Análisis del Factor de Daño y Evaluación de los Tratamientos de Acidificación Realizado en el Campo AXY del Distrito Amazónico.

Miguel Larrea (1) Diego Peña (2) Ing. Bolívar Miranda (3)
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
mi_larrea1@hotmail.com(1) dpena@on.br(2)bolivarma1@hotmail.com(3)

Resumen

Para estimar la producción de un pozo, se evalúa y se correlaciona la información obtenida de pozos cercanos que atraviesen la misma formación productora y que tengan características similares. Pero en una considerable cantidad de casos, se obtienen producciones muy por debajo de la esperada.

La baja producción de una formación podría deberse a un cambio litológico local ligado al ambiente geológico deposicional, que ha provocado una disminución de la porosidad y/o la permeabilidad. Esto se da por causas naturales, y no pueden ser evitadas, minimizadas y en algunas ocasiones, tampoco predichas.

Al perforar un ambiente en equilibrio físico-químico, como es un reservorio, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con uno artificial, que puede o no ser compatible con él, alterándolo. A esta zona alterada (porosidad y permeabilidad) se le denomina zona dañada y a la medida de esta alteración, daño de formación o efecto de piel (skin).

Existen muchos tratamientos para "estimular" las formaciones "dañadas", siendo los más comunes los tratamientos químicos, de los cuales la acidificación (tratamiento con ácidos) es la que más ampliamente se usa en la industria, debido a su versatilidad, costos y efectividad.

El presente artículo busca analizar las principales fuentes del daño de formación, de manera que el tratamiento de estimulación (acidificación en este caso), llegue a ser el más efectivo posible. Además de proveer los estimadores necesarios para evaluar la efectividad del tratamiento.

Palabras Claves: producción, porosidad, permeabilidad, efecto de piel (skin), acidificación, estimular.

Abstract

To estimate the production of a well, it is evaluated and the obtained information of near wells is correlated that cross the same formation producer and that they have characteristic similar. But in a considerable quantity of cases, productions are obtained very below the prospective one.

The drop production of a formation could be due to a change local bound litológico to the atmosphere geologic deposicional that has provoked a decrease of the porosity and/or the permeability. This is given by natural causes, and they cannot be avoided, minimized and in some occasions, neither predichas.

When perforating an atmosphere in physical-chemical balance, like it is a reservoir, it contacts one artificial that can or not to be compatible with him, altering it. this altered (porosity and permeability) area is denominated damaged area and to the measure of this alteration, formation damage or skin effect.

Many treatments exist to "stimulate" the "damaged" formations, being the most common the chemical treatments, of which the acidification (treatment with acids) is the one that more thoroughly is used in the industry, due to its versatility, costs and effectiveness.

The present article finds to analyze the principals fonts of the formation damage, in the way that the stimulation treatment (in this case, acidification) can be the more effective possible. Also provides the estimators necessaries to evaluate the treatment effectively.

Keywords: production, porosity, permeability, skin effect, acidification, stimulate

1. Introducción

La estimulación ácida es una de las operaciones de campo que se ha aplicado tradicionalmente en la industria petrolera para mantener, recuperar e incrementar la producción de un pozo, la cual ha declinado debido al desgaste de energía natural que sufren los yacimientos ó ha sido causada principalmente por el mal diseño de los fluidos en las operaciones de perforación, que han dañado severamente las zonas productoras, al utilizar un lodo inadecuado para atravesarlas; y en las operaciones de terminación de pozos.

La operación en la cual se puede provocar daños de formación en mayor escala es durante la etapa de producción de un pozo , por la formación de parafinas ó depositación de escalas y durante la reparación de pozos, donde se produce la invasión de fluidos de matado a las arenas productoras, causando un daño en las propiedades petrofísicas más importantes de la roca como la porosidad efectiva y la permeabilidad, provocando una mayor caída de presión en la cara de la arena por la acumulación de finos, o bloqueos por agua, que reducen el caudal de petróleo hacia el pozo.

Entre las estimulaciones ácidas más usadas está la estimulación matricial; que consiste en la inyección de fluidos de tratamiento, en caudales y presiones por debajo de la presión de fractura de la formación. La selección del sistema de fluidos de tratamiento depende, de la composición mineralógica, del tipo de daño y de las condiciones del yacimiento, y el éxito de la operación de estimulación dependerá de una clara comprensión de estos factores.

Muchos de los pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones no ácidas (no reactivas) debido a la naturaleza del problema que genera la declinación de su producción, por lo tanto la selección de un pozo candidato a ser estimulado y el diseño de su tratamiento requieren de un buen análisis. La determinación del tipo de daño y de la magnitud del mismo, mediante pruebas de restauración de presión; de un conocimiento mineralógico de la formación mediante pruebas de núcleos de laboratorio y un análisis nodal son factores muy importantes a considerar para seleccionar y diseñar el tratamiento de un pozo.

2. Características del Daño de Formación

Daño de formación, es la reducción en permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo. El término efecto de piel (Skin) también se usa en este mismo sentido para denotar una superficie o cilindro de permeabilidad reducida alrededor del pozo.

El daño puede ocurrir durante las operaciones de perforación, terminación o producción y puede ser el resultado de hinchamiento de partículas arcillosas en arenas limosas, invasión de partículas del lodo de perforación, precipitación química, formación de emulsiones, desarrollo bacterial, aumento en agua innata y depósitos de parafina o asfáltenos.

El factor “S” representa la sumatoria de todos los efectos que representan caídas adicionales de presión en el sistema de producción yacimiento/pozo. El efecto “skin” (S) es una variable adimensional y compuesta.

El factor “skin” será positivo o negativo en los siguientes casos:

- Invasión de fluidos S (+)
- Mini fracturas S (-)
- Disparos Parciales S (+)
- Pozos inclinados S (-)
- Perforación Parcial S (+)
- Fracturas hidráulicas S (-)
- Pozo Horizontal S (-)
- Flujo turbulento S (+)
- Fluido de inyección S (+)
- Si hay producción de tres fases S (+)
- Cuando Pe-Pwf > 1000 psi S (+)
- Cuando haya altas tasas de flujo (Turbulencia) S (+)
- Cuando se cañonea a < de 4 TPP S (+)

2.1. Mecanismos de Daño a la Formación

Existen varios mecanismos que pueden afectar a la formación; en primer lugar, aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones interfaciales entre la roca/fluido y fluido/fluido, además las de la superficie de la roca; también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico.

3. Métodos de Determinación del Daño de Formación

3.1. Pruebas de Presión Transitoria.

La prueba de presión transitoria consiste en cambiar el caudal de producción en superficie y registrar el cambio de presión en el fondo del pozo. El cambio del caudal de producción que se realiza durante la prueba de presión transitoria induce una distribución de presión que se transmite en el yacimiento y es afectada de varias maneras por las características de las rocas.

Por consiguiente, un registro de las presiones contra el tiempo produce una curva cuya forma está definida por las características propias del yacimiento.

3.1.1. Prueba de Restauración de Presión (Build Up) para Evaluar el Estado de un Pozo.

Características:

- No requiere una supervisión permanente con relación a otros métodos de pruebas de pozos .
- Cuando el pozo se cierra durante el estado transitorio, la presión se incrementa hasta la presión estática ó inicial (P_i) del yacimiento y es posible medirla.
- De igual forma si el pozo se cierra durante el período pseudo continuo entonces es posible estimar la presión promedia del yacimiento en el área de drenaje del pozo.

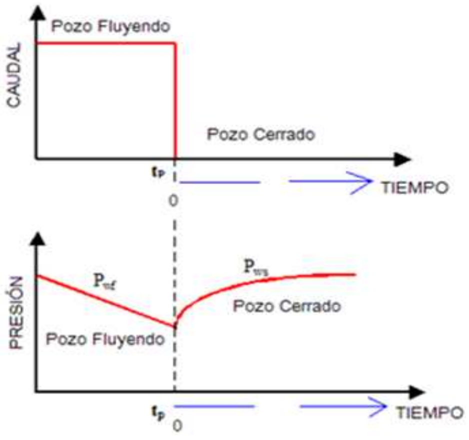

Figura 1.Historia de caudal y presión para una prueba ideal de incremento de presión.

¿CUÁNDO SE HACE?

- Pozos que se cierran para reparaciones
- Luego de un tratamiento o estimulación

¿QUÉ SE OBTIENE?

- Permeabilidad promedia de la formación
- Caracterizar daño o estimulación
- Presión del área de drenaje
- Heterogeneidades o límites del yacimiento
- Determinar el Potencial del pozo

Existen tres métodos de análisis de una prueba de restauración de presión:

a) Convencionales (Horner, MDH, MBH, Muskat, etc)
b) Curvas tipo (All Hussainy et.al, Gringarten et.al, Bourdet et.al (Derivada).
c) Análisis Moderno (Computacional utiliza 2 métodos anteriores).

4. Tipos de Estimulaciones Acidas y Bombeo de Ácidos.

Los tratamientos de estimulación a aplicarse necesitan de una selección apropiada del ácido y de la técnica de acidificación, por esta razón debemos considerar tres factores químicos correlacionados al momento de seleccionar el ácido apropiado:

- La estequeometría.
- El equilibrio termodinámico.
- La velocidad de reacción.

4.1. Tipos de Estimulaciones Acidas.

Se entiende por estimulación a una serie de tratamientos cuyo objetivo es eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, o según el caso, incrementarla por encima de su capacidad natural.
Si la inyección del tratamiento se realiza a caudales y presiones menores a las requeridas para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial, si se supera la resistencia mecánica de la roca, se trata de un tratamiento de estimulación por fracturamiento.

4.2. Tipos de Ácidos

La mayor parte de la producción de hidrocarburos se presenta en formaciones carbonaticas o areniscas. Durante la etapa de perforación o culminación diversos factores químicos o mecánicos pueden alterar su estado provocando daños que resultan en una caída de presión y por consiguiente en una disminución de la producción de hidrocarburos.

El tratamiento en general para este tipo de formaciones puede clasificarse en la siguiente forma: Reactivas y No reactivas, así mismo, se usan combinaciones de ellos, y el uso de aditivos, para diversas aplicaciones

4.2.1. Tratamientos de Estimulación por Combinaciones de Ácidos (Reactivas).

Se utilizan mezclas de estos ácidos combinados con aditivos para diferentes aplicaciones .Entre las mezclas más utilizadas en la industria petrolera tenemos:

- Mud Acid.
- HCl
- Acido Fluorobórico.

4.3. Componentes de un Tratamiento Ácido

En las estimulaciones matriciales, especialmente en las areniscas existen tres etapas básicas de bombeo.

- Preflujo
- Tratamiento principal
- Sobre desplazamiento

4.4. Bombeo de Acido.

La inyección de los diferentes tipos de ácidos que existen para tratamientos en los pozos, se la hace mediante bombeo ya sea con tubería flexible (bombeo con coiled tubing) o directamente en el cabezal del pozo (bombeo sin coiled tubing) ya sea con camión bomba o con bombas manuales las cuales son empleadas para bombeo de aditivos preventores de corrosión, parafinas y escala.

4.4.1 Bombeo con Tubería Flexible.

La tubería flexible también es conocida como "coiled tubing" y es una especie de manguera reforzada que por su poco diámetro externo y flexibilidad puede ingresar por la tubería de producción y dirigirse hacia la zona donde se necesita hacer el tratamiento de acidificación, esto nos permite enfocar el tratamiento en el área de interés.

Figura 2. Unidad de colied tubing.

La tubería flexible permite colocar fluido frente a las perforaciones cubriendo todo el intervalo, y permite un período de remojo y ablandamiento mientras se saca del pozo la tubería continua, ya que no se pueden aplicar presiones muy altas a través de la misma.

Debe tomarse en cuenta la gran ventaja de poder colocar el fluido frente al intervalo a ser tratado, sin necesidad de arrastrar todos los residuos que contiene la tubería de producción. Este es el mayor beneficio de la tubería flexible.

4.4.2. Bombeo Sin Tubería Flexible

Existen dos problemas principales al momento de hacer un tratamiento sin tubería flexible. El primer problema que se presenta es la necesidad de limpiar las impurezas adheridas a la tubería dentro del pozo, el segundo problema que se afronta es la de buscar la manera de enfocar el tratamiento que hemos diseñado a la zona que se necesita incrementar la productividad.

Figura 3. Unidad de camión bomba

5. Consideraciones de Diseño del Tratamiento.

- Presión de Inyección.
- Tasas de Inyección
- Concentraciones requeridas
- Compatibilidad de Fluidos
- Tiempo de Acción de los Componentes del Tratamiento

5.1 Ejecución y Evaluación de una Estimulación Ácida

El éxito de un tratamiento químico es la supervisión efectiva en todo el proceso. Desde el momento en que el pozo es preparado y entregado a la compañía de servicio que ejecutará el tratamiento, y durante todas sus etapas, hasta la evaluación de sus resultados.
Las operaciones pueden clasificarse así:

- Acondicionamiento
- Aplicación del tratamiento
- Control de calidad
- Análisis de resultados

5.2 Control de Calidad

Existen distintas maneras para realizar el control de calidad de una acidificación, estas dependen de las políticas y el manual de operaciones de la compañía operadora.

Este estudio, se centra en el proceso más común, el análisis de las pruebas de Build up. Como se anotó en capítulos anteriores, la comparación de pruebas de build up antes y después del tratamiento, permite la visión más profunda de la eficacia del este.

6. CONCLUSIONES

- Es acertado decir que el tratamiento de estimulación analizado en el presente estudio fue exitoso, principalmente por la reducción del daño de formación, de 5.67 a 0.04, lo cual se evidencia en el incremento de la producción que de 394 BFPD llegó a 629 BFPD.
- El factor de daño (Skin) se originaba, casi en su totalidad, por tres factores:
- Por el fluido de completación durante el reacondicionamiento, removido por el HCl y HF.
- Las incrustaciones que taponaban la parte más superficial de la arena, también removido por el HCl y el HF.
- Los depósitos de parafina, removidos por el solvente.
- Los otros tipos de daño y pseudodaño, no fueron significantes.
- Cabe mencionar que el incremento en la presión de fondo fluyente de 331.3 psi a 894.5 psi, se debe a la reducción de las barreras de flujo existentes en la zona de daño. Esto permitió eliminar el drawdown adicional producido por la presencia de una zona dañada y por ende mejorar la productividad del pozo.
- Es posible que en unos cuantos años, el pozo vuelva a presentar problemas similares, por su tendencia incrustante y la presencia de parafinas. Un tratamiento similar solucionará el problema, pero quizás no con la misma eficiencia.
- La utilización de los programas de análisis de pruebas ebas de pozos, utilizados en la Industria como el Pansystem ó el Saphir son de gran ayuda en la industria petrolera, ya que nos permite interpretar la data de las pruebas de presión de manera rápida y eficaz, evitando el tedioso proceso de hacerlo manualmente.

7. Agradecimientos

Agradezco a Dios por haberme dado fuerzas todos los días de mi vida para poder alcanzar mi meta, agradezco a mi familia por haber creído en mí siempre y por haberme brindado todo su apoyo para que pudiera alcanzar mi objetivo.

Agradezco al Ing. Bolívar Miranda por haber sido mi guía y por compartir sus conocimientos para poder culminar con éxito este trabajo, a mis profesores que durante toda la carrera me transmitieron sus enseñanzas, a mis compañeros que me ayudaron con cualquier duda que se presentó.

8. REFERENCIAS

[1] Patice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragán La Cuenca Oriente Geología y Petróleo, tomo 144 de la colección "Travaux de I' Institud Francais d' Etudes Andines" 1a edición, octubre 2004, 247-251 p.

[2] S. Quiroga, Propiedades físicas de los fluidos y las rocas, 3a edición octubre 1992, 18-26 p.

[3] Ernesto Hurtado Domínguez, Simulación de las Redes de producción del CPF y EPF del Bloque 15, Tesis de Grado ESPOL, noviembre 2007, 2-4p.

[4] Sergio Ciguela, José Betancourt, Manual Diseño de Estimulaciones, PetroEnergy, julio 2004, 196 p.

[5] Sergio Ciguela, Jose Betancourt, Manual Diseño de Estimulaciones Petroenergy, julio 2004, 201 – 204 p.

[6] Sergio Ciguela, Jose Betancourt, Manual Diseño de Estimulaciones Petroenergy, julio 2004, 222 – 224 p.
julio 2004, 196 p.

[7] San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulaciones ácidas, edición 2008, 72 – 76 p.

[8] San Antonio Pride, Introducción al Daño de Formación y Estimulación ácida, edición 2008, 7 – 10 p.

[9] San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulación ácida, Ing. Marcela Z. Mucci. Primera edición, abril de 2007, 215 – 229 p.

[10] San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulación ácida, Ing. Marcela Z. Mucci. Primera edición, abril de 2007, 107 – 114 p.

[11] San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulación ácida, Ing. Marcela Z. Mucci. Primera edición, abril de 2007, 237 – 250 p.