

UN “CONSEJERO EXPERTO” PARA MAXIMIZAR EL EXITO EN ACIDIFICACION DE ARENISCAS

Norberto Briggiler, Gino Di Lullo y Phil Rae
BJ Services

Abstract

La acidificación matricial de areniscas es un método sub-utilizado en todo el mundo, en cuanto a su potencial para incrementar la producción con buen retorno sobre la inversión; suele ser evitado por considerarse riesgoso. Este trabajo describe las causas para ello, incluyendo entre ellas la complejidad del diseño y la limitada cantidad de profesionales realmente expertos, por la variedad y amplitud de conocimientos y experiencia requeridos.

Se ha desarrollado un programa de computadora que guía a los profesionales en el diseño, basado en reglas generalizadas en la industria y definidas en consulta con expertos de todo el mundo. Este consejero experto sirve a múltiples fines: diseño confiable, entrenamiento, refuerzo de las buenas prácticas, etc. El programa incluye desarrollos tecnológicos novedosos que ofrecen ventajas significativas frente a ácidos genéricos en cuanto a efectividad, seguridad y protección del ambiente y la salud. Se resumen ejemplos recientes de aplicación en varios países.

Las conclusiones enfatizan la importancia de ampliar la aplicación de la acidificación matricial basada en la mejor comprensión de los fenómenos involucrados, y el papel del consejero experto como herramienta para mejorar la tasa de éxitos, incluyendo el análisis amplio y la aplicación de los sistemas apropiados en cada caso.

Introducción

La estimulación matricial de areniscas es percibida por muchos como una alternativa riesgosa, o poco efectiva, a la que sólo se debe apelar como último recurso, o bien muy ocasionalmente. Con frecuencia es ignorada como una solución costo-efectiva para incrementar la productividad de un pozo y mejorar la recuperación total de hidrocarburos. La proporción de trabajos de estimulación matricial que se realizan está muy por debajo del real potencial de esta técnica de estimulación y se dejan de lado oportunidades interesantes. La inversión destinada a este tipo de estimulación es significativamente baja, en consonancia con la percepción de metodología “peligrosa” o poco efectiva.

Cuando se aplica, se recurre con frecuencia a “recetas” derivadas de tratamientos previos que puedan haber resultado exitosos en otra zona productiva, o bien formulaciones de HCl:HF consideradas “standard”, que se suelen aplicar indiscriminadamente. También ocurre que tanto el diseño del sistema ácido como su dimensionamiento responde más a limitaciones presupuestarias que a la real necesidad de obtener el mejor retorno de la inversión que representa el tratamiento. Los resultados pobres o directamente fracasos en la estimulación matricial de areniscas suelen ser frecuentes.

La práctica de la acidificación reconoce antecedentes muy antiguos: más de 100 años atrás Herman Frasch patentó el empleo de ácido clorhídrico para estimular formaciones carbonáticas (ref.1). Sin embargo, recién en los años 30 se realizaron intentos de estimular areniscas inyectando mezclas de ácidos clorhídrico y fluorhídrico. Dado el limitado éxito obtenido, este tipo de trabajo fue relegado a usos muy ocasionales hasta la década de los 60. Fue entonces cuando tratamientos con ácido fluorhídrico se comenzaron a emplear con frecuencia como resultado de la publicación de estudios de las interacciones del HF con los minerales típicos presentes en formaciones de areniscas. Estos trabajos permitieron encarar el diseño de tratamiento sobre bases más sólidas, en términos accesibles a los ingenieros involucrados en la tarea (ref. 2 y 3). Sin embargo, a pesar de los avances, los resultados fueron erráticos, con mucho de prueba y error para lograr resultados (ref. 4),

que fueron fabulosos en ciertas áreas y desastrosos en otras. Aún hoy es frecuente escuchar de ingenieros, con años de experiencia en la industria, menciones de acidificaciones con resultados catastróficos.

Con frecuencia, los fracasos oscurecieron los éxitos, no por su mayor frecuencia sino por el impacto de un fracaso en pozos prometedores y la resistencia a asumir nuevos riesgos. Es frecuente escuchar hoy que en tal o cual yacimiento “los ácidos no funcionan”, siendo que existen múltiples posibilidades de que esto no sea realmente así. La situación resultante en muchas áreas fue que la actividad de acidificación con HF prácticamente cesó. Un factor contribuyente fue la aplicación de alternativas de estimulación alternativas como la ejecución de “skin-bypass fracs” (fracturaciones hidráulicas muy pequeñas) de amplio uso en Argentina, tanto en la cuenca del Golfo San Jorge como en la cuenca Neuquina. Aun así, existen además muchas situaciones donde una pequeña acidificación matricial con HF tiene el potencial de ofrecer el mejor retorno sobre la inversión (ref. 5) debido a su relativa simplicidad y el poco equipamiento necesario.

Si se tiene en cuenta que entre un 60 y un 70 % de los depósitos de hidrocarburos en el mundo están en reservorios de areniscas, siendo la proporción en Argentina aún mayor, es clara la importancia que tiene el incremento de la tasa de éxitos en acidificaciones matriciales, acompañando el mayor empleo de este método para incrementar acelerar la producción de hidrocarburos e incrementar la recuperación final.

¿Por qué fracasan frecuentemente las acidificaciones matriciales de areniscas?

En primer lugar, conviene recordar que en cualquier terreno de la actividad humana siempre hay una cierta proporción de fracasos. Lo importante es aprender de los fracasos, dilucidar las razones y usar el conocimiento adquirido para mejorar futuros tratamientos. También es importante destacar que, usualmente, un “fracaso” no representa la pérdida de un pozo, salvo casos muy excepcionales. Un “fracaso” puede consistir en una respuesta por debajo de las expectativas, y como tal puede ser una indicación de una mala selección de candidato o un tratamiento inapropiado que requiere mejor diseño y ejecución.

Se han examinado con frecuencia las razones para la disparidad de resultados en las acidificaciones matriciales de areniscas, o sea por qué los resultados van desde definitivos éxitos hasta situaciones donde un ácido, lejos de incrementar la productividad del pozo, la reduce. Desde hace tiempo, hay general coincidencia entre la mayoría de expertos sobre las principales razones posibles para una respuesta pobre a un tratamiento (ver por ej. ref. 3), entre ellas:

- a) Selección inapropiada de candidato
- b) Falta de información de importancia decisiva, como por ejemplo mineralogía
- c) Diseño equivocado del tratamiento: ácido/s seleccionados, concentración, volúmenes, etc.
- d) Uso de aditivos inadecuados
- e) Control de hierro insuficiente
- f) Inadecuada ejecución del tratamiento; por ejemplo bombeo a régimen no matricial, omisión del decapado de la tubería (limpieza ácida, “pickling”), empleo de fluidos contaminados o sucios.
- g) Colocación inapropiada del tratamiento, como es el caso de falta de divergencia o punzados tapados.
- h) Tiempos de cierre largos en lugar de una recuperación inmediata de los fluidos inyectados.
- i) Empleo de equipamiento inadecuado, por ejemplo bombecedores de cemento no preparados para acidificar

Si bien entre las razones arriba mencionadas hay algunas relacionadas a falta de información y otras se vinculan a procedimientos de campo, la mayoría consisten en aspectos de la ingeniería y el diseño de los tratamientos.

Por ejemplo, es obvio que la selección inadecuada de un pozo candidato producirá, en el mejor de los casos, resultados mediocres por debajo de las expectativas; y en el peor de los casos, resultados desastrosos. Es por ello que un primer paso es examinar la productividad real del pozo, compararla con la productividad teórica de acuerdo a los datos disponibles e identificar la causa de

las discrepancias, si existen. Ello permite inicialmente confirmar la existencia de un daño, cuya naturaleza es preciso determinar. La información necesaria incluye ensayos de restitución de presión o ensayos de producción. En el caso de pozos viejos, se debe examinar la historia de producción buscando comportamientos anómalos y su posible relación con eventos de la historia del pozo (por ejemplo intervenciones en el mismo). Un método adicional muy simple es comparar la producción del pozo con sus vecinos, que es aplicable a condición de que el modelo geológico lo sustente (por ejemplo que las zonas productivas sean correlativas) y que la comparación se realice sobre la base de la productividad normalizada empleando la capacidad de flujo de la formación (kh).

Este tipo de análisis puede ser realizado por ingenieros entrenados en el empleo de software para análisis de sistemas. El análisis puede identificar casos donde la estimulación ácida no sería efectiva, puesto que la baja productividad responde a limitaciones de la terminación, como puede ser el caso de punzado deficiente, tamaño del tubing, chokes, etc. Una vez establecido el escenario cuantitativo que describe satisfactoriamente las condiciones actuales de producción y las razones de la baja productividad (incluyendo la estimación del skin), se debe evaluar teóricamente el resultado de una acidificación exitosa, o sea la reducción del skin a valores próximos a cero.

Aquí corresponde destacar un concepto ampliamente validado, que contraría ideas bastante usuales: los mejores candidatos son los buenos productores que no producen en todo su potencial debido a algún tipo de daño de formación. O sea que los pozos de alta permeabilidad, buena presión de reservorio pero con alto skin deberían ser los primeros a tratar en una campaña de estimulación. Sin embargo, la percepción de que estos pozos buenos productores representan el mayor riesgo ante un eventual fracaso provoca que rara vez sean considerados para acidificar. En cambio, los candidatos ofrecidos suelen ser pozos marginales, viejos, de menor permeabilidad y presión. O sea aquellos con el mayor potencial de fracaso, y de menos impacto en incremento de producción si resulta exitosa la estimulación.

¿Cómo transformar la percepción de la estimulación ácida como un método riesgoso en la percepción de que es realmente una alternativa costo-efectiva para incrementar tanto la producción como la recuperación final de hidrocarburos? La mayoría de las causas de fracasos enumeradas arriba se resuelven con la adecuada ingeniería y diseño del tratamiento (ref. 4).

Ingeniería y diseño del tratamiento ácido

A diferencia de lo que prácticas usuales (empleo de “recetas” más o menos genéricas) indican, la ingeniería y diseño adecuados de una acidificación matricial de areniscas es un tema complejo, hasta esotérico para quienes no han dedicado sustanciales esfuerzos y práctica al tema. Una parte importante del problema se deriva de la naturaleza complicada y heterogénea de la mayoría de las matrices de areniscas (ref. 6). Las interacciones entre los ácidos inyectados y las variadas especies minerales existentes dependen de muchos factores. Por ejemplo:

- a) Composición química (incluyendo concentraciones) de los sistemas ácidos
- b) Composición química, estructura y distribución de cada especie mineral presente en la roca
- c) Temperatura
- d) Presión
- e) Morfología de las superficies
- f) Distribución de tamaños de poros
- g) Composición del fluido en los poros

En el curso del tiempo, numerosos investigadores han llevado a cabo abundante trabajo experimental y análisis teórico para definir criterios básicos respecto a qué ácidos son aplicables para los diferentes tipos de mineral.

Selección del tipo de ácido y concentraciones. Aún cuando se está lejos de una ciencia “exacta”, se ha llegado a establecer un cierto consenso respecto a qué tipo de ácido emplear en cada circunstancia (referencias 4 y 7). Por ejemplo, las rocas con alto contenido de carbonato (>15%)

responden mejor a tratamientos con ácido clorhídrico solamente. Esto es de esperar, puesto que minerales con tales niveles de carbonato reaccionan desfavorablemente con sistemas conteniendo HF (por ejemplo precipitación de CaF_2) a menos que se empleen enormes cantidades de preflujos con HCl, con la consecuente desconsolidación o desintegración de la roca. Por otra parte, el HCl produce una disolución más que suficiente de minerales de modo de incrementar el volumen de poros y su comunicación, facilitando la remoción del daño existente.

De igual modo, en el caso de elevado tenor de feldespatos la mayoría de expertos estarán de acuerdo en reducir la concentración de HF para minimizar la precipitación de fluorosilicatos y otras especies (daño secundario), que resultarían de la excesiva disolución de mineral por ácido más concentrado, o simplemente de la mayor concentración de cationes monovalentes originados por el ataque a feldespatos.

A elevadas temperaturas se suele coincidir en el empleo de ácidos orgánicos (fórmico, acético) en lugar de HCl por su naturaleza menos agresiva que permite mayor penetración en la matriz y simultáneamente son menos corrosivos de la tubería.

Hay lineamientos más específicos, cual es el caso de la clorita, un mineral de arcilla que contiene hierro. La clorita es parcialmente soluble en HCl, quien le extrae el hierro dejando una fracción de gel de sílice. Tanto este subproducto como la posibilidad cierta de depósitos secundarios de hierro llevó inicialmente a la recomendación tratar de no acidificar pozos con alto contenido de clorita, empleando algún otro método de estimulación. Sin embargo, hoy existe un cierto consenso en el empleo de ácido acético que limita la extracción de hierro y reduce la posibilidad de daño secundario.

Finalmente, hay areniscas con contenido significativo de zeolitas (por ejemplo analcima) que cuanto menos en Argentina no son exóticas puesto que se presentan en las diversas cuencas sedimentarias del país. Areniscas con zeolitas no deben ser tratadas con sistemas que incluyan HCl en concentración significativa puesto que disuelve parcialmente el mineral dejando como residuo un gel de sílice (daño secundario). En este caso, se deben emplear ácidos orgánicos, como acético o cítrico.

Existen numerosas reglas o criterios como los enunciados que deben ser aprendidos por los ingenieros responsables de diseños de acidificaciones matriciales, tanto de compañías operadoras como compañías de servicio. Los casos mencionados arriba se refieren a sistemas ácidos genéricos. A ellos habría que agregar criterios de selección de sistemas ácidos especiales, desarrollados para mejorar la efectividad de las estimulaciones, propiedad de las diversas compañías. Desde ya se puede apreciar que el número de variables y alternativas involucradas sólo con los aspectos mineralógicos de la roca y el tipo de ácidos es considerable.

Selección de los aditivos del sistema ácido. Existe una segunda parte del problema, tal vez más compleja aún: los sistemas ácidos (aún aquellos de naturaleza más o menos genérica) deben incluir diversos aditivos para los cuales, aún intentando formular el ácido de la manera más simple posible, hay una variedad y diversidad de aplicaciones enorme. Los tipos de aditivos usados en acidificación pertenecen a diversas categorías:

- a) Inhibidores de corrosión y potenciadores de inhibición
- b) Agentes de control de hierro y removedores de sulfuro
- c) Estabilizadores de arcillas y estabilizadores de finos
- d) Surfactantes, desemulsionantes y preventores de emulsión
- e) Solventes y solventes mutuos
- f) Reductores de fricción y gelificantes
- g) Divergentes

En cada categoría hay muchas alternativas a ser seleccionadas de acuerdo a las condiciones de pozo y la composición base del sistema ácido. La selección de aditivo, incluso su concentración, debe considerar factores como los siguientes, a través de relaciones muchas veces complejas:

- a) Mineralogía de la roca

- b) Permeabilidad y porosidad
- c) Espesores permeables a tratar
- d) Resistencia de la roca (grado de consolidación)
- e) Temperatura de la formación
- f) Presión del reservorio
- g) Naturaleza y composición del fluido del reservorio
- h) Tipo de pozo (productor, inyector)
- i) Tipo de terminación (pozo entubado, pozo abierto, engravados)
- j) Presencia/ausencia de incrustaciones
- k) Presencia, ausencia de depósitos orgánicos
- l) Sarta de tratamiento (tubing, coiled tubing)
- m) Metalurgia de la terminación y sarta de tratamiento
- n) Tipos de ácidos
- o) Concentración de ácidos
- p) Compatibilidad de aditivos

El sólo hecho de tener en cuenta todos los factores exige la recopilación de mucha información, y parte de ella suele ser más difícil de encontrar, como es el caso de la mineralogía. Dadas las numerosas variables a considerar y la existencia de tantos aditivos, las posibilidades de combinación son enormes. Además, se debe considerar que no existen secuencias lineales de selección, sino que, por el contrario, la inclusión de un aditivo afecta a su vez la selección o concentración de otros. Tal el caso por ejemplo, de la inclusión de solventes mutuos o alcoholes, que demanda modificar criterios para la concentración de inhibidores de corrosión.

Dimensionamiento del tratamiento. Otro aspecto a resolver de la ingeniería del trabajo es su dimensionamiento, o sea definir los volúmenes de los sistemas componentes del trabajo, típicamente un preflujo, luego el sistema principal que incluye HF, y un postflujo en el caso de acidificación de areniscas. Nuevamente, el dimensionamiento suele responder a “recetas”; en el mejor de los casos, a reglas de dedo con cierto grado de validación por la experiencia de la industria; o bien, en el peor de los casos, a limitaciones presupuestarias definidas “a priori” sin tener en cuenta la posibilidad cierta de obtener una mejor relación entre inversión y su potencial retorno económico.

A todo lo anterior, hay que agregar que el permanente desarrollo de nuevos productos o sistemas requiere un período de aprendizaje, que sólo se cubre con capacitación si los sujetos del entrenamiento ya tienen un elevado grado de conocimientos y experiencia en el tema general.

¿Cómo lograr un diseño adecuado de la acidificación? Por supuesto, puede haber más de un diseño que resulte adecuado, pero la posibilidad de terminar con un diseño inapropiado es enorme si quienes están a cargo de la ingeniería no están al tanto de todas las reglas o criterios a considerar, o carecen de la necesaria experiencia. La aplicación de estos diseños inapropiados se traduce en resultados poco satisfactorios, cuando no desastrosos. En definitiva, no hace más que realimentar la idea de que la acidificación matricial es un método peligroso o poco efectivo, que se debe dejar como último recurso.

Sobre la base de lo descripto, resulta claro que son necesarios años de esfuerzo aplicado para alcanzar un grado serio de dominio del tema de acidificación, puesto que implica la asimilación y consolidación de muchos conocimientos en diversas disciplinas (ingeniería de reservorios, producción, varios campos particulares de la química aplicada, mineralogía, fisico-química de fluidos de reservorios, etc.).

Sin embargo, como industria en conjunto a nivel mundial, se ha perdido a muchos de aquellos que habían llegado a dominar el tema puesto que abandonaron la industria siguiendo el compás de los altibajos de la actividad, o bien a través de su dedicación a otro tipo de tareas dentro de la industria misma. Se puede percibir que se está desarrollando una brecha en cuanto a dominio

del tema, tanto en las compañías operadoras como en las compañías de servicio. Esto resulta contradictorio cuando se considera la necesidad mejorar la producción de una manera costo-efectiva en muchos países productores de petróleo.

En buena medida, se ha establecido un círculo vicioso. La percepción de que la acidificación es riesgosa o poco efectiva conduce a que no se invierta en ella. Los tratamientos ácidos matriciales se ejecutan con poca frecuencia, y en consecuencia no se establece su real efectividad. En el diseño se involucran ingenieros con conocimientos del tema pero que no dominan todos los aspectos de la tecnología, precisamente por su aplicación poco frecuente. En promedio se obtiene el resultado predecible: resultados insatisfactorios que cierran el círculo de la baja aplicación como método de estimulación.

Consejero experto para acidificación de areniscas.

Con la convicción de que la acidificación de areniscas representa uno de los métodos más efectivos para incrementar la producción y mejorar la recuperación total de hidrocarburos (ref. 5), se decidió proveer a los ingenieros con herramientas para acelerar su conocimiento de acidificación al nivel de dominio del tema y con la experiencia condensada de expertos. Dado que la ingeniería y el diseño de tratamientos ácidos efectivos implica la aplicación de reglas y criterios que componen una matriz de decisiones lógicas, el problema se presta obviamente a su tratamiento con computadoras.

Si bien la cantidad de reglas y criterios a tener en cuenta es significativamente grande, una vez desarrollado un programa que incorpore esas reglas, el mismo es un “consejero experto” que permite ulteriores refinamientos en el diseño de acuerdo a las circunstancias concretas. El programa que se ha desarrollado no es uno de tipo interrogativo, o sea que realiza preguntas secuencialmente para llegar a una recomendación final. Por el contrario, el programa produce un diseño completo de acuerdo a todos los datos ingresados y cualquier cambio de parámetro se refleja de inmediato en el diseño propuesto. Esto permite realizar fácilmente estudios paramétricos y análisis de sensibilidad, lo que facilita la toma de decisiones ante datos con margen de incertidumbre (por ejemplo permeabilidad y porosidad) o con variabilidad inherente. Este último es el caso de la variación en una determinada zona a tratar de valores críticos como la mineralogía en términos cuantitativos; más aún cuando se pretende estimular con un sólo tratamiento más de un espesor punzado.

Otras características a destacar del programa son que contiene ayuda sensible al contexto, que se expresa por ejemplo, en alertas cuando se produce una conjunción de circunstancias que merecen especial consideración. También agrega recomendaciones de medidas adicionales al diseño básico propuesto cuando corresponde y produce comentarios que justifican algunas de sus recomendaciones de modo que el usuario puede comprender la razón de la mismas. Si cabe, emite mensajes sobre medidas de ejecución obligatoria (caso de diversos ensayos de laboratorio, uso de divergencia, etc.). En todos los casos proporciona detalles sobre cada mensaje o alerta emitido, de modo de facilitar la comprensión o toma de decisiones (por ejemplo revisión de confiabilidad de datos).

La aplicación de este de consejero “experto” ofrece numerosas ventajas:

- a) Confiabilidad del enfoque de diseño – Ingenieros que no dominan ampliamente el tema son “forzados” por el programa a obtener todos los datos pertinentes de un pozo candidato, cuanto menos un rango de valores para cada parámetro que permita el análisis. La carencia de información de relevancia invalida toda posibilidad de obtener un diseño medianamente confiable. El programa demanda el ingreso de valores para todas las variables de diseño, obligando la búsqueda de la información correspondiente.
- b) Simplificación del proceso de diseño – Este es un punto muy importante, puesto que el programa puede sugerir concentraciones apropiadas de aditivos clave, como por ejemplo inhibidores de corrosión, empleando reglas establecidas y valores de bases de dato de diseño. Esto elimina mucho trabajo laborioso del proceso. Eventualmente, en casos particulares permite el empleo del tiempo en análisis crítico (estudios de sensibilidad, etc.)

- c) Refuerzo de las buenas prácticas – Usando un proceso normalizado para el diseño asegura que se aplican los procedimientos y prácticas adecuadas cuando se necesitan, por ejemplo decapado (limpieza ácida) de tubing, preflujos solventes cuando sea necesario, etc.
- d) Estandarización – Diseños para condiciones idénticas de pozo (mineralogía, temperatura, etc.) obviamente serán idénticos. Esto ayuda a racionalizar y desmitificar el proceso de diseño.
- e) Capacitación – La velocidad de las computadoras permite al usuario modificar datos ingresados y ver el resultado casi instantáneamente. Esto proporciona una valiosa oportunidad para capacitación. De igual manera, las alertas, comentarios y mensajes sensibles al contexto que emite el programa refuerzan conocimientos en un ambiente de aplicación práctica.
- f) Metodología de diseño con tecnología actualizada – El diseño ofrecido está basado en el conocimiento y experiencia de muchos expertos en acidificación, no sólo un individuo. Incluso ingenieros experimentados en el tema se benefician porque el programa incorpora los últimos conocimientos, incluyendo nuevos y mejorados sistemas ácidos o productos, con los que aún no está familiarizado.

El programa fue desarrollado y refinado en sucesivas versiones, realimentándose con resultados de trabajos en todo el mundo. Durante el proceso, ingenieros seleccionados fueron entrenados en talleres para iniciar su aplicación y proporcionar información que permitiera optimizar el consejero experto a través de sucesivas versiones. Actualmente, continúan desarrollándose talleres dirigidos a todos los ingenieros, aún aquellos de muy poca experiencia para acelerar su capacitación y generalizar el empleo del consejero experto.

Es interesante destacar que el resultado más frecuente de tratamientos de acidificación adecuadamente diseñados y ejecutados es el incremento de la demanda por este tipo de estimulación. Una vez que todos los involucrados tienen oportunidad de apreciar el excepcional valor (entendido como costo/efectividad) de la acidificación matricial, se produce un crecimiento notorio de la demanda por este tipo de tratamientos.

Desarrollos tecnológicos recientes incluidos en el consejero experto.

La implementación de una metodología adecuada de diseño mediante el empleo de un consejero experto puede hacer mucho para mejorar resultados. Sin embargo, ello no es suficiente. Buena parte del proceso de incrementar la tasa de éxitos proviene del reemplazo de los viejos sistemas ácidos genéricos que se continúan empleando como rutina, por sistemas nuevos, mejorados para atender a la complejidad de la acidificación matricial de areniscas.

Los viejos sistemas ácidos “genéricos” consisten en mezclas de ácidos clorhídrico y fluorhídrico, siendo el ejemplo típico la mezcla HCl:HF 12:3 %. Cuando se intenta ser cuidadoso y atender a la mineralogía de la roca a estimular, las concentraciones de ambos ácidos en sistemas genéricos ha variado, desde una proporción 4 a 1 (por ej. 12:3 o 6:1 ½) hasta una proporción 9 a 1. (13:1.5 o 9:1). La razón para estas altas proporciones HCl:HF es el hecho de que la disolución de feldspatos y arcillas por mezclas conteniendo HF producen muchos productos de reacción secundarios que pueden reprecipitar en la formación y causar daño. Estos productos de reacción que producen daño resultantes de mezclas convencionales HCl:HF son ligeramente más solubles si el pH se mantiene extremadamente bajo a lo largo del tratamiento (ref. 8 y 9).

Cabe preguntarse por qué se debería considerar la idea de inyectar un volumen tan grande de HCl que no va a reaccionar con el daño en la inmediación del pozo ni con el grueso de una arenisca. Sistemas de esta naturaleza aumentan el peligro de corrosión, problemas asociados a invasión de fluidos base agua, etc. Afortunadamente, se han desarrollado nuevos sistemas ácidos que eliminan estos problemas y no requieren un exceso de HCl para el único propósito de reducir precipitaciones secundarias.

Así, en contraste con el empleo de formulaciones ácidas genéricas, el consejero experto incluye la amplia aplicación de sistemas ácidos mejorados, específicamente diseñado para su uso en areniscas. Una familia de esos sistemas son formulaciones de HF conteniendo una mezcla de un ácido fosfónico (HV) y otros ácidos según la eventual aplicación, que ha sido descripta por

numerosos autores en la literatura (refs. 10, 11, 12 y 13), destacando excelentes resultados. Esta familia tiene propiedades especiales que minimizan o eliminan muchos de los problemas comúnmente asociados a la acidificación de areniscas:

- a) El ácido es retardado, lo que permite una penetración más profunda del HF vivo en la matriz de la arenisca (ref. 10)
- b) El sistema tiene una reacción controlada sobre los minerales de arcilla en la matriz y ataca el cuarzo en mayor proporción que los sistemas genéricos u otros sistemas especiales. Esto disminuye la posibilidad de desconsolidación de la roca en la cercanía del pozo, y al mismo tiempo produce una mejora más uniforme de porosidad y permeabilidad hasta una mayor distancia del borde de pozo.
- c) Minimiza la reprecipitación de productos de reacción secundarios del HF con minerales de arcilla y feldespatos.
- d) Son mucho menos corrosivos y seguros para manipular, puesto que el pH del sistema ácido vivo varía típicamente en el rango de 3.5 a 4.5, comparado con un sistema HCl:HF convencional que tiene un pH menor que cero. En términos de corrosión, el nuevo sistema requiere menos concentración de inhibidor para proteger la tubería. En el caso de limpieza de engravados es una alternativa mucho más segura para evitar daño a las mallas debido a su menor corrosividad inherente (ref. 14).
- e) Otra ventaja especialmente importante de esta familia de ácidos es su capacidad de minimizar el riesgo de precipitados de compuestos de hierro tal como fue demostrado por Nasr-El-Din y otros (refs. 15 y 16)

Finalmente, otro atractivo de particular impacto en el incremento de la seguridad y la protección de la salud y el ambiente es la posibilidad de preparar los sistemas ácidos de manera continua, “a la pasada”, a partir de pequeñas cantidades de productos líquidos concentrados. Esto se puede lograr con una unidad de mezcla al efecto, automatizada para producir concentraciones finales de HF desde un 0.5 % hasta un 6 %. La unidad sólo demanda la provisión de agua dulce que constituye entre un 70 y 90 % del volumen total. De esta manera, no se necesita preparar en cisternas mezcla alguna con HF sea en una locación, a bordo de un barco de estimulación o en una plataforma. Se eliminan así los peligros asociados con la manipulación de productos peligrosos como bifluoruro de amonio y HCl concentrado (ref.10).

Las ventajas logísticas, de seguridad y protección del ambiente en el uso de esta familia de sistemas ácidos con HF son de por sí muy convincentes. Pero además, los buenos resultados de su aplicación en todo el mundo están hoy bien documentados en la literatura y en la referencia 17 se resumen más de 100 casos en diversos continentes orientados por la metodología descrita en este trabajo.

La tabla 1 agrega algunos ejemplos adicionales recientes tomados de Sudamérica, también con resultados exitosos.

Casos en Ecuador. Los casos nro. 1 a 3 fueron en un escenario similar: pozos engravados para control de arena los cuales con el correr del tiempo fueron reduciendo su producción bruta e incrementando el corte de agua, producto del taponamiento del engravado. En todos los casos se decidió hacer una limpieza del engravado empleando tubería flexible (coiled tubing) con una herramienta especial de acción rotativa para lograr una colocación efectiva del ácido. De acuerdo a los “consejos” del sistema experto, se decidió emplear como ácido principal una versión de la familia antes descrita, basada en mezcla de HF con HV (ácido fosfónico), familia que en adelante se citará como HV/HF. Teniendo en cuenta la mineralogía de la formación y, sobre todo, la razonable presunción de que el grueso de los materiales que obturaban el engravado consistía en finos (alta proporción de feldespatos), minerales de arcilla y residuos oleosos, la concentración empleada de HF fue de 1,5 %.

Como pre- y postflujo, el “consejo” del sistema fue emplear otra nueva familia de sistemas ácidos ha sido también incorporada en el sistema experto, en base a HCl y HV. Combina un

poderoso agente para mantener hierro en solución y un inhibidor de incrustaciones. Con este sistema se han logrado resultados excelentes en rocas con diversa mineralogías, algunas de ellas muy desafiantes por sus componentes. En adelante, esta familia se designará como HCl/HV.

Finalmente, dado el carácter de pozo “viejo” productor de petróleo y agua, el sistema experto recomendó el empleo de un precolchón solvente para remover depósitos orgánicos asociados a la producción de petróleo. El precolchón solvente consiste en diesel con el agregado de un material biodegradable, no tóxico (MBNT) que constituye una alternativa a los solventes (especialmente aromáticos). Es un material basado en terpenos con el agregado de un paquete de surfactantes amigable con el ambiente.

La producción en términos absolutos de petróleo citada en la tabla 1 para el caso 3 luego de la acidificación puede llevar a mala interpretación, puesto que es inferior a la previa al tratamiento. Sin embargo, luego de la estimulación se redujo la frecuencia de la bomba, de modo que la presión fluyente antes y después varió significativamente. La “drawdown” del pozo antes de acidificar era de 1138 psi (7.85 MPa) mientras que después se mantuvo en valores mucho menores, 289 psi (1.99 MPa). En síntesis, el índice de productividad subió de 1,39 bopd/psi (32.1 m³/d/MPa) antes del ácido, a 3.36 bopd/psi (77.5 m³/d/MPa) después del tratamiento. De igual modo, en el caso 4 la productividad se incrementó más de lo que haría presumir el valor tabulado. Como también hubo una reducción de la “drawdown” después del ácido el índice de productividad se triplicó.

El caso número 4 consistió en la estimulación de un pozo nuevo con “gravel pack”, para remover daños producidos durante la propia operación de engravado. El daño tenía varias causas potenciales: limpieza previa del pozo, filtrado inapropiado de fluidos, punzados inactivos (no adecuadamente limpio), etc. En este caso el objetivo de la estimulación era la formación para la cual era recomendable el empleo de ácido acético en el ácido principal, tipo HV/HF. El sistema ácido principal fue más refinado aún porque ensayos sobre coronas de formación mostraron que se podía incrementar la concentración de HF al 6 % con excelentes resultados (sin desconsolidación ni formación de precipitados secundarios o terciarios). Esta es otra característica ventajosa de la familia HV/HF, que permite tratamientos más agresivos cuando así lo aconsejan las circunstancias del pozo. Como preflujo y postflujo se empleó el ácido HCl/HV. Por tratarse de un pozo nuevo, el sistema no recomienda un precolchón solvente, aunque sí la inclusión del MBNT base terpenos en el preflujo (prevención de depósitos orgánicos por shock térmico producido por el ácido frío y protección contra depósitos de hierro).

Casos en Brasil. El trabajo nro. 5 se realizó sobre un pozo cuya producción de petróleo se había reducido en más el 50 % tras 7 meses. La matriz con caolinita sugirió un diseño con HV/HF de concentración reducida (1.5 % HF) como ácido principal. Por el mismo motivo, el pre- y post-flujo recomendados fue HCl/HV con 7.5 % HCl. El MBNT posee la propiedad de dispersarse en ácidos, permitiendo eventualmente la eliminación de precolchón solvente. En este caso, el solvente MBNT fue dosificado en los tres componentes ácidos del tratamiento.

El caso nro. 6 fue en el mismo yacimiento que el anterior trabajo, con similares consideraciones en cuanto a diseño. Es de destacar que tras la caída gradual de producción durante la vida del pozo, un intento de estimulación con HCl se tradujo en la pérdida total de producción: un ejemplo típico de los temas discutidos en la primera parte de este trabajo.

Los casos nro. 7 y 8 son pozos de otro yacimiento. El origen de la necesidad de acidificar fue similar: luego de operaciones de reparación la producción de petróleo se redujo en aproximadamente 50 % en ambos casos, presumiblemente por daño ocasionado por el fluido de reparación. Dada la gran extensión de punzados a tratar, ambos trabajos se hicieron en etapas usando bolas solubles como agente de divergencia. El tratamiento finalmente empleado tras el análisis con la ayuda del sistema experto fue HV/HF de media concentración (1.5% HF) como ácido principal y HCl/HV de concentración regular (15 % HCl). Como precolchón solvente se empleó diesel oil con 10 % de un solvente mutual convencional (EGMBE). Cabe señalar que no sólo se recuperó la producción de petróleo antes de las reparaciones que dañaron los pozos, sino que

el incremento fue de tal magnitud que superó la producción inicial estabilizada de cada caso. Es de notar, sin embargo, que la recuperación de producción requirió algunos meses en el caso nro. 7, comportamiento atribuido a un componente del fluido de transporte de las bolas divergentes que originó un daño temporal, gradualmente removido durante la producción.

Casos en Bolivia. Los trabajos en Bolivia son también representativos de conceptos expuestos en la primera parte de esta presentación. Durante mucho tiempo, existió la idea de que las acidificaciones matriciales no funcionaban en algunos yacimientos. El grueso de los tratamientos realizados fue para limpieza de engravados y estudios de laboratorio realizados sobre coronas de formaciones seleccionadas confirmaron las posibilidades de tratamiento ácido exitosos y los trabajos nro. 9 a 12 son recientes ejemplos de la clara posibilidad de éxito de las acidificaciones.

En los trabajos 9 a 12 se empleó como tratamiento un conjunto de sistemas ácidos que, partiendo de las recomendaciones del consejero experto, fueron optimizados con ensayos de laboratorio. El ácido principal fue HV/HF con 2 % HF y tanto el pre- como postflujo consistieron en HCl/HV con 10 % HCl. En el preflujo se incluyó además el solvente MBNT base terpenos para remoción de depósitos orgánicos. Debe notarse que en un par de casos de todos los trabajos realizados en Bolivia, la producción de los mismos luego de acidificar superó la excelente producción original, inicial, obtenida. Es posible que se haya obtenido no sólo remoción del daño del empaque de grava sino también una estimulación de la arenisca (skin ligeramente negativo).

Caso en Argentina. El caso nro. 13 ha sido seleccionado por tratarse de una aplicación poco usual pero que ofrece posibilidades de uso infrecuentes hasta el presente: la recuperación de producción en una zona fracturada hidráulicamente con agente de sostén. La vida útil de una fractura puede verse afectada por muchos factores que reducen su conductividad en el curso de la producción (esfuerzos cíclicos, empotramiento creciente, liberación gradual de finos, sea del agente de sostén o de las caras de la fractura, etc.). También existe la posibilidad de que en el empaque de fractura queden finos inmediatamente después de realizada. En este trabajo se acidificó a régimen matricial una fractura con producción muy pobre. Dado el objetivo de remover finos se emplearon sistemas ácidos de concentración media: preflujo HCl/HV con 7.5 % HCl y solvente MBNT base terpenos por tratarse de un pozo “viejo” (posibilidad de depósitos orgánicos y oleohumectación durante la producción), ácido principal HV/HF con 1.5 % HF y postflujo HCl/HV con 7.5 % HCl.

Futuro

Es factible que a corto plazo se incorporen al consejero experto sistemas nuevos, que ofrecen mezclas biodegradables con muy baja corrosividad, cuyas pruebas de campo deben completarse. Naturalmente, sistemas de esta naturaleza minimizan la concentración de inhibidores de corrosión, y hacen los sistemas ácidos tan amigables con el ambiente como es posible, satisfaciendo el compromiso de la industria hacia una continua mejora en el cuidado de la biósfera, y el incremento de la seguridad en la manipulación, reduciendo riesgos tanto a personal como equipos. En el largo plazo, el sistema experto continuará enriqueciéndose con la experiencia en su empleo y la eventual incorporación de otros avances tecnológicos.

Conclusiones

1. La acidificación matricial de areniscas es un método de estimulación sub-utilizado debido a la percepción de que es riesgoso y la tasa de éxitos resulta insatisfactoria con frecuencia.
2. La capacidad de un tratamiento ácido matricial, apropiadamente diseñado y ejecutado, en mejorar significativamente la productividad no es suficientemente apreciada por muchos.
3. La mejora en la comprensión los proceso químicos y físicos involucrados en la acidificación, junto con la aplicación de prácticas adecuadas en el campo hacen posible mejorar significativamente la tasa de éxitos de la acidificación matricial.

4. El empleo de un consejero experto para la ingeniería del tratamiento, incluyendo el diseño de los sistemas ácidos y su dimensionamiento, es una herramienta clave para mejorar la tasa de éxitos, puesto que elimina diseños inadecuados y ayuda a la estandarización de tratamientos con resultados satisfactorios.
5. El consejero experto permite también acelerar el entrenamiento de ingenieros que no dominan el tema con todas sus complejidades. Un consejero en cada escritorio que permite análisis de sensibilidad, explica las razones de sus decisiones, alerta sobre situaciones especialmente desafiantes, etc. es una guía tanto para el novicio como para el experto.
6. El consejero experto incorpora nuevos sistemas de desempeño sustancialmente mejorado, desarrollados específicamente para atender a muchos de los problemas inherentes a la acidificación de areniscas. Estos nuevos sistemas eliminan buena parte de los problemas asociados a sistemas genéricos y han sido responsables del éxito en el desarrollo y aplicación de esta iniciativa.
7. La acidificación matricial de areniscas en candidatos adecuadamente seleccionados y con diseño y ejecución apropiados representa un método costo-efectivo para mejorar la productividad de hidrocarburos.

Reconocimientos

Los autores expresan su agradecimiento a BJ Services por la autorización de publicar este trabajo. También se agradece a todos aquellos involucrados en la implementación de campo de esta iniciativa y en la ejecución de los trabajos. Finalmente, se agradece de manera especial a Leonard Kalfayan por sus aportes significativos en el desarrollo de la iniciativa.

Referencias

- 1) Frasci, H., "Increasing the Flow of Oil Wells", US Pat 556,669 (Marzo 17, 1896)
- 2) Smith, C. E. y Hendrickson, A. R. "Hydrofluoric Acid Stimulation of Sandstone Reservoirs" JPT (feb. 1965) 215
- 3) Williams, B.B., Gidley, J.L., Schechter, R.S. 'Acidizing Fundamentals' Monograph Volume 6, capítulos 3, 4, 8 y 9, SPE, 1979
- 4) Kalfayan L., 'Production Enhancement With Acid Stimulation' Pennwell Corporation (2000) 51
- 5) A. Daneshy, 'Economics of Damage Removal and Production Enhancement' paper SPE 30234, presentado en la Society of Petroleum Engineers European Formation Damage Symposium, La Haya, Holanda, mayo 15-16, 1995
- 6) Ali, Syed "Sandstone Diagenesis, Applications to Hydrocarbons Exploration and Production", USA (1981)
- 7) McLeod, H., 'Matrix Acidizing' Distinguished Author Series, JPT (dic. 1984), 2055
- 8) Crowe C.W., 'Precipitation of Hydrated Silica from Spent Hydrofluoric Acid: How Much of a Problem Is It?' JPT (nov. 1986) 1234
- 9) Gdanstri R.D., 'Fluosilicate Solubilities Impact HF Acid Compositions', SPE 27404, Symposium on Formation Damage, Lafayette, USA, febrero 7-10 (1994)
- 10) Di Lullo, G. and Rae, P. 'A New Acid for True Stimulation of Sandstone Reservoirs,' paper SPE 37015 presentado en la 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, USA, 6-9 octubre
- 11) Ross, D. and Di Lullo, G. 'HV:HF' Acid Treatments, Proven Successful in South America,' paper IBP-SE-076/98 presentado en la 1998 Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro, Brasil, 5-6 octubre
- 12) Kume, N., van Melsen, R., Erhahon, L., and Abiodun, A.F. 'New HF Acid System Improves Sandstone Acidizing Success Ratio by More than 400% Over Conventional Mud Acid System in Niger Delta Basin,' paper SPE 56527 presentado en la 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, 3-6 octubre

- 13) A.N. Martin and K.L. Smith, 'New HF Acid System Produces Significant Benefits in Nigerian Sandstones,' SPE Paper 38595, presentado en la SPE Annual Technical Conference & Exhibition, San Antonio, Texas, 5-8 octubre 1997
- 14) F.O. Stanley, J.C. Troncoso, A.N. Martin, Omar Ali Jamil, 'An Economic, Field-Proven Method For Removing Fines Damage From Gravel Packs', paper SPE 58790, presentado en la SPE International Symposium, Lafayette, February 23-24, 2000
- 15) H.A. Nasr-El-Din, M.N. Al-Dahlan, A.M. As-Sadlan, H.A. Al-Zamil, 'Iron Precipitation During Acid Treatments Using HF-Based Acids' presentado en el SPE International Symposium and Exhibition, Lafayette, febrero 20-21, 2002
- 16) Crowe C.W., 'Evaluation of Agents for Preventing Precipitation of Ferric Hydroxide from Spent Treating Acid' JPT (abril 1985) 691-695
- 17) Rae, P. y Di Lullo, G, 'Achieving 100 Percent Success in Acid Stimulation of Sandstone Reservoirs', presentado en la SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, Australia, 8-10 octubre, 2002.

TABLA 1

	País	Base solvente	Preflujo	Tipo de ácido	Tipo de terminación	Producción antes del ácido			Prod. después del ácido		
						Pet.	Gas	Agua	Pet.	Gas	Agua
						m ³ /d	Mm ³ /d	%	m ³ /d	Mm ³ /d	%
1	Ecuador	Diesel + Terpeno	HCl/HV	HV/HF	Engravado	22	0.4	88	155	3.0	65
2	Ecuador	Diesel + Terpeno	HCl/HV	HV/HF	Engravado	52	1.2	84	183	3.6	27
3	Ecuador	Diesel + Terpeno	HCl/HV	HV/HF	Engravado	251	5.8	53	154	3.4	46
4	Ecuador	Terpeno (en preflujo)	HCl/HV	HV/HF +HAc	Engravado	53	1.1	20	93	2.0	19
5	Brasil	Terpeno (en ácidos)	HCl/HV	HV/HF	Casing	9.5	nd	66	27.5	nd	66
6	Brasil	Terpeno (en ácidos)	HCl/HV	HV/HF	Casing	0	nd	nd	6	nd	88
7	Brasil	Diesel + EGMBE	HCl/HV	HV/HF	Casing	9.3	nd	nd	22	nd	nd
8	Brasil	Diesel + EGMBE	HCl/HV	HV/HF	Casing	9.0	nd	nd	38	nd	nd
9	Bolivia	Terpeno (en preflujo)	HCl/HV	HV/HF	Engravado	26	19	6.7	61	30	6.3
10	Bolivia	Terpeno (en preflujo)	HCl/HV	HV/HF	Engravado	8.4	62	24	24	148	19
11	Bolivia	Terpeno (en preflujo)	HCl/HV	HV/HF	Engravado	15	12	6.0	39	19	8.0
12	Bolivia	Terpeno (en preflujo)	HCl/HV	HV/HF	Engravado	14	2.0	36	90	6.3	28
13	Argentina	Terpeno (en preflujo)	HCl/HV	HV/HF	Casing	1.1	nd	38	3.4	nd	55