas más conductivas) se deben realizar pruebas de núcleos para asegurar la efectividad de los estabilizadores de arcillas prescritos.

### **Presencia de bacterias.**

Otra consideración importante es la introducción de bacterias anaeróbicas (por ejemplo bacterias sulfato reductoras como el Desulfovobrio) en la formación, lo cual puede producir sulfuro de Hidrógeno y puede volver ácido el pozo. Esto es de particular cuidado en pozos donde la temperatura es menor a 170°F. El agua del fluido de fractura debe ser tratada con un biocida ambientalmente aceptable. Así, incluso en operaciones de mezcla continuas, el uso de biocidas puede ser considerado. En pozos con temperatura muy elevada, la posibilidad de contaminación bacteriana existe en las regiones más frías del pozo.

### **Bloqueos por la salmuera.**

Cuando se utilizan fluidos base agua, en ocasiones pueden ocurrir problemas por los bloqueos que puede causar el agua. Esto se puede mitigar mediante el uso de surfactantes fluorocarbonados y/o metanol, los cuales poseen cualidades especialmente buenas en la reducción de la tensión superficial. El agua con la tensión superficial reducida tiene una presión capilar más baja y es desplazada más fácilmente desde las gargantas de poro a través de la matriz de la roca.

**5.6.2. Compatibilidad Fluido-Fluido.** La compatibilidad del fluido de fractura con los fluidos del yacimiento es igualmente importante. Los fluidos base agua pueden formar emulsiones con los crudos o inducir escamas en el agua in-situ, por ejemplo  $\text{CO}_3$  en Sodio o buffers de carbonatos de Potasio pueden formar escamas de  $\text{CaCO}_3$  mediante la reacción con  $\text{Ca}^{++}$  en el agua de formación. Fluidos base aceite pueden inducir sludging con los crudos del yacimiento, causando

precipitación de parafinas o asfaltenos. El sistema de fluido de fractura debe ser mezclado con los fluidos del yacimiento antes de especificar el tratamiento para chequear incompatibilidades, preferiblemente a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

La compatibilidad del fluido de fractura con sus aditivos debe ser verificada en la locación mediante pruebas piloto antes del bombeo. Algunas veces aditivos incompatibles se pueden comprar en una región, como ciertos surfactantes y biocidas, los cuales pueden interferir con los geles reticulantes. Algunos surfactantes como por ejemplo espumas, pueden adsorber sobre superficies de sílice, como arena o harina de sílice y causar que se rompa la espuma. El metanol es incompatible con guar a concentraciones mayores al 20% en peso. La mayoría de rompedores de enzimas no serán eficaces si se usan en soluciones con pH mayor a 8,5 o a temperaturas mayores a 120°F. El metanol no debe ser usado con rompedores ya que los hace inútiles a menos que se utilicen concentraciones muy grandes. Los propanes revestidos con resina pueden interactuar con los aditivos del fluido, algunos revestimientos de resina pueden adsorber el rompedor y el reticulante y pueden reducir el pH del fluido. Algunos rompedores encapsulados NO son compatibles con arenas resinadas si el rompedor de oxidación se libera antes de que la resina cure. Para fluidos base hidrocarburo, el efecto de los aditivos en el valor del fluido recuperado después del flowback debe ser considerado.

## 5.7. SUPERVISIÓN DE BOMBEO DE TRATAMIENTOS – VOLÚMENES BOMBEADOS, TASA MÁXIMA DE BOMBEO, P MÁXIMA, TIEMPO DE CIERRE DE POZO.

Existen numerosos parámetros de importancia en el diseño e implementación de la fractura hidráulica concernientes al bombeo. A continuación nombramos y explicamos los más críticos.

**5.7.1. Caudal de bombeo.** La consideración para el caudal de bombeo tiene muchas facetas, algunas de ellas ficcionales. Aunque el caudal de bombeo incrementa la presión neta en la fractura y por lo tanto, el potencial para el crecimiento en altura, normalmente el efecto significativo en altura que algunos creían en la industria es más ficción que realidad. Si el crecimiento en altura es crítico, la reducción del caudal hacia el final del tratamiento logrará la reducción requerida en la presión neta y facilitará el manejo en superficie de concentraciones más altas de arena.

- **Volumen de fluido.**

Como se muestra en la figura 3.8-1, el caudal de bombeo afecta los tres términos de volumen de la ecuación de continuidad<sup>15</sup>, por ejemplo el tiempo de bombeo, el tiempo de pérdida de fluido y el volumen de fractura (ancho). Incrementar el caudal de bombeo hace que incremente el volumen de fluido almacenado en la fractura (incrementa  $P$ ,  $w$ ) y que disminuya el volumen perdido (menos fluido, pérdida de tiempo). Como resultado, el caudal de bombeo afecta el volumen de fluido requerido a una determinada longitud.

Los ejemplos indican que el punto de balance para la eficiencia del fluido está entre 60% y 70%. Para tratamientos con eficiencias mayores, el incremento

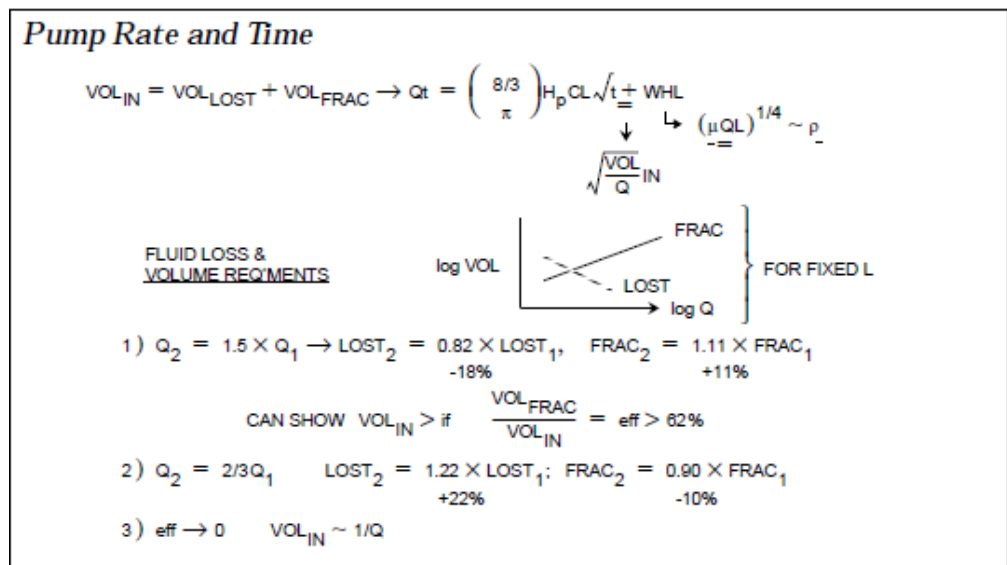
---

<sup>15</sup> BP, "Hydraulic Fracturing Theory Manual".

del caudal almacenará más volumen del que se guarda en la pérdida de fluidos, mientras que para eficiencias más bajas ocurre lo contrario.

El caudal se vuelve parte muy importante cuando existe muy baja eficiencia. Cuando la eficiencia tiene a cero, el volumen requerido para una longitud determinada es inversamente proporcional al caudal, por ejemplo, duplicar la rata reduce el volumen requerido a la mitad. El incremento en volumen a altas eficiencias no es necesariamente una consideración debido a que el fluido extra almacenado incrementará la longitud de la fractura después del confinamiento, es decir, la extensión libre ocurrirá hasta que la punta se descarte.

**Figura 14.** Efecto del caudal en el volumen.



**Fuente:** BP, "Hydraulic Fracturing Theory Manual". P 5-38.

El bombeo incrementado aumentará de manera significativa las pérdidas de presión por fricción en las tuberías (y en las perforaciones si tienen número y



**Tabla 11.** Consideraciones para el caudal.

<b>RESUMEN</b>	
<b>I - Requisitos de volumen:</b>	
a. Efic > 60-70%	Disminuir el caudal
b. Efic < 60-70%	Aumentar el caudal
c. Efic = 0	Vol aprox= 1/Q
<b>II – Incrementar la tasa de transporte de propano causará:</b>	
a. Mejor transporte	
b. Reducción en los requisitos de Viscosidad	
c. Reducción en la resistencia en tiempo del fluido	
<b>III – Disminución en las presiones del caudal causarán:</b>	
a. Menos presión en los tubulares.	
b. Menos HHP.	
c. Reducción en la presión neta de fractura.	

Fuente: BP, "Hydraulic Fracturing Theory Manual". P 5-40.

## **5.8. MUESTREO Y EVALUACIÓN DE LOS FLOWBACK – CUANTIFICACIÓN DE DEPÓSITOS INORGÁNICOS REMOVIDOS A LA FORMACIÓN.**

Después del tratamiento el fluido inyectado al yacimiento arrastra ciertas porciones de los minerales y los fluidos que componen el yacimiento, al fluido que posee estos materiales después de realizado al yacimiento y vuelve a superficie se le llama flowback. En ocasiones este flowback es utilizado para la preparación de nuevos fluidos de fractura y la reinyección de los mismos, por ende la calidad de estos fluidos puede afectar de manera importante la calidad de los fluidos de un tratamiento futuro o la calidad del agua que se vaya a tratar para su depositación final.

El objetivo de este paso de la metodología es obtener la mayor información del fluido que se recupera del tratamiento, entre estas propiedades que se pueden medir se encuentra la salinidad, (TDS) total de sólidos disueltos, que pueden ser afectadas definitivamente por la geología de la formación y los estratos que se encuentren en ella, existen tres clasificaciones de las aguas según API:

- Salobre: 5000 a 35000 ppm de TDS
- Salina: 35000 a 50000 ppm de TDS
- Salmuera sobresaturada: 50000 a 200000 ppm o superior de TDS.

Otras propiedades que podrían afectar la calidad del agua pueden ser:

- La concentración de hidrocarburos.
- Sólidos suspendidos.
- Sustancias orgánicas.
- Hierro.
- Calcio.
- Magnesio.
- Benceno.

- Boro.
- Silicato.
- Silice.
- NORM.

A partir de la evaluación del flowback será posible evaluar la inversión en un tratamiento de manera que estas aguas cumplan los requisitos necesarios para la preparación de fluidos de estimulación.

Una propiedad importante del flowback es la presencia de NORM (Normally Occurring Radioactive Materials), que son materiales que se encuentran en las rocas y son de origen natural. Por ejemplo: uranio, torio, radio y radón, y su presencia puede ser detectada a través de pruebas GR (Gamma Ray).

La tabla a continuación, presenta un resumen de las propiedades que se le medirán al flowback y la prueba que se usara para determinar estos resultados, además de ser la tabla base que se usara para la medición del flowback para el desarrollo de esta metodología.

**Tabla 12.** Tabla recomendada para medir propiedades del flowback

Propiedad	Unidades	Resultado	Método de obtención	Observaciones
PH			SM 4500 H-B	
Temperatura	°C		SM 4500 H-B	
Densidad @ 17°C	gr/cm <sup>3</sup>		ASTM D- 1429-86	
Conductividad @25°C	μS/cm		SM 1510- B	
Resistividad @	Ω/m		Estequiom	

<b>25°C</b>			etrico	
<b>SH<sub>2</sub></b>	mg/lt		SM 4500 S-E	
<b>CO<sub>2</sub></b>	mg/lt		SM 4500 CO2	
<b>Cloruros</b>	mg/lt		SM 4500 CI-B	
<b>Sulfatos</b>	mg/lt		ASTM D- 516	
<b>Carbonatos</b>	mg/lt		SM 2320 B	
<b>Bicarbonatos</b>	mg/lt		SM 2320 B	
<b>Calcio</b>	mg/lt		SM 3500 Ca-D	
<b>Magnesio</b>	mg/lt		ASTM D- 511-A	
<b>Sodio</b>	mg/lt		Estequiom etrico	
<b>Hierro total</b>	mg/lt		ASTM 1068-A	
<b>Hierro ferroso</b>	mg/lt		ASTM 1068-A	
<b>Hierro férrico</b>	mg/lt		ASTM 1068-A	
<b>Bario</b>	mg/lt		MN 3500 Ba-C	
<b>Potasio</b>	mg/lt		SM 3500 K-B	

<b>Total solidos disueltos</b>	mg/l		Estequiometrico	
<b>Total sólidos en suspensión</b>	mg/l		SM 2540-D	
<b>Dureza total</b>	mg/l		ASTM D 1126	
<b>Dureza cálcica</b>	mg/l		Estequiometrico	
<b>Dureza magnésica</b>	mg/l		Estequiometrico	
<b>Alcalinidad @ pH 4,5</b>	mg/l		Estequiometrico	
<b>Hidrocarburos totales</b>	%v/v		ASTM D 4007	
<b>Solidos sedimentables en 10 minutos</b>	ml/l		Cono de Himhoff	
<b>Solidos sedimentables en 2 horas</b>	ml/l		Cono de Himhoff	
<b>Conclusiones</b>				

Fuente: tomado y modificado de: IAPG, “Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina”. P 21.

A continuación se presenta en el Anexo A. La tabla que resume los pasos sugeridos y permite la rápida aplicación de la metodología en campo y la rápida revisión de los datos obtenidos a futuro.

## 6. CONCLUSIONES

- ❖ El correcto análisis y monitoreo de los fluidos que se utilizan en operaciones de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas mejora drásticamente el porcentaje de éxito de las operaciones.
  
- ❖ El agua que se utiliza en el proceso de fracturamiento hidráulico debe ser monitoreada en cuanto a su calidad. Tanto antes del bombeo como después del flowback del pozo debe cumplir ciertos requisitos mínimos de calidad.
  
- ❖ Los propantes usados en las operaciones de fracturamiento hidráulico juegan un papel primordial en el éxito de la operación, por lo que se hace vital realizar pruebas al material antes de ser bombeado.
  
- ❖ Es necesario contar con equipos e instalaciones en condiciones apropiadas para poder mezclar y disponer un fluido de alta calidad y por ende que proporcione la suficiente garantía para tener un proceso eficiente.
  
- ❖ El aseguramiento y control de la calidad de los fluidos de fracturamiento hidráulico y estimulaciones químicas requiere de un proceso que permita un minucioso análisis de cada una de las variables que pueden afectar el óptimo estado del objeto de estudio.
  
- ❖ La posibilidad de realizar un control y aseguramiento de las cantidades y proporciones que se utilizan en las mezclas para las operaciones de

estimulación química y fracturamiento hidráulico depende de gran manera en el grupo que diseña los fluidos, pues estas atienden a la necesidad de la operación, por lo que limitan al equipo de aseguramiento y control de la calidad a revisar que estas proporciones sean las que se apliquen a la mezcla realmente solo cuando se estén mezclando.

- ❖ Es necesario realizar un control más estricto sobre las preparación de los fluidos que se usan en la operación de estimulación química y fracturamiento hidráulico, pues es evidente que el proceso de preparación, inyección y disposición final de los mismos, de ser realizado de la manera correcta, puede mejorar la eficiencia de las operaciones y de esta manera traer beneficios económicos para las compañías.

## 7. RECOMENDACIONES

- ❖ Se recomienda ampliamente implementar la metodología propuesta en el presente trabajo, de principio a fin, con el objetivo de ver de manera práctica la mejoría que tiene una operación de fracturamiento hidráulico o de estimulaciones químicas cuando se implementa un programa de QA/QC.
- ❖ Se recomienda validar la metodología para el aseguramiento y control de la calidad de los fluidos utilizados en fracturamiento y estimulaciones químicas, realizando un estudio aplicado completo al agua utilizada en los procesos, desde su captación hasta su disposición luego de ser utilizada, de acuerdo con las normativas de ley aplicables en el país.

## **BIBLIOGRAFÍA.**

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Measurement of properties of proppants used in hydraulic fracturing and gravel-packing operations. ANSI/API recommended practice 19C. First edition. Mayo de 2008.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended practices on measuring the viscous properties of a cross-linked water-based fracturing fluid. API recommended practice 39. Third edition. Mayo de 1998.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Water management associated with hydraulic fracturing. API guidance document HF2. First edition. Junio de 2010.

BENNION, D. B. THOMAS, F.B. IMER, D. SCHULMEISTER, T. MA, B. Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells. Hycal Energy Research Laboratories Ltd. 1999.

BIBLIOTECA UIS. Entrega de trabajos de grado 2014. Guía para la entrega de trabajos de grado. 2014.

BP. Hydraulic Fracturing Theory Manual. 1994.

CARBOCERAMICS. Why ceramic proppant? 2011.

CHESAPEAKE ENERGY. Hydraulic fracturing. Fact sheet. Mayo de 2012.

CHESAPEAKE ENERGY. Water use in deep shale gas exploration. Fact sheet. Mayo de 2012.

GWPC & IOGCC, FRACFOCUS. Chemical use in Hydraulic Fracturing. 2014.

HERRERA JUÁREZ, Juan Ricardo. Ácidos de reacción lenta y mayor penetración para la estimulación matricial reactiva en areniscas. México D.F. Ciudad Universitaria, 2012. Trabajo de grado (Ingeniero petrolero). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. Disponible en el catálogo en línea de la biblioteca de la Universidad Nacional Autónoma de México: <<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1820/Tesis.pdf?sequence=1>>.

MONTGOMERY, Carl T. and SMITH, Michael B. NSI Technologies. Hydraulic Fracturing, History of an Enduring Technology. Diciembre de 2010.

MONTGOMERY, Carl T. Fracturing fluids. NSI Technologies, Tulsa, Oklahoma, USA. 2013.

OILPRODUCTION.NET. Terminación y mantenimiento de pozos. Documento [en línea]. <[http://www.oilproduction.net/cms/files/libro\\_terminacion.pdf](http://www.oilproduction.net/cms/files/libro_terminacion.pdf)>.

PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. A guide to project management body of knowledge. PMBOK® guide. Newton Square, Pennsylvania, USA. 2000.

SANTROL. Choose the right proppant supplier. 50 Sugar Creek Center Boulevard, Sugar Land, Texas, USA.

SCHLUMBERGER. Cracking Rock: Process in Fracture Treatment Design. 1992.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. Perforación y terminación de pozos. Capítulo III. México D.F. Ciudad Universitaria. Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible en el catálogo en línea de la biblioteca de la Universidad Nacional Autónoma de México:

<<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1089/A6.pdf?sequence=6>>.

## ANEXO A

### Checklist general propuesta por la metodología desarrollada en el trabajo de grado.

Información general.

<b>Pozo / Locación:</b>		<b>Contratista:</b>	
<b>Objetivo:</b>		Fecha:	
<b>Equipo / Unidad</b>			

#### 1. Validación de estado de equipos.

VERIFICACIÓN Y VALIDACIÓN DEL ESTADO DE LOS EQUIPOS		
EQUIPO		
Código del equipo		
Función		
FACTOR A EVALUAR	EVALUACIÓN	OBSERVACIONES
¿Presenta evidencia visible de corrosión?		
¿Existen fugas de fluidos?		
¿El equipo presenta acumulaciones de líquido?		
¿El equipo enciende normalmente?		
¿Se mantiene operando por suficiente tiempo?		
¿Las conexiones eléctricas se encuentran en buen estado?		
¿Presenta ruidos poco comunes?		
¿Se encuentra en rangos comunes de vibración?		
¿La ubicación es adecuada?		
¿El área cercana se encuentra en buen estado?		
¿El equipo está dentro de su tiempo de vida útil?		
<b>RESULTADO DE LA EVALUACIÓN</b>	0	
<b>Conclusiones</b>		

#### 2. Inventario de aditivos y materiales.

INVENTARIO DE LOS ADITIVOS Y MATERIALES							
FECHA DE REVISIÓN	O	NÚMERO CAS	FECHA DE INGRESO	CANTIDAD	UNIDADES	ESTADO DE LOCALIZACIÓN	OBSERVACIONES
<b>Conclusiones</b>							

### 3. Calidad del agua.

ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICOS DEL AGUA PARA INYECCIÓN EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO								
ORIGEN DE LA FUENTE DE AGUA:								
N°	Fecha	pH / T(°C)	Cond. (mS/cm)	Turbidez (NTU)	Hierro total (ppm)	Alcalinidad (ppm)	Dureza total (ppm)	Cloruros (ppm)
	DD-MM-AA	T <sub>amb.</sub> 40 °C.	≤ 2 mS/cm	≤ 5 NTU	≤ 1ppm	≤ 300 ppm	≤ 2000 ppm	≤ 250 ppm
1								
2								
3								

### 4. Mezclado y pruebas reológicas.

MEZCLADO Y PRUEBAS REOLÓGICAS			
Parámetro	Sí	No	Observaciones
¿Se realizó la supervisión del mezclado de los aditivos / fluidos?			
¿Los valores mezclados de aditivos / fluidos se ajustan a los determinados previamente por el equipo de diseño?			
¿Se realizó el muestreo previo al bombeo para realizar las pruebas reológicas del fluido final?			
¿Todos los valores obtenidos de viscosidad en las pruebas reológicas se ajustan aceptablemente a los determinados previamente por el equipo de diseño?			

### 5. Compatibilidades roca-fluido, fluido-fluido y verificación de parámetros de bombeo.

COMPATIBILIDADES ROCA-FLUIDO, FLUIDO-FLUIDO Y VERIFICACIÓN DE PARÁMETROS DE BOMBEO.			
Parámetro	Sí	No	Observaciones
¿Se realizaron pruebas de desplazamiento en núcleos para determinar la compatibilidad roca-fluido?			
¿La prueba de compatibilidad roca-fluido arroja resultado favorable respecto a la hinchazón de arcillas?			
¿La prueba de compatibilidad roca-fluido arroja resultado favorable respecto a la presencia de bacterias / crecimiento bacterial?			
¿El fluido es base agua? La prueba de compatibilidad contra bloqueos por salmuera dio resultados favorables?			
¿Se chequearon los fluidos de inyección y yacimiento contra incompatibilidades reconocidas en experiencias anteriores?			
¿La prueba de compatibilidad fluido-fluido arrojó los resultados esperados?			
¿Se llevó a cabo la inspección de volúmenes, caudales y presiones durante la operación de bombeo?			
¿Los valores de volúmenes, caudales y presiones registrados durante la operación de bombeo son aceptables, de acuerdo con el programa de bombeo?			

6. Evaluación completa del flowback.

Propiedad	Unidades	Resultado	Prueba	Observaciones
Ph			SM 4500 H-B	
Temperatura	°C		SM 4500 H-B	
Densidad @ 17°C	gr/cm <sup>3</sup>		ASTM D-1429-86	
Conductividad@25°C	µS/cm		SM 1510-B	
Resistividad @ 25°C	Ω/m		Estequiométrica	
SH <sub>2</sub>	mg/lt		SM 4500 S-E	
CO <sub>2</sub>	mg/lt		SM 4500 CO2	
Cloruros	mg/lt		SM 4500 Cl-B	
Sulfatos	mg/lt		ASTM D-516	
Carbonatos	mg/lt		SM 2320 B	
Bicarbonatos	mg/lt		SM 2320 B	
Calcio	mg/lt		SM 3500 Ca-D	
Magnesio	mg/lt		ASTM D-511-A	
Sodio	mg/lt		Estequiométrica	
Hierro total	mg/lt		ASTM 1068-A	
Hierro ferroso	mg/lt		ASTM 1068-A	
Hierro férrico	mg/lt		ASTM 1068-A	
Bario	mg/lt		MN 3500 Ba-C	
Potasio	mg/lt		SM 3500 K-B	
Total solidos disueltos	mg/lt		Estequiométrica	
Total sólidos en suspensión	mg/lt		SM 2540-D	
Dureza total	mg/lt		ASTM D 1126	
Dureza cálcica	mg/lt		Estequiométrica	
Dureza magnésica	mg/lt		Estequiométrica	
Alcalinidad @ pH 4,5	mg/lt		Estequiométrica	
Hidrocarburos totales	%v/v		ASTM D 4007	
Solidos sedimentables en 10 minutos	ml/l		Cono de Himhoff	
Solidos sedimentables en 2 horas	ml/l		Cono de Himhoff	
Conclusiones				

