

ESTIMACIÓN DE PRESIÓN DE FORMACIÓN EN POZOS INYECTORES CON INSTALACIONES SELECTIVAS

Autores:

Enrique Gustavo Leisen Hadid eleisenhadid@pan-energy.com Pan American Energy

Ernesto Gonzalez ejgonzalez@pan-energy.com Pan American Energy

Sergio Quintar squintar@pan-energy.com Pan American Energy

Nicolas Crevani ncrevani@pan-energy.com Pan American Energy

El conocimiento de los valores de presión de formación y su evolución en el tiempo es información clave y determinante para la implementación, monitoreo y optimización de proyectos de barrido con agua.

Debido a la cantidad y complejidad de los reservorios inundados con agua en la cuenca del Golfo San Jorge estos datos son en su mayoría escasos o nulos en pozos inyectores.

Actualmente contamos con la tecnología y know how para la medición directa de presiones con memory de bolsillos, pero esta es muy costosa si se quiere aplicar a gran escala. Una de las informaciones con las que se cuenta son las variaciones de presión y caudal cada vez que se realizan los movimientos de las válvulas reguladoras de fondo (VRF) en el mandril de una instalación selectiva. Esta información es utilizada para evaluar la inyectividad y presión de la capa.

Este trabajo propone una metodología para determinar cuantitativamente los datos de presión, para ello, es necesario contar previamente con un buen ensayo de inyectividad o Step Rate Test (SRT) y los antes mencionados datos de variaciones de caudal y presión.

El mismo consiste en hacer coincidir un punto conocido de Presión y Caudal para un reservorio (información obtenida con el movimiento de VRF de cada mandril) con las rectas de inyectividad obtenidas del SRT de la capa (ya sea por encima o por debajo de la presión de fractura), luego interceptando los caudales requeridos de inyección con el SRT, obtendremos las presiones de inyección y de formación.

Esta metodología tiene el potencial de suministrar una cantidad mayúscula de datos, debido a la frecuencia con que se remueven las VRF.

Temario:

- Introducción.
- Análisis nodal en pozos inyectores
- Inyectividad de formaciones
- Ensayos de inyectividad (SRT)
- Ejemplos de SRT
- Tensión mínima
- Curva de “Outflow”
- Metodología de cálculo propuesta
- Conclusiones
- Bibliografía

Introducción

En los proyectos de recuperación secundaria, un dato fundamental para la implementación, monitoreo y optimización de los mismos son las presiones de formación, producción e inyección. Una particularidad de los proyectos de barrido con agua de la cuenca del golfo San Jorge es la gran cantidad de reservorios individuales que se tienen que inyectar. Cada uno de estos tiene distintas características petrofísicas, volúmenes porales y saturaciones de hidrocarburos. En el caso de querer inyectar en todos los reservorios en forma conjunta, los tiempos requeridos para barrer cada uno de ellos serán muy dispares, llevando el proyecto a requerir mucho tiempo y elevados cortes de agua para obtener factores de recuperación elevados.

La solución tecnológica para controlar los tiempos de barrido de cada reservorio viene dado por las instalaciones selectivas, a través del uso de packer y mandriles. Los primeros tienen la función de separar hidráulicamente cada formación y los segundos alojar en un bolsillo lateral una válvula reguladora de fondo (VRF) que controla el caudal de agua que se inyecta a la capa.

Las instalaciones selectivas pueden llegar a contener hasta 20 zonas separadas hidráulicamente. Una de las desventajas de estas instalaciones de inyección es la imposibilidad de conocer la presión a la que se está inyectando el agua debido al principio de funcionamiento de la VRF.

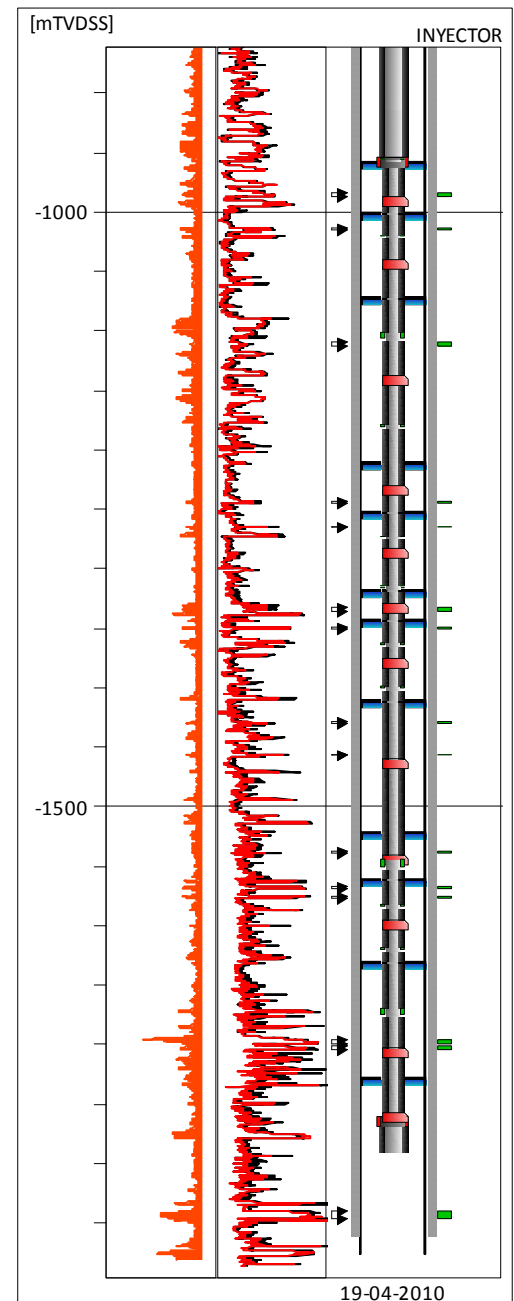
Análisis nodal en pozos inyectoros

Los conceptos de análisis nodal pueden ser aplicados tanto a la producción de fluidos del reservorio como a la inyección de los mismos. Para un punto de análisis en particular en la red de inyección de agua, tendremos una curva de inflow y una curva de outflow, cuya intercepción determinará un caudal de fluido que se inyecta a una presión dada.

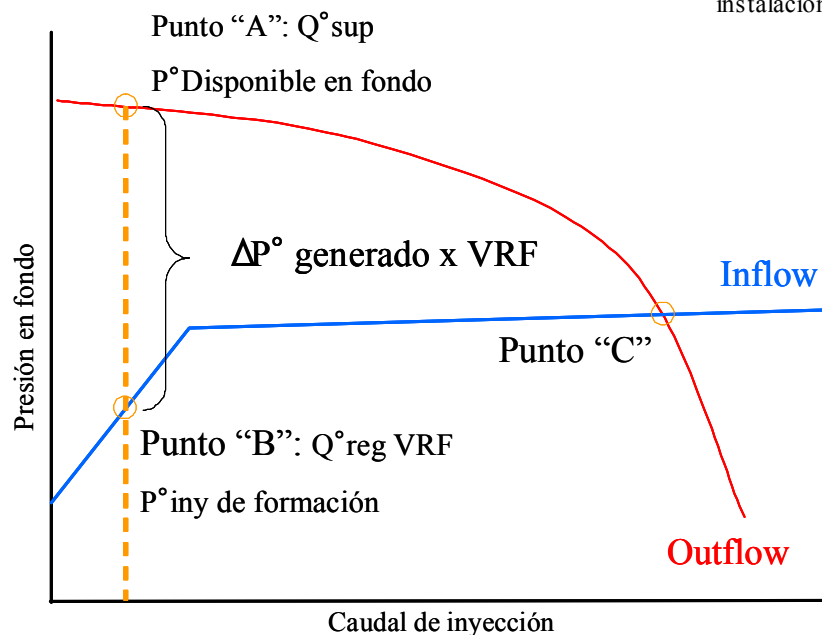
Si situamos nuestro punto de análisis en la cara de los punzados, la curva de outflow (Curva roja) estará determinada por la planta inyectora de agua, la configuración de la red de inyección de agua en superficie y la instalación selectiva del pozo. La curva de inflow (Azul) será la curva de inyectividad de formación.

Del gráfico de ejemplo surgen tres puntos importantes:

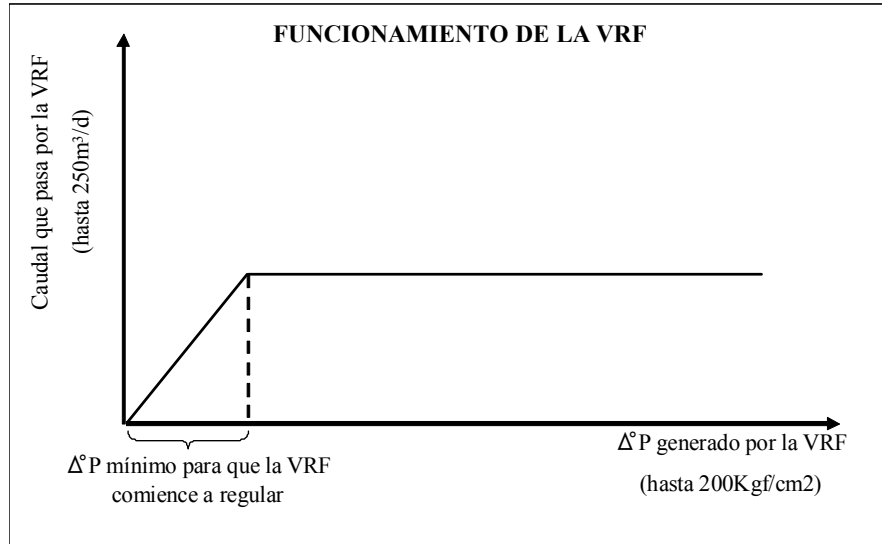
- “A”, corresponde a la intercepción del caudal de inyección deseado con la curva de “Outflow”. Este punto define la presión “disponible” de inyección en fondo a ese caudal.
- “B”, corresponde a la intercepción del caudal de inyección deseado con la curva de “Inflow”. Define la presión en fondo “necesaria” para inyectar el caudal requerido.
- “C”, intercepción de las curvas de Inflow y Outflow, es el caudal y presión en fondo de equilibrio.



Esquema típico de un pozo inyector con su instalación selectiva.



Como la presión de inyección “disponible” es mayor que la “requerida”, se utiliza la VRF que genera una pérdida de carga tal que lleva la presión de inyección a la requerida. Esta VRF tiene la particularidad que superado un diferencial de presión mínimo, llega a un caudal constante independiente del diferencial de presión existente. Por lo tanto con conocer el caudal que está pasando por la VRF no podemos saber que presión hay aguas debajo de esta.



Inyectividad de formación (Curva de inflow)

La inyectividad de una capa es una medida de cuanto se incrementa la inyección de un fluido al incrementar la presión en una unidad.

Repasando la ecuación de Darcy para flujo radial y estado estable:

$$p - p_{wf} = \frac{q \times \mu}{2 \times \pi \times k \times h} \times \ln \frac{r}{r_w}$$

y arreglándola para inyección de agua:

$$p_{iny} - p_{reservorio} = \frac{q_{iw} \times \mu_{agua}}{2 \times \pi \times k_{agua} \times h} \times \ln \frac{r}{r_w}$$

Donde:

- P_{iny} : Presión de inyección en fondo
- $P_{reservorio}$: Presión del reservorio a la distancia r desde el pozo
- q_{iw} : Caudal de inyección de agua
- μ_{agua} : Viscosidad del agua
- k_{agua} : Permeabilidad efectiva al agua
- h : espesor permeable de la capa
- r : distancia desde el pozo a un punto dado del reservorio
- r_w : radio del pozo

Podremos agrupar términos de manera tal que:

$$p_{iny} - p_{reservorio} = \frac{q_{iw}}{\text{Inyectividad}}$$

Siendo la inyectividad función de la permeabilidad efectiva al agua, la viscosidad de la misma, espesor de la capa, radio del pozo y distancia sobre la cual se evalúa la presión del reservorio. Podremos asumir que la inyectividad de formación es constante en el tiempo si están dadas las siguientes condiciones:

- El espaciamiento entre pozos no cambia

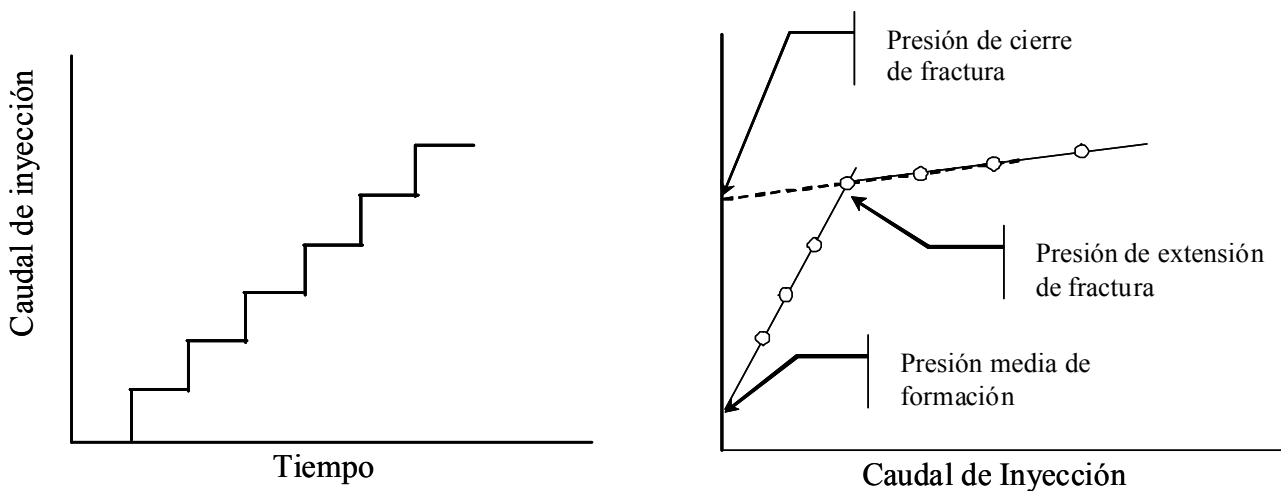
- No hay cambios en el daño de formación
- La permeabilidad efectiva al agua no cambia
- La viscosidad es la misma

Ensayos de inyectividad (SRT)

Para determinar la inyectividad de formación, se puede realizar un ensayo Step Rate Test (SRT). Este se realiza frecuentemente para obtener la presión de fractura. El mismo consiste en inyectar un fluido a diferentes caudales y registrar la presión requerida.

La inyección se hace en escalones y la duración de los mismo (el largo) deben ser cortos e iguales (lo necesario para cambiar el caudal y mantenerlo constante, normalmente 5 minutos) al igual que la altura que deben ser aproximadamente iguales. Los caudales de inyección generalmente van entre 0.5 bbl/min hasta 10 bbl/min y el fluido normalmente utilizado es agua tratada. En casos donde la permeabilidad es muy alta puede ser necesario realizarlo con agua + polímeros para controlar la pérdida de fluido.

Luego en otro gráfico se colocan los puntos definidos por cada escalón (Presión y Caudal), se unen los mismos con rectas y donde se observa un cambio de pendiente se superó la presión de fractura.



Para realizar el análisis es necesario corregir la presión de inyección en superficie a fondo descontando las pérdidas de carga de la sarta de tubings. De no observarse un cambio claro de pendiente (donde se requieren tres puntos por debajo de la presión de fractura y tres por encima) el ensayo no será válido y no podrá utilizarse.

La intercepción de la recta de inyectividad por debajo de la presión de fractura con el eje Y, será la presión de formación a una distancia dada del pozo, que será dependiente de la longitud del ensayo (típicamente unos pocos metros por lo breve del ensayo). La extrapolación de la recta de inyectividad por encima de la presión de fractura con el eje Y será la presión de cierre de fractura.

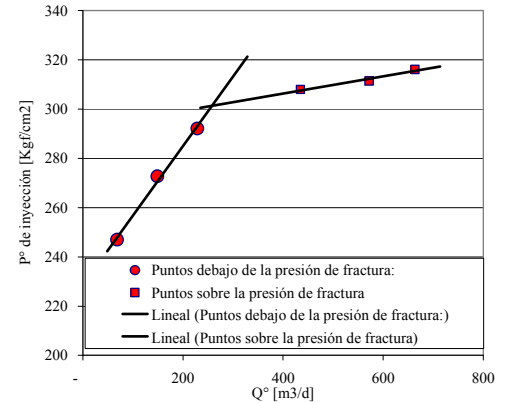
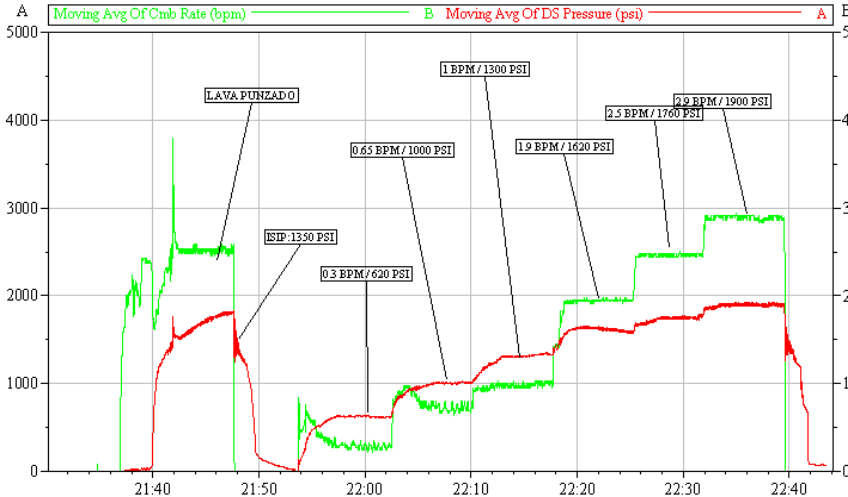
El resultado de este ensayo puede utilizarse como la curva de inflow para la inyección de la capa. A diferencia de los pozos productores, en donde la curva de inflow cambia de pendiente solo cuando la presión de fluencia es menor que la presión de burbuja, para la inyección de una capa, la pendiente cambiará cuando se supere la presión de fractura, en donde se requiere menos energía para lograr los mismos incrementos de caudal de inyección.

Hay que tener presente que aunque se considere que las inyectividades no cambiaran en el tiempo (es decir, no cambian las pendientes de las rectas), si lo hará la presión de formación e inyección. Este es un punto clave para la metodología de cálculo.

Ejemplos de SRT

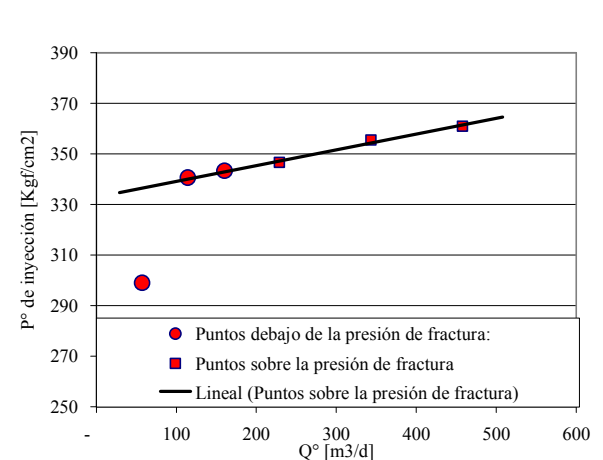
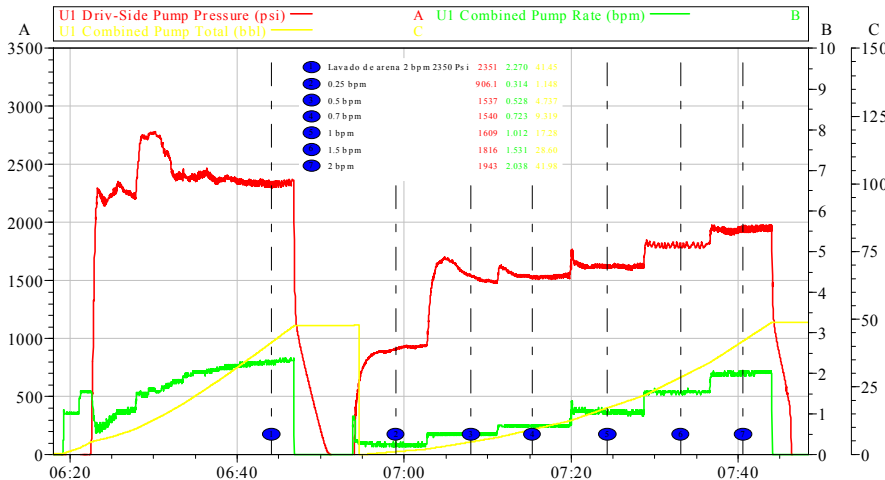
Ejemplo #1

Se observan claramente los escalones de caudal, y a cada uno le corresponde un incremento de presión. Una rápida manera de determinar si el ensayo es bueno, es observar la presión de cierre de fractura (ISIP) luego del lavado de punzados. Si este valor está por encima de los 3 primeros escalones de presión el ensayo es válido y se podrá interpretar.



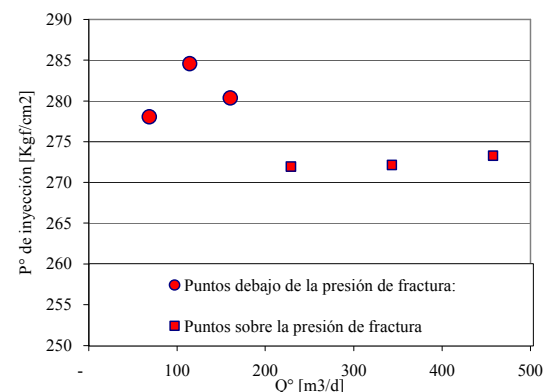
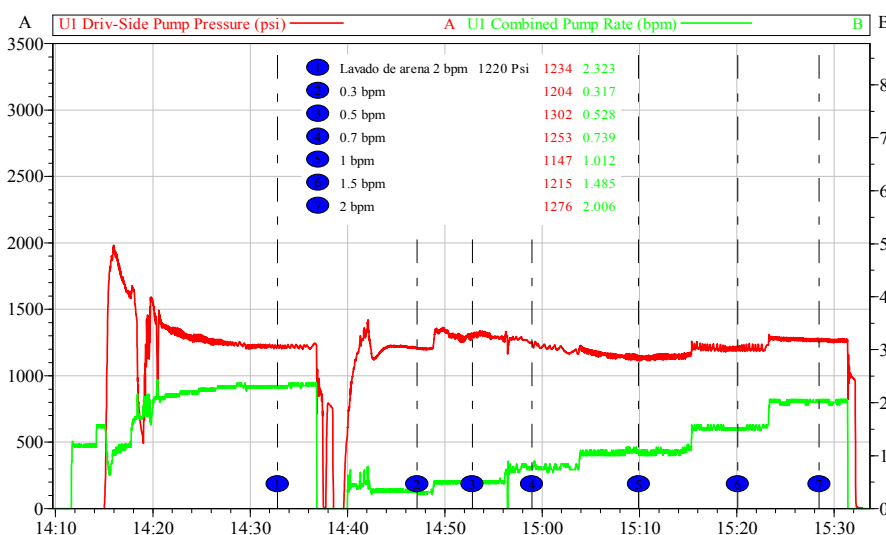
Ejemplo #2

En este ensayo se observa un solo punto por debajo de la presión de fractura, por lo tanto no se podrá determinar cual es la presión de fractura. Nótese la diferencia de altura de los incrementos de presión del primer y segundo escalón respecto a los siguientes. En los dos primeros escalones, el flujo era radial y matricial, en los siguientes ya se había fracturado la formación.



Ejemplo #3

En este ejemplo, todos los escalones se encuentran por encima de la presión de fractura, el ensayo es inválido e inútil.



Tensión mínima de fractura en función de la presión poral

Para poder utilizar el ensayo de inyectividad como curva de Inflow, es necesario comprender como cambia el mismo a medida que la presión de formación cambia.

Las fracturas hidráulicas son siempre perpendiculares a la tensión mínima a la que está sometida la roca, ya que esta es el camino de menos “energía” para generarla. Esta tensión es el parámetro dominante en la geometría de la fractura, y para ambientes geológicos “relajados” es generalmente horizontal, razón por la cual las fracturas serán verticales.

La tensión mínima a la que está sometida la roca está relacionada por la profundidad y presión a través de:

$$\sigma_c \cong K_O(\sigma_v - P_r) + P_r + T$$

Donde:

- σ_c : Tensión mínima o de cierre de fractura
- K_O : Constante de proporcionalidad dependiente de las propiedades de las propiedades elásticas y de falla de la roca, generalmente $\frac{1}{3}$
- σ_v : Tensión vertical producto del peso superior (Overburden pressure)
- P_r : Presión poral del fluido
- T : efectos tectónicos en el stress (típicamente chico)

Despreciando el término T y tomando K_O como $\frac{1}{3}$, podemos expresar la fórmula como:

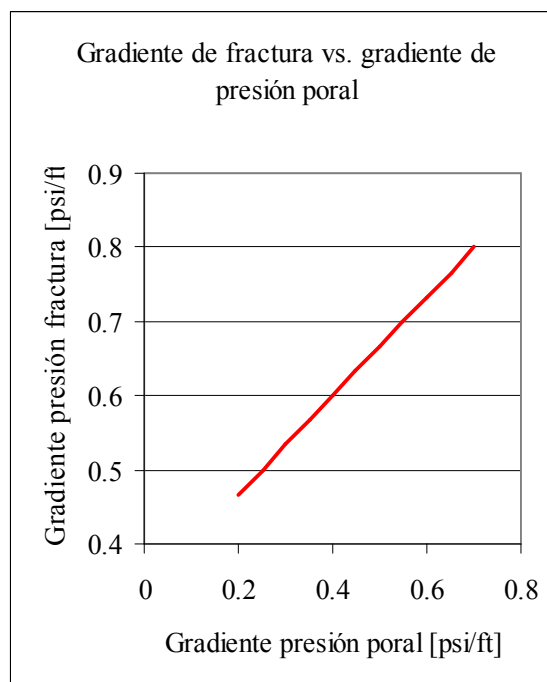
$$\sigma_c \cong \frac{1}{3}(\sigma_v - P_r) + P_r$$

Si dividiéramos cada término por la profundidad, en lugar de tensiones y presiones, tendremos gradientes.

$$\nabla_{fractura} \cong \frac{1}{3}(\nabla_{litológico} - \nabla_{P^{o}poral}) + \nabla_{P^{o}poral}$$

Para condiciones simples, con presiones normales, el gradiente de fractura está entre 0.6 ~ 0.7 psi/ft. El gradiente litológico generalmente es 1 psi/ft y el gradiente de presión dependerá del fluido que contenga la roca. Para agua dulce 0.43 psi/ft, para petróleo 0.35 psi/ft (Oil Gravity: 0.8).

Ahora podemos graficar como cambia el gradiente de fractura contra el gradiente de presión poral:

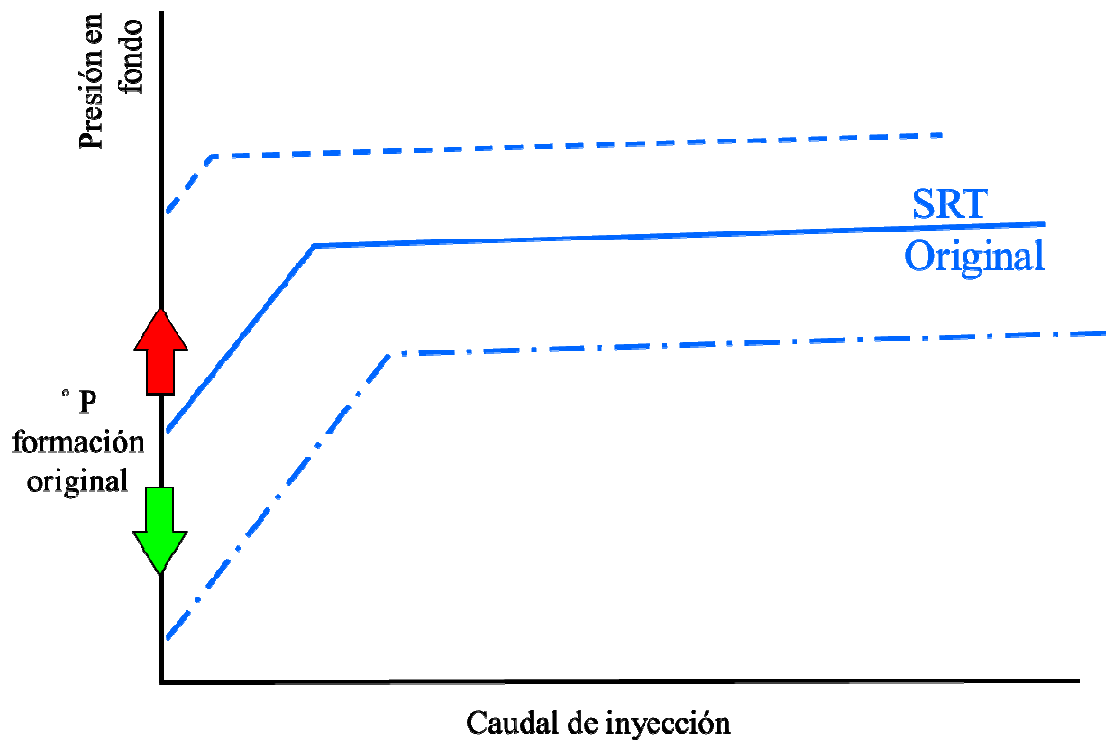


A medida que la capa se va presurizando, la presión requerida para fracturar la formación aumentará también.

Considerando que las pendientes no tienen variación, por que las inyectividades no cambian, y manteniendo la relación establecida anteriormente entre los gradientes de presión y fractura, podremos extrapolar como sería el SRT de una capa a una presión distinta a la del momento en que se realizó el mismo. Esto es necesario ya que para realizar el análisis nodal de una capa se requieren que las curvas de inflow sean representativas o actualizadas. De nada sirve realizar un análisis de los caudales y presiones en juego si voy a utilizar una curva de inflow que nada tiene que ver con las condiciones actuales.

Tomando un SRT como ejemplo, veremos que a medida que la presión de formación aumenta, la curva de inyectividad se desplazará hacia arriba y hacia la izquierda. Para lograr la fractura de la formación, requeriremos mayor presión, pero un caudal menor.

Cuando la capa se depleta, requeriremos menor presión pero mayor caudal para generar la fractura.

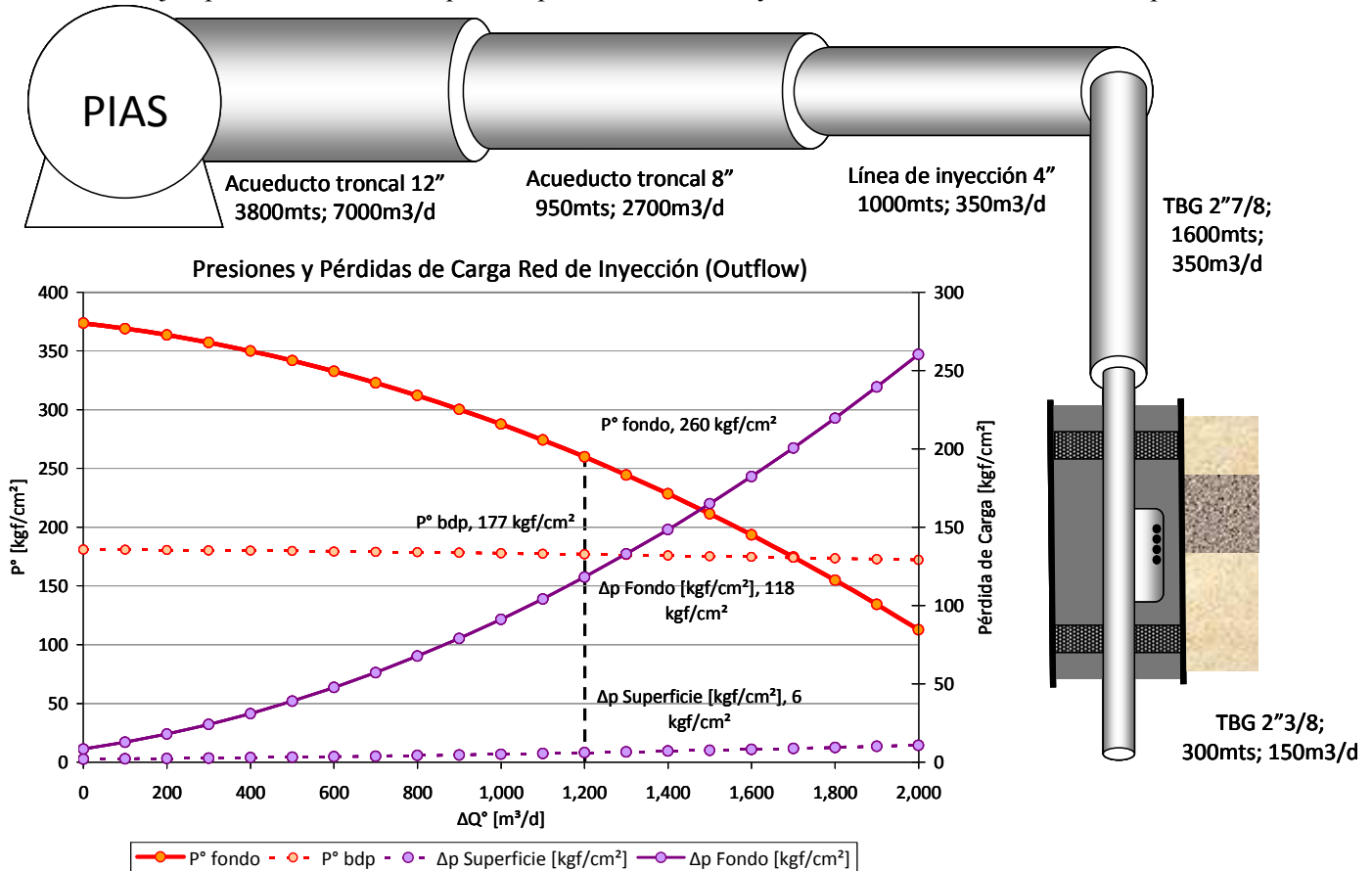


Curva de “Outflow”

La curva de Outflow, dependerá de:

- Cotas de las capas y plantas
- Tipo de planta inyectora (PIAS)
- Longitudes, diámetros, rugosidades y caudales de:
 - Cada tramo de cañería desde la planta hasta la boca de pozo
 - Desde la boca de pozo hasta el mandril.

A modo de ejemplo se muestra un esquema típico de la red de inyección, desde la PIAS hasta la capa.



Del gráfico anterior, podemos observar que por ejemplo, cuando en una capa se inyectan 1200m³/d, la pérdida de carga desde la PIAS hasta la boca de pozo solo será de 6kgf/cm², y que las pérdidas de carga desde la boca de pozo hasta la capa serán de 118kgf/cm². Para tener que evitar calcular esta curva para cada pozo, para el análisis podemos situarnos en la boca de pozo y utilizar los datos reales de variaciones de pérdidas de carga y solo calcular las que se dan dentro de la instalación selectiva.

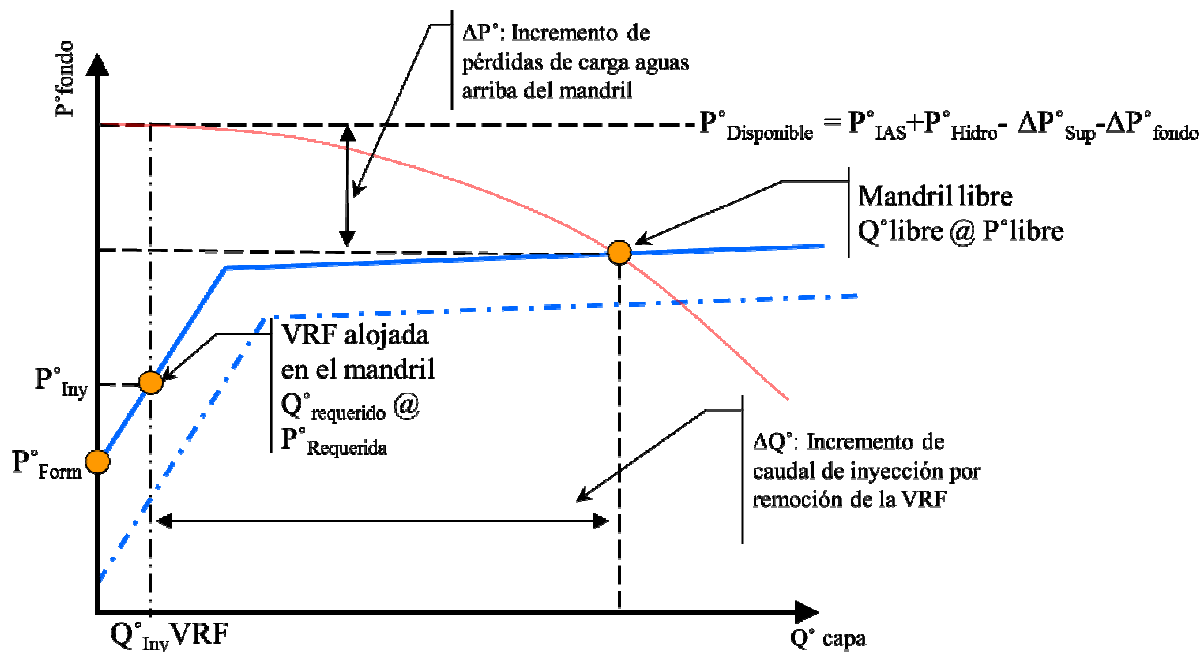
Metodología propuesta

La misma consiste en intercepción de las curva de inflow (inyectividad) y outflow (Presiones disponibles y pérdidas de carga de la instalación selectiva) para determinar en un momento dado cual es la presión de inyección y de formación.

Como anteriormente mencionamos, en el mandril de la instalación selectiva se aloja una VRF que genera una pérdida de carga adicional que es imposible de determinar, por lo que nuestro análisis debe hacerse para el momento en que la VRF es removida del mandril, es decir, la pérdida de carga que esta genera desaparece. Esta situación se da, cuando regularmente las VRF son sacadas para ser reparadas o reemplazadas en operaciones rutinarias con equipos de wireline. Analizaremos a continuación que ocurre con los caudales y presiones al remover la VRF según la capa se encuentre depletada o presurizada.

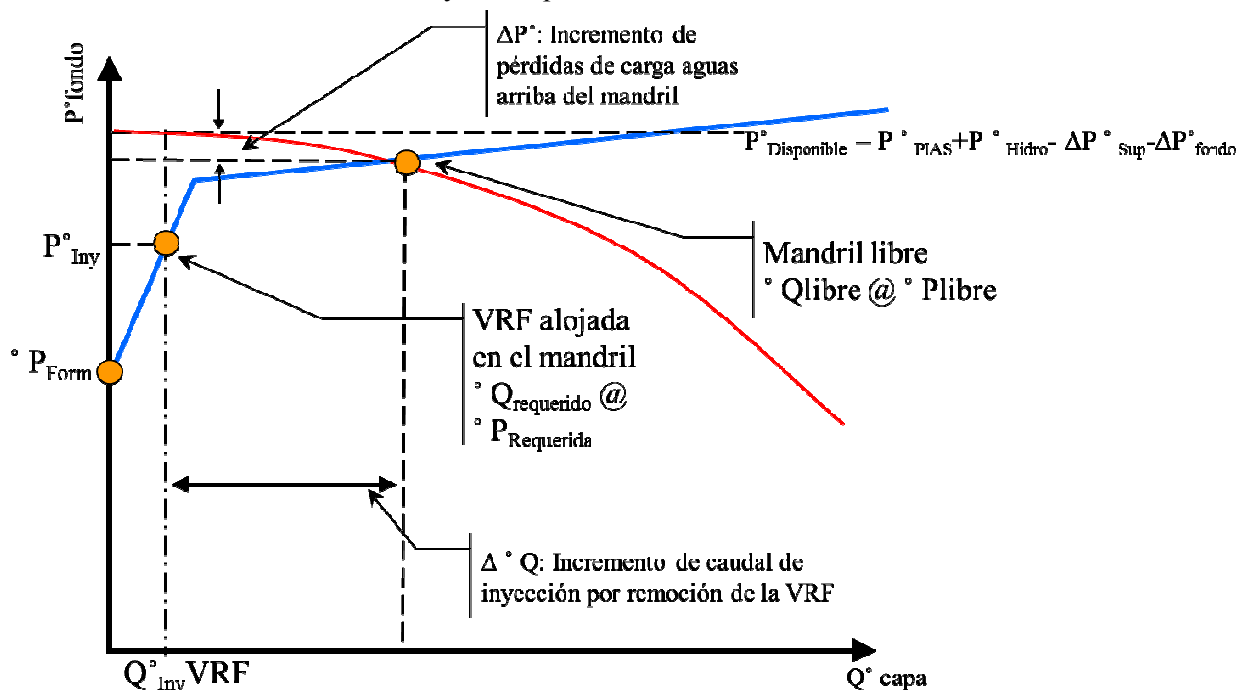
Variaciones de caudal y presión al pescar VRF en capas depletadas

Cuando una capa se encuentra depletada, y nuestra presión disponible de inyección en fondo es mucho mayor que la presión requerida de inyección para el caudal que deseamos inyectar, la VRF está generando una pérdida de carga importante. Al remover la misma, se comunica toda la presión disponible con la formación, en ese momento el caudal de inyección sufre un importante incremento y se observa descender la presión de inyección en boca de pozo hasta llegar rápidamente a un periodo de estabilización, donde podremos medir un incremento en el caudal total de inyección del pozo y una disminución de la presión de boca de pozo. Es en este punto donde se llegó a un “equilibrio” entre la curva de outflow (red de inyección) y la de inflow (inyectividad de formación).



Variaciones de caudal y presión al pescar VRF en capas presurizadas

Cuando se está inyectando en una capa a una presión cercana a la de la presión disponible, la VRF no se encuentra prácticamente realizando trabajo alguno. Al remover esta del mandril, la presión de boca de pozo no sufre variaciones significativas y el caudal total de inyección del pozo se ve levemente incrementado. En términos prácticos y cualitativos, implica que la presión de inyección en fondo es cercana o igual a la presión máxima disponible. Este fenómeno puede deberse a diversos motivos como muy baja permeabilidad, discontinuidades laterales, desbalance inyección/producción crónico, etc.

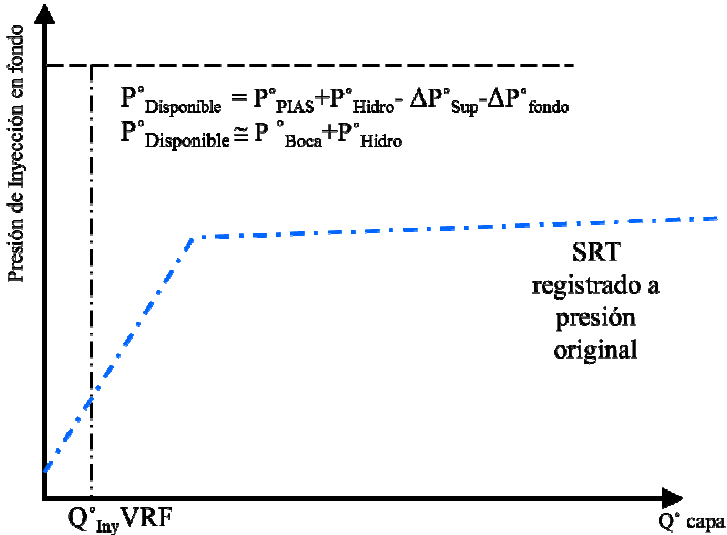


Determinación de presiones de inyección y formación

Todos los gráficos para la determinación de las presiones de inyección y formación son:

Eje X: Caudal de inyección de la capa

Eje Y: Presión de inyección en fondo

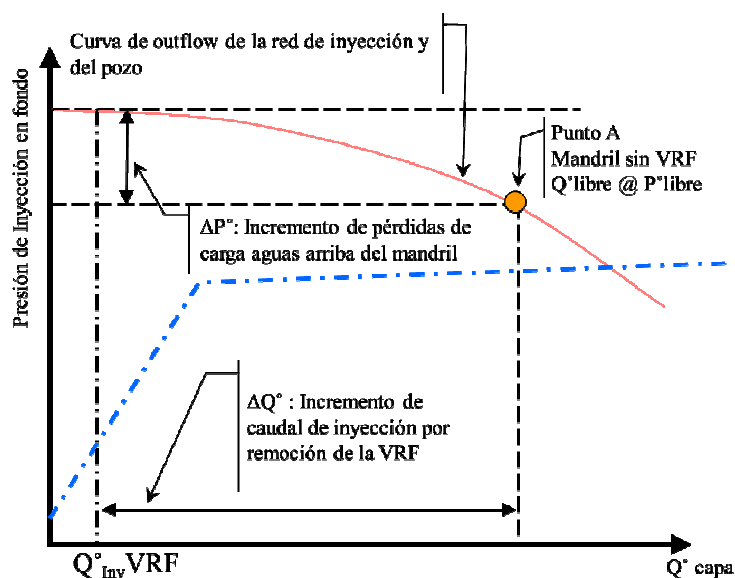
Primer paso Colocar en el gráfico los primeros datos con los que contamos: • Ensayo de SRT válido registrado en condiciones de presión distintas a las actuales (Línea azul de rayas y puntos) • Caudal de regulación de la VRF • Presión de inyección máxima disponible en fondo	 $P^{\circ}_{\text{Disponible}} = P^{\circ}_{\text{PIAS}} + P^{\circ}_{\text{Hidro}} - \Delta P^{\circ}_{\text{Sup}} - \Delta P^{\circ}_{\text{fondo}}$ $P^{\circ}_{\text{Disponible}} \cong P^{\circ}_{\text{Boca}} + P^{\circ}_{\text{Hidro}}$ SRT registrado a presión original Presión de inyección en fondo $Q^{\circ}_{\text{Iny VRF}}$ Q°_{capa}
Segundo paso Determinar los ΔPresión y ΔCaudal al retirar y colocar las VRF en el mandril de operaciones de WL	ΔPresión: Pérdidas de carga aguas arriba de la boca de pozo + pérdidas de carga dentro de la instalación selectiva al nuevo caudal ΔPresión es la suma de la caída de presión en boca de pozo, debido al incremento de pérdida de carga aguas arriba (esta se mide rutinariamente en las operaciones de WL) y las pérdidas de carga generadas dentro de la instalación selectiva (estas deben calcularse). $\Delta P = \Delta P_{\text{boca de pozo}} + P_{\text{carga instalación selectiva}}$ El ΔCaudal que se mide en superficie es el resultado del incremento de inyección de la capa a la cual se le retiró la VRF menos la disminución de caudal del reto de las capas de la instalación selectiva producto de la disminución de la presión de inyección. Para la determinación es necesario el caudal solo de la capa, por lo que hace falta estimar que proporción del caudal total del pozo está inyectándose en la capa cuando se retira la VRF.

Tercer paso

Graficar las variaciones calculadas.

La intersección de estas nuevas presiones y caudales determinan un punto “A” donde es conocida tanto la presión de inyección y el caudal.

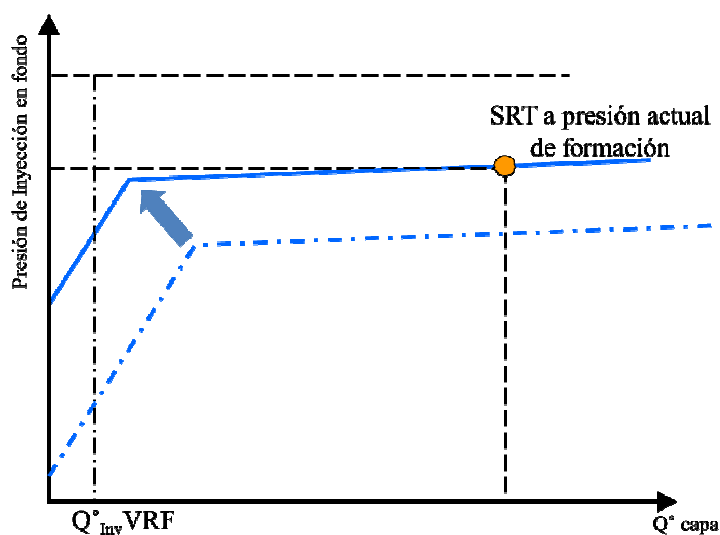
En este gráfico se ha representado a modo de ejemplo la curva de OUTFLOW de la red de inyección y del pozo, la cual no hace falta calcular, ya que solo nos interesa el punto “A”.



Cuarto paso

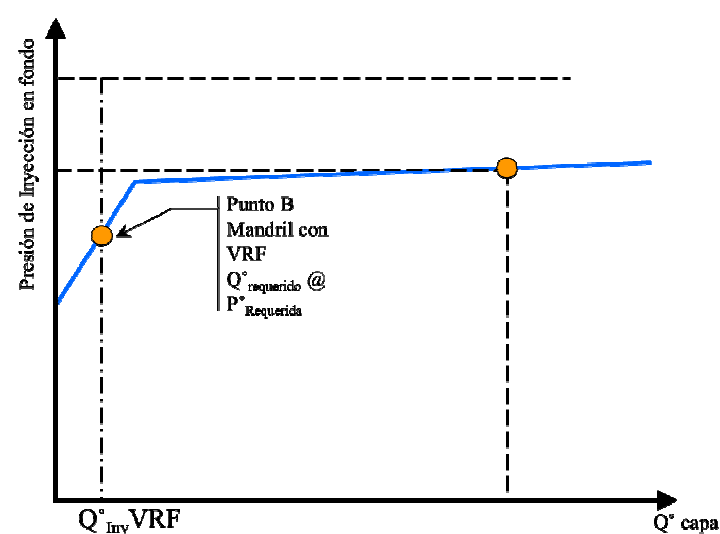
Mover la curva original de inyectividad para interceptar el punto de Presión y caudal anteriormente determinado. Esta traslación de la curva de inyectividad o SRT debe hacerse respetando las relaciones entre los gradientes litológicos, de fractura y de presión poral y define una nueva curva de inyectividad para una presión de formación distinta a la cual se registró originalmente el SRT

$$\nabla_{\text{fractura}} \cong \frac{1}{3}(\nabla_{\text{litológico}} - \nabla_{P^{\circ}\text{poral}}) + \nabla_{P^{\circ}\text{poral}}$$



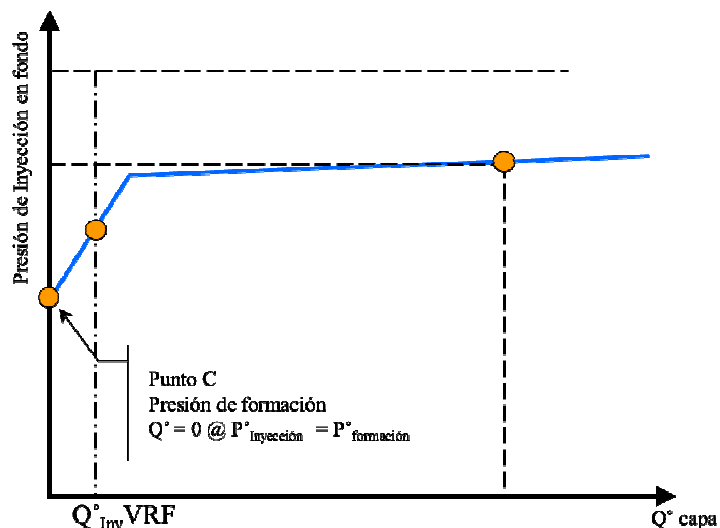
Quinto paso

La intersección de la curva de inyectividad a presión actual con la recta de caudal de la VRF define un punto “B”. Este representa la situación en que la VRF se encuentra alojada en el mandril y define la **presión de inyección** al caudal de inyección al que se encuentra regulada la VRF, que es uno de los valores que debíamos obtener.



Sexto paso

Cuando la curva de inyectividad intercepta el eje "Y", punto "C", el caudal de inyección es 0. En este punto no existe diferencial de presión entre la formación y la presión de inyección y define por tanto la **presión de formación actual**.



Conclusiones

Los ensayos SRT aportan información valiosa como son las inyectividades, presión de formación y fractura, pero deben ser registrados correctamente para poder ser utilizados.

Contando con buena información de SRT y teniendo automatizados los cálculos en una planilla el proceso resulta sumamente simple para la determinación de presiones de inyección y formación en condiciones dinámicas.

La metodología resulta una alternativa válida y conveniente a la medición directa de presiones en fondo con registradores con memoria porque:

- Tiene menor costo, ya que solo hace falta validar información existente, y realizar un proceso de cálculo.
- Se puede determinar las presiones para todas aquellas capas que cuentan con un SRT (o si faltara el mismo se pueden asumir la curva de inyectividad por analogía con otros capas) y movimiento de VRF, lo que entrega una gran abundante cantidad de información frente a mediciones muy esporádicas.
- Es posible determinar la evolución de las presiones en el tiempo ya que se puede realizar el análisis para diferentes momentos de la vida del pozo inyector.

Bibliografía y fuentes

- Fundamental of Reservoir Eng., 17° Ed, Dake
- Reservoir Stimulation, 3° Ed, Economides
- Manual de Producción, 2007, Pan American Energy
- Evaluación de perforación en zona de pozos inyectores en GSJ, Congreso de Perforación y reparaciones de pozos 20012 - IAPG