

EVITANDO FRACTURAR ZONAS IMPRODUCTIVAS MEDIANTE ANÁLISIS DE BOMBEO PRE-FRACTURA

Marcos A. Abate¹, Gustavo Lambas², Luis Daniel Gigena³

1: YPF S.A. marcos.abate@ypf.com

2: YPF S.A. angel.g.lambas@ypf.com

3: YPF S.A. luis.d.gigena@ypf.com

Palabras Clave: Presión de Reservorios (Presión Poral), Gradiente de Propagación de Fractura (GPF), Eficiencia de fluido (η), Transmisibilidad (kh/μ)

ABSTRACT

In the Golfo San Jorge Basin, reservoirs typically present heterogeneity in lateral distribution and low thickness, resulting from a fluvial-deltaic deposition. These characteristics make subsurface correlations difficult to perform, and in certain cases reservoir pressure data may not be available, or it is known with a certain grade of uncertainty.

The situation described above increases the possibilities of fracturing reservoirs with very low pore pressure, which in most cases results in a well not producing at economical rates. These wells, when fractured, always have additional completion costs associated to CT and N2 cleanup operation. An interval become a thief zone as most of the wells are completed multi-zones.

A second issue resulting in low productive intervals when fractured is associated to low transmissibility, typically low k and/or h .

The objective of this work is to use existing Pre-Fracture injection test, together with statistical data, to identify reservoirs that will underperform after being hydraulically fractured due to either a low Reservoir Pressure and/or a low Permeability. The height of the zone is well estimated from open hole logs.

This work, done in the Golfo San Jorge basin, could be easily extended to other similar reservoirs/basins following the described methodology.

INTRODUCCIÓN

Es conocida la relación entre la presión ISIP (*Instantaneous Shut in Pressure*), el esfuerzo horizontal mínimo (σ_{hmin}) y la presión poral del reservorio (P_p). La variación de esta última por depleción de la zona productiva modifica las condiciones mecánicas del reservorio.

Por otro lado, también se conoce que, de alguna forma, existe una relación entre la eficiencia de fluido de fractura η y la transmisibilidad (kh/μ) de la formación a través de la permeabilidad. Esta relación es más evidente cuando el rango de viscosidad de los fluidos de un reservorio es conocido.

Hasta este trabajo, había un conocimiento conceptual de las mencionadas relaciones, pero no se contaba con una metodología que permitiera asociar valores de ISIP y eficiencias de fluidos η de las pruebas de inyección pre-frac con bajas productividades post fractura.

Para este trabajo se analizaron 155 etapas de fracturas hidráulicas desde enero de 2014 a septiembre del 2021 y se utilizaron las observaciones para proveer una herramienta que permita evitar trabajos de fractura que resulten en zonas de escasa productividad.

BOMBEOS PRE-FRACTURA

Antes de ejecutar una fractura hidráulica, se realiza un bombeo pre-fractura, donde se inyecta un volumen conocido de fluido a un caudal constante superando la presión de fractura del reservorio.

Para realizarlos se utilizan geles lineales base goma guar (25 o 30 lb/Mgal) o agua tratada (generalmente cuando son DFIT).

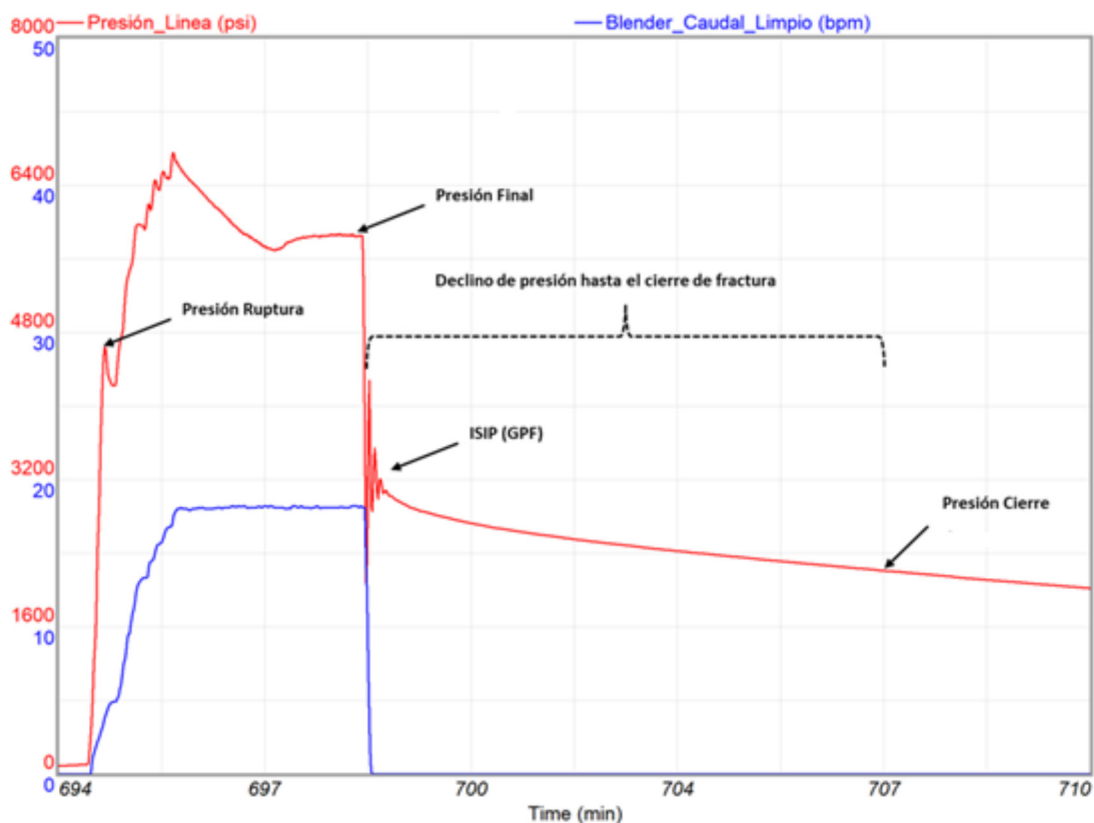


Figura 1. Bombeo pre-fractura (Presión de Superficie).

¿Qué datos pueden ser estimados?

Presión de ruptura de formación.

Presión ISIP

Fricciones en el NWB.

Conexión pozo-fractura (buena, regular, mala).

El análisis del Declino de presión también provee la estimación de algunos otros parámetros: Mediante interpretación de derivadas se obtiene el tipo de *leak off* del sistema, la presión de cierre (σ_{hmin}), la eficiencia del fluido (η). Luego del cierre, y para los casos donde se observa flujo lineal o pseudo radial, se puede estimar presión poral (P_p) y transmisibilidad (kh/μ).

En este trabajo se utilizaron principalmente:

- Gradiente de Propagación de Fractura (GPF). En nuestro caso y por diferentes motivos, no siempre es posible obtener la presión de cierre de la formación a partir de la observación de la presión de superficie. Es por ello que se adoptó el GPF (gradiente de propagación de fractura) como uno de los indicadores principales utilizado en este trabajo. GPF es definido como el valor de ISIP en condiciones de fondo dividido por la profundidad media a los punzados.
- Declino de la presión hasta el cierre de fractura.
- Presión de cierre.

RELACIÓN ENTRE ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO Y PRESIÓN DE RESERVORIOS

Cuando un reservorio se pone en producción (o inyección) la presión poral cambia y también lo hace el esfuerzo horizontal mínimo (σ_{hmin}).

$$\sigma_{Hmin} = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_{Hmin} + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_{Hmax}$$

Pore Pressure

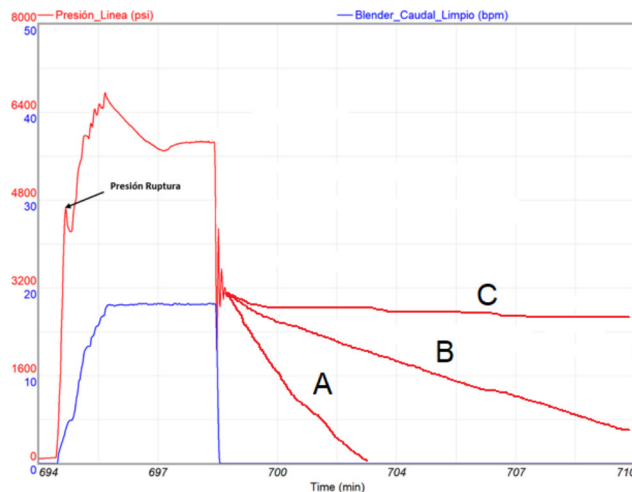
ν : Relación de Poisson
 σ_v : Carga litoestática
 P_p : Presión Poral
 α : Coeficiente de Biot
 E : Módulo de Young
 ε_H : coeficiente de deformación

EFICIENCIA DE FLUIDO

Se define eficiencia de fluido de fractura (η) a la relación entre el volumen de fractura generado y el volumen de fluido inyectado. La misma también es función del tiempo de cierre, el cual es determinado mediante la interpretación de la función G de Nolte.

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} = \frac{\text{Fracture Volume}}{\text{Injected Volume}}$$

Mediante análisis estadístico se encontró un valor de eficiencia de fluido η , por encima del cual, las productividades obtenidas post fractura resultaron en bajo caudal de petróleo debido a bajas transmisibilidades del reservorio (kh/μ).



Caso A: Declino muy rápido

Eficiencia baja del fluido.

Transmisibilidad alta.

$\eta \downarrow \leftrightarrow (kh / \mu) \uparrow$

Caso B- Declino medio.

Eficiencia del fluido media.

Transmisibilidad media.

Caso C- Declino muy lento.

Eficiencia alta del fluido.

Transmisibilidad baja.

$\eta \uparrow \leftrightarrow (kh / \mu) \downarrow$

Figura 2. Declinatorias de presión típicas en Bombes pre-fractura de reservorios convencionales.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

Con el fin de encontrar los valores de GPF y η límites para los cuales las zonas fracturadas pudieran resultar en zonas con baja productividad, se analizaron 155 etapas de fracturas y se recopiló la siguiente información pertinente a cada una:

- MD/TVD.
- Net Gross - Net pay.
- ISIP, Gradiente de Propagación de Fractura (psi, psi/ft).
- Eficiencia del fluido - Gradiente de cierre (% , psi/ft).
- Fluido utilizado en el bombeo de calibración.
- Si la presión del declino en la calibración cae a cero, en cuanto tiempo lo hace.
- Si el reservorio presentó admisión luego de la fractura.
- Si tiene datos del ensayo post fractura, nivel de fluido, sumergencia, % del volumen recuperado en relación con el volumen total inyectado.
- Si ejecutó la fractura luego del bombeo de calibración o se decidió cancelar.
- ¿Muy baja presión de reservorio?: SI, NO, S/D (sin datos)

PRIMERAS RECOMENDACIONES A PARTIR DE LA RELACIÓN ENTRE EL GRADIENTE DE PROPAGACIÓN DE FRACTURA (GPF) Y LA PRESIÓN PORAL (PP)

Se presenta a continuación un ejemplo de bombeo pre-fractura (Fig. 3), ejecutado con gel lineal en un reservorio de la formación Complejo II, del yacimiento Grimbeek (Manantiales Behr, Provincia de Chubut) a la profundidad punzada 1050.5 - 1055.5 m. El resultado fue: Presión de Ruptura: 1500 psi, ISIP: aprox 280 psi ($GPF = 0.51$ psi/ft) Como suele suceder en estos casos, el golpe de ariete o *water hammer*, al detener el bombeo, no es muy claro, Luego del ISIP la presión en superficie cae a cero en menos de 1 min con lo cual no fue posible determinar la presión de cierre de la formación.

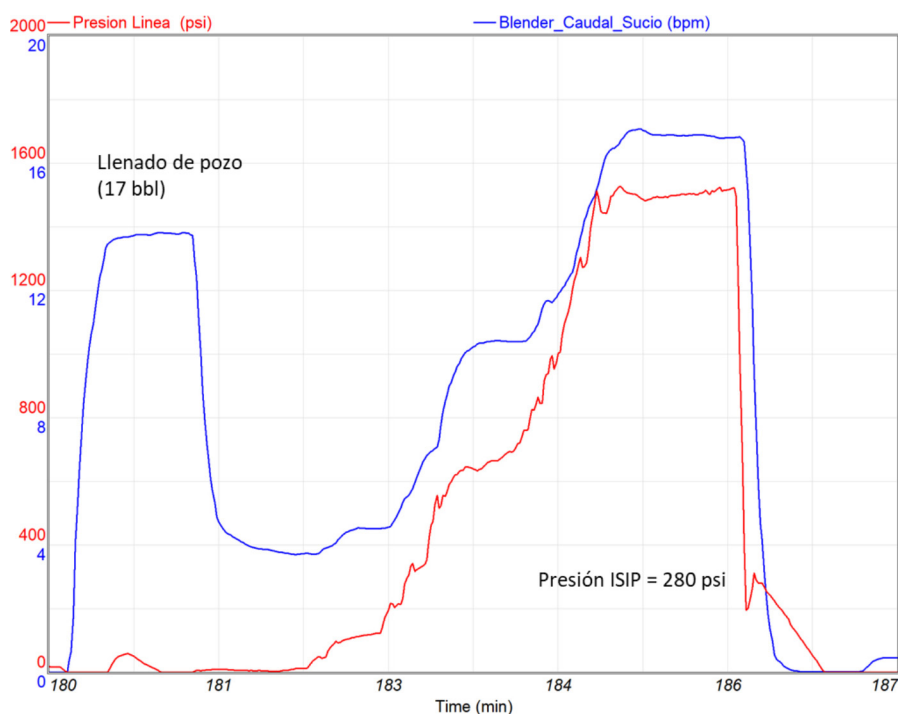


Figura 3. Carta de Bombeo pre-fractura realizado por tubing 2 7/8" (presión de superficie).

Se continuó con la operación de fractura, la cual se ejecutó por programa, dejando en formación 26200 lb de agente sostén resinado de malla 16/30 a una concentración final de 8 ppa.

Durante la normalización y el lavado de arena sobre el tapón, el pozo admitió 40 m³ de fluido.

Se ensayaron 10 hs en total luego de la fractura, con copa de pistoneo, dando como resultado 430 l/h de fluido de fractura recuperado, con nivel de fluido en 850 m (sumergencia 200 m) y al finalizar el mismo, el nivel no se encontraba estabilizado, recuperándose un % pequeño del fluido inyectado para los estándares del reservorio.

Todo esto sugiere baja Presión Poral (P_p).

(Para que el lector tenga referencia, para este tipo de reservorios con este tipo de ensayos es común encontrar caudales de ensayo post fractura entre 1800 y 3000 l/h).

En el gráfico siguiente (Fig. 4) se muestran las etapas totales de fracturas por año para Regional Sur, desde Enero de 2014 a Septiembre de 2021.

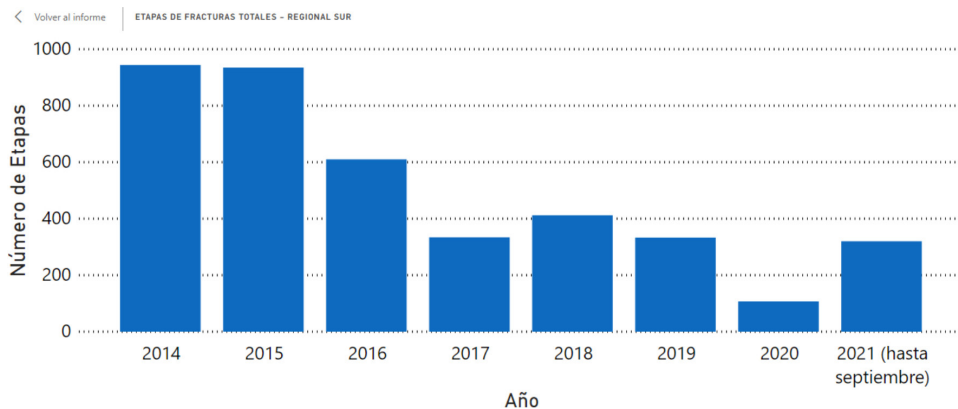


Figura 4. Número de etapas de fracturas hidráulicas por año.

Luego de filtrar las etapas, tomando solo las que presentaron los gradientes de propagación de fractura más bajos de la cuenca y descartando las que mostraron un exceso de tortuosidad, quedan 137 etapas con un valor de GPF menor o igual a 0.54 psi/ft:

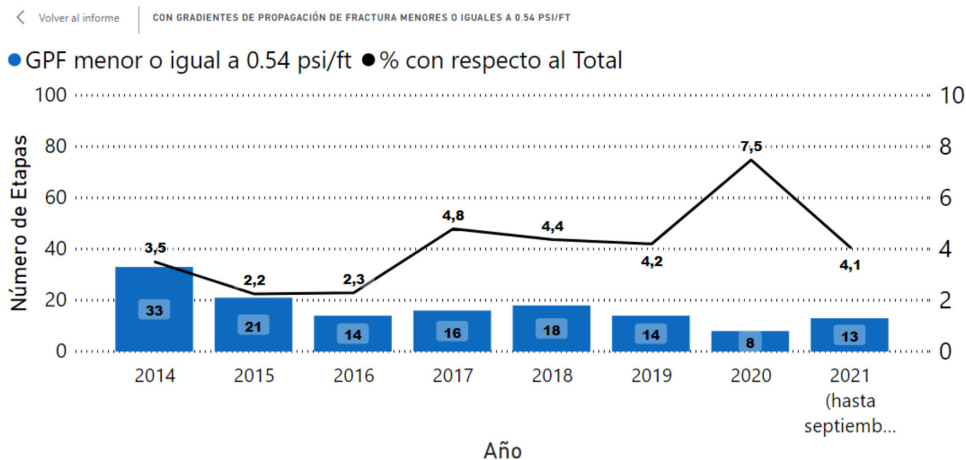


Figura 5. Etapas con Gradientes de Propagación de Fractura GPF menores o iguales a 0.54 psi/ft.

De acuerdo con la Fig. 5, estas etapas con bajos gradientes representan un 4% del total. Este porcentaje tiende a aumentar en el tiempo, mostrando la depleción de los reservorios que fracturamos en la cuenca.

El siguiente paso realizado, fue revisar cada una de estas etapas y asociarlas, o no, a una baja presión de reservorios según corresponda.

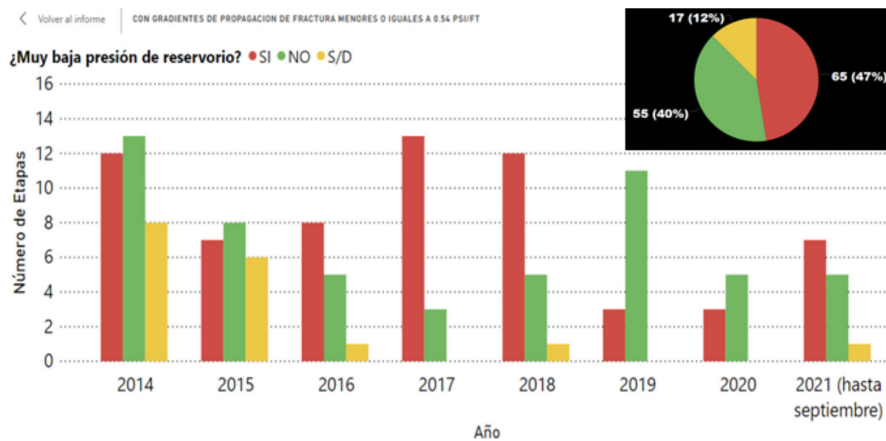


Figura 6. Etapas con Gradientes de Propagación de Fractura menores o iguales a 0.54 psi/ft.

Criterios usados para asociar baja presión de reservorios

Del total de etapas observadas, se separaron todas aquellas con GPF menor o igual a 0.54 psi/ft y para calificar como zona de muy baja presión de reservorio se utilizaron principalmente los datos obtenidos de ensayos post fractura (caudales y niveles). Luego se identificó aquellas zonas que en el parte diario de operaciones de WO presentaban desvíos tales como admisiones importantes post fracturas y dificultades para circular/lavar arena.

La Figura 6 exhibe los resultados obtenidos.

En 65 etapas, 47% del total, inferimos una muy baja presión de reservorios, en color rojo. Las barras verdes, las cuales representan un 40%, mostraron buena presión de reservorios, y un buen ensayo post fractura. Para las barras amarillas, correspondientes a un 12%, no se cuenta con datos suficientes como para inferir buena o baja presión de reservorios.

Luego, cuando se grafican estas etapas con respecto a su Gradiente de Propagación de Fractura se obtiene lo siguiente:

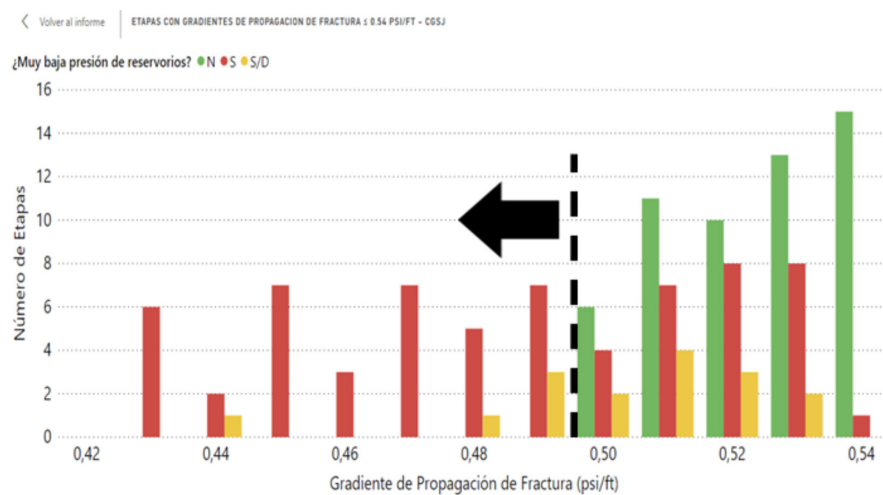


Figura 7. Etapas con respecto a su Gradiente de Propagación de Fractura.

Se observa (Fig. 7) que las que NO mostraron baja presión de reservorios (verdes) se ubicaron en la parte de los gradientes mayores.

En este punto es clara la 1er recomendación: Si el gradiente de propagación de fractura GPF es menor a 0.50 psi/ft hay altas probabilidades de que la presión de reservorios sea muy baja. Es por ello, que se recomienda no continuar con la ejecución de la fractura hidráulica.

Con respecto a las etapas con GPF entre 0.50 y 0.54 psi/ft, se encontró que en el 95% de las etapas con bajas presiones de reservorio, el declino de la presión luego del ISIP presentaba caídas inmediatas a cero o en tiempos menores a 1 min. En estos casos la recomendación también es de no continuar con la operación de fractura hidráulica. De aquí surge una 2da recomendación.

Para los GPF mayores a 0.54 psi/ft los casos de resultados no satisfactorios post fractura son significativamente menores y esos casos no guardan una relación notoria con el GPF, por lo que se debe trabajar más en su individualización y no son objeto de este trabajo.

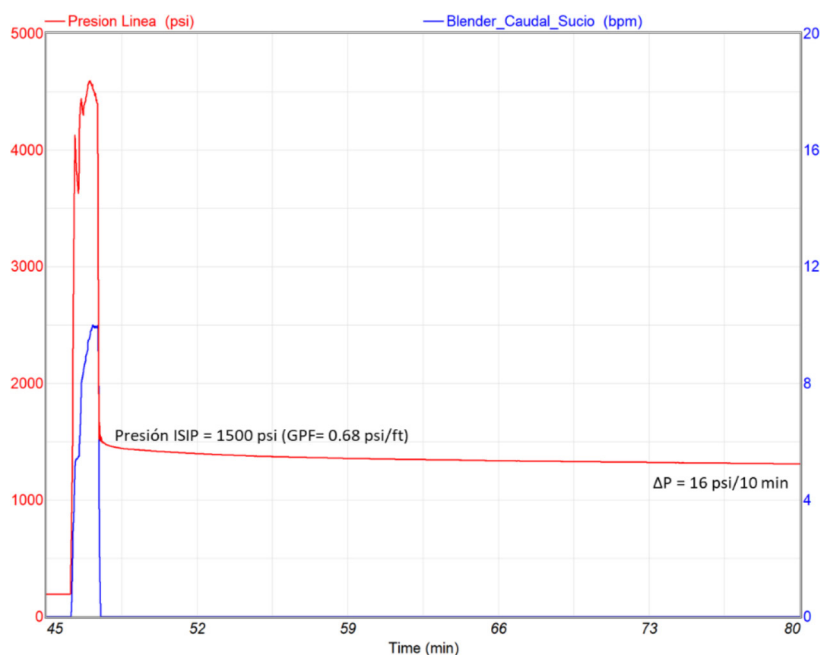


Figura 8. Carta del DFIT, realizado por tubing 2 7/8" (presión de superficie).

EFICIENCIA DE FLUIDO η Y PRODUCTIVIDADES POST FRACTURA

Se presenta a continuación uno de los casos con DFIT, donde se inyectaron 10 bbl de agua tratada en un reservorio punzado en 1875-1878 m (Fig. 8), de una arenisca de la formación Mina El Carmen (Fig. 9) del yacimiento Meseta Espinosa (Cañadón Seco, Santa Cruz).

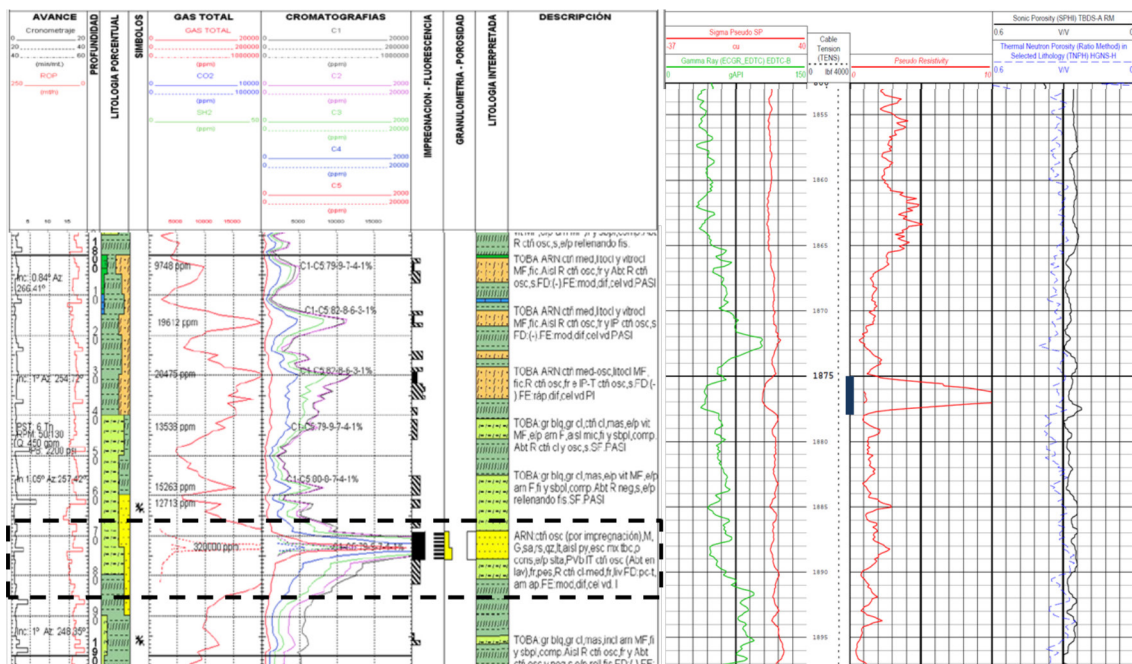


Figura 9. Control Geológico y Pseudocombinada, Formación Mina El Carmen, Meseta Espinosa. En este caso, el cierre de fractura ocurre a las 3.5 hs (Fig. 10), arrojando una eficiencia del fluido η del 0.94 (94%).

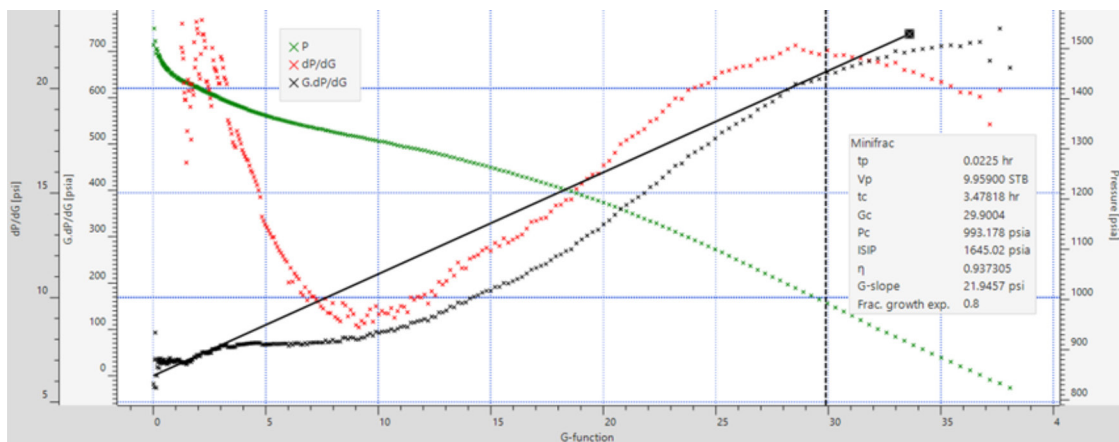


Figura 10. G-Function Plot – Análisis del DFIT a través de la Presión en Superficie.

Se continuó con la operación de fractura, la cual se ejecutó por programa. Dejando en formación 25400 lb de Agente Sostén Arena Blanca 20/40 a una concentración final de 7 ppa.

Se ensayaron 11 hs luego de la fractura, con copa de pistoneo, arrojando como resultado final 500 l/h de fluido inyectado, nivel de fluido en 1690 m (sumergencia 180 m).

Habiendo otros 16 casos similares al anterior, se trabajó con interpretaciones de declinos de bombeos pre-fractura, los cuales se caracterizaban por eficiencias de fluido mayores al 80% y declinos muy lentos de presión. Luego como complemento, se interpretó etapa por etapa los ensayos post fractura (Fig. 11).

Pozos	Tope pz (m)	Base pz (m)	Formación	Net Gross (m)	GPF (psi/ft)	Eficiencia del Fluido (%)	Gradiente de Cierre fractura (psi/ft)	ΔP en 10 min (psi)	Tipo de Fluido utilizado	Ensayo post frac (l/h)	Nivel en ensayo (m)	% del Fluido Inyectado recuperado en el ensayo	Comentarios
1	1966	1976	Pozo D-129	6	0.72	81	0.63	134	Agua tratada	1800	300	30	Solo Inyectado
2	2166	2168	Pozo D-129	8	0.69	81	0.57	180	Gel lineal 25#	1550	0	28	Surge Gas + Inyectado + Rastros oil
3	2277	2279	Castillo	4	0.75	83	0.62	110	Agua tratada	S/D	S/D	S/D	
4	1738	1739	Seccion tobacea	5	0.98	85	0.74	120	Agua tratada	0			El dato de ensayo es de un PLT
5	1355	1357	Castillo	5	0.58	87	0.50	40	Agua tratada	1112	0	49	Surge Gas + Inyectado
6	2095	2097	Pozo D-129	7	0.75	87	0.64	72	Agua tratada	1800	1600	66	Solo Inyectado
7	2101	2104	Mina El Carmen	3	0.68	89	0.59	46	Agua tratada	450	1965	29	Solo Inyectado
8	1474	1488	Castillo	10	0.55	>90	0.47	25	Agua tratada	S/D	S/D	S/D	En 2 hs de registro se comienza a observar el posible cierre de fractura.
9	2028	2030	Pozo D-129	7	0.71	91	0.60	18	Agua tratada	S/D	S/D	S/D	Se observa el cierre de la fractura en 7 hs. Sin ensayo.
10	1631	1632	Castillo	8	0.91	94	0.66	20	Agua tratada	0			El dato de ensayo es de un PLT
11	1875	1878	Mina El Carmen	3	0.68	94	0.59	16	Agua tratada	500	1700	37	Solo Inyectado
12	2026	2029	Mina El Carmen	3	0.66	S/D	S/D	73	Gel lineal 30#	546	1815	34	Solo Inyectado. Contamos con solo 20 min de registro, no se observa en ese tiempo el cierre de fractura.
12	2014	2016	Mina El Carmen	3	0.64	S/D	S/D	40	Gel lineal 30#				Solo Inyectado. Contamos con solo 17 min de registro, no se observa en ese tiempo el cierre de fractura.
13	1870	1872	Mina El Carmen	3	0.66	S/D	S/D	67	Gel lineal 30#	600	1700	35	Inyectado + Rastros oil. Contamos con solo 30 min de registro, no se observa en ese tiempo el cierre de fractura.
14	2327	2342	Castillo	10	0.91	S/D	S/D	15	Agua tratada	0			Contamos con 2 hs de registro, no se observa en ese tiempo el cierre de fractura. El dato del ensayo es de un PLT
15	917	922	Seccion tobacea	6	0.77	S/D	S/D	14	Gel lineal 20#	600	630	19	Contamos con 1.5 hs de registro, no se observa en ese tiempo el cierre de fractura.
16	616	620	Bajo Barreal	5	0.85	S/D	S/D	7	Gel lineal 20#	100	562	24	Contamos con 20 min de registro, no se observa en ese tiempo el cierre de fractura.
16	1165	1167	Bajo Barreal	3	0.97	S/D	S/D	140	Gel lineal 20#	400	940	50	Contamos con 25 min de registro, no se observa en ese tiempo el cierre de fractura.

Figura 11. Ejemplos de declinos lentos en bombeos pre-fractura.

Fruto de este análisis y para las condiciones de espesores típicos de los reservorios de la CGSJ se encontró que con eficiencias de fluido η mayores al 85%, en reservorios de petróleo, la producción post-fractura fue muy baja.

Por ende, se determinó que tampoco era recomendable continuar con la operación de fractura en estos casos.

De este análisis surge también, cuando no se tenga programado registrar presión hasta el cierre de la fractura y se presente un declino muy lento de la presión (por ej menor a 150 psi cada 10 min) será conveniente extender el tiempo de registro para obtener η antes de proceder con la fractura hidráulica.

CONCLUSIONES

- Por debajo de un Gradiente de Propagación de Fractura GPF de 0.50 psi/ft no es recomendable fracturar en CGSJ (baja presión de reservorios).

- Para $0.50 \leq GPF \leq 0.54$ psi/ft se deberá observar el declino de presión en superficie en el bombeo pre-fractura, si esta cae por debajo de 0 psi en menos de 1 min, tendremos altas probabilidades (95%) de encontrar muy baja presión de reservorios. Tampoco es recomendable fracturar.
- Para declinos de presión muy lentos con eficiencias de fluido (η) por encima del 85% y el fluido esperado es petróleo, la producción será muy baja y no es recomendable fracturar.

Esta metodología fue presentada, aprobada y puesta en práctica en noviembre 2021, evitándose fracturar hidráulicamente 5 reservorios (2 por baja presión poral y 3 por alta eficiencia de fluido) desde su aplicación.

Se entiende la misma como una metodología viva que pudiera ajustarse y mejorar con su aplicación y recolección de datos y se espera sea fundamental para el desarrollo de campos maduros.

Con la actividad proyectada para el año 2022, se estiman cancelar aproximadamente 10 etapas en total.

AGRADECIMIENTOS

Equipo desarrollo operativo y estudio G&R YPF S.A., CGSJ.

Equipo de Estimulación Regional Sur YPF S.A.

REFERENCIAS

- | | |
|---|--|
| d'Huteau E., 2015, Curso "Fractura Hidráulica" dictado en Neuquén. | Salsz L. B., 1977- Relationship between Fracture Propagation Pressure and Pore Pressure - SPE 6870 |
| Manière J., 2019, Curso "Fracturing Pressure Analysis" dictado en la ciudad de Neuquén. | |

