

Análisis del Factor de Daño de Formación y Evaluación de los Tratamientos de Fracturamiento Realizados en el Campo ANPA del Distrito Amazónico

Pablo Augusto Freire Rodríguez¹

Ángel Javier Chuiza Pilco²

Bolívar Miranda

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador

³pafreire@espol.edu.ec

Resumen

La pobre producción en ciertos pozos de petróleo está ligada a problemas de taponamiento de los poros de la roca reservorio. A este taponamiento de los poros, que a su vez restringe el flujo de manera parcial ó total de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo es lo que se conoce como “daño de formación”.

El presente proyecto que tiene por tema “Análisis del Factor de Daño de Formación y Evaluación de los Tratamientos de Fracturamiento realizados en el Campo ANPA perteneciente al Distrito Amazónico” muestra un análisis del daño de formación ocurrido en el pozo Anpa 15-D, así como un seguimiento a la operación que fue ejecutada para atravesar las obstrucciones que taponan el medio poroso mediante la implantación del método de fracturamiento hidráulico, con el objetivo de estimular al pozo logrando un aumento en la producción de hidrocarburos.

Palabras clave: modelos de flujo en el reservorio, modelos de flujo en el límite.

Abstract

The poor production in some oil wells is related with the plugging of the pores of the reservoir rock. The plugging of the pores, which in turn restricts the flow of fluids of partial or total way from reservoir into the well is what is known as “formation’s damage”.

The present project which theme is “Analysis of Factor from Formation Damage and Evaluation from the treatments made in the ANPA camp that belong to Amazonic District” shows an analysis of formation damage occurred in the well Anpa 15-D, as well as monitoring the operation that was executed to break through blockages that clog the porous medium by introducing the hydraulic fracturing method, in order to stimulate the well achieving an increase in the production of hydrocarbons.

Keywords: flow models in reservoir, flow models in the limit

1. Introducción

Se conoce como daño de formación a cualquier restricción parcial ó total que distorsiona las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo, esto básicamente ocurre debido a la alteración que sufre un medio estático aislado como lo es la roca reservorio debido a la interacción con un medio dinámico el cual está representado por todos y cada uno de los procesos operativos, tales como perforación, cementación, disparos, producción, etc., que se llevan a cabo durante la vida de un pozo productor de hidrocarburos.

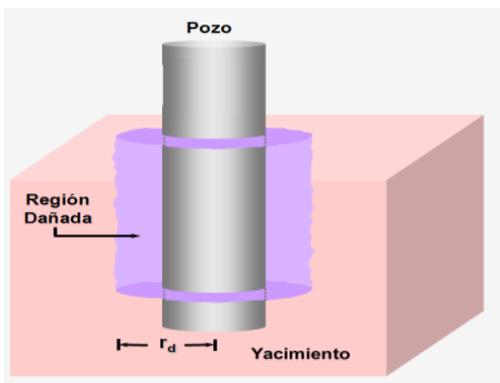


Figura 1. Representación del daño de formación

Matemáticamente el daño de formación es un valor adimensional que está representado por la letra “S” y que su valor numérico puede ser determinado por algunos métodos que tienen su fundamento en las denominadas pruebas de presión.

2. Métodos de determinación del daño de formación

Se ha demostrado que la respuesta de la presión del yacimiento ante diferentes cambios en la tasa de flujo, refleja la geometría y las propiedades del yacimiento.

Para su análisis se han creado las denominadas “Pruebas de Presión”, las cuales se basan en la medición del disturbio de presión creado en el yacimiento, mediante cambios en la tasa de producción, que provocan variaciones en la presión de fondo fluyente (P_{wf}) con respecto al tiempo.

Entre los principales métodos de determinación del daño de formación a partir de las denominadas pruebas de presión podemos mencionar los siguientes:

2.1. Los que se originan a partir de una prueba de restauración de presión (Build-up test)

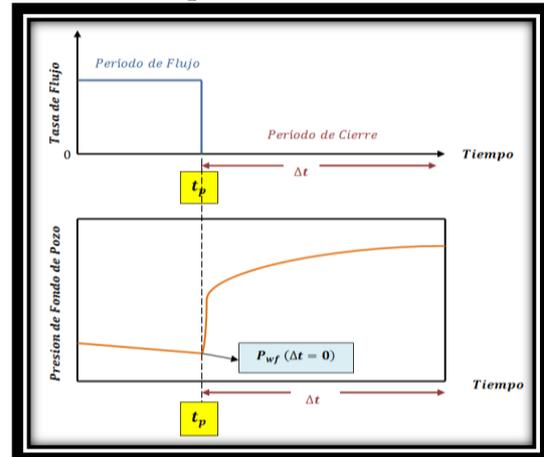


Figura 2. Prueba de restauración de presión

Dentro de este grupo los principales métodos de determinación del valor numérico para el daño de formación están: El Método de Condiciones Básicas, Método de Aproximación de Horner, Método de la Derivada de Bourdet (Curva Tipo), etc.

2.2. Los que se originan a partir de una prueba de abatimiento de presión (Drawdown test)

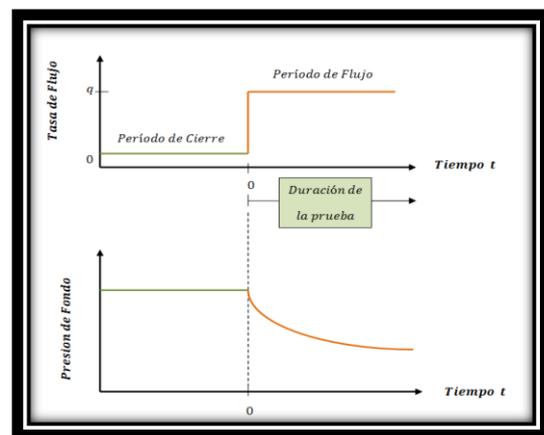


Figura 3. Prueba de abatimiento de presión

Dentro de este grupo, los principales métodos de determinación del valor numérico para el daño de formación (S) están basados en los siguientes casos:

Cuando la prueba de flujo es a una tasa constante de producción, a una tasa ligeramente variable ó a una tasa notablemente variable, así como también tenemos el método de Ramey (Curva Tipo), etc.

El objetivo principal de calcular el valor numérico de “S” es con el objeto de clasificar el estado del pozo de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 1. Valores típicos de "S"

| Condición del pozo | Valor de S |
|------------------------|---------------------|
| Altamente dañado | $S > +10$ |
| Dañado | $S > 0$ |
| Sin daño | $S = 0$ |
| Acidificado | $-1 \leq S \leq -3$ |
| Fracturado | $-2 \leq S \leq -4$ |
| Masivamente Fracturado | $S < -5$ |

En la actualidad existen paquetes computacionales como el software Pan-System que se fundamenta también en las denominadas pruebas de presión y nos ayuda a determinar el valor numérico del daño de formación, así como otras propiedades del reservorio de una forma mucho más rápida.

3. Caso real del pozo ANPA 15-D

El pozo ANPA-15D se encuentra en el eje norte de la estructura del campo ANPA con una LONGITUD: 76°42'45" y una LATITUD: 0°6'31"

3.1. Antecedentes

El pozo ANPA 15D es un pozo del tipo direccional prácticamente nuevo, cuyas operaciones de completación comenzaron el 5 de Julio del 2010, luego de la cual se procede a disparar la arena "T inferior" el 12 de Julio en los siguientes intervalos:

Tabla 2. Intervalo disparado en la arena "T inferior"

| INTERVALOS | BASE (fts) | TOPE (fts) | LONGITUD (fts) |
|------------|------------|------------|----------------|
| 1 | 10098 | 10087 | 11 |
| 2 | 10106 | 10099 | 7 |
| 3 | 10116 | 10110 | 6 |
| 4 | 10134 | 10121 | 13 |

Se inicia la evaluación de producción del pozo el 13 de Julio del 2010 con los siguientes resultados:

Tabla 3. Resultado de la prueba de producción

| Fecha | Producción Fluido | BSW % | Producción Petróleo |
|-----------|-------------------|-------|---------------------|
| | BFPD | | BPPD |
| 7/13/2010 | 360 | 49 | 183.6 |
| 7/14/2010 | 360 | 45 | 198 |
| 7/15/2010 | 360 | 45 | 198 |
| 7/16/2010 | 360 | 33 | 258 |
| 7/19/2010 | 408 | 21 | 322.32 |

El día 20 de julio se suspende la evaluación y se realiza cambio de fluido del pozo por fluido de control especial para proceder a bajar la B.E.S. sin embargo el pozo toma mucho de este nuevo fluido y posteriormente ocurre un repentino descenso en la producción como se puede observar en el respectivo diagrama de producción (Fig. 4.). A partir del 22 de julio no se tiene producción del pozo.

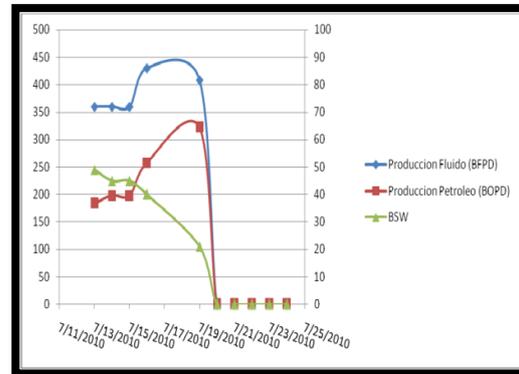


Figura 4. Historial de producción del pozo ANPA 15-D

Análisis posteriores determinaron que la repentina y drástica caída de la producción del pozo fue debido a que se generó un daño severo ($S > 10$) en la formación cuyas causas se detallan a continuación.

3.2. Causas del daño de formación

Las causas que generaron el daño de formación en la arena Napo "T" inferior del pozo ANPA 15-D son las siguientes:

1. Daño por invasión de fluidos de completación (agua fresca).
 - Daño por emulsión por fluidos de completación no compatibles con el reservorio.
 - Daño por hinchamiento de arcillas por el cambio de salinidad.
2. Daño por invasión de sólidos introducidos durante los trabajos de reacondicionamiento.
3. Daño por lodo de perforación.

El daño inducido a la formación Napo "T" inferior es considerado muy alto y de diferente profundidad de invasión por lo que el pozo tuvo que ser cerrado debido a su baja productividad.

Es entonces que se considera el hecho de que su productividad inicial podría ser recuperada si es que se puede sobrepasar el daño de formación, lo cual solo se podría lograr si se le aplicara a la formación un "skin frac" mediante la técnica del fracturamiento hidráulico.

3.3. Parámetros de selección

Los siguientes fueron los parámetros que se analizaron para considerar si el pozo ANPA 15-D era un buen candidato para la ejecución de una fractura hidráulica.

1. Daño.
2. Litología.
3. Condición del Cemento.
4. Análisis del Fluido de Formación.
5. Porosidad.
6. Permeabilidad.
7. Producción.
8. Contacto Agua-Petróleo.
9. Completación del Pozo.

Luego de analizar todos y cada uno de los parámetros antes mencionados se considero al pozo Anpa 15-D como buen candidato para la ejecución de la fractura hidráulica.

3.4. Programa resumido del fracturamiento aplicado al pozo ANPA 15-D

1. Se sacó completación original para proceder a bajar sarta de limpieza y luego se dejó listo el pozo para bajar la sarta de fractura
2. Se bombeó píldora viscosa aisladora hacia la arena “U inferior”
3. Se bombeó One Step para acondicionar la arena a fracturar “T inferior”.
4. La operación de fracturamiento hidráulico, se realizó cumpliendo la siguiente secuencia:

Tabla 4. Secuencia del bombeo de fluidos al pozo

| Section 1: As Measured Pump Schedule | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|------------|---------------------|-----------------------|-----------------|------------|--------------------|---------------|-----------------|----------------|------|
| As Measured Pump Schedule | | | | | | | | | | |
| Stg # | Stage Name | Slurry Volume (bbl) | Slurry Rate (bbl/min) | Pump Time (min) | Fluid Name | Fluid Volume (gal) | Proppant Name | Prop Conc (PPA) | Prop Mass (lb) | |
| 1 | PAD | 333.3 | 17.1 | 19.5 | VF30:LHTD | 13984 | None | 0 | 0.0 | 23 |
| 2 | 1.0 PPA | 34.8 | 18.0 | 1.9 | VF30:LHTD | 1403 | Carbolite 20 | 1.2 | 1.0 | 1342 |
| 3 | 2.0 PPA | 36.3 | 18.0 | 2.0 | VF30:LHTD | 1418 | Carbolite 20 | 2.0 | 1.7 | 2394 |
| 4 | 3.0 PPA | 37.7 | 18.1 | 2.1 | VF30:LHTD | 1414 | Carbolite 20 | 3.7 | 2.7 | 3883 |
| 5 | 4.0 PPA | 39.2 | 17.9 | 2.2 | VF30:LHTD | 1382 | Carbolite 20 | 4.9 | 4.7 | 6463 |
| 6 | 5.0 PPA | 40.6 | 18.1 | 2.3 | VF30:LHTD | 1406 | Carbolite 20 | 5.0 | 4.9 | 6873 |
| 7 | 6.0 PPA | 30.1 | 18.0 | 1.7 | VF30:LHTD | 1014 | Carbolite 20 | 5.9 | 5.6 | 5695 |
| 8 | 6.0 PPA | 16.1 | 17.9 | 0.9 | VF30:LHTD | 512 | Carbolite 20 | 8.1 | 7.8 | 3739 |
| 9 | 10.0 PPA | 10.3 | 18.1 | 0.6 | VF30:LHTD | 317 | Carbolite 20 | 9.4 | 8.8 | 2621 |
| 10 | 12.0 PPA | 11.8 | 18.2 | 0.7 | VF30:LHTD | 326 | Carbolite 20 | 13.9 | 11.7 | 3848 |
| 11 | FLUSH | 73.3 | 4.0 | 18.4 | VF130 | 3011 | None | 14.1 | 0.7 | 2934 |

5. Luego se esperó el cierre de la fractura liberando presión. (Aproximadamente 1 hora).
6. Se evaluó la cantidad de arena que se tenía en la completación.
7. Se sacó la sarta de fracturamiento y se bajó a limpiar con punta libre.
8. Se bajó sarta de evaluación (bomba tipo Jet).
9. Se recuperó sarta de evaluación.
10. Se bajó completación definitiva.
11. Se dieron por terminadas las operaciones.

3.5. Evaluación del tratamiento

Las características de la fractura realizada a la arena “T inferior” del pozo Anpa 15- D fueron las siguientes:

Tabla 5. Valores de la fractura del pozo Anpa 15-D

| | |
|-----------------------------------|-------------|
| Propped Fracture Half-Length..... | 179.6 ft |
| EOJ Hyd Height at Well..... | 81.9. ft |
| Average Propped Width..... | 0.077 in |
| Net Pressure..... | 1635 psi |
| Efficiency..... | 0.229 |
| Effective Conductivity..... | 15385 md.ft |
| Effective Fcd..... | 0.3 |
| Max Surface Pressure..... | 7361 psi |

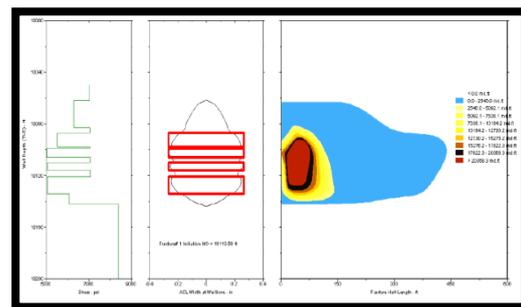


Figura 5. Geometría real de la fractura obtenida con FRAC CADE

3.6. Producción post-fractura

Los últimos datos de producción del pozo ANPA 15-D se pueden observar en el siguiente gráfico:

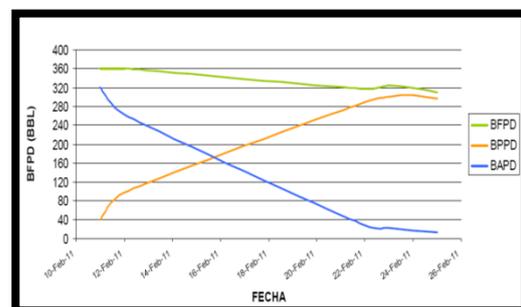


Figura 6. Historial de Producción de fluidos post – fractura

La producción del pozo luego del tratamiento de fractura hidráulica se encuentra al momento en un promedio de 331 [BFPD], con un BSW de 4%.

4. Conclusiones

1. Con una fractura de longitud media apuntalada de 179,9 ft, con una altura de 81,9 pies y un ancho de fractura en la cara del pozo de 0.077 pulgadas, la formación Napo "T" Inferior se encuentra produciendo un promedio de 331 [BFPD], incrementando la producción en este mismo número, ya que el pozo debido a su bajo aporte se encontraba cerrado.
2. Debido a las condiciones de presión encontradas durante el trabajo, es posible incrementar la concentración de propante hasta 12 PPA, dejando en la cara de la fractura un ancho de fractura mayor.
3. El tapón realizado antes del fracturamiento hidráulico a la zona U, fue exitoso, ya que se logró mantener una presión constante en el anular durante el trabajo.

5. Recomendaciones

1. El bajar directamente una completación con BES hubiera ayudado a una pronta evaluación. En casos como estos, donde se trabaja a una presión muy cercana a la presión de burbuja, se recomienda utilizar separadores de gas que permiten manejar adecuadamente las condiciones a las que el pozo produce.

Se recomienda a futuro, bajar directamente la bomba eléctrica luego del tratamiento de fracturamiento; especialmente en pozos, donde se tiene una idea clara de la producción.

2. Durante todas las operaciones del work-over, ya sea antes o después del tratamiento, se debe controlar el pozo con fluido especial, lo que hará posible el óptimo cuidado del pozo y así se evitará problemas por utilizar fluido no tratado, que fue en sí la razón que originó la presencia del daño en la formación al inicio.
3. En trabajos futuros se recomienda bombear PropNET desde la primera etapa del tratamiento para asegurarse la cobertura de este material en todo el apuntalante bombeado, con el objeto de minimizar la probabilidad de que retorne el apuntalante una vez que el pozo sea puesto en producción.

6. Bibliografía

- [1] G. C. Howard, Hydraulic Fracturing, New York, Dallas 1970.
- [2] Freddy H. Escobar Macualo, Ph.D., Análisis Moderno de Presiones de Pozos, Neiva, Huila, 2003.
- [3] Fracturing Engineering Manual, Treatment Design, 1998.
- [4] Joel Plaza, Vanesa Cárdenas, Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- [5] S. Quiroga, Propiedades Físicas de los Fluidos y las Rocas, 3a edición, Octubre 1992.
- [6] Kléber Quiroga. Pruebas, Completaciones y Reacondicionamientos de Pozos Petrolíferos. Petroproducción. 1991.