

EVALUACIÓN Y MONITOREO DEL COMPORTAMIENTO GEOMECÁNICO DE LA RE-INYECCIÓN DE CORTES/DETRITOS DE PERFORACIÓN – CASO DE CAMPO

Juan Pablo Moreno Cárdenas¹, José Gildardo Osorio Gallego¹

1: Pluspetrol S.A., jmoreno@pluspetrol.net, jgildardo@pluspetrol.net

Palabras clave: Re-inyección de cortes/detritos, Pozos para disposición de desechos, Contención de fractura, Capacidad de almacenamiento, Aseguramiento geomecánico

ABSTRACT

Geomechanics performance assessment and monitoring of cuttings re-injection – A field case.

Drilled cuttings re-injection (CRI) into a suitable formation by hydraulic fracturing is attracting significant attention as a friendly means of complying with environmental legislations. In CRI projects, it is essential to assure fracture containment as well as formation storage capacity which depend largely on a proper geomechanics assessment and monitoring program. This paper presents a field case on the geomechanics performance assessment and monitoring of a CRI project in Perú.

The geomechanics assurance in this CRI project included the following issues: (1) geomechanical data gathering, analysis and interpretation, (2) preliminary geomechanical modeling (assessment of elastic properties, rock strength, pore pressure and stresses magnitudes and directions), (3) identification of stress and elastic barriers, (4) target zone selection, (5) periodic injectivity testing (step rate, step down and fall-off tests), (6) continuous pressure monitoring, (7) geomechanical model re-calibration using recorded pressures and injectivity data, and (8) continuous assessment of fracture containment and formation storage capacity from field data.

The success of this CRI project can be examined in terms of the fracture containment and formation storage capacity for drill cutting disposal as observed from field data interpretation. Integration of log and geomechanics data, as well as geomechanics and petrophysical modeling during the planning phase, were critical in the selection of potential injection zones. Periodic injectivity tests provided valuable data for geomechanics model calibration updates. Closure pressure monitoring and proper interpretation of peak and terminal pressures are valuable tools to assess formation storage capacity in time. The results presented in this paper reveal that CRI operation is a reliable technology providing a safe and environmentally sound drilling waste management strategy.

This field case presents an integrate geomechanics assurance process to illustrate the challenges, interpretations methodologies, monitoring practices, lessons learned and recommendations in the planning and deployment of CRI projects. Therefore, it represents a significant contribution to practicing engineers.

INTRODUCCIÓN

La re-inyección de cortes, también conocido como inyección de detritos, simbolizado por el acrónimo CRI por su nombre en inglés: “Cuttings Re-Injection”, es un método de manejo de

los desechos generados durante las operaciones de perforación, incluyendo cortes de formación, fluidos de perforación y otros fluidos contaminados. El proceso consiste en procesar (moler y tamizar) los cortes para obtener partículas de tamaño adecuados, mezclar estos cortes con un fluido (generalmente compuesto de agua, fluido de perforación y/o fluidos contaminados) para generar una lechada y luego disponer esta lechada dentro de una zona objetivo mediante fracturas generadas por la inyección de la misma (Veil *et al.* 2003).

Las zonas destinadas para la re-inyección de detritos deben garantizar inyektividad, capacidad de almacenaje y contención de las fracturas (Bai *et al.* 2013). Igualmente deben estar alejadas de acuíferos superficiales y zonas de interés económico por presencia de hidrocarburos (Guo *et al.* 2004; Al-Shobaili *et al.* 2009; Xia *et al.* 2014; Veil *et al.* 2003; Marika *et al.* 2009).

Existen dos categorías de disposición: (1) pozos de disposición dedicados, los cuales son completados o re-completados con el único propósito de re-inyectar los detritos, (2) inyección anular, la cual se realiza a través del espacio anular entre dos revestimientos y puede ser ejecutada en pozos que están siendo perforados, o pozos con producción/inyección de fluidos desde/hacia una formación de interés.

En la selección de la zona de interés para la re-inyección en pozos de disposición dedicados, generalmente se busca una arena con características petrofísicas y geomecánicas adecuadas para la generación de fracturas y el almacenamiento de la lechada. Adicionalmente en las formaciones inmediatamente superiores debe existir una capa sello, que generalmente son arcillas dúctiles de baja permeabilidad y alto esfuerzo mínimo. Esta capa sello cumple la función de garantizar la contención de la fractura.

La re-inyección anular se realiza generalmente en formaciones arcillosas, debido a que los zapatos de perforación se ubican normalmente en este tipo de litologías. Sin embargo, puede existir alguna formación permeable entre el zapato del revestimiento exterior y el tope de cemento del revestimiento interior que puede ser usada para la re-inyección. En los casos en los cuales se realiza la inyección en arcillas, estas deben estar rodeadas por formaciones permeables para que haya una disipación de la presión (*"leak off"*). Lo anterior se requiere para garantizar la contención vertical y evitar un alto alcance horizontal de la fractura.

Entre las principales ventajas de la inyección en arcillas está que no tienden a arenarse por filtrado de fluido a la formación por su baja permeabilidad. Las desventajas son: (1) las fracturas tienden a tener un mayor crecimiento en altura y longitud (como se comentó anteriormente, esto puede ser mitigado si la arcilla está rodeada de por formaciones permeables) (Veil *et al.* 2003) y (2) a medida que continúa la inyección, incrementa el daño en la formación permeable que actúa como barrera haciendo que la misma deje de actuar como una barrera (Guo *et al.* 2014).

La inyección en arenas de alta permeabilidad tiene como desventaja el potencial arenamiento de la fractura (por los sólidos de la lechada) causado por la alta filtración de fluidos a la formación. Debido a lo anterior, la inyección en arenas no es una buena opción cuando la tasa de generación

de desechos es baja. Adicionalmente, el arenamiento de las fracturas limita su longitud y favorece la generación de múltiples fracturas en diferentes orientaciones. Lo anterior incrementa la capacidad de almacenamiento, por lo que es una buena opción en proyectos en los cuales se debe disponer altos volúmenes de desechos.

Un ciclo de inyección generalmente tiene la siguiente secuencia de bombeo: (1) inyección de agua: en esta etapa se asegura que los parámetros de bombeo son correctos, se limpia la región cercana al pozo y se inducen fracturas alrededor del pozo, (2) inyección de la lechada de detritos, normalmente a una tasa de inyección constante, (3) desplazamiento de la lechada con agua libre de sólidos, de tal forma que se garantice la limpieza del sistema de superficie y del pozo, (4) interrupción del bombeo y cierre del pozo: en esta etapa se mantiene el pozo presurizado para evitar que retornen sólidos y se monitorea el comportamiento de la presión para su análisis. Durante todo el ciclo de inyección se deben monitorear, entre otros, los siguientes parámetros: composición de la lechada (tamaños de grano, viscosidad, densidad y contenido de sólidos), tasa de inyección, volúmenes, presión de superficie, presión de fondo, presión anular. Igualmente, de manera periódica se deben realizar pruebas como “*step rate*”, “*mini-frac*” y “*fall-off*”.

El proceso de inyección se puede realizar mediante una estrategia intermitente o una continua. La estrategia intermitente sigue la secuencia de bombeo descrita anteriormente, mientras que en la estrategia continua se elimina el periodo de disipación de inyección. La inyección intermitente promueve la creación de múltiples fracturas en lugar de extender una sola fractura, disminuyendo la probabilidad de que esta se extienda descontroladamente e incrementando la capacidad de almacenamiento de la formación. En proyectos donde hay operación de perforación continua y se cuenta con poco espacio para almacenar los cortes (como en operaciones costa-afuera), la inyección debe ocurrir de manera continua (Veil *et al.* 2003).

En este estudio se discuten los aspectos geomecánicos de un caso de campo de re-inyección de detritos en la selva peruana. Este método fue seleccionado debido a la ausencia de métodos de disposición convencionales que cumplieran las regulaciones ambientales de Perú. Se usó un pozo abandonado, el cual fue re-completado para la re-inyección. Finalmente, luego de tomar los registros necesarios para el análisis petrofísico y geomecánico, se seleccionó una arena donde se bombearon alrededor de 100.000 barriles de desechos (incluyendo los fluidos de desplazamiento) de forma intermitente. Inicialmente se mencionan los criterios geomecánicos para identificar las formaciones ó intervalos óptimos para inyección. Luego, se presenta el caso de campo de este estudio. Esta segunda parte incluye los siguientes tópicos: (1) localización de las potenciales arenas para re-inyección de detritos, (2) selección final del intervalo y arena de inyección, (3) tendencia del azimuth de la(s) fractura(s) generada(s), (4) incremento de la presión de inyección debido a la tortuosidad geomecánica, (5) evaluación de la potencial ruptura de las capas sello sobre- y subadyacente a la Formación de inyección y (6) monitoreo del esfuerzo mínimo (presión de cierre) y la presión de extensión.

IDENTIFICACIÓN DE LAS FORMACIONES / INTERVALOS ÓPTIMOS PARA INYECCIÓN

Las formaciones e intervalos para la inyección de detritos deben reunir algunas características geomecánicas que garanticen las siguientes dos condiciones:

- La contención, al interior de la formación objetivo, de las fracturas generadas durante la inyección.
- Alta capacidad de almacenamiento de detritos.

El alcance de estas dos situaciones depende, entre otros factores, de algunos atributos geomecánicos dentro de los cuales se incluyen:

- Las propiedades elásticas y estado de esfuerzos al interior de la formación objetivo.
- El contraste de propiedades elásticas y estado de esfuerzos entre la formación objetivo y los estratos sobre-adyacentes.
- La presencia de zonas de disipación de presión (*“leakoff”*).
- La litología.
- La profundidad de la formación objetivo.

Impacto de las propiedades elásticas

El módulo de Young y la relación de Poisson tienen alto impacto sobre ambos la capacidad de almacenaje y la contención de fractura.

El módulo de Young se define como la relación entre el esfuerzo y la deformación en la misma dirección en la que se aplica el esfuerzo. Por lo anterior, un alto módulo de Young indica baja deformabilidad (ó alta fragilidad) y, en consecuencia, alta capacidad de fracturamiento.

La relación de Poisson se define como la relación entre la deformación en la dirección perpendicular y la deformación en la dirección paralela en la que se aplica el esfuerzo. Es decir, una baja relación de Poisson indica baja deformabilidad de la roca en la dirección perpendicular a la dirección de apertura de una fractura por tensión. Por lo anterior, una baja relación de Poisson indica alta capacidad de fracturamiento.

En virtud de lo anterior, desde la perspectiva de propiedades elásticas, las siguientes dos condiciones favorecen la inyección de detritos:

- Que la formación objetivo presente un alto módulo de Young y una baja relación de Poisson. De esta forma, la capacidad de fracturamiento de la formación objetivo incrementa lo que, a su vez, incrementa su capacidad de almacenaje de detritos.
- Que las formaciones sobre-adyacentes exhiban un bajo módulo de Young y una alta relación de Poisson. Estas condiciones disminuyen la capacidad de fracturamiento de las formaciones sobre-adyacente y, en consecuencia, aumenta la capacidad de contención de fractura.

Una forma de expresar el efecto combinado del módulo de Young y la relación de Poisson es mediante el índice de fragilidad, BI , definido como:

$$BI = \frac{PR_{BI} + YM_{BI}}{2} \quad (1)$$

Donde la relación de Poisson y el módulo de Young normalizados (PR_{BI} y YM_{BI} , respectivamente) tienen las siguientes definiciones:

$$PR_{BI} = \frac{PR - PR_{Max}}{PR_{Min} - PR_{Max}} \quad (2)$$

$$YM_{BI} = \frac{YM - YM_{Min}}{YM_{Max} - PR_{Min}} \quad (3)$$

En la ecuación (2) los parámetros PR_{Min} y PR_{Max} son los valores mínimo y máximo de la relación de Poisson. En la Ecuación (3) YM_{Min} y YM_{Max} son los valores mínimo y máximo del módulo de Young.

Un índice de fragilidad alto favorece la generación y propagación de fractura y por ende la capacidad de almacenaje de la formación objetivo. Sin embargo, cuando se trata de la formación sello sobre-adyacente, un índice de fragilidad bajo favorece la contención de fractura.

Impacto del estado de esfuerzos

El contraste de esfuerzos entre la zona de inyección y la formación sobre-adyacente es un aspecto importante en la selección de los intervalos de inyección de detritos. El contraste de esfuerzos actúa como una barrera al crecimiento vertical de las fracturas generadas durante la inyección. Adicionalmente, un alto contraste de esfuerzos implica menor magnitud del esfuerzo principal mínimo en la formación objetivo, lo que contribuye a disminuir la potencia requerida para iniciar y fracturar la formación. Este último aspecto puede impactar los costos de operación del proyecto.

En general, a menor esfuerzo horizontal mínimo, mayor capacidad para iniciar y propagar una fractura hidráulica. En consecuencia, desde el punto de vista del estado de esfuerzo, el ambiente óptimo para la inyección de detritos es aquel en el cual la magnitud de los esfuerzos principales, específicamente del esfuerzo principal mínimo, es mínimo en la formación objetivo y máximo en la formación sobre-adyacente a la formación objetivo. Estas condiciones contribuyen a incrementar la capacidad de creación de fracturas, por ende la capacidad de almacenamiento, en la formación objetivo y disminuir la probabilidad de fracturar la formación sello, incrementando la contención de fractura.

Impacto de zonas de disipación de presión (“leakoff”)

Las formaciones sobre-adyacentes con alta capacidad de disipación de presión (“leakoff”) actúan como barreras que previenen la propagación vertical de las fracturas generadas durante las operaciones de inyección. La zona de disipación de presión suele deberse a zonas de alta permeabilidad matricial o zonas con fracturas naturales conductivas. Al entrar en contacto con estas zonas, la lechada experimenta deshidratación, las partículas sólidas quedan atrapadas y el fluido se filtra hacia la zona de alta permeabilidad lo que previene el crecimiento de la fractura hacia la zona de alta permeabilidad. No obstante, con la inyección de lechada adicional, es posible incrementar la barrera de partículas atrapadas, incrementar la presión y promover el crecimiento de la fractura nuevamente.

La identificación de barreras por zonas de disipación de presión (“leakoff”) es particularmente importante en aquellos casos en los cuales se carece de barreras por contraste de esfuerzos ó por contraste de propiedades elásticas.

Impacto de la litología

En los proyectos de re-inyección de detritos, es preferible inyectar en formaciones con gradiente (esfuerzo principal mínimo) bajos y que no reaccionen con la lechada de inyección. Estas condiciones contribuyen al incremento en la capacidad de almacenamiento de la formación objetivo. Desde esta perspectiva, en general, las areniscas son las formaciones más adecuadas para la inyección de detritos, pues su capacidad para contener esfuerzos es baja, exhiben módulo de Young mayor y relación de Poisson menor que las arcillas y no suelen ser reactivas con las lechadas de inyección. Adicionalmente, las arenas suelen estar rodeadas por formaciones de alto gradiente de fractura, como por ejemplo arcillas, lo que favorece la capacidad de contención de fractura.

La desventaja de las arenas para la inyección de detritos radica en que, debido a su alta permeabilidad, pueden convertirse en zonas de disipación de presión (“leakoff”) lo que las puede conllevar a barreras para el crecimiento de fractura dentro de la formación objetivo.

Impacto de la profundidad de la formación objetivo

La profundidad de la formación de inyección debe ser tal que cumpla con los siguientes requisitos:

- Que se encuentre distante de acuíferos superficiales susceptibles a contaminación.
- Que no tenga interferencia con formaciones productoras para proteger la futura producción del campo.
- Que esté aislada por barreras de módulos elásticos, barreras de contraste de esfuerzos y/ó de zonas de alta permeabilidad (zonas de disipación de presión ó “leakoff”).

CASO DE CAMPO

Localización de las potenciales arenas para re-inyección de detritos

Para el caso de campo en estudio, la recomendación inicial de las potenciales arenas candidatas para la inyección de detritos se fundamentó en el comportamiento de algunos atributos geomecánicos entre los cuales se incluye el módulo de Young (YM), la relación de Poisson (PR), el índice de fragilidad (BI) y el gradiente de fractura (FG). Las pistas 1 y 2 de la Figura 1 presentan los perfiles del índice de “shale” (Vsh) y los tiempos compresional (DTc) y de cizalla (DTs) utilizados en la generación de los perfiles de atributos geomecánicos. Las pistas 3 y 4 presentan los perfiles de los atributos geomecánicos dentro de la zona de interés.

Desde una perspectiva geomecánica, se identificaron dos zonas preferenciales para la inyección de detritos. En la Figura 1, estas zonas son denotadas como “intervalo preferencial superior” (con dos arenas) e “intervalo preferencial inferior” (con tres arenas). La selección de estos dos intervalos se fundamentó en los siguientes criterios que favorecen la iniciación, extensión y contención de la fractura dentro de las arenas seleccionadas como candidatas para almacenamiento de detritos:

- Menor relación de Poisson
- Mayor módulo de Young
- Mayor fragilidad
- Menor gradiente de fractura

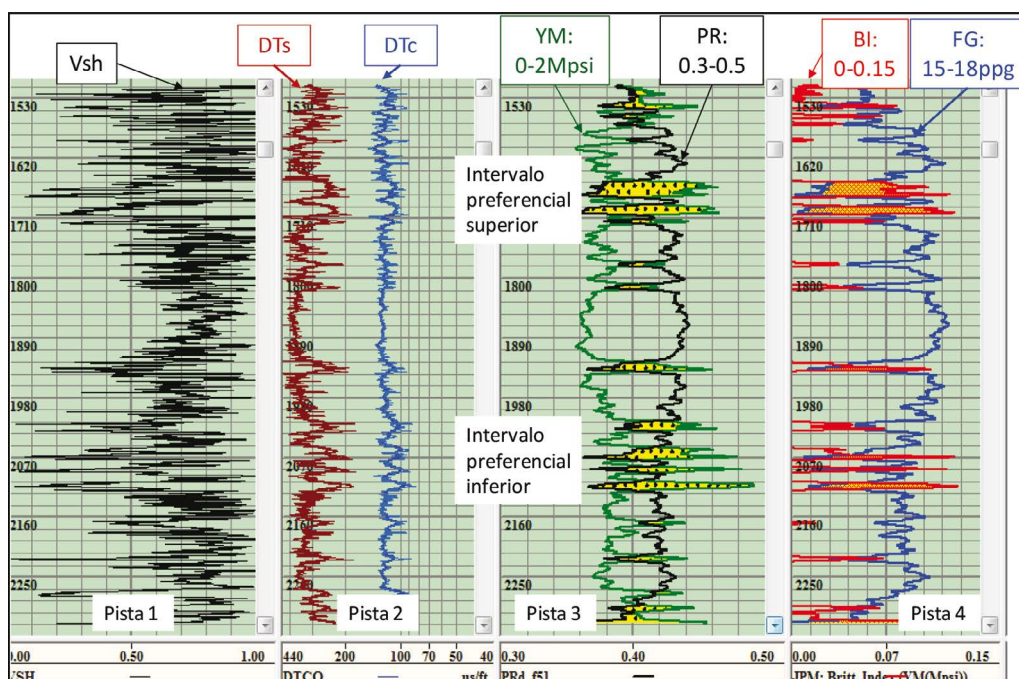


Figura 1. Registros de índice de “shale” (Vsh) y tiempos compresional (DTc) y de cizalla (DTs) utilizados en la generación de los perfiles de módulo de Young (YM), relación de Poisson (PR), el índice de fragilidad (BI) y el gradiente de fractura (FG) en el intervalo de interés con potenciales arenas para re-inyección de detritos.

La Figura 2 presenta una ampliación del “intervalo preferencial superior”. La arcilla sobre-adyacente representa una muy buena barrera que favorece la contención de la fractura desde dos puntos de vista diferentes:

- Barrera de esfuerzo: por tener un mayor gradiente de fractura que las arenas del “intervalo preferencial superior”.
- Barrera de rigidez: por tener relativos bajos índice de fragilidad y módulo de Young y, adicionalmente, relativos altos gradiente de fractura y relación de Poisson.

La Figura 3 presenta una ampliación del “intervalo preferencial inferior” el cual contiene tres arenas. Tal como se observa en la Figura 3, Existen dos arcillas sobre-adyacentes al “intervalo preferencial inferior” que representan buenas barreras para la contención de la fractura no solo como barreras de esfuerzo sino también como barreras de rigidez (alto gradiente de fractura, alta relación de Poisson y bajo módulo de Young).

Selección final del intervalo y arena de inyección

De forma multidisciplinaria, finalmente se seleccionó como punto de inyección la arena más profunda del “intervalo preferencial inferior” (Figura 3). Las siguientes son algunas razones que respaldan esta decisión:

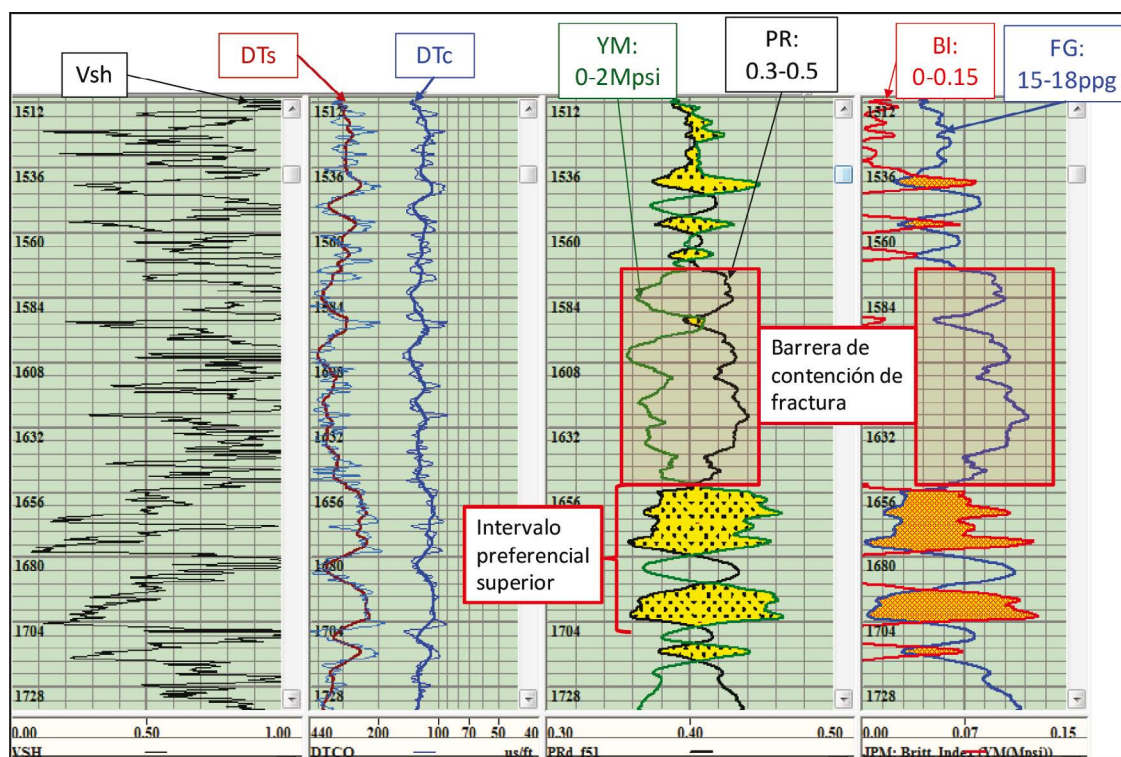


Figura 2. Ampliación del “intervalo preferencial superior” donde se puede observar las barreras de esfuerzo y rigidez que favorecen la contención de fractura.

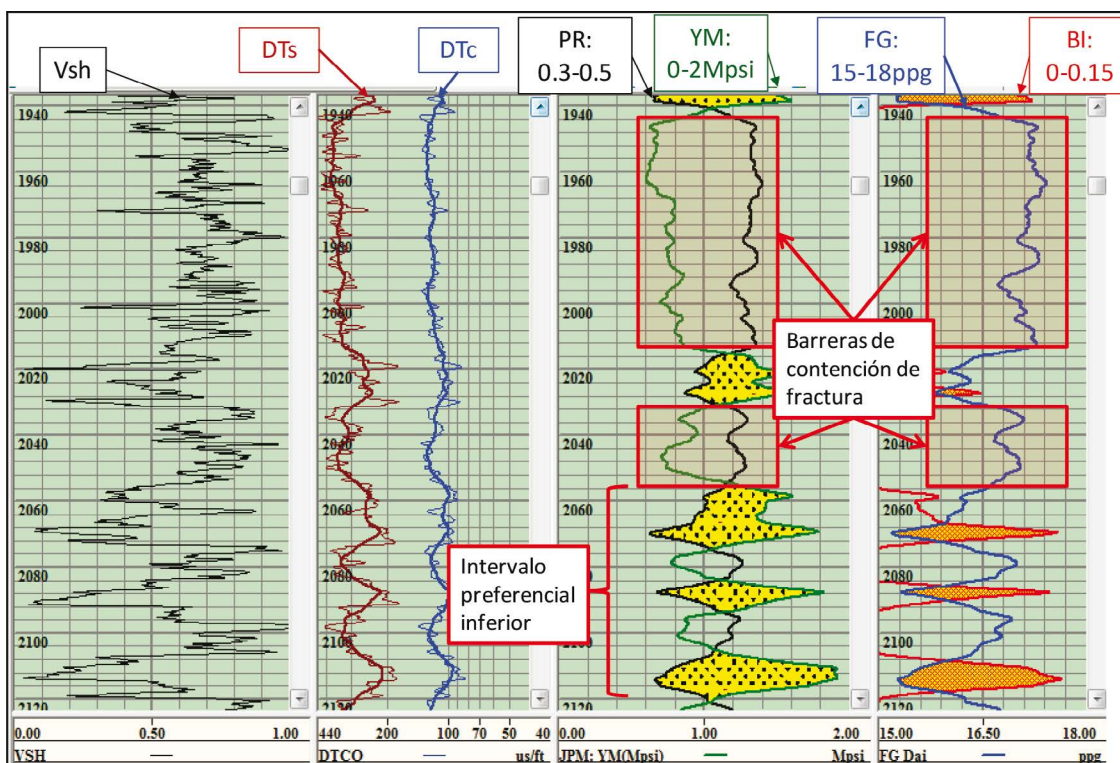


Figura 3. Amplificación del “intervalo preferencial inferior”. Obsérvese que este intervalo está ubicado bajo dos barreras consecutivas de esfuerzo y rigidez que favorecen la contención de fractura.

- En lugar de una, existen dos barreras de contención sobre “el intervalo preferencial inferior”.
- En caso de NO lograr inyectar dentro la arena más profunda, existían otras dos arenas de contingencia dentro del mismo “intervalo preferencial inferior”.
- Si después de haber intentado inyectar en las tres arenas del “intervalo preferencial inferior” no se hubiera logrado éxito, existía la contingencia de las dos arenas del “intervalo preferencial superior”.

El intervalo finalmente cañoneado para la re-inyección de detritos va desde 2108 hasta 2120 m MD (1931.6 a 1943.1 m TVD).

Tendencia del azimuth de la(s) fractura(s) generada(s)

A diferencia de una fractura hidráulica convencional, la inyección de detritos es un proceso complejo debido a que se inyectan decenas de baches a diferentes tiempos. Después de cada bache, muy seguramente, se genera un estado de esfuerzos nuevo en el sistema. Por lo anterior, la forma de la red de fracturas puede llegar a ser demasiado compleja. No obstante, si existe anisotropía de esfuerzos, el volumen de fracturas generadas debe seguir la tendencia del esfuerzo

horizontal máximo. La Figura 4 presenta la dirección del esfuerzo máximo (SH), obtenido de “breakouts”, en el área.

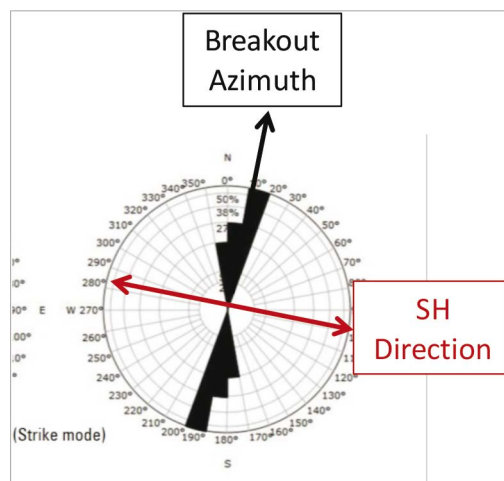


Figura 4. Dirección de esfuerzo horizontal máximo (SH) en el área del pozo en estudio. Se espera que la red compleja de fracturas generadas durante la re-inyección tenga una tendencia global igual a la dirección del esfuerzo horizontal máximo (SH)

Incremento de la presión de inyección debido a la tortuosidad geomecánica

La Figura 5 presenta el perfil de inclinación y azimuth del pozo (parte izquierda) y la comparación entre el azimuth del pozo y la orientación del esfuerzo máximo, SH (parte derecha). Los siguientes son algunos aspectos relevantes observados de la Figura 5:

- La inclinación promedia del pozo en la zona de interés es 16° - 20° .
- El azimuth del pozo es perpendicular al azimuth del plano de fractura.

Estos dos aspectos conllevan a que exista “tortuosidad geomecánica” para iniciar y propagar la fractura en las cercanías del pozo hasta que la trayectoria de la fractura se alinee con el plano de fractura dentro de la formación (ver Figura 6).

En general, la “tortuosidad geomecánica” se traduce en un incremento de la presión requerida para crear y propagar la fractura hidráulica. Este incremento de presión es función de la inclinación del pozo, siendo máximo cuando la inclinación del pozo es de 90° . La inclinación del pozo en estudio es 16° , lo que implica que el impacto de tortuosidad sea bajo. De todas formas, para disminuir el impacto de tortuosidad, se recomendó cañonear solamente una de las tres arenas de tal forma que la energía proveniente de la presión de inyección se concentre en vencer un solo punto de tortuosidad en lugar de varios puntos de tortuosidad simultáneamente.

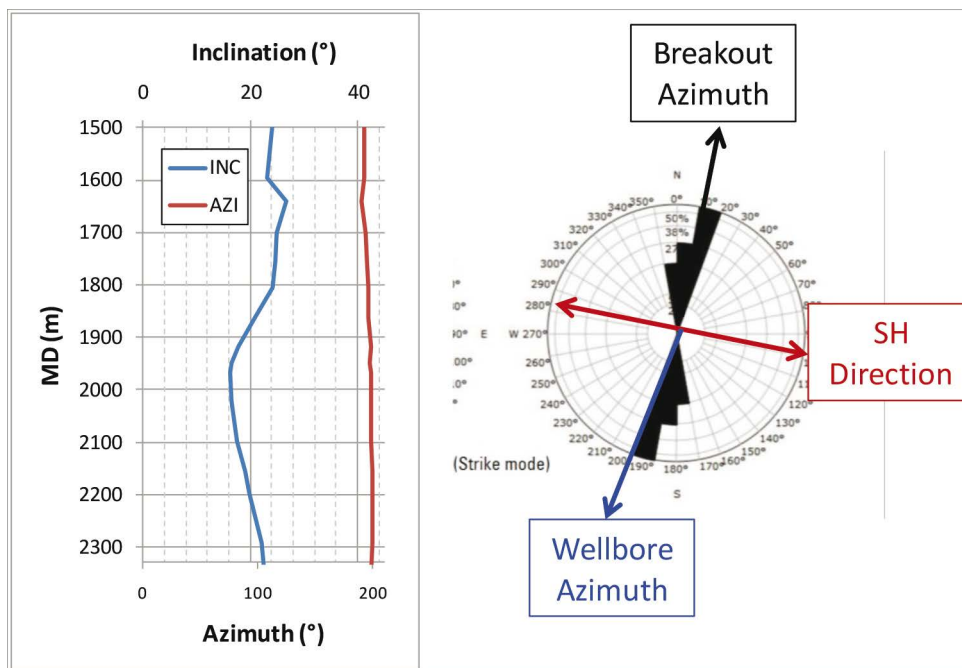


Figura 5. Inclínación y azimuth del pozo en estudio (parte izquierda) y comparación del azimuth del pozo con la dirección del esfuerzo horizontal máximo (SH).

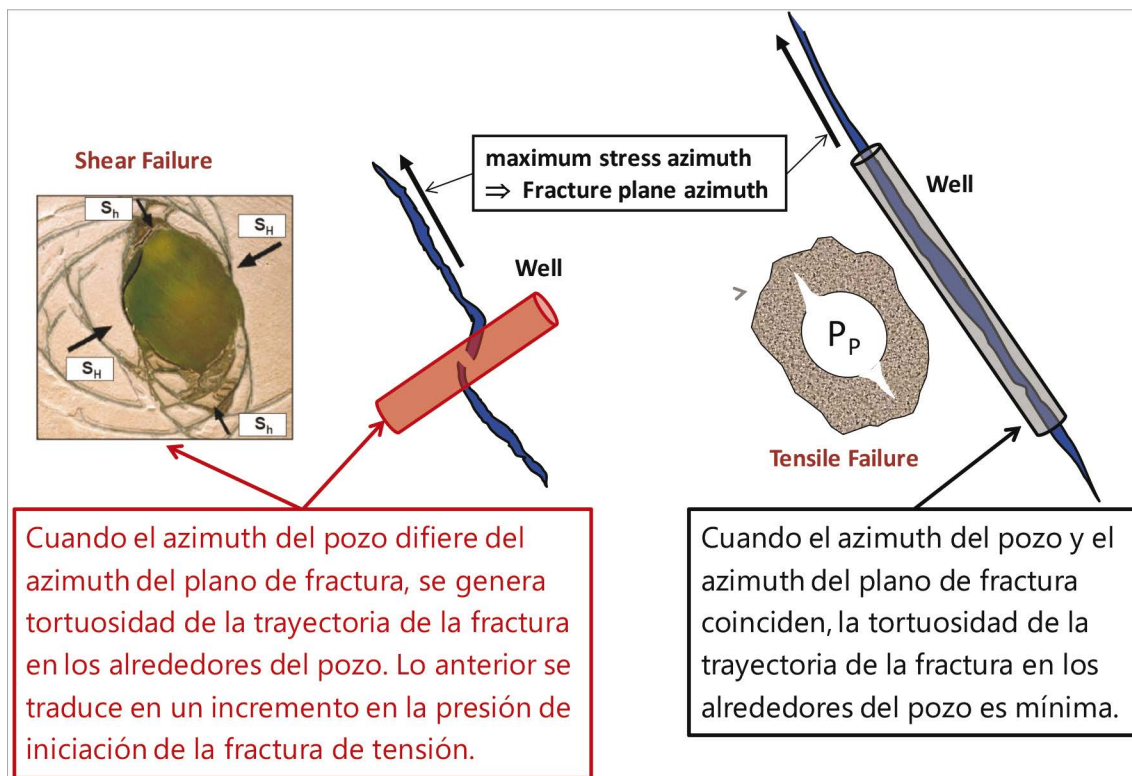


Figura 6. Ilustración del efecto de "tortuosidad geomecánica". La tortuosidad geomecánica es máxima cuando el azimuth del pozo es perpendicular al plano de fractura (azimuth del esfuerzo máximo horizontal) y la inclinación del pozo es 90°. No obstante el azimuth del pozo en estudio es perpendicular al plano de fractura, su inclinación es 16°. Debido a su baja inclinación, el efecto de "tortuosidad geomecánica", el cual se traduce en un incremento de la presión requerida para crear y propagar la fractura, es mínimo.

Evaluación de la potencial ruptura de las capas sello sobre- y sub-adyacente a la Formación de inyección

Una pregunta vigente desde la etapa de planeación hasta el final del proyecto de re-inyección de detritos en la formación de inyección ha sido: ¿Se han mantenido los volúmenes de detritos inyectados dentro de un dominio permisible (formación de inyección)? ¿Hacia dónde han migrando los volúmenes de detritos inyectados?

Muy probablemente, no existe en el mercado software que pueda reproducir el grado de complejidad de los fenómenos físicos/geomecánicos que ocurren durante todo el proceso de inyección de detritos. Adicionalmente, debido a la falta de información, no es posible construir un modelo geomecánico 3D para alimentar un software, en caso de existir y ser viable, que reproduzca la complejidad física de la inyección de detritos por baches.

Debido a lo anterior, se decidió realizar una evaluación 1D sobre la potencial ruptura de las capas sello sobre- y sub-adyacente a la formación de inyección. La Figura 7 presenta un perfil del gradiente de fractura (basado en el esfuerzo mínimo) del pozo en estudio en la zona de interés. La estrella roja representa el intervalo cañoneado para inyectar detritos. La línea roja representa la “línea de tendencia de contención de fractura” la cual, dentro de este contexto, es definida como el contorno de la curva del gradiente de fractura. De acuerdo a esta definición, a mayor valor de la “línea de tendencia de contención de fractura” en las capas adyacentes, mayor capacidad de contención de fractura dentro la formación de inyección.

Tal como se observa de la Figura 7, los valores representados por la “línea de tendencia de contención de fractura” se incrementan por encima del intervalo de inyección a una tasa mayor que por debajo del mismo. Lo anterior indica que si el dominio fracturado se extendiera hacia las afueras de la formación de inyección, lo que no necesariamente tiene que ocurrir, lo haría hacia la formación inferior y no hacia la parte superior.

Un punto importante es que la contención del volumen fracturado no solamente depende del gradiente de fractura sino también del espesor de las acillas: para una mismo gradiente de fractura, a mayor espesor de formación, mayor capacidad de contención de fractura. De hecho, la capacidad de contención de la fractura (la cual notaremos como CCF) es proporcional al producto de gradiente de fractura S_h por el espesor de la formación (h). Es decir:

$$CCF \propto (S_h \times h)$$

O bien:

$$CCF = k \times (S_h \times h) \quad (4)$$

En la Ecuación (4), k es la constante de proporcionalidad.

Es físicamente razonable definir un índice de contención de fractura (ICF) – es decir, un indicador de la capacidad de contención de fractura – que sea función de ambos: gradiente de fractura y espesor del las capas de una misma litología. Este índice se puede definir de la siguiente forma:

$$ICF = \frac{CCF - CCF_{min}}{CCF_{max} - CCF_{min}} \quad (5)$$

Sustituyendo la Ecuación (4) en la Ecuación (5) se obtiene:

$$ICF = \frac{(S_h \times h) - (S_h \times h)_{min}}{(S_h \times h)_{max} - (S_h \times h)_{min}} \quad (6)$$

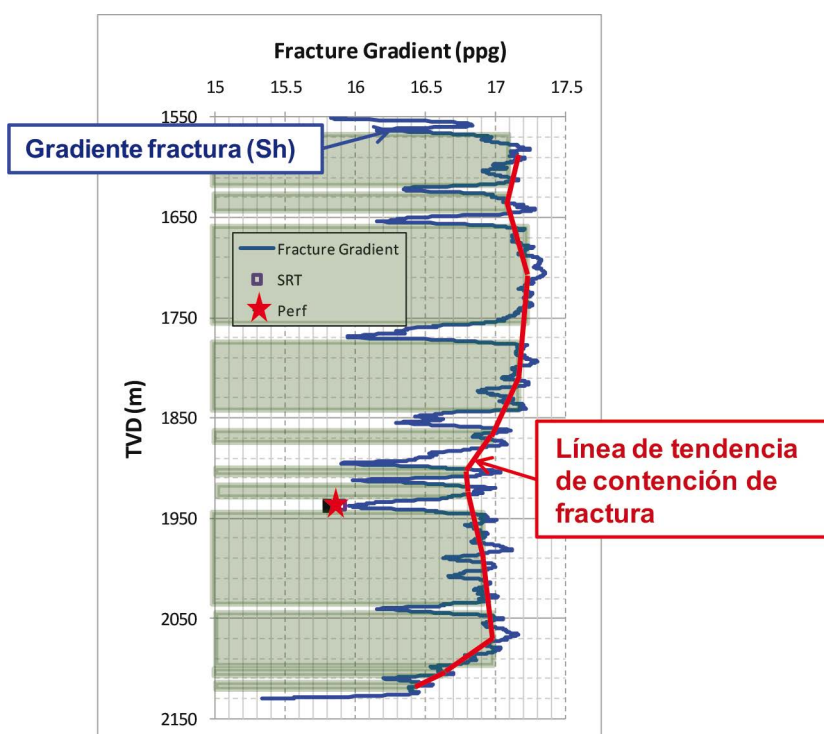


Figura 7. Ilustración de la “línea de tendencia de contención de fractura” indicando que si el dominio fracturado se extendiera hacia las afueras de la formación de inyección, lo haría hacia la formación inferior y no hacía la parte superior.

La Figura 8 presenta el ICF en función de profundidad para la zona de interés del pozo en estudio. El cuadro negro representa el intervalo cañoneado para inyección. De la Figura 8 se concluye que definitivamente el volumen fracturado – y por tanto el volumen de detritos inyectado – está contenido dentro el intervalo entre 1850 y 1950 metros. La Figura 8 también indica que la propagación de fracturas debe ser radial.

Monitoreo del esfuerzo mínimo (presión de cierre) y la presión de extensión

Una de las estrategias básicas en todo proyecto de inyección de detritos es monitorear el esfuerzo mínimo (presión de cierre) y la presión de extensión en función del tiempo. Un incremento del esfuerzo mínimo y presión de extensión es indicativo de pérdida de capacidad de la formación para continuar almacenando detritos. El monitoreo de estos dos atributos con el número baches inyectados se puede efectuar realizando pruebas diseñadas específicamente para este propósito (por ejemplo, mediante “*Step Rate Tests (SRT)*” y “*Step Down Tests (SDT)*”) o analizando los periodos de cierre después de la inyección de cada bache. Normalmente, una prueba diseñada específicamente para la estimación del esfuerzo mínimo y presión de extensión conlleva a resultados significativamente más confiables que el análisis del período de cierre después de cada bache.

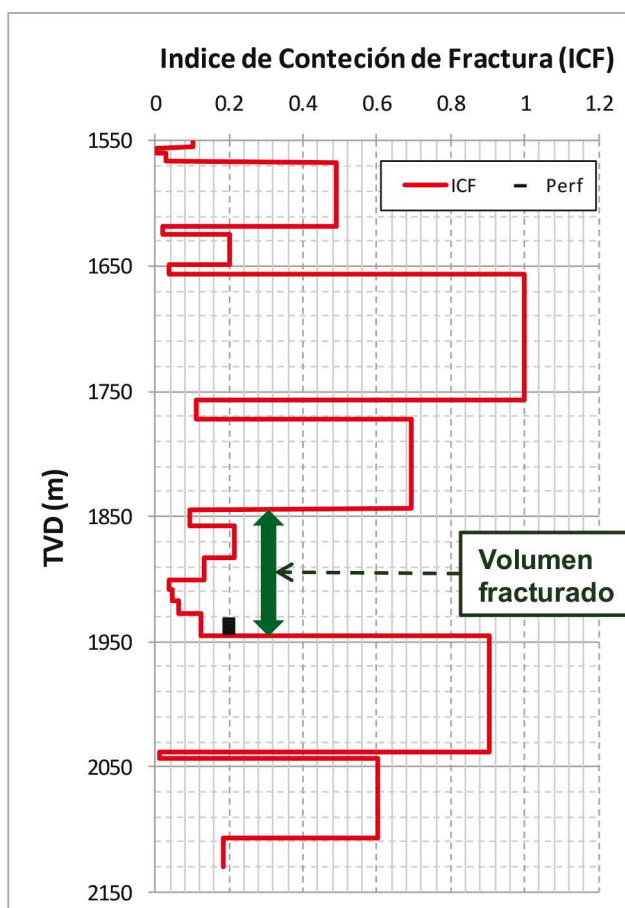


Figura 8. Índice de contención de fractura, ICF, en función de profundidad – pozo en estudio. El cuadro negro representa el intervalo cañoneado para inyección. El perfil del ICF indica que el volumen fracturado – y por tanto el volumen de detritos inyectado – está contenido dentro el intervalo entre 1850 y 1950 metros y que la propagación de fracturas es radial.

Monitoreo del esfuerzo mínimo (presión de cierre) y presión de extensión mediante “*Step Rate Tests*” (SRT): Durante una SRT, la inyección se incrementa por pasos hasta que el comportamiento de la presión indique que se ha excedido la presión de extensión de fractura, lo cual se observa del

cambio en la pendiente de un gráfico de presión estabilizada en función de la tasa de inyección. La Figura 9 presenta la tasa de inyección en función del tiempo para la SRT realizada en el pozo en estudio antes de iniciar la inyección del primer bache de detritos. La Figura 10 presenta la tasa de inyección en cada paso ("*Step Rate*") en función de la presión de fondo ("*BHP average*") estabilizada.

La Figura 10 revela una presión de extensión de fractura aproximadamente igual a 0.83 psi/ft. Con la finalidad de re-confirmar el resultado anterior, se ha realizado un gráfico de la derivada acumulada dQ_i/dP en función de la presión de fondo estabilizada (Mandal *et al.*, 2005).

Este tipo de gráfico ha sido extremadamente útil para precisar la presión de extensión de fractura en algunos pozos de campos operados por PLUSPETROL en Argentina y Bolivia. La Figura 11 presenta el comportamiento de la derivada acumulada dQ_i/dP ("*cummulative dQ_i/dP*") en función de la presión de fondo estabilizada ("*BHP average*") correspondiente a los datos presentados en las Figuras 9 y 10. De este último gráfico se confirma un valor de presión de extensión de 0.83 psi/ft.

El esfuerzo mínimo (presión de cierre) se puede obtener graficando la presión de fondo estabilizada (BHP) en función de la tasa de inyección en cada paso ("*Step Rate*") y extrapolando la segunda recta hasta interceptar el eje vertical, tal como se ilustra en la Figura 12 para los datos presentados en las Figuras 9, 10 y 11.

Durante el proyecto de inyección de detritos en el pozo en estudio se realizaron un total de cuatro pruebas SRT a diferentes tiempos. La Tabla 1 presenta los resultados obtenidos en estas cuatro pruebas. De la Tabla 1 se observa que, desde un punto de vista práctico, las presiones de cierre y de extensión de fractura se mantuvieron aproximadamente constantes indicando que la formación mantuvo capacidad de almacenamiento durante todo el tiempo de inyección.

Fecha	Pc (S_h) (psi)	P extensión (psi)
Julio 17, 2014	5182	5570.3
Oct. 3, 2014	5332	5547.3
Dic. 12, 2014	5225	5516.4
Enero 30, 2015	5296	5492

Tabla 1. Resultados de pruebas SRT realizadas en el pozo en estudio durante el proyecto de inyección de detritos.

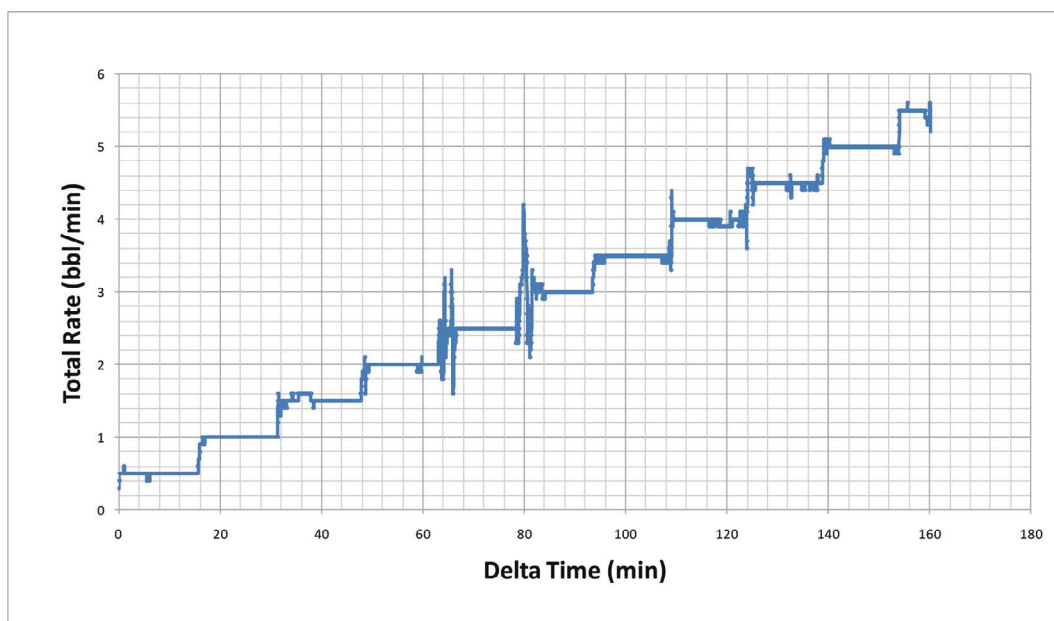


Figura 9. Tasa de inyección en función del tiempo para una de las varias SRT realizadas en el pozo en estudio antes de iniciar la inyección del primer bache.

Monitoreo del esfuerzo mínimo mediante el análisis de los periodos de cierre después de cada bache: Este método de análisis asume que el comportamiento de la presión de cierre instantánea, ISIP (*Instantaneous Shut-In Pressure*), es representativo del comportamiento del esfuerzo mínimo. La Figura 13 presenta el Comportamiento típico de la presión de fondo y tasa de flujo durante la inyección y cierre de un bache de detritos en el pozo en estudio. En la curva de presión presentada

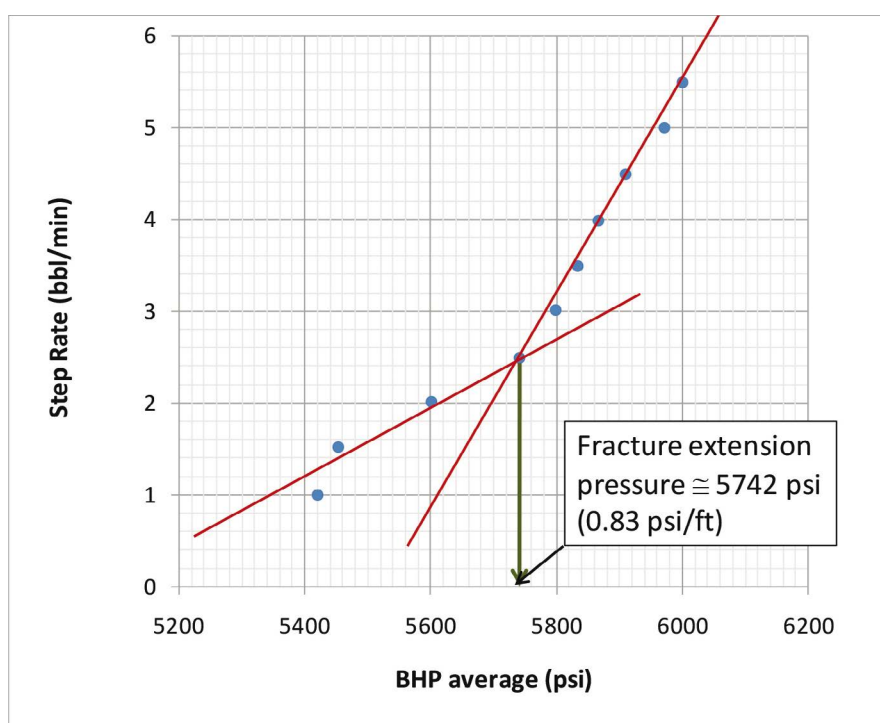


Figura 10. Tasa de inyección en cada paso ("Step Rate") en función de la presión de fondo estabilizada ("BHP average") en el pozo en estudio antes de iniciar la inyección del primer bache.

en la esta última figura se pueden definir algunos términos de gran utilidad en el monitoreo de la evolución de inyección de detritos:

- Presión de cierre (“*shut-in pressure*”): Hace referencia a la presión de cierre entre baches.
- Presión terminal (“*terminal pressure*”): hace referencia a la mínima presión alcanzada después de un periodo de cierre y antes de iniciar la inyección de un nuevo bache.
- Presión pico (“*peak pressure*”): Hace referencia a la máxima presión alcanzada durante la inyección de un bache.

Figura 11. Comportamiento de la derivada acumulada dQ_i/dP (“cumulative dQ_i/dP ”) en función de la presión de fondo estabilizada (“BHP average”) para los datos presentados en las Figuras 9 y 10.

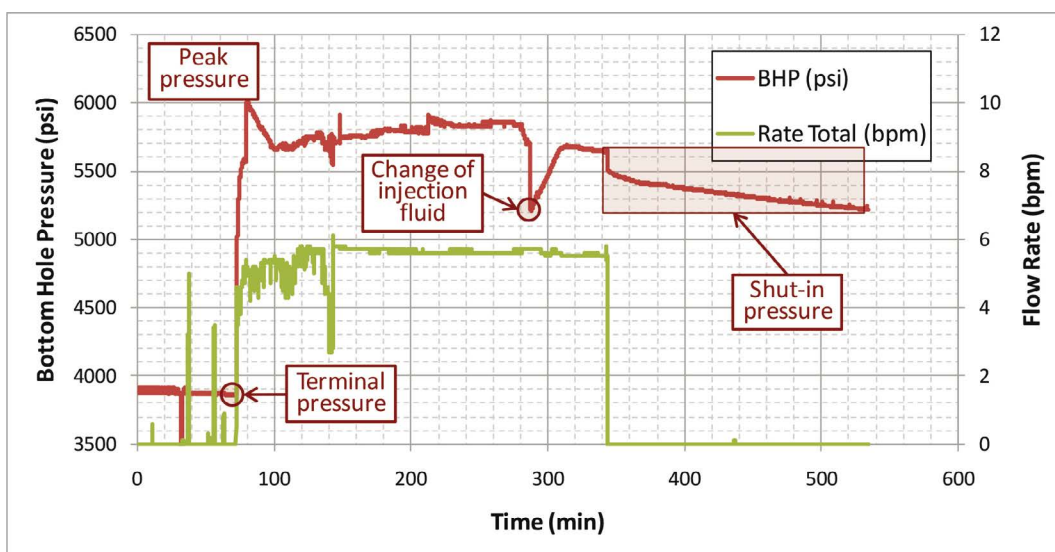
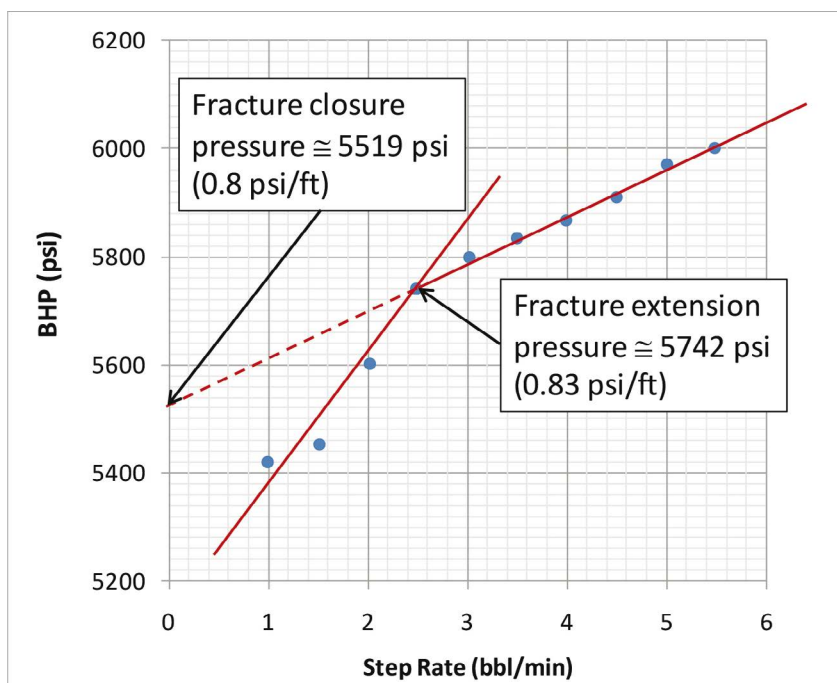


Figura 12. Presión de fondo estabilizada (BHP) en función de la tasa de inyección en cada paso (“Step Rate”) para el pozo en estudio. El esfuerzo mínimo (presión de cierre) se puede estimar extrapolando la segunda recta hasta interceptar el eje vertical.

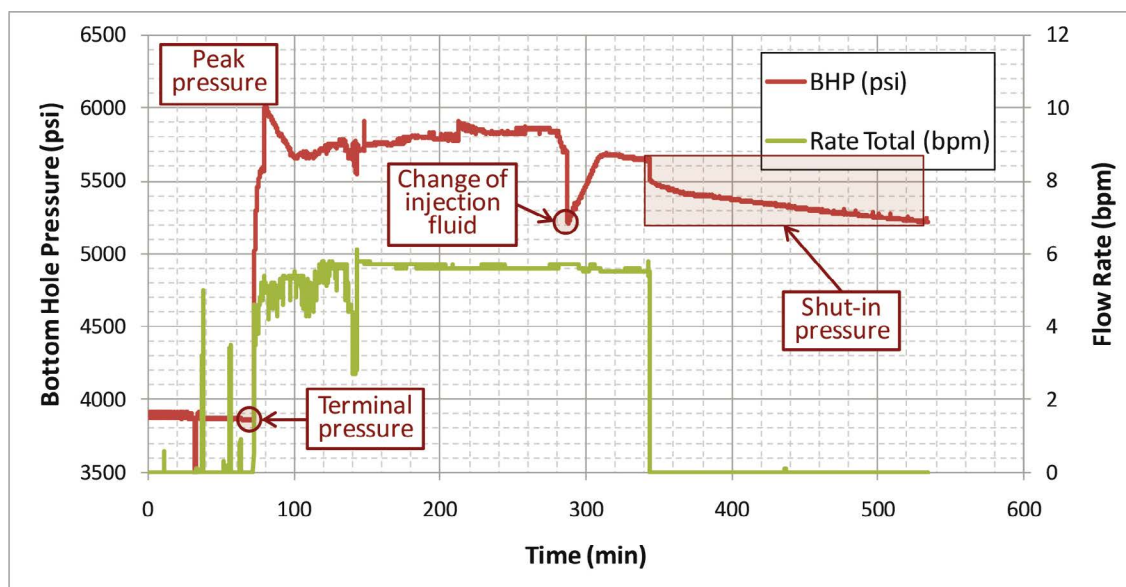


Figura 13. Comportamiento típico de la presión de fondo y tasa de flujo de inyección durante la inyección y cierre de un bache de detritos en el pozo en estudio.

La Figura 14 presenta una ampliación de la curva de presión de cierre que aparece dentro del cuadro rojo en la parte superior derecha de la Figura 13. Tal como se ilustra en la Figura 14, el ISIP se define como el punto de presión de cierre donde la máxima pendiente empieza a disminuir y la curva de presión de cierre se desvía de ser una línea recta.

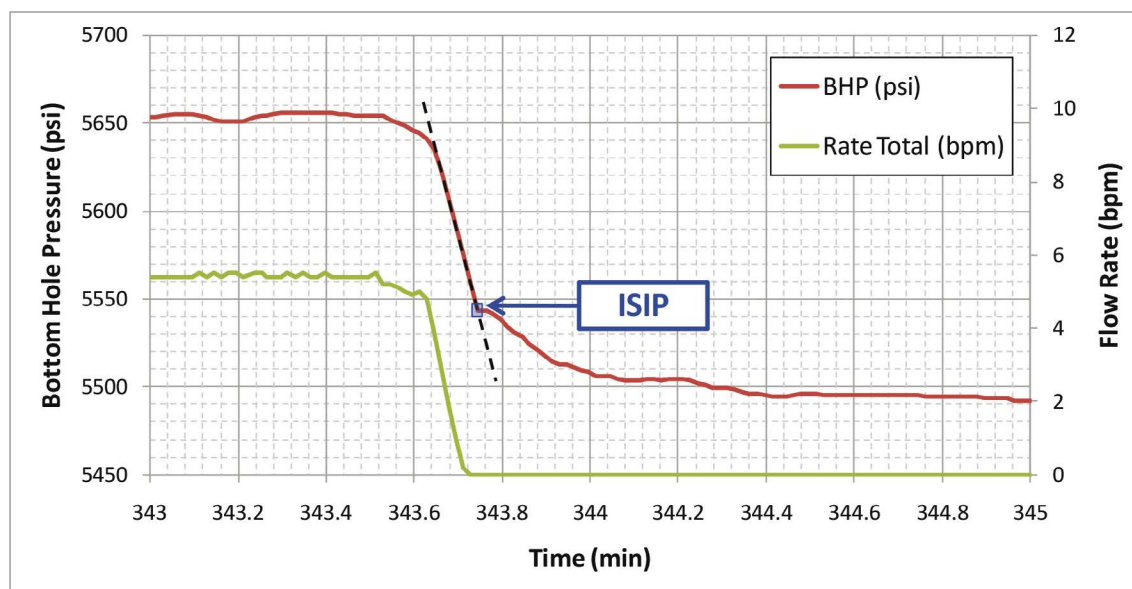


Figura 14. Determinación del ISIP del período de cierre.

La Figura 15 presenta las envolventes de presiones pico (*“peak pressure”*), ISIP y presiones terminales (*“terminal pressure”*) correspondiente a los baches de detritos provenientes del pozo

A-1 e inyectados en el pozo en estudio. Estas tres variables presentan una tendencia más o menos constante, especialmente el ISIP. Las fluctuaciones de las presiones pico y terminales pueden estar asociadas a que el cálculo de las presiones de fondo se realiza con base a la presión en cabeza más la columna hidrostática sin considerar otras componentes como, por ejemplo, pérdidas de presión por fricción y cambios en la densidad del fluido en el pozo. De otro lado, las presiones terminales también están afectada por los tiempos de cierre. En teoría, las presiones terminales son los valores estabilizados cuando los tiempos de cierre son significativamente altos lo que, naturalmente, no es económicamente viable en la práctica.

Las tendencias aproximadamente constantes con el tiempo de las presiones pico, ISIP y presiones terminales, durante la inyección de los baches de detritos provenientes del pozo A-1 (Figura 15), revelan la excelente capacidad de almacenaje de la formación de inyección durante este período de inyección. Posteriormente se procedió a la inyección de los baches provenientes los pozos A-2 y A-3. La Figura 16 presenta las presiones pico, ISIP y terminales para todo el periodo de inyección (es decir, incluye la información de los tres pozos). La Figura 16 también incluye los valores promedios de presiones de cierre y de extensión de fractura obtenidas de pruebas SRT (véase la Tabla 1). Tal como se observa en la Figura 16, a pesar de que aparentemente existe un incremento en la presión terminal con el tiempo de inyección, las presiones pico e ISIP se mantienen aproximadamente constantes. Obsérvese que los valores de ISIP obtenidos de los periodos de cierre después de la inyección de cada bache calibran muy favorablemente con el promedio de las presiones de cierre obtenidas de las SRT (Tabla 1). La tendencia ascendente de la presiones terminales en la Figura 16 puede ser meramente ficticia y muy probablemente se debe a períodos de cierre relativamente cortos o a efectos en las cercanías del pozo.

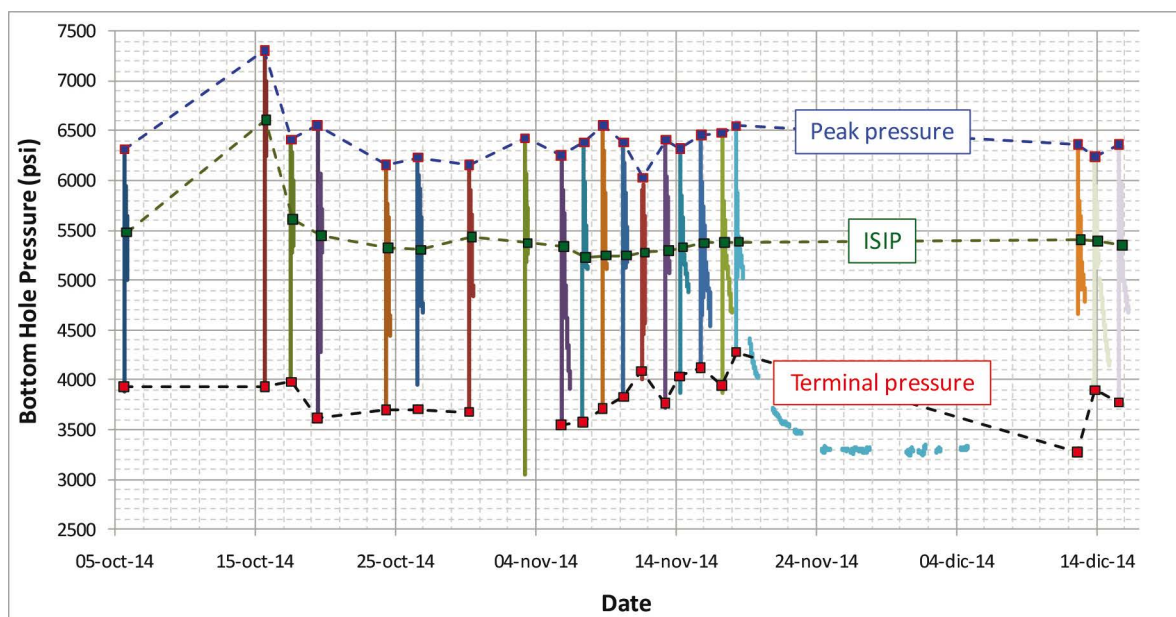


Figura 15. Presiones pico ("peak pressure"), ISIPs y presiones terminales ("terminal pressure") correspondiente a los baches de detritos provenientes del pozo A-1 e inyectados en el pozo en estudio.

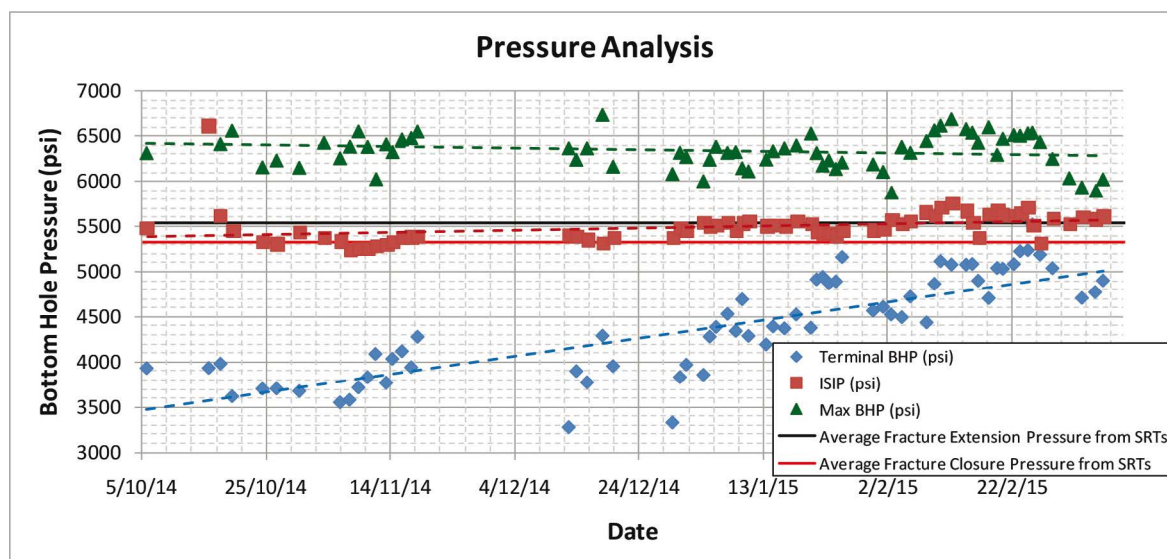


Figura 16. Presiones pico (“Max BHP (psi)”), ISIPs y presiones terminales (“terminal BHP”) correspondiente a los baches de detritos provenientes de los pozos A-1, A-2 y A-3 e inyectados en el pozo en estudio.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La adecuada planeación, ejecución y monitoreo de los procesos de inyección de detritos garantiza que sea un proceso confiable, seguro y ambientalmente amigable para el manejo de desechos de perforación.

Un modelo geomecánico calibrado adecuadamente es una herramienta valiosa en los procesos de inyección de cortes para la selección de las zonas de inyección que garanticen la inyectividad y el confinamiento de los detritos.

El monitoreo cuidadoso de los parámetros de inyección como presiones, densidades caudales, entre otros, ayuda a garantizar la inyectividad y el confinamiento de las fracturas generadas durante el proceso de inyección de detritos.

La confiabilidad, precisión y periodicidad de la información registrada durante las operaciones de inyección de detritos tiene un alto impacto en el análisis y aseguramiento geomecánico en tiempo real.

La selección de la zona de inyección junto con el monitoreo de los parámetros de inyección pudo garantizar el confinamiento de los fluidos inyectados en el pozo en estudio.

REFERENCIAS CITADAS

Al-Shobaili, Y.M, K.M. Bartko, P.E. Gagnard, M. Warlick y A. Shah Baim, 2009, “Drill Cuttings Re-Injection (CRI) Assessment for the Manifa

Field: An Environmentally Safe and Cost-Effective Drilling Waste Management Strategy”, Saudi Aramco journal of technology, Fall 2009.

- Bai, M., A. Díaz, J. McLennan y J. Reyna, 2013, "Importance of Fracture Closure to Cuttings Injection Efficiency, Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing", IntechOpen, <<https://www.intechopen.com/books/effective-and-sustainable-hydraulic-fracturing/importance-of-fracture-closure-to-cuttings-injection-efficiency>>
- Guo, Q. y T. Geehan, 2004, "An Overview of Drill Cuttings Re-Injection – Lessons Learned and Recommendations", 11th International Petroleum Environmental Conference Albuquerque, New Mexico, October 12-15, 2004.
- Mandal, D., A. Qazi, S. Abdullah y A. Bu-Qurais, 2005, "New Step Rate Test Analysis Technique Aids Determination of Fracture Pressure for Waterflood Design in Kuwait Reservoirs", SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 12-15 March, Kingdom of Bahrain
- Marika, E., F. Uriansrud, R. Bilak y M.B. Dusseault, 2009, "Achieving Zero Discharge E&P Operations using Deep Well Disposal", World Heavy Oil Congress, Puerto La Cruz, Venezuela.
- Veil, J.A. y M.B. Dusseault, 2003, "Evaluation of Slurry Injection Technology for Management of Drilling Wastes", Report prepared for the U.S. Department of Energy, National Petroleum Technology Office.
- Xia, G., R. Bilak, E. Marika, H.A. Al-Shehri y F.Y. Al-Qahtani, 2014, "Performance Assessment of Cuttings Re-Injection (CRI) Operations at the Manifa OilField, KSA, Rock Mechanics for Natural Resources and Infrastructure, SBMR 2014 – ISRM Specialized Conference 09-13 September, Goiania, Brazil.