

INTRODUCCIÓN

Mediante ciertas evaluaciones y correlaciones que normalmente se hacen con pozos vecinos que atraviesan la misma capa productiva, es posible determinar una producción esperada para un nuevo pozo con similares características. Hay situaciones, sin embargo, bastante comunes, en los que este nuevo pozo no produce como se esperaba.

La baja producción de una capa productiva puede tener que ver con un cambio litológico local ligado al ambiente geológico deposicional, que ha provocado, por algún motivo geológico, una disminución de la porosidad y/o de la permeabilidad de la formación. Estas causas son, por lo tanto, causas naturales, y no pueden ser evitadas, minimizadas y algunas veces, tampoco predichas. La solución que se plantea para estos casos es aumentar el área abierta al sistema poroso para estimular la producción de la capa productiva, previo análisis económico, es decir una estimulación por *fracturación hidráulica* (Hydraulic Fracturing).

Cuando la roca reservorio ha sido dañada por causas artificiales se dice que existe un daño en la formación, o dicho de otro modo, que el pozo está dañado.

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad (k) y porosidad (ϕ) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se la conoce como *piel* (skin), que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como $k(\text{skin})$ y $\phi(\text{skin})$ respectivamente.

El daño, como se mencionó anteriormente, es una causa artificial, que reduce la producción de una capa productiva, no es posible de evitar, por lo tanto debe ser minimizado. En un equilibrio físico y químico como es un reservorio, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con ese reservorio; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio. La prevención del daño apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan con el mínimo daño, o mínima contaminación posible, evitando así, que la producción se vea afectada. El daño puede estudiarse mediante el análisis de transientes de presión. Las principales y más comunes causas de la existencia de un daño de formación, y las respectivas consideraciones para minimizarlo son:

- Perforación: Es el principal motivo de daño en la formación, tiene que ver con la infiltración del lodo de perforación, de sólidos del cutting y el revoque. Para minimizarlo es conveniente atravesar las formaciones productivas en el menor tiempo posible, para evitar el prolongado contacto del lodo con la formación; que el lodo contenga la menor cantidad de sólidos posibles, tanto agregados como del cutting; y que los fluidos de perforación no interaccionen ni química ni físicamente con la roca reservorio.
- Entubación: Es muy común, sobre todo en la zona de la cuenca austral de Argentina, que existan capas productivas muy por encima de la profundidad final del pozo, para que estas capas productivas no sean dañadas, es conveniente que una vez atravesadas las mismas, el pozo se entube antes de seguir perforando hasta la mencionada profundidad final. Cuando la distancia entre las capas productivas superiores e inferiores es muy prolongada, normalmente el pozo se termina colgando un *liner* desde el piso de los niveles productivos superiores hasta el fondo del pozo, para abaratar los costos de terminación.
- Cementación: La buena cementación de los niveles productivos es más que importante a la hora de poner en producción un pozo. En primer lugar el cemento no debe infiltrarse en la formación, además, el revoque debe haber sido totalmente removido antes de iniciar la cementación, es decir, es necesario asegurar un buen lavado para lograr una buena adherencia entre el cemento y la cañería del casing, y entre el cemento y la formación, de modo que el nivel productivo quede absolutamente aislado antes de punzar.
- Punzado: La cápsula del proyectil que se dispara para hacer los punzados debe ser de buena calidad y construcción, de lo contrario, quedaría un tapón provocado por el mismo proyectil (ver capítulo de terminación de pozos) que obstruiría el sistema poroso.

La solución que se plantea para pozos en donde existe daño de formación es crear un sistema de canales tipo by-pass, es decir, un sistema canalizado alternativo (wormholes). El método a utilizar en este caso, es la estimulación por *acidificación de la matriz* (Matrix Acidizing), mediante la cual se inyecta en la formación un volumen controlado de fluidos ácidos a una presión y un caudal por debajo del límite de fractura de la roca reservorio, de modo que la estimulación no se salga de control y afecte sólo a una parte del reservorio. Existen en el mercado algunos ácidos como el $\text{HCl}(\text{aq})$ y el $\text{HF}(\text{aq})$ cuyo costo no es excesivo y son capaces de disolver algunos componentes de la roca, aumentando la porosidad y permeabilidad.

Estos tratamientos, no siempre recuperan la productividad del pozo, incluso en algunos casos, pueden llevarla a cero, por eso las causas de la baja productividad deben ser bien identificadas, para asegurarse de que realmente existe un daño en la formación, y que no se debe a causas geológicas anteriormente mencionadas, además, de haber llegado a la conclusión de que el daño existe, éste debe ser también identificado, para sobre la base de esta identificación elegir el remedio apropiado, los pasos a seguir y las opciones alternativas que podrían tomarse si algo no sale como se esperaba.

PSEUDODAÑO vs. DAÑO DE FORMACIÓN

Cuando se conoce el skin total del pozo, es posible trazar una curva IPR, mediante esta curva, es posible demostrar el beneficio de disminuir el factor de daño (S).

El análisis *NODAL*, permite obtener una optimización de las condiciones de producción para una configuración de pozo determinada y la optimización de la terminación del mismo para un reservorio dado. Además puede calcularse la caída de presión a través de alguna línea de flujo desde la cara de la formación (sandface) al pozo. Se deducen así todas las causas de la disminución del caudal desde la cara de la formación.

Atribuir todo el skin a un daño dentro de la formación es un error muy común, hay otras contribuciones no relacionadas al daño, llamadas pseudoskins y deben ser extraídas del daño total para poder estimar el verdadero daño de la formación. Hay 2 contribuciones al skin, la primera está relacionada al daño de formación, actúa directamente en el sistema poroso, disminuyendo la porosidad y permeabilidad en la zona del skin; la segunda está relacionada con un daño superficial en la cara de la formación (sandface) y tiene que ver con el desgaste mecánico producido por el trépano por frotamiento y el desgaste mecánico producido por el flujo durante la perforación.

El skin de origen mecánico es comúnmente llamado pseudodaño (no es el pseudoskin) mientras que el daño de formación es el único realmente originado dentro de la formación, y no tiene efecto ni relación con el skin de origen mecánico.

PSEUDOSKIN Y CONFIGURACIÓN DEL POZO

Los pseudoskins remanentes después de la terminación pueden ser atribuidos directamente al pozo. No todos estos tienen que ver con el daño verdadero, pueden tener origen mecánico o físico

Siempre se encuentran pseudoskins negativos en pozos desviados, el alejamiento negativo es función del ángulo de desviación del pozo y de la dureza de la roca reservorio.

PSEUDOSKINS Y CONDICIONES DE PRODUCCIÓN

Las condiciones dadas por el caudal y el ángulo de inclinación pueden inducir a caídas de presión adicionales o pseudoskins. Si se pone al pozo a producir a elevado caudal, puede originarse flujo turbulento en la formación, al igual que durante la perforación. El correspondiente pseudoskin positivo es proporcional al caudal de flujo por encima de un mínimo dado, debajo de este valor crítico, tal pseudoskin no existe, puesto que no hay desgaste mecánico en el sandface producido por la rata de flujo. La inevitable variación del diámetro del pozo durante la perforación, puede modificar progresivamente el flujo de laminar a turbulento y crear un pseudoskin que se suma al daño real de la formación.

Si se perfora a altas velocidades de penetración puede causar que la presión en las inmediaciones del pozo caiga por debajo del punto de burbuja de los hidrocarburos, y puede así crearse un pseudoskin positivo como consecuencia del bloqueo producido por el gas, de la misma manera, si se produce gas condensado por debajo del punto de rocío, resultan líquidos emergiendo alrededor de las inmediaciones del pozo y alterando el flujo, ambos fenómenos son efectos de la permeabilidad relativa, pero nunca se manifiestan por sí mismos como pseudoskins positivos.

En reservorios de arena no consolidada, el flujo dependiente del skin puede ser causado por modificaciones en los arcos de arena producidos durante la perforación. Se detectan variaciones abruptas del skin totalmente dependientes del caudal de flujo.

OTROS PSEUDODAÑOS

Otras causas del deterioro de la producción son:

- 1- Colapso del tubing.
- 2- Colapso de perforaciones, se da en formaciones donde se ha sobreestimado la competencia de caudales y presiones entre pozos vecinos.
- 3- Pobre aislamiento entre zonas productivas como resultado de una pobre cementación, por ejemplo: La invasión de petróleo en una capa de gas reduce sustancialmente la permeabilidad del

gas (oil block). La mezcla de dos hidrocarburos distintos puede producir (y en la mayoría de los casos produce) la precipitación de asfaltenos, resinas y parafinas. La invasión de agua en una capa de petróleo, reduce sustancialmente la permeabilidad del último (water block), puede crear emulsiones y causar problemas serios con las arcillas. Los tratamientos de estimulación, tanto en el caso de la acidificación de la matriz como en el caso de la fracturación hidráulica, pueden causar daños serios en pozos mal cementados, hasta el punto de tener que llegar a abandonar el pozo.

- 4- Pobre diseño del sistema de Gas-Lift ; diámetro del tubing insuficiente; presión de operación de Gas-Lift inadecuada; diseño incorrecto del sistema de válvulas; contrapresión en superficie demasiado elevada.

DAÑO DE FORMACIÓN VERDADERO

Varios tipos de daño pueden ser identificados en distintos lugares de un pozo en producción, como puede ser el pozo mismo, el equipo de producción, la formación, etc. Tal distinción usualmente no se hace porque raras veces la caída de la producción tiene que ver con solo una parte del sistema de flujo. Para el diseño del remedio correcto para la producción del pozo es necesario determinar no solo la naturaleza del daño sino también el conocimiento del lugar del pozo donde está el daño que más afecta a la producción. Pueden usarse para la estimulación del pozo fluidos similares a lo que se utilizan en la limpieza del mismo, de acuerdo a la naturaleza del daño, la elección del método a utilizar depende pura y exclusivamente del lugar en el pozo donde se encuentra el daño.

La caída de la producción puede ser causada por diversos materiales; partículas migrando a través de los poros o precipitados producidos por cambios físicos o químicos en el estado inicial del reservorio; tal caída puede ser causada por líquidos (o gases) cambiando la permeabilidad relativa de la roca reservorio..

En los últimos años han aparecido equipos especiales para el reconocimiento y descripción de varios tipos de daño, así como también se han presentado numerosas publicaciones al respecto.

ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

DAÑO DE PERFORACIÓN

Invasión de sólidos de perforación

Las partículas materiales contenidas en los fluidos de perforación son potencialmente peligrosas desde el punto de vista del daño de formación: arcillas, cutting, agentes densificantes y viscosificantes, agentes minimizadores de pérdidas de circulación. Cuando son forzados hacia la formación productiva, pueden progresivamente disminuir la porosidad y permeabilidad de la roca reservorio, de tal modo que una subsecuente puesta en producción del pozo o inyección de fluidos hacia el reservorio desde el mismo a flujos moderados o altos, haría que estos materiales depositados en el sistema, pasen de poro en poro aumentando la severidad del daño en las inmediaciones del pozo.

Tal daño está limitado a unos pocos centímetros hacia el interior y alrededor del pozo (normalmente no más de 10cm, tomando como media unos 7.5cm), pero la reducción de la permeabilidad del sistema en la zona del skin puede llegar a ser del 90%.

La invasión de sólidos de los fluidos de perforación está favorecida por:

- Poros de gran tamaño en la roca reservorio.
- Presencia de fisuras y fracturas naturales.
- Partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación (sobre todo cuando se usan densificantes)
- Baja velocidad de perforación, como consecuencia destrucción de revoque (mudcake) permitiendo en contacto entre el lodo y la formación, efecto que se ve incrementado por el extenso tiempo de contacto debido a la baja velocidad de penetración.
- Baja velocidad de circulación, con la consecuente trituración del trépano del cutting a partículas más pequeñas debidas a la re-perforación (se detecta el cutting redondeado en superficie – perforita).
- Alta velocidad de circulación, se erosiona el revoque y se pone en contacto el lodo con la formación.
- Alta presión de fondo, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación, favoreciendo el ingreso de lodo desde el pozo a la formación.

- Aislamiento incompleto del revoque, típico en las perforaciones marinas, en donde no se puede usar bentonita puesto que no es soluble en agua salada, y se opta por la atapulgita, que no es tan buen aislante.

Es muy conveniente usar salmueras limpias, no demasiado concentradas como para que la bentonita que hace al revoque no precipite, para minimizar la invasión de sólidos hacia la formación. El uso de salmueras sin aditivos para evitar las pérdidas de circulación no necesariamente incrementan el filtrado del lodo a la formación. La naturaleza química de algunas salmueras especiales, que contienen muy alta concentración de sales y al mismo tiempo estabilizan las arcillas (incluyendo la bentonita) mediante cationes de Ca^{++} y/o Zn^{++} , son capaces de prevenir los filtrados y el consecuente daño de formación.

Invasión de fluidos de perforación

Por razones económicas, los pozos deben ser perforados tan rápido como sea posible. Para incrementar la velocidad de penetración es necesario reducir el control de la pérdida de circulación. Normalmente, en regímenes de penetración muy elevados, la pérdida de inyección puede llegar a ser muy elevada..

La fase líquida de un lodo típico contiene muchos componentes que pueden dañar las formaciones productivas. Teniendo en cuenta que la invasión de fluidos es mucho más profunda que la invasión de sólidos, puesto que puede llegar a ser superior a los 5mts, el filtrado de la inyección es una de las principales causas en la caída de la producción. Sin embargo, la severidad del daño depende de la sensibilidad de la formación al filtrado. La alta permeabilidad de las arenas limpias, que tienen mayor invasión de filtrado que una roca de baja permeabilidad, usualmente no son afectadas cuando el agua de formación es compatible químicamente con el filtrado de la inyección.

En lo que respecta al filtrado de la inyección se ha sugerido una caída en la permeabilidad de un 40%, pero hay que tener en cuenta que esta caída puede tomar cualquier valor desde casi 0% (el cero es imposible) hasta el 100%, dependiendo de la naturaleza de la roca y de los fluidos de la inyección.

Las formaciones que contienen arcillas, son en general las más sensibles, puesto que las arcillas pueden dispersarse, precipitarse o hincharse. Las arcillas, en su gran mayoría, son extremadamente sensibles a los cambios de salinidad, por lo tanto, cualquier cambio en la concentración o en el tipo de sales desde el agua original del reservorio en el que fueron precipitadas o estabilizadas, produce cambios catastróficos en la porosidad. En particular, la reducción de la salinidad o el incremento del pH del agua alrededor de la partícula de arcilla ocasiona la dispersión de la misma. Cuando las arcillas se dispersan actúan como pequeñas partículas sólidas que pueden migrar de poro en poro, pero con la complicación de que tienen capacidad de acumularse y cerrar al poro totalmente, dependiendo del tipo de arcilla y el tamaño de las partículas.

Los factores que favorecen la invasión del filtrado de la inyección son:

- Alta permeabilidad del revoque, como resultado de un mal diseño del lodo de perforación u operaciones que disminuyen la capacidad de aislamiento del mismo. Es válido el caso mencionado anteriormente donde en lodos salados comunes no es posible utilizar bentonita.
- Alta presión diferencial, que favorece el ingreso de la inyección hacia la formación.
- Prologado contacto de la formación con el lodo de perforación. La profundidad de penetración del filtrado es función del tiempo de contacto.

El filtrado de los lodos de perforación de base agua puede tener una baja salinidad y un alto valor de pH, así como también pueden contener dispersantes y polímeros. El agua es una causa de perturbación de las arcillas y de bloqueo del flujo por permeabilidad relativa en reservorios de baja permeabilidad (water block). Los dispersantes pueden agravar las consecuencias de la presencia de arcillas y facilitar la precipitación en el interior de los poros. Los polímeros son estables a las temperaturas de circulación, pero pueden descomponerse, cocinarse y/o formar residuos cuando son sometidos a las estables temperaturas de reservorio en intervalos prolongados de tiempo.

Los lodos de perforación de base agua salada, generan filtrados que pueden reaccionar con las sales de formación y precipitar varios tipos de compuestos y partículas.

Cuando la circulación durante la perforación se hace a caudales más o menos elevados, el filtrado que invade la formación está a temperatura de pozo, muy por debajo de la temperatura de reservorio, y el enfriamiento producido genera la precipitación de asfaltenos y parafinas.

Los lodos de base agua traen muchos problemas en formaciones con alto contenido de arcillas, existen aditivos para minimizar estos problemas, sin embargo, en algunos casos, puede elegirse un lodo de perforación de base petróleo, que es mucho más caro, pero más eficaz en ciertos casos. Los lodos de

base petróleo traen muchos menos inconvenientes ante la presencia de arcillas, aunque hay que tener en cuenta que estos inconvenientes son mucho más severos. Los problemas usuales de un lodo de base petróleo son:

- Contienen mayor concentración de sólidos que un lodo base agua. En consecuencia la invasión de sólidos es mucho más acentuada.
- El petróleo que invade reservorios de gas, en especial los lenticulares, causa la caída de la permeabilidad relativa del mismo y es mucho más problemático que la caída de la permeabilidad relativa del petróleo por la invasión de agua, debido a la mayor viscosidad.
- Los fuertes surfactantes usados para dispersar sólidos en lodos de base petróleo, hacen que la roca reservorio sea mojada por el petróleo, reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo.
- En los lodos base petróleo se usa al agua como viscosificante, para estabilizarla se utilizan emulsionantes, que estabilizan también las emulsiones en el sistema poroso del reservorio, produciendo un bloqueo al flujo por emulsión (emulsion blocks), las fuertes reducciones de permeabilidad por bloqueo al flujo por emulsión ocurren en reservorios de areniscas, en especial los de arenas muy arcillosas de baja permeabilidad.

DAÑO DE CEMENTACIÓN

El principal objetivo de la cementación es lograr una perfecta aislamiento del anular del casing con un anillo de cemento impermeable, fuerte y compacto.

Es necesaria la remoción completa del revoque, para lo cual se utiliza algún dispositivo como los caños lavadores o colchones, todos estos dispositivos deben trabajar con flujo a regímenes turbulentos. Durante este proceso el revoque puede ser sólo parcialmente destruido y si el cemento no tiene las correctas propiedades de pérdida de fluidos, la formación queda poco protegida a la invasión de filtrado, que se ve agravada por las elevadas presiones de trabajo durante la cementación, que pueden llegar a ser varias veces superiores a las de perforación y más aún en cementaciones con flujos turbulentos.

Los lavadores siempre contienen grandes cantidades de dispersantes para suspender y acarrear las partículas del revoque. La invasión de estos fluidos a formaciones que contienen arcillas ocasionan problemas adicionales de migración in-situ de las arcillas en el interior del sistema poroso y dispersión de las mismas.

La duración del trabajo de cementación es bastante corto comparado con el de perforación. La invasión de los fluidos del lavado es insignificante respecto a la invasión de los fluidos de perforación, pero esto no quiere decir que pueda despreciarse, una falla en el control de los fluidos puede ocasionar un mal cálculo en el volumen de cemento, con la consecuente cementación incompleta y contaminación de la lechada de cemento con el fluido de perforación o la deshidratación de la lechada misma.

Lechada de cemento

El tamaño desordenado de los granos de conforman al cemento, junto con el uso de agentes de deshidratación muy eficaces, resultan en una limitada filtración de sólidos y filtrado provenientes de la lechada de cemento, sin embargo, existen 3 casos en que puede caer la permeabilidad:

- 1- El pH relativamente alto del filtrado de la lechada afecta a los minerales arcillosos de la formación. Los iones Ca^{++} liberados por las partículas de cemento, son rápidamente intercambiados por las arcillas en las inmediaciones del pozo. El resultado es una modificación de las propiedades del filtrado de cemento, no solo perdiendo su capacidad como estabilizador, sino que haciéndolo un agente desestabilizador.
- 2- El filtrado del cemento entra en contacto con el agua connata de la formación, que contiene grandes cantidades de Ca^{++} , provocando la precipitación de carbonatos o silicatos cálcicos hidratados.
- 3- Las lechadas sobredispersadas presentan una rápida separación de las partículas de cemento en el fondo y de agua en el tope de la columna de cemento, como resultado hay una gran invasión de agua libre que puede provocar un importante bloqueo por agua (water block) reduciendo la permeabilidad relativa de los hidrocarburos en el reservorio.

Compresión del cemento

La etapa de compresión del cemento produce daños severos en arenas no consolidadas durante la cementación secundaria. Este fenómeno no ha podido ser explicado, pero es evidente en el well testing.

Pero aparentemente, las altas presiones de compresión del cemento durante la cementación secundaria tendrían que ver con la fracturación de la roca y la invasión de la lechada.

DAÑOS EN LA TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS

Daños por punzado

La operación de punzado siempre ocasiona daños adicionales en la formación, puesto que cualquiera sea el método de punzado que se utilice, éste compacta la roca alrededor de la zona atravesada por el proyectil, aumentando la dureza de la superficie y reduciendo la porosidad local de la misma hasta en un 80%.

Hay muchos otros factores que tienden a reducir la productividad:

- Compactación de la roca alrededor de los agujeros con la consecuente reducción en la permeabilidad local.
- La sobrepresión introduce restos de formación y da las carcazas en la formación, además introduce fluidos con sólidos en la formación.
- Penetración insuficiente, está afectada por la resistencia de la roca, y puede no ser suficiente para crear los mencionados canales de by-pass (wormholes).
- Inadecuada selección de la geometría. Se prefiere baja penetración pero con gran diámetro en formaciones blandas, mientras que es conveniente elegir pequeños diámetros y gran profundidad en formaciones duras.
- Inadecuada elección de la presión diferencial, presiones insuficientes pueden no dar el resultado esperado, presiones excesivas pueden fundir la roca en las inmediaciones del agujero, generando una pared de vidrio totalmente impermeable.

Daños por fluidos de terminación

Las causas más comunes de daño ocasionado durante la terminación de un pozo son las siguientes:

- Taponamiento de la formación y punzados por sólidos suspendidos, bacterias y/o residuos de polímeros, que tienden a bajar la permeabilidad de la formación.
- Hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua (water block) y emulsiones (emulsion block) y precipitación de incrustaciones.

Es necesario utilizar fluidos de terminación limpios y filtrados, empleando el uso de bactericidas. Los fluidos deben ser mantenidos en tanques limpios lejos de la contaminación a la que está expuestos en las zonas cercanas al pozo. También debe controlarse el uso de grasas y lubricantes.

La elección y el cuidado de los fluidos de terminación es mucho más marcada cuando se trata de un reservorio depletado. Existen aditivos muy eficaces, otra posibilidad en estos casos es el uso de gases o espumas como fluidos de terminación.

Debe, como en todo caso donde va a haber infiltración, estudiarse la compatibilidad del fluido de terminación con los minerales de la formación y la salinidad debe estudiarse cuidadosamente.

Los fluidos de terminación normalmente requieren de inhibidores para controlar la corrosión. Estos últimos pueden provocar un bloqueo por emulsión (emulsion block), modificar la mojabilidad de la roca y precipitar el Fe⁺⁺⁺.

Daños en Gravel Packs

La mayor parte de los daños ocasionados en gravel pack tienen que ver con:

- Punzados y espacios entre casing y tubing sin arena.
- Gravel pack contaminado por partículas de la formación y por geles sin romper.
- Grasas, pinturas y residuos de polímeros entre la formación y el gravel pack.
- Inadecuada selección del tamaño de la arena del engravado siendo invadido por finos de la formación durante la producción.
- Filtros con ranuras de macrado grande que no retienen la grava o demasiado reducidos que se taponan.
- Movimiento de arcillas con altos caudales que taponan las gargantas porales y entran en el pozo.
- Excesivos caudales que producen derrumbes.

- En pozos gasíferos con baja presión de formación, la temperatura baja debido a la expansión del gas y se producen precipitados orgánicos e inorgánicos.
- Parafinas y asfaltenos producen emulsiones cuando se extraen altos cortes de agua.
- Bajas presiones de formación en pozos gasíferos forman condensados que disminuyen la permeabilidad relativa al gas y fenómenos retrógrados.

Daños durante la producción

Algunos reservorios no pueden ser puestos en producción a altos caudales de flujo o elevadas caídas de presión entre el reservorio y el pozo (drawdown) sin ser afectados por fenómenos adversos. El daño de formación en estos casos es permanente y no puede ser reducido simplemente reduciendo el caudal o el drawdown de producción..

Fangos nativos y arcillas sueltas atrapadas en la pared poral, pueden comenzar a moverse a flujos elevados, especialmente en el caso en que dos fluidos inmiscibles están siendo extraídos en forma simultánea. Dependiendo del tamaño de las partículas, estas pueden bloquear el poro a través de su interconexión con el siguiente o migrar hacia otros poros aumentando la viscosidad del fluido en producción hacia el pozo. El drawdown excesivo hace caer la presión poral en las inmediaciones del pozo, y puede exceder a la fuerza compresiva de la roca. Este fenómeno es mucho más complejo en arenas no consolidadas, donde la pobre cementación de la matriz se traduce en un aumento progresivo en la producción de arena de las inmediaciones del pozo. La reducción de presión poral durante la producción, y muchas veces el enfriamiento provocado por la expansión del gas, resulta en un taponamiento por precipitación orgánica o inorgánica. La mayor parte de las veces, éstos depósitos afectan solamente a la cadena de producción y al equipo de superficie, sin embargo, hay casos en que pueden reducir la permeabilidad de la formación. Hay arcillas específicas que pueden promover la deposición de materiales orgánicos en el sistema poroso o la precipitación de soluciones salinas muy saturadas como el CO_3Ca , SO_4Ca .

La deposición de asfaltenos en las paredes de los poros pueden no afectar a la porosidad y la permeabilidad absoluta en forma significativa, sin embargo, la roca pasa a estar mojada por petróleo y no por agua, como sucede normalmente, lo que reduce en forma significativa la permeabilidad al petróleo, y, bajo ciertas condiciones, favorece el bloqueo por emulsión (emulsion block) cuando el reservorio produce petróleo y agua simultáneamente.

El drawdown excesivo en reservorios productores de gas condensado, conduce a una presión de flujo por debajo del punto de rocío en el fondo del pozo, ocurriendo una destilación in-situ de las fracciones livianas producidas, mientras que los hidrocarburos más pesados permanecen en la formación causando una caída de la permeabilidad relativa al gas.

Daño durante la limpieza del pozo

Cuando se limpia el pozo para remover depósitos o productos corrosivos del tubing de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la formación. Debe tenerse especial cuidado en que estas suspensiones no sean forzadas hacia el sistema poroso, en particular en el caso en que los materiales son solubles en el fluido de limpieza, puesto que no se forma revoque para prevenir la invasión del filtrado. El óxido de hierro en ácido o parafinas en petróleo caliente son los más típicos componentes que se re-disuelven en el fluido de limpieza, y que pueden re-precipitar en la formación, causando un daño severo y permanente.

Daño durante el tratamiento ácido

Los problemas usuales encontrados en otras fases de la vida de un pozo pueden ocurrir durante el tratamiento de acidificación:

- Materiales del tubing que son arrastrados hacia la formación, hay que tener en cuenta que los ácidos intercambian iones con los metales, en especial con los de la cañería del tubing y el casing, disminuyendo el espesor de los mismos, pudiendo llegar a dañarlos y arrastrando materiales y suciedades normales en las cañerías hacia la formación.
- Los surfactantes utilizados para dispersar sólidos durante la acidificación e inhibir la corrosión de las cañerías del casing y el tubing por acción del ácido crean dentro del sistema poral bloques de emulsión (emulsion blocks).
- Bloqueo por agua (water block).

- Cuando se inyectan en la formación grandes volúmenes de ácidos el riesgo de deposición de parafinas y asfaltenos es muy grande.

Especialmente en aquellos casos en los que el diseño del mismo es inapropiado. Estos incluyen:

- Lodos producidos por la reacción entre ácidos y asfaltenos, en especial ante la presencia de algunos aditivos (particularmente surfactantes) y minerales de hierro solubles.
- La roca puede perder consolidación por la disolución excesiva del cemento que conforma a la matriz..
- Precipitación de productos secundarios de la reacción ácida con minerales de la formación. Los productos secundarios que podrían formarse, pueden ser analizados y predichos mediante modelos geoquímicos que dependen por un lado de la composición de la roca de la formación y de la composición del fluido del tratamiento, y por otro lado de las variables termodinámicas (presión y temperatura) y del tiempo.. Sin embargo, estos modelos sólo pueden predecir la naturaleza y no el daño que podrían llegar a producir en la formación puesto que no describen el medio físico (solamente describen el químico), es decir, no describen el medio por el cual estos se depositan en los poros de la roca; por ejemplo, puede precipitar hidrosilicato en la superficie de las arcillas y no causar ningún daño, e inclusive compuestos tales como borosilicatos y fluorboratos pueden ser beneficiosos en algunos casos, pero hay que tener en cuenta que también podrían precipitar formando geles taponando completamente los poros del sistema.
- Algunos aditivos utilizados para prevenir la corrosión del hierro del sistema de producción pueden formar precipitados, esto sucede porque trabajan directamente sobre el hierro y la cantidad sobrante del aditivo va a parar a la formación, donde de seguro el hierro es todavía más escaso.
- La permeabilidad del sistema poroso puede disminuir como consecuencia de residuos de los agentes inhibidores de corrosión, o a través de la degradación térmica de polímeros, tales como los que se utilizan para reducir la fricción.

“En fracturación hidráulica y gravel pack, los ácidos pueden disolver los paquetes de arena.”

Tratamientos de control de agua

La fracción de agua producida por un pozo, puede ser sustancialmente reducida mediante la inyección de poliacrilamidas. La mayoría de las veces, sin embargo, la inyección de las mismas lleva a una caída en la producción de gas y petróleo simultáneamente con la del agua. Aparte de las causas inherentes a la técnica (químicas, mecánicas y la degradación térmica del polímero), algunas causas pueden ser atribuidas al daño de formación ocasionado por el tratamiento:

- Daño provocado por una disolución incompleta del polímero.
- Formación de geles.
- El agua que se utiliza como base para el tratamiento puede no haber estado correctamente filtrada.
- Bloque por agua (water block).
- Interacción del agua o del polímero con las arcillas de la formación.

DAÑO EN POZOS INYECTORES

Inyectores de agua

La mayoría de los problemas anteriormente citados pueden ocurrir en inyectores de agua.

- Invasión de sólidos suspendidos y subsecuente taponamiento.
- Perturbación in-situ de las arcillas
- Incompatibilidad del agua inyectada y la de la formación, o como resultado de la presencia de CO₂ o SH₂ en la formación.
- Taponamiento por formación de coloides, especialmente los de base hierro, productos de la corrosión de la cañería del tubing cuando hay O₂ en el agua inyectada.
- Taponamiento por bacterias.

TIPOS VARIOS DE DAÑO

La eficacia de un tratamiento de acidificación depende de manera primaria de la eficacia para remover el daño responsable de la restricción de la producción. Esta restricción normalmente puede ser vista en una caída en el nivel general o una declinación de la producción más rápida de lo esperado. La estimación extendida de tal daño se estudia mediante el análisis de transientes de presión.

Una vez que el daño y su origen han sido detectados, puede elegirse el remedio correcto. Sin embargo una vez que se han hecho diversas operaciones en el pozo desde la perforación hasta una eventual reparación, pueden coexistir varios tipos de daño, que en conjunto ocasionan la problemática de un daño potencial en el pozo.

Las características físicas son las que determinan el fluido de tratamiento, y no el origen del daño. El mismo fluido puede ser utilizado para tratar el mismo tipo de daño, independientemente del origen que causó ese daño. A continuación se discuten solamente los tipos más importantes y comunes de daño.

Emulsiones

La mezcla de fluidos de base agua y base petróleo ocasionan emulsiones en la formación. Las emulsiones tienen la particularidad de tener viscosidades muy elevadas, en particular las emulsiones de agua y petróleo. Normalmente se forman durante la invasión del filtrado del lodo de perforación o durante los tratamientos fluidos posteriores. Los filtrados de alto pH como el proveniente del lodo de perforación o las lechadas de cemento; o filtrados de bajo pH como el proveniente de los fluidos del tratamiento de acidificación, pueden emulsificar algunos petróleos de la formación. De la misma manera, los filtrados de los lodos de perforación de base petróleo o fluidos de estimulación del mismo tipo, pueden formar emulsiones al entrar en contacto con las salmueras de la formación.

Las emulsiones son estabilizadas por los agentes tensioactivos (sulfactantes) que se utilizan en los tratamientos fluidos o que pueden ser formados por la interacción del fluido con la roca.

Cambios de mojabilidad

La mojabilidad total o parcial del petróleo en la roca reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto puede ocurrir por el fenómeno de adsorción a través de minerales activos en la superficie de la pared poral. El daño puede ser remediado a través de la inyección de solventes capaces de remover la fase de hidrocarburos que está mojando a la roca, la solución es agregar un tensioactivo fuerte, que aumente la mojabilidad del agua en la roca con el consecuente riesgo de provocar un bloqueo por emulsión. Sin embargo, un tensioactivo por sí solo no puede hacer el trabajo, puesto que normalmente la fase de petróleo que moja la roca está compuesta de hidrocarburos pesados como asfaltenos o parafinas, debe ser aflojada primero, antes de ser removida mediante un solvente.

Water Block

El bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación de agua S_w en las inmediaciones del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo.

El bloqueo por agua puede formarse durante las operaciones de perforación y terminación mediante la invasión de filtrados de base agua en la formación, o durante la producción, cuando aumenta la relación agua-petróleo.

El bloqueo, se ve favorecido con la presencia de arcillas intraporales, como la illita. Estas arcillas, debido a su forma particular y la dirección de su crecimiento, aumentan la superficie de contacto con el fluido, disminuyendo al mismo tiempo el tamaño de los poros y la porosidad del sistema, incrementando la retención de agua en las paredes porales.

El bloqueo por agua es usualmente tratado con agente tensioactivos, que tienen el objeto de disminuir la tensión superficial entre el agua y el petróleo o el gas. Los más comunes son los surfactantes y alcoholes. Existen algunos tipos de ácidos particularmente efectivos en el caso de reservorios de gas, que son capaces de producir la evaporación del agua de modo que salga a través de la cañería de producción junto con el gas.

Sarros

Los sarros son precipitados minerales, que pueden precipitar tanto durante la perforación, como durante la producción (en el tubing) e inclusive en el interior de la formación.

Normalmente esta precipitación es mucho mayor durante la producción, puesto que se ve maximizada por las bajas temperaturas y presiones en las inmediaciones del pozo. También se forman sarros cuando se ponen en contacto dos aguas incompatibles.

Existen varios productos capaces de disolver el sarro, dependiendo de la constitución mineralógica del mismo. Los tipos más comunes de sarro encontrados son:

- Carbonatos (CO_3Ca ; FeCO_3), en particular el CO_3Ca es el sarro más comúnmente encontrado en reservorios ricos en calcio, carbonatos y bi-carbonatos, como calizas y dolomías. En estos casos se opta por acidificar con HCl o HF y disolver dichos carbonatos.
- Sulfatos ($\text{CaSO}_4+2\text{H}_2\text{O}$; CaSO_4 ; BaSO_4 ; SrSO_4), son mucho más difíciles de remover, pero tienen la ventaja de ser más predecibles. Se soluciona mediante un producto llamado EDTA (sales de tetrasodio), jugando con el tiempo y la temperatura, a mayor tiempo de contacto y mayores temperaturas se obtienen mejores resultados.
- Sales de sodio, se disuelven haciendo circular mucho agua, con una baja concentración de HCl de ser necesario.
- Sales de hierro (FeS ; Fe_2O_3), se usa una combinación de HCl o HF con EDTA.
- Sales de sílice, se cristalizan, pero pueden ser removidas con HF.
- Sales básicas ($\text{Mg}[\text{OH}]_2$; $\text{Ca}[\text{OH}]_2$), se remueven con HCl.

En el diseño del tratamiento de remoción de sarro, el tiempo juega un papel muy importante, puesto que hay que darle al ácido tiempo suficiente para que reaccione, por lo tanto, el pozo debe ser cerrado por un tiempo, lo que suele ser anti-económico.

Depósitos orgánicos

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfaltenos y parafinas, y pueden ocurrir en la perforación, en el tubing y en el interior de la formación.

Los mecanismos por lo cuales se origina son variados y complejos, pero el principal motivo es algún cambio en las variables termodinámicas a las que está sometido el fluido del reservorio durante el proceso de perforación, producción o in-situ en el interior del reservorio; y el mecanismo por el cual precipitan tiene que ver con la pérdida de solubilidad en el resto de los hidrocarburos, y una vez que precipita, cristaliza. La causa más común que produce este efecto sucede durante la producción, donde las inmediaciones del pozo pierden temperatura y presión.

Estos precipitados cristalizados son removidos por solventes orgánicos, son polímeros aromáticos (benceno, tolueno), pero en casos particulares en que la composición del precipitado es mayormente de asfaltenos, puede removerse simplemente con alcohol, que es más barato.

Los precipitados orgánicos no deben ser confundidos con los precipitados que se forman por la reacción química de los compuestos del petróleo con sustancias inorgánicas, que no pueden tratarse y la inyección de un solvente orgánico aumentaría el daño por descomposición; por lo tanto, es conveniente un estudio minucioso antes de iniciar el tratamiento, en primer lugar para distinguir si se trata de un precipitado orgánico o no, y en segundo lugar para estudiar la concentración de asfaltenos en el precipitado para decidir si tratar simplemente con alcohol o usando un polímero.

Depósitos mixtos

Son depósitos compuestos por la mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos, que pueden incluir también sarros, fangos, sílices y arcillas.

Cuando los depósitos migran, asociados con un incremento en la producción de agua, actuando como un núcleo de deposición de compuestos orgánicos provenientes de los hidrocarburos en flujo.

El único remedio para este problema es la utilización de un solvente dual, que contenga un agente de dispersión orgánico (polímero aromático) y un agente de dispersión inorgánico (ácido).

Fangos y arcillas

Este daño incluye la invasión de arcillas provenientes del lodo de perforación (normalmente bentonita o atapulgita) y/o por hinchamiento o migración de las arcillas inherentes de la formación.

La invasión de sólidos puede ocurrir durante los procesos de perforación, terminación o reparación del pozo, siempre que las partículas sólidas tengan un diámetro menor que el de los poros, siendo responsables de una disminución en la permeabilidad y porosidad del sistema poral de la roca. Cuando los filtrados provenientes del lodo de perforación, fluidos de terminación, reparación o tratamientos de base agua pueden afectar al equilibrio entre el agua de formación o del filtrado y las arcillas de la formación. Esto normalmente se debe al balance de composición y concentración de sales.

De este modo, dependiendo del tipo de arcillas y la complejidad y desviación del desbalance, las arcillas pueden precipitar, migrar, disolverse, dispersarse o distorsionarse reduciendo la porosidad efectiva del reservorio.

La solución del problema depende del tipo de arcilla involucrado y de la matriz del reservorio, por ejemplo, para el caso de una arcilla que se dispersa (montmorilonita), se optará por acidificar con HF para el caso de una arenisca consolidada, o por acidificar con HCl para el caso de una caliza. Además el producto a utilizar depende también de las propiedades termodinámicas del reservorio, por ejemplo en reservorios de baja presión, como en el caso de reservorios lenticulares o de poca profundidad, es mucho más efectivo movilizar las arcillas con nitrógeno.

DAÑO POR PENETRACIÓN PARCIAL

Hay varias razones por las cuales un pozo puede terminarse poniendo en producción solo una porción de la capa productiva (hw). Esta penetración parcial produce una carga adicional que se considera como un tipo especial de pseudodaño, y que no es un daño verdadero. El valor del daño provocado por la penetración parcial es siempre positivo, excepto en el caso de pozos desviados.

Existen ecuaciones para calcularlo, como las de Odeh o la de Streltsova.

En reservorios de baja permeabilidad, se hacen muy importantes los fenómenos transitorios asociados a la penetración parcial.

La característica del flujo en tiempos tempranos es semejante a la de un pozo produciendo mediante el espesor de la capa productiva abierta al flujo (h), y luego de una transición, se observa el flujo de toda la formación (hw). El fenómeno transitorio finaliza cuando todo el espesor contribuye a la producción.

En síntesis:

- La producción está limitada debido a que $h < hw$ en pozos verticales.
- El pozo queda descentrado con respecto al radio de drenaje.
- El daño por penetración parcial puede tomar valores negativos en casos de pozos desviados, dependiendo del espesor punzado, del espesor de la formación y del ángulo de inclinación.

ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado por "S" que se denomina severidad. Este daño puede tener diversos valores, que pueden llegar a ser muy grandes.

Se analizarán los valores que puede tomar la severidad del daño:

- $S > 0$: Pozo dañado. En este caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo. Aquí es donde se aplica lo visto hasta ahora. Puede reemplazarse el sistema utilizando una ecuación que tenga en cuenta un diámetro del pozo menor que el perforado.
- $S = 0$: Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo. El pozo está produciendo con un diámetro igual al real.
- $S < 0$: Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturación hidráulica o estimulación ácida. Se considerará en este caso, que el pozo produce con un diámetro de pozo mayor que el perforado.

Radio equivalente del pozo

Como la producción del pozo está íntimamente relacionada con la severidad del daño en la formación, en lugar de complicar la ecuación del índice de producción IP, es conveniente definir un radio equivalente del pozo, donde se supone que el pozo tiene un diámetro que no es el verdadero, sino que es un diámetro virtual que depende del daño en forma directa.

Se define como radio equivalente:

$$r'_w = r_w \cdot e^{-S}$$

De esta forma, con el radio equivalente se calcula el índice de productividad IP:

$$IP = \frac{k \cdot h}{a_r \cdot B_0 \cdot m \ln(r_e / r'_w)} = \frac{Q}{P_e - P_{wf}}$$

Nomenclatura:

- k : Permeabilidad
- h : Espesor de la capa o nivel
- a_r : Coeficiente de unidades (en sistema darcy $a_r = 1$)
- B_0 : Factor volumétrico del petróleo
- μ : Viscosidad absoluta
- r_e : Radio de drenaje
- r'_w : Radio equivalente del pozo
- r_w : Radio del pozo perforado
- Q : Caudal de producción
- P_e : Presión estática de la formación
- P_{wf} : Presión dinámica de la formación
- S : Daño total de la formación

Se sabe que el daño afecta solo a una zona en las inmediaciones del pozo, que no está muy bien definida, en la cual la permeabilidad se va afectada. Esta zona se la denomina piel (skin) y tiene un radio medido desde el centro del pozo que puede ser estimado mediante perfiles como el microlaterolog o el perfil de proximidad. El daño de la formación se determina mediante ensayos, pero de no tener los datos precisos puede ser estimado mediante la relación de permeabilidades y radios del skin y la formación.

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

Como se trata de relaciones, la ecuación es independiente de las unidades que se utilicen, siempre que sean las mismas.

En condiciones normales, S toma valores entre 1 y 7 para pozos dañados, considerándose que para un $S > 7$ el daño es severo, con $S > 10$ el daño es grave. En base al valor que asume S se analiza si realmente conviene reparar el pozo.

Nomenclatura:

- k : Permeabilidad media de la formación productiva
- k_{skin} : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (skin)
- r_{skin} : Radio desde el centro del pozo al borde externo del skin
- r_w : Radio del pozo

La caída de presión adicional puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{skin} = \frac{Q \cdot B_0}{4 \cdot \rho \cdot T} \cdot 2 \cdot S$$

Ecuación que depende de la temperatura (T) del reservorio.

Composición del valor que asume el daño de formación

$$S = S_{c+q} + S_p + \sum PS + S_d$$

Nomenclatura:

- S : Daño total de formación
- S_{c+q} : Daño por penetración parcial e inclinación (-)
- $\sum PS$: Conjunto de pseudodaños
- S_d : Daño verdadero

El conjunto de pseudodaños es función de la distribución de fases, las permeabilidades relativas de las mismas, los caudales y el tipo de flujo (laminar o turbulento).

PREVENCIÓN DE DAÑOS

La prevención de daños apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan provocando el mínimo daño o la mínima contaminación posible, evitando que la producción se vea afectada.

Si bien la muchos daños son remediabes, las operaciones de reparación de daños son costosas en muchos casos y no siempre solucionan el problema completamente.

En un pozo en producción es conveniente dividir al sistema en componentes o porciones (análisis Nodal), con el objeto de asegurarse de que ninguna parte de dicho sistema esté produciendo con una caída de presión mayor que la que corresponde. Existen en el sistema dos grandes componentes:

- 1- Sistema hidráulico: desde el momento en que el fluido ingresa al pozo.
- 2- Sistema compuesto por la formación y los punzados.