

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



***EVALUACION DE AGENTES DE SOSTEN QUE SE
EMPLEAN EN FRACTURAMIENTOS
HIDRAULICOS EN EL NOROESTE***

TESIS:

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

Milton Santos Roldán Rodríguez

Promoción 93-0

LIMA – PERU – 1998

EVALUACION DE AGENTES DE SOSTEN QUE SE EMPLEAN EN FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS EN EL NOR-OESTE

1. INTRODUCCION
 2. FUNDAMENTO TEORICO
 - 2.1. AGENTES DE SOSTEN
 - 2.1.1. FUNCIONES
 - 2.1.2. PROPIEDADES FISICAS DE UN AGENTE DE SOSTEN
 - 2.1.3. TIPOS DE AGENTES DE SOSTEN
 - 2.2. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO
 - 2.2.1. DEFINICION
 - 2.2.2. DISEÑO
 - 2.3. SELECCION DE LOS AGENTES DE SOSTEN
 - 2.3.1. NORMAS Y ESPECIFICACIONES API PARA SELECCIONAR LOS AGENTES DE SOSTEN.
 - 2.3.2. PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN LA SELECCION DE LOS AGENTES DE SOSTEN.
 3. EVALUACION DE CAMPO
 - 3.1 AGENTES DE SOSTEN USADOS EN FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS EN EL NOROESTE.
 - 3.1.1. TIPOS
 - 3.1.2. PROPIEDADES
 - 3.2. ESFUERZO DE CIERRE DE LOS RESERVORIOS DEL NOROESTE
 - 3.3. EVALUACION DE LOS AGENTES DE SOSTEN A CONDICIONES REALES DE RESERVORIOS Y DE TRABAJO
 4. EVALUACION ECONOMICA
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES
- REFERENCIA BIBLIOGRAFICA
- ANEXOS: FIGURAS, TABLAS

SUMARIO

El presente trabajo ha sido desarrollado con el único objetivo de evaluar el comportamiento de los agentes de sostén que se usan actualmente en los fracturamientos hidráulicos del Noroeste Peruano. Para este propósito, en primer lugar se evaluaron según las normas API y luego para valores y condiciones reales de fracturamiento, obtenidos mediante el análisis de un universo de 19 pozos fracturados.

Para determinar el efecto de los valores reales de la presión sobre las principales características de los agentes de sostén, se evaluó primero las arenas originales y recuperadas de los pozos fracturados y, en otro evento se simuló condiciones de fracturamiento para lo cual se acondicionó en superficie una infraestructura apropiada; cuyos resultados que se muestran en las tablas 10, 11, 12, 13 y 13a respectivamente reflejan un análisis promedio detallado de todas las pruebas que norma el API para los diferentes tipos de arenas usadas; así como también el análisis granulométrico para el evento en mención.

Finalmente se presenta la evaluación económica en la cual se propone una alternativa para mejorar el precio actual de los agentes de sostén.

1.INTRODUCCION

Los yacimientos del Noroeste están conformados por reservorios de baja permeabilidad, los que requieren ser estimulados con fracturamientos hidráulicos para producir en cantidades comerciales.

Dentro de esta técnica de estimulación, los agentes de sostén juegan un papel muy importante, para obtener el éxito productivo de los pozos. Un agente de sostén de mala calidad que genera finos al romperse no sólo ocasiona mayor gasto operativo (atascamiento del pistón de las bombas de subsuelo), sino que muchas veces pueden comprometer la recuperación de las reservas debido al deterioro de la permeabilidad de la fractura o por el cierre total de ésta; toda vez que ha de ser producido a lo largo de la producción del pozo hidráulicamente fracturado.

En la industria del Petróleo, el API es el organismo que da las normas y procedimientos para evaluar a los agentes de sostén considerando parámetros con valores standard de medición; sin embargo, existen campos como el Noroeste Peruano donde las características de algunos reservorios superan los standard de medición para ciertos parámetros.

En el presente trabajo se ha determinado los valores de medición y basado en estos se ha procedido a la evaluación de los agentes de sostén siguiendo el procedimiento API, obteniéndose al final importantes conclusiones.

2. FUNDAMENTO TEORICO

Uno de los factores más importantes que intervienen en la eficiencia de un fracturamiento hidráulico es el sostenimiento de las caras de la fractura. Para lograr esto, con la ayuda de un fluido con características especiales (gel), se introduce o coloca dentro de la fractura un agente de sostén, el cual provee y mantiene una alta permeabilidad en ésta, facilitando el flujo de fluidos, del reservorio al pozo.

2.1. AGENTES DE SOSTEN

Es aquella sustancia granular que es arrastrada en suspensión por el fluido de estimulación hacia la fractura y sirve para mantenerla abierta una vez que la presión de la formación se vuelve normal (Fig.1).

Uno de los primeros agentes de sostén que se utilizaron fueron arenas tamizadas de diferentes tipos de ríos; sin embargo, su angulosidad, baja resistencia, así como los finos que contenía, ocasionaban una serie de inconvenientes en el tratamiento de los reservorios.

Actualmente los agentes de sostén son adecuadamente seleccionados y deben cumplir ciertas exigencias (Normas API) para ser usados en los fracturamientos hidráulicos de las formaciones productivas.

2.1.1. FUNCIONES

Las funciones de un agente de sostén son:

a) Mantener abierta la fractura (Fig.1). Esta función está relacionada a la resistencia del agente de sostén y a su relación con la formación (empotramiento o incrustación). Pues estudios posteriores realizados a las primeras observaciones revelaron que el efecto de incremento de la producción decrecía rápidamente, lo que indujo a pensar que con el tiempo la fisura volvía a cerrarse, quedando el pozo en condiciones casi originales.

La Resistencia del agente de sostén (Fig. 2b) es una de las cualidades más importantes que debe reunir un agente de sostén, ésta se refiere a la capacidad de la partícula para soportar cualquier esfuerzo de confinamiento o cierre de la fractura, de lo contrario ella se triturará y la permeabilidad de la fractura se verá reducida drásticamente. Como se sabe cuando se crea una fractura hidráulica se debe superar las fuerzas "In-situ" presentes en las rocas, de tal manera que se abra y propague la fractura creada.

El empotramiento en la formación también es importante; éste nos da una idea de la medida en que un agente de sostén va a penetrar dentro de ella cuando sea sometido a altas presiones de confinamiento de fondo del

pozo (Fig. 3).

Este factor influye en gran medida sobre la capacidad de flujo de la fractura. Un alto grado de incrustamiento puede ser la causa del fracaso de una operación de fractura. Este es tanto mayor cuando menor sea la densidad superficial del agente de sostén en la fractura.

Es preciso resaltar que un mayor empotramiento se dará cuanto mayor es la resistencia a la compresión de un agente de sostén y cuando la formación es blanda o relativamente sucia (arcillosa).

b) Proveer un adecuado canal de flujo para los fluidos que se producen. Esta función está ligada al tamaño del grano (granulometría), su densidad superficial (concentración, forma de transporte y ancho empaquetado) y también a la resistencia que tenga.

Tamaño del agente de sostén. Incide directamente en la permeabilidad que posee. Cuanto más grandes y uniformes sean los granos, mayor será la conductividad para la misma presión de confinamiento (Fig. 6). Sin embargo cuando se incrementa ésta, los granos mas grandes se rompen mas fácilmente, de allí que se dice que una alta presión de confinamiento se obtiene con arenas de menor tamaño y lo contrario sucede cuando se

utilizan arenas de mayor tamaño.

Concentración. Está referida a la forma de situar adecuadamente al agente de sostén en la fractura, tanto desde el punto de vista de la cantidad como de la ubicación. Así, la máxima conductividad, particularmente a bajas presiones de cierre, de acuerdo a los exámenes gráficos de conductividad, se obtienen con una monocapa parcial del agente de sostén, por lo que es necesario usar un material espaciador para separar el agente de sostén. La concentración total debe ser la adecuada para crear una monocapa total o que se exceda ligeramente (Fig. 7a). La concentración del espaciador y la arena será ajustada para que la fractura pueda ser exitosamente empaquetada.

Una baja concentración nos representará una elevada capacidad de flujo de la fractura, pero la elevada fuerza a que está sometida cada partícula determinará fallas aún a baja presión. Una elevada concentración reducirá la fuerza por partícula y disminuirá la tendencia a la ruptura (Figs. 3, 7b).

Durante el tratamiento la concentración del agente de sostén se irá incrementando gradualmente. El valor inicial es bajo para que tolere un alto filtrado; además, la cantidad se gradúa de menor a mayor para que el agente de sostén inicial pueda ser transportado lo mas lejos en la fractura, antes de depositarse en ella.

Forma de transporte. Lo podemos describir como el movimiento semiparabólico que realizará una partícula desde la pared del pozo hacia el interior de la fractura, por lo que tendremos dos componentes de velocidad (Fig 8); una horizontal (V_h) llamada de arrastre la cual coincide con la velocidad del fluido, y se reduce cuando se produce ensanchamiento de la fractura durante la operación, ya que el caudal de inyección permanece constante. La otra componente es vertical (V_t) llamada velocidad terminal de sedimentación, la cual nos permite una decantación por gravedad del agente de sostén, y en consecuencia una acumulación de partículas en el fondo de la fractura, dando como resultado la formación de bancos de arena. Generalmente, este fenómeno sucede con fluidos de baja viscosidad.

Ancho empaquetado. El hecho más importante es saber que la fractura para ser eficiente, con una buena conductividad, debe estar apropiadamente empaquetada con un agente de sostén limpio y de buena capacidad de flujo, ya que debemos tener presente que lo único que permanece después de un fracturamiento hidráulico es el agente de sostén. Entonces podemos decir que el ancho empaquetado tiene relación directa con la concentración, ya que, si ésta aumenta, el ancho de la fractura también podría aumentar ligeramente debido a que hay un menor

empotramiento y una menor ruptura de los granos, por consiguiente disminuiría el esfuerzo sobre cada grano (Fig. 7b).

2.1.2. PROPIEDADES FISICAS DE UN AGENTE DE SOSTEN

Tiempos más prolongados de producción sostenida, cuando se usan agentes de sostén, sugieren que sin ellos una fractura puede estar sujeta a una combinación de componentes de fuerza que tienden a cerrar la fractura, teniendo como resultado una pérdida de capacidad de flujo. Por tal razón, es necesario especificar las propiedades físicas que debe tener un agente de sostén:

Diámetro del grano.

Factor de redondez.

Dureza.

Calidad (cantidad de finos e impurezas).

Empotramiento.

Densidad del agente de sostén.

Diámetro. En la selección de un agente de sostén deben tomarse en consideración los parámetros físicos de la roca reservorio; de este modo, el diámetro medio de la fractura generada, tendrá normalmente el doble del diámetro máximo de los granos del agente de sostén. Así por

ejemplo, agentes de sostén de grandes diámetros proveen empaquetamientos de las fracturas más permeables bajo condiciones de pozos de poca profundidad, los cuales tienen presiones de cierre relativamente pequeñas. En cambio, debido a su gran susceptibilidad al aplastamiento que generaría una disminución de su permeabilidad, y a la dificultad de su colocación, estos agentes de sostén no son considerados para pozos profundos o de profundidad media; pues formaciones sucias con una considerable migración de finos son las peores candidatas para su uso, ya que estos finos tienden a invadir la fractura empaquetada, taponeándola parcialmente y reduciendo más aún su permeabilidad.

En estos casos los agentes de sostén de menor diámetro son mejores pues resisten a la invasión de finos, ofreciendo inicialmente una menor conductividad, pero su conductividad promedio sobre la vida productiva del pozo será más alta y más constante, respecto a la productividad inicial ofrecida por los agentes de sostén de granos mayores.

Redondez. Los agentes de sostén pueden ser redondeados, sub-redondeados ó angulares. Generalmente la angularidad de las partículas es un factor significativo en su capacidad de flujo, éstos deben ser de

superficie lisa y lo más esférica posible de modo que puedan empaquetar una fractura con buen espacio poral.

La angularidad de las partículas se puede comparar visualmente con las plantillas de Krumbein (API RP 56 1era. Edición Marzo 1,983), de la que trataremos más adelante (Fig. 9a), lo cual nos dará después de la observación el promedio de esfericidad del grano.

Esfericidad. La esfericidad en la escala de Krumbein se define como:

$$Sp = \frac{d_n}{d_c}$$

Donde:

Sp = Esfericidad (fracción).

d_n = diámetro de una esfera de igual volumen.

d_c = diámetro de la esfera circunscrita.

Este factor puede ser medido al igual que la redondez directamente en la plantilla de Krumbein.

Dureza. Esta relacionada directamente con la resistencia al grano, seleccionado para soportar los esfuerzos de cierre que se mantienen después del tratamiento tendiendo a cerrar la fractura.

Los esfuerzos de cierre pueden representarse por la siguiente ecuación:

$$P_c = GF \times D - BHPF$$

Donde:

P_c = Presión de cierre (psi)

GF = Gradiente de fractura (psi/pie)

D = Profundidad (pie)

$BHPF$ = Presión de producción fluyente de fondo (psi).

Como sabemos la presión de fondo se reduce debido a la producción del fluido durante la vida productiva del pozo, aumentando el esfuerzo o presión de cierre de la fractura. Por tal razón es importante que la resistencia del agente de sostén sea tal que soporte las cargas de cierre que se produzcan en el último período de vida del pozo (Fig. 2b).

Calidad (cantidad de finos e impurezas). Todo agente de sostén deberá estar libre de materiales finos e impurezas los que pueden determinar severas reducciones en la conductividad de la fractura y ser causantes de estabilización de emulsiones que produzcan el bloqueo del flujo de los fluidos.

Esta es una propiedad que caracteriza a las arenas naturales, pues la transferencia desde un área de almacenaje a otra y el transporte a largas distancias

tiende a producir más finos por rozamiento entre los granos; más no así con los agentes de sostén manufacturados, ya que por su mayor dureza estos problemas no son tan graves.

Empotramiento. Estudios realizados consideran el empotramiento de un grano del agente de sostén, similar a la prueba de dureza por penetración de los metales.

Para el caso de una formación blanda (baja resistencia al empotramiento), las partículas de un agente de sostén tienden a empotrarse en un sistema de acomodación múltiple (Fig. 7b multicapas), quedando efectivo los granos intermedios, ya que solamente la camada externa del agente de sostén, dentro de la fractura, es la que se empotra, reduciendo de este modo el ancho efectivo de la fractura, así como también causa un efecto destructivo de la roca de formación produciéndose detritus que pueden taponear parcialmente el ancho empaquetado.

Si colocamos el agente de sostén en una cantidad tal que permita su acomodación en varias camadas, las externas podrán empotrarse en formaciones blandas, ó también triturarse en formaciones duras, pero las internas permanecerán abiertas permitiendo una mayor capacidad de flujo.

El problema del empotramiento se puede resolver con un ancho empaquetado considerable (configuración multicapa con varias filas de granos (Fig 7b).

Densidad del agente de sostén. Es otra de las propiedades físicas de gran importancia, bajo ciertas condiciones de pozo es asociada principalmente con el problema del acarreo.

Los agentes de sostén de alta densidad son mas difíciles de mantener en suspensión y de transportarlo en la fractura. Los fluidos altamente viscosos pueden transportarlos, pero también tendrán dificultades en colocarlos donde se desea.

La densidad promedio de la arena de frac es 21.66 Lb./Gln.

2.1.3. TIPOS DE AGENTES DE SOSTEN

Los agentes de sostén mas comunes son arenas clasificadas según su granulometría.

Con el correr de los años, se perforaron pozos cada vez mas profundos, lo cual llevó a tener que desarrollar productos mas resistentes que fueran capaces de

soportar las altas presiones de confinamiento. Ultimamente se producen agentes de sostén de muy buena calidad, capaces de soportar las condiciones mas rigurosas de trabajo.

Los agentes de sostén más conocidos son:

Arena, cáscara de nuez, esferas de aluminio, esferas de vidrio, agentes de sostén de resistencia intermedia y de alta resistencia.

Arena. Es un material suelto compuesto generalmente de granos de cuarzo (dióxido de silicio SiO_2) que se han formado por la desintegración de rocas; su tamaño varía entre unos 1/16 - 2mm.

Es el agente de sostén mas ampliamente usado, aunque en ciertas condiciones puede justificarse el empleo de otro material.

Ventajas:

- a) Puede emplearse en la mayoría de los yacimientos.
- b) Es relativamente barato respecto a otros agentes de sostén.
- c) Es fácilmente disponible en la mayoría de los casos.
- d) Durable en el tiempo.
- e) Químicamente inerte.

Desventajas:

- a) Resistencia limitada y tiende a romperse por encima de 4000 psi. de presión.
- b) En caso de romperse lo hace en pequeñas partículas que pueden migrar dentro de la fractura y taponarla disminuyendo su permeabilidad.
- c) Si no está debidamente tamizada y limpia, partículas de grano fino pueden ser bombeadas dentro de la fractura reduciendo la conductividad de la misma.
- d) Algunas veces son angulares.

Las arenas utilizadas en fracturamientos del Noroeste, son generalmente hasta de tres tamaños, denominados 8/12, 12/20 y 20/40.

Cáscara de nuez. Esta tuvo cierta atención como agente de sostén basado en datos de laboratorio en el año de 1,950. Según estos datos, se indicaba que cuando la cáscara de nuez, era colocada dentro de la fractura en forma de monocapa, se podría obtener buenas capacidades de flujo. Sin embargo la aplicación de estas técnicas es difícil debido a que requieren estricto control de viscosidad, concentración del agente de sostén, uso de espaciadores, etc. Actualmente la cáscara de nuez no se utiliza.

Bolitas de aluminio. Son de alta resistencia a la compresión y pueden corroerse a altas temperaturas con

agua salada.

Se han descartado su uso por su costo y bajo rendimiento, ya que son maleables y deformables.

Esferas de vidrio. Estos se desarrollaron para mayores profundidades, pero también fueron descartadas porque a los 6000 - 7000 psi. de presión de confinamiento se rompen o estallan generando una excesiva cantidad de partículas finas. Su costo es aproximadamente 15 veces mayor que la arena, lo cual hace también prohibitivo su uso.

Ventajas:

- a) Resistencia mediana mejor que la arena
- b) Buena esfericidad
- c) Baja gravedad específica (Sp-gr, 2.65).

Desventajas:

- a) Mas costosas
- b) Tienden a pulverizarse al romperse
- c) Atacables por las aguas de formación. Pueden conseguirse en las siguientes mallas:

6/8, 8/16, 12/20, 20/40.

Agentes de sostén de resistencia intermedia. En este tipo se les considera a las arenas recubiertas con resina, las mismas que pueden soportar una presión de cierre o confinamiento de hasta 8000 psi. Se puede conseguir ya sea recubiertas en resina de fraguado completo, que son las que cumplen perfectamente este requerimiento, como también las de fraguado parcial, las mismas que poseen menos resistencia inicial, pero una vez colocado en la fractura se adhieren entre si constituyendo un medio poroso fijo y compacto. Estos agentes de sostén son particularmente útiles en la fracturación de pozos gasíferos o aquellos donde se produce una excesiva devolución de arena luego de la fractura.

Agentes de sostén de alta resistencia. Son la **BAUXITA** y los **CERAMICOS** desarrollados últimamente; estos agentes soportan una presión de confinamiento de hasta 15000 psi; su uso es particularmente en pozos profundos (mas de 8000 pies), con un alto esfuerzo de cierre y/o con condiciones extremadamente severas de fondo del pozo.

La bauxita tiene una densidad promedio de 3.6 gr/cc, lo cual es un inconveniente para transportarlo y colocarlo en la fractura. Otro inconveniente es su elevado costo comparado con la arena y otros agentes de sostén.

Los agentes de sostén desarrollados últimamente son apuntalantes cerámicos manufacturados,

económicamente rentables para ser usados en pozos profundos o medianos, que presentan permeabilidades bajas y medianas. Tienen una gravedad específica de 2.65 - 2.69 y cumplen con las especificaciones recomendadas por el API.

2.2. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

2.2.1. DEFINICION

El fracturamiento hidráulico es el proceso de aplicar Presión Hidráulica a una roca reservorio hasta que se produzca la falla o ruptura de la misma; luego se coloca el agente de sostén dentro de ésta para evitar su cierre y poder comunicar a la formación con el pozo, mediante un adecuado canal de flujo, incrementando de este modo el área de drenaje de los fluidos y en consecuencia mejorar la productividad.

Los objetivos fundamentales son:

Incrementar el régimen de producción.- La mayoría de las formaciones de baja permeabilidad requieren siempre de fracturamientos hidráulicos para producir en cantidades comerciales. Esto debido a que se crea un medio de mayor área de afluencia y conductividad.

Mejorar la recuperación final.- En toda fracturación hidráulica es importante manifestar que, al crearse un medio de alta conductividad, la eficiencia del drenaje aumentará, y consecuentemente más hidrocarburos alcanzarán el borde del pozo, lográndose de esta manera mejoras en la producción. Estudios efectuados sostienen que se ha estimado este logro entre un 5 - 15% del total de la recuperación primaria.

Mejorar el uso de la energía del reservorio.- Cuando se tiene una caída notable de presión en la cara de la formación, pudiéndose producir una conificación de agua o gas en el borde del pozo, o puede taponearse por un bloqueo de gas, entonces, las fracturas pueden reducir o eliminar tales problemas, resultando en un mejor empleo de la energía del reservorio.

Mejorar el régimen de inyección.- Es el caso inverso al régimen de producción, y también se ve facilitado con la fractura hidráulica. Es por tal razón que está dirigido específicamente a pozos inyectoros, los cuales nos permiten mantener la presión del reservorio (Inyección de gas), o mejorar el barrido de hidrocarburos (Recuperación secundaria).

2.2.2. DISEÑO

La clave principal para determinar cuando un pozo es o

no un buen candidato a ser fracturado, es diagnosticar las razones por las que el pozo tiene baja productividad. Basado en este diagnóstico es posible trazar algunos criterios para determinar el posible efecto de un tratamiento con fracturamiento hidráulico en el performance productivo futuro del pozo. El objetivo ahora es conseguir el fracturamiento más conveniente, para ello se requiere de un diseño apropiado, basado en parámetros e información lo más realista posible.

Dentro de la información requerida se tiene:

a) Características de la formación.

Tipo

Dureza

Gradiente de fractura

Permeabilidad

Espesor de la zona

Presencia de barreras

Radio de drenaje

Viscosidad del fluido de formación

Compresibilidad del fluido de formación

Presión del reservorio

Permeabilidad.- Como se ha dicho este es un parámetro determinante, sobre todo en casos de bajos valores de permeabilidad. Aún si el pozo puede tener presión

apropiada y no hay daño, pero si la permeabilidad natural es baja, también será baja la producción. Estos pozos son muy buenos candidatos a ser fracturados.

Presión del Reservorio.- Si los ensayos que se realizan indican que la presión de reservorio es baja (reservorio depletado), un tratamiento de fracturación hidráulica solo podría incrementar temporalmente la producción, pero la misma declinaría rápidamente.

Gradiente de fractura.- Permite determinar la presión de tratamiento, así como la tendencia de extensión de la fractura.

b) Características del fluido de Fracturamiento.

Pérdida de filtrado

Viscosidad

Volumen

Caudal de bombeo

Estabilidad a diferentes temperaturas.

Estos parámetros son determinados en el laboratorio y pueden ser modificados de acuerdo a los requerimientos.

c) Agente de sostén.-La influencia del agente de sostén se refleja en la determinación del ancho de fractura creada, permeabilidad de la fractura y el esfuerzo de cierre.

Otra de la influencia se observa en la variación de la presión de tratamiento en superficie, ya que a medida que se bombea al pozo concentraciones crecientes de agente de sostén se modifican los valores de fricción y de presión hidrostática.

La presión hidrostática y la fricción en los punzados dependen directamente de la “ densidad de la mezcla”, afectada por la concentración y densidad del agente de sostén.

$$\delta s l = \frac{\delta p + Cp/8.344}{1 + Cp/(8.344*\delta p)}$$

Donde:

$\delta s l$ = Densidad de la mezcla

Cp = Concentración del agente de sostén

δp = Densidad del agente de sostén.

Información adicional.- Es necesario detallar lo siguiente:

El tipo de formación, espesor de la misma, aislación entre zonas, ubicación de los contactos gas-petróleo y de agua-petróleo, etc.

2.3. SELECCION DE LOS AGENTES DE SOSTEN

Dada la importancia que tienen los agentes de sostén en el comportamiento productivo de los pozos fracturados hidráulicamente, se hace imperativo efectuar una adecuada y cuidadosa selección de estos, conjugando sus características con las propiedades y exigencias del reservorio.

Para tales efectos, existe en la industria del petróleo normas y procedimientos mediante los cuales se efectúa dicho control.

2.3.1. NORMAS Y ESPECIFICACIONES API PARA SELECCIONAR LOS AGENTES DE SOSTEN

El Sub - Comité API de Evaluación de Materiales de Completación de Pozos, ha preparado un manual de normas y especificaciones conocido como:

“PRACTICAS RECOMENDADAS PARA LAS PRUEBAS DE ARENA USADAS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO “ (API RP 56 1era. Edición Marzo 1,983).

Para una mejor comprensión de estas normas vamos a definir primero cada una de ellas y luego se indicará el procedimiento para evaluarlas.

En la tabla 1 se muestra las especificaciones API, para cada una de las pruebas y por tipo de arena.

DEFINICION DE LAS PRUEBAS API:

a) Muestreo.

Es la técnica que nos permite obtener la muestra representativa de los agentes de sostén, de tal manera que se pueda generalizar al resto del lote o remesa a evaluar.

b) Análisis de malla.

Se efectúa con el fin de determinar la granulometría del agente de sostén. Se utilizan seis mallas mas el "fondo" (tabla 2), las cuales van decreciendo en tamaño de abertura de los orificios (tabla 3), desde la parte superior hasta el "fondo" (Fig. 10).

Para cada malla la norma API, establece un porcentaje retenido, el cual determina con exactitud que tamaño de los granos es el correcto.

c) Prueba De Esfericidad Y Redondez.

Mide la forma y geometría de los granos de arena y para clasificar se emplea la escala de Krumbein (Fig. 9a). Esta técnica utiliza la comparación visual y requiere de la habilidad, destreza y juicio del técnico o evaluador (Fig.

9b).

Esfericidad.- Se define como el grado de acercamiento de la forma de las partículas (arena), a la de una esfera perfecta.

Redondez.- Es una medida de la rugosidad relativa de la partícula (arena) o la curvatura superficial, respecto de una superficie totalmente lisa. Es decir es el grado de angulosidad de los granos.

d) Prueba De Solubilidad De La Arena En Acido.

El ensayo de solubilidad es particularmente útil para determinar la proporción de materiales indeseables como: carbonatos, feldespatos, óxidos de hierro, arcillas, etc., presentes en las arenas y que son atacados por los ácidos.

Normalmente se efectúan ensayos con ácido clorhídrico y mezclas de ácido clorhídrico - fluorhídrico.

Los valores de solubilidad de un agente de sostén (tabla 4), son importantes desde el punto de vista de la calidad del mismo. Tal es así que en algunos casos, se aplican

tratamientos de estimulación ácida a pozos previamente fracturados, por lo cual, es importante conocer el grado de alteración provocado por el ácido sobre el manto de arena en la fractura.

e) Prueba De Turbidez .

La turbidez mide la presencia de partículas de materia presentes en la arena tales como: arcillas, limos y materiales inorgánicos finamente divididos; las cuales dispersan y absorben la luz.

El valor de la turbidez registrada es dependiente del tamaño, forma e índices de refracción de las partículas; mas no así de la concentración en peso.

La medición se efectúa en espectrofotómetros de alta resolución (Spectronic Mini 20, Baush and Lomb Spec 20, Perkin Elmer Cólman Model35, Hach model 2100A o equivalente), el que utiliza una escala basada en un polímero lechoso llamado FORMAZIN que permite una gran exactitud en las calibraciones. Los resultados son expresados como FTU (Formazín turbidity units), de acuerdo al gráfico 1.

Equipos y materiales (Fig.11a,b)

Spectrofotómetro o electrofotómetro.

Agua demineralizada o destilada

Vaso

Botella o matraz de boca ancha de seis onzas.

Jeringas o pipetas graduadas de 25 ml

Tubos de ensayo, utilizados para depositar el fluido succionado de las botellas

Una rejilla de madera, en la que se colocaban las muestras de los tubos de ensayo.

f) Prueba de resistencia a la compresión.

La podemos definir, como el grado de dureza, que los diferentes tipos de arena o agentes de sostén presentan.

Este grado de dureza está representado por la cantidad de material quebrado, denominado porcentaje de finos, generado por el rozamiento entre los granos cuando una muestra está soportando una carga axial (tabla 5).

Equipo y materiales (Fig. 12)

Muestra de arena de frac.

Prensa hidráulica. Dispositivo con celda para prueba de resistencia a la compresión.

Fondo y dos mallas U.S.A. según el tipo de arena a evaluar. (Mallas 20 y 40 para arena 20/40; mallas 12 y 20 para arena 12/20).

Balanza de 0.1 gr. de tolerancia.

PROCEDIMIENTO DE LAS PRUEBAS API:

Muestreo.-Se establece un mínimo de 9 muestras para transporte por tren y 3 por camión. Para transporte a granel (bulk), un mínimo de 5 muestras cada 50,000 kg. Estas deben ser mezcladas y homogenizadas, como indica la norma API.

Análisis de malla.-Se toma 100 grs de arena del muestreo, pesadas en una balanza con exactitud de 0.1 gr., ésta es colocada sobre la parte superior del grupo de las seis mallas y el "fondo" (tabla 2), luego el stand de mallas es colocado en el "sieve shaker" o vibrador de mallas (Fig. 10) haciéndole vibrar por espacio de 10 minutos.

Seguidamente se remueve malla por malla y se pesa la cantidad de arena que ha sido retenida en cada una de ellas y el "fondo"; luego se calcula el porcentaje por peso de la muestra total retenida en cada malla y el "fondo".

Esfericidad y redondez:

Se toman de 20 a más granos de muestra a ser evaluada. Los granos se examinan a través de un estereoscopio de 10X a 20X, o un microscopio, comparándolo visualmente con el cuadro de Krumbein, así la esfericidad de cada grano debe ser determinada y anotada para obtener un porcentaje promedio de la muestra.

De igual manera se determina la redondez del grano; se anota y se expresa como porcentaje promedio de redondez de la muestra.

Solubilidad en ácido (Fig. 13):

- A) Preparar una solución de ácido (12%HCl - 3%HF, sp-gr. = 1.08 a 60°F).
- B) Pesar con exactitud 5 gr. de arena. Secar la arena a 220°F y enfriarlo en un desecador.
- C) En un vaso de 150 ml colocar 100 ml. de la solución de ácido, y luego agregar la muestra de arena. El ácido y la muestra deberán estar a temperatura ambiente.
- D) Colocar el vaso en un baño maría a 150°F por un mínimo de 30 minutos. No agitar, cuidar que no se contamine.
- E) Preparar el equipo de filtrado. Usar papel whatman # 42 de 1/16 " y embudo de porcelana. Este último debe ser secado en un horno a 220°F por no menos de una hora.

Pesarlo y anotar su peso.

F) Filtrar la muestra a través del embudo de porcelana.

Utilizar técnicas de filtrado al vacío.

G) Lavar la muestra 3 veces con porciones de 20 ml. de agua destilada.

H) Secar el filtro con la muestra a 220°F por un mínimo de una hora. Enfriar la muestra en un desecador antes de pesar.

Pesar la arena contenida en el filtro y anotar el peso.

J) Calcular y reportar el porcentaje de solubilidad usando la sgte. ecuación:

$$S = \frac{(W_a + W_f - W_{fa})}{W_a} \times 100$$

donde:

S = Solubilidad de arena, %

W_a = Peso de la arena inicial.

W_f = Peso del papel filtro.

W_{fa} = Peso del papel filtro conteniendo arena.

Turbidez:

a) Medir en una probeta 20 ml. de arena seca y mezclarla con agua demineralizada en una botella o matraz de seis onzas. Dejarla reposar por espacio de 30 minutos.

b) Agitar vigorosamente con la mano aproximadamente

45 - 60 veces en 30 segundos (no hacerlo con mezclador mecánico). Dejarla reposar por 5 minutos.

c) Usando una pipeta extraer del centro del recipiente, 25 ml. de muestra,(agua con finos en suspensión).

d) Colocar la muestra en el depósito del instrumento donde se ha calibrado previamente con agua destilada (espectrofotómetro) para realizar la lectura de la turbidez.

e) Determinar la turbidez de la muestra en FTU.

Resistencia a la compresión:

a) Poner dos mallas U.S.A. y el fondo, la malla mas grande en la parte superior y la mas pequeña encima del fondo, luego vaciar una muestra de arena en la malla de la parte superior equivalente a una concentración de 4 lbs./ pie² . Colocar las mallas en el “sieve shaker” o agitador por espacio de 10 minutos.

b) Descartar todo lo cernido en la malla superior y el fondo y dejar solamente lo que quedó retenido en la malla mas pequeña.

c) Pesar 40 grs.de la arena retenida en la malla mas pequeña y colocarlo en la celda de prueba (fig. 12), cuidando de que la superficie de la arena quede a nivel.

d) Colocar suavemente el pistón sobre la muestra de arena, sin aplicar ninguna fuerza. Luego aplicar presión según especificaciones API, para cada tipo de arena (tabla 5) alcanzando el peso requerido equivalente a una determinada presión en un minuto,luego mantener la

presión por dos minutos.

e) Reducir el peso a cero y remover la celda de la prensa hidráulica.

f) Colocar la malla mas pequeña en el fondo y transferir el contenido de la celda a las mallas usando una brocha cuidando de que pasen todos los finos. Luego colocar la malla y el fondo en el sieve shaker o agitador por 10 minutos.

g) Pesar con exactitud el material quebrado del fondo y reportar los finos como porcentaje del peso de arena colocado en la celda respecto a los 40 grs. Para cada muestra hacer tres pruebas y sacar promedio.

2.3.2. *PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN LA SELECCION DE LOS AGENTES DE SOSTEN*

Debe notarse que algunas veces los agentes de sostén de pozos de petróleo hidráulicamente fracturados, son producidos con los hidrocarburos a lo largo de la producción del pozo, (post flujo de agentes de sostén), constituyendo entre un 10 a 20% (del agente de sostén) llegando a disminuir el tiempo de vida de los equipos de subsuelo y dañarlos, significando grandes efectos económicos para los pozos y por ende la producción; reflejándose específicamente en:

- Pérdida de conductividad de fractura (secciones no empaquetadas de las fracturas tenderán a cerrarse por

debajo del esfuerzo de cierre mínimo; figuras 1 y 2b).

Si la fractura se cierra al borde del pozo, puede resultar en un 100% la pérdida de la conductividad de la misma.

- El daño impuesto sobre los equipos (abrasión de las bombas, casing y equipos manuales).
- Gastos y tiempo requerido para la limpieza del borde del pozo.

Es entonces un factor muy importante la selección del agente de sostén en el diseño de un fracturamiento hidráulico.

Por lo tanto entre los parámetros que inciden mayormente en la selección de un agente de sostén, podemos señalar:

a) Resistencia a la compresión (Closure-Stress).- Es uno de los parámetros de mayor importancia, y decisivo para seleccionar el tipo de agente de sostén a ser utilizado, pues para cada tamaño según los tamices (tabla 5), el agente de sostén tiene una máxima resistencia a la compresión o presión de confinamiento o cierre de la fractura.

En tal sentido, en la selección del agente de sostén, debemos estimar principalmente la presión de cierre o confinamiento de la fractura, la misma que se basa en el

concepto de *TENSION EFECTIVA NETA*.

De la figura 2a y 2b, podemos decir:

$$P_{ef} = P_{ob} = R_v$$

$$P_c = \bar{\sigma}_z = \bar{\sigma}_v$$

$$P_l = P_p$$

Entonces:

$$P_l + P_c = P_{ef} \implies P_p + \bar{\sigma}_z = P_{ob} \dots (1)$$

Esto quiere decir que, al peso de Overburden reaccionan la presión de fluidos y una tensión generada en la roca.

Luego:

$$\bar{\sigma}_v = \bar{\sigma}_z = P_{ob} - P_p \dots (2)$$

Donde:

$\bar{\sigma}_z$ – Es una tensión mecánica neta o resultante desarrollada en la parte sólida de la roca, conocida como la Presión de Confinamiento o Cierre (P_c) aplicada sobre el agente de sostén, ($\bar{\sigma}$).

P_{ob} = Peso o presión de sobrecarga (*overburden - S*).

Debemos alcanzar esta presión para abrir la fractura y extenderla, (P_{ef}) . A mayores pesos de Overburden, la carga que se transmite sobre la arena que se va

compactando será según la carga neta que recibe.

P_p = Presión poral de la roca es una presión hidráulica, (PI) ejercida por los fluidos dentro de la fractura a presión que saturan la formación, los mismos que contribuyen a soportar la sobrecarga u overburden.

Finalmente:

$$\text{TENSION EFECTIVA NETA : } \sigma = S - P_p$$

Entonces el esfuerzo de cierre (closure stress), está referido a la resistencia o al esfuerzo total de la roca de manera perpendicular al plano de la fractura menos la presión del fluido que contiene la fractura.

En la figura 2b se aprecia que la presión de confinamiento aplicada sobre el agente de sostén será:

$$CS = BHTP - PI \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

CS = Closure Stress o Presión de confinamiento de la fractura.

$BHTP$ = Presión de tratamiento en el fondo del pozo

PI = Presión de los fluidos dentro de la fractura.

Se pueden dar dos situaciones:

i) POZO ESTÁTICO:(fig.4)

Equilibrio de presiones (fondo).

$$P_{wf} = P_I = P_p \dots\dots\dots(2)$$

Según la fig: $P_{wf} = P_s + P_h \dots\dots(3)$

Donde:

P_{wf} = Presión de fondo

P_s = Presión de cabeza

P_h = Presión hidrostática

P_p = Presión de reservorio

Luego (2) y (3) en (1) resulta:

$$CS = BHTP - P_s - P_h \dots\dots(4)$$

ii) POZO EN PRODUCCION:(Fig.5). Si el pozo después del fracturamiento produce por surgencia natural, puede haber una gradiente de presiones a lo largo de toda la fractura, entonces:

$$P_{wf} < P_{I1} < P_{I2} \sim P_p$$

y la presión de cierre o confinamiento será:

$CS = BHTP - P_{wf} \dots\dots\dots$ en el borde del pozo.

$CS = BHTP - P_p \dots\dots\dots$ en el fondo de la fractura.

Del análisis de éstas dos situaciones se puede concluir que el esfuerzo de cierre que soporta el agente de sostén

es mayor cuando el pozo está en producción, y el lugar mas crítico es su borde (wellbore).

En pozos profundos, la presencia de una alta resistencia de la roca puede resultar en un alto esfuerzo de cierre ejercido inicialmente sobre la capa del agente de sostén.

En éstas condiciones, la permeabilidad de la capa del agente de sostén puede ser demasiado inexacta, debido al rompimiento severo del agente de sostén. Concentraciones altas de los agentes de sostén ayudan a superar estos problemas, pero aún así será necesario usar algunos agentes de resistencia intermedia.

Al depletarse el reservorio, tanto la presión de fondo como la gradiente de fractura decrecen, pero con ritmos diferentes. En estos casos para la selección del agente de sostén, como caso extremo que garantice la integridad de la fractura debe usarse la presión de fracturamiento de fondo del pozo como la presión que soportará dicho agente de sostén.

Para el caso específico del Nor-Oeste donde la casi totalidad de los pozos producen mediante el sistema de bombeo mecánico después del fracturamiento hidráulico; el esfuerzo de cierre viene dado por:

$$CS = BHTP - P_{wf} \dots (5)$$

Siendo P_{wf} la presión equivalente a la presión hidrostática dada por la sumergencia de las bombas de subsuelo.

El caso crítico se da cuando los pozos después del fracturamiento son suabeados a seco, en este caso se tiene $P_{wf} = 0$.

Entonces:

$$CS = BHTP \dots (6)$$

Como:

$$BHTP = G_f \times D$$

G_f = Grad.fractura de la formación (psi/pie)

D = Profundidad de la formación (psi)

Por lo tanto:

$$CS = G_f \times D \dots (7)$$

No todas las arenas usadas como agentes de sostén tienen similar resistencia a romperse. Generalmente los granos mas grandes experimentan un severo rompimiento a bajos esfuerzos de cierre respecto a los granos pequeños.

También la angularidad y la presencia microscópica de grietas o rajaduras (micro fracturas) sobre la superficie de

los granos de las arenas son factores importantes en la resistencia.

La consecuencia del rompimiento de un agente de sostén se refleja en una reducción de la conductividad de la fractura.

b) Roca Reservorio.- Es la Gradiente de Fractura y las Propiedades Mecánicas de la Roca, las que nos dicen cuan frágil es determinada formación, para poder abrirla o fracturarla y al mismo tiempo extenderla.

Las propiedades mecánicas de la roca,(módulo de Young, relación de Poisson, etc.) son propias e indistintamente de cada una de las formaciones, que les dan características de dureza y cuya clasificación va desde blanda hasta dura; las mismas que se relacionan con el grado de empotramiento del agente de sostén.

Las formaciones blandas tienen mayor grado de empotramiento, requiriéndose para ello el uso de agentes de sostén de mayor diámetro.

La permeabilidad del agente de sostén decrece, cuando el esfuerzo de cierre incrementa. Es así como notamos inmediatamente que un alto porcentaje de los granos mas

pequeños o impurezas puede reducir sustancialmente la conductividad.

Cuando se fracturan formaciones blandas donde ocurre empotramiento, debe determinarse una concentración mínima de agente de sostén. Cuando mas baja sea la concentración por unidad de área de fractura, mayor será la reducción de la conductividad debido al empotramiento.

Así tenemos:

$$W = \frac{12 \cdot C_p}{(1 - \phi_p) \cdot \delta}$$

Donde:

W = Ancho creado (pulg)

C_p = Concentración del agente de sostén (lbs/ft²)

ϕ_p = Porosidad del agente de sostén (fracción)

δ = Densidad absoluta del agente de sostén (lbs/ft³).

Ejemplo: Si una arena de malla 20/40 que tiene diámetro promedio de 0.025 in (0.064cm), una densidad de 165 lbs/ft³ y una porosidad de arena de 0.3 (30%); si todo se usa en una formación blanda donde por el empotramiento resulta que se pierde una capa del agente de sostén, entonces una concentración de 0.24 lbs/ft² deberá gastarse.

Así tenemos:

$$C_p = ((0.025) \times (1 - 0.3) \times (165)) / 12 = 0.24062 \text{ Lbs/Ft}^2$$

3. EVALUACION DE CAMPO

La evaluación de campo realizada a los agentes de sostén que se usan actualmente en los trabajos de fracturamiento hidráulico de pozos del Nor Oeste Peruano, tuvo como propósito fundamental lo siguiente:

1. Determinar si estos agentes de sostén cumplen con las especificaciones API.
2. Previa determinación de los esfuerzos de cierre de las principales formaciones productivas del Nor-Oeste; encontrar si los agentes de sostén evaluados satisfacen estos requerimientos.
3. Simular condiciones reales de fracturamiento que se realizan en el Nor-Oeste y determinar la incidencia de las altas presiones que generalmente se registran dentro de la tubería, sobre la resistencia e integridad de los agentes de sostén antes de entrar a la fractura.

3.1. AGENTES DE SOSTEN USADOS EN FRACTURAMIENTOS HIDRAULICOS EN EL NOR-OESTE.

Los agentes de sostén más usados últimamente en los fracturamientos hidráulicos de pozos del Nor-Oeste, son arenas provenientes de una cantera explotada por la CIA. TEXAS MINING U.S.A., y que son suministradas a través de las Cías. de servicio que operan en Talara Halliburton Peruana S.A. y B.J. Services, con el nombre comercial "Vulcan" o arena marrón.

Esporádicamente se usa arena blanca, con los nombres

comerciales Badger (Halliburton) o Unimín (B.J.), las cuales son de mejor calidad y de más alto costo.

3.1.1. TIPOS

Los tipos de arena se definen por su malla, los mas usados en el Nor-Oeste son los de las mallas 20/40, 12/20 y 8/12; generalmente, la primera se usa en pozos profundos por debajo de 4000', la segunda para profundidades entre 1500' y 4000' y la última para pozos someros, menores de 1500'.

3.1.2. PROPIEDADES

Para determinar las propiedades de los agentes de sostén que se usan con mayor frecuencia en el Nor-Oeste, se ha seguido el procedimiento API, descrito en la sección 2.3.1.

Para cada caso se tomaron cinco muestras en forma aleatoria directamente de las tolvas de arena, durante los trabajos de fracturamiento realizados en cada pozo y tipo de agente de sostén usado por Cía (tabla 6), y de estos mismos muestras de arena recuperada.

Los resultados que se muestran en las tablas 7,8 y 9, representan para cada caso el promedio de las cinco muestras:

ARENA 20 / 40

Análisis de malla o granulométrico.- Como arena original supera ampliamente el valor mínimo API recomendado (95.09 %), mas no así como agente de sostén recuperado (87.49 %).

Redondez y esfericidad.- Observamos un buen acercamiento de la forma de las partículas de arena a las de una esfera perfecta (0.75), con notorio grado de angulosidad (0.68); disminuyendo su forma esférica (0.62) al perder las partículas del agente de sostén su rugosidad relativa o grado de angulosidad (0.71) como arena recuperada.

Resistencia a la Compresión.- El porcentaje de finos generado (4.77 %) está en menos del 50 % del recomendado por el API (14 %); mejorando finalmente como arena recuperada (4.26 %).

Solubilidad al ácido.- La presencia de carbonatos, feldespatos, óxidos de hierro, arcillas ,etc como materiales indeseables es relativamente mínima (0.68 %); experimentando un incremento del 100 % (1.40 %) como arena recuperada.

Turbidez.- La presencia de arcillas, limos y material

inorgánico fino es mínima (32.86) respecto al API (250).

ARENA 12 / 20

Análisis de malla o granulométrico.- Supera ampliamente tanto como arena original (96.68 %) y recuperada (93.89 %), el valor API recomendado.

Redondez y esfericidad.- Están superando el mínimo API recomendado con 0.62 y 0.65 respectivamente; disminuyendo su esfericidad (0.57) al perder minimamente su grado de angulosidad (0.64).

Resistencia a la Compresión.- De muy buena aceptación respecto a la norma API con 6.63 % como arena original, mejorando como arena recuperada (4.79 %).

Solubilidad al ácido.- La presencia de materiales indeseables que pueden ser atacados por el ácido es relativamente significativa sobre todo después del fracturamiento, (1.05 %).

Turbidez.- Es también mínima la cantidad de materia presente los que absorben y dispersan la luz, (31.18 FTU)

ARENA 8 / 12

Análisis de malla o granulométrico.- Supera

minimamente (90.78 %) el valor recomendado por el API, disminuyendo a 86.05 % como arena recuperada.

Redondez y esfericidad.- Similar comportamiento a los dos agentes de sostén anteriormente mencionados, con una redondez y esfericidad de 0.61 y 0.72 respectivamente, disminuyendo ésta última a 0.63 por perder su grado de angulosidad a 0.68 como arena recuperada.

Resistencia a la Compresión.- Presenta muy buena resistencia a la compresión tanto original (4.81 %) como recuperada (3.87 %).

Solubilidad al ácido.- Similar comportamiento a los dos anteriores, con 0.55 % como arena original incrementando a 1,15 % recuperada.

Turbidez.- Similar a los dos anteriores (28.75 FTU).

En los tres tipos de agente de sostén evaluados solamente se ha considerado a las muestras originales, ya que las recuperadas fueron lavadas.

Adicionalmente, se presenta en las tablas **10,11** y **12** el análisis detallado de cada una de las pruebas API para muestras representativas de la arena vulcan, cuyos valores son concordantes con el promedio estadístico de

las muestras obtenidas en el campo; es decir, las propiedades del agente de sostén no han variado durante su almacenamiento, manipuleo y transporte al pozo.

Según estos resultados una interpretación de las principales propiedades de los agentes de sostén que se usan actualmente en el Nor-oeste será:

ARENA 20 / 40

Análisis granulométrico.- La granulometría de la arena VULCAN 20 / 40 utilizada en el Nor-Oeste supera en mayor porcentaje (61.91 %) el tamaño de una malla 30 API (0.0234 " aertura de orificio) de las subsiguientes mallas (35 y 40), lo cual origina un mayor porcentaje de finos (fondo 1.84 %) durante el tratamiento debido al resquebrajamiento de éste mayor porcentaje en tamaño del agente de sostén.

Resistencia a la compresión.- Mejora como arena recuperada (4.26 %) debido a que el agente de sostén a disminuído notablemente su granulometría (87.49 %) durante el tratamiento.

Solubilidad al ácido.- Ovbiamente los finos generados durante el tratamiento a ocasionado en corto tiempo la presencia de óxidos de hierro, arcillas que son atacados

por el ácido (1.4 %).

Redondez y esfericidad.- El mayor grado de angulosidad como arena original (0.68), es también una de las causas fundamentales en la generación de finos debido al roce entre granos durante el tratamiento, mejorando al final (0.71) porque ha perdido su rugosidad relativa disminuyendo su forma esférica (0.62).

ARENA 12 / 20

Análisis granulométrico.- Su tamaño está porcentualmente distribuido entre las mallas indicadas, pero debido al resquebrajamiento o roce entre los granos durante el tratamiento disminuyen ligeramente en tamaño generando gran porcentaje de finos (fondo 2.52 %).

Resistencia a la compresión.- Mejora mas como arena recuperada al disminuir también su tamaño.

Solubilidad al ácido.- Los finos generados durante el tratamiento mostrados en el análisis granulométrico, son óxidos y arcillas (1,05 %) que son atacados por el ácido de manera inmediata.

Redondez y esfericidad.- Presenta una alta rugosidad relativa o angulosidad (0.62) y pobre forma esférica (0.65),

lo cual es la causa fundamental en la generación de finos como se indica en el análisis granulométrico.

ARENA 8 / 12

Análisis granulométrico.- Refleja un agente de de sostén de tamaño mínimo recomendado por el API, retenido en las mallas 10 y 12 (0,0787" y 0,0661" de abertura de orificio), con un mayor porcentaje de finos generado (fondo 3.15 %) después del tratamiento superando ampliamente lo recomendado por el API (máx 1.0 %).

Resistencia a la compresión.- Por el tamaño mínimo observado en el análisis granulométrico, muestra una notable resistencia antes y después del tratamiento (4.81 % y 3.87 %) para el valor de presión recomendado por el API (2000 psi).

Solubilidad al ácido.- Similar a los dos agentes de sostén anteriormente mencionados, los finos generados son el resultado del alto grado de angulosidad como arena original y que se manifiestan inmediatamente después del fracturamiento al ataque con ácido.

Redondez y esfericidad.- Mejora después del fracturamiento su redondez (0.66) debido al roce o movimiento hidrodinámico de los granos haciendo que

disminuya su forma esférica a 0.63.

A excepción de la redondez y esfericidad, las propiedades de los tipos de agentes de sostén usados superan ampliamente las especificaciones API.

Esta ha sido una de las principales razones para que se continúe usando en los fracturamientos hidráulicos de pozos del Nor-oeste estos agentes de sostén; sin embargo, problemas continuos de atascamiento del pistón de las bombas de sub-suelo por finos de los agentes de sostén, así como pobres performances de producción de los pozos fracturados que hacen suponer taponamiento por finos de los agentes de sostén, motivaron plantear una nueva forma de evaluar a los agentes de sostén, la misma que se detalla en la sección 3.3.

3.2. ESFUERZO DE CIERRE DE LOS RESERVORIOS DEL NOR-OESTE

Siendo el esfuerzo de cierre uno de los parámetros mas importantes en la selección de los agentes de sostén, se ha tomado en referencia para el caso de evaluación de los mismos y su definición, los algoritmos 5, 6 y 7 descritos en la sección 2.3.2; los cuales nos representan las condiciones críticas ahí señaladas (pozo en producción, $P_{wf} = 0$ y $C-S = G_f \times D$). siendo la última el caso mas frecuente en el Noroeste, por lo que este valor lo estamos tomando para evaluar la resistencia de los agentes de

sostén, y poder determinar valores promedios para cada una de las formaciones de las áreas estudiadas.

Esfuerzo de cierre (Closure - Stress) o presión de confinamiento.- Es la presión aplicada sobre el agente sostén, cuando las caras de la fractura tratan de cerrarse, con la misma presión con que fueron abiertas. (Fig 2b).

En la tabla 15 se muestran los valores promedios de las gradientes de fractura de las principales formaciones y yacimientos del Noroeste, obtenidas según los gráficos del Anexo III; al procesar la información de los pozos contenidos en las tablas 14. Con estos valores se determina el esfuerzo de cierre para las formaciones de cualquier pozo.

3.3. EVALUACION DE LOS AGENTES DE SOSTEN A CONDICIONES REALES DE RESERVORIO Y DE TRABAJO.

Los valores de los esfuerzos de cierres determinados en la tablas 14 y, tal como se aprecia en los gráficos 3 del anexo III, muchas veces están por encima del valor elegido por el API para los diferentes tipos de arena.

Por otra parte, durante el fracturamiento las presiones que se registran en el fondo del pozo viene dado por la siguiente relación:

$$BHTP = P_s + P_h - P_{ft} - P_{fp} \dots(8)$$

Donde:

BHTP = Presión de tratamiento en el fondo del pozo (psi)

P_s = Presión en cabeza o superficie (psi)

P_h = Presión hidrostática de la mezcla (psi)

P_{ft} = Pérdida de presión por fricción en el tubo-casing (psi)

P_{fp} = Pérdida de presión por fricción en los punzados (psi)

La presión en cabeza es la que se registra directamente en superficie y recibe diferentes nomenclaturas según el momento (ver Fig 14).

Los cálculos de BHTP en sus diversos eventos, se han hecho considerando sólo el efecto del fluido, ya que el efecto del agente de sostén en la presión hidrostática, para valores prácticos se contrarresta con su efecto en la pérdida por fricción.

De acuerdo a los resultados de la tablas 14, mostrado en los gráficos 4 y 5 del anexo III, los valores de BHTP para las presiones promedias y máximas, en la mayoría de los casos superan ampliamente el valor de la resistencia a la compresión recomendado por normas API para los respectivos agentes de sostén.

Para determinar el efecto de las condiciones reales de fracturamiento sobre las propiedades de los agentes de sostén, se efectuaron pruebas API a las arenas recuperadas durante la

limpieza de arena, después del fracturamiento.

Adicionalmente, para poder cuantificar el porcentaje de finos que se genera a las presiones reales de fracturamiento, se efectuaron pruebas de resistencia a la compresión para valores de presión similares a las que se obtiene en el fondo del pozo durante el fracturamiento.

En las tablas 7a, 8a y 9a, se muestran los resultados de las pruebas API para las arenas recuperadas 20/40, 12/20 y 8/12 respectivamente.

Según estas pruebas, al efectuar un análisis comparativo entre los resultados de las arenas evaluadas antes del fracturamiento versus las arenas recuperadas (tablas 7, 8 y 9 vs. 7a, 8a y 9a), se aprecia un mismo patrón en el comportamiento de los tres tipos de arenas. Las arenas recuperadas disminuyen su performance en el análisis de malla y esfericidad, en cambio mejoran en la redondez y resistencia a la compresión (menos % de finos).

Esta observación tiene una explicación técnica coherente con los resultados. La disminución en el porcentaje de malla y de la esfericidad, se debe a la erosión entre granos cuando son acarreados por el fluido de fracturamiento (transporte del agente de sostén y rozamiento en el interior de la fractura, Fig. 6), lo cual genera el rompimiento de sus aristas, disminuyendo en su tamaño y adquiriendo mejor forma hidrodinámica, mejorando no solamente

en su redondez sino también en el esfuerzo a la compresión; esto se puede apreciar en detalle al comparar los resultados de las tablas 10, 11 y 12 vs. las tablas 10a, 11a y 12a.

Para fines de tener mas evidencias del efecto de las presiones de fractura sobre los agentes de sostén se efectuó un experimento local que consistió en someter al agente de sostén a presiones hidráulicas de 5000, 7000 y 8000 psi. Estas presiones son registradas como valor promedio de la inyección durante el tratamiento en algunos casos, y actúan sobre los granos de arena; y/o como presiones máximas que se alcanza al final del tratamiento durante el empaquetamiento del agente de sostén en la fractura.

De igual manera dichas presiones reflejan también la resistencia de las formaciones ya sea en el momento de la ruptura o al crear y extender la fractura, pudiendo ser esta vertical u horizontal; en ambos casos será función de la Presión de Sobrecarga la misma que depende de la densidad de la roca y de los fluidos dentro de ella:

$$P_{ob} = [(1 - \phi) \delta_r + \phi \delta_f] \times D$$

ϕ = Porosidad

δ_r = Densidad de la roca seca (promedio)

δ_f = Densidad de los fluidos contenidos

D = Profundidad

El trabajo experimental realizado consistió en lo siguiente:

Equipo y Material utilizado

1) Equipo de prueba en superficie.- 4 tubos de 3"x12 ft + 3 "chiksan" de 3", y 2 válvulas de 2", una para desfogue y la otra para recuperar la arena; un tapón de 3", por donde se colocaba la arena. Un tubo es colocado en posición vertical y sujetado con cadena a un camión tecele llamado brazo biónico.

Se contó con la colaboración de operadores y un coordinador de una de las Cías. de fracturamiento de la zona.

2) Un camión bomba HT 400.- Con capacidad para suministrar presión de 0 psi. a 15000 psi, conectada a la instalación de prueba.

3) Arena.- En un total de seis kg. para cada presión con 3 repeticiones, La arena fue extraída de varios yumbos y se realizó el análisis de malla o tamizado, antes de ser sometida a condiciones de pozo.

4) Agua.- Aproximadamente 10 bls. suministrada por una cisterna de 4000 glns. de capacidad debidamente instalada de acuerdo a distribución de los equipos.

Procedimiento:

1. Se instaló el equipo de prueba.
2. Se colocó la muestra de arena en el tubo de prueba. Fig.15.

3. Se conectó camión bomba a la línea de prueba y se puso esta en posición vertical. Fig.16.
4. Se inyecta agua y se presuriza la línea al valor de prueba manteniéndola esta por espacio de 5 min.(Fig.17).
5. Se abre la válvula de desfogue para liberar la presión. (Fig.18).
6. Se abre la válvula inferior y se recupera cuidadosamente toda la muestra.(Fig.19).
7. Se lleva la muestra al laboratorio y se seca a temperatura ambiente por espacio de 3 días.
8. Se efectúa las pruebas de malla.

Resultados:

Los análisis de malla (Tablas 13 y 13a) muestran incrementos notorios en el % de finos retenidos en el fondo de la malla para las muestras que se sometieron a presión, que incluso superan el valor mínimo API, desde 0.8 %, 1.53 % y 3.27 % respectivamente.

Finalmente, ante las evidencias mencionadas se completó la evaluación de los agentes de sostén mas usados en el Noroeste, sometiéndoles a prueba de resistencia a la compresión para valores de presión que con frecuencia se alcanzan durante los fracturamientos. Así mismo para efectos de comparación, esta misma prueba se efectuó con otros tipos de agentes de sostén.

Según los resultados que se muestran en las tablas 10, 11, y 12, los porcentajes de finos generados por estas presiones en la

arena vulcan de uso generalizado en el Nor-Oeste, superan ampliamente a los valores mínimos API:

Antes del fracturamiento

Tipo	Tamaño	Resistencia a la Compresión	Solubilidad al Acido	Turbidez	Redondez, Esfericidad
20 / 40	95.09	4.77	0.68	32.86	0.68, 0.75
12 / 20	96.68	6.63	0.58	31.18	0.62, 0.65
8 / 12	90.78	4.81	0.55	28.75	0.59 , 0.72

Después del fracturamiento

Tipo	Tamaño	Resistencia a la Compresión	Solubilidad al Acido	Turbidez	Redondez, Esfericidad
20 / 40	87.49	4.26	1.40		0.71, 0.62
12 / 20	93.89	4.79	1.05		0.64, 0.57
8 / 12	86.05	3.87	1.15		0.66, 0.63

Lo cual demuestra que este tipo de agente de sostén no es el apropiado para ser usado en los fracturamientos de los pozos del lote X; en cambio la arena UNIMIN si soporta satisfactoriamente este tipo de trabajos:

Tipo	Tamaño	Resistencia a la Compresión	Solubilidad al Acido	Turbidez	Redondez, Esfericidad
20 / 40	96.27	1.09	0.6	28	0.79, 0.80
12 / 20	97.88	3.45	0.51	28.5	0.77, 0.81
8 / 12					

Desgaste y mejoramiento porcentual (%)

$$\left[\left(\text{Antes del frac} - \text{Después del frac} \right) / \text{Antes del frac} \right] \times 100$$

Tipo	Tamaño	Resistencia a la Compresión	Solubilidad al Acido	Turbidez	Redondez, Esfericidad
	Desgaste	Mejoramiento	Desgaste		Mej., Desg.
20 / 40	7.99	10.69	51.43		4.22, 17.33
12 / 20	2.88	27.75	44.76		3.12, 12.30
8 / 12	5.21	19.54	52.17		10.6, 12.50

4. EVALUACION ECONOMICA

Basado en los resultados adversos de la evaluación técnica hecha a la arena VULCAN para condiciones reales de fracturamiento y, teniendo en cuenta su incidencia negativa en la producción y recuperación de reservas de los pozos, cualquier evaluación económica que incluya estos efectos, exigirá mejorar la calidad del agente de sostén. En este sentido los esfuerzos de cualquier compañía operadora de campos de petróleo deben ser orientados a buscar la mejor opción de precios para agentes de sostén que cumplan las exigencias técnicas de sus campos.

En línea con lo anterior, y solamente como una idea referencial presentamos la estructura de costos determinada para la adquisición directa de los agentes de sostén, que si satisficieran las exigencias técnicas del lote X:

AGENTES DE SOSTEN		
DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO	ITEM
	\$ / Sx	
PRECIO FOB (USA) :	6,0	<1>
FLETE MARITIMO : *	5,8	<2>
PRECIO CIF : (1) + (2)	11,8	<3>
IMPUESTO AD VALOREM : (15% CIF)	1,8	<4>
COSTOS DESADUANAJE, INSPECCION, OTROS, ETC : (19% CIF)	2,2	<5>
SUB TOTAL : (3) + (4) + (5)	15,8	<6>
GASTOS ALMACENAMIENTO :	0,1	<7>
GASTOS FINANCIEROS :	1,0	<8>
COSTO TOTAL : (6) + (7) + (8)	16,9	<9>

* EVALUADO POR PESO DUPLICA EL PRECIO FOB, DEBIDO A QUE SE CONSIDERA EL PESO TRANSPORTADO.

Como referencia del beneficio económico que se obtendría en un año y,

para una correcta planificación de la adquisición, se ha considerado el consumo mensual de arena de los años 1,993, 1,994, 1,995 y 1,997 (tabla 16, a, b , c y d, para Petroperú), y 1,996, 1,997 (tabla 16 d, para Petrotech Peruana S.A.) lo cual nos ha permitido obtener promedios estadísticos que se muestran en la tabla 17.

Así el margen de utilidades que se aprecia, permite cubrir costos de manipuleo, descarga, pérdida de material (2 % del total usado por año aproximadamente) y la ganancia o beneficio de una empresa operadora.

Entonces la compañía que pretenda importar directamente, tendría que optimizar su uso en función de su área de desarrollo, previo análisis económico, que de acuerdo a la clasificación general de proyectos, éste correspondería a un PROYECTO DE RIESGO MINIMO ya que comprende basicamente inversiones de reposición destinadas a mantener el nivel operativo de la producción de sus pozos de petróleo.

- CONCLUSIONES

1. En muchos reservorios del Noroeste, tanto la presión de cierre así como la presión máxima que se registra en el fondo del pozo durante el tratamiento se obtiene después del fracturamiento y durante el empaquetamiento de la fractura respectivamente, cuyos valores superan al valor exigido por el API para la prueba de resistencia a la compresión de los agentes de sostén. Esto es:

Arena	Valor API Resistencia a la Compresión	Presión Máxima en el fondo registrada durante el Fracturamiento
20/40	4000 PSI	7000 PSI
12/20	3000 PSI	5000 PSI
8/12	2000 PSI	2500 PSI

2. El agente de sostén mas usado en el Noroeste es la arena VULCAN, satisfaciendo sus características físico-químicas las exigencias para valores de las normas API; sin embargo, para los valores reales de presión de cierre de las fracturas, asi como para las presiones máximas que se registran durante el fracturamiento éstas son insuficientes. Entonces su aplastamiento (ruptura) no sólo disminuirá la permeabilidad de la fractura, sino que muchas veces daña la formación al taponarla con los finos generados de la arena, disminuyendo o perdiendo la producción del pozo.
3. Los aspectos técnicos cuantitativos de la evaluación de los agentes de sostén usados en el Nor-Oeste, reflejan un desgaste o mejoramiento porcentual en sus propiedades después del fracturamiento:

Tipo	Tamaño	Resistencia a la Compresión	Solubilidad al Acido	Turbidez	Redodez, Esfericidad
	Desgaste	Mejoramiento	Desgaste		Mej., Desg.
20 / 40	7. 99	10. 69	51. 43		4.22, 17.33
12 / 20	2. 88	27. 75	44. 76		3.12, 12.30
8 / 12	5. 21	19. 54	52. 17		10.6, 12.50

4. Es una necesidad técnica y económica mejorar la calidad del agente de sostén (arena vulcan) que actualmente se usa en el Noroeste.

RECOMENDACIONES

1. Reemplazar la arena VULCAN por otro agente de sostén que satisfaga las exigencias reales de presión a que son sometidos durante los trabajos de fracturamiento hidráulicos.
2. Recomendamos un análisis técnico - económico, para profundizar los estudios de factibilidad para la importación directa de los agentes de sostén como un Proyecto de Riesgo Mínimo.
3. A fin de no perjudicar económicamente a las Cías. de servicios que tengan alto stock de arena VULCAN, utilizar esta arena en pozos donde la presión de cierre y las presiones estimadas para el fracturamiento no superen la resistencia de éstas. En consecuencia tendrían que reducir sus precios de venta.

- REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- R. Saldaño, L. Floreani: " Estimulaciones Hidráulicas ": Petroperú - Lima.

- Unimin Sand: " Unimin World Leader in Franc Sand Production": Dowell - Schlumberger.

- Montgomery, C. T. and Steanson, R. W.: " Propant Selection - The Key to Successful Fracture Stimulation". Presentado a la Sociedad de Ingenieros de Petróleo y al Simposium de Producción en Amarillo, Texas, Abril 1 - 3, 1,984: Dowell - Schlumberger.

- Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte: " Reservoir Stimulation": Dowell - Schlumberger.

- B. J . Services: " Fracturación Hidráulica": Centro de Capacitación, Mendoza - Argentina, Noviembre de 1,986: B. J . Services.

- Carbo Ceramics Inc. " Frac Sand ": Copyright August 1,987: B. J . Services.

- American Petroleum Institute: " Norma API RP 56", Primera Edición, Marzo 1,983 : " Recommended Practices for Testing Sand Used In Hydraulic Fracturing Operations".

- J. Martinez: " Evaluación de Arenas para Fracturamiento Hidráulico": Talara, Setiembre 1,984, Petroperú ONO.

- M.I. Asgian, SPE, and P.A. Cundall, Itasca Consulting Group Inc., and B.H. Brady, Schlumberger Dowell: " Mechanical Stability of Proped Hydraulic Fractures: A Numerical Study": JPT March 1995.
- Alberto Aubin Cáceres Neyra: " Evaluación de Arenas Nacionales para Fracturamiento Hidráulico ". Tesis 1,996.