

Evaluación de la Interacción de esfuerzos durante el fracturamiento hidráulico de pozos horizontales con diversas configuraciones, espaciamento de las etapas y su influencia en la estimulación de las fracturas naturales

Dra. Angélica María Ríos Álvarez

Ing. Guillermo Gutiérrez Murillo

José Elizalde Pérez

AIATG-PEMEX

Dra. Marisela Sánchez-Nagel

Neal Nagel

Byungtark Lee

ITASCA

Roberto Varela Cervantes

Javier Salguero Centerno

CBM

Información del artículo: Recibido: enero 2013-aceptado: diciembre 2013

Resumen

Recurrir a la generación de una red de fracturamiento complejo ha sido uno de los objetivos en las terminaciones de pozos horizontales multifracturados del Activo Integral de Aceite Terciario del Golfo, para incrementar la producción en las arenas compactas de Chicontepec. Arreglos de pozos horizontales dobles (técnica Zipper frac) y triples, se han empleado en el desarrollo de campos tales como Remolino y Presidente Alemán. La generación de una red de fracturamiento complejo está en función de la existencia de fracturas naturales o de planos de debilidad en la formación, así como del espaciamento entre las fracturas hidráulicas.

En el presente trabajo se muestran dos tipos de simulaciones; la primera utiliza un modelo continuo donde se analiza la influencia de espaciamientos regulares e irregulares de fracturas hidráulicas en la magnitud de los esfuerzos principales; a través de un modelo de elementos discretos es posible estimar el área estimulada durante un fracturamiento hidráulico, estimando la longitud de fracturas naturales que fallan por corte. Por último, se comparan los resultados de los modelos con datos de campo.

Palabras clave: Fracturamiento, complejo, no-convencionales, esfuerzos, espaciamento.

Stress interaction during hydraulic fracturing in horizontal wells with several wells schemes and frac spacing, as well as, its influence on the natural fracture stimulation

Abstract

Create a complex fracture network has been one of the most challenging goals during hydraulic fracture stimulation of horizontal wells carry out by the Activo Integral de Aceite Terciario del Golfo, in order to increase the oil production from

the Chicontepec tight sands. Different fracturing schemes have been used to hydraulically stimulate pad wells, including sequential and simultaneous fracturing, known as Zipper Frac; in which wells are stimulated in pairs and even schemes of three parallel wells, such are the cases of Remolino and Presidente Aleman fields. Developing a complex fracture network relies on the existence of natural fractures or plane of weakness in the matrix rock, as well as the hydraulic fracture spacing is an important key.

In this paper, the influence of the regular versus irregular fracture spacing over the principal stress magnitude is analyzed using a continuum model simulation; whereas by means of a discrete element model, the stimulated area during hydraulic fracturing is estimated, determining the length of those natural fractures which fail by shear. Finally simulation results are compared with data field.

Keywords: Fracturing, complex, unconventional, stress, spacing.

Introducción

Gran parte de la reserva probada de la Cuenca de Chicontepec se encuentra en formaciones de arenas de baja permeabilidad. Para lograr la rentabilidad de los pozos se han implementado de manera exitosa, técnicas de fracturamiento hidráulico (FH), donde se han diseñado pozos horizontales con etapas múltiples de fracturamiento, y configuraciones tales como Zipper fracs, para incrementar el área de flujo, estimular las fracturas naturales y promover la “complejidad” del fracturamiento. A pesar que la presencia de fracturas naturales en las arenas compactas de Chicontepec no siempre es evidente, se pretende estimular las fracturas naturales existentes para generar desplazamientos cortantes en ellas, mediante la creación de etapas múltiples con alteración de los esfuerzos en sitio, lo cual puede generar cambios en la geometría de las FH y afectar el comportamiento de la red de fracturas naturales. Con el propósito de investigar la distorsión de esfuerzos durante el fracturamiento múltiple, existen herramientas como simulaciones numéricas con modelos continuos y discretos. Para el caso de Chicontepec, aplicando un modelo continuo (Itasca FLAC3D, 2012), se simularon terminaciones multi-etapa de pozos horizontales sencillos y múltiples (caso Zipper-Frac), y se cuantificaron los cambios de esfuerzos principales y esfuerzos cortantes causados por las múltiples etapas de fracturamiento, considerando la influencia de un espaciado regular e irregular. En las simulaciones del modelo de elementos discretos Itasca, Consulting, Group, Inc. (2011), se estudia

la presencia de fracturas naturales que fallaron por corte y que permite estimar un área alrededor de la fractura hidráulica. Por último, se comparan los resultados de las simulaciones con datos de campo. El modelo continuo que se presenta no incluye los cambios en geometría de las fracturas hidráulicas por la interacción de esfuerzos; sin embargo, se han considerado para simulaciones futuras, utilizando modelos de elementos discretos, los cuales permiten considerar FH con geometrías cónicas.

Desarrollo del tema

Yacimientos no–convencionales y generación de una red compleja de fracturas

Los yacimientos no–convencionales se clasifican en función de su permeabilidad y porosidad, como se muestra en la **Figura 1**. Su característica principal se refiere a que la recuperación de hidrocarburos depende principalmente de conectar las fracturas naturales existentes con una fractura inducida hidráulicamente. Las arenas productoras de Chicontepec se localizan a profundidades que varían de 1000 a 3000 mvbnm; en intercalaciones de arena y arcilla con espesores netos de 1 a 15 metros, porosidades que varían entre 8 y 12% y permeabilidades que van de 0.25 a 15 md, aunque el 62% de la formación productora presenta una permeabilidad de 0.25 md. Con base en estas características, Chicontepec se considera un yacimiento no-convencional de arena compacta, (Tight Oil), ver la **Figura 1**.



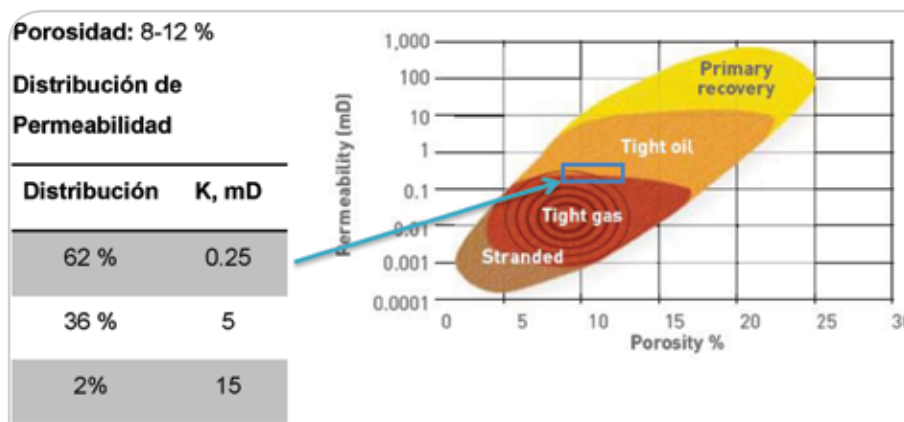


Figura 1. Calidad de yacimientos no-conventionales. De acuerdo a las propiedades petrofísicas de la formación Chicontepec de permeabilidad y porosidad, corresponde a un yacimiento de arena compacta productora de aceite (Tight Oil). (Gráfica de la derecha tomada del Reporte Anual 2007 de la Operadora TOTAL, mientras que los datos petrofísicos fueron tomados de reportes internos de AIATG).

La generación de complejidad de fracturas durante un fracturamiento hidráulico está asociada con la interacción de la fractura hidráulica inducida por tensión, con una textura heterogénea pre-existente en la roca, tal como fracturas naturales y fisuras Cipolla, et al. (2010). El comportamiento mecánico de estas fracturas naturales es función de la superficie de contacto, del espacio vacío que hay entre ellas y de los esfuerzos efectivos presentes Pyrak-Nolte, (2000). El fallamiento por corte que experimentan las fracturas naturales, y en general cualquier plano débil de falla presente en la roca, ocurre debido a la disminución del esfuerzo normal a la fractura o al incremento de la presión de fractura, para condiciones constantes de esfuerzo de corte a lo largo de ella; en otras palabras, en una disminución del esfuerzo efectivo en la fractura Nagel et al. (2012). Alternativamente, una disminución en el esfuerzo cortante o un aumento en el esfuerzo normal total a las fracturas naturales, conduce a una estabilización de las mismas, previniendo el cizallamiento (Nagel et. Al., 2013).

Objetivo del estudio

Con el propósito de demostrar si bajo las condiciones de operaciones que se tienen durante los fracturamientos múltiples en las terminaciones de pozos horizontales, es posible generar una red de fracturamiento complejo, se simuló terminaciones multi-etapa, en geometrías de pozos horizontales sencillos y múltiples (Zipper), utilizando un modelo continuo y se cuantificaron los cambios en los esfuerzos principales y esfuerzos cortantes causados por las múltiples fracturas hidráulicas. Además se empleó un

modelo de elementos discretos con la finalidad de observar la influencia de fracturas naturales en el área estimulada.

Análisis de resultados

El modelo continuo cuantifica la distribución de esfuerzos alrededor de la fractura, producido por la acción de una presión aplicada sobre la superficie de la fractura Sneddon y Fellow, (1946). Los componentes de esfuerzos alrededor de una fractura 3D, están dados por:

$$\sigma_r = \frac{2p_o}{\pi} \left(\frac{c}{2\delta}\right)^{1/2} \left(\frac{3}{4} \cos\left(\frac{1}{2}\psi\right) + \frac{1}{4} \cos\left(\frac{5}{2}\psi\right)\right) \quad \dots Ec. (1)$$

$$\sigma_z = \frac{2p_o}{\pi} \left(\frac{c}{2\delta}\right)^{1/2} \left(\frac{5}{4} \cos\left(\frac{1}{2}\psi\right) - \frac{1}{4} \cos\left(\frac{5}{2}\psi\right)\right) \quad \dots Ec. (2)$$

$$\sigma_\theta = \frac{4\sigma p_o}{\pi} \left(\frac{c}{2\delta}\right)^{1/2} \cos\left(\frac{1}{2}\psi\right) \quad \dots Ec. (3)$$

$$\tau_{zr} = \frac{p_o}{\pi} \left(\frac{c}{2\delta}\right)^{1/2} \operatorname{sen}(\psi) \cos\left(\frac{3}{2}\psi\right) \quad \dots Ec. (4)^1$$

¹Las ecuaciones de la 1 a la 4 están expresadas en unidades consistentes.

La **Figura 2**, muestra el caso de un pozo horizontal con 12 fracturas equidistantes entre ellas, (70 m de espaciamento). Se puede observar que la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo S_{hmin} , se incrementa paulatinamente hacia el talón del pozo, sin embargo, el incremento muestra un comportamiento regular, mientras que la **Figura 3** ilustra el caso de un pozo horizontal con 18 etapas de fracturas que

guardan un espaciamento irregular entre ellas. La imagen de la izquierda muestra que el S_{hmin} aumenta entre las etapas cuyo espaciamento es corto y sin embargo quedan áreas sin alteración alguna, pues el espaciamento entre las fracturas es grande. En la imagen de la derecha de la misma figura es fácil observar este incremento del S_{hmin} en las etapas que están muy cerca una de la otra.

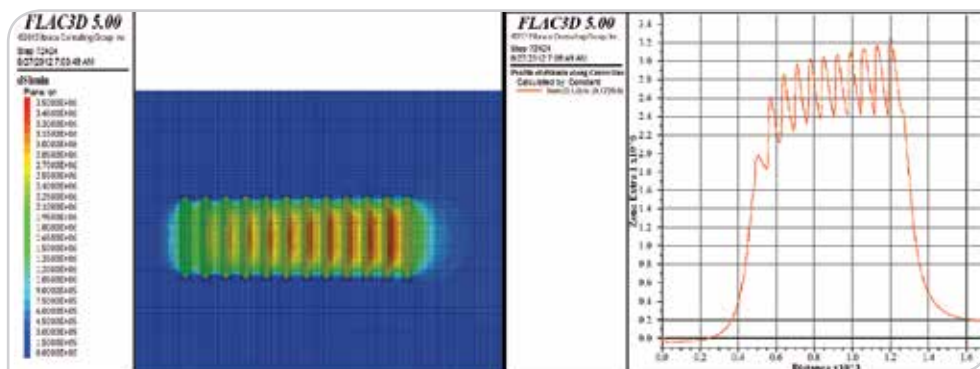


Figura 2. Figura de la izquierda, muestra la vista en planta de los contornos del S_{hmin} alrededor de las etapas de fracturamiento hidráulico múltiple de un pozo horizontal, (fracturas equidistantes entre ellas, modelo continuo, no considera existencia de fracturas naturales). La Figura de la derecha exhibe el cambio de la magnitud del S_{hmin} a lo largo del pozo.

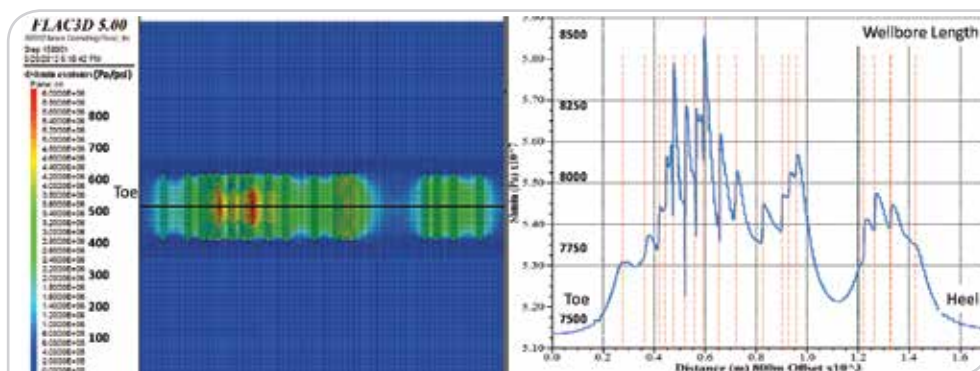


Figura 3. Figura de la izquierda muestra una vista en planta de los contornos del S_{hmin} alrededor de las etapas de fracturamiento hidráulico múltiple de un pozo horizontal, (fracturas espaciadas irregularmente, modelo continuo, no considera existencia de fracturas naturales). La figura de la derecha muestra el cambio de la magnitud del S_{hmin} a lo largo del pozo.

Independientemente del espaciamento de las etapas, el esfuerzo principal mayor horizontal, S_{Hmax} y el esfuerzo vertical S_v , también se incrementan pero en mucha menor cuantía. Adicionalmente, el esfuerzo cortante máximo disminuye en el espacio entre las FH y sólo aumenta en la punta de la FH.

Cabe mencionar que en esta simulación de medio continuo no se considera la presencia de fracturas naturales.

En la **Figura 4** se tiene el caso de dos pozos horizontales con cuatro fracturas múltiples colocadas en “Zipper”. La separación que existe entre pozos es de 200 m, y la longitud de fractura inducida es de 125 m. La figura del lado izquierdo muestra el incremento del S_{Hmin} . Típicamente, toda la región entre las fracturas muestra un incremento de S_{Hmin} , siendo mayor en la cercanía del pozo. La imagen del lado derecho exhibe la disminución del esfuerzo de corte en la región entre fractura y un aumento en la punta y en zonas muy cercanas a la fractura hidráulica.

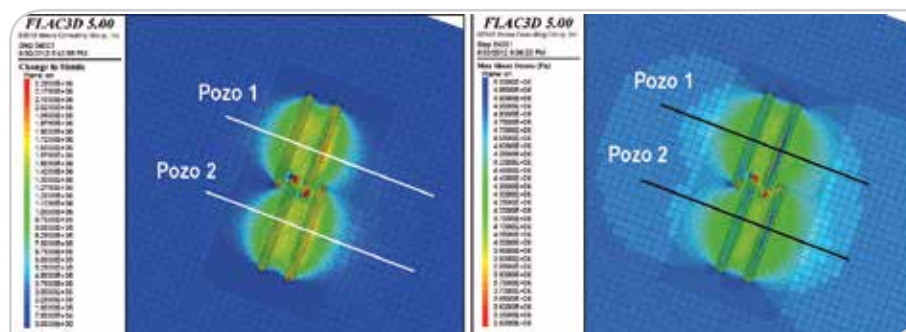


Figura 4. Simulación de cuatro fracturas colocadas en Zipper. La figura de la izquierda muestra los cambios en S_{Hmin} ; la figura de la derecha muestra la variación de los esfuerzos cortantes máximos.

En las simulaciones del modelo de elementos discretos, se considera la presencia de fracturas naturales explícitamente y su cizallamiento durante el fracturamiento hidráulico. Con ayuda del registro de imágenes tomado a lo largo de la sección

horizontal, se graficó el stereonet de las fracturas naturales, así como una gráfica de ángulo vs profundidad desarrollada, ver **Figura 5**. En esta figura se observa que las fracturas naturales son transversales a la sección horizontal del pozo.

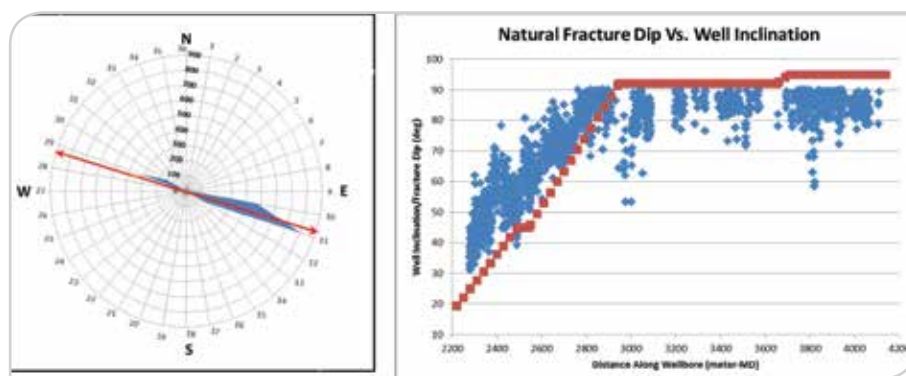


Figura 5. Figura de lado izquierdo, muestra la orientación de las fracturas naturales del pozo Remolino 3935, que muestra un buzamiento N118E. Mientras que la figura de lado derecho correlaciona el buzamiento de las fracturas naturales, (puntos azules) con la inclinación del pozo, (puntos rojos) a lo largo de la sección descubierta del agujero 6-3/4”, (construcción de la curva y la sección horizontal).

Se calculó entonces un parámetro llamado intensidad de fractura, que se utilizó para crear el modelo de elemento discreto y poblarlo en las fracturas naturales, ver la **Figura 6**.

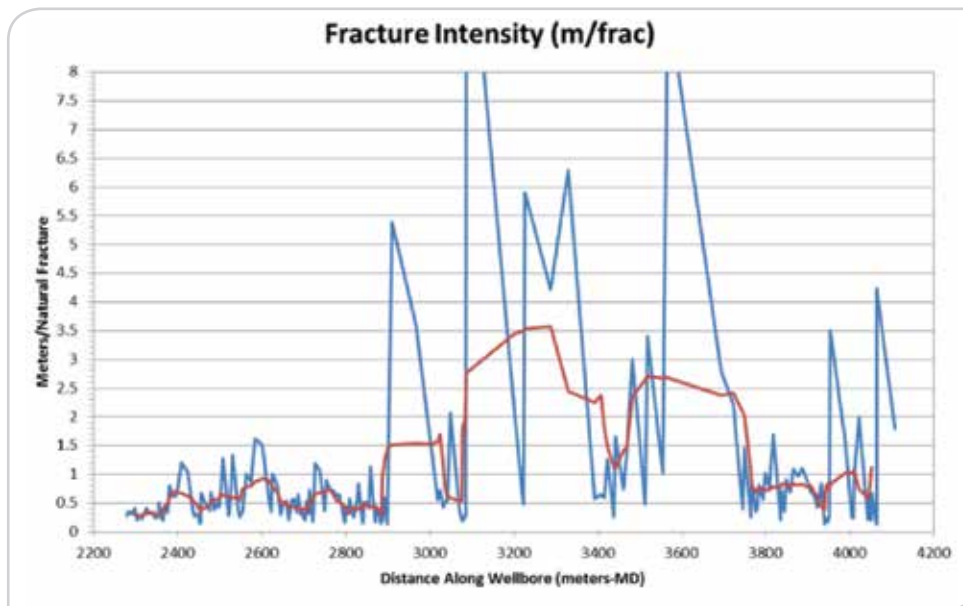


Figura 6. Muestra la intensidad de fractura dada en m/fractura, la línea azul es el dato puntual, la línea roja es una suavización, (smoothing) de la curva azul.

A partir de este modelo se determinaron las fracturas naturales que fallaron por corte, en color azul y las fracturas naturales que se abrieron debido a la tensión, en color rojo, **Figura 7**. A medida que la FH crece se genera cizallamiento en la punta de la fractura. En la **Figura 7-A** se presentan los incrementos sucesivos de la longitud de la FH, mostrando las fracturas naturales que han sufrido cizallamiento. Como se observa en esta figura, sólo en los extremos de las fracturas es posible crear fracturas por corte, lo cual coincide con el modelo continuo que determinó un aumento del esfuerzo

de corte en esta área, **Figura 4**. Las fracturas naturales se estabilizan por detrás de la punta de la FH, debido a la distorsión de esfuerzos que se genera, resultando en la configuración final que se muestra en la **Figura 7-B**. Si ahora se incluye en el modelo el crecimiento de la segunda FH en Zipper, **Figura 7-C**, se observa el mismo comportamiento de cizallamiento en la punta de la FH. Al acercarse la segunda fractura hidráulica en configuración de Zipper, **Figura 7-D**, el área total de cizallamiento disminuye y se incrementa el área de fracturas que se abren en modo de tensión, (en rojo).

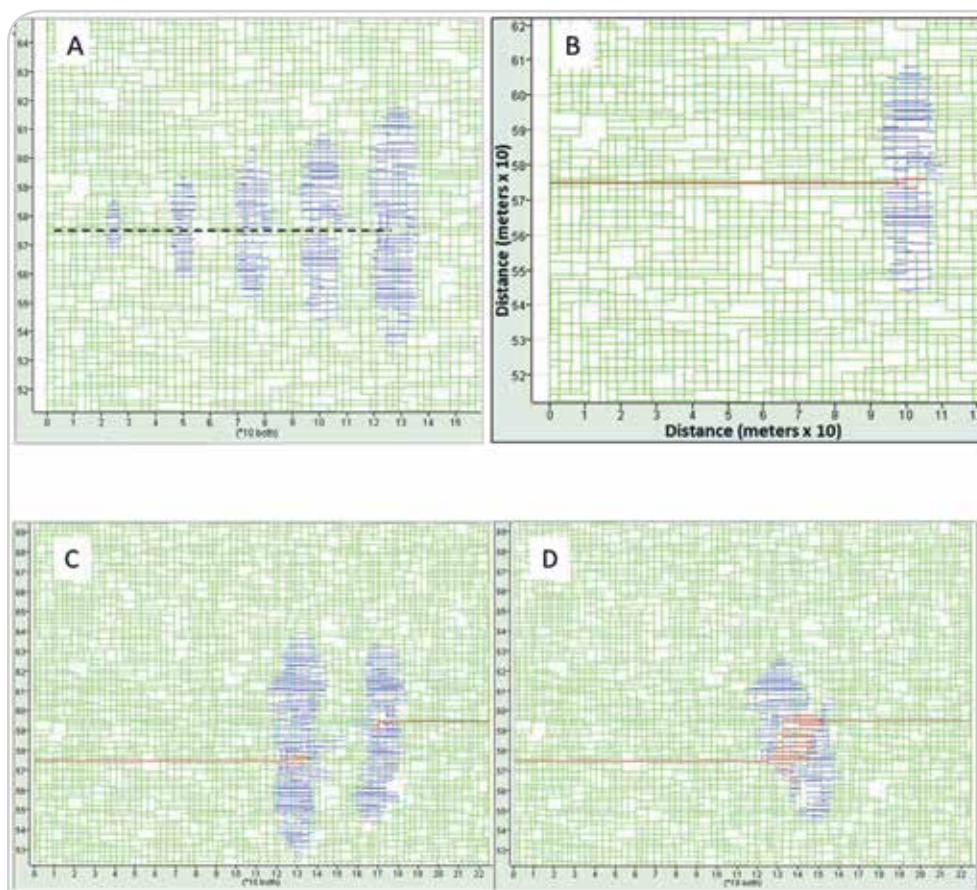


Figura 7. Modelo de elementos discretos representando las fracturas hidráulicas y las fracturas naturales (las fracturas en azul han fallado por corte, las fracturas en rojo han fallado en tensión). A. Incrementos sucesivos de la longitud de la FH y la zona cizallada en la punta; B. Zona cizallada a la longitud final de la FH; C. Se simula la segunda FH en Zipper, mostrando zonas en cizalla y en tensión; D. Las dos FH hidráulicas cercanas a solaparse, mostrando la disminución de las zonas cizalladas.

Por último, los resultados obtenidos con el modelo continuo acerca de la magnitud de los esfuerzos alrededor de la fractura, se comparan con datos del fracturamiento hidráulico realizado en el pozo Corralillo 785, **Figura 8**. El pozo Corralillo 785 es un pozo horizontal terminado con 15 camisas para fractura y 20 empacadores hinchables.

Durante el fracturamiento únicamente se midió la presión en superficie. Debido a que el fracturamiento es continuo, en algunas etapas no se observa un ISIP (presión instantánea de cierre) claro. En la **Figura 8** se presenta el ISIP, calculado por el modelo continuo (curva verde), a condiciones de

superficie y el valor del ISIP medido durante la operación. Durante las etapas iniciales del fracturamiento, es decir, de la etapa 1 a la etapa 9, se observa una buena correspondencia entre el ISIP calculado y el medido; para el resto de las etapas no existe concordancia con el dato medido. Es posible que esto se deba a que las fracturas hidráulicas estén cambiando su geometría o a que la influencia de fracturas naturales que no se consideraron en el modelo continuo. En cuanto al modelo de elementos discretos no ha sido posible compararlo con datos reales, pues no se disponen de datos de microsísmica del pozo Remolino 3935.

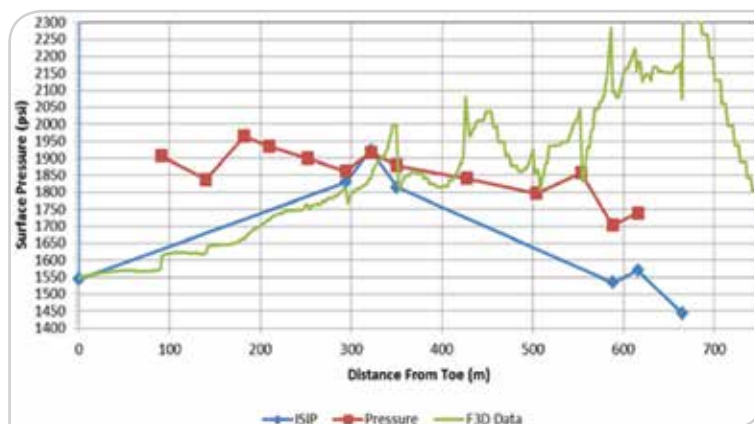


Figura 8. Presiones ISIP comparadas con las presiones calculados con el modelo continuo (F3D). Caso pozo Corralillo 785.

Conclusiones

- En todos los casos simulados por medio del modelo continuo, se observa un incremento de los esfuerzos totales laterales (S_{hmin}) y una disminución de los esfuerzos cortantes máximos, cuando las etapas de FH están cercanas.
- En el espaciamiento regular de las etapas, se observa un incremento de esfuerzos grande en las primeras, y posteriormente no se incrementan significativamente. En espaciamientos irregulares con etapas cercanas, se produce un incremento acumulativo de esfuerzos dependiendo de la distancia.
- Los modelos de zipper frac indican un incremento de esfuerzos laterales (S_{hmin}), disminución del esfuerzo cortante máximo, y sólo en los extremos de la FH hay un incremento del esfuerzo cortante.
- Con el espaciamiento estudiado, la configuración de Zipper frac ha disminuido el área estimulada por cizallamiento, comparada con la que se obtiene por los dos pozos independientemente. Sin embargo, se aumenta la apertura de las fracturas naturales.

Es posible concluir que con los espaciamientos analizados, las fracturas naturales tenderán a estabilizarse en el área lateral entre las FH (disminución de la complejidad), ya que el cizallamiento se impide por el aumento del esfuerzo normal y la disminución del esfuerzo cortante sobre la

superficie de las fracturas naturales, lo cual se corrobora por los modelos discretos.

Los resultados de las simulaciones numéricas han apoyado en el diseño de las terminaciones multi-etapas en función de las condiciones in-situ, para definir los espaciamientos óptimos, con el objeto de asegurar la rentabilidad de los pozos.

Los trabajos futuros se dirigirán a incluir la simulación acoplada de flujo-deformación-falla incluyendo las FH y las fracturas naturales en los modelos discretos, además del cálculo sintético de la microsismicidad para apoyar la calibración de los modelos.

Nomenclatura

- σ_r Componente de esfuerzo normal en la dirección radial
- σ_z Componente de esfuerzo normal en la dirección de Z
- σ_θ Componente de esfuerzo normal angular
- p_o Presión aplicada en el interior de la fractura
- $2c$ Es el ancho de la fractura
- δ Tangente que forman los componentes del esfuerzo normal
- ψ El ángulo que forman los componentes del esfuerzo normal

T_{zr} Esfuerzo de corte en el plano zr

ISIP Presión de cierre instantánea

Agradecimientos

Queremos agradecer el apoyo de las autoridades del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, por la oportunidad de tomar la información necesaria para realizar este tipo de análisis.

Referencias

Cipolla, C., Warpinsky, N., Mayerhofer, et al. 2010. The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties and Fracture Treatment Design. SPE Prod & Oper 25 (4): 438-452. SPE-115769-PA.

<http://dx.doi.org/10.2118/115769-PA>.

Itasca Consulting Group, Inc. 2012. FLAC3D (Fast Lagrangian Analysis of Continua in 3 Dimensions), Version 5.0.

Itasca Consulting Group, Inc. 2011 UDEC (Universal Distict Element Code) Version 5.0, Minneapolis ICG, 2011.

Nagel, N.B., Sanchez-Nagel, M., García, X., et al. 2012. A Numerical Evaluation of the Geomechanical Interactions Between a Hydraulic Fracture Stimulation and a Natural Fracture System. Artículo ARMA 12-287, presentado en el 46th Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Chicago Illinois, EUA, junio 24-27.

Nagel, N.B., Sanchez-Nagel, M.A., Zhang, F., et al. 2013. Coupled Numerical Evaluations of the Geomechanical Interactions Between a Hydraulic Fracture Stimulation and a Natural Fracture System in Shale Formations. Rock Mech. Rock Eng. 46 (3): 581-609.

<http://dx.doi.org/10.1007/s00603-013-0391-x>.

Pyrak-Nolte, L. y Morris, J.P. 2000. Single Fractures under Normal Stress: The Relation Between Fracture Specific Stiffness and Fluid Flow. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. and Geom. Abst. 37 (1-2): 245-262.

[http://dx.doi.org/10.1016/S1365-1609\(99\)00104-5](http://dx.doi.org/10.1016/S1365-1609(99)00104-5).

Sneddon, I.N. 1946. The Distribution of Stress in the Neighbourhood of a Crack in an Elastic Solid. Proc. R. Soc. Lond. A. 187 (1009): 229-260.

<http://dx.doi.org/10.1098/rspa.1946.0077>.

Semblanza de los autores

Dra. Angélica María Ríos Álvarez

Ingeniera Petrolera egresada del Instituto Politécnico Nacional, con Maestría en Ingeniería Petrolera por la Universidad Nacional Autónoma de México y Candidata a Doctorado en Ingeniería Petrolera por la Universidad de Oklahoma, campus Norman, OK con especialidad en Geomecánica.

Diecisiete años de experiencia en la Industria Petrolera en el área de Diseño de Pozos. Recientemente participando como Especialista Geomecánica y Líder del Proyecto de pozos horizontales en yacimientos no-convencionales en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, particularmente en el proceso de terminación de pozos.

Inició a trabajar con Halliburton de México como Ingeniero de cementaciones y estimulaciones, elaborando desde las pruebas de laboratorio para cementaciones y estimulaciones, hasta el diseño y ejecución de operaciones en pozos costa afuera en Ciudad del Carmen, Campeche.

Al cabo de dos años ingresó a Petróleos Mexicanos, desarrollando habilidades en diseño de perforación, terminación y reparación de pozos en la Unidad Operativa Reforma, División Sur, realizando diseño de tuberías de revestimiento, aparejos de producción, disparos, estimulaciones, controles de agua, pruebas de inyektividad, análisis de geopresiones

y estabilidad de agujero, entre otras actividades. Colaboró en la Subgerencia de Servicios a Pozos, División Norte, como Especialista de cementaciones y estimulaciones, revisando y evaluando los diseños y las operaciones en proyectos estratégicos. Colaboró con la Gerencia de Ingeniería y Tecnología, Sede, en la elaboración e implantación del Plan Tecnológico 2009-2014 de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos. Ha participado en congresos nacionales e internacionales como conferencista.

Ing. Guillermo Gutiérrez Murillo

Se desempeña actualmente como Coordinador de Ingeniería y Terminación de Pozos del APATG, en Poza Rica, Veracruz, comenzó su carrera en compañías privadas en la industria petrolera en 1993, fue hasta 1998 que ingresó a PEMEX desarrollándose en diversos activos tanto de exploración como de producción, con lo cual ha logrado diseñar estrategias que han generado mayor productividad y conocimiento del yacimiento.

Ha liderado y desarrollado equipos multidisciplinarios de alto desempeño en productividad de pozos, apoyo y seguimiento de proyectos estratégicos, Coordinación de Diseño y en la Gerencia de Información Técnica de Explotación, ha participado en la elaboración de estándares para terminación de pozos y evaluación de pruebas de presión.

Ha escrito y presentado más de 20 artículos en diversos foros técnicos a nivel nacional e internacional y ha sido parte del comité organizador de congresos, es miembro activo de la Society of Petroleum Engineers, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México.

Cuenta con una Maestría en Evaluación y Administración de Yacimientos, del Instituto de Ingeniería Petrolera de la Universidad Heriot Watt, en Edimburgo, Reino Unido, y se graduó de Ingeniero Petrolero en la UNAM, siendo su especialidad la Administración de Yacimientos y Productividad de Pozos.

Dra. Marisela Sanchez-Nagel

Es la Gerente General e Ingeniera Principal en Itasca Houston. Tiene más de 20 años de experiencia en la industria petrolera y ha trabajado en aplicaciones de geomecánica en perforación, terminaciones y yacimientos.

Obtuvo su doctorado en la Universidad de Oklahoma en 1997. Comenzó su carrera en PDVSA–Intevep, el Instituto de Investigación de PDVSA en Venezuela, donde trabajó por 15 años. Posteriormente fundó y fue presidenta de una compañía consultora independiente en Latinoamérica, Global GeoSoluciones. También trabajó por dos años en GMI, y ascendió a Gerente General en Itasca en el año 2007.

Ha trabajado en numerosos proyectos alrededor del mundo en caracterización geomecánica, estabilidad de pozos, arenamiento, compactación y subsidencia y fracturamiento hidráulico en yacimientos no-convencionales.

Tiene más de 40 publicaciones y ha dictado numerosos cursos a compañías en Norte y Suramérica. Mantiene participación activa en sociedades profesionales como ARMA y SPE, como parte de comités organizadores de conferencias. Sirvió como conferencista distinguida de la SPE en el periodo 2012-2013, dictando conferencias alrededor del mundo sobre la geomecánica de yacimientos no convencionales.

Roberto E. Varela Cervantes

Once años de experiencia en la Industria Petrolera con BJ Services, Weatherford y Calfrac como Ingeniero de campo, diseño y de distrito en fracturamiento hidráulico (ácido y apuntalado), Petróleos Mexicanos (Consultor externo), como consultor en fracturamiento hidráulico en pozos no convencionales a cargo de validar trayectorias de los pozos a

perforar dependiendo del tipo de calidad de roca en modelo estático, elaborar diseños tomando pozos verticales como correlación ajustando las cimas geológicas, cálculo de las propiedades mecánicas de la roca , evaluación del modelaje en el software especializado de la compañías de servicio, revisión de programas operativos y planes de contingencia, controles de calidad de sistemas y apuntalantes, supervisión de ejecución de trabajos en locación, toma de decisiones en campo, análisis post fractura, retroalimentación e implementación de mejoras continuas detectadas.

Javier Salguero Centerno

Profesional con 12 años de experiencia en la industria petrolera, con un amplio dominio en el área de fracturamiento hidráulico y cementaciones, en pozos horizontales y verticales de aceite y gas, tanto en la parte de ingeniería de diseño como operativa.

En los últimos años, de ha desempeñado como Consultor especialista en diversos proyectos en México, así como cargos gerenciales en compañías de servicios, asegurando un monitoreo eficiente de la calidad del trabajo, seguridad, estándares de procesos y programas de mantenimiento preventivo.