

“XII Congreso Latinoamericano de Perforación”

**OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE EMPAQUE CON GRAVA EN
POZOS DEL MIOCENO, DEL CAMPO TÍA JUANA, DEL LAGO
DE MARACAIBO**

**Carlos Chavarria
Sergio De Gennaro
Ana Mujica
Pedro Acuña
Miguel Ford**

**PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.
PDVSA
VENEZUELA**

RESUMEN

Recientemente, la geomecánica ha sido aplicada como una alternativa adecuada para identificar las posibles causas que pueden ocasionar la pérdida excesiva de fluido hacia la formación, durante las operaciones de empaque con grava en pozos del Mioceno en el Lago de Maracaibo, Venezuela.

Este trabajo muestra cómo un estudio geomecánico, basado en el análisis e interpretación de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en la zona, es clave para optimizar los costos asociados a pérdidas de fluidos y mejorar la productividad de los pozos.

Adicionalmente, se realizó el análisis integral de la operación considerando el diseño de la completación, los equipos utilizados para el empaque y la influencia de la hidráulica desarrollada en el pozo al realizar el empaque mediante el uso de una emulsión O/W y agua tratada como fluidos de empaque.

Del análisis realizado se concluye que se estaba induciendo el fracturamiento de la formación en la mayoría de los trabajos de empaque, lo cual originaba las pérdidas excesivas de fluido y las fallas del empaque. Con el fin de evitar problemas futuros, se generaron curvas operacionales de trabajo que relacionan la concentración de grava y las condiciones de bombeo con la posibilidad de fracturar la formación.

El análisis realizado resalta la importancia de acoplar un estudio geomecánico con las propiedades de los fluidos a usar y el comportamiento hidráulico del sistema para definir las condiciones óptimas de operación.

INTRODUCCIÓN

Durante 1999, en las operaciones de completación desarrolladas en el occidente del país por PDVSA se reportaron altas pérdidas de fluido durante las actividades de empaque con grava. Esta problemática cobra importancia desde el punto de vista operacional debido al incremento de los riesgos operacionales, y por ende los costos y tiempos asociados.

Para el estudio de la problemática de pérdidas de circulación durante las operaciones de empaque con grava, se determinó el gradiente de fractura mediante un estudio de geomecánica, así como un análisis de la hidráulica originada en el pozo durante los empaques, de igual manera se verificaron los equipos que se utilizan en estas operaciones y finalmente se realizó un análisis de las presiones en función de los caudales que se pueden alcanzar durante los empaques con grava sin presentarse pérdidas significativas de fluido.

REVISIÓN DE LAS OPERACIONES DE EMPAQUE

La completación de estos pozos comprende corrida y cementación del revestidor, cañoneo de las arenas objetivo, estimulación y empaque con grava. Este último se realiza utilizando dos tipos de fluidos: el fluido A tipo emulsión O/W y el fluido B agua tratada, con una presión de empaque de 1.200 lpc por encima de la presión inicial de bombeo y una presión máxima permitida de 2.000 lpc. Para el estudio de las características del yacimiento se tomaron en cuenta datos como presiones, porosidad, permeabilidad, espesores de arena neta y profundidad de los intervalos productores.

ESTIMACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA

El conocimiento de la naturaleza discontinua del esqueleto mineral de las arenas productoras de edad Mioceno, es un punto importante a considerar en el diseño de completación de pozos en el Lago de Maracaibo.

Las arenas no consolidadas tienen algunas propiedades mecánicas peculiares que pueden afectar considerablemente las operaciones de completación de pozos. La falta de cohesión entre los granos hace que las propiedades mecánicas sean más dependientes de las condiciones de esfuerzos in situ que en el caso de una arena no friable. El estado de esfuerzos alrededor del pozo, puede no ajustarse con las teorías de elasticidad lineal y con la mecánica del medio continuo [1]. Por lo que deben ser evaluadas de forma diferente a las arenas consolidadas.

La estimación del gradiente de fractura, esta basado en la hipótesis de que cualquier presión de fondo que sobrepase el valor de la presión de cierre de la fractura, pudiese estar rompiendo o reabriendo una fractura existente en la formación.

El análisis de las pruebas de minifracturamiento hidráulico o minifrac, es uno de los métodos más prometedores para la determinación de la presión de cierre de la fractura. Estas pruebas se efectúan en una sección o intervalo aislado de la formación en el cual se incrementa la presión del fluido en la columna del pozo, a tasa constante, hasta lograr su fracturamiento. Inicialmente, se obtiene un incremento de la presión hasta alcanzar un máximo. Una vez alcanzado este punto se observa un decaimiento de la presión, el cual se atribuye a la energía necesaria para propagar la fractura. En su etapa final cesa el bombeo observándose una caída de la presión debido a las pérdidas por fricción. El valor al cual cae la presión, inmediatamente después de cesar el bombeo, se conoce como la presión de cierre instantánea (*ISIP*), ver Figuras 1-16.

Previo a la realización de la prueba de minifrac, y con la finalidad de acondicionar la formación y permitir la recuperación más eficiente del fluido de fractura, se bombeó un Pre-flujo utilizando un solvente y

mezcla de surfactantes como fluido de trabajo. Durante la ejecución de la etapa de Pre-flujo se pudo observar la fractura de la formación.

La presión de cierre de la fractura (*FCP*), puede ser determinada a partir del análisis de declinación de la presión en función de la raíz cuadrada del tiempo [2], después de cesar el bombeo durante la etapa de Pre-flujo y/o minifrac. El valor de *FCP* se toma como aquel valor correspondiente a la transición de un régimen de flujo lineal a uno radial, el cual se manifiesta, como una desviación de la recta en la gráfica de presión en función de la raíz cuadrada del tiempo.

En la Figura 11, se puede observar una doble presión de cierre de la fractura después de cesar el bombeo. Este corresponde a un caso muy particular, en el cual, se han perforado dos estratos con diferentes concentraciones de esfuerzos horizontales. La fractura generada en la zona con mayor concentración de esfuerzo se cierra primero, seguida por otro cierre en la zona con menor concentración de esfuerzos horizontales [3]

En la Tabla 1, se presenta un resumen de los valores de presiones máximas permisibles en superficie, durante las operaciones de empaque con grava, para evitar la presencia de fracturas hidráulicas inducidas hacia la formación.

Desde un punto de vista geomecánico el fluido se comienza a perder hacia la formación una vez que se supera la presión de cierre en superficie. Esto se puede observar en la Figura 17. En esta figura el volumen de mezcla inyectado a la formación se incrementa cuando el diferencial de presión entre la presión de fractura y la presión promedio aumenta.

HIDRÁULICA DEL EMPAQUE

Para el modelaje de la hidráulica durante la actividad de empaque con grava, se tomo un pozo modelo como el mostrado en la Figura 18.

El sistema de circulación para estimar las pérdidas de presión por fricción es equivalente a:

1. Tubería de producción
2. Herramienta de cruce y colgador
3. Anular, tubería ranurada y equipo de fondo

Con la información de las operaciones del empaque se procedió a estimar la presión en el fondo desde el comienzo de las perforaciones hasta el final del intervalo cañoneado. Las pérdidas por fricción dentro de la tubería se estimaron mediante el uso de un flujo tipo ley de potencia. Se supuso como criterio de

turbulencia el patrón de flujo que produce la mayor pérdida por fricción; en función del patrón de flujo, las pérdidas por fricción se estimaron como[4]:

$$\text{Flujo laminar: } \frac{dp}{dL} = \frac{K\bar{v}^n}{144.000D^{1+n}} \left(\frac{3 + \frac{1}{n}}{0,0416} \right)^n$$

$$\text{Flujo turbulento: } \frac{dp}{dL} = \frac{rv^2}{25,8D} f$$

El factor de fricción de Fanning estimado según la relación de Blasius con los resultados experimentales de Dodge y Metzner (analizados por Schuh [5]) mediante la relación:

$$f = \frac{3,93 + \log n}{50} \text{Re}^{\frac{\log n - 1,75}{7}}$$

Se utilizan dos índices de consistencia (K_o y K_{efectivo}) y dos densidades (ρ_o y ρ_{mezcla}) de acuerdo con la condición de bombeo de fluido solo o fluido con grava. Las propiedades de la mezcla se estiman mediante las relaciones:

$$K_{\text{efectivo}} = K_o \left(1 + \frac{5}{2} \frac{f_G}{f_G + r_G} \right) \text{ y } r_{\text{mezcla}} = \frac{f_G + r_o}{f_G + r_G} r_G$$

K_{efectivo} está estimado mediante la relación de Einstein pues la fracción volumétrica de grava en el líquido es inferior al 4%[6, 7]. La caída de presión dinámica a través de la restricción se estimó mediante la relación[4]:

$$\Delta p = 8,311 \times 10^{-5} r \left(\frac{Q}{C_d A} \right)^2$$

Se elaboró un programa para automatizar estas relaciones; los resultados obtenidos son aproximados y se muestran en la Figura 19. Según éstos, al nivel de las perforaciones se alcanza una presión equivalente a 14,0 lbs/gal.

En la Figura 20 se muestra el volumen que ocuparía la grava en el espacio anular definido entre el forro ranurado y el revestidor de 5" de ID en función de la porosidad del empaque. Como se observa, se ha inyectado más de tres veces el volumen necesario para realizar el empaque.

Analizando los resultados que se presentan en la Figura 20, se aprecia claramente que la operación de empaque en el pozo modelo, supera considerablemente el volumen de grava aceptable teóricamente.

La Figura 21 indica la mayor presión que puede tenerse en superficie en función de la concentración de grava y las tasas de bombeo. Esta se estimó con concentraciones de grava que van desde 0,0 a 1,5 lbs/gal, para este cálculo se tomó en cuenta la columna hidrostática en la base de las perforaciones y las pérdidas por fricción. Siempre y cuando la presión en superficie para un caudal dado se mantenga por debajo de la línea, se estará en una condición para la cual la presión en la base de las perforaciones no supera la presión de fractura.

Si se combina la información generada por geomecánica (Tabla 1) con el estudio de hidráulica (Figura 20) y los datos recopilados del pozo (Tabla 2), se aprecia claramente que durante la operación de empaque se originó una fractura, debido a la combinación de la tasa de bombeo utilizada con las presiones en superficie y el gradiente de fractura.

ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN

Se realizó un análisis de los fluidos de completación utilizados durante las operaciones de empaque, para conocer los parámetros reológicos de los sistemas de fluidos empleados y determinar si éstos pueden ser causa de una pérdida de circulación.

Básicamente se han utilizado dos tipos de fluido durante el empaque con grava el fluido A tipo emulsión O/W y el fluido B agua tratada. En la Tabla 3, se presenta un resumen del uso de éstos fluidos en cada uno de los pozos evaluados.

Cuando se realiza un empaque con grava, se espera que siempre se produzca una pérdida de fluido o "leakoff" [8]. Esta pérdida es necesaria para poder llenar las perforaciones con la arena de empaque. A pesar de esto, los valores normales no son tan altos como los reportados en algunos de los trabajos realizados en el campo, de allí la importancia de conocer que esta pasando en la formación mientras se desarrolla este proceso.

Teóricamente[4] se sabe que de las propiedades de los fluidos de completación, la viscosidad ejerce mayor influencia sobre la presión que se aplica a la formación durante el bombeo, sin embargo, la densidad está asociada al efecto de presión de la columna hidrostática que se mantiene sobre la formación.

Al realizar las simulaciones hidráulicas de las operaciones de empaque con grava, se pudo comprobar que los rangos de parámetros reológicos exhibidos por los fluidos utilizados no representan un riesgo potencial para inducir pérdidas excesivas de fluido. Sin embargo, siempre se debe tener presente que las propiedades reológicas de los fluidos que se utilizan para este tipo de operaciones deben mantener un equilibrio entre las propiedades reológicas que garanticen el acarreo de la grava y que dichas propiedades no sean excesivamente altas como para inducir pérdidas.

En los pozos en donde se utilizó como fluido agua tratada, los efectos asociados a la viscosidad del fluido pierden relevancia debido a que la misma tiene un valor de 1,0 Cp, lo que no se cumple para la densidad, siendo esta mucho mayor que la del sistema emulsión O/W.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1 Desde un punto de vista geomecánico el fluido se comienza a perder hacia la formación una vez que la presión de bombeo supera la presión de cierre de la fractura en superficie.
- 2 Se deben usar tasas de bombeo alrededor de 1,5 bbl/min y manejar concentraciones de 0,8 lbs/gal, bajando la viscosidad del fluido para evitar exceso de pérdidas por fricción.
- 3 Previo al diseño de las operaciones de empaque con grava, se debe realizar un análisis de declinación de presión a partir de las pruebas de minifrac. Esto, con la finalidad de evitar las pérdidas de fluidos hacia la formación.
- 4 Se deben realizar estudios desde el punto de vista hidráulico, para asegurarse que los parámetros reológicos del fluido de empaque garanticen el acarreo de la grava y mantengan una reología baja.

NOMENCLATURA

<i>ISIP</i>	Instantaneous Shut-In Pressure
<i>FCP</i>	Fracture Closure Pressure
(dp/dL)	Pérdidas por fricción
<i>D</i>	Diámetro interno
<i>K</i>	Índice de consistencia
<i>n</i>	Índice de comportamiento
$\bar{v}$	Velocidad media
<i>r</i>	Densidad del fluido
<i>f</i>	Factor de fricción de Fanning
<i>f_G</i>	Masa de grava por unidad de volumen de fluido
<i>r_G</i>	Densidad de la grava
<i>Q</i>	Caudal de fluido
<i>A</i>	Area de restricción
<i>C_d</i>	Coeficiente de descarga

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Halliburton Energy Services. *FRACPAC Completion Services*. 2nd edition. United States of America, 1995.
2. Guo.F., Morgenstern.N.R. and Scott.J.D. *Interpretation of Hydraulic Fracturing Pressure: A Comparison of Eight Methods Used to Identify Shut-in Pressure*. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr. Vol. 30.No.6, pp.627-631, 1993.
3. Economides, M.J., Watters, L.T., Dunn-Norman, S. *Petroleum Well Construction*. John Wiley & Sons. 1998. 164 p.
4. Bourgoyne, A.T.; Milheim, K.K.; Chenevert, M. E.; Young, F. S. *Applied Drilling Engineering*. Richardson, Texas; Society of Petroleum Engineers, 1984. 502 p.
5. EXLOG[®] *Theory and Application of Drilling Fluid Hydraulics*. Boston; International Human Resources Development Corporation, 1985. 203 p.
6. Rojas, O.; Briceño, M. I. *Reología de Sistemas Dispersos*. Cuaderno FIRP 925. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela, 1999.
7. Schowalter, W. R. *Mechanics of Non Newtonian Fluids*. Oxford; Pergamon, 1978.
8. Beaker Oil Tools, Sand Control System. *Mejores Prácticas de Completación Horizontal*. Houston, Texas, 1996

Tabla 1: Presiones máximas de bombeo en superficie

Pozo	Profundidad promedia [pie]	Presión de cierre [lpc/pie]	Gradiente de fractura [lpc/pie]
3, etapa 1	3.610	350	0,53
3, etapa 2	3.378	792	0,67
4	3.321	590	0,61
5, etapa 1	3.494	394	0,55
6	3.050	180	0,49
7	3.615	350	0,53
8, etapa 1	2.993	343	0,56
8, etapa 2	2.844	192	0,50
10, etapa1	3.581	175	0,48
10, etapa 2	3.353	310	0,53

Tabla 2: Parámetros asociados a la grava utilizada en los empaques

Pozo	Tipo de grava	Grava teórica [sxs]	Grava bombeada [sxs]	Grava inyectada [sxs]	Relación saco/pie intervalo abierto	Concentración min-max [lbs/gal]	Presión de bombeo promedio [lpc]
1	16/30	28	100	72	1,7	0,5-0,7	700
2	16/30	32	48	16	0,7	0,5-0,7	1.000
3	16/30	44	174	130	3,5	0,5-0,9	850
4	16/30	29	38	9	0,6	0,5-0,8	500
5	16/30	61	120	59	1,1	0,5-0,7	600
7	16/30	24	118	94	1,6	0,3-0,7	1.000
8	16/30	23	40	17	0,8	0,5-10	1.050
9	16/30	25	45	20	0,4	0,5-1,1	450
10	16/30	41	135	94	1,7	0,5-1,1	450
11	16/30	37	50	13	0,4	0,5-0,9	500

Tabla 3: Resumen de fluidos utilizados durante el empaque con grava

Pozo	Fluido	Volumen utilizado [bbl]	Relación volumen/intervalo [bbl/pie]
1	B	595	14,2
2	A	267	11,1
3	A	1.016	26,7
4	A	164	2,0
5	B	606	11,7
7	A	N/d	N/d
8	B	205	9,3
9	B	350	6,4
10	B	350	6,4
11	B	183	5,1

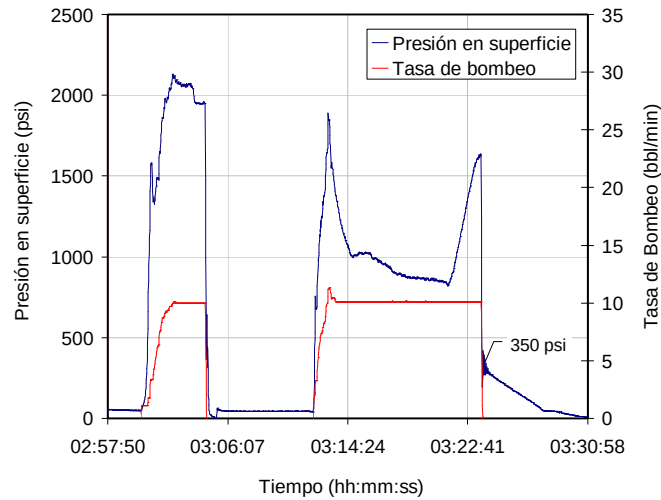


Figura 1: Pre-flujo y minifrac del pozo 3, etapa 1

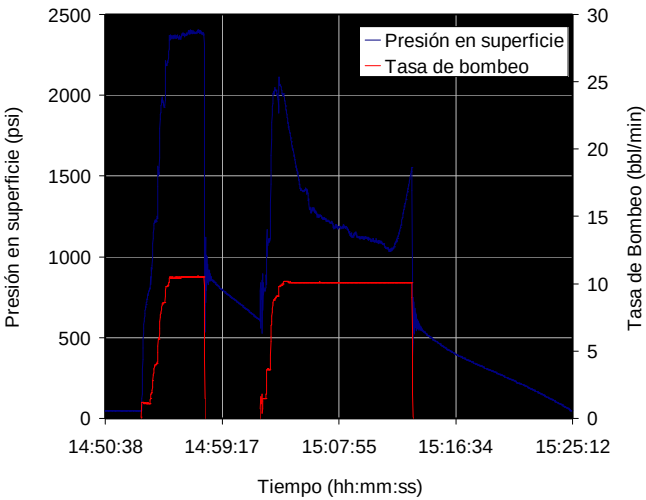


Figura 2: Pre-flujo y minifrac del pozo 3, etapa 2

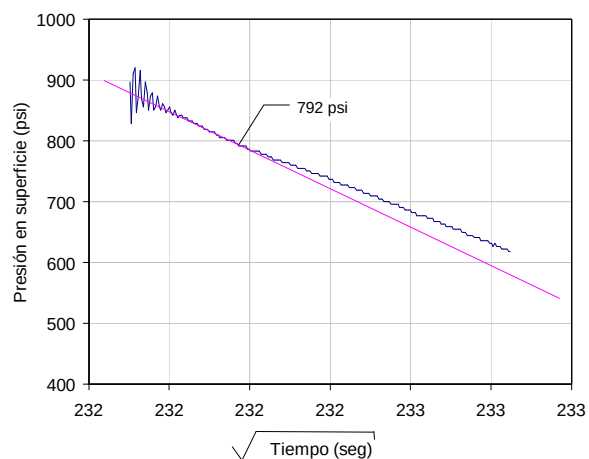


Figura 3: Análisis de declinación de presión del pozo 3, etapa 2

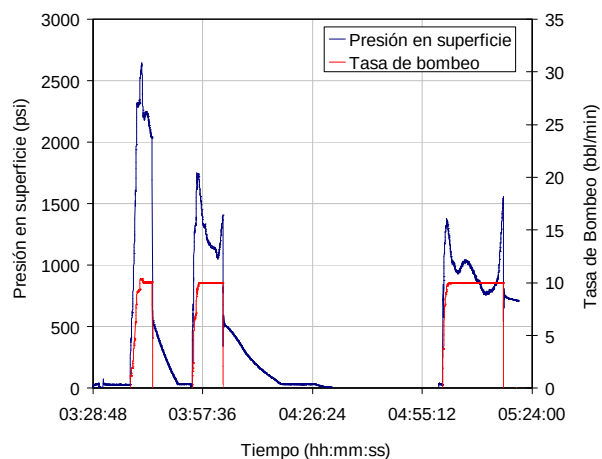


Figura 6: Pre-flujo y minifrac del pozo 5

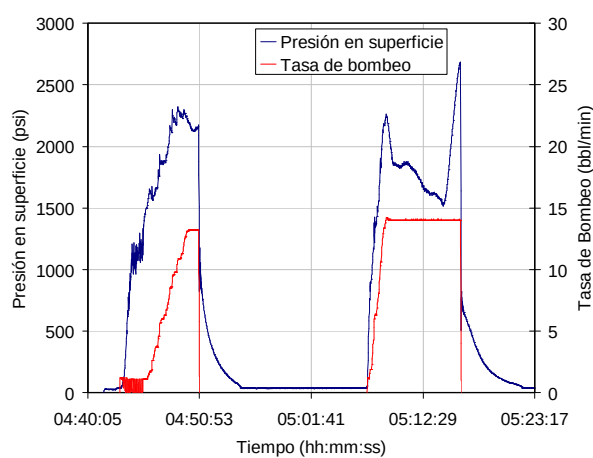


Figura 4: Pre-flujo y minifrac del pozo 4

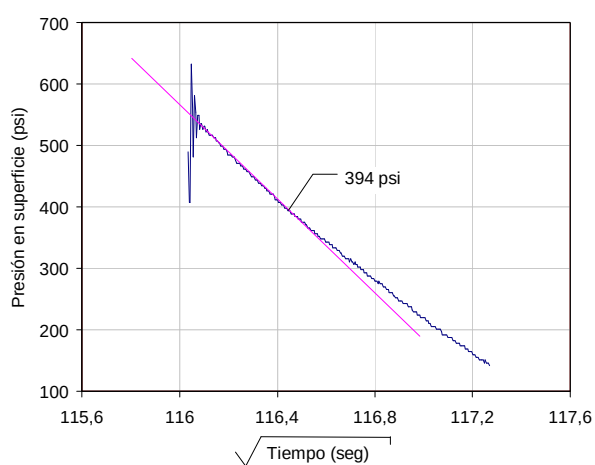


Figura 7: Análisis de declinación de presión del pozo 5

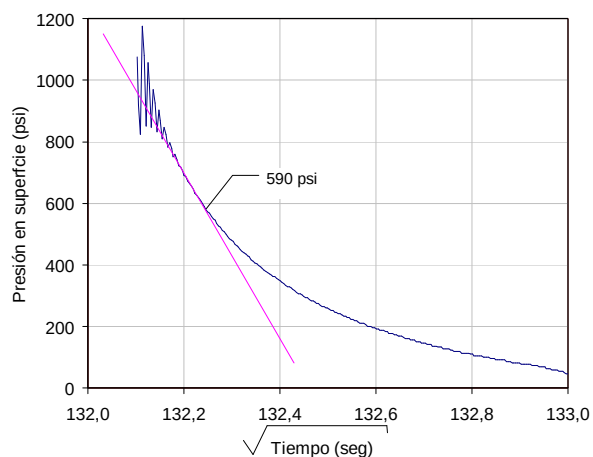


Figura 5: Análisis de declinación de presión del pozo 4

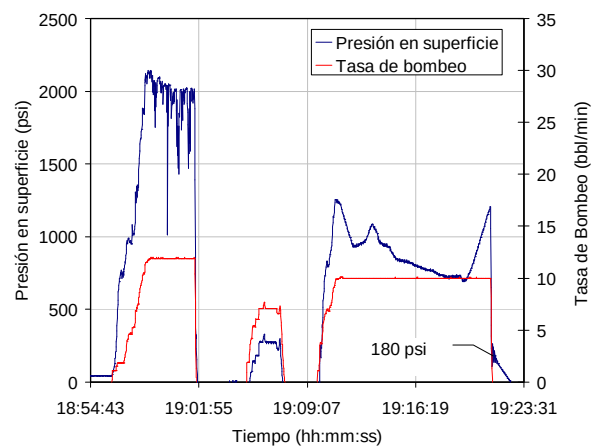


Figura 8: Pre-flujo y minifrac del pozo 6

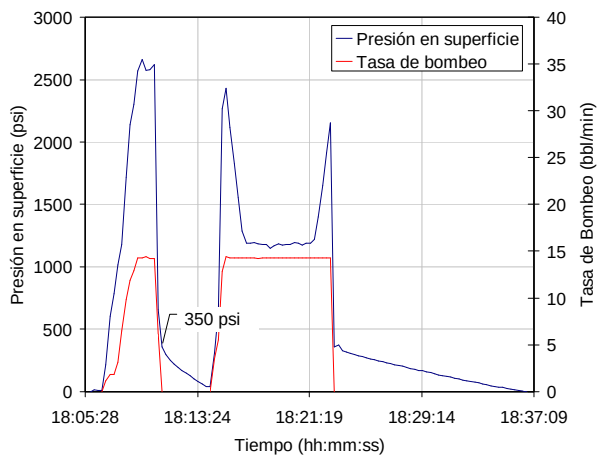


Figura 9: Pre-flujo y minifrac del pozo 7

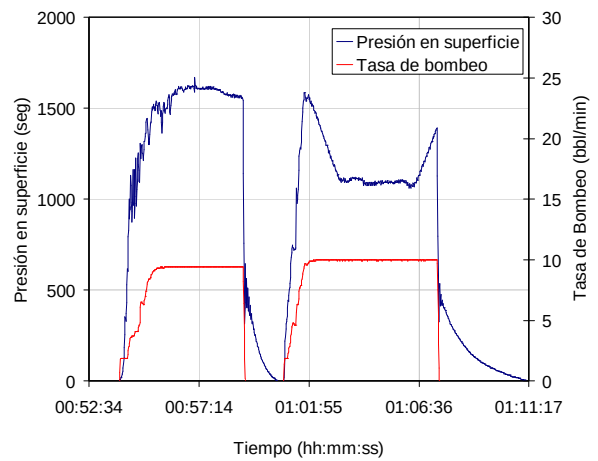


Figura 12: Pre-flujo y minifrac del pozo 8, etapa 2

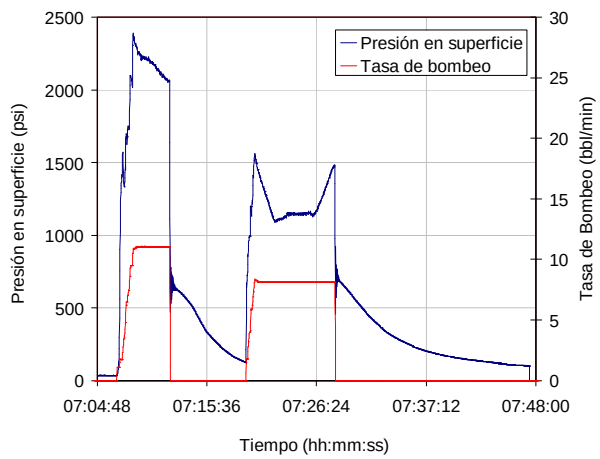


Figura 10: Pre-flujo y minifrac del pozo 8, etapa 1

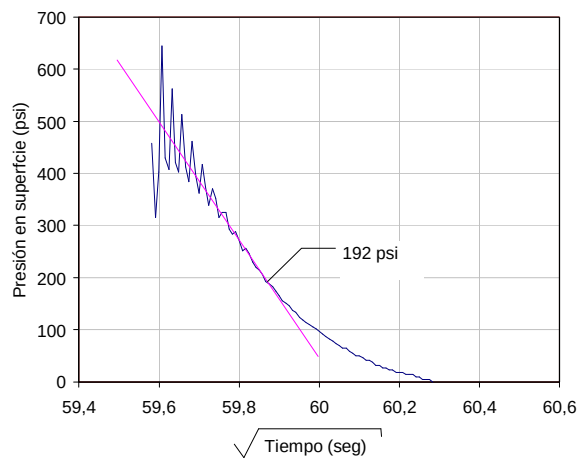


Figura 13: Análisis de declinación de presión del pozo 8, etapa 2

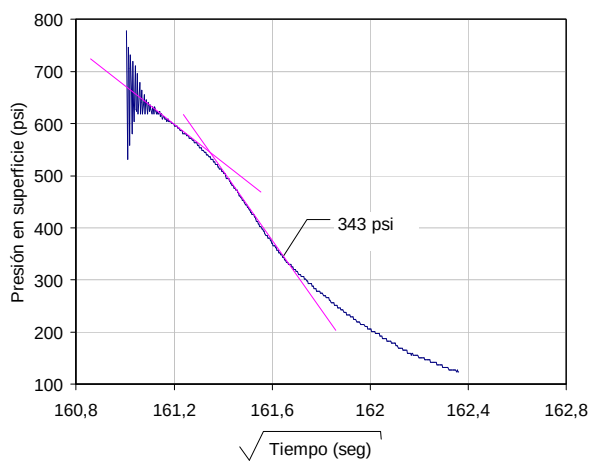


Figura 11: Análisis de declinación de presión del pozo 8, etapa 1

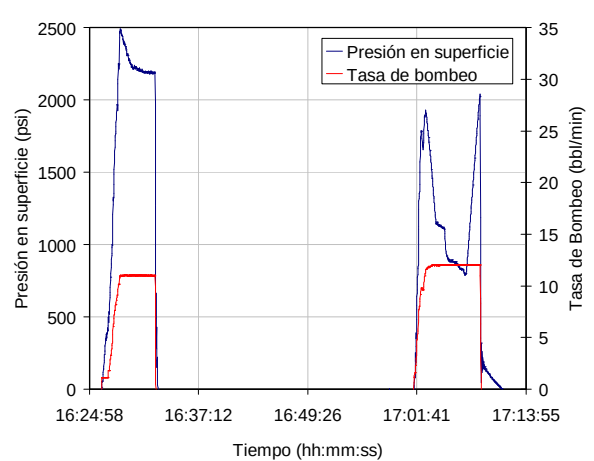


Figura 14: Pre-flujo y minifrac del pozo 10, etapa 1

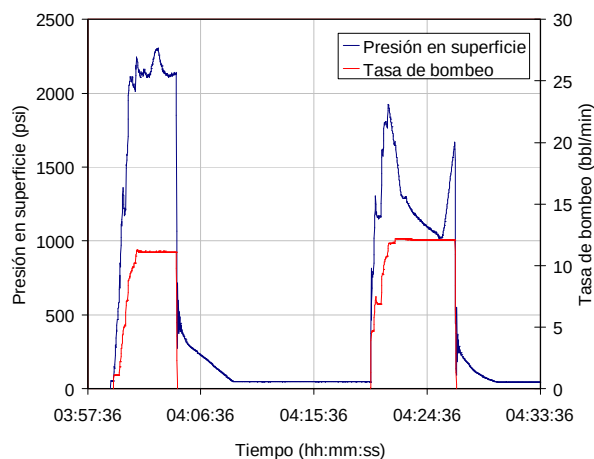


Figura 14: Pre-flujo y minifrac del pozo 10, etapa 2

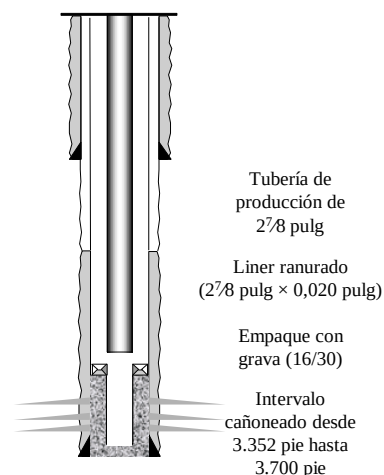


Figura 18: Modelo del esquema de completación de los pozos

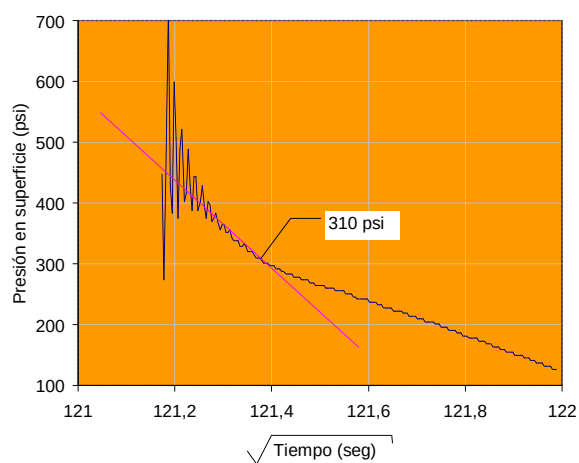


Figura15: Análisis de declinación de presión del pozo 10, etapa 2

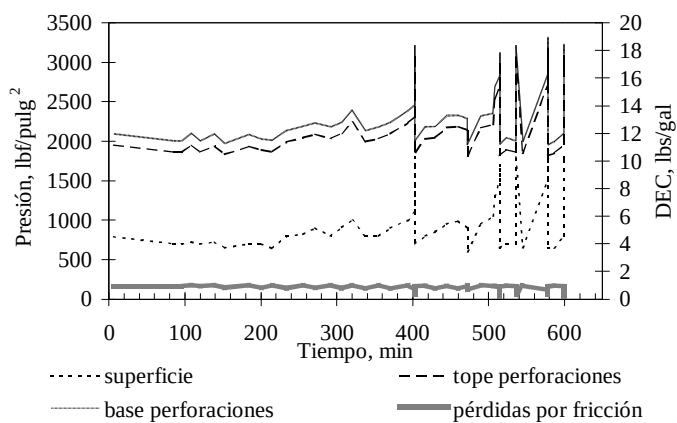


Figura 19: Presión estimada en el intervalo perforado

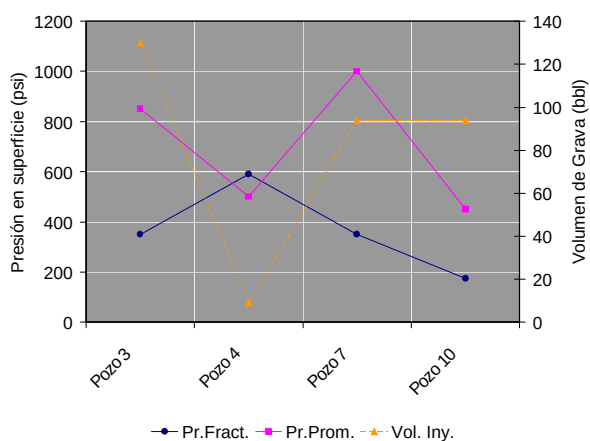


Figura 17: Comparación presión de fractura, fluido perdido y volumen inyectado

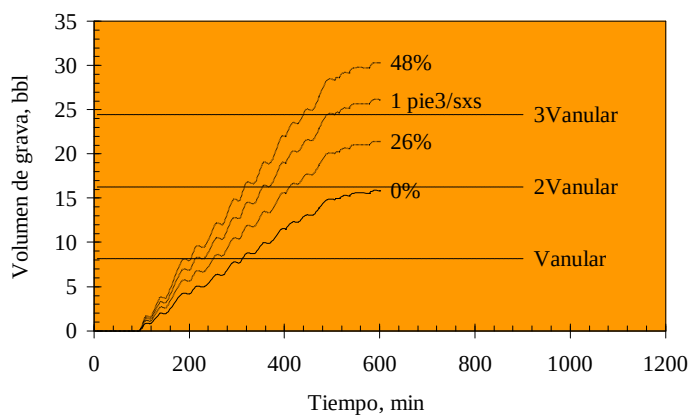


Figura 20: Volumen de grava inyectado

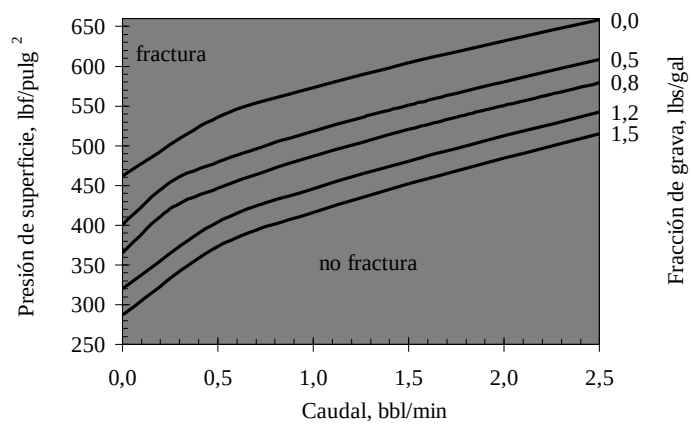


Figura 21: Presión de superficie en función del caudal máximo durante la operación.