



Fracturas con espumas con nitrógeno

Metodología de diseño y consideraciones técnico-operativas

Por *Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez* y *PhD Julio Vivas Hohl* (AB Energy SRL)



Este reporte técnico presenta revisión de las fracturas con espuma realizadas en el Área Cerro Azul para la Gerencia de Perforación División Norte de PEMEX Exploración y Producción, y fue presentado oportunamente en las publicaciones internas de PEMEX. El objetivo de este reporte es puntualizar algunos factores importantes para el diseño y manejo de la operación en el campo, relacionada a fracturas con espumas de fractura y fluidos energizados con Nitrógeno, de acuerdo a la experiencia recogida durante esa campaña.

Características de la Formación Chicontepec

La Formación Chicontepec Medio (México) se caracteriza por su gran heterogeneidad y baja permeabilidad relativa al petróleo. Las condiciones del crudo en formación, de un grado °API 40 en promedio y un GOR entre 70 a 90 Sm³/m³, carece de presión de yacimiento. La misma –en general– es un 10 a 15% menor a la hidrostática de agua equivalente. Todos estos factores considerados en conjunto hacen que los pozos necesiten ser fracturados para producir en forma rentable. Ahora bien, los espesores de los cuerpos arenosos de interés varían entre unos pocos metros hasta más de 60 m, con un promedio de aproximadamente 30 m. Este gran espesor compensaría, desde el punto de vista productivo, la baja permeabilidad, generalmente menor a 1 mD.

Breve historia de las fracturas con Nitrógeno

Durante la década de 1970 el uso y aplicación del Nitrógeno gaseoso para operaciones petroleras se incrementó rápidamente, gracias principalmente al desarrollo de equipo adecuado para su manipuleo, como tanques y bombas criogénicas para transporte, almacenamiento, transferencia e inyección del Nitrógeno gaseoso.

Toda una tecnología fue desarrollándose con el Nitrógeno como elemento principal, al que luego fueron agregándose otros gases como el Dióxido de Carbono (CO₂). Esta actividad fue dando origen a diferentes aplicaciones, entre las que se cuentan estimulaciones y fracturas con fluidos energizados y espumas, inducción y limpieza de pozos y ductos de transporte, perforación con espuma, etcétera.

Antecedentes

Durante la década de 1980 se fracturaron varios pozos utilizando espumas, pero los resultados fueron muy dispares debido a diferentes problemas, originados por el diseño y problemas operativos atinentes a una tecnología en desarrollo.

Consideraciones técnicas

Fluidos de fractura bifásicos

Generalidades

En casos especiales, se hace necesario el uso de fluidos de fractura bifásicos. Esto se realiza cuando es necesario incrementar la capacidad de transporte del mismo, o por razones referidas al reservorio, como es el caso de una zona productora de baja presión, extrema sensibilidad al agua, necesidad de minimizar el daño a la conductividad, entre otros.

El gas comprimido actúa de dos modos:

- Incrementando la presión poral en las adyacencias del área afectada por el fluido de tratamiento bifásico.
- Disminuyendo la presión hidrostática de la columna de fluido dentro de la tubería de producción. Este efecto hace que la energía almacenada en el reservorio lo mueva más fácilmente hacia la superficie.

Tipos de fluido bifásico

Los fluidos bifásicos se dividen en dos tipos: bifásicos Líquido/Líquido o Líquido/Gas. En ambos casos, se utiliza

un surfactante como agente estabilizador y la fase externa es agua.

Los fluidos bifásicos Líquido/Líquido se conocen como "Emulsiones", siendo la más común una de fase externa acuosa (33%) e interna de Hidrocarburo (67%), estabilizada con un surfactante.

En el caso de los bifásicos Líquido/Gas, conocidos como "Espumas", se dividen en dos tipos principales, caracterizados por el gas utilizado para la fase gaseosa: Nitrógeno y/o Dióxido de Carbono (CO₂). En el caso de utilizarse una mezcla de ambos gases, el fluido pasa a ser trifásico.

La fase líquida es normalmente un Gel Polimérico Base Agua, aunque, en el caso del Nitrógeno, puede utilizarse un hidrocarburo, al que se le agrega un espumante adecuado para obtener una espuma estable. Forma una fase externa continua.

Los fluidos bifásicos suelen tener una gran estabilidad térmica, siendo utilizados en un rango de temperatura que varía entre la ambiente hasta 125 °C. Su estabilidad está gobernada por cuatro factores principales:

- El tipo de polímero utilizado en la fase líquida.
- La concentración polimérica de la fase líquida.
- La calidad y concentración del espumante.
- Energía de mezcla.

Normalmente, la desestabilización de la espuma y su ruptura se deben a falta de una adecuada carga polimérica y/o a la baja calidad o concentración del agente espumante. No es recomendable el uso de antiespumantes y de ciertos estabilizadores de arcilla -del tipo amino-polímeros cuaternarios- en estos fluidos.

Calidad de Espuma (FQ)

Representa la proporción de gas que se agrega al fluido base. Los fluidos pueden ser Energizados o Espumados, siempre y cuando no se rompa la continuidad de la fase líquida. Normalmente, esta calidad, medida volumétricamente, se mantiene en un rango entre 40 y 90% para fluidos de fractura. Una calidad superior al 90% corre el riesgo de romper la continuidad de la fase líquida, pasando el fluido a comportarse principalmente con un vapor en forma de "Niebla", perdiendo su capacidad de transporte. Matemáticamente, está definida por la relación entre el volumen de gas agregado y el volumen total de fluido bifásico obtenido:

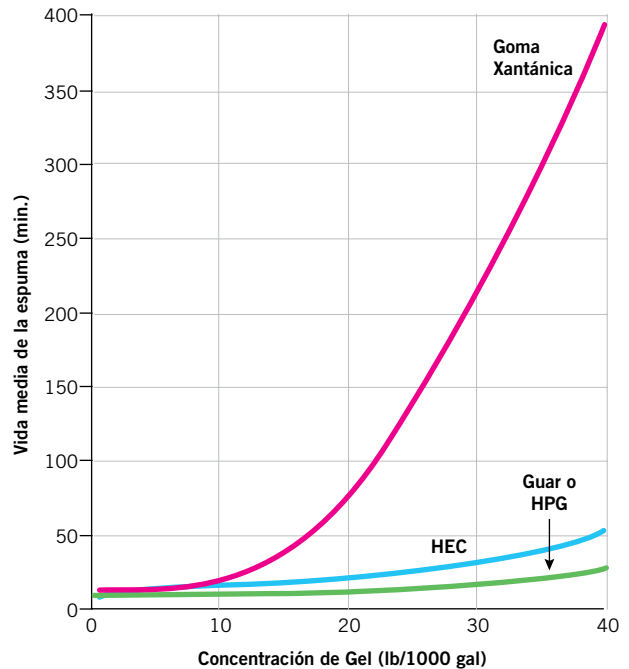
$$FQ (\%) = \frac{\text{Vol. Gas}}{\text{Vol. Líquido} + \text{Vol. Gas}} \times 100$$

Así, un FQ= 0%, significa que todo el fluido es monofásico líquido y un FQ= 100% representa a un fluido monofásico gaseoso. Cualquier número intermedio significa que el fluido es bifásico. Así, una calidad de espuma FQ = 75%, significa que el 75% del volumen total es gas y el 25% restante es líquido.

Diseño del fluido

El diseño de un fluido de este tipo requiere de 4 elementos esenciales:

- Polímero
- Concentración del polímero
- Espumante
- Fase gaseosa



El polímero utilizado puede ser de cualquier tipo comercialmente disponible en el área. Los más comunes son el Guar Hidroxi-propílico (HPG), el Guar Poli-Sacarido (PSG) y la Goma Xantánica (XCD). Los mejores resultados, desde el punto de vista de la estabilidad de la espuma y compatibilidad del fluido, se obtienen con el Xhantan (XCD), pero su uso está limitado por razones de costo. Las Gomas Guar pueden ser reticuladas para elevar la viscosidad del fluido base. A mayor viscosidad del fluido base mayor estabilidad, pero debe hacerse notar que a una calidad de espuma mayor al 70% reticular el fluido no provee ninguna ventaja adicional. Últimamente, se han estado usando fluidos viscoelásticos como base líquida.

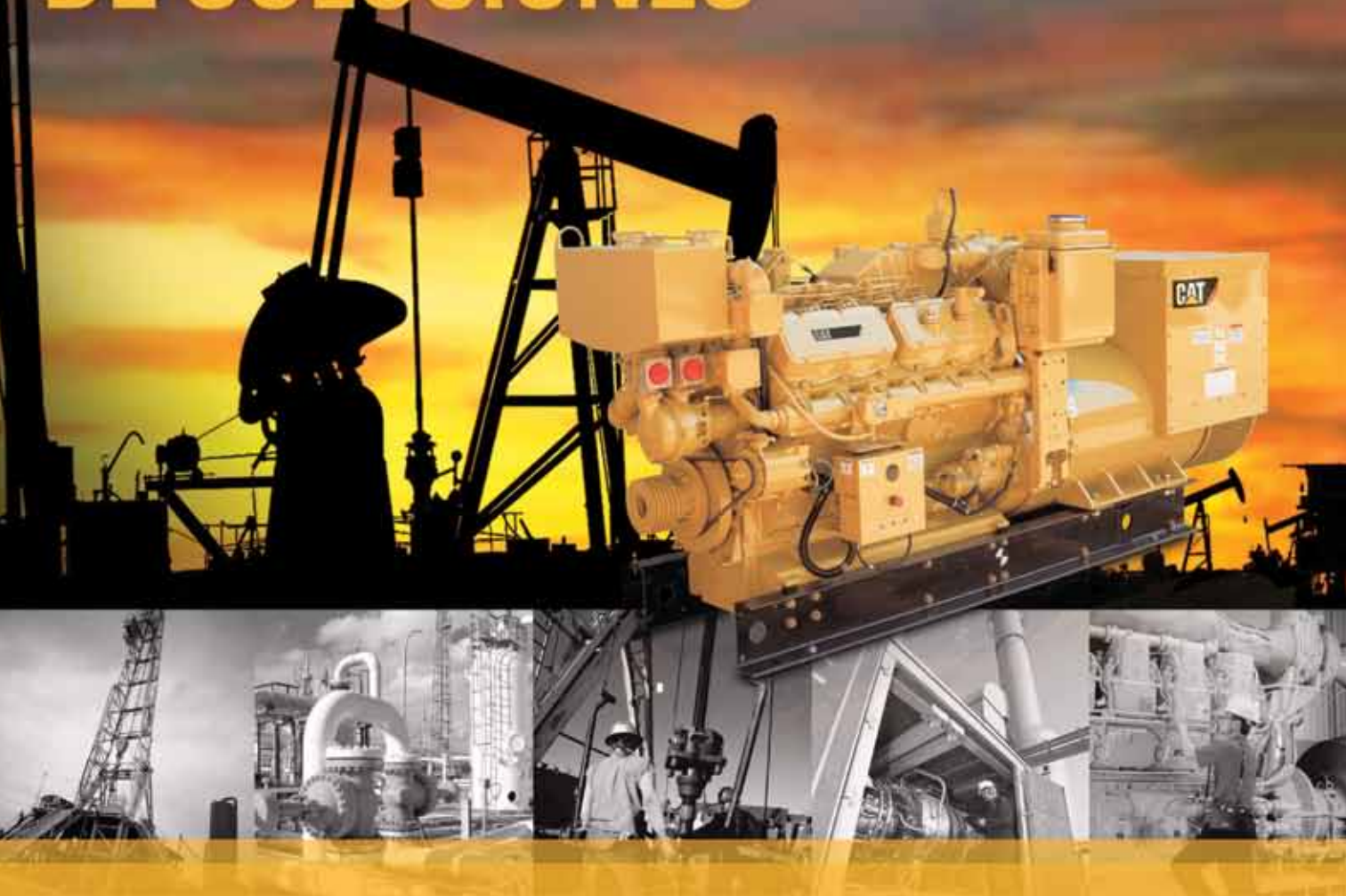
Se trabaja, normalmente, con una calidad de espuma variable en un rango entre el 50 y 80%, y la elección de la misma se basa en:

- Requerimientos de limpieza de la fractura
- Requerimientos de daño en el empaque y/o formación
- Concentración areal del apuntalante

Normalmente, el gas contenido en el fluido excede los requerimientos para la limpieza y retorno (*flow-back*) del mismo. Luego, el factor de daño nos ayuda a determinar la menor calidad de espuma requerida y la concentración de apuntalante nos fija la mayor calidad de espuma compatible con nuestro diseño.

Los gases más comunes utilizados para la fase gaseosa son el Nitrógeno y el Dióxido de Carbono (CO₂). La utilización de uno u otro depende de consideraciones logísticas, compatibilidad con la formación y los fluidos contenidos en la misma, de disponibilidad de equipo y materiales, y de factores económicos. Otros gases, como el aire o el Xenón, no pueden ser utilizados por seguridad (son muy reactivos), o por su elevado costo y escasa disponibilidad. Tanto el Nitrógeno como el Dióxido de Carbono (CO₂) son compatibles con el medioambiente y no constituyen ningún peligro, ya que son elementos naturales presentes en la atmósfera terrestre, desde donde son extraídos para

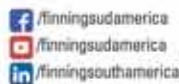
UNA FUENTE INAGOTABLE DE SOLUCIONES



Contamos con las más avanzadas soluciones en motores y generadores shale gas y shale oil, diseñados para satisfacer de la manera más eficiente los requerimientos de perforación, compresión de gas, mantenimiento de pozos, bombeo y generación de energía eléctrica para emergencias o alimentación continua de campos de extracción de petróleo.

BUILT FOR IT.

CONTACTANOS
0810 555 0832



FINNING 



su utilización industrial. Obviamente, su manipulación requiere de ciertos cuidados debido a las temperaturas criogénicas a las que son entregados para su uso.

Nitrógeno

Es el más utilizado en el campo petrolero por su versatilidad, disponibilidad y precio. Es un elemento químicamente inerte y estable, que es entregado en locación en forma líquida, a condiciones estándar (-200 °C y 20 psia). El mismo es calentado y gasificado antes de ser incorporado en la línea de tratamiento; por lo tanto, se bombea como gas. Este hecho hace que la densidad del fluido bifásico sea menor que la del líquido base, siendo mayor el efecto cuanto mayor es la calidad de espuma. Esto constituye un fuerte limitante para usar las espumas de Nitrógeno como fluido de fractura en pozos profundos, ya que las presiones de bombeo se incrementarían hasta límites que hacen que el bombeo de Nitrógeno en la cantidad requerida para mantener la Calidad de Espuma adecuada en la formación, sea totalmente antieconómico o logísticamente inadecuado.

El Nitrógeno no solo es inerte, sino que es insoluble en todos los fluidos que se encuentran en el pozo, tanto en los bombeados como en los yacientes en el reservorio (crudo y agua de formación). Esta característica hace que el Nitrógeno exista como Gas Libre en dicho ambiente, lo que hace que el fluido de fractura sea compresible. Esto resulta en una gran variación de las características del fluido desde que sale de la bomba hasta que ingresa dentro de la formación, hecho que debe ser considerado cuando se diseña una fractura.

Dióxido de Carbono (CO₂)

Se trata de un elemento no inerte químicamente, aunque muy estable, que es también entregado como líquido en condiciones estándar (-30 °C y 300 psia). En este caso, es incorporado como líquido en la línea de tratamiento. Sus características físicas hacen que se gasifique dentro de la formación, una vez que la fractura ha terminado.

El Dióxido de Carbono es más soluble en agua que el Nitrógeno, porque debe compensarse este factor para obtener una determinada Calidad de Espuma. Para ciertas aplicaciones, este gas tiene ventajas sobre el Nitrógeno. Por ejemplo:

- Al mantenerse líquido, mantiene una presión hidrostática similar a la de la fase líquida, disminuyendo la presión de bombeo en superficie. Esto lo hace muy adecuado para el caso de pozos profundos o de alta presión de bombeo.
- Durante la limpieza del pozo (flow-back), su mayor expansión hace que el retorno de fluidos vertidos sea más eficiente.
- El Dióxido de Carbono (CO₂), al mezclarse con agua a alta presión y temperatura, produce una reacción química que origina Ácido Carbónico. Este disminuye el pH del fluido y ayuda a limitar el daño a la formación.
- El Dióxido de Carbono (CO₂) es extremadamente soluble en los crudos de formación. Esto disminuye temporariamente la viscosidad del petróleo producido, dando una producción inicial más alta. Esto se debe a que la presión interfacial disminuye por efecto del CO₂ presente, reduciéndose por ende la capilaridad, factor crítico en aquellas formaciones productoras de petróleo de baja permeabilidad y presión. Este efecto desaparece con el tiempo.
- No obstante ello, existen limitaciones a su uso extensivo. Dichas limitaciones tienen que ver con la reactividad química, ya que puede dar origen a severos problemas de corrosión por reacción del Ácido Carbónico con las tuberías; incrustaciones de carbonatos por su reacción con el agua de formación y reacciones químicas indeseadas, cuyo resultado son emulsiones y gomas que podrían taponar la conductividad de la fractura.

La diferente forma de bombeo, y el estado físico al que permanecen mientras la operación se realiza, hace que



Nuestro sistema de seguridad puede permanecer inactivo durante meses. Necesito estar seguro de que va a funcionar en el momento adecuado sin interrumpir las operaciones cuando no deba. A cualquier hora. Siempre.

USTED PUEDE HACERLO



DELTA V SIS. Un sistema de seguridad moderno, seguro e inteligente diseñado para la actividad de su planta. El sistema instrumentado de seguridad inteligente de Emerson utiliza un método moderno para monitorizar el estado de seguridad de su planta y diagnosticar la salud de todo el equipo con el fin de producir a demanda. De esta forma usted tiene la certeza de que el sistema se apagará cuando es debido y se mantendrá en funcionamiento de forma confiable cuando alguno de los componentes falle. El marshalling electrónico en el DeltaV SIS le brinda flexibilidad a la hora de implementar funciones de seguridad sencillas y eficaces mientras elimina las tareas que consumen mucho tiempo, la reelaboración y las molestias del rediseño relacionadas con el marshalling tradicional. Esto es modernización. Esto es tranquilidad. Descubra más en: www.DeltaVSIS.com



El logo de Emerson es una marca registrada y un logotipo de Emerson Electric Co. ©2015 Emerson Electric Co.

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.™

ambos fluidos tengan su rango de utilización específico, es decir, mientras que el Nitrógeno se utiliza -como espuma- para pozos someros, de hasta 1.500 m de profundidad vertical aproximadamente, el Dióxido de Carbono (CO₂) se utiliza normalmente para pozos profundos, mayores a 1.500 m de profundidad. Existen razones técnico-económicas para ello, que se enumerarán más adelante.

NOTA: Para el caso específico de Chicontepec, y específicamente al rango de aplicación de este estudio, nos referiremos, de ahora en más, a un fluido bifásico tipo Líquido/Gas constituido por una fase líquida de Gel Polimérico Base Agua y una fase gaseosa de Nitrógeno.

Daño a la conductividad de la fractura

El uso de polímeros para formar el gel base de la fase líquida puede fácilmente dañar el empaque de la fractura debido a los residuos que quedan atrapados en ella luego de la operación. En efecto, debido al filtrado de agua, la concentración original del polímero se incrementa fácilmente en un factor entre 10 y 20 en el período de cierre de la fractura. Dicho efecto no es tan pronunciado con las espumas, ya que si el gel base tiene una concentración de 30 lb/1000 gal, y una calidad de espuma de 75%, luego, la concentración inicial del gel en el sistema bifásico es de:

$$30 \times (1 - 0,75) = 7,5 \text{ (lb/ 1000 gal)}$$

La concentración final del gel, luego de cerrada la fractura, sería 10 veces superior a la inicial, con lo que alcanzaría un valor de 75 lb/1000 gal, contra las 300 lb/1000gal del gel base original utilizado por sí mismo, es decir, un 75% menos polímero, con lo que el daño al empaque se reduce sensiblemente.

Además, si consideramos que el gel no va reticulado en la gran mayoría de los tratamientos, el daño por residuos resulta mucho menor.

Fluidos energizados

Los fluidos bifásicos Líquido/Gas se dividen en dos grandes grupos: Los fluidos Energizados y las Espumas.

Un fluido bifásico es Energizado cuando la calidad de espuma no supera el 52%. Bajo estas condiciones, las burbujas gaseosas se mueven libremente sin interferir unas con otras. La viscosidad original del fluido base no es influenciada por la presencia del gas; por lo tanto, para transportar el apuntalante, es necesario incrementar la viscosidad reticulando el fluido. Esto también influye incrementando la vida media de la espuma así formada.

Su principal uso es como energizante de tratamientos de estimulación para retornar los fluidos utilizados a la superficie, eliminando la necesidad del uso de algún método de levantamiento artificial -como el swabeo o pistoneo- para lograr el objetivo. La presencia del gas induce un incremento localizado de la presión poral en las vecindades del área estimulada que provee de energía adicional. Esta se va disipando de a poco, a medida que el pozo produce fluidos hacia la superficie, efecto que dura desde unas pocas horas hasta varias semanas, dependiendo de las condiciones del reservorio y de los fluidos contenidos en el mismo.

Los fluidos Energizados tienen una mayor hidrostática que las espumas -pero menor que el fluido que compone

la fase líquida-, gracias a la cantidad reducida de gas que poseen, y pueden transportar una mayor concentración de apuntalante dentro de la fractura, pero la mayor carga de gel y/o la reticulación del mismo resultan en un mayor daño a la conductividad de la fractura.

Tanto el Coeficiente de Filtrado (CL), como la Reología de estos fluidos, no sufre ningún cambio apreciable con respecto a los del fluido original. Esto es un factor importante cuando se diseña la fractura.

Operativamente, no importa el momento en que se reticule el gel, es decir, no importa si el gas se agrega antes o después de la activación.

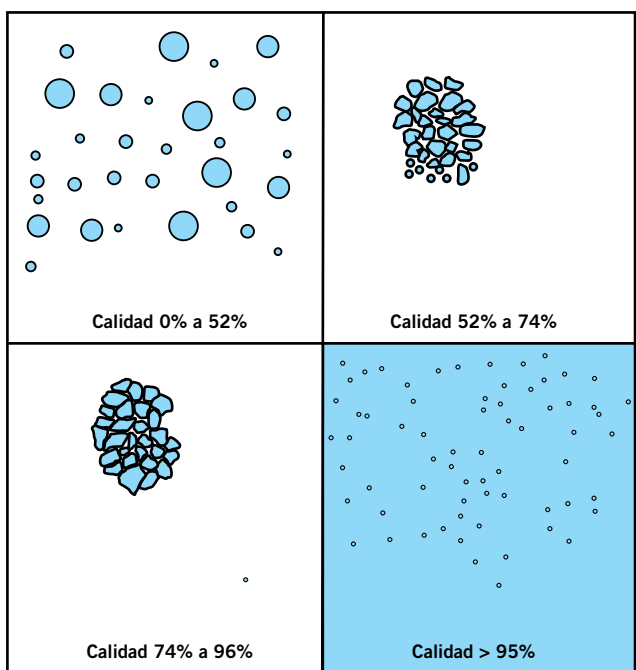
En tratamientos con fluidos Energizados es esencial fluir el pozo inmediatamente después de terminada la operación. Esto evitará la disipación de la energía contenida en el gas comprimido hacia el cuerpo principal del reservorio, utilizándola para retornar los fluidos a superficie y hacer más efectiva la limpieza del pozo.

Fluidos Espumados

Se llama "Espuma" a todo fluido bifásico cuya fase gaseosa tiene una Calidad de Espuma mayor al 52%. En este punto, las burbujas gaseosas ya no están más dispersas, sino que interactúan entre sí en mayor o menor medida, dependiendo de la calidad de Espuma. Este es el punto en que tenemos una "Espuma estable".

Los efectos que se notan al incrementar la calidad de Espuma son los siguientes:

- La viscosidad del fluido se incrementa en forma exponencial a medida que incrementamos la calidad de Espuma.
- Si la calidad de Espuma se mantiene en un rango entre 52 y 74%, las burbujas de gas mantienen una forma esférica, contactándose unas con otras. La viscosidad aumenta, pero para calidades menores al 70%, es necesario reticular el fluido base para incrementar la capacidad de transporte y la estabilidad de la Espuma.



- A rangos entre 75 y 96%, la viscosidad es tan alta que reticular o no el fluido no hace ninguna diferencia. Además, las burbujas de gas se aplanan, formando una red compacta que incrementa la viscosidad hasta valores muy altos. Este fluido se conoce como una "Superespuma".
- A calidad de espuma mayor al 96%, las fases se invierten, pasando la gaseosa a ser fase externa y formando un fluido atomizado o "Niebla".
- El Coeficiente de Pérdida disminuye notablemente. Esto es debido al efecto de fases, ya que es más difícil mover un sistema bifásico a través de un medio poroso.
- Al incrementarse la viscosidad, los coeficientes reológicos sufren grandes cambios, dependiendo de las características del gel base y de la calidad de Espuma. Normalmente, el gradiente de fricción de una espuma suele ser mayor que el del gel base.

Si el gel base debe ser reticulado, entonces, en este caso, de debe espumar primero y reticular después, para que el agregado de gas sea apropiado. En estos casos se deben usar sistemas de "Reticulación o Activación retardada".

Limitaciones

Tanto los fluidos Energizados como las Espumas tienen su rango de aplicación. Ambos no pueden ser utilizados en pozos demasiado calientes, con temperaturas de formación mayores a 125 °C, ya que los espumantes no lo soportan.

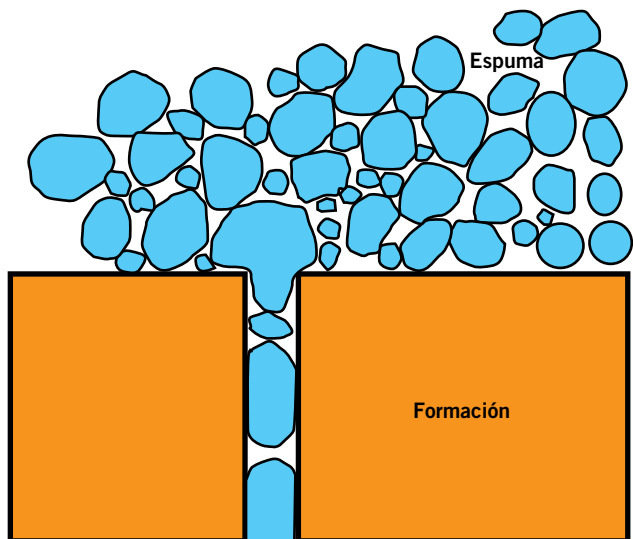
En el caso de formaciones de permeabilidad mayor a 20 mD, el uso de la espuma debe desecharse, ya que el Coeficiente de Filtrado es demasiado alto, debido a que el tamaño de poro nominal es igual o mayor que el tamaño medio de la burbuja gaseosa. En este caso se debería utilizar un fluido energizado con aditivos reductores de filtrado. Esto permitiría reducir el filtrado a valores manejables, e incrementar la concentración del apuntalante, ya que en este caso es importante la creación de un canal altamente conductivo.

En el caso de que se quiera crear una buena conductividad, es necesario ingresar a la fractura con una buena concentración de apuntalante. En ese caso utilice fluidos energizados.

Diseño de fractura

Para diseñar una fractura con fluidos Energizados o Espumados, deben tenerse en cuenta varios factores.

- En el caso de una formación somera, de baja permeabilidad y presión, en donde el factor principal sea la creación de un "área de flujo", más que una fractura de gran conductividad, se debe utilizar una Espuma. El bajo Coeficiente de Pérdida permitirá obtener una gran penetración horizontal (Longitud).
- Para permeabilidades menores a 1 mD, el valor de la calidad de espuma no tiene ningún efecto apreciable sobre el Coeficiente de Pérdida. Este tiene normalmente un valor muy bajo, en magnitudes de 10-4.
- En caso de una formación de permeabilidad media, mayor a 20 mD, utilice fluido Energizado. Esto le permitirá un mejor control del Coeficiente de Filtrado y una mayor concentración de apuntalante necesaria



para crear un canal altamente conductivo. El gel reticulado del sistema permitirá la creación de una película de filtrado contra la cara de la fractura que ayudará a mantener el filtrado en valores bajos.

- Se debe recordar en todo momento que la finalidad de una fractura es "colocar apuntalante dentro de la formación, en cantidades técnicamente adecuadas", y no inyectar gas.

Así, se debe seleccionar una calidad de Espuma que permita colocar todo el apuntalante necesario en un tiempo prudencial. Debemos recordar que a mayor calidad de Espuma, menor es la concentración de apuntalante dentro de la fractura, y mayor es el tiempo operativo. Normalmente, una calidad de Espuma en el rango de 70 a 75% es adecuada en la mayoría de los casos. Recordemos que a estos valores no es necesario reticular el fluido base, lo que resulta en un menor coeficiente de daño a la conductividad de la fractura obtenida.

- Una Espuma, al poseer "Gas libre", no diluido en la fase base, es un fluido compresible. Por lo tanto, su volumen depende de la presión y la temperatura aplicada. La cantidad de gas a colocar por volumen unitario debe ser calculada en base a estos dos factores. Esto se calcula mediante la selección de un adecuado "Coeficiente Volumétrico" del gas. Este coeficiente físicamente representa la cantidad de gas -a valores estándar de entrega-, que ocupa un volumen unitario bajo determinadas condiciones de presión y temperatura. La esencia del cálculo es seleccionar la temperatura y presión más representativa de nuestro sistema.

Temperatura: no suele ser un factor significativo, ya que normalmente las espumas se utilizan en pozos someros, generalmente de baja temperatura de fondo. Así, la temperatura de referencia para calcular el coeficiente volumétrico del gas es directamente la Temperatura de fondo (BHST). Otros autores y operadores utilizan la temperatura promedio entre la cabeza y la formación, ya que durante la fractura la temperatura dentro de la misma estará a un cierto valor intermedio entre estos extremos.

$$T_{\text{cálculo}} = \frac{T_{\text{ambiente}} + \text{BHST}}{2}$$

Donde: $T_{\text{CÁLCULO}}$ = Temperatura media del pozo
 T_{AMBIENTE} = Temperatura ambiente media
 $BHST$ = Temperatura estática de fondo

Presión: Debemos tener en consideración que la presión más importante de todo el sistema se encuentra dentro de la fractura, ya que crear una fractura es la finalidad del trabajo. Luego, la presión a seleccionar para determinar el coeficiente volumétrico del gas debe ser la presión de fractura en la formación, más un cierto factor de seguridad, o presión neta estimada. Esta presión de fractura es el resultado de la aplicación de la siguiente ecuación:

$$P_{\text{Frac}} = 3,281 \times \Delta \text{Frac} \times \text{hz} \text{ (psi)}$$

Luego: $P_{\text{cálculo}} = P_{\text{Frac}} + P_{\text{Net}} \text{ (psi)}$

Donde: $P_{\text{CÁLCULO}}$ = Presión dentro de la fractura [psi]
 P_{FRAC} = Presión de fractura [psi]
 Δ_{FRAC} = Gradiente de fractura medido [psi/pie]
 hz = Profundidad vertical media de la zona [m]
 P_{NET} = Presión neta estimada dentro de la fractura [psi] (normalmente estimada entre 300 a 500 psi)

Con estos dos valores se entra en una tabla adecuada o se aplica la ecuación indicada más abajo, y se determina el valor β_{N_2} [SCF/bbl]. Si trabaja en unidades métricas, divide ese valor por 35.31 para obtener β_{N_2} [m³/m³].

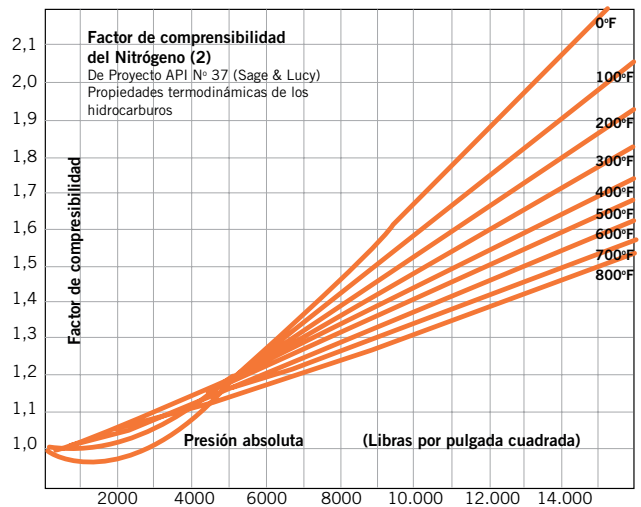
$$\beta_{N_2} = 198,6 \frac{P}{ZT} \quad [\text{Ec.000}]$$

Donde: β_{N_2} = Coeficiente volumétrico del Gas [SCF/bbl]
 P = Presión aplicada al sistema [psi]
 T = Temperatura absoluta del sistema. [°R]
 $T[°R] = T[°F] + 460$
 Z = Factor de compresibilidad (gráfico adjunto)

Este valor nos dice cuántos SCF (o m³, también denominado SCM) de gas debemos bombear en superficie para obtener 1 bbl de volumen (o m³) en condiciones de fondo de pozo.

Durante el tratamiento, el valor de la presión neta podría ser superior a la estimada. Si ello ocurriese, no se deberá hacer ninguna corrección si la calidad se mantiene en un rango del 90% de la diseñada, ya que lo importante es empaquetar la fractura. En efecto, una presión más alta significa una menor calidad de Espuma y, por ende, una mayor concentración de apuntalante dentro de la fractura.

- Otro factor importante a considerar es la presión máxima estimada durante el tratamiento. La ausencia de una buena cabeza hidrostática hace que las fracturas con espuma desarrollen una presión de tratamiento 60 a 100% mayor que si se fracturase con el fluido base reticulado. Esto es importante porque se debe estimar la necesidad o no de tener equipo de presión adecuado disponible en el pozo, como un protector de árbol, por ejemplo.
- Cuando se fractura con espuma, la Reología se puede sacar de tablas construidas a tal efecto. En el caso de usarse fluidos energizados, la Reología es la misma que el fluido base reticulado.



- Es importante estimar la vida media de la Espuma. Existe un procedimiento para ello, que es sencillo y puede realizarse en el campo sin problemas. La vida media de una Espuma es el tiempo en que una muestra de espuma tarda en separar el líquido hasta el 50% de su volumen total. Es decir, se mide el tiempo que tardan 1.000 cc de espuma en separarse y generar 500 cc de gel base. Este tiempo debe ser mayor que el tiempo total de operación.

Ahora bien, como es una prueba estática y no dinámica, es posible que la vida media sea mayor que lo indicado por este test, pero también recordemos que el fluido se mueve a muy baja velocidad dentro de la fractura. Además, el incremento de temperatura disminuye la vida media de la Espuma.

Operación

Es tiempo ahora de llevar el diseño del papel al pozo; ese es el objetivo de Operaciones. Por lo general, los programas de fracturas con fluidos energizados o espumados derivados de software comerciales no son suficientemente detallados y no tienen en cuenta el equipo disponible con que se cuenta en la locación. Es tarea de Operaciones interpretar la cédula de bombeo y adaptarla a lo disponible realmente en el campo, con el objetivo de cumplir lo más fielmente posible con el objetivo del tratamiento: colocar una determinada cantidad de apuntalante para crear una fractura suficientemente conductiva a través del reservorio en cuestión.

Todo se basa en la variación de las siguientes ecuaciones:

Caudales

El Caudal Total de la Espuma es la suma de los caudales unitarios de cada una de las fases. En caso de un fluido bifásico es:

$$Q_{\text{FOAM}} = Q_{\text{LIQ}} + Q_{\text{GAS}} \text{ (bpm)} \quad [\text{Ec.001}]$$

Donde: Q_{FOAM} = Caudal Total de la Espuma (Diseño)

Q_{LIQ} = Caudal de la bomba de fractura (Limpio o sucio)

$$Q_{\text{LIQ}} = Q_{\text{FOAM}} [1 - (FQ/100)] \text{ [bpm]} \quad [\text{Ec.001.1}]$$



CONSTRUIMOS FUTURO

www.contreras.com.ar



CONTRERAS

$$Q_{GAS} = \text{Caudal de Nitrógeno llevado a barriles equivalentes.}$$

$$Q_{GAS} = Q_{FOAM} \times [FQ/100] \times \beta N_2 \text{ [bpm]} \quad [\text{Ec.001.2}]$$

Concentración de apuntalante

No se puede mezclar el apuntalante directamente sobre la espuma formada previamente debido a limitaciones físico-técnicas. Por lo tanto, se debe mezclar en la fase líquida. Considerando que aguas debajo de la bomba este fluido bifásico (Líquido/sólido) se juntará con el gas Nitrógeno, formando un fluido trifásico (Líquido/Sólido/Gas), para obtener la concentración en formación diseñada, es necesario ajustar la concentración de la mezcla en el blender para compensar la dilución que tendrá efecto a causa del gas. Esto se hace aplicando la siguiente ecuación:

$$Cp_{BLENDER} = Cp_{ETAPA} \times [1-(FQ/100)] \text{ [EPA]} \quad [\text{Ec.002}]$$

Donde:

$$Cp_{BLENDER} = \text{Concentración de mezcla en el Blender [PPA]}$$

$$Cp_{ETAPA} = \text{Concentración de cada etapa según diseño. [PPA]}$$

$$FQ = \text{Calidad de Espuma [\%]}$$

Ahora, veamos cómo se ajusta cada uno de estos factores a medida que progresa la fractura.

Calidad de espuma, concentración de apuntalante y/o caudal variable

Para comprender mejor todo el proceso, es necesario realizar antes un análisis del sistema, para poder así entender dónde ajustar y por qué.

El Coeficiente Volumétrico (βN_2) depende de tres factores: Presión, Temperatura y Coeficiente Z [Ec.000]. Este último también depende de la Presión y la Temperatura del sistema. Ahora, ¿cuál es el factor más importante? Durante el bombeo, la Temperatura casi no varía a lo largo del sistema desde la bomba hasta la formación, pero la Presión sí lo hace. En efecto, las presiones de cabezal, fondo del pozo y fractura (Formación) no son iguales. Luego, si el caudal de inyección de Nitrógeno gaseoso es constante, la calidad de Espuma varía a lo largo del sistema, con lo que varían también el caudal total de la espuma y la concentración de apuntalante de acuerdo a las ecuaciones 001 y 002.

Para que esto sea más ilustrativo, veamos un ejemplo. Supongamos que estamos bombeando a un caudal líquido total constante de 6 bpm y a 340 m³/min de Nitrógeno con

una temperatura de 120 °F. El caudal y calidad de Espuma de diseño de la fractura es 20 bpm de espuma y 70% respectivamente.

Colchón (Fluido bifásico)

Los valores que se ven durante el tratamiento están resaltados. Los demás están calculados utilizando las ecuaciones arriba mostradas.

Como se ve, existe una variación a lo largo de la sarta de trabajo hasta el interior de la fractura en la calidad de Espuma que podría alcanzar un valor del 10% de la calidad inicial. Esto hace que el caudal total de la espuma varíe a lo largo del mismo camino en un porcentaje cercano al 20%; luego es importante controlar la calidad con que se llega al fondo.

Debemos recordar que los diseños de las cédulas de fractura se refieren a la fractura en condiciones de fondo, es decir, dentro de la fractura, y esos son los valores que se deben respetar. Es por ello que el diseñador, para compensar todas estas variaciones, debe –en lo posible– mantener un 75% de calidad de Espuma en toda la celda, para no caer en valores de calidad muy bajos en algún punto del sistema que ponga en riesgo la continuidad del tratamiento.

Etapas de Apuntalante (Fluido trifásico)

Ahora, con el mismo ejemplo hemos ingresado a una de las etapas de arena que nos exige colocar una concentración de arena en formación de 2.5 PPA. De acuerdo a diseño, a una calidad del 70%, aplicando la Ec.002, se debería mezclar a 8.33 PPA en el Blender.

Al analizar esta tabla, vemos que la calidad de Espuma y el Caudal varían en un rango similar al caso anterior. Observamos también que el agregado de arena influye notablemente en el caudal total de la Espuma dentro de la fractura. En efecto, mientras que el caudal líquido sucio (bifásico gel/arena) se ha mantenido constante, al igual que el caudal de Nitrógeno, la variación de la presión hace que el coeficiente volumétrico (βN_2) aumente y, por lo tanto, el caudal equivalente de Nitrógeno en el fondo es menor.

Además, podemos ver que la calidad de Espuma en la fractura ha aumentado por encima del 70%, llegando al 74%. Esto hace que la concentración de arena dentro de la fractura –donde realmente importa–, sea menor, obteniéndose por ende una conductividad final menor que la diseñada.

Valor de las presiones al final del Colchón	WHP [psi]	BHP [psi]	PFRAC [psi]
	3300	2815	2523
Caudal Limpio (bpm)	6.0	6.0	6.0
Caudal Sucio (bpm)	6.0	6.0	6.0
Cp BLENDER [PPA]	0	0	0
Caudal Líquido Total [bpm]	6.0	6.0	6.0
Caudal de Nitrógeno [m ³ /min]	340	340	340
Factor volumétrico [SCF/bbl]	1040	903	816
Caudal de gas efectivo [bpm]	11.54	13.30	14.71
Caudal Total de Espuma [bpm]	17.54	19.30	20.71
Calidad de Espuma [%]	65.79	68.91	71.03
Variación de Caudal [%]	0.0	10.03	18.07
Variación de Concentración [%]	0.0	0.0	0.0
Variación de Calidad [%]	0.0	4.74	7.96

Valor de las presiones al final de la Etapa de 2.5 PPA	WHP [psi]	BHP [psi]	PFRAC [psi]
	4167	3943	3023
Caudal Limpio (bpm)	4.36	4.36	4.36
Caudal Sucio (bpm)	6.0	6.0	6.0
Concentración de Arena [PPA]	2.59	2.53	2.15
Caudal Líquido Total [bpm]	6.0	6.0	6.0
Caudal de Nitrógeno [m³/min]	340	340	340
Factor volumétrico [SCF/bbl]	1248	1203	959
Caudal de gas efectivo [bpm]	9.62	9.98	12.52
Caudal Total de Espuma [bpm]	15.62	15.98	18.52
Calidad de Espuma [%]	68.82	69.59	74.12
Variación de Caudal [%]	0.0	10.03	18.07
Variación de Concentración [%]	0.0	-2.31	-16.98
Variación de Calidad [%]	0.0	1.11	7.90



ZOXI

REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS

Z-FBE ZAP-10	Revestimiento Epoxi de alta temperatura
ZPE-80 Z-PP Zi-Liner	Liner y encamisado de Polietileno y Polipropileno
Z-FVP Z-FVC	Recubrimientos reforzados con Fibra de Vidrio
Z-TK	Recubrimientos protectores de tanques y recipientes
ZK-32	Centralizadores inyectados en varillas y tubings
Zi-Sella	Masilla para sellado de acoples de unión
Z-SIC	Señalización Industrial e Imagen Corporativa

NEUQUEN || Tel: (0299) 445 7000
COMODORO RIVADAVIA || Tel: (0297) 406 0004
MENDOZA || Tel: (0299) 154 617 062

Sistema de Gestión de Calidad
Certificado desde Enero del 2002



info@zoxisa.com.ar || www.zoxisa.com.ar

Hay tres formas de corregirlo:

- a. Aumentar el caudal sucio.
- b. Aumentar la concentración de apuntalante del blender.
- c. Disminuir el caudal de Nitrógeno.

Estos tres puntos llevan a otros problemas operacionales, que tienen que ver con la disponibilidad de equipo adecuado, tal como veremos en el próximo punto.

El más sencillo es aumentar el caudal sucio, ya que al aumentar la cantidad de líquido, disminuye la calidad de Espuma y compensa la pérdida de caudal por agregado de arena. Lamentablemente, esto requiere de cierto tipo de bombas que no siempre están disponibles. Otra forma sencilla, pero con limitaciones, es corregir la concentración del blender. Esto es posible siempre y cuando la densidad de mezcla no sea muy alta (superior a 15 PPA), ya que podría afectar a la bomba de fractura. La menos recomendable, pero la más fácil de utilizar por su flexibilidad, es disminuir el caudal de Nitrógeno, pero también afectaría el caudal total, disminuyéndolo apreciablemente. Recuerdese que la calidad de Espuma se mide en referencia al líquido disponible, y no al sólido que ha ocupado parte del volumen bombeado.

Equipo disponible

El equipo para utilizar en este tipo de bombeos requiere de ciertas características especiales, de las cuales la más necesaria es la flexibilidad y facilidad de manejo.

Bombas

De acuerdo a lo visto en el punto anterior, para mantener la operación bajo control, y dentro de los parámetros de diseño, es necesario ir ajustando las condiciones de bombeo durante el trabajo. Actualmente, se han puesto en boga las bombas de fracturas grandes, capaces de bombear a altos caudales bajo condiciones de alta presión. Lamentablemente, este tipo de bombas carece de la flexibilidad de una bomba pequeña, ya que les es imposible -debido a condiciones operativas y de diseño del conjunto mecánico- variar su caudal en +/- 0.5 bpm. En el ejemplo anterior hemos visto que, bajo las condiciones del ejemplo (que fue tomado de un caso real), el caudal dentro de la fractura era de 18.5 bpm, cuando debería ser de 20 bpm. A una calidad de Espuma del 70%, el caudal de bombeo líquido debería aumentarse en 0.45 bpm para poder compensar este efecto. Al mismo tiempo, la calidad de Espuma bajaría a 70% y la concentración aumentaría a 2.50 PPA de acuerdo al diseño.

Luego, es necesario contar con una bomba pequeña, adecuada a las condiciones de trabajo, que será la encargada de realizar esos ajustes de gasto líquido necesarios durante la operación.

Con respecto a la medición de la concentración de apuntalante, esta debe hacerse en el blender y en la línea de tratamiento antes del punto de unión con la línea de Nitrógeno. No se recomienda tomar la concentración una vez que se generó la Espuma, pues resultaría en lecturas inestables y totalmente erróneas.

Líneas de alimentación desde el blender hasta las bombas:

Normalmente, el caudal sucio no es muy elevado, pudiendo variar entre 5 a 9 bpm, dependiendo del diseño de

la fractura, repartiéndose dicho caudal entre un mínimo de dos (2) bombas por seguridad operativa.

Si a ello le agregamos que en una buena porción de la fractura se mezcla a alta concentración de arena -mayor a 15 PPA-, entonces el problema de una buena alimentación a las bombas se agudiza. En efecto, supongamos que vamos a un caudal líquido de 6 bpm, luego, cada una de las bombas involucradas recibe la mitad del fluido, es decir, 3 bpm. A una densidad de 15 PPA, el fluido se compone de un 60% de sólidos (arena) y solo un 40% de líquido (gel lineal). A pesar de que el blender lo puede mezclar sin dificultades, el problema se origina en las líneas de alimentación que transportan ese fluido desde el blender hacia las bombas. En efecto, normalmente estas líneas tienen un diámetro de 4 a 6 pulgadas, por lo que la velocidad de transferencia -a los caudales involucrados- es demasiado baja, provocando que los sólidos se separen y decanten. Esto origina taponamientos y excesiva carga de fricción en estas líneas que resultan en el "arenamiento" de la bomba o la falta de fluido de alimentación suficiente como para mantener la bomba en funcionamiento normal.

Esto se soluciona haciendo que estas líneas sean lo más cortas posibles y disminuyendo el diámetro de las mismas, de tal manera de minimizar las fricciones y aumentar la velocidad para evitar la decantación de los sólidos transportados.

Equipo adecuado de bombeo de Nitrógeno

Normalmente, el equipo de bombeo de Nitrógeno suele ser lo suficientemente flexible como para soportar cambios de caudal. No obstante ello, es necesario balancear el gasto de gas de tal manera que pueda recuperarse el caudal rápidamente en caso de falla de alguna unidad. Para los caudales involucrados en estas operaciones, lo ideal es tener de 3 a 4 bombas trabajando al mismo tiempo.

La línea de bombeo de Nitrógeno debe ser inspeccionada cuidadosamente y su tendido y armado sujeto a los estándares de seguridad vigentes. Recordemos que se bombea un gas a alta presión y caudal, por lo que cualquier pequeña obstrucción es esa línea podría originar una rotura con consecuencias catastróficas. Algunas compañías de servicio suelen estaquear dichas líneas para evitar que, en caso de accidente, estas se muevan sin control por la locación.

Es conveniente tener un buen caudalímetro apto para el bombeo de Nitrógeno, como el tipo Venturi. El control de este caudal es crítico para asegurar el éxito de la operación.

Fluidos

Normalmente, las Espumas se generan utilizando como base un gel lineal. Solamente en caso de fluidos energiza-

Viscosidades de sistemas lineales

Viscosidad (170 seg ⁻¹ y 24°C)	HPG / PSG [lb/1000 gal]	Solución en Diesel 50:50 [gal/1000 gal]
16 -20	20	4.1
24 - 28	25	5.2
33 -37	30	6.2
45 - 50	35	7.3
57 - 63	40	8.3
72 - 79	45	9.4
87 - 96	50	10.4
106 - 115	55	11.4
126 - 135	60	12.5

dos, o cuando la calidad de Espuma es menor al 70% en el diseño, se recomienda reticular el gel base.

Ahora, si bien la espuma tiene una excelente capacidad de transporte, el fluido lineal se bombea originalmente sin Nitrógeno y, por lo tanto, debe ser capaz de acarrear por un tiempo y una distancia mínima –entre el blender y las bombas-, altas concentraciones de apuntalante.

Existen dos mecanismos que se utilizan para lograrlo:

- a. La generación de un flujo turbulento en las líneas de alimentación
- b. Mezclar un gel lineal suficientemente viscoso como para poder suspender el apuntalante el tiempo suficiente como para que llegue al punto de ingreso del Nitrógeno.

Del primer mecanismo ya nos hemos referido anteriormente; por lo tanto, daremos algunas recomendaciones para el segundo punto.

Generalmente, cuando hablamos de estos trabajos, los mismos se realizan con un volumen limitado de gel, normalmente unos 500 bbls. Este volumen puede ser mezclado en un solo tanque, adonde tendría el suficiente tiempo de residencia como para alcanzar una hidratación casi completa antes de ser bombeado al pozo.

La viscosidad del gel lineal –ya sea mezclado con HPG o PSG- en condiciones de bombeo debe estar en un rango entre 30 y 90 cPo, dependiendo de la temperatura del pozo. Rangos bajos para pozos fríos, someros; rangos altos para pozos más calientes, profundos. Esto corresponde a una carga de gel entre 20 y 80 lb/1000 gal. La tabla adjunta da una idea de la concentración de gel necesaria para alcanzar una determinada viscosidad. La misma debe ser medida en la entrada del blender.

En la mayoría de los casos, en este tipo de trabajo los taponamientos por falta de capacidad de transporte se producen en las líneas de alimentación de las bombas y no en la sarta de trabajo, salvo que haya un serio problema en el bombeo de Nitrógeno y la calidad de Espuma caiga por debajo del 55%.

El espumante utilizado debe ser ensayado en el laboratorio y no debe interferir con otros aditivos que se pudiesen agregar al gel. Además, debe ser compatible con las condiciones de mojabilidad de la roca a fracturar.

Recuérdese también que todos los aditivos que se agregan al gel lo hacen en concentraciones referidas al líquido limpio; por lo tanto, el caudal de los mismos suele reducirse hasta niveles en donde las bombas de aditivos ya no son eficientes. Tenga cuidado con este detalle cuando planifique una operación. La solución es bombear los aditivos diluidos en agua o diesel. En efecto, una dilución de 1:1, permitirá a la bomba de aditivos aumentar su caudal al doble para una cierta concentración determinada.

Cambios durante la operación

Si las operaciones son cortas, es decir, menores a 30 minutos, realizar cualquier cambio operativo posiblemente no sea efectivo, ya que para que surtan efecto requiere un cierto tiempo.

En cambio, cuando las operaciones son largas, involucrando bombeos mayores a 120 minutos, las etapas suelen extenderse apreciablemente en el tiempo. Es justamente por ello que se recomienda realizar cambios lentos, solo de



una variable por tiempo. Esto es para evitar confusiones y saltos operativos demasiado bruscos que pudiesen repercutir en el éxito operativo del tratamiento.

Por ejemplo, cuando deba cambiar la concentración del apuntalante y el caudal de Nitrógeno, cambie primero la concentración y, luego de estabilizar la presión, cambie el caudal de Nitrógeno.

Desplazamiento

En tratamientos realizados con espumas o fluidos energizados se recomienda desplazar con Fluido Energizado o Nitrógeno solamente. En este último caso, se debe fluir el pozo inmediatamente después de terminada la operación para evitar que la expansión del gas por efecto del calentamiento sobredesplace el tratamiento.

Normalmente, por razones operativas, se suele desplazar con fluido Energizado, es decir, con calidad de Espuma menor al 52%. Usualmente, esto se consigue casi automáticamente, ya que al cortar la arena y ser reemplazado este volumen por líquido, manteniendo constante el gasto del gas, la calidad suele bajar a valores menores al 50%.

También se debe cambiar la presión y la temperatura de referencia. La presión de referencia es el promedio entre la de superficie y la de fondo en el momento de terminar la arena. La temperatura es el promedio entre la de superficie y la de fondo, ya que este fluido no va a ingresar a la formación.

Esto es importante, ya que el tiempo necesario para el desplazamiento de un pozo somero suele ser muy corto –menor a dos minutos-, lo que operativamente dificulta estabilizar cualquier cambio de caudal, especialmente del Nitrógeno. Lo más práctico es mantener el caudal de Nitrógeno constante y calcular cuál es el caudal líquido necesario para llegar al 50% de calidad de espuma. Luego, al completar el desplazamiento, se paran ambos sistemas al mismo tiempo.

Caudales de retorno para fluidos energizados

Tubing/Casing [pulg]	Caudal mínimo [bbl/hora]	Anulares [pulg]	Gasto mínimo [bbl/hora]
2 1/8	15	2 3/8 x 4 1/2	17.5
2 3/8	20	2 3/8 x 5 1/2	25
2 7/8	25	2 7/8 x 5 1/2	20
3 1/2	30	2 7/8 x 7	30
4 1/2	40		
5 1/2	50		
7	65		

Resultados de las fracturas realizadas

Pozo Espesor Punzado [m]	Operación			Apuntalante		Análisis				
	Δ Frac [psi/pie]	Q_{total} [bpm]	FQ [%]	Cp [PPA]	Vol. [klbs]	XF [m]	WF [plg]	HF [m]	CF [mD*pie]	F _{cd}
Aragón-93 (45 m)	0.720	17.2	75.9	2.57	43.8	97	0.126	16	3537	12
Aragón-159 (28 m)	0.621	11.5	73.7	2.26	17.0	40	0.102	37	3203	20
Camaitlan-1A (20 m)	0.806	19.4	69.0	2.09	28.2	60	0.091	23	2860	29
Coyotes-425D (30 m)	0.652	17.2	73.7	2.67	80.1	117	0.123	25	3872	26
Postectitla-1ª (35 m)	0.791	20.7	73.1	2.49	41.1	54	0.117	29	2209	14
Soledad N-31 (35 m)	0.693	18.8	74.4	2.43	52.9	159	0.099	15	2712	21
Soledad N-72 (32 m)	0.593	19.7	74.6	1.67	18.3	103	0.072	8	2279	24
Soledad N-94 (18 m)	0.662	18.1	72.2	2.54	46.4	106	0.122	16	3836	12
Soledad N-96 (28 m)	0.720	18.9	74.2	2.33	51.8	80	0.107	27	3365	26
Sol.Nte-115 (17 m)	0.621	18.9	73.3	2.17	53.4	105	0.108	21	2427	20
Sol.Nte-162 (25 m)	0.767	17.9	71.5	1.85	23.3	65	0.094	17	3068	12
Sol. Nte-186 (12 m)	0.829	18.2	68.4	2.63	64.7	141	0.128	16	3238	14
Sol. Nte-188 (26 m)	0.631	20.6	72.9	2.05	35.6	58	0.114	24	2315	18

Limpieza (Flow-back) del pozo

Los operadores normalmente preguntan por un procedimiento para fluir el pozo luego de una fractura con espuma.

Si se lo fluye demasiado rápido, la combinación entre el área del apuntalante bombeado, el gas y el líquido presentes va a formar nuevamente una espuma, aun si esta ya está rota.

Si, por el contrario, se lo fluye despacio, se corre el riesgo de que la energía del gas contenido en la fractura se disipe hacia el reservorio, perdiendo el fluido sus características energéticas.

La mayoría de los operadores están más interesados en una recuperación del fluido vertido, antes de que en las propiedades energizantes del gas cuando se segrega y disipa hacia la formación adyacente.

Normalmente, se siguen los siguientes pasos:

- Diseñe el programa de rompedores de tal manera de dejar un daño mínimo a la fractura. El gel debe romper en el tiempo más corto compatible con la operación.
- Fluya el pozo inmediatamente después de terminada la operación, aunque el gel no esté totalmente degradado.
- Comience con un caudal bajo que le permita recuperar el fluido sin segregar (separar) el Nitrógeno y sin inducir retorno de apuntalante. Recuerde que debido a la baja pérdida por filtrado de la espuma, es muy probable que la fractura no esté completamente cerrada cuando se comience la operación de limpieza.
- Si el gas y el agua se segregan, es posible que se pierdan las características energéticas del fluido y la limpieza sea incompleta.

La tabla incluida da una idea acerca de los caudales de retorno necesarios para evitar la segregación de fluidos. Los mismos son caudales de retorno mínimos, aunque solo deben ser utilizados como una guía y no en forma absoluta.

Comentarios y recomendaciones

Lo expuesto en este reporte técnico trata de sentar un procedimiento operativo para que las operaciones de frac-

tura hidráulica llevadas a cabo con espuma de Nitrógeno sean realizadas conforme al diseño técnico, de manera más precisa y ajustada, con el fin de maximizar la conductividad de fractura resultante.

Los ejemplos expuestos, si bien corresponden a la formación Chicontepec Canal, ubicada principalmente en el Estado de Veracruz (México), pueden aplicarse a cualquier otra formación pasible de ser fracturada con espumas. La metodología aquí presentada es general, pero necesita equipos adecuados para ser correctamente aplicada.

Esta metodología no está exenta de problemas operativos que pudiesen surgir y que inducirían el arenamiento prematuro de la fractura, pero aun así los resultados obtenidos serían adecuados, ya que la misma tiende a priorizar la colocación del apuntalante antes que inyectar Nitrógeno, obteniéndose una conductividad de fractura maximizada aprovechando la limpieza y reducido daño al empaque que caracterizan a este tipo de fluidos. ■

Bibliografía y referencias

- Petroleum Engineer Handbook, 3ª Edición, Howard B. Bradley – SPE.
- Petroleum Production Systems, M. Economides; D. Hill; C. Ehlig-Economides – Prentice-Hall.
- Engineering Manual – Monograms – Schlumberger Dowell.
- Reservoir Stimulation, 3ª Edición, M. Economides.
- Well Construction Manual, M. Economides, Halliburton Training Services.
- Production Operations: Well Completion and Workovers, T. Allen y A. Roberts.
- Espumas de Fractura (Presentación), A. J. Blanco Ybáñez – AB Energy Advisors SL.

Agradecimientos

Queremos agradecer a los ingenieros Rafael Pérez Cruz y Jorge González Zabala (PEMEX UOPRA), por su cercana colaboración en la confección de este papel técnico.

Digesto de Legislación Ambiental on line

Nuevo Digesto de Legislación Ambiental Argentina del IAPG

- La más completa recopilación, permanentemente actualizada, de todas las normas ambientales a nivel nacional, provincial y municipal aplicables a la actividad industrial. Incluye su interacción con las normas sobre Higiene y Seguridad.
- Todos los artículos de la Constitución Nacional y de las Constituciones Provinciales y de los Códigos Civil y Penal referidos a temas ambientales.
- Leyes y Decretos Nacionales, tratados internacionales, resoluciones, disposiciones, estatutos y convenios de Ministerios, Secretarías y Subsecretarías del Estado y de Direcciones Nacionales.
- Resoluciones y Disposiciones del ente Tripartito de ETOSS, ENHDS, Prefectura Naval Argentina, Administración de Parques Nacionales, CNTA y otros organismos reguladores.

La información se puede consultar por orden cronológico, materia o jurisdicción. El sistema permite búsquedas por tipo y número de norma, temática, palabras claves, etc.

Sistema de favoritos que permite al suscriptor seleccionar su conjunto de normas de uso frecuente.

La recopilación se actualiza **diariamente** con las últimas novedades que se produzcan en las distintas jurisdicciones y por email se **avisa** a los suscriptores de la inclusión de las normas en el Digesto.